



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

UNIVERSIDAD  
NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERIA

TEMA DE TESIS: UTILIDAD DE LOS  
REGISTROS DE IMÁGENES ELECTRICAS EN  
LA CARACTERIZACIÓN DE LOS  
YACIMIENTOS NATURALMENTE  
FRACTURADOS

RICARDO GILBERTO SOTELO GUTIERREZ



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

## Contenido

RESUMEN.....	1
INTRODUCCION. ....	3
Figura I. Registros Geofísicos. (Schlumberger, 2005/2006).....	4
CAPITULO I. HISTORIA Y EVOLUCIÓN DE LA HERRAMIENTA FMI.....	5
I.1 Historia y Evolución de la Herramienta FMI. ....	5
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). ....	6
Figura I.2. Muestra la geometría que presenta el pozo, inclinación y desviación (Modificado de Schlumberger, 1999).....	7
Figura I.3. Evolución de las herramientas de imágenes eléctricas al paso de 35 años (Modificado de Schlumberger, 1999 y Alvarado, 2010).....	8
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). ....	9
I.2 Evolución de la Herramienta FMI y Principios Físicos de Medición.....	10
Figura I.5. FMI visualización de las paredes del pozo (Schlumberger, verano 2003).....	10
I.2.1 Mecanismo Óptico. ....	11
Figura I.6. Primeras imágenes de pared de pozo tomadas con métodos ópticos. Lost Articles in Baku Oil Wells, 1904 (FI, UNAM).....	11
I.2.2 Mecanismos Acústicos. ....	11
Figura I.7. Borehole Televiwer Mobil Oil 1968-69 (Serra, 1984).....	12
Figura I.8. CAST de Halliburton y Perfil 3D en pozo abierto (Halliburton, 2009). ....	12
Figura I.9. Generador de Imágenes Ultrasonicas (Ultrasonic Borehole Imager, UBI, por sus siglas en ingles) de Schlumberger (Schlumberger, 2002). ....	13
I.2.3 Mecanismos eléctricos. ....	13
Figura I.10. Sonda FMS de la compañía Schlumberger (Schlumberger, 1999). 14	
Figura I.11. Sonda FMI de Schlumberger (Schlumberger, documento inédito)..15	
I.3 Descripción de la herramienta FMI. ....	15
Figura I.12. Herramienta de Registros de Imagen FMI (Modificado de Schlumberger, Abril, 2002 y Domínguez, 1999).....	16
Figura I.13. Comparativa de resolución FMS V.S. FMI (Schlumberger, documento inédito). ....	17

I.4 Principio Físico de Medición y Partes de la Herramienta FMI. ....	18
I.4.1 Principio Físico de medición. ....	18
I.4.2 Partes de la Herramienta FMI. ....	19
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). ....	19
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). ....	21
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). ....	22
Figura I.17. Disposición de los electrodos dentro de los patines (Modificado de Schlumberger, Abril 2002). ....	23
Tabla I.1. Comparativa del diámetro de los electrodos (Domínguez, 1999). ....	24
I.5 Velocidad del registro. ....	24
I.6 Cobertura de la pared del pozo para una sola corriente. ....	24
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). ....	25
I.7 Modo de operación. ....	25
Tabla I.2. Modo de operación del FMI (Domínguez, 1999). ....	26
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). ....	26
Tabla I.3. Especificaciones de la herramienta FMI (Modificado de Schlumberger, Abril 2002 y Domínguez, 1999). ....	27
I.8 Interpretación de Colores en el FMI. ....	28
Figura I.20. Representación de la escala de colores (Modificado de Alvarado, 2010). ....	28
I.8.1 Materiales conductores o resistivos. ....	29
Figura I.21. Muestra la diferencia al emplear colores oscuros y claros, en donde: .....	29
I.8.2 Litologías. ....	30
Figura I.22. Tendencia de la coloración dependiendo de la litología en función de la resistividad de la formación (Modificado de Alvarado, 2010). ....	30
I.8.3 Imágenes estáticas y dinámicas. ....	31

Figura I.23. Imagen estática e imagen dinámica (Alvarado, 2010).....	31
I.9 Presentación de las imágenes en pistas. ....	32
Figura I.24. Muestra la forma en la que están acomodadas las pistas en el registro (Alvarado, 2010). ....	33
(a)Escala .....	34
Figura I.25. Diferencia en la calidad de la imagen dependiendo de la escala que se maneje (Alvarado 2010).....	34
<b>CAPITULO II. INTERPRETACION DEL REGISTRO DE IMÁGENES ELECTRICAS</b>	
FMI. ....	35
II.1 Fracturas.....	35
Figura II.1. Núcleo (b medida HQ) mostrando fracturas que cortan a los estratos teniendo una dirección de inclinación diferente a la estratificación (Galore Resource, 2010). ....	35
Figura II.2. Simbología utilizada en registros de pozos (Martell, año inédito).....	36
Figura II.3. Muestra una imagen eléctrica con fracturas cementadas (círculos azules) por carbonatos en coloración blanca (Schlumberger, 1999). ....	37
Figura II.4. Vista de las fracturas conductivas en las imágenes FMI (Alvarado, 2010).....	38
Figura II.5. Imagen que muestra fracturas semiplanares y vugulares, vista desde un núcleo (medida HQ) (Galore Resource, 2010).....	39
Figura II.6. Muestra una imagen eléctrica con fracturas poligonales o chicken-wire (izquierda) y un núcleo (HQ) con fracturas poligonales en carbonatos (derecha) (Schlumberger, 1999 y Galore, 2010).....	40
Figura II.7. Fracturas inducidas por la perforación vistas en una imagen eléctrica como dos líneas semiparalelas en coloración negro (Schlumberger, 1999). ....	41
II.1.1 Análisis de las fracturas. ....	42
II.2 Porosidad por disolución.....	43
Figura II.8. Se observa disolución dentro de la fractura, haciendo la comparación entre una imagen eléctrica (izquierda) y vista desde un núcleo (HQ) (derecha) (Schlumberger, 1999 y Galore, 2010).....	43
Figura II.9. Tipos de porosidad vugular (Schlumberger, 1999). ....	44
II.3 Fallas.....	45
Figura II.10. Tipos de fallas (Schlumberger, 1999). ....	45
Figura II.11. Muestra del lado izquierdo una imagen eléctrica de una falla y del lado derecho una falla vista desde un núcleo (HQ) (Schlumberger, 1999 y Galore, 2010). ....	46
Figura II.12. Muestra una pista del registro donde se observa los tadpoles o magnitud del echado (Schlumberger, 1999).....	47

II.4 Estructuras sedimentarias singenéticas. ....	47
Figura II.13. Del lado izquierdo se puede observa los limites de los estratos gracias a su forma, y de una manera escalar se puede cuantificar el espesor de cada estrato o laminación, del lado derecho se observa los tadpoles los cuales indican la inclinación de dicha estratificación (Schlumberger, 1999).....	48
II.5 Discordancias sedimentarias. ....	49
Figura II.14. Se observa una imagen eléctrica donde se muestra una discordancia, en la parte superior se puede apreciar una estratificación laminar, mientras que en la parte inferior se observa una zona de conglomerados (Schlumberger, 1999).....	49
II.6 Estilolitas.....	50
Figura II.15. Imagen que muestra estilolitas en un núcleo (HQ) en rocas sedimentarias (Galore, 2010).....	51
II.7 Evolución en los Registros de Imagen (LWD).....	52
Figura II.16. Evolución de los objetivos de perforación que hoy en día permiten tener mejoras ya que no solo se perfora en los ejes x-y-z puesto que los desafíos cada vez son más grandes obligando a los equipos a cargo de la colocación de pozos a dirigir los en sentidos longitudinales a través de los yacimientos para maximizar la producción (Schlumberger, Invierno 2005/2006). ....	52
Figura II.17. Comparación de la imagen de resistividad LWD (izquierda) con la imagen de la herramienta FMI operada por cable (derecha). Como se nota la resolución de la LWD es considerablemente menor que la de su par operada por cable, las características geológicas primarias pueden observarse con facilidad y pueden ser utilizadas para determinar buzamientos estratigráficos y estructurales (Schlumberger, invierno 2001). ....	54
<b>CAPITULO III. USOS Y APLICACIONES DEL REGISTRO FMI EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS YNF. ....</b>	<b>55</b>
III.1 Yacimiento.....	55
Figura III.1. Afloramiento con fracturas naturales (Schlumberger, Otoño, 2006). ....	55
III.2 Fractura.....	56
III.2.1 Fracturas en un los Yacimientos Naturalmente Fracturado YNF. ....	56
Figura III.2. Idealización de un YNF donde la interacción entre los bloques de matriz y el sistema de fracturas definirá en gran medida la recuperación de los hidrocarburos contenidos (Tadeo, 2005).....	56
III.3 Clasificación Geológica de los Yacimientos. ....	57
Figura III.3. Yacimientos Estratigráficos (Escobar, 2007).....	57
Figura III.4. Yacimientos Estructurales (Escobar, 2007).....	57
Figura III.5. Yacimientos Combinados (Escobar, 2007).....	58

Figura III.6. Clasificación de Nelson para YNF (Mejorado de García, 2009 y Schlumberger, 2006).....	59
III.4 Aspectos Geológicos de las Fracturas. ....	60
III.4.1 Morfología de las Fracturas. ....	61
Figura III.7. Imagen FMI de Fracturas hechas por disolución (izquierda), núcleo con fracturas hechas por disolución (derecha) (H. Acuna, año inédito y Galore, 2010).....	61
Figura III.8. Morfología de las fracturas (H. Acuna, año inédito).....	62
III.5 Propiedades Petrofísicas de los Yacimientos Naturalmente Fracturados.....	63
III.5.1 Porosidad en los YNF.....	63
Figura III.9. Arreglo geométrico de la porosidad secundaria. En ambos casos la porosidad depende del empacamiento de los granos (Tadeo, 2005). ....	64
III.5.2 Permeabilidad. ....	65
III.5.3 Doble Porosidad-Doble Permeabilidad.....	66
III.6 Ejemplos de los Yacimientos Naturalmente Fracturados en el Mundo y Caracterización de las Fracturas. ....	66
Figura III.10. Rocas fracturadas de basamento granítico de la cuenta Cuu Long situado en el área marina de Vietnam (Schlumberger, 2006). ....	67
Figura III.11. Sistema de clasificación de fracturas utilizado en la Cuenca Cuu Long. La herramienta FMI muestra los dos tipos de fracturas principales. Se describen las relaciones de los sistemas de flujo de las fracturas correspondiente a cada tipo, para el sistema de fracturas discretas (extremo superior derecho) y para el sistema mejorado por disolución (extremo inferior derecho) (Schlumberger, Otoño, 2006).....	68
Figura III.12. Diaclasas de en un Yacimiento CBM en Alberta, Canadá (Schlumberger, 2006).....	71
Figura III.13. Imagen de los carbones de Ardley. La herramienta FMI ayuda a identificar con éxito la presencia o ausencia de diaclasas en las 4 zonas de Ardley. A) Imagen FMI estática del carbón de Val D´Or donde se observa muy clara o brillante la imagen lo que indica un alto grado de mineralización. B) La imagen del carbón Arbour, en esta imagen no se observan diaclasas grandes mientras que en el carbón de Silkstone (C) se pueden ver abundantes diaclasas frontales con un rumbo preferencial NE-SW. D) Carbón Mynheer muestra una interestratificación de lutitas (Schlumberger, 2006). ....	72
III.7 Nuevas Tecnologías.....	73
Figura III.14. Reducir el tiempo en la toma de decisiones durante la perforación es el objetivo a seguir de las compañías de servicios (Schlumberger, 2005/2006). ....	74
III.7.1 Nueva tecnología LWD en el Golfo de México. ....	74

Figura III.15. La presentación de los datos de perforación junto con la información litológica permite a los perforadores identificar formaciones problemáticas y mitigar problemas futuros (Schlumberger, 2005/2006). .....	76
Figura III.16. Configuración de pozo típica en el campo de gas Sajaa situado en Medio Oriente BP Sharjah Oil Company inicio operaciones de re-entrada de perforación en condiciones de bajo balance con tubería flexible en pozos del campo de gas de Sajaa situado en Emiratos Árabes Unidos (Schlumberger, 2006).....	77
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES. ....	78
BIBLIOGRAFIA. ....	79



## RESUMEN.

Esta Tesis esta constituida por la aplicación de la herramienta de imágenes eléctricas o FMI por sus siglas en ingles la cual en este caso se ejemplificara la aplicación en la caracterización de los yacimientos naturalmente fracturados.

Para el desarrollo de este trabajo antes de entrar en detalles sobre la FMI es necesario hablar sobre sus orígenes donde se hace mención de la herramienta antecesora que es el registro de echados ya que es donde remontan sus orígenes la FMI que durante su evolución hasta llegar al registro de imágenes eléctricas hubo varios cambios sobre todo en el aumento del número de electrodos y patines, pero sin deja el principio de funcionamiento que es a través de la corriente eléctrica que existe en las paredes del agujero, además que la calidad en el registro y sobre todo de la imagen fue mejorando llegando a ser por excelencia la herramienta más poderosa y usada en la interpretación de los yacimientos de hidrocarburos y en este caso en los yacimientos naturalmente fracturados, esto se debe a que gracias a la herramienta han podido lograr una buena caracterización y visualización de los problemas estructurales, ahorrando tiempo y dinero a la hora de la interpretación, puesto que antes se hacía con la ayuda de núcleos y esquirlas, ahora solo son métodos que apoyan a la interpretación de las imágenes eléctricas.

Durante la evolución y al paso de 35 años la herramienta FMI ha comenzado a quedar un poco en el pasado y es por los nuevos problemas que se enfrentan los geocientíficos como lo es en la perforación direccional, pero para ello la tecnología ha evolucionado quedando limitada la FMI y evolucionando a las nuevas tecnologías tal es el caso de la herramienta de imágenes eléctricas LWD pos sus siglas en ingles, mejorando la calidad de imágenes y teniendo la ventaja que la herramienta se corre en casi todos los fluidos de perforación y siendo de mejor ayuda al ser una herramienta direccional.

Este trabajo habla un poco sobre la evolución de las imágenes eléctricas en la caracterización de los yacimientos naturalmente fracturados, dentro de este trabajo se hace mención de algunos ejemplos mundiales, donde se emplea esta tecnología, y donde se puede entender los retos a los que se enfrentan las compañías prestadoras de servicios.

## INTRODUCCION.

Los campos alrededor del mundo resultan complejos sobre todo cuando más del 70% son Yacimientos Naturalmente Fracturados, lo cual implica un gran reto para los Ingenieros y Geocientíficos al caracterizar los Yacimientos y poder obtener el mejor beneficio posible durante su producción, para ello los expertos han llegado a depender de la información proporcionada por las Imágenes de pared de pozo a partir de la microresistividad que durante los últimos 15 años ha tenido un gran avance permitiendo la obtención de imágenes con una mayor resolución y mediciones más confiables y precisas, inclusive en tiempo real.

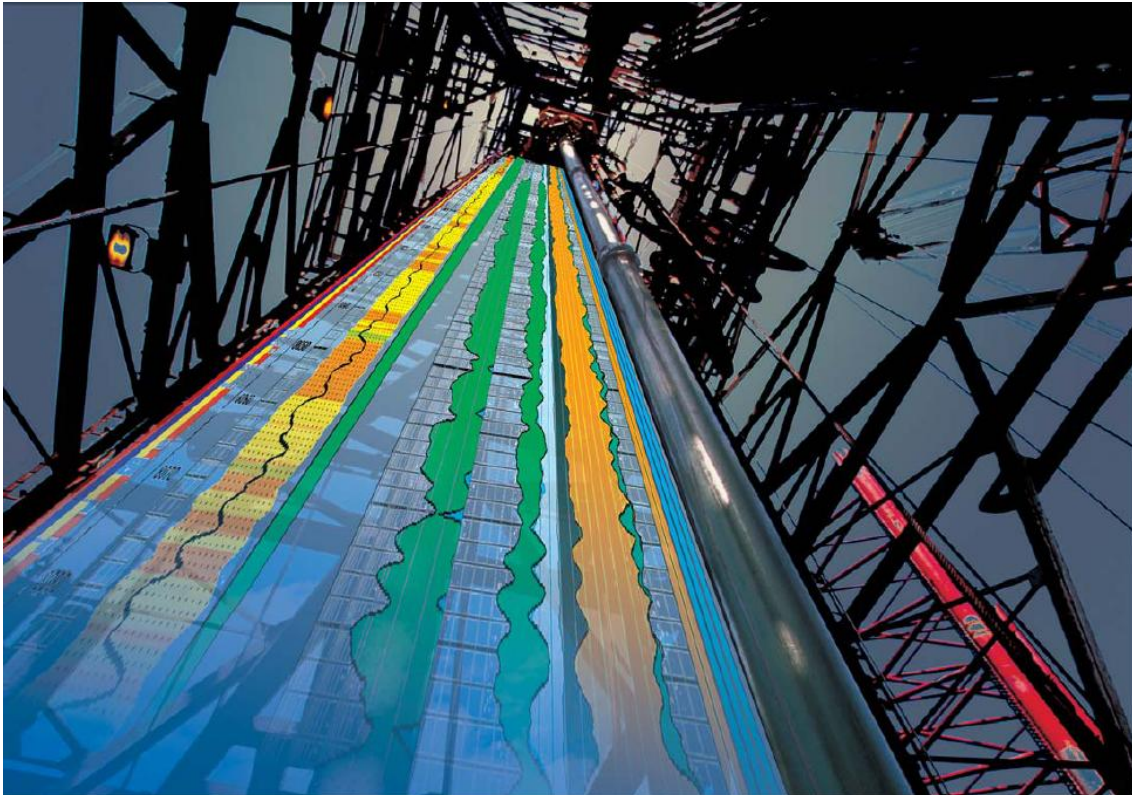
En el presente trabajo se mencionará la evolución que han tenido las Imágenes de Pared de Pozo haciendo referencia a la herramienta que inicialmente permitió la toma de echados (*Dipmeter Tool* por sus siglas en inglés) y que abrió camino en la toma de registros de imágenes, destacando su evolución y mejoras tecnológicas en la herramienta, teniendo un aumento en el número de electrodos lo cual permite tener imágenes más claras y con mejor resolución, esta tecnología al evolucionar recibe el nombre por sus siglas en inglés de FMI (*Fullbore Formation MicroImager*) la cual a lo largo de los dos primeros capítulos se hablará sobre sus características y mejoras a diferencia de las herramientas de generaciones pasadas y sobre sus aplicaciones en la industria petrolera en la caracterización de Yacimientos.

Durante este trabajo se hablara de la nueva tecnología subsecuente a la FMI, la cual dentro de sus mejoras es que las mediciones pueden realizarse durante la perforación en tiempo real, llevando el nombre de LWD (*Logging While Drilling* por sus siglas en inglés), reduciendo el tiempo en la toma de registros y decisiones, así como que ha evolucionado en conjunto con la perforación direccional, la cual en los últimos años ha representado una serie de nuevos retos, sobre todo en México puesto que se emplea en donde se encuentra la mayor riqueza petrolera del país, en los Yacimientos Naturalmente Fracturados, para los cuales es fundamental el empleo de los registros de imágenes para lograr una mejor caracterización del yacimiento ya que permiten la identificación de fallas y fracturas así como de sus datos estructurales, datos de estratificación, bioturbación, e identificar rasgos de la historia diagenética que han sufrido los mismos.

Dentro de los apartados de este trabajo y en las imágenes que se presentarán se hace la comparativa del estudio entre las Imágenes Eléctricas contra los núcleos de roca obtenidos durante la perforación, siendo de gran ayuda en la caracterización, solo que representan un mayor tiempo para su análisis y por consecuencia un mayor gasto en las inversiones de los proyectos.

En la actualidad la tecnología y la toma de Imágenes Eléctricas ha evolucionado al grado que las compañías prestadoras de servicios crearon centros que operan en las 24 horas del día debido a que las nuevas tecnologías evolucionaron en la toma del registro en tiempo real, maximizando la caracterización de los Yacimientos (Figura I).

Al final de este trabajo se mencionarán las problemáticas que podrían presentar las imágenes eléctricas en la interpretación y se hablará de las recomendaciones que se proponen a futuro para la mejor comprensión y el estudio dentro de las aulas de clase para quienes pretenden convertirse en especialistas en la interpretación de los registros geofísicos y en especial de Imágenes Eléctricas dentro de la industria petrolera.



*Figura I. Registros Geofísicos. (Schlumberger, 2005/2006).*

## **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.

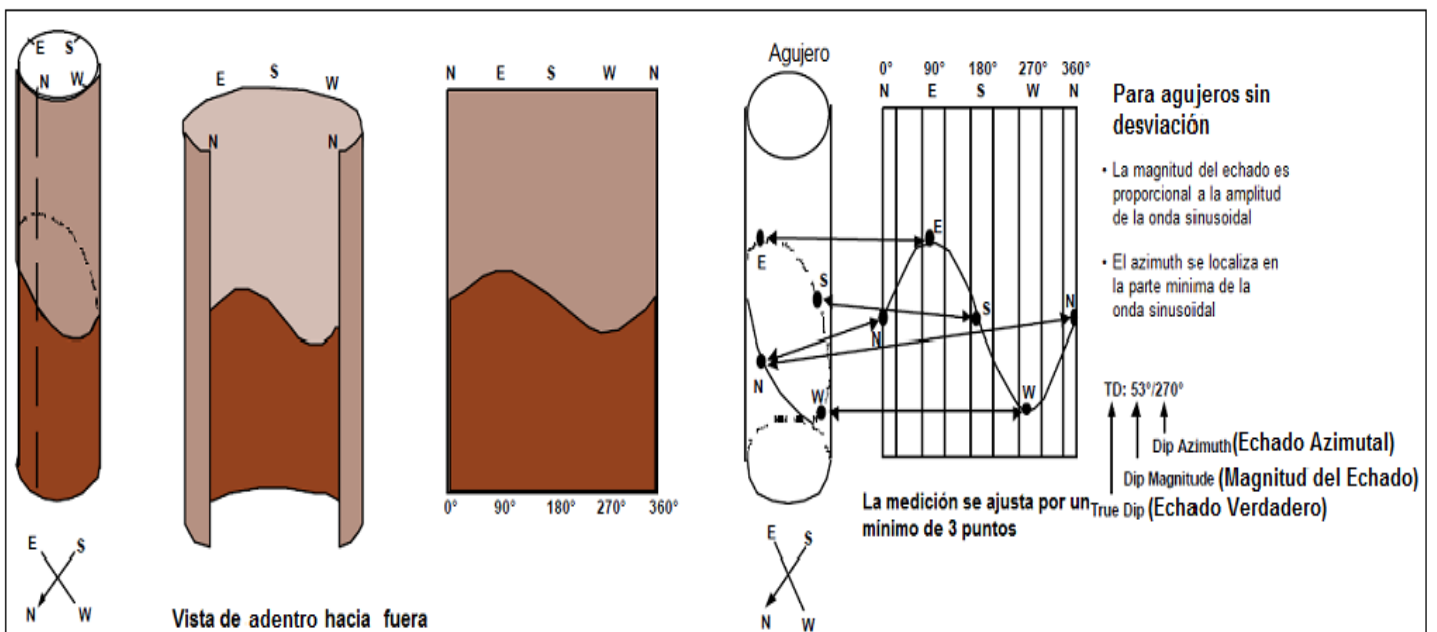
La herramienta *CDM* mide la conductividad de la formación por medio de electrodos montados en cuatro patines. Mediante la respuesta obtenida en estos electrodos, es posible determinar la inclinación del echado. Además la

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).

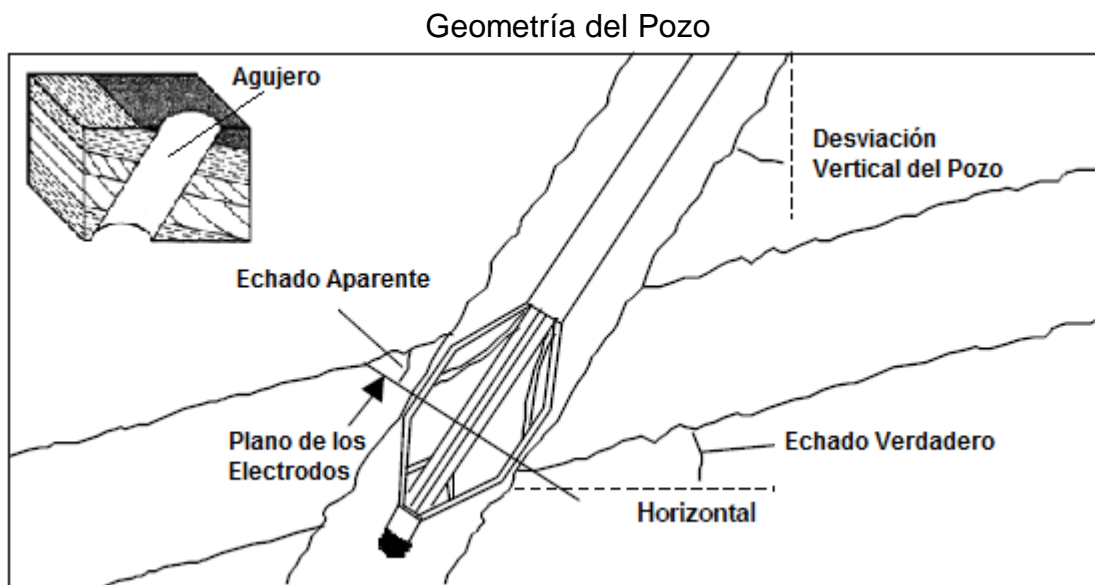
### Vista de la medición en agujero sin desviación



**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 registros eléctricos (Schlumberger, 1999).

*Continuous Dipmeter (CDM) 1956*

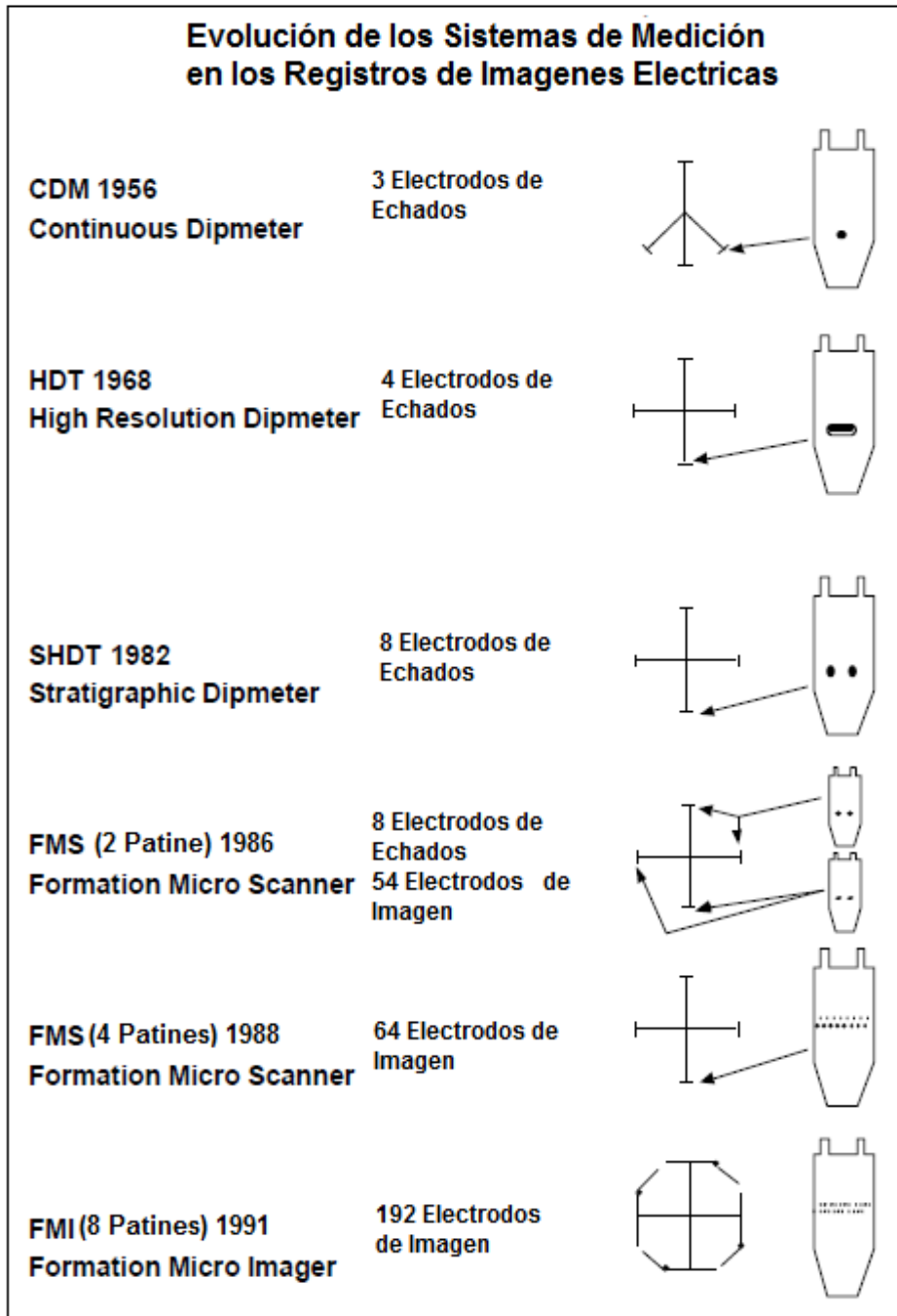
*High Resolution Dipmeter Tool (HDT) 1968*

*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).*



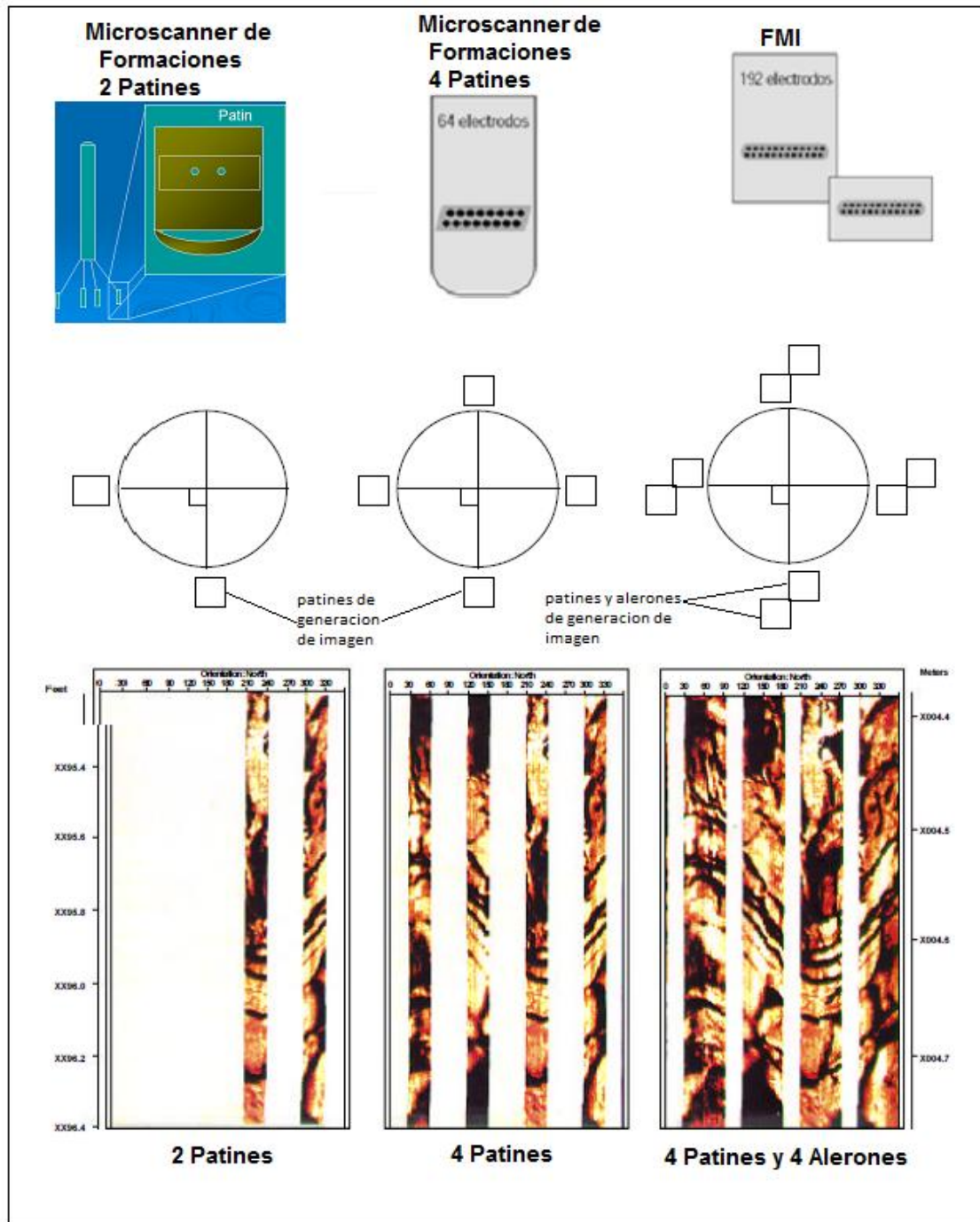
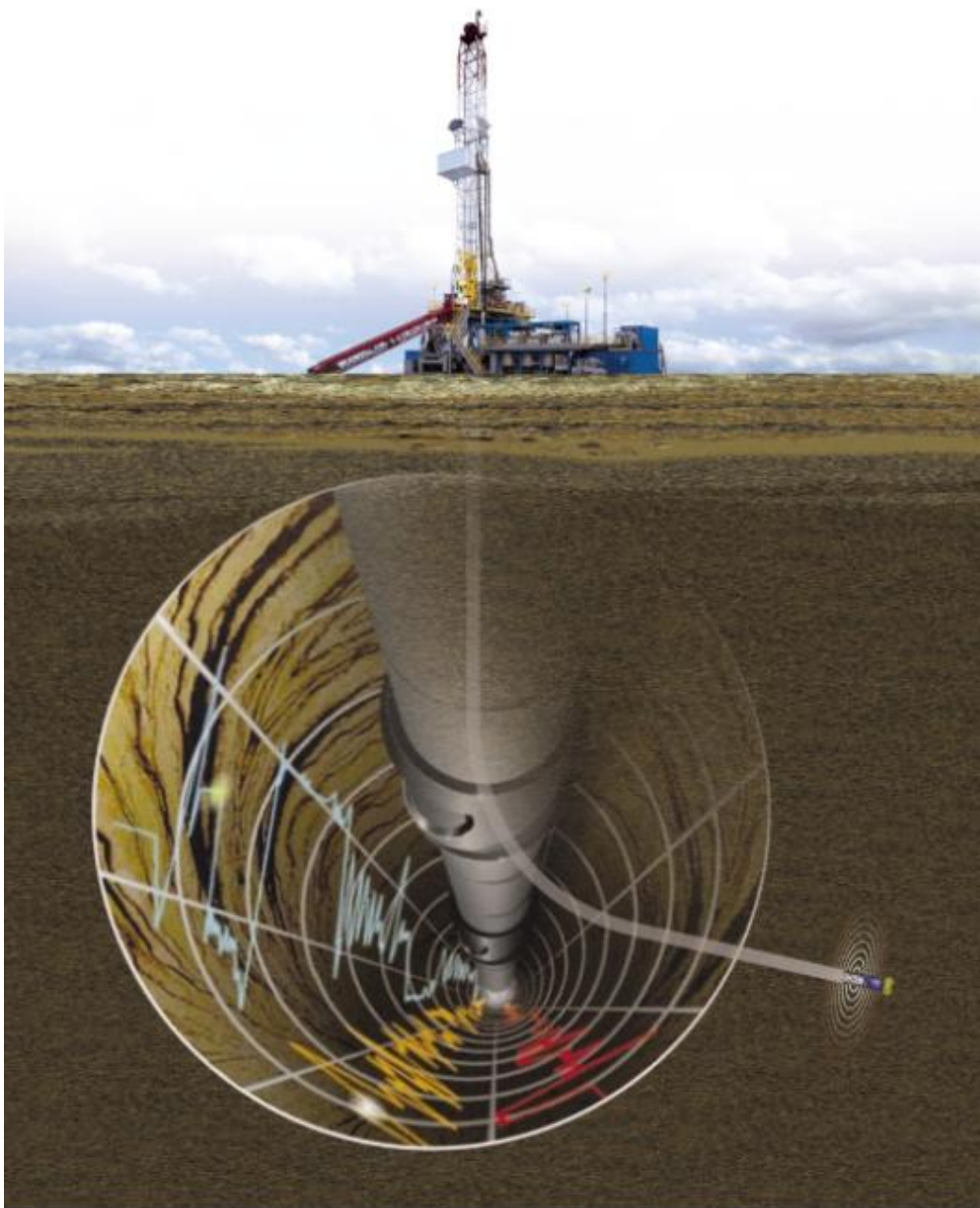


Figura I.4. Comparativa de herramientas donde se observa una mejor calidad de imágenes debido al aumento en el número de electrodos y patines teniendo una resolución mejorada hasta en un 20% que el FMS (Formation Micro Scanner) (Modificado de Schlumberger, 1999 y Mancera).



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

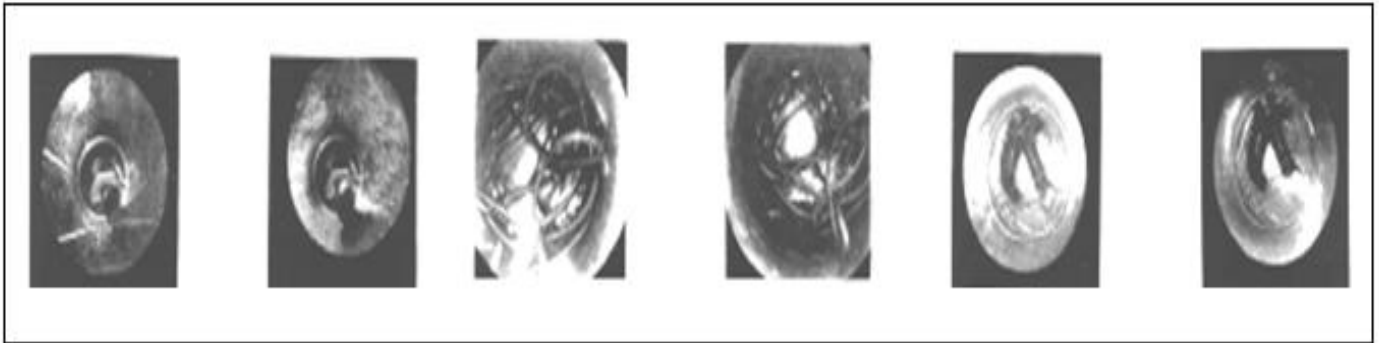
La tecnología para disponer de imágenes de pared de pozo, parte de la manipulación de herramientas con principios físicos de óptica, acústica y eléctrica. Estos principios fueron encaminados en la industria petrolera por el deseo de visualizar las paredes de los pozos, desarrollados de tal manera que 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).



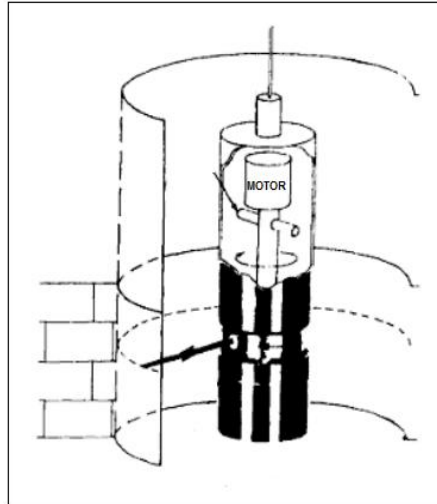
*Figura I.6. Primeras imágenes de pared de pozo tomadas con métodos ópticos. Lost Articles in Baku Oil Wells, 1904 (FI, UNAM).*

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

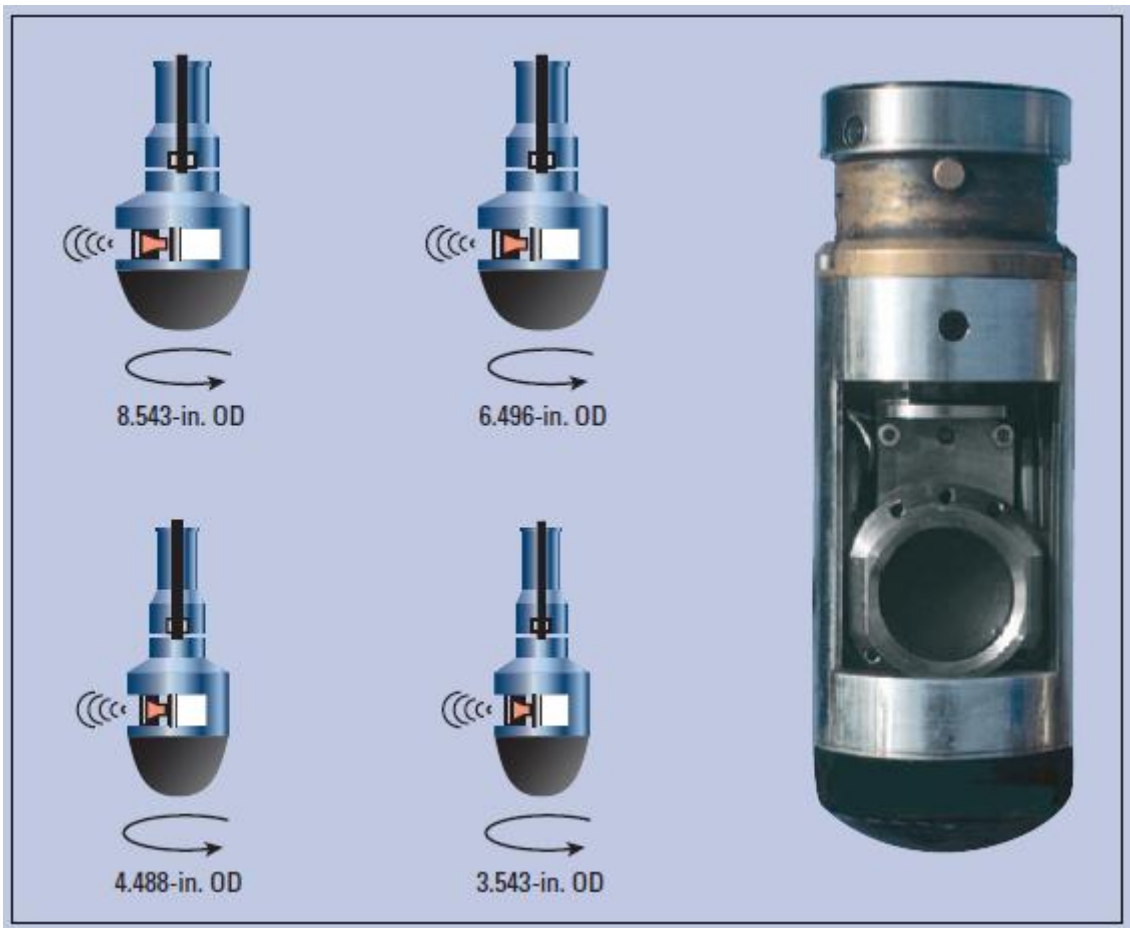


**Figura I.7. Borehole Televiewer Mobil Oil 1968-69 (Serra, 1984).**

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).*

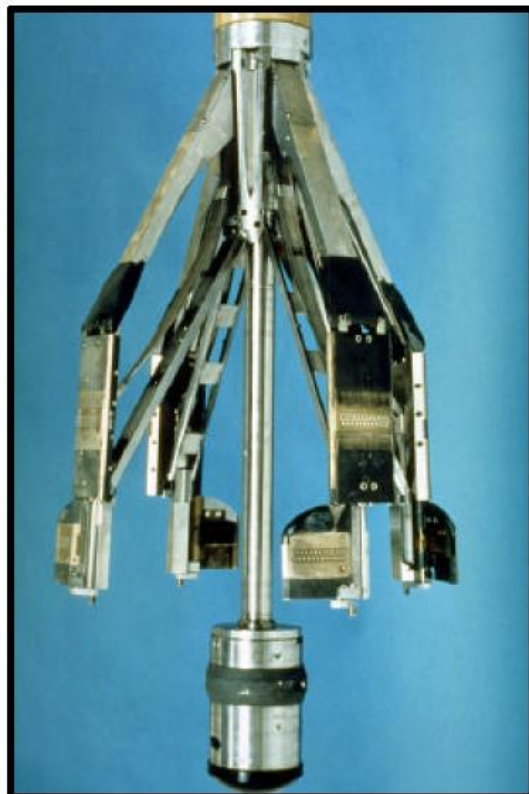
### **I.2.3 Mecanismos eléctricos.**

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.

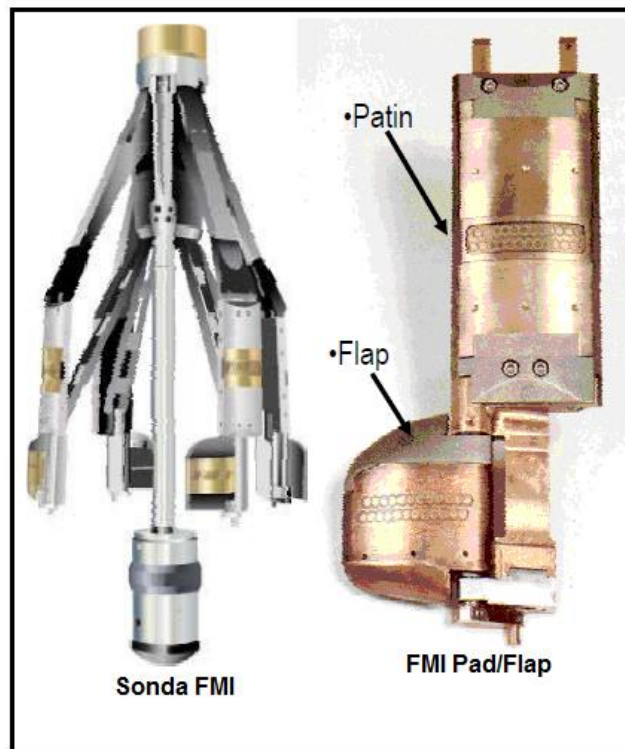
A principios de la década de los años 90 esta misma compañía desarrolla el registro de Imágenes Microeléctricas de cobertura total (FMI) (Figura I.11), equipado con 4 patines de generación de imagen y 4 aletas o alerones abatibles, también de generación de imagen, logrando una cobertura casi total perimetral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

FMS



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

## FMI



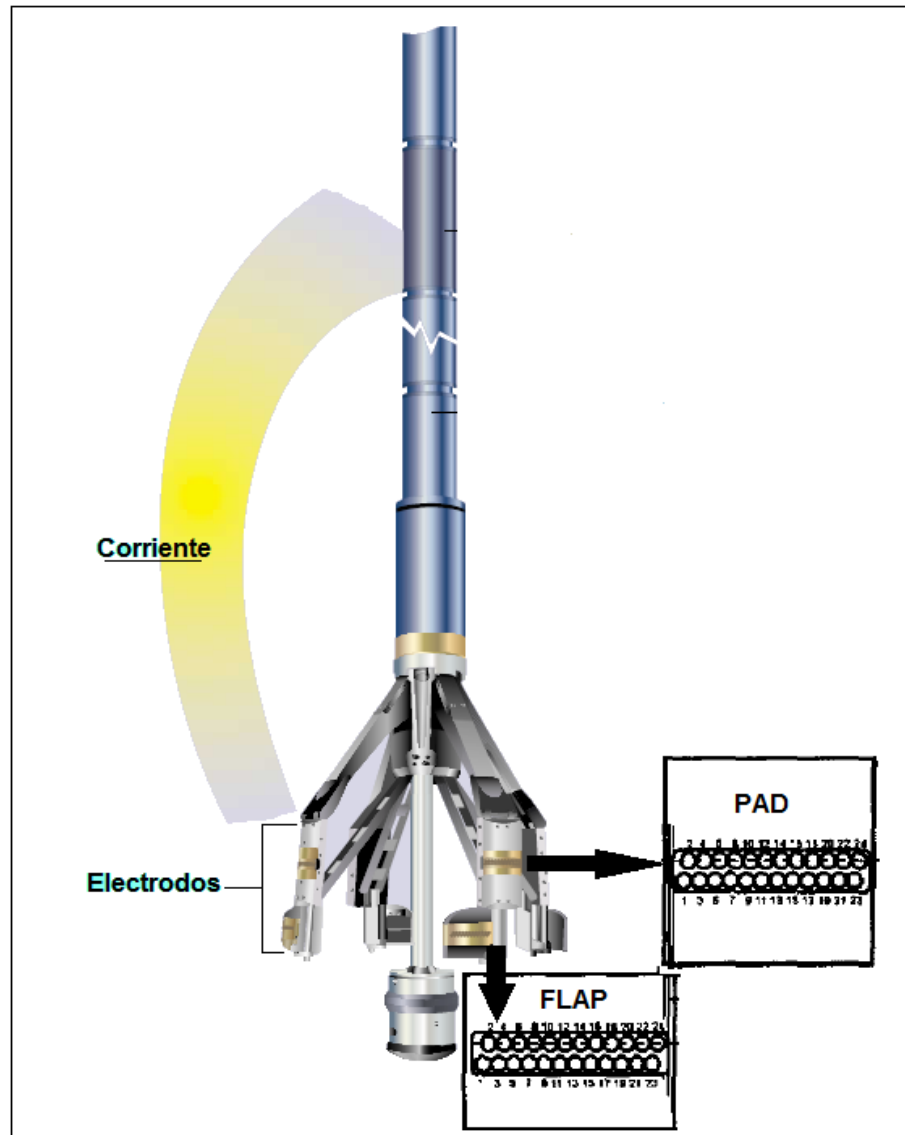
*Figura I.11. Sonda FMI de Schlumberger (Schlumberger, documento inédito).*

### **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.

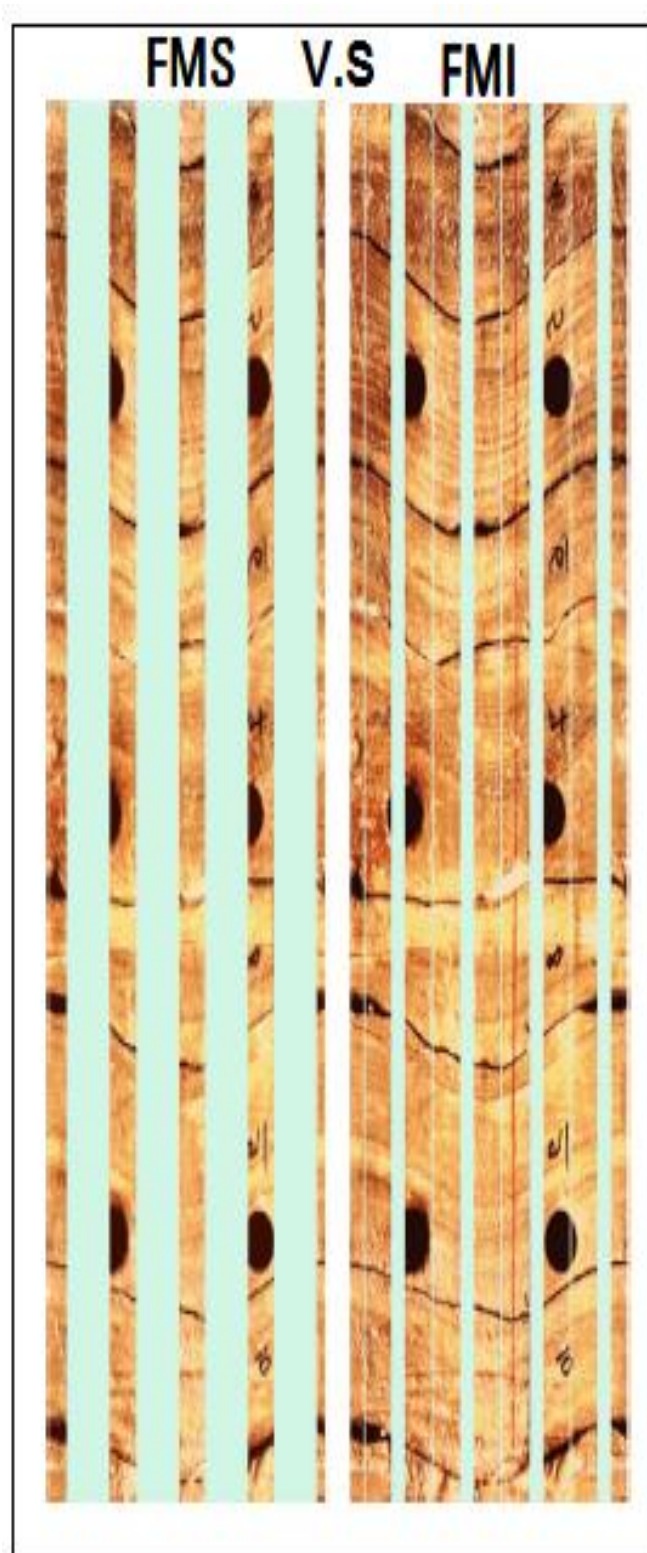
La herramienta consiste de un componente de alta frecuencia del cual depende la resolución tanto vertical como azimutal al ser modulada por los cambios de microresistividad de la roca frente a los electrodos, durante la toma del registro de imagen, son generadas corrientes eléctricas directas creadas 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).

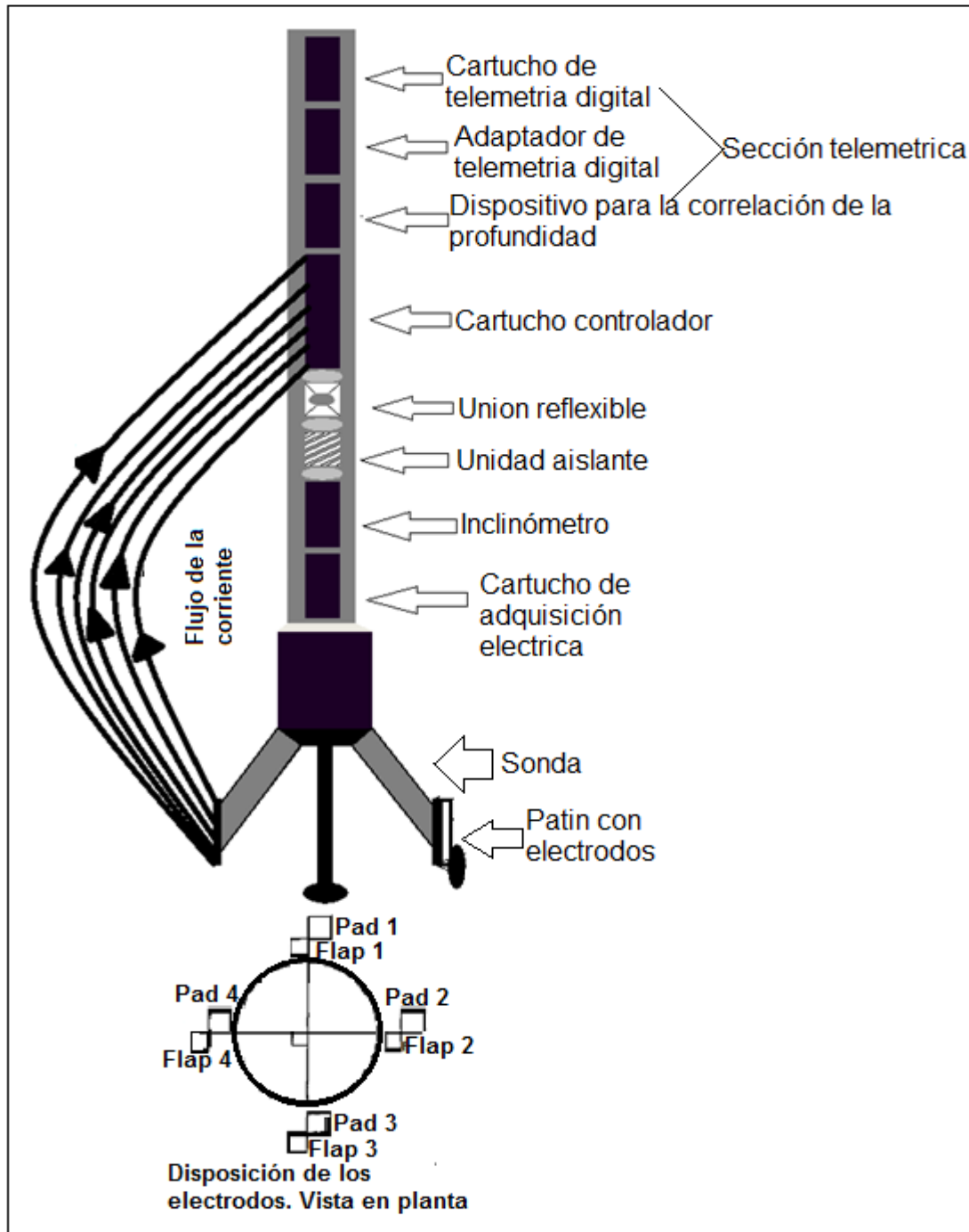


Figura I.14. Partes de la Herramienta FMI y diagrama visto en planta de la disposición de los electrodos (Modificado de Mancera y Domínguez, 1999).

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.

- Inclinómetro.

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.

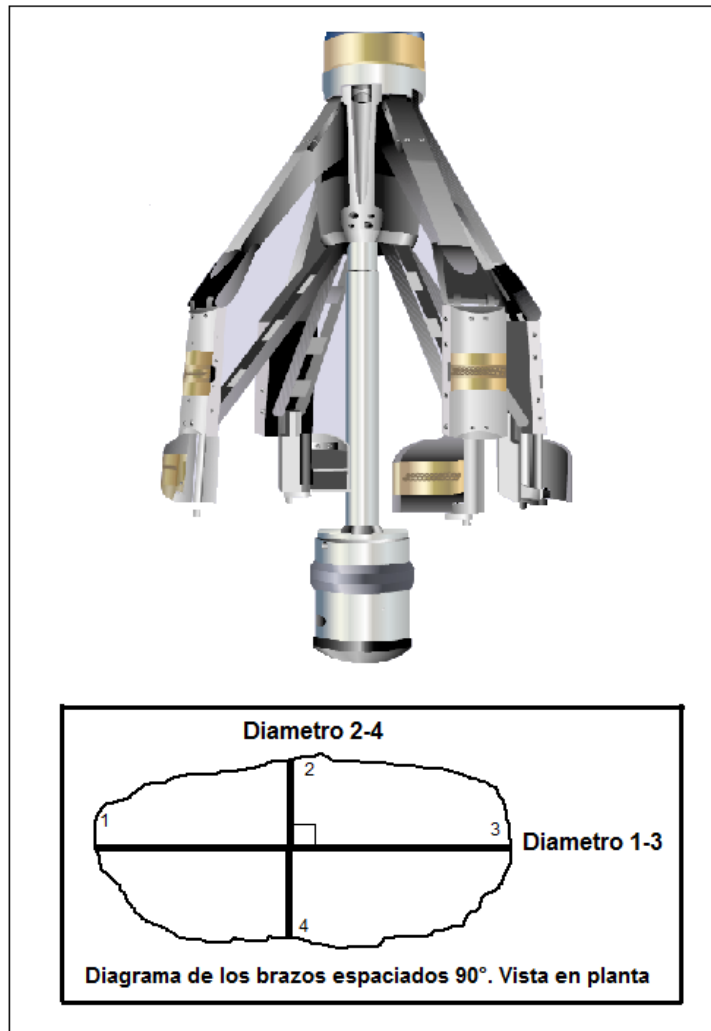
-Digitalización primaria en la cadena del procesamiento para hacer a los datos inmunes al ruido.

-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).



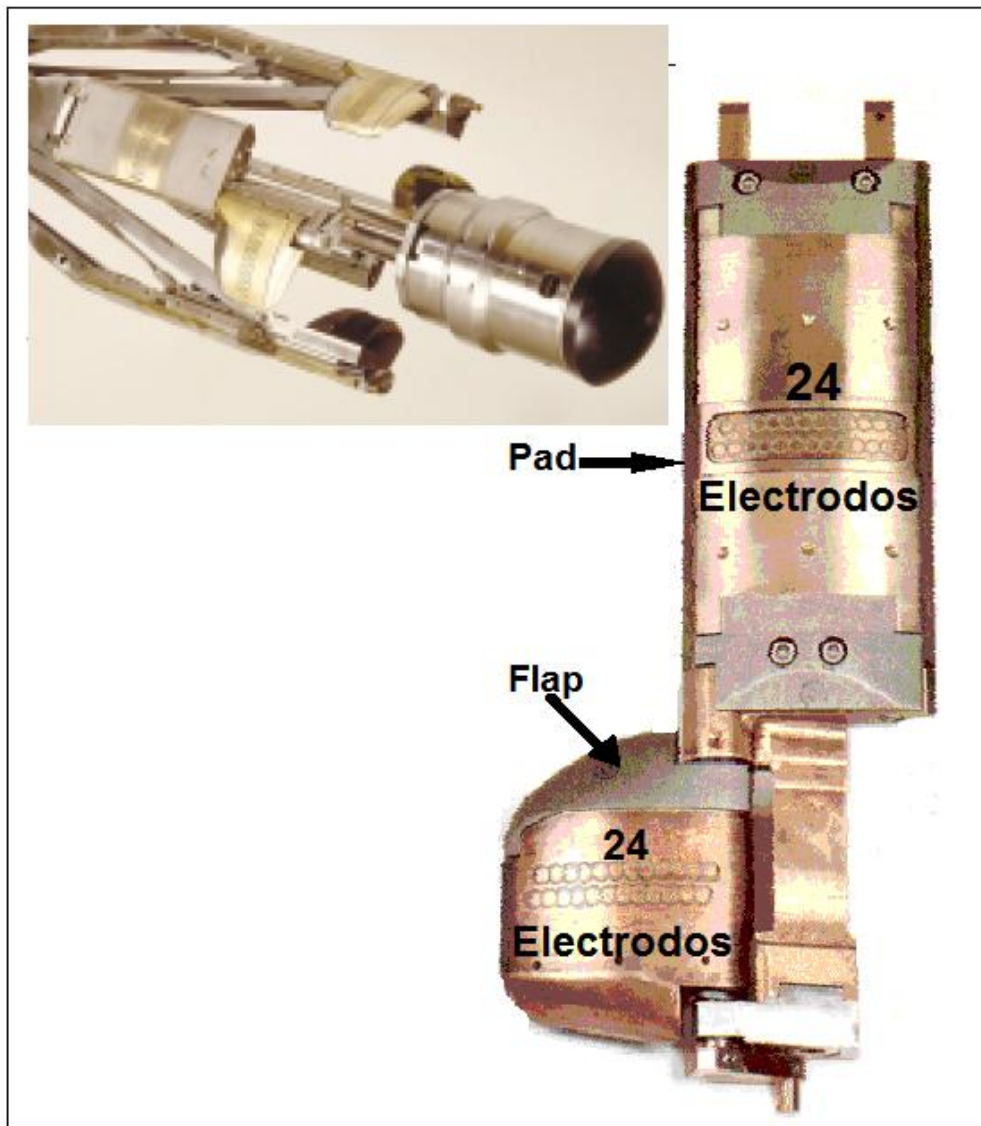
*Figura I.15. La herramienta FMI cuenta con 4 brazos espaciados 90° los cuales centralizan la sonda y sostienen a los patines (Modificado de Domínguez, 1999 y Schlumberger, Abril 2002).*

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.

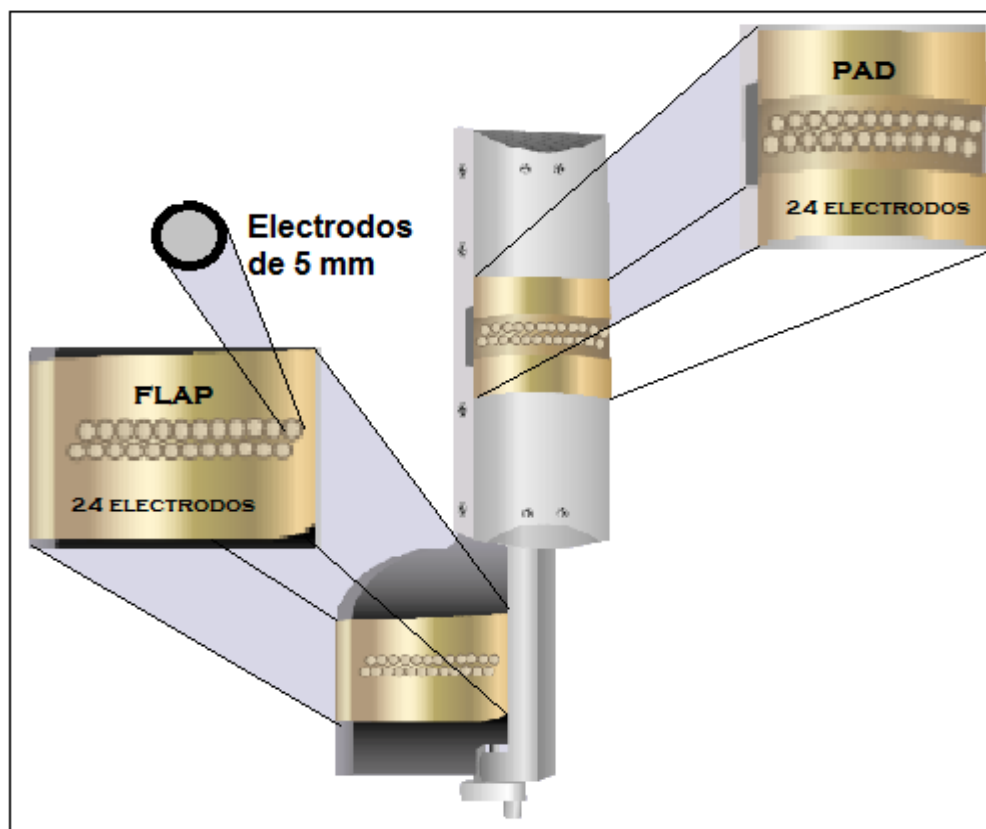


*Figura I.16. Disposición de los patines en cada brazo y el arreglo de los electrodos (Modificado de Schlumberger, Documento Inédito y Schlumberger, Abril 2002).*

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
<b>FMS</b>	
2 Pad	6 mm
4 Pad	6.7 mm
4 Pad(Agujero delgado)	5 mm
<b>FMI</b>	5 mm

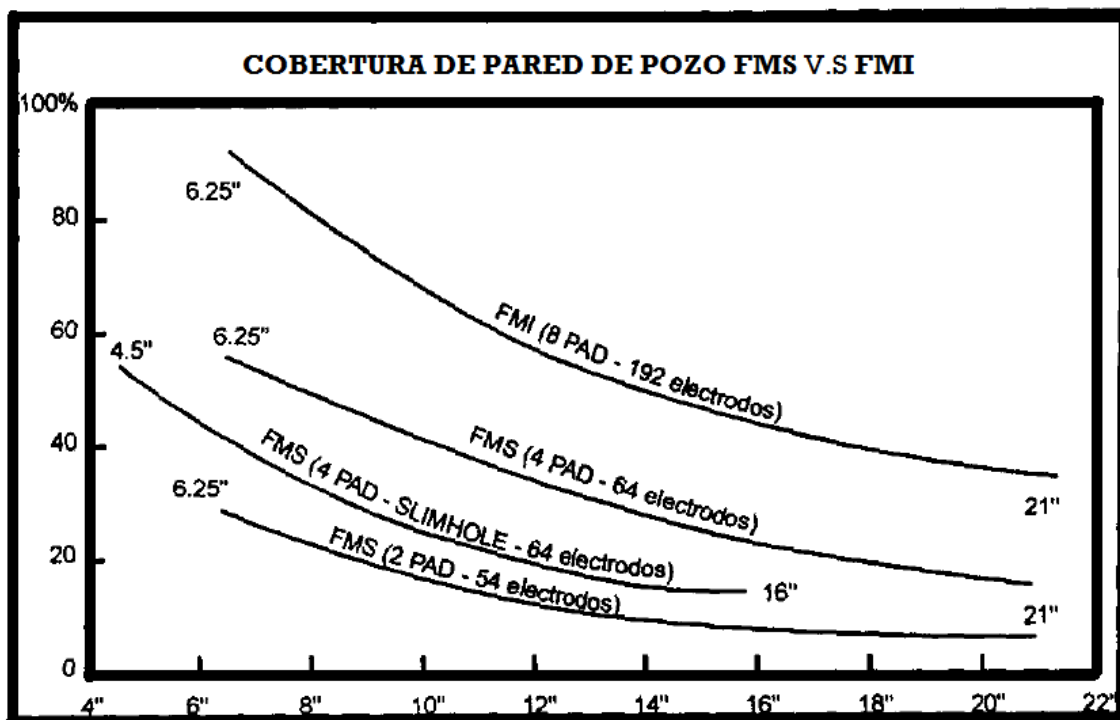
*Tabla I.1. Comparativa del diámetro de los electrodos (Domínguez, 1999).*

### **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 8<sup>1/2</sup>(in) la cobertura es aproximada al 80% mientras que en diámetros de 12<sup>1/4</sup>(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).

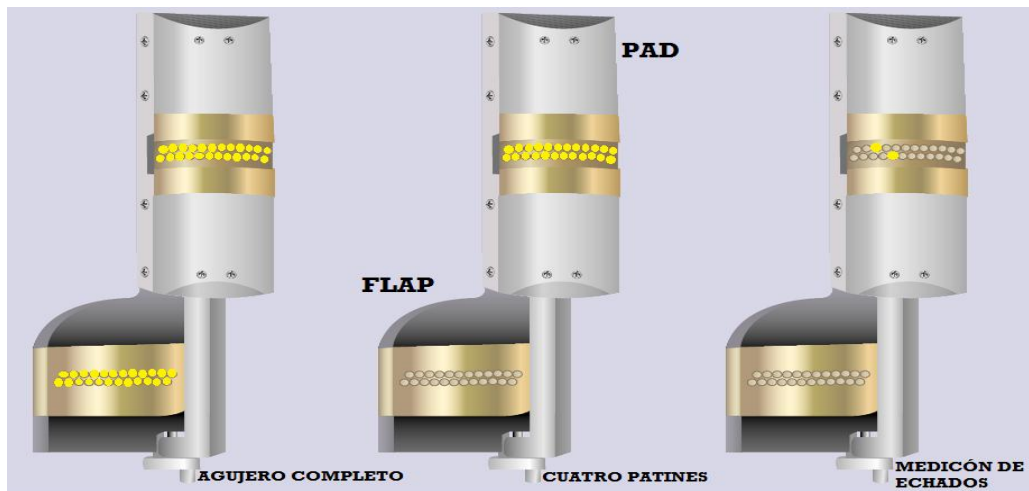
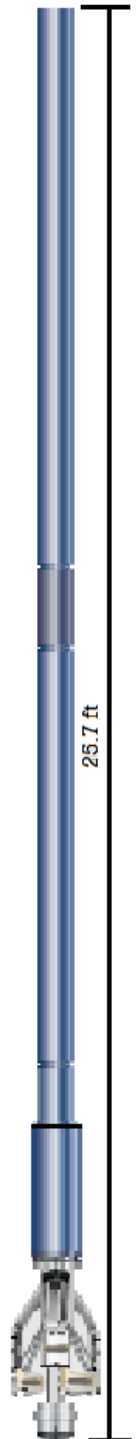


Figura I.19. Modo de operación y electrodos que se usan en cada modalidad, los electrodos en color amarillo son los que se usan según el modo de operación (Modificado de Schlumberger, Abril 2002).

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

<b>Especificaciones del FMI</b>		
Resolución Vertical	0.2 in con 50 rasgos microvisibles	
Resolución Azimutal	0.2 in con 50 rasgos microvisibles	
Número de Electroodos	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	

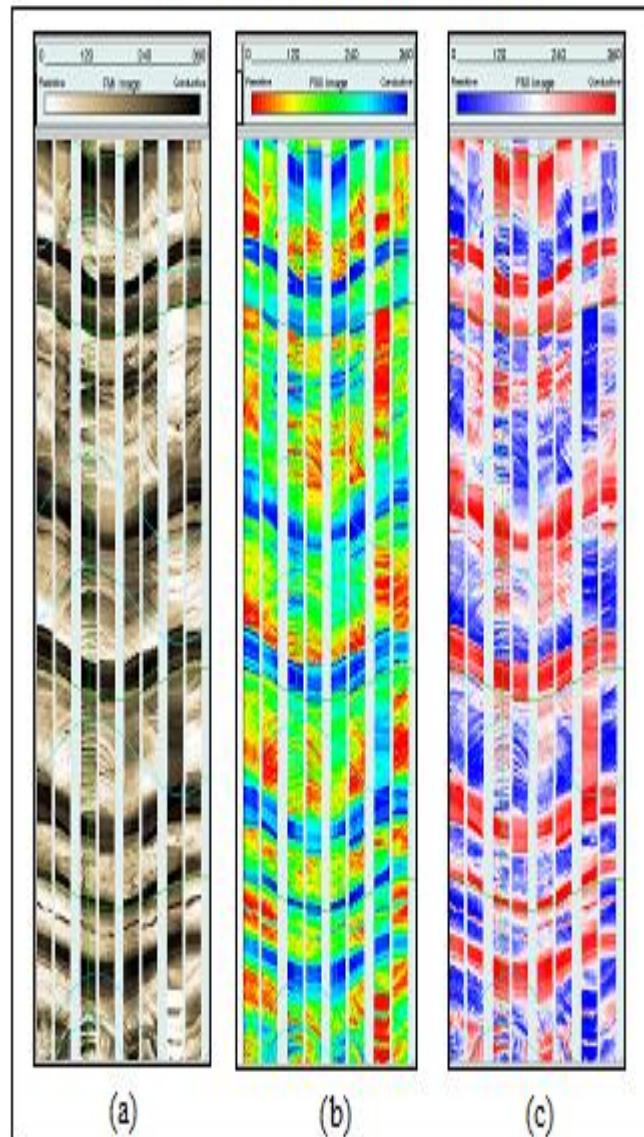


*Tabla I.3. Especificaciones de la herramienta FMI (Modificado de Schlumberger, Abril 2002 y Domínguez, 1999).*

## 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).

### Tipos de escala de colores

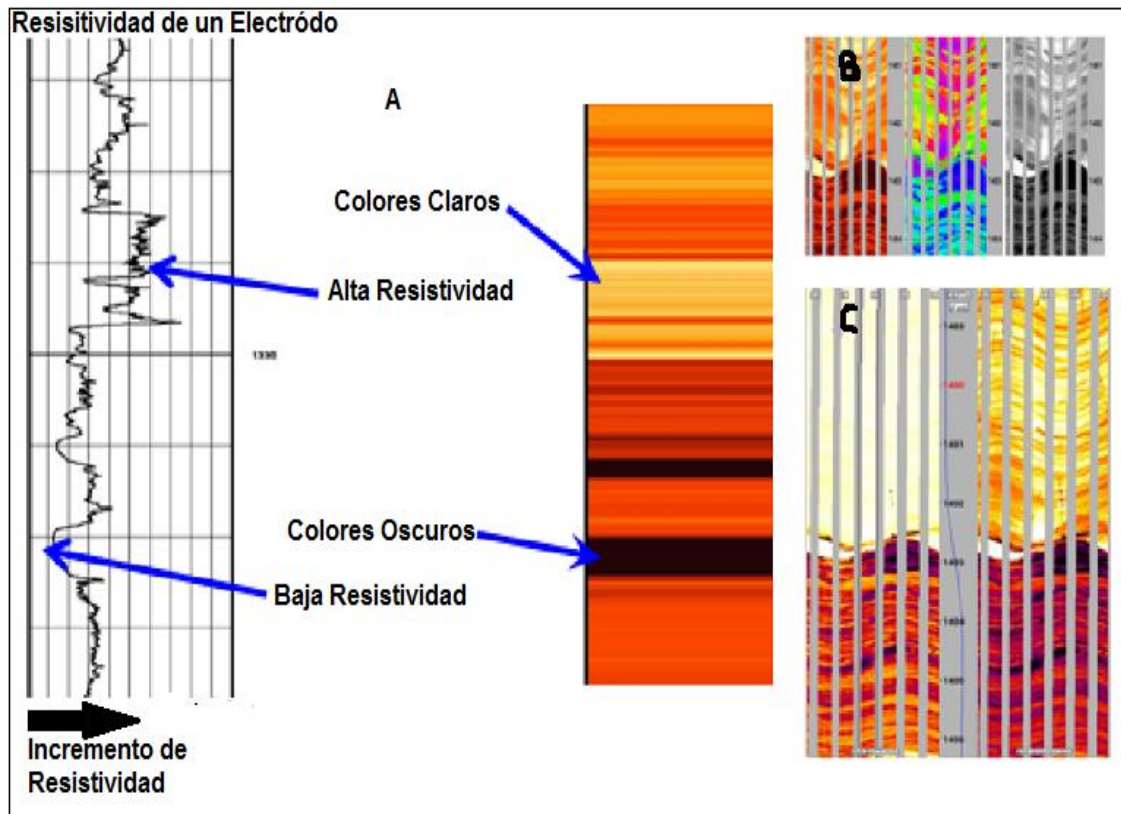


Tres diferentes escalas para la representacion de las imagenes:  
(a) Brown (Grises o Café) (b) Rainbow (Arcoiris)  
(c) Seismic (Sismica)

*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.

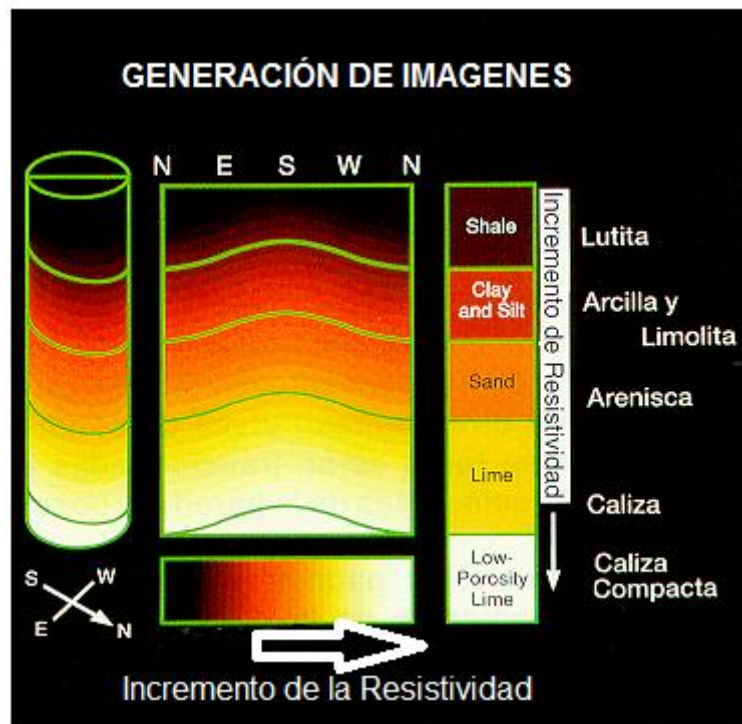
C. Imagen estática (izquierda) y dinámica (derecha)

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).

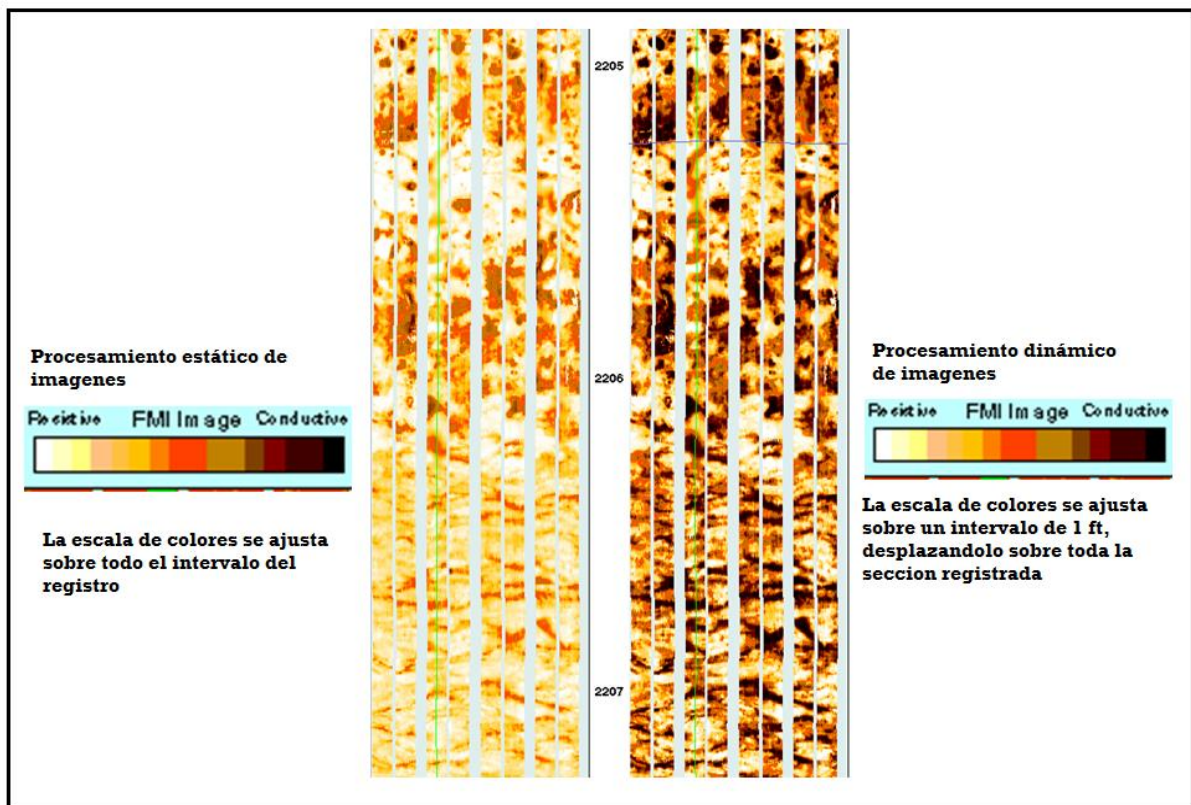


*Figura I.22. Tendencia de la coloración dependiendo de la litología en función de la resistividad de la formación (Modificado de Alvarado, 2010).*



### 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 más 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).

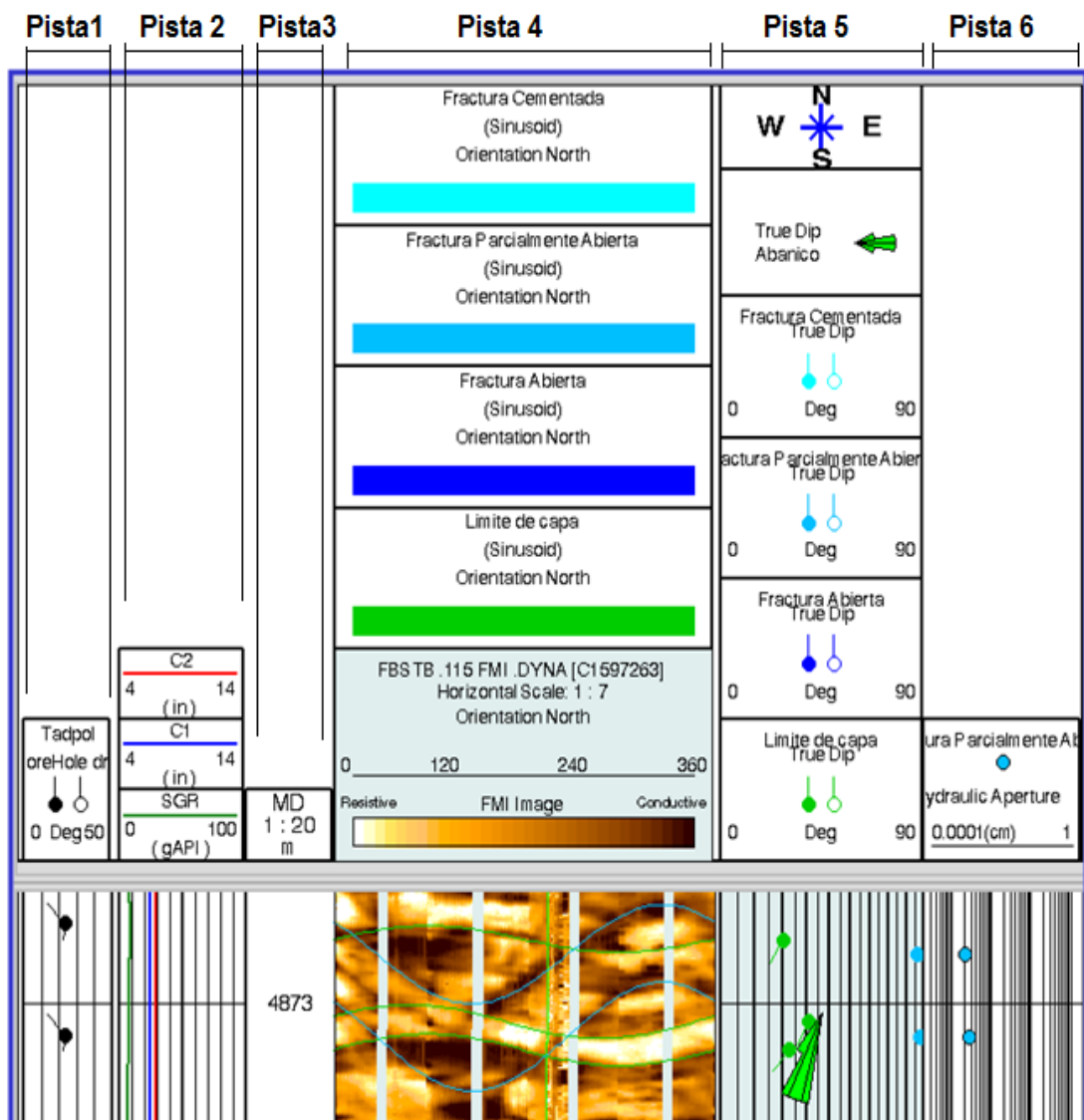
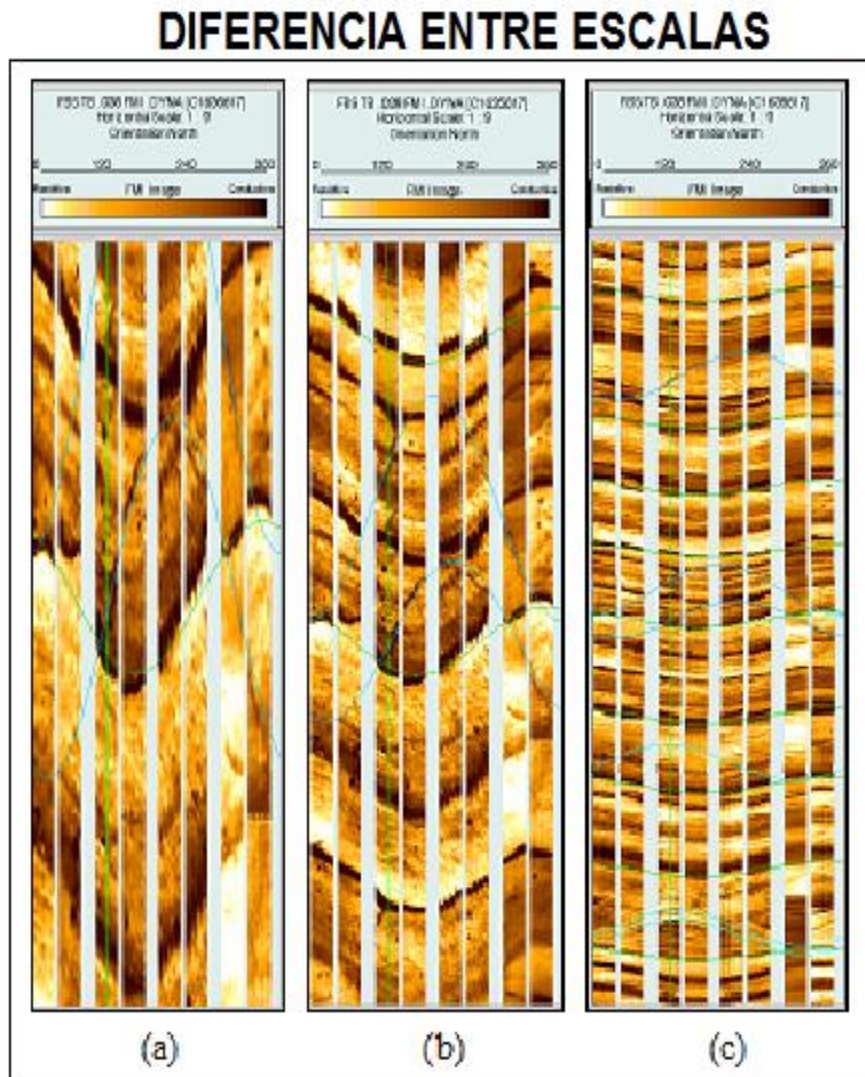


Figura I.24. Muestra la forma en la que están acomodadas las pistas en el registro (Alvarado, 2010).



### (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.**

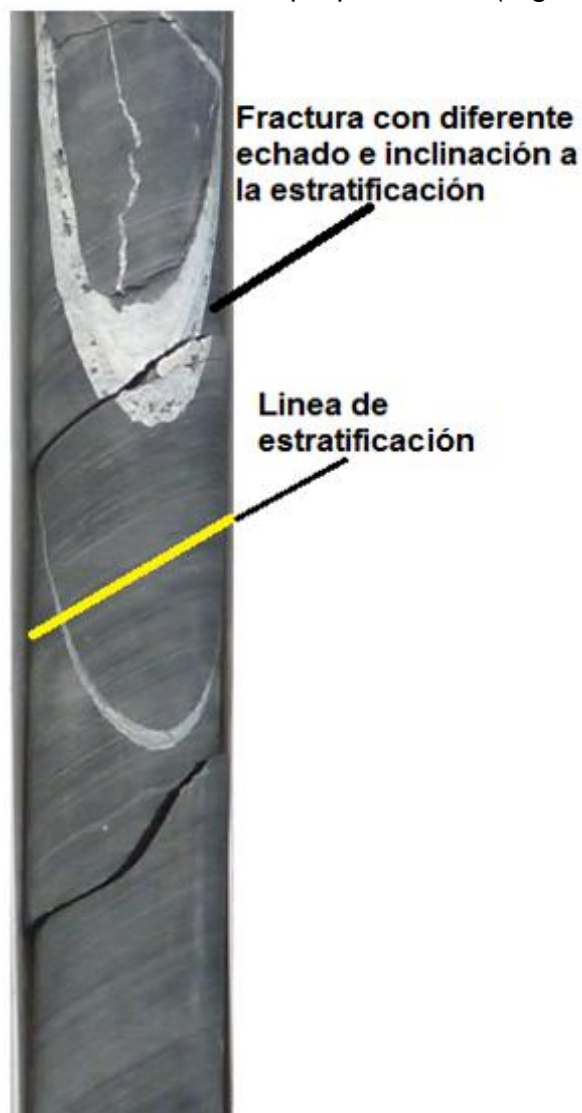
*Figura 1.25. Diferencia en la calidad de la imagen dependiendo de la escala que se maneje (Alvarado 2010).*

## **CAPITULO II. INTERPRETACION DEL REGISTRO DE IMÁGENES ELECTRICAS FMI.**

El objetivo en este capítulo es describir brevemente la interpretación y la aplicación del registro de imágenes eléctricas con la herramienta FMI, para obtener mejores resultados durante la prospección de hidrocarburos.

### **II.1 Fracturas.**

La forma más común de observar una fractura es por medio de su echado y dirección de inclinación ya que rara vez van paralelas a los límites de estratos siendo así que cortan a la estratificación casi perpendicular (Figura II.1).



*Figura II.1. Núcleo (b medida HQ) mostrando fracturas que cortan a los estratos teniendo una dirección de inclinación diferente a la estratificación (Galore Resource, 2010).*

b. Los núcleos HQ utilizados en exploración minera tienen una medida de 96mm al interior del agujero en la sarta de perforación y al exterior como se muestra en la figura una medida de 63.5mm ([http://en.wikipedia.org/wiki/Exploration\\_diamond\\_drilling](http://en.wikipedia.org/wiki/Exploration_diamond_drilling)).

En las imágenes eléctricas se pueden observar cuatro tipos de fracturas:

- a) Cementadas o resistivas.
- b) Conductivas.
- c) Poligonales.
- d) Inducidas.

Las fracturas naturalmente abiertas son muy importantes para la producción de hidrocarburos en rocas carbonatadas y areniscas, existen dos métodos de interpretación en la caracterización de las fracturas, a) por inspección visual de las imágenes eléctricas y b) análisis de las fracturas por medios computacionales, sin embargo, hay tres factores que afectan a las imágenes eléctricas que deben considerarse antes de la interpretación (Figura II.2).

$R_m$ , Resistividad del lodo de perforación y la temperatura de la formación.

$R_{xo}$ , Resistividad de la zona de enjarre.

Geometría de la fractura (Domínguez, 1999 y Schlumberger, 1999).

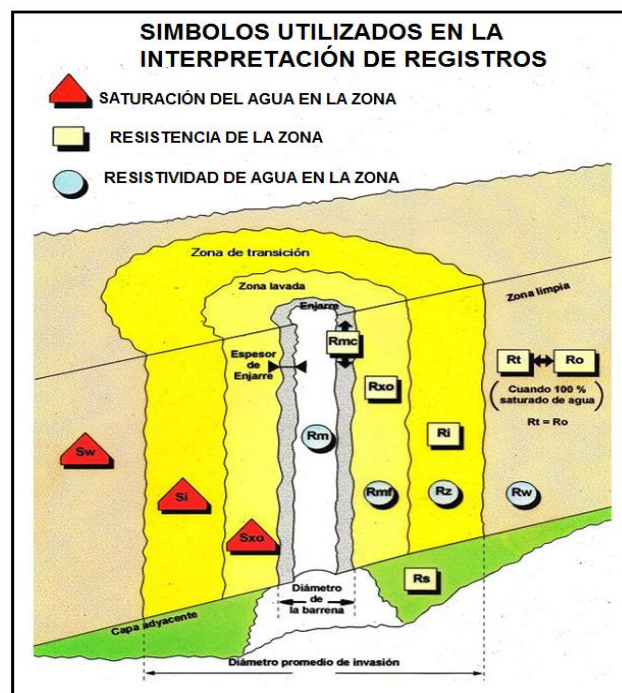
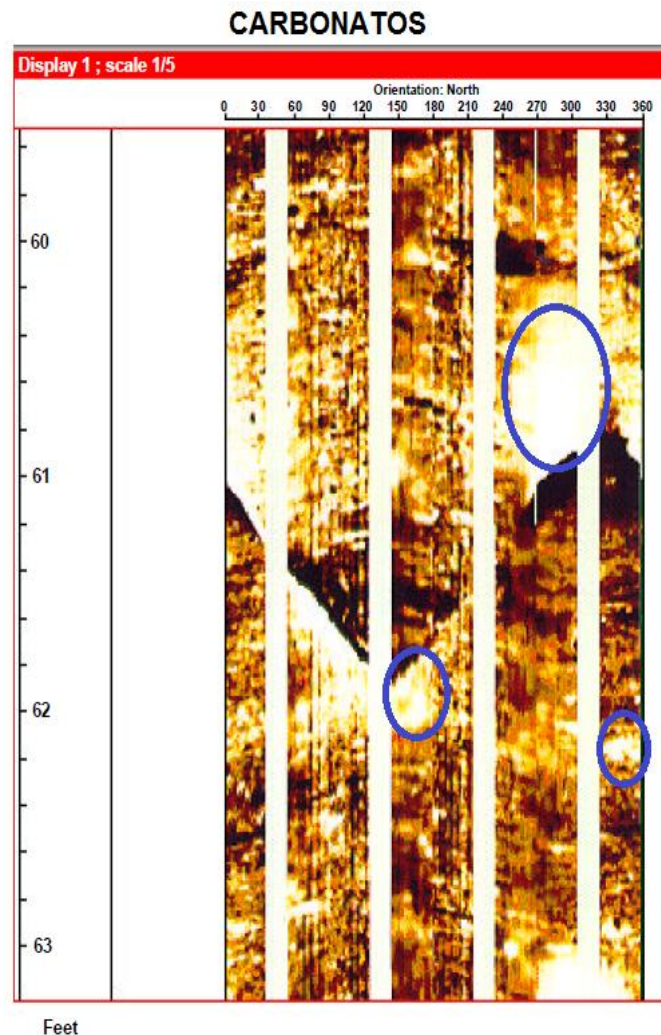


Figura II.2. Simbología utilizada en registros de pozos (Martell, año inédito).

A las fracturas se les puede identificar con la ayuda de la imagen estática, ya que se les observa con una resistividad diferente a la que presentan los estratos.

- a) Fracturas Cementadas o Resistivas. Su origen es de tipo diagenético las cuales al ser naturalmente abiertas en algún proceso geológico fueron rellenadas por algún cementante el cual generalmente es algún carbonato lo cual las hace resistivas; en las imágenes se observan en una coloración blanca, estas fracturas resultan ser mas resistivas que el medio que las rodea, por lo que resaltan con gran facilidad en las imágenes (Figura II.3). Este tipo de fracturas son de tipo natural e indican que la formación fue sometida a esfuerzos que provocaron fracturas abiertas o parcialmente abiertas las cuales en eventos posteriores fueron rellenados por fluidos ricos en sales (Domínguez, 1999).



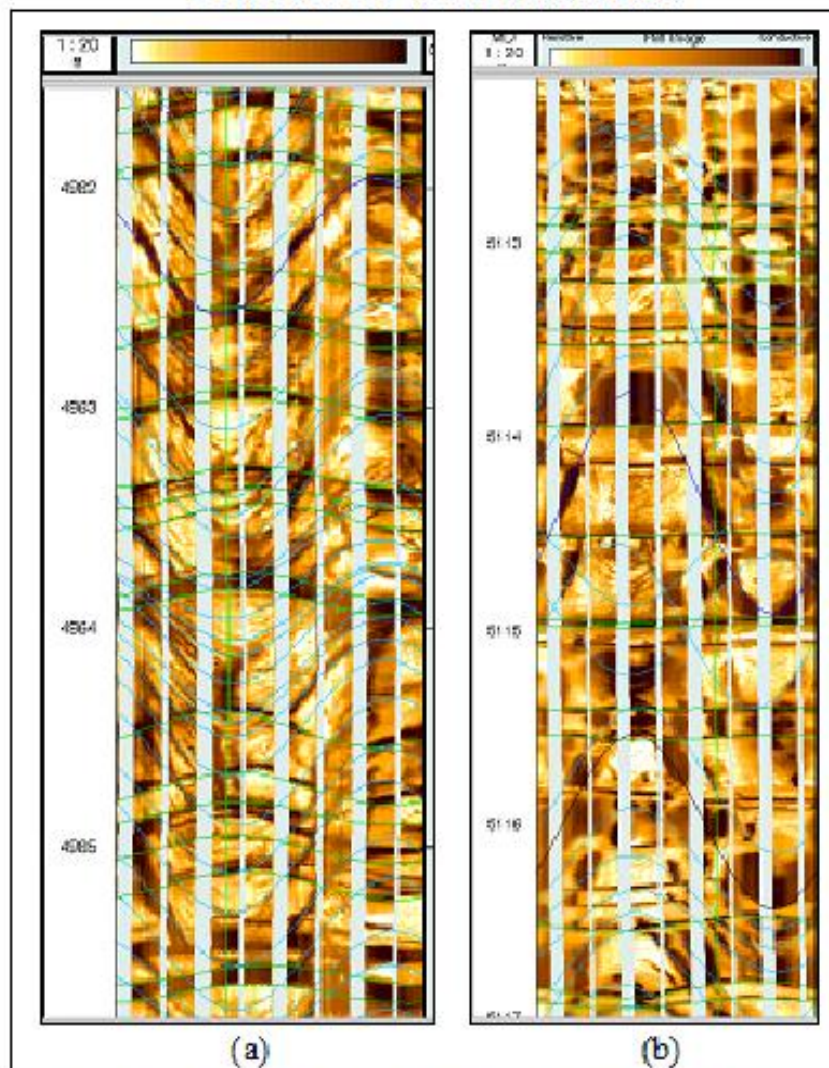
*Figura II.3. Muestra una imagen eléctrica con fracturas cementadas (círculos azules) por carbonatos en coloración blanca (Schlumberger, 1999).*



Las fracturas cementadas indican la presencia de barreras al flujo de los fluidos, tales barreras actúan en algunos casos como pequeñas trampas locales, si es que se presentan en una larga extensión lateral.

- b) Fracturas conductivas. De origen diagénético las cuales pueden ser abiertas o parcialmente abiertas, rellenas por el lodo de perforación, el cual es más conductivo que la formación en la que se encuentra la fractura. Por lo que a estas fracturas en las imágenes se les observa de una coloración negra; el nivel de coloración oscura depende de la resistividad el lodo que las invade, un lodo de tipo salino realzará a las fracturas y un lodo con menor salinidad tiende a disminuir la definición de las fracturas (Figura II.4) (Domínguez, 1999).

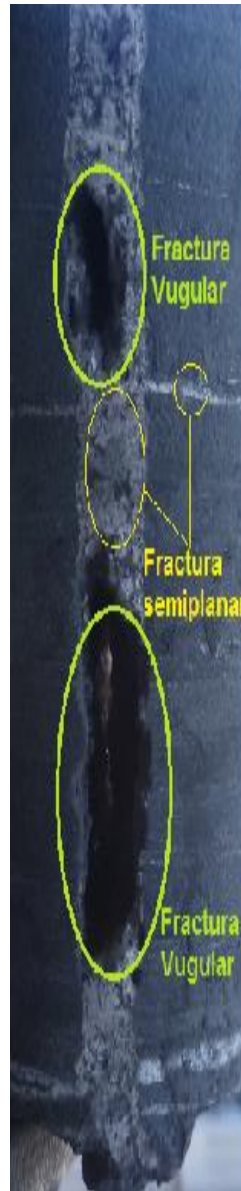
### Fracturas Conductivas



- a) Fractura Conductiva de Superficie Semiplanar.
- b) Fractura Conductiva de Superficie Vugular.

Figura II.4. Vista de las fracturas conductivas en las imágenes FMI (Alvarado, 2010).

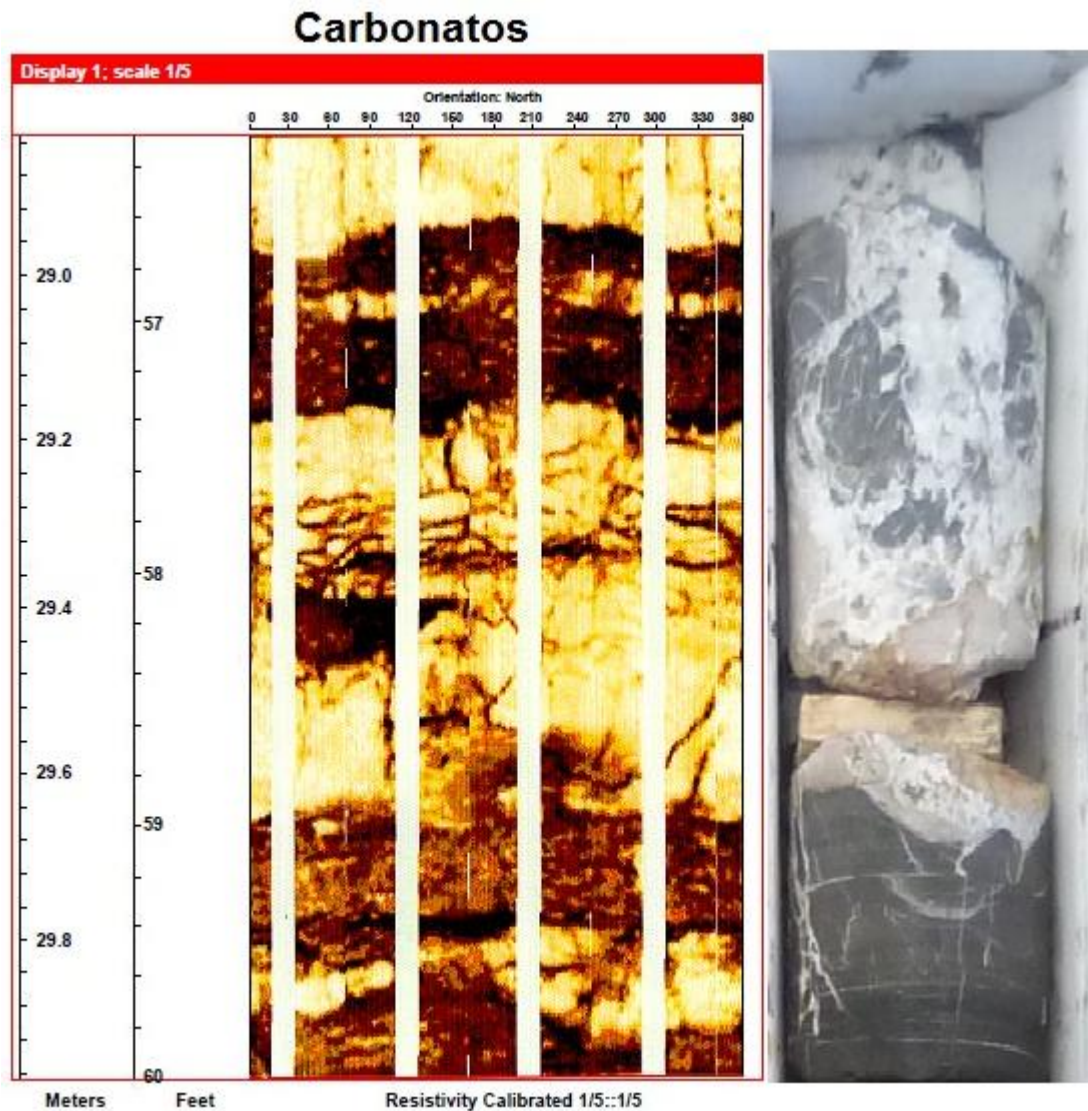
Las superficies de las fracturas pueden ser semiplanares o vugulares, esta última superficie se forma cuando la disolución sigue los planos de la fractura, por lo que primero sucede el fracturamiento y posteriormente la disolución (Figura II.5) (Domínguez, 1999).



**Figura II.5. Imagen que muestra fracturas semiplanares y vugulares, vista desde un núcleo (medida HQ) (Galore Resource, 2010).**

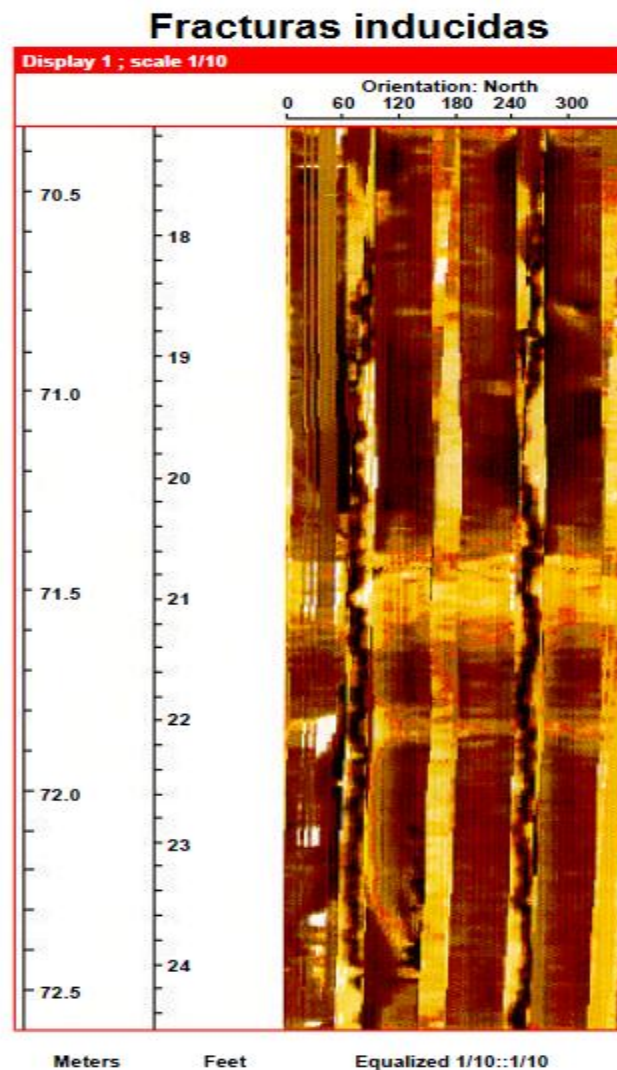
Una característica de las fracturas conductivas es el tamaño de su apertura ya que para que sea productiva en un yacimiento de gas debe medir aproximadamente 0.05mm y en yacimientos de aceite debe tener una apertura mínima de 0.01mm, esta característica es apreciable en la imagen ya que la fractura es igual o mayor al diámetro del electrodo (Domínguez, 1999).

- c) Fracturas poligonales. Son de origen singenético, las cuales se forman por precipitación de evaporitas en sedimentos previamente establecidos por esfuerzos tectónicos, su característica es que aparecen cuando se presentan cambios en la litología, tienen una apariencia de red, en ingles se les conoce como chicken-wire en otras palabras no tienen una orientación (Figura II.6) (Domínguez, 1999 y Schlumberger, 1999).



*Figura II.6. Muestra una imagen eléctrica con fracturas poligonales o chicken-wire (izquierda) y un núcleo (HQ) con fracturas poligonales en carbonatos (derecha) (Schlumberger, 1999 y Galore, 2010).*

- d) Fracturas inducidas. Dentro de la clasificación de fracturas se encuentran las fracturas creadas por esfuerzo mecánico o fracturas inducidas, esto quiere decir que se forman durante el proceso de perforación por fracturamiento hidráulico, en las imágenes siempre se observa como dos líneas semiparalelas, estas fracturas siempre son abiertas y su orientación es probable que sea por métodos convencionales de echado, el rumbo de la fractura representa la principal dirección del esfuerzo (Figura II.7) (Schlumberger, 1999).



*Figura II.7. Fracturas inducidas por la perforación vistas en una imagen eléctrica como dos líneas semiparalelas en coloración negro (Schlumberger, 1999).*



### **II.1.1 Análisis de las fracturas.**

El análisis de las fracturas es importante en yacimientos naturalmente fracturados para poder estudiar y comprender la porosidad del fracturamiento, la densidad de fracturas y la longitud de la fractura observándola en las imágenes, esto lo hacían a finales de la década de los 90 con la ayuda de un programa que se llama "Fract View", este programa se encarga de buscar la localidad de las fracturas, la conductividad o resistividad en la traza del fracturamiento lo cual ayuda a determinar la productividad de un yacimiento. La característica de yacimientos fracturados es que son el principal objetivo a perforar en pozos direccionales con el fin de atravesar el mayor número de fracturas (Schlumberger, 1999).

-Porosidad del fracturamiento.

La porosidad del fracturamiento es el porcentaje de fracturas ocupado en las paredes del pozo, la porosidad deriva de la apertura en la fractura y de la cobertura del pozo, por lo que la porosidad que se considera es solo la que proviene del fracturamiento.

-Densidad del fracturamiento.

La densidad del fracturamiento puede calcularse de dos maneras:

1. Densidad de fracturamiento. Esto lo hacen en un conteo metro a metro de las fracturas.
2. Densidad de fracturamiento corregido. Puede realizarse haciendo un conteo metro a metro a lo largo de una línea perpendicular al plano de fractura (Domínguez, 1999).

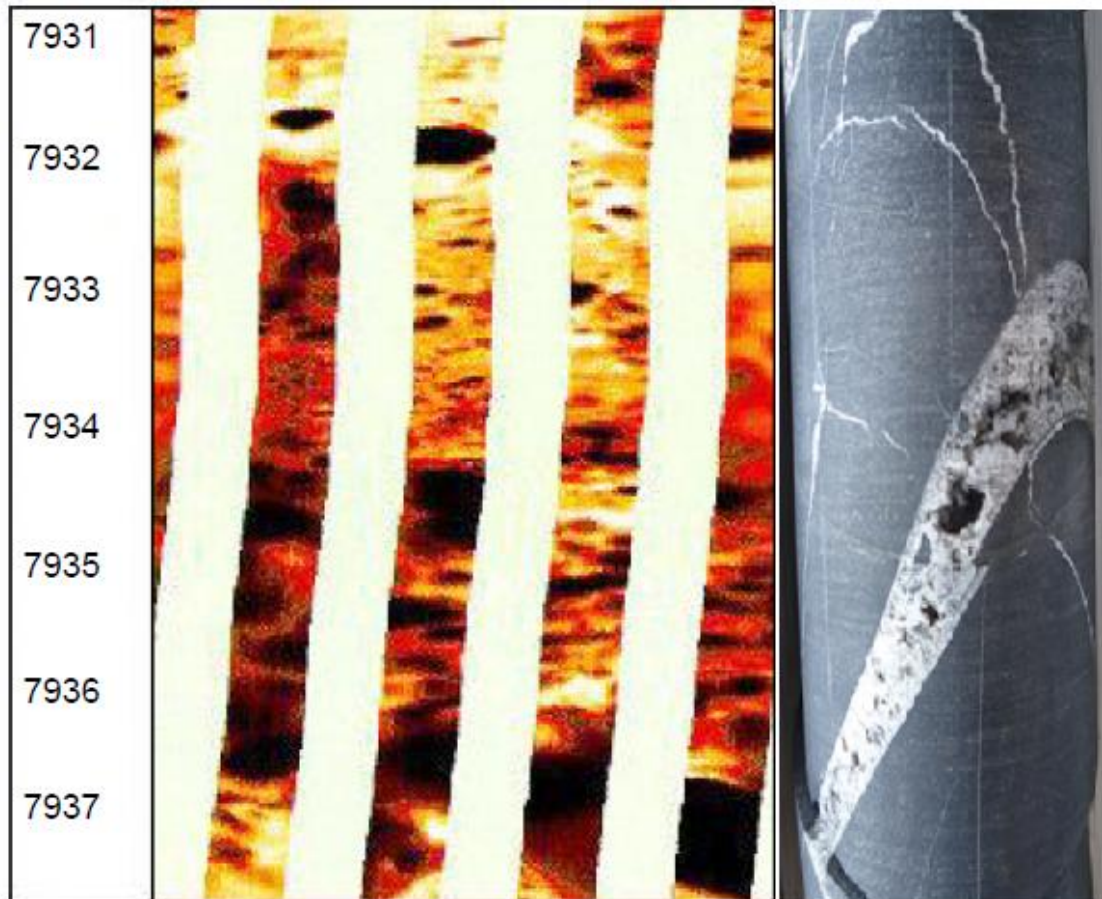
-Longitud de la fractura.

Es el segmento de las fracturas que se observa en la imagen (Schlumberger, 1999).

## II.2 Porosidad por disolución.

En el apartado anterior se habló sobre la porosidad la cual es por medio del fracturamiento que presenta el yacimiento, en este apartado se hablara de otra aplicación de la herramienta FMI que es la porosidad por disolución.

La porosidad más común observada en las imágenes es la porosidad vugular (Figura II.8) y la menos común es la cavernosa. La porosidad vugular la observan en las imágenes como huecos asimétricos, estos poros pueden o no estar cementados por algún carbonato o sílice, el cual es visto en una coloración blanca, en el caso de no estar cementados, en la imagen los observan en una coloración negra ya que están rellenos por el lodo de perforación el cual debe ser un lodo conductivo, al igual que la pirita, los vúgulos no cementados se observan en las imágenes por su baja resistividad (Domínguez, 1999).



*Figura II.8. Se observa disolución dentro de la fractura, haciendo la comparación entre una imagen eléctrica (izquierda) y vista desde un núcleo (HQ) (derecha) (Schlumberger, 1999 y Galore, 2010).*

Los vgulos son encontrados de tres formas: (Figura II.9.)

-Vgulos interconectados.

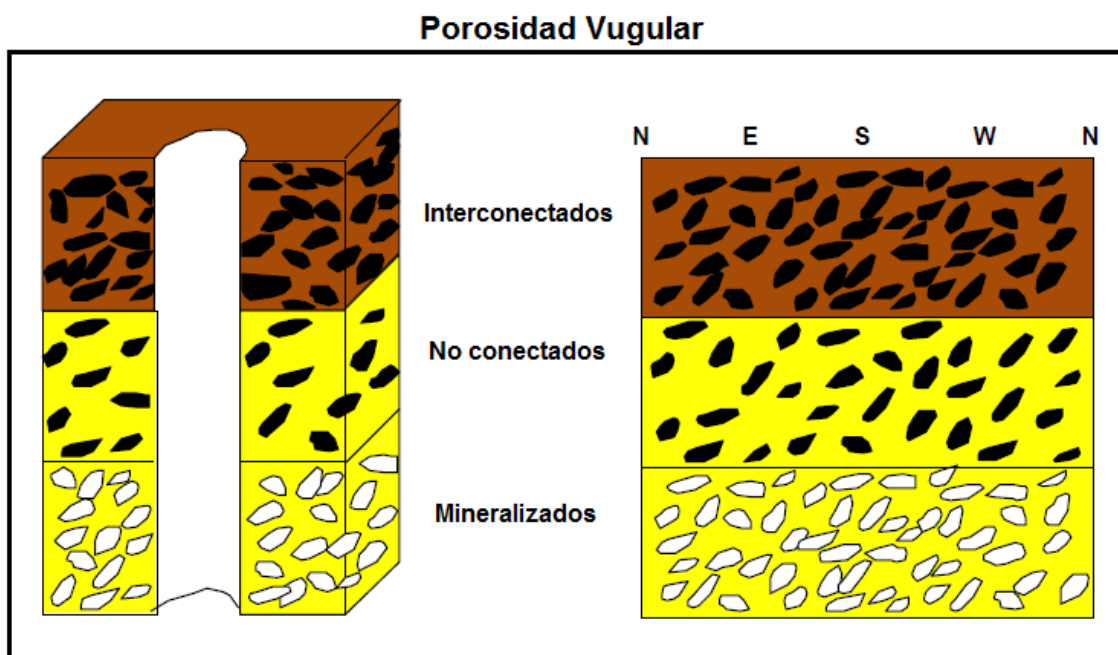
Cuando los vgulos se tocan y se conectan entre sí, esto quiero decir que la disolución fue mayor al grado en que dentro de la fractura se disuelve el cementante provocando una mayor porosidad y una mayor permeabilidad.

-Vgulos no conectados.

Este tipo de porosidad no contribuye a la producción de un yacimiento ya que los poros o cavidades no se conectan entre sí debido a que la disolución no fue tan grande como para interconectarlos.

-Vgulos Mineralizados.

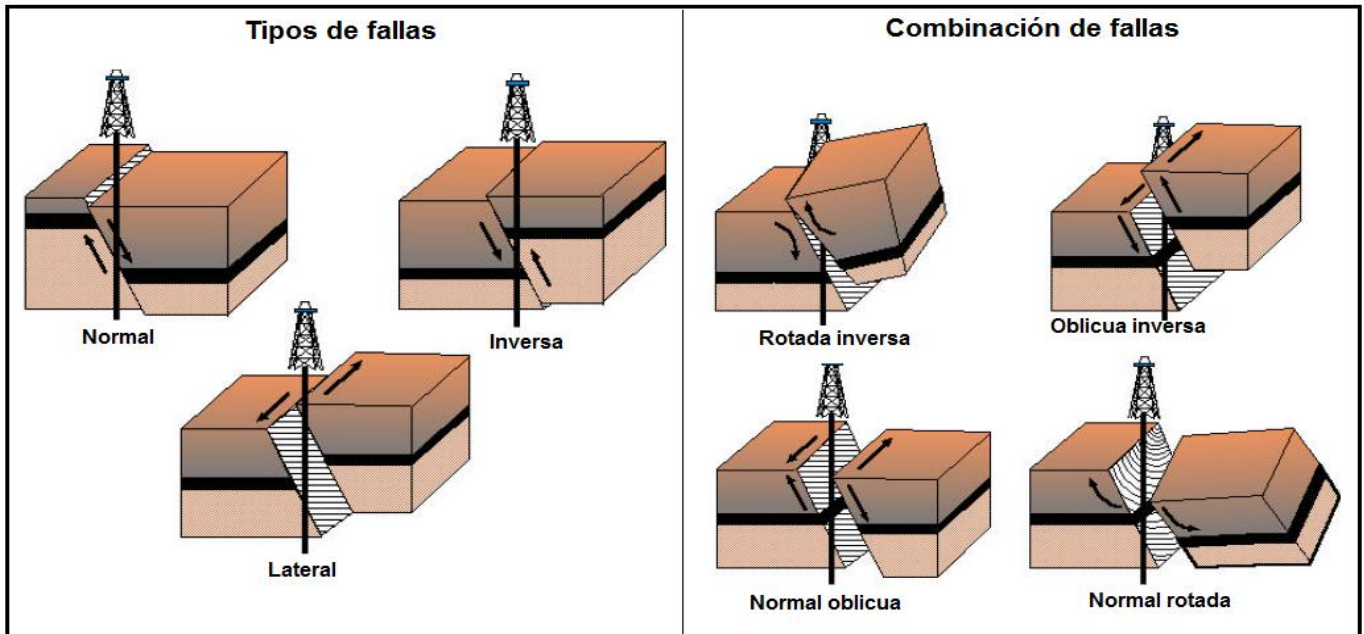
Es cuando los vgulos son rellenos en la mayoría de los casos por calcita o anhidrita, lo cual hace que la permeabilidad sea reducida o incluso no sea permeable (Schlumberger, 1999).



*Figura II.9. Tipos de porosidad vugular (Schlumberger, 1999).*

### II.3 Fallas.

Las fallas son producidas por esfuerzos externos los cuales causan un desplazamiento de la masa rocosa a lo largo de un plano de fractura, dichas fallas pueden ser: Normal, inversa y lateral, así como la combinación de los tres tipos de fallas (Figura II.10).



*Figura II.10. Tipos de fallas (Schlumberger, 1999).*

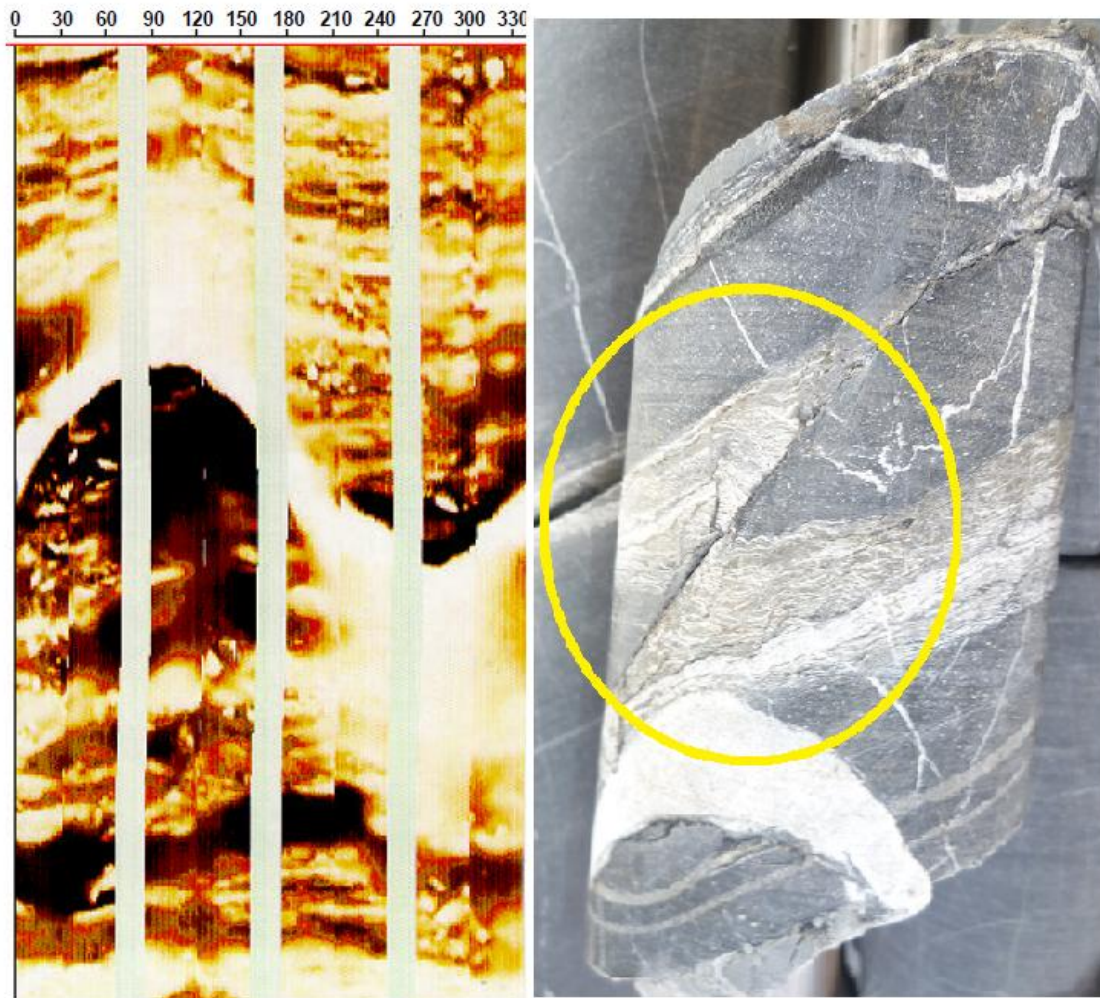
El objetivo principal del análisis de fallas en las imágenes es la evaluación del plano de falla y el sitio de inclinación que rodea la falla, los parámetros a identificar independientemente del modelo de falla son los siguientes:

- La profundidad de intersección entre el plano de falla.
- Dirección de la falla.
- El ángulo del plano de falla.
- La distorsión de los bloques cercanos a la falla (Schlumberger, 1999).

Las fallas pueden ser identificadas por una de las siguientes características.

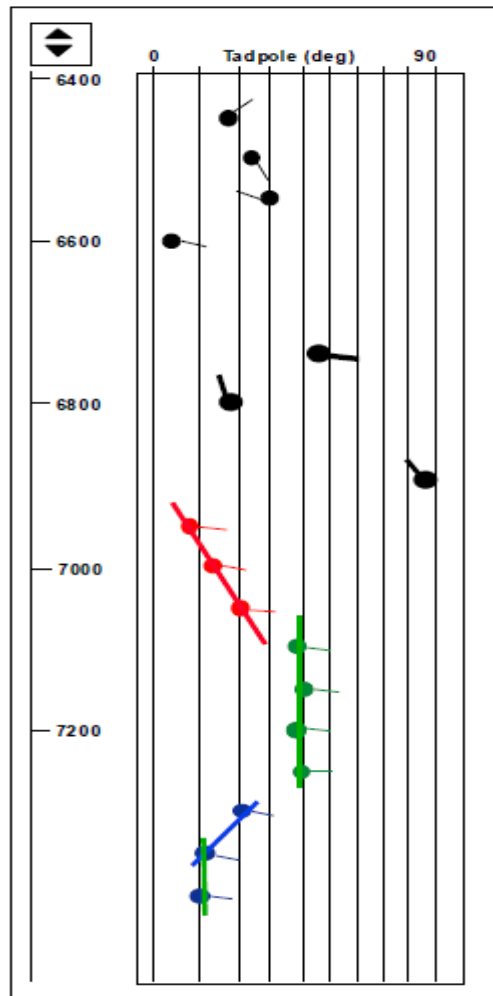
- Al separar litologías diferentes que indiquen la existencia de fallas.
- Pequeños desplazamientos visibles en las imágenes a partir del plano de falla (Figura II.11).
- El análisis en la disposición de los "tadpoles" de todo el registro (Figura II.12).
- Existencia de fracturas asociadas con similar echado y dirección a la falla.





*Figura II.11. Muestra del lado izquierdo una imagen eléctrica de una falla y del lado derecho una falla vista desde un núcleo (HQ) (Schlumberger, 1999 y Galore, 2010).*

En el registro de imagen las fallas son muy parecidas a las fracturas; para poder tener una mejor claridad en su interpretación es necesario contar con otro tipo de evidencia geológica tal como otro tipo de registros geofísicos, conocimiento geológico de la zona que asegure la existencia de desplazamiento o discontinuidad en los estratos pero especialmente datos de núcleos (Domínguez, 1999).



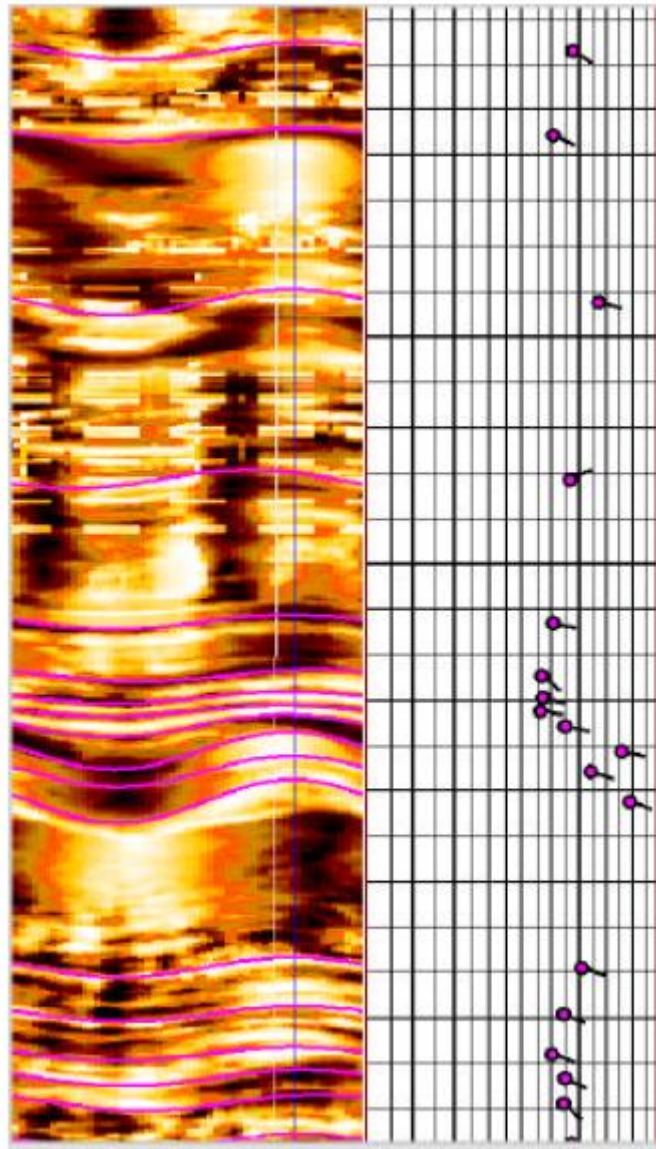
*Figura II.12. Muestra una pista del registro donde se observa los tadpoles o magnitud del echado (Schlumberger, 1999).*

#### **II.4 Estructuras sedimentarias singenéticas.**

Las estructuras que se observan en las imágenes y las que son visibles con mayor facilidad son los estratos, capas y laminación, las cuales van de milímetros a metros.

Un estrato es una estructura sinsedimentaria depositada bajo condiciones físicas y químicas constantes.

Debido a la composición homogénea de los estratos, capas y láminas, resulta fácil identificarlos en las imágenes eléctricas (Figura II.13), puesto que se les observa con una misma respuesta eléctrica (resistiva, conductiva, cóncava y convexa, ondulada e irregular) (Domínguez, 1999).

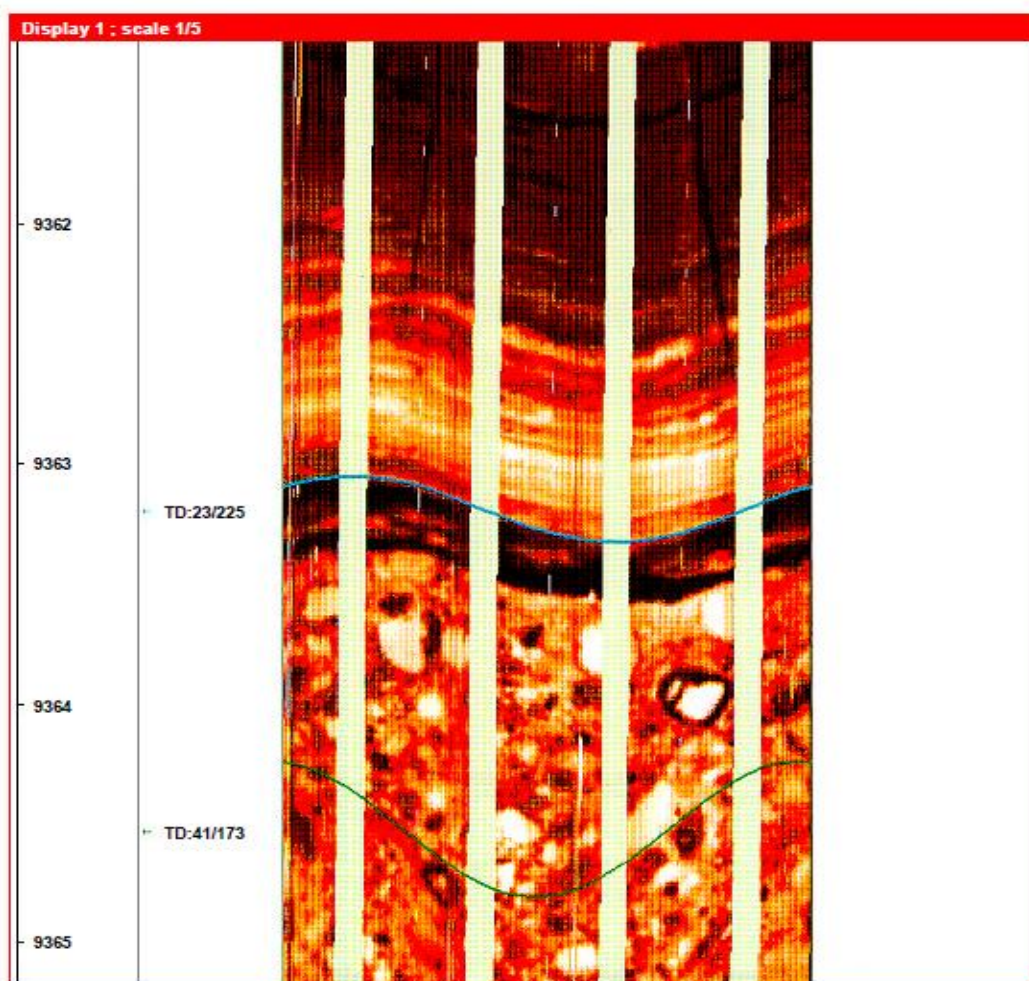


*Figura II.13. Del lado izquierdo se puede observa los limites de los estratos gracias a su forma, y de una manera escalar se puede cuantificar el espesor de cada estrato o laminación, del lado derecho se observa los tadpoles los cuales indican la inclinación de dicha estratificación (Schlumberger, 1999).*

## II.5 Discordancias sedimentarias.

Una discordancia es la superficie erosionada que se presenta entre unidades jóvenes y las más antiguas, las discordancias se crean en periodos de no depósito o cuando hay acción de la erosión de los sedimentos previamente depositados.

En las imágenes es posible observar cualquier tipo de discordancia (Figura II.14), contactos concordantes o discordantes entre formaciones, sin embargo al igual que las fallas es necesario contar con información geológica previa de la zona y conocer el ambiente de depósito.



*Figura II.14. Se observa una imagen eléctrica donde se muestra una discordancia, en la parte superior se puede apreciar una estratificación laminar, mientras que en la parte inferior se observa una zona de conglomerados (Schlumberger, 1999).*



## **II.6 Estilolitas.**

Las estilolitas son estructuras semejantes a suturas que muestran una superficie irregular muy fina dentro de una capa, comúnmente en forma de zigzag. El origen de estas estructuras es diagenético por presión-disolución en la roca, las estilolitas varían en su tamaño ya que pueden ser de unos milímetros a unos 20 centímetros de longitud. La solubilidad relativa de los carbonatos permite el desarrollo abundante de estas estructuras dentro de las rocas carbonatadas (Geología. Uson, 2010).

Generalmente son reconocidas por ser planos irregulares y discontinuos entre la unión de dos rocas, tienen la apariencia de un zipper, en contraste las dos unidades de roca que parecen, están entrelazadas entre sí a lo largo de una superficie irregular, esta superficie se conoce como estilolita, que es donde comúnmente se concentran los componentes relativamente insolubles, donde el material original en el proceso de formación de la estructura frecuentemente es pirita u otro mineral conductivo (Figura II.15), por lo que en las imágenes eléctricas las estilolitas aparecen como conductivas, delgadas, onduladas y paralelas a la estratificación (Domínguez, 1999).

Las estilolitas se encuentran generalmente en zonas relativamente de baja porosidad vistas en núcleos de perforación; otra característica de las estilolitas es que se encuentran en zonas de discontinuidades en el macizo rocoso, en planos inclinados, en fracturas pre-existentes así como en pizarras y arcillas. (Nelson, 2001).



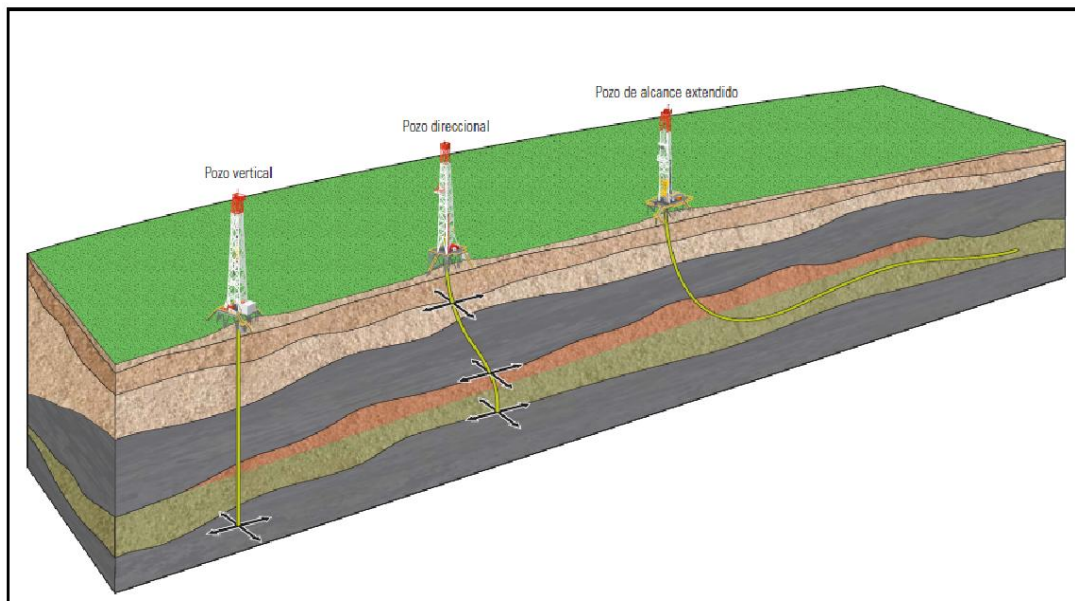
*Figura II.15. Imagen que muestra estilolitas en un núcleo (HQ) en rocas sedimentarias (Galore, 2010).*

Como se plasma en este capítulo, la herramienta FMI es de gran utilidad para la caracterización de yacimientos de gas y aceite ya que entre otras aplicaciones, la identificación de diferentes estructuras sedimentarias presentes en el yacimiento a caracterizar, además del uso de datos de núcleos para realizar una interpretación más precisa que permite en la industria petrolera, ahorrar tiempo y dinero en la toma de decisiones.

## II.7 Evolución en los Registros de Imagen (LWD)

Las herramientas LWD (Logging While Drilling, LWD, por sus siglas en inglés) son capaces de realizar una variedad de mediciones durante la perforación, casi tan amplia como la de las herramientas operadas por cable, con la ventaja de que los resultados se obtienen en tiempo real y antes de que se produzca la invasión de la formación o el ensanchamiento del agujero.

Las herramientas LWD constituyen un gran avance con respecto a la calidad de los datos y la eficiencia, especialmente en los casos de agujeros sumamente inclinados y horizontales (Figura II.16).



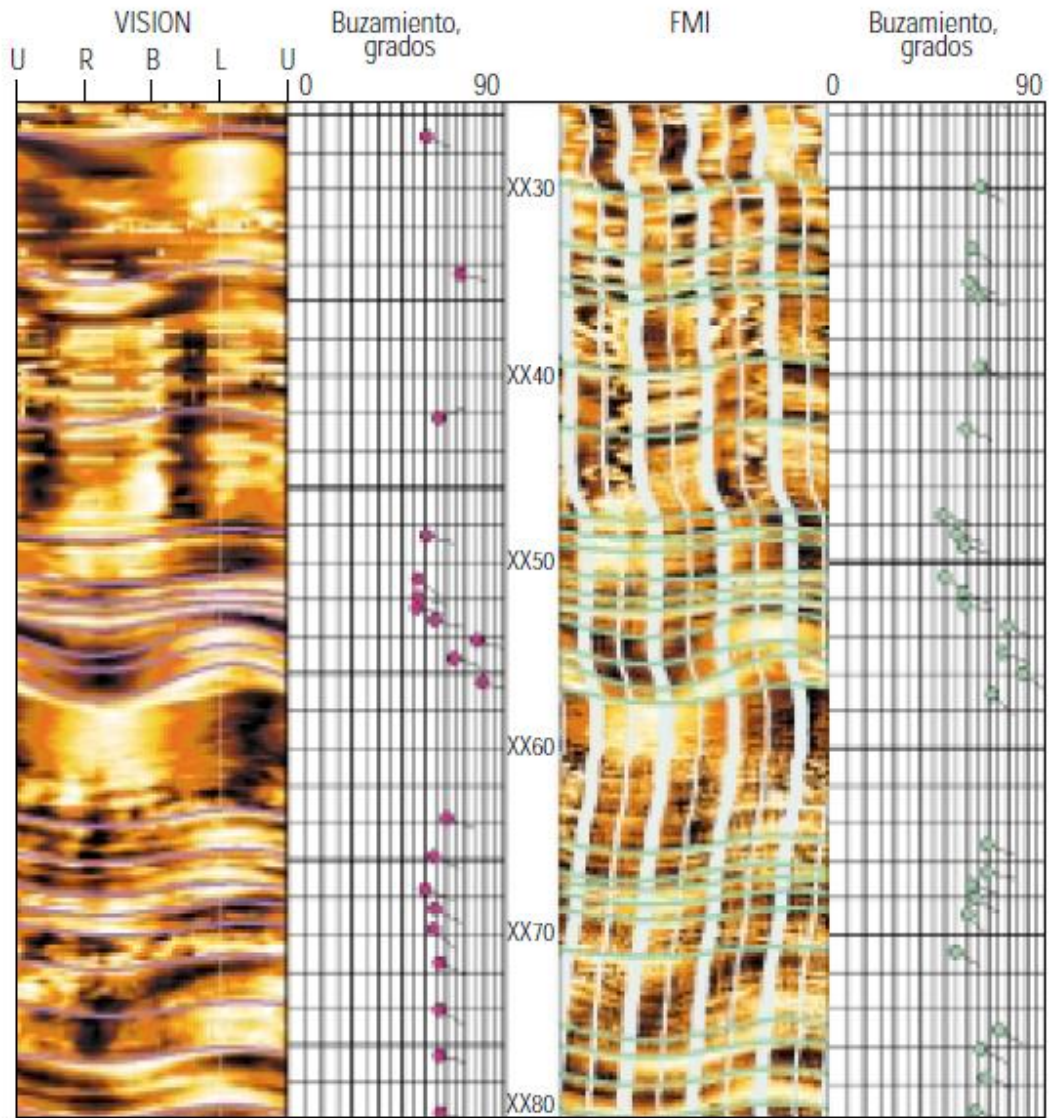
*Figura II.16. Evolución de los objetivos de perforación que hoy en día permiten tener mejoras ya que no solo se perfora en los ejes x-y-z puesto que los desafíos cada vez son más grandes obligando a los equipos a cargo de la colocación de pozos a dirigir los en sentidos longitudinales a través de los yacimientos para maximizar la producción (Schlumberger, Invierno 2005/2006).*

La ventaja en la evolución de las herramientas de imágenes eléctricas y en el caso de las LWD es que toman mediciones de la formación al mismo tiempo que perforan, al tener la información en tiempo real permite tomar decisiones inmediatas respecto a la toma de núcleos en la sección de los intervalos de perfilaje y los programas de revestimiento que realizarán con posterioridad.

Otro beneficio adicional consiste en que, por lo general, al comienzo de la vida del pozo las condiciones del yacimiento son óptimas, lo que minimiza los efectos ambientales que requieren posteriores correcciones. Asimismo, las herramientas LWD proporcionan nuevos datos fundamentales que no se pueden obtener con herramientas operadas por cable, tales como la densidad azimutal, la anisotropía de la formación y la información obtenida por los sensores ubicados próximos a las paredes, necesaria para tomar decisiones en tiempo real (C. Kruger, Shell Venezuela, año inédito).

Actualmente, los ingenieros de perforación utilizan medidas azimutales obtenidas en tiempo real que incluyen imágenes del agujero, buzamientos y densidad de la formación, así como rasgos de estratificación, fracturas, porosidad y otros (Figura II.17) para localizar el yacimiento y permanecer dentro de la zona de interés.

Estos avances han resultado en un porcentaje mayor de pozos exitosos en particular en pozos con desviación muy marcada, de alcance extendido y horizontal lo cual es de gran utilidad para determinar intervalos en pruebas de presión y producción, especialmente en los yacimientos naturalmente fracturados como se verá en el capítulo siguiente (Schlumberger, Invierno 2001).



*Figura II.17. Comparación de la imagen de resistividad LWD (izquierda) con la imagen de la herramienta FMI operada por cable (derecha). Como se nota la resolución de la LWD es considerablemente menor que la de su par operada por cable, las características geológicas primarias pueden observarse con facilidad y pueden ser utilizadas para determinar buzamientos estratigráficos y estructurales (Schlumberger, invierno 2001).*



## **CAPITULO III. USOS Y APLICACIONES DEL REGISTRO FMI EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS YNF.**

### **III.1 Yacimiento.**

La economía mexicana durante años y a lo largo de su historia se ha basado en la producción petrolera, lo cual implica que se tenga que invertir grandes cantidades de recursos económicos y tecnológicos en dicha industria.

Actualmente la mayor riqueza petrolera del país está localizada en el sureste de México, que es donde se encuentra el mayor número de yacimientos petroleros, los cuales se caracterizan por ser Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF) (IPN, ESIME, Octubre, 2000).

Un Yacimiento Petrolero, es un cuerpo rocoso, poroso y permeable que tiene la capacidad de almacenar hidrocarburos, además, que entra en una clasificación dependiendo del tipo de fluido que almacene, el tipo de roca por el cual este conformado y por el tipo de propiedades petrofísicas que permiten la producción de hidrocarburos (Figura III.1) (García, 2009).



*Figura III.1. Afloramiento con fracturas naturales (Schlumberger, Otoño, 2006).*

## **III.2 Fractura.**

La fractura en una roca es el resultado de una ruptura que durante sus procesos de formación y alteración, puede ser ocupada por fluidos que contenga la roca (Tadeo, 2005).

### **III.2.1 Fracturas en un los Yacimientos Naturalmente Fracturado YNF.**

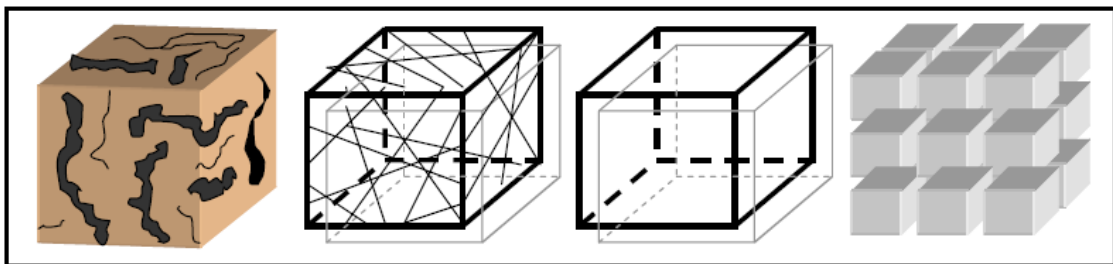
Un YNF es aquel que contiene fracturas creadas por la naturaleza, dichas fracturas pueden tener un efecto positivo o negativo en el flujo de los fluidos del yacimiento. En el caso de que tenga fracturas abiertas sin cementación o mineralización parcial, el efecto puede favorecer el flujo del hidrocarburo, pero a la vez favorece el flujo del agua o gas debido a los efectos de conificación.

Por otra parte si las fracturas son totalmente cementadas o mineralizadas pueden crear barreras impermeables por las que los fluidos no podrán pasar, como pudiera ocurrir en algunas estilolitas y no representarían una recuperación económicamente viable (Tadeo, 2005).

Un YNF contempla dos sistemas superpuestos:

- Un sistema de bloques de matriz.
- Sistema de fracturas superpuestas.

Cada sistema tiene propiedades petrofísicas distintas que actúan en conjunto; las fracturas poseen alta permeabilidad y un almacenamiento de fluidos pequeños, los bloques de matriz poseen baja permeabilidad y alto almacenamiento de fluidos (Figura III.2) (Tadeo, 2005).



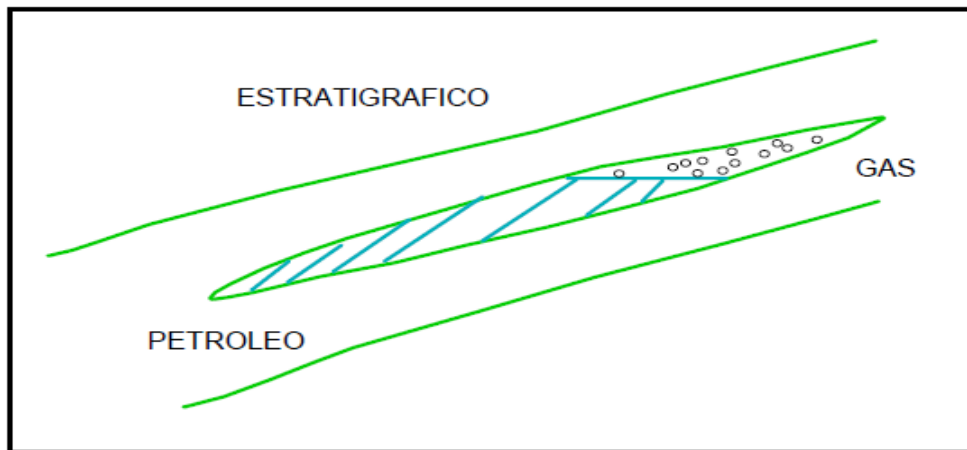
*Figura III.2. Idealización de un YNF donde la interacción entre los bloques de matriz y el sistema de fracturas definirá en gran medida la recuperación de los hidrocarburos contenidos (Tadeo, 2005).*



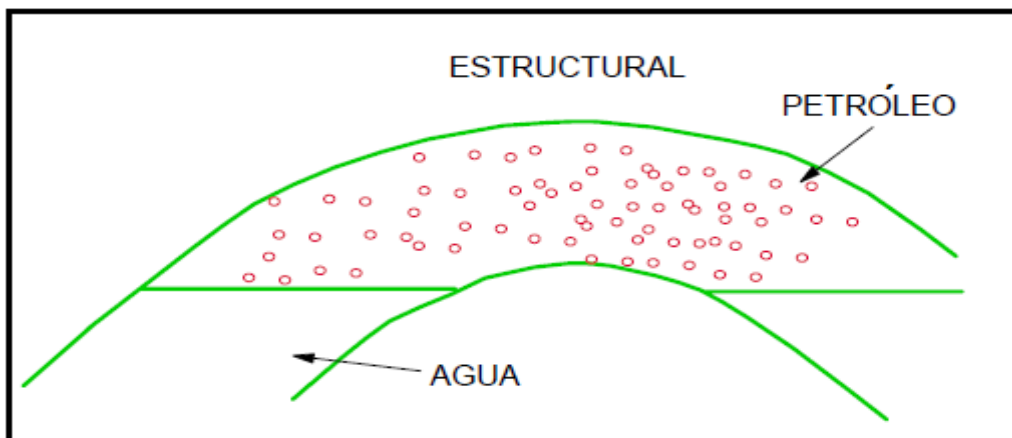
### III.3 Clasificación Geológica de los Yacimientos.

Geológicamente los yacimientos se clasifican en estratigráficos, estructurales y combinados, pero para que sea un yacimiento de hidrocarburos debe tener 5 características que son (1) roca generadora, (2) sincronía y migración, (3) trampa, (4) roca almacén y (5) roca sello (Escobar, 2007).

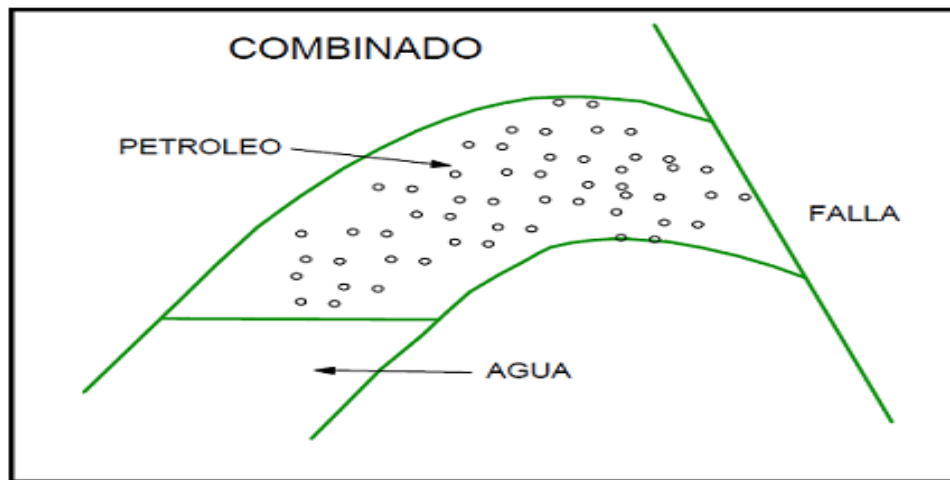
- Estratigráficos. En este tipo de yacimientos se observan lentes de arena, cambios de facies, calizas o dolomía porosas, así como cambios en la permeabilidad (Figura III.3).
- Estructurales. Aquí se observan estructuras como fracturas naturales en las calizas, discordancias, fallamiento en las areniscas, domos salinos sinclinales, anticlinales, entre otras (Figura III.4).
- Combinados. Estos yacimientos son la combinación entre estratigráficos y estructurales (Figura III.5).



*Figura III.3. Yacimientos Estratigráficos (Escobar, 2007).*



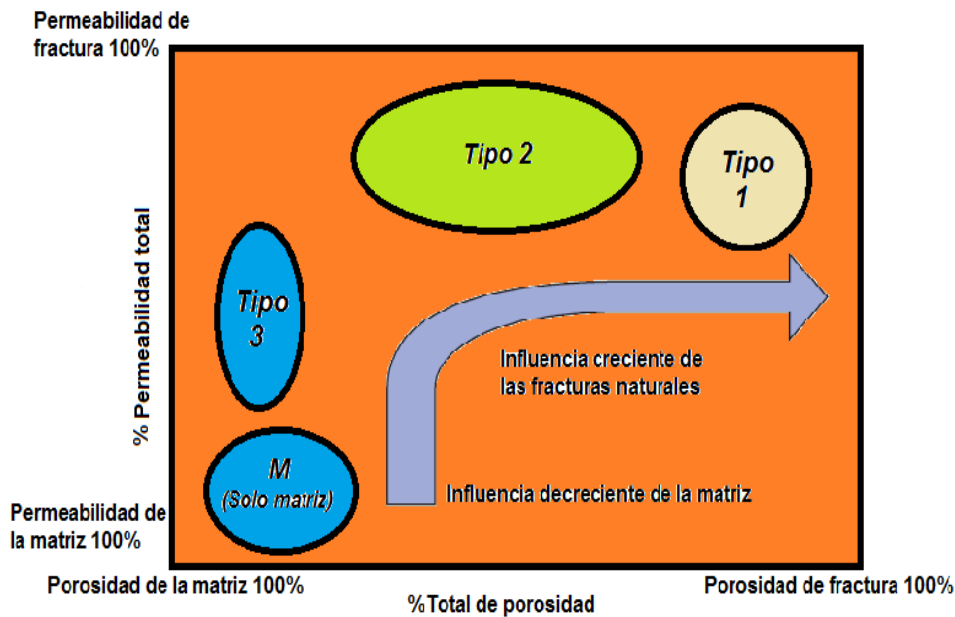
*Figura III.4. Yacimientos Estructurales (Escobar, 2007).*



**Figura III.5. Yacimientos Combinados (Escobar, 2007).**

De acuerdo a la clasificación de (Nelson, 1999) los yacimientos naturalmente fracturados pueden ser de la siguiente manera: (Figura III.6)

- Tipo 1. Las fracturas proveen esencialmente la permeabilidad y la capacidad de almacenaje en el yacimiento. La matriz tiene muy pequeña o casi nula porosidad y permeabilidad.
- Tipo 2. La roca matriz provee esencialmente la capacidad de almacenaje, y las fracturas proveen esencialmente la permeabilidad en el yacimiento de la roca matriz teniendo una muy baja permeabilidad, pero puede tener baja, moderada o incluso alta porosidad.
- Tipo 3. Las fracturas proveen asistencia en un yacimiento económicamente recuperable que tiene muy buena porosidad y permeabilidad en su matriz.
- Tipo 4. Las fracturas no proveen de manera significativa capacidad de almacenaje adicional o permeabilidad en un yacimiento que se está produciendo, sin embargo crean anisotropía (barreras de flujo) (García Pastrana, 2009).
- Yacimientos de Tipo M, poseen cualidades impresionantes en lo que respecta a la matriz pero a veces se encuentran compartimentalizados, lo que hace que su desempeño sea inferior a las estimaciones de productibilidad inicial y que la efectividad de la fase de recuperación secundaria sea variable dentro del mismo campo (Schlumberger, 2006).



**Figura III.6. Clasificación de Nelson para YNF (Mejorado de García, 2009 y Schlumberger, 2006).**

Las ventajas de esta clasificación son que delimitan los parámetros del sistema de fracturas, que son los más importantes para cuantificar un yacimiento en particular y permite la predicción de los tipos de problemas de producción que se presentan comúnmente.

En el primer tipo de yacimiento (Tipo 1), donde el sistema de fracturas provee la permeabilidad y porosidad, un cálculo temprano de la porosidad de la fractura o el volumen de la fractura posible por pozo es de mucha importancia, la precisión y la exactitud de este volumen se deben de obtener lo más pronto posible para evaluar las reservas que se tienen por pozo y para predecir si altos gastos se pueden mantener o caer a través del tiempo. En estas estimaciones, los valores de espesor de la fractura son críticos. Ahora los cálculos para los tipos 2 y 3 son menos importantes ya que el sistema de fracturas solo proveen permeabilidad; la matriz por su parte proporciona un poco de porosidad o almacenamiento de volumen. En estos yacimientos (2 y 3) el volumen de poro de la matriz (generalmente mayor que el volumen de la fractura) cubre tanto a la fractura que para realizar el cálculo de manera temprana es poco importante. En estos tipos de yacimientos, el conocer de manera anticipada la interacción fractura-matriz es muy importante para determinar si la porosidad de la matriz puede ser drenada por el sistema de fracturas (García, 2009).

### **III.4 Aspectos Geológicos de las Fracturas.**

Una fractura es una discontinuidad plana microscópica que resulta de los esfuerzos que exceden las fuerzas de ruptura de la roca, es decir, es una ruptura que ha sufrido la roca matriz. Una fractura se puede asociar con una falla si es que se encuentra acompañada por un desplazamiento relativo de la roca matriz o como una junta si no ha ocurrido un desplazamiento. Estas fracturas pueden tener un efecto positivo, neutro o negativo en el flujo de los fluidos. Si el efecto de estas fracturas se considera insignificante, se puede tratar al yacimiento desde una perspectiva geológica e ingenieril como un yacimiento convencional (Arriaga, 2008 y García, 2009).

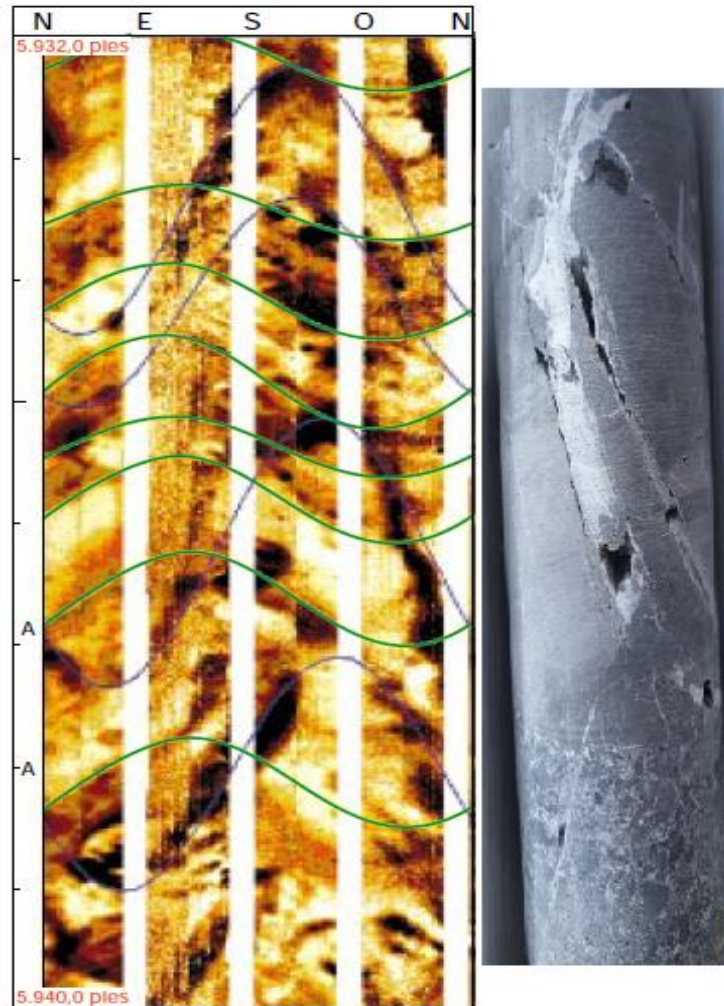
El concepto de fractura significa, de manera simplificada, que ha ocurrido en la formación una porosidad secundaria, es decir, que el volumen poroso original se le ha añadido un volumen poroso que no existía con anterioridad al tiempo de depositación.

El movimiento del agua a través de las fracturas y subsecuentemente la disolución de la roca matriz, da como resultado también la formación de una porosidad secundaria y representa una forma adicional de almacenamiento en la nueva formación de espacio poroso y formación de canales de muy alta permeabilidad (García, 2009).

Como se menciono anteriormente los campos más prolíferos a nivel mundial son, el campo de Asmari en Irán, cuya roca almacenadora es un carbonato naturalmente fracturado, con pozos de muy alta productividad en donde su roca matriz tiene una permeabilidad menor a 0.5 mD, otros campos que tienen características similares son los campos Ain Zalah y Kirkuk localizados en Irak. En México existen numerosos campos con yacimientos naturalmente fracturados en donde su roca matriz posee una permeabilidad que varía de 0.01 y 10 mD que es donde proviene la producción principal del sistema fracturado (García, 2009).

### III.4.1 Morfología de las Fracturas.

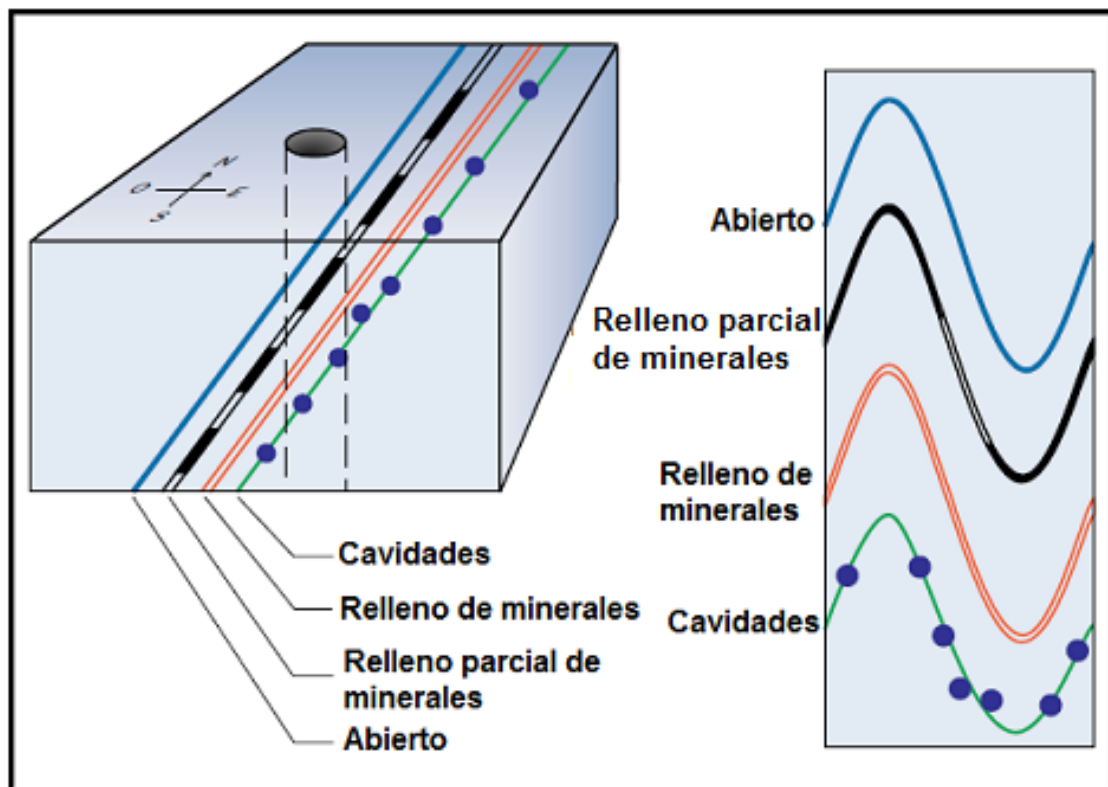
La morfología de los planos de fractura se pueden definir mediante núcleos o datos de imágenes eléctricas de las paredes del pozo (Figura III.7).



*Figura III.7. Imagen FMI de Fracturas hechas por disolución (izquierda), núcleo con fracturas hechas por disolución (derecha) (H. Acuna, año inédito y Galore, 2010). Se reconocen cuatro tipos de morfología: (Figura III.8).*

- a) Fracturas abiertas.
- b) Fracturas deformadas.
- c) Fracturas cementadas.
- d) Fracturas con cavidades.

Las fracturas se forman probablemente durante el proceso de fracturación o poco después, el movimiento a lo largo de los planos de fractura, puede aumentar o disminuir los atributos de la fractura, dependiendo de la ductibilidad de las rocas. Las fracturas con cavidades se desarrollan cuando circulan fluidos subterráneos que provocan la disolución irregular de las paredes de la fractura, como ejemplo tenemos a los carbonatos que normalmente están asociados con discordancias y topografía kárstica (H. Acuna, año inédito y Nelson, 2001).



*Figura III.8. Morfología de las fracturas (H. Acuna, año inédito).*

Existen diversas formas para identificar las fracturas como:

- Estudios visuales de afloramiento.
- Análisis de núcleos de formación.
- Imágenes de la formación en las paredes del pozo.
- Métodos de registros de pozos en agujero abierto.
- Respuesta del flujo de fluido y de presión en pozos (García, 2009).

### **III.5 Propiedades Petrofísicas de los Yacimientos Naturalmente Fracturados.**

#### **III.5.1 Porosidad en los YNF.**

La porosidad es uno de los parámetros más importantes en las rocas, esto se debe a que da una idea de la capacidad de almacenamiento que puede tener la roca para contener hidrocarburos.

La porosidad se define como el espacio disponible en la roca, sirviendo como contenedor de los fluidos que pueda tener, por lo tanto la porosidad es la relación del espacio vacío en la roca con respecto al volumen total de ella. En otras palabras la roca está formada por un volumen de huecos o poros y un volumen de sólidos, teniendo una expresión matemática para su estimación (Rufina, 2006).

$$V_r = V_p + V_s$$

Donde:

$V_r$  = Volumen de roca

$V_p$  = Volumen de poros

$V_s$  = Volumen de sólidos

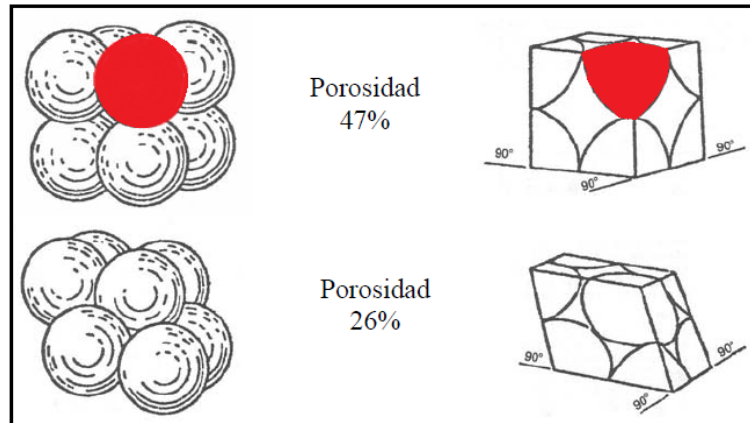
El conocimiento de la porosidad en los YNF es de gran importancia ya que con ella se hace la estimación de la cantidad de fluidos que este puede almacenar. En este caso se tienen dos tipos de porosidad: una asociada a la matriz de la roca que se le conoce como porosidad primaria y otra asociada al sistema de fracturas que es la porosidad secundaria; la porosidad secundaria comprende macro y micro fracturas, además de cavidades o vórgulos (Tadeo, 2005).

#### **Porosidad Primaria.**

La porosidad primaria se establece al momento en que el sedimento inicialmente se deposita, por lo que es una característica inherente de la roca; la porosidad primaria depende de varios factores como lo es el arreglo y distribución que guardan los granos del sedimento, la cementación y la interconexión de los espacios porosos (Tadeo, 2005).



Graton y Fraser en 1935 evaluaron la configuración del empaquetamiento en los grados de la porosidad en forma cúbica y romboédrica (Figura III.9) (Tadeo, 2005).



*Figura III.9. Arreglo geométrico de la porosidad secundaria. En ambos casos la porosidad depende del empaquetamiento de los granos (Tadeo, 2005).*

### **Porosidad Secundaria.**

La porosidad secundaria se da por el resultado de procesos geológicos que se dieron posteriores a la depositación de la roca sedimentaria por lo que no tiene relación con la forma de las partículas. La porosidad secundaria está relacionada a un punto específico dentro de la roca o en el volumen total.

### **Porosidad en la matriz.**

Como la roca del yacimiento incluye tanto volumen de matriz como volumen de fractura, la porosidad de la matriz está relacionada con la porosidad total de la roca.

La porosidad de la fractura generalmente es de 1% para propósitos prácticos, la porosidad de la matriz en algunas ocasiones es la porosidad del núcleo, la porosidad total del yacimiento es la suma de ambas (García, 2009).

### **Efectos de la Porosidad en YNF.**

En general los YNF son tratados como un sistema de dos porosidades, uno en la matriz y otro en las fracturas, la interacción entre estas dos porosidades (flujo cruzado) puede afectar considerablemente el comportamiento de un yacimiento, cuando la comunicación es buena, ambos sistemas pueden responder al gradiente de presión total.

La porosidad primaria y secundaria se puede presentar en variadas combinaciones. Como lo es cuando la capacidad de almacenamiento en los poros de la matriz es grande en comparación con la de las fracturas, que es cuando se presentan las mejores condiciones de exploración, pero en ocasiones se pueden presentar problemas en la explotación como lo es la pérdida en la circulación y de la presión.

La interacción entre fluidos contenidos entre los bloques matriciales y los existentes en las fracturas, facilita el desplazamiento del aceite, permitiendo obtener recuperaciones substanciales.

### **III.5.2 Permeabilidad.**

La permeabilidad es la facilidad que tiene una roca para permitir el paso de fluidos a través de ella. Los yacimientos pueden tener permeabilidad primaria y secundaria, la permeabilidad primaria se le conoce como la permeabilidad de la matriz, y la permeabilidad secundaria como a la permeabilidad de la fractura (Tadeo, 2005 y Rufina, 2006).

#### **Permeabilidad de la matriz.**

Se trata de la permeabilidad de la roca sin tomar en cuenta la fractura, tomando en cuenta la ley de Darcy para fluidos incompresibles, la permeabilidad de la fractura se toma en base al ancho de la fractura (Tadeo, 2005 y Rufina, 2006).

#### **Efecto de la permeabilidad en YNF.**

En los Yacimientos Naturalmente Fracturados la permeabilidad actúa de manera diferente en comparación a los Yacimientos sin fracturas ya que los conductos que forman las fracturas pueden favorecer de manera significativa la permeabilidad de la formación.

En cuanto al flujo de los fluidos la permeabilidad y la matriz de la fractura juegan un papel muy importante. Hay casos en los que tienen muy buena permeabilidad en la fractura, pero si la mayor parte de los hidrocarburos se encuentran en la matriz y no hay flujo entre la matriz y las fracturas, no habrá flujo hacia el pozo o será muy limitado; mientras que si la permeabilidad de la matriz y la fractura se relacionan de manera conjunta y favorable, el flujo a través de los poros puede ser mejorada y como consecuencia la recuperación será mejorada (Tadeo, 2005).

### **III.5.3 Doble Porosidad-Doble Permeabilidad.**

Una dificultad significativa en el modelado del flujo de fluidos en un yacimiento naturalmente fracturado se debe al contraste que existe entre la porosidad y permeabilidad de la matriz y de la fractura, comúnmente los YNF tienen un sistema de fracturas que se caracteriza por tener bajo almacenamiento (porosidad) y alta conductividad (permeabilidad) y el sistema matriz se caracteriza por tener alto almacenamiento y baja conductividad. Este contraste provoca que el flujo ocurra dentro de ambos medios en diferentes tiempos significativos.

Si bien el modelado explícito del medio con tantos contrastes puede hacerse, las limitaciones considerando los recursos computacionales hacen que sea poco práctico para muchos problemas en relación a la simulación. Por esta razón la opción de aproximación del modelado (y no para simuladores de yacimiento) está con un apoyo de aproximación de doble continuidad, ya sea doble porosidad o doble permeabilidad.

Esta aproximación parece haber sido introducida en la literatura petrolera por Warren y Root (1953) para propósitos de análisis de pruebas de variación de presión en YNF (García, 2009).

### **III.6 Ejemplos de los Yacimientos Naturalmente Fracturados en el Mundo y Caracterización de las Fracturas.**

Si bien la resolución de las herramientas eléctricas de generación de imágenes de pared de pozo es excepcional, la forma más detallada de evaluar los yacimientos naturalmente fracturados es mediante la adquisición de núcleos de diámetro completo en los intervalos de interés. El acceso a núcleos de diámetro completo permite a los geólogos y petrofísicos examinar las propiedades específicas que inciden en la capacidad de conducción de fluidos de una fractura. No obstante, la recuperación de núcleos puede constituir un problema en las rocas intensamente fracturadas.

Además, las fracturas inducidas por la extracción de núcleos pueden resultar difíciles de distinguir de las fracturas naturales no mineralizadas. A pesar de las dificultades, actualmente existen formas innovadoras de caracterizar los yacimientos naturalmente fracturados, utilizando tecnologías y técnicas de procesamiento avanzadas.

### **Basamento Granítico de la Cuenca de Cuu Long, Vietnam.**

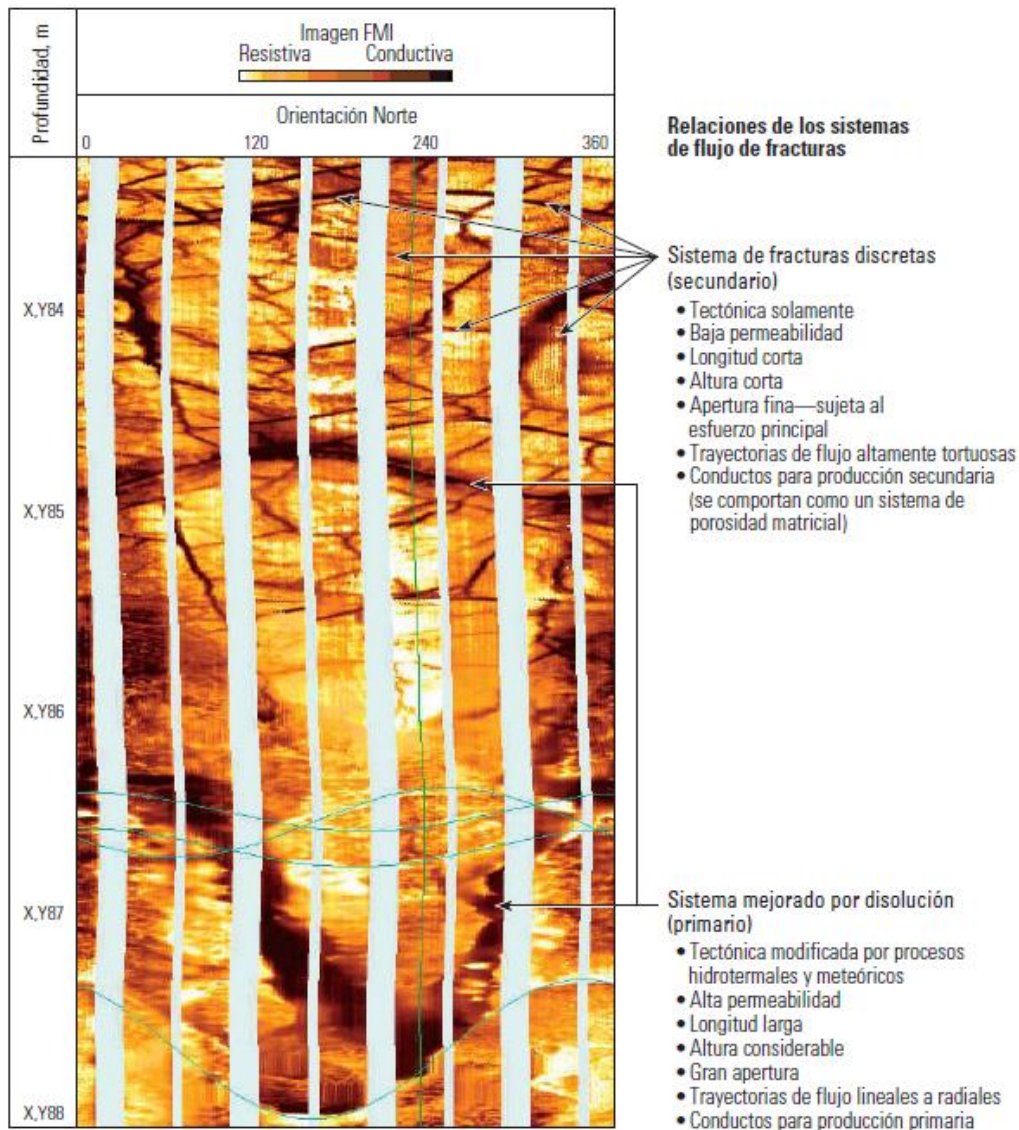
Las rocas fracturadas del basamento granítico de la Cuenca de Cuu Long (figura III.10), situada en el área marina de Vietnam, corresponden en su mayor parte a yacimientos de Tipo 1; tanto la porosidad como la permeabilidad de las rocas del basamento son provistas por las fracturas naturales.

No obstante, en las zonas fracturadas que rodean a las fallas, se ha documentado la presencia de porosidad secundaria porque los fluidos hidrotermales disuelven los feldespatos en la matriz. El resultado es un yacimiento híbrido de Tipo 2/Tipo1.



*Figura III.10. Rocas fracturadas de basamento granítico de la cuenta Cuu Long situado en el área marina de Vietnam (Schlumberger, 2006).*

Los yacimientos de Cuu Long dependen exclusivamente de las fracturas para su producción, algunos pozos individualmente pueden producir más de 20,000 bbl/d [3,180 m<sup>3</sup>/d] de petróleo. Una serie de episodios geológicos, incluyendo una fase extensiva durante la etapa de *rifting*, que creó la cuenca, seguidos de dos fases de compresión importantes, condujeron a la formación de una compleja pero prolífica red de fracturas naturales que pueden dividirse en tres clases de fracturas; fracturas marginales mejoradas por disolución y no mejoradas, fracturas con paredes rectas y fracturas discretas (Figura III.11).



**Figura III.11. Sistema de clasificación de fracturas utilizado en la Cuenca Cuu Long. La herramienta FMI muestra los dos tipos de fracturas principales. Se describen las relaciones de los sistemas de flujo de las fracturas correspondiente a cada tipo, para el sistema de fracturas discretas (extremo superior derecho) y para el sistema mejorado por disolución (extremo inferior derecho) (Schlumberger, Otoño, 2006).**

En los campos de la Cuenca de Cuu Long, la permeabilidad es el factor que controla la productividad de los pozos. Utilizando datos de imágenes FMI, los geocientíficos de Schlumberger, Cuu Long Joint Operating Company (JOC) y VietSovPetro desarrollaron un método para calcular en forma consistente la permeabilidad de los yacimientos y calibrarla con el análisis de núcleos.

Uno de los pasos es calcular la apertura y la densidad de las fracturas manualmente en las imágenes de resistividad FMI.

Esta técnica ha ayudado a minimizar los efectos perturbadores producidos por los minerales resistivos que rellenan las fracturas sobre la caracterización de las fracturas en los campos de la Cuenca de Cuu Long. No obstante, los minerales conductivos de las fracturas que se encuentran fundamentalmente en las zonas meteorizadas del tope del granito siguen constituyendo un dilema porque los generadores de imágenes de la pared del pozo basados en la resistividad no pueden distinguir entre minerales conductivos y fluido de perforación conductivo (Schlumberger, 2006).

### **Montañas Rocallosas**

En los yacimientos de Tipo 2 de las Montañas Rocallosas, las porosidades oscilan entre 3 y 7%. La herramienta FMI posibilita el cálculo de la apertura de las fracturas, su porosidad, densidad y longitud de traza en el pozo. La combinación de métodos de caracterización de fracturas independientes a partir del análisis de ondas de Stoneley y ondas de corte Sonic Scanner con la interpretación de las imágenes FMI muestra una evaluación inequívoca de las fracturas desarrolladas en el intervalo. Provisto de esta caracterización de las fracturas basada en registros, el equipo a cargo de los activos de la compañía puede juzgar mejor la forma óptima de cementar, terminar y estimular este intervalo potencialmente productivo. Los especialistas de la región de las Montañas Rocallosas han desarrollado una solución de terminación de pozos en rocas duras que combina los datos Sonic Scanner con los datos FMI para optimizar el diseño de las fracturas hidráulicas. La solución incorpora la caracterización de fracturas naturales incluyendo la determinación de la apertura, la permeabilidad, el alcance de las fracturas y el análisis de los esfuerzos horizontales máximo y mínimo. Toda esta información se capta en el modelo mecánico del subsuelo, utilizado por los diseñadores de las operaciones de estimulación para optimizar el diseño de la fractura hidráulica (Schlumberger, 2006).

### **Yacimientos de Metano en capas de carbón o CBM**

Los Yacimientos de Metano en Capas de Carbón (Coalbed Methane, CBM, por sus siglas en ingles), son los YNF mas difíciles de estudiar, se trata de una fuente de metano no convencional, comenzando con su depositación como turba, el carbón es una roca única ya que para ser un yacimiento productor de metano en capas de carbón requiere de fracturas naturales. Las fracturas naturales verticales presentes en el carbón se denominan diaclasa (1) y se forman durante el proceso de hullificación.

- (1) Las fracturas endógenas, o diaclasas clásicas, se crean bajo tracción conforme la matriz de carbón se contrae debido a los procesos de deshidratación y desvolatilización que tienen lugar durante la hullificación. Estos conjuntos de diaclasas son ortogonales y casi siempre perpendiculares a la estratificación.

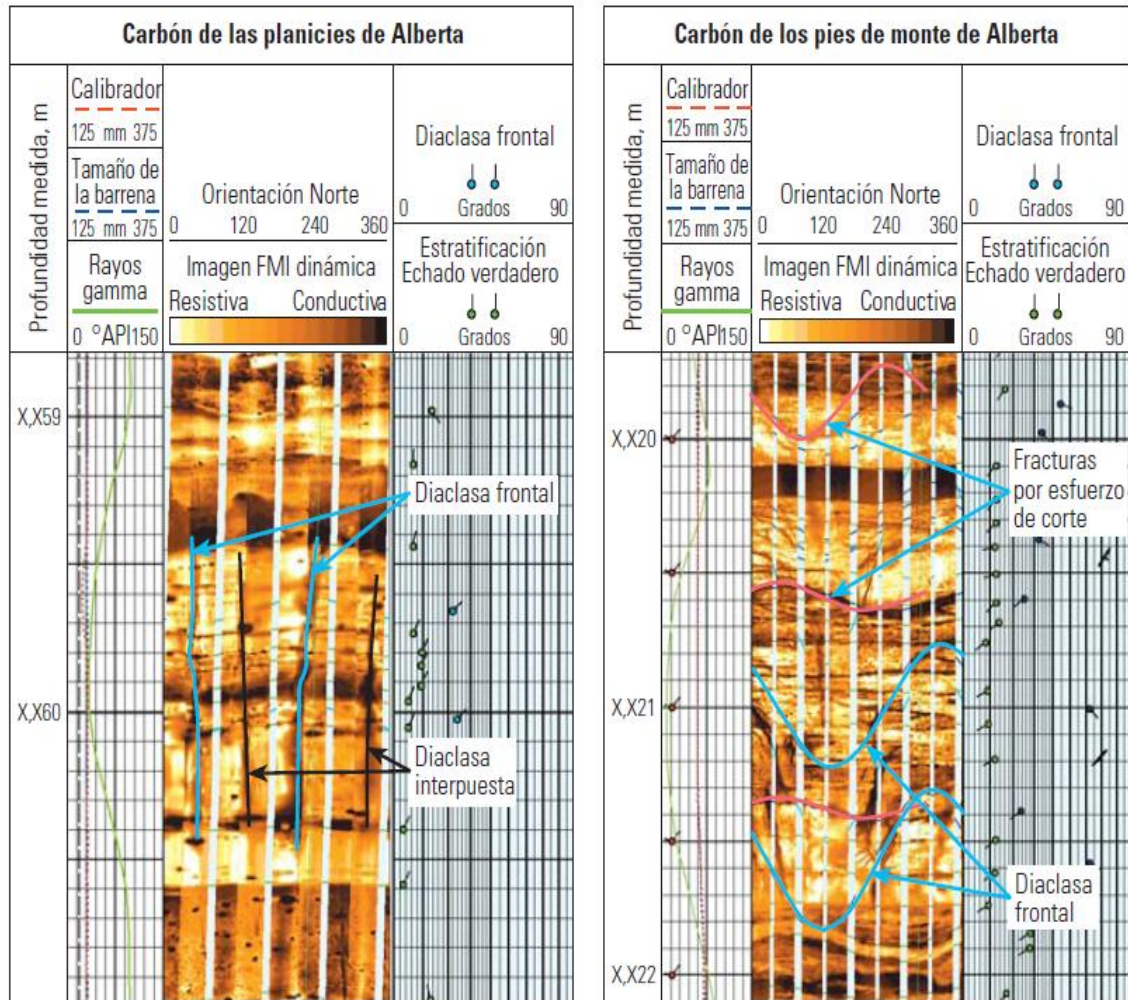


Las diaclasas sistemáticas del carbón se clasifican geoméricamente, denominándose diaclasas frontales al conjunto de fracturas primarias más continuas, y diaclasas interpuestas al conjunto de fracturas secundarias menos continuas.

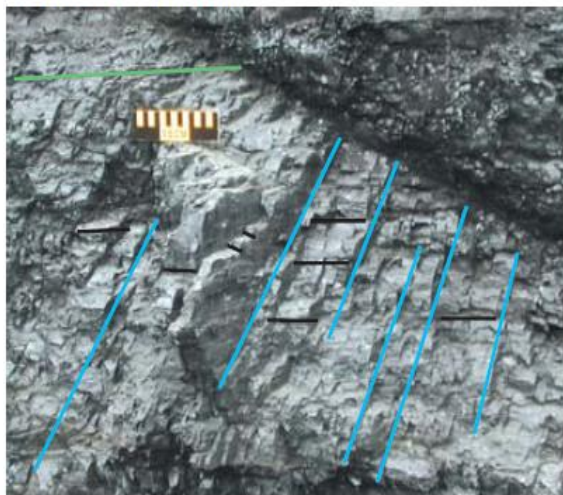
Como ejemplo de este tipo de yacimientos se tiene un afloramiento representativo del carbón de las planicies de Alberta Canadá (extremo inferior izquierdo) así como sus imágenes FMI (extremo superior izquierdo), donde se observa las diaclasas frontales como las diaclasas interpuestas, las fracturas por esfuerzos de corte, las diaclasas frontales interpuestas se muestran tanto en imágenes FMI del carbón de las Planicies de Alberta (extremo superior e inferior derecho) (Figura III.12)

Es interesante notar que las fracturas por esfuerzo de corte normalmente degradan la permeabilidad del carbón.

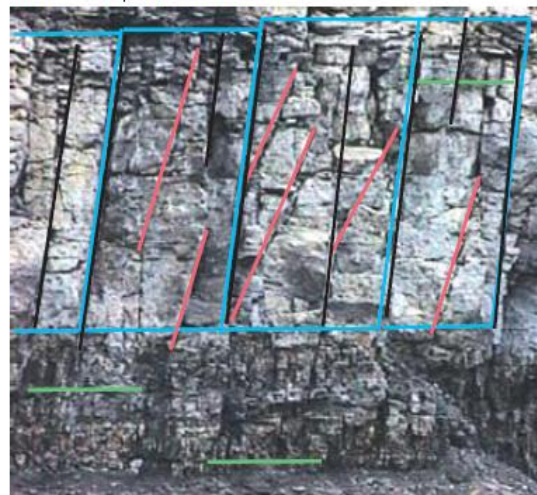
Burlington Resources, ahora ConocoPhillips, ha investigado los carbones Ardley utilizando la herramienta FMI. En dos pozos, las imágenes de la pared del pozo permitieron a los geocientíficos de ConocoPhillips y Schlumberger determinar el régimen actual de los esfuerzos a partir de las fracturas inducidas por la perforación, que se orientan de NE a SW, en la dirección del esfuerzo horizontal máximo. Esta dirección es consistente con las evaluaciones previas. Las imágenes FMI permitieron además conocer la naturaleza y dirección del desarrollo de diaclasas en los carbones Ardley; las zonas de Val D'Or, Arbour, Silkstone y Mynheer (Figura III.13). La interpretación de las imágenes FMI indica que en la Formación Scollard, el carbón Silkstone poseía el potencial productivo más importante y el carbón Arbour exhibía cierto potencial. ConocoPhillips integró la información pública y privada disponible sobre la orientación de las diaclasas, proveniente de minas y afloramientos, además, los geocientíficos realizaron un examen detallado de seis núcleos convencionales no orientados, extraídos de los carbones Ardley entre cinco y diez años antes (Schlumberger, Otoño, 2006).



**Carbón de las planicies**



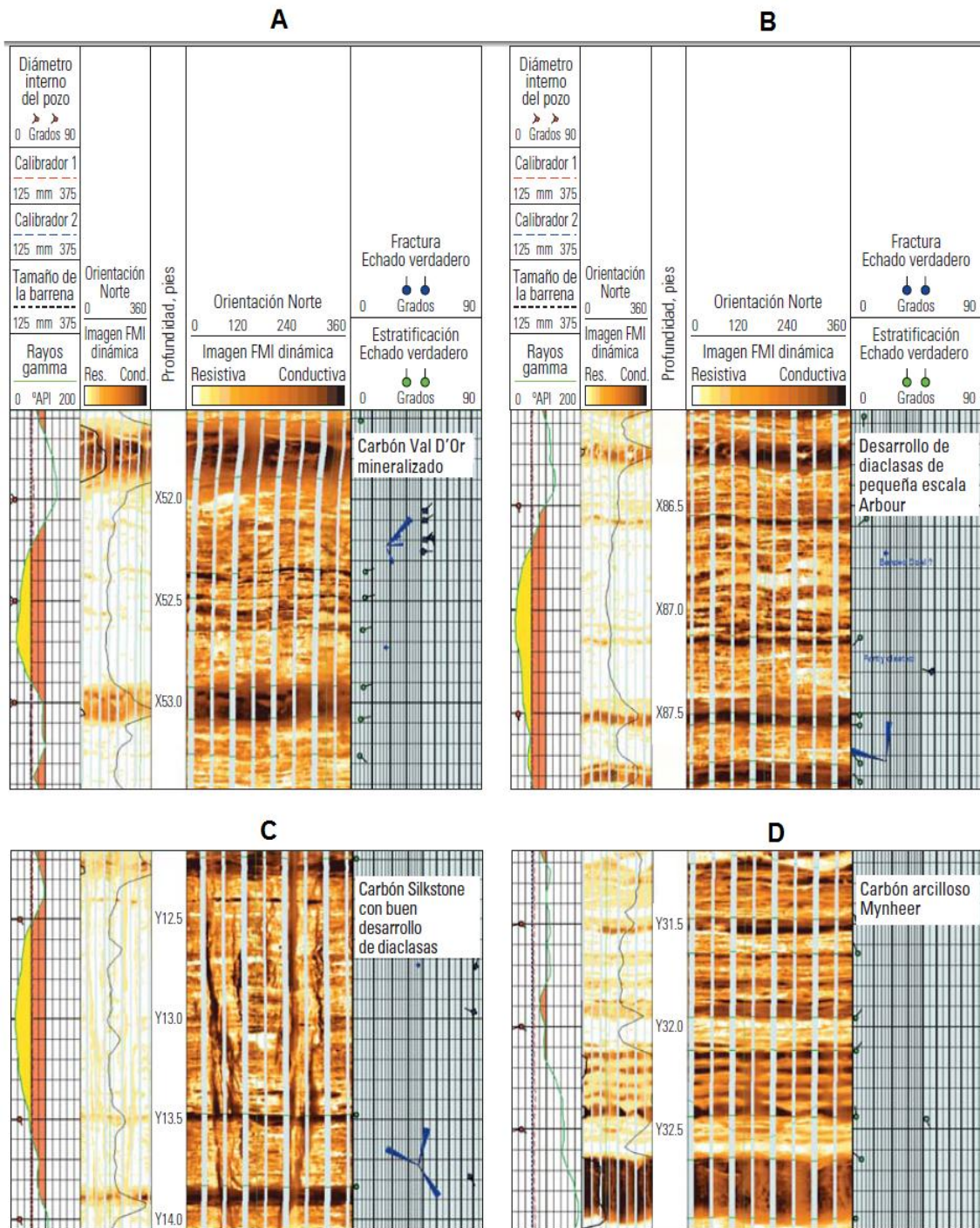
**Carbón de los pies de monte**



- Diaclasa frontal
- Diaclasa interpuesta
- Fracturas por esfuerzo de corte
- Estratificación

**Figura III.12. Diaclasas de en un Yacimiento CBM en Alberta, Canadá (Schlumberger, 2006).**





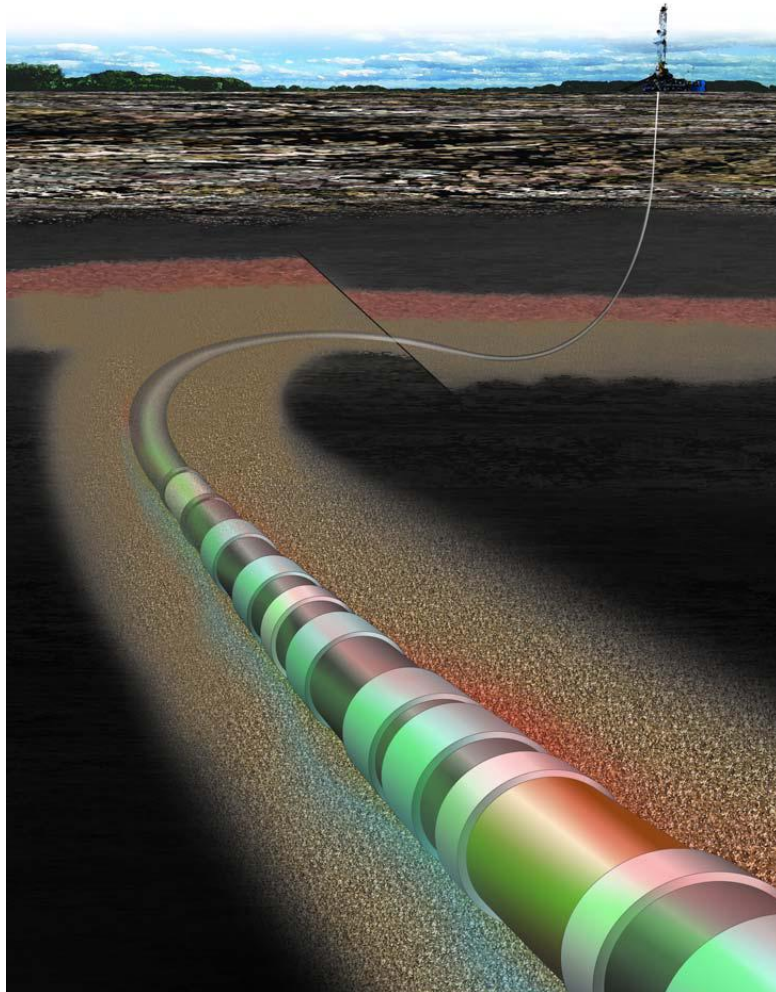
**Figura III.13.** Imagen de los carbones de Ardley. La herramienta FMI ayuda a identificar con éxito la presencia o ausencia de diaclasas en las 4 zonas de Ardley. A) Imagen FMI estática del carbón de Val D'Or donde se observa muy clara o brillante la imagen lo que indica un alto grado de mineralización. B) La imagen del carbón Arbour, en esta imagen no se observan diaclasas grandes mientras que en el carbón de Silkstone (C) se pueden ver abundantes diaclasas frontales con un rumbo preferencial NE-SW. D) Carbón Mynheer muestra una interestratificación de lutitas (Schlumberger, 2006).

### III.7 Nuevas Tecnologías.

Las compañías de exploración y producción han estado anticipando una forma más rápida, segura y global de evaluar el potencial productivo de los yacimientos de petróleo y gas, así como posicionar correctamente los pozos productivos mediante la utilización de herramientas de adquisición de registros durante la perforación (Logging While Drilling, LWD, por sus siglas en inglés).

Hasta no hace mucho, las propiedades básicas de las formaciones, tales como la resistividad y la porosidad, además de las mediciones relacionadas con las operaciones de perforación, tales como la inclinación y la presión anular, se adquirían apilando las herramientas de medición individuales en largos arreglos de fondo de pozo (BHAs, por sus siglas en inglés). La conexión y desconexión de estos arreglos pueden implicar un tiempo considerable durante los viajes de entrada y salida de un pozo. Quizá más importante es el hecho de que las distancias más largas existentes entre la barrena y los sensores provocan demoras con las mediciones y obligan a los ingenieros y geocientíficos a esperar la información que en muchos casos podría incidir en forma inmediata en los procedimientos de perforación y en la identificación de objetivos.

Entre las prioridades en la técnica de adquisición de registros durante la perforación, identificadas, se encuentra justamente la reducción de la distancia existente entre la barrena y los sensores de las herramientas de registros (Figura III.14). La reducción de esta distancia mitiga los efectos ambientales sobre las mediciones y reduce el tiempo de espera para la adquisición e interpretación de los datos necesarios para la toma de decisiones clave. Además del mejoramiento de la confiabilidad de la herramienta y del incremento de las velocidades de transmisión de los datos a la superficie en tiempo real. El tiempo que tuvieron que esperar para ver mejoradas estas capacidades ha llegado a su fin. Los científicos e ingenieros de Schlumberger han desarrollado una herramienta LWD integrada que satisface estas necesidades y provee importantes mediciones de perforación y adquisición de registros. Estas incluyen mediciones ya obtenidas con las herramientas LWD existentes, previamente sólo provistas mediante el empleo de herramientas operadas con cable que proporcionan información sobre la litología y los fluidos de las formaciones. Un innovador diseño de herramienta reduce la longitud de toda la sección de medición a un solo collar de 7.9 m [26 pies] y ofrece una opción de adquisición de registros sin fuentes radioactivas que mitiga el riesgo para el personal, el medio ambiente y el pozo (Schlumberger, 2005/2006).



*Figura III.14. Reducir el tiempo en la toma de decisiones durante la perforación es el objetivo a seguir de las compañías de servicios (Schlumberger, 2005/2006).*

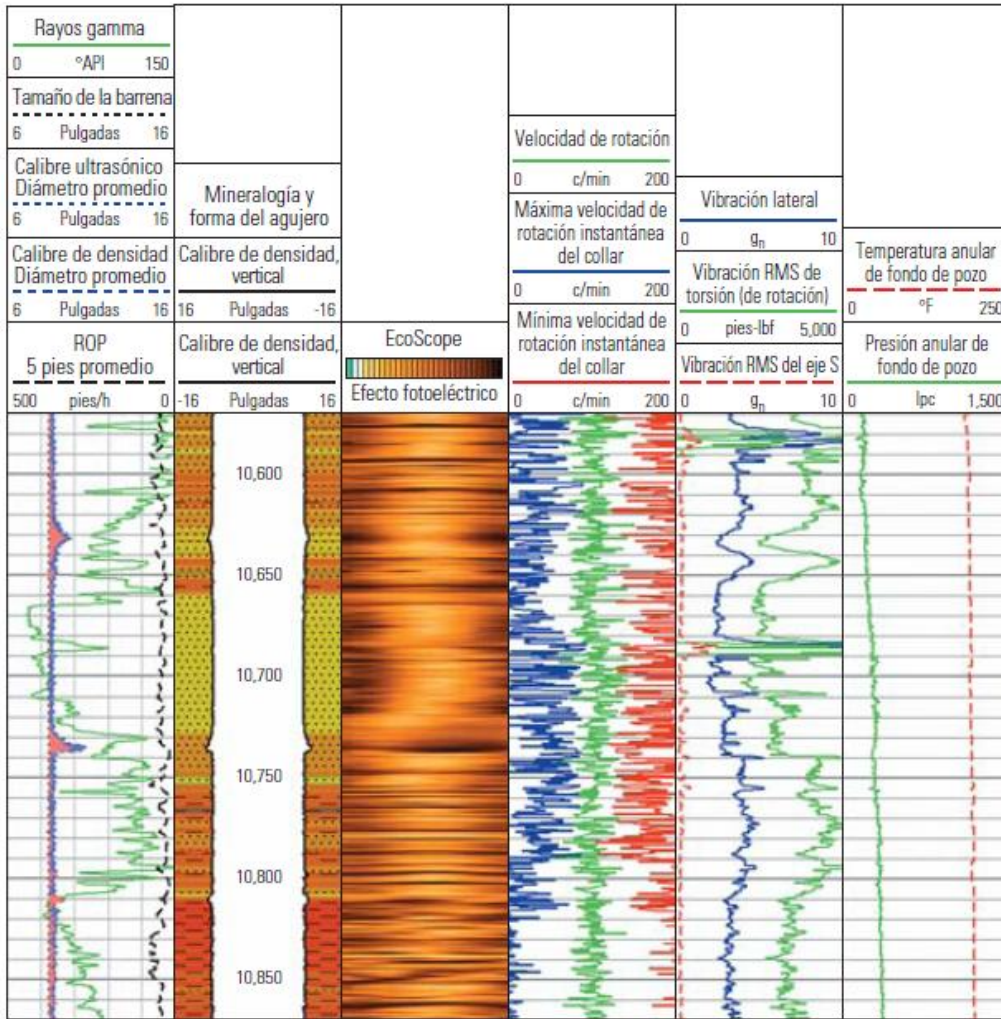
### **III.7.1 Nueva tecnología LWD en el Golfo de México.**

El impacto positivo de las tecnologías LWD en el Golfo de México es indiscutible. Con los altos costos de los equipos de perforación, el mejoramiento de la eficiencia logrado en todos los aspectos de las operaciones de perforación produce enormes dividendos para los operadores. La tecnología EcoScope representa un importante paso adelante porque expande y mejora las operaciones de evaluación de formaciones durante la perforación. Además, reduce el tiempo de equipo de perforación asociado con la conexión y desconexión del BHA, incrementa las velocidades de transmisión de datos en tiempo real con la herramienta TeleScope. El diseño de la herramienta EcoScope coloca un vasto arreglo de mediciones mucho más cerca de la barrena, lo que minimiza los efectos del ambiente y la invasión sobre los datos de los registros, y reduce el tiempo requerido para que los datos cruciales lleguen a manos de los especialistas.

Chevron ha desplegado la tecnología EcoScope para mejorar la evaluación de formaciones y la eficiencia operativa en una estructura fallada, estratigráficamente compleja del Golfo de México, en profundidades de agua de más de 122 m [400 pies]. El campo se caracteriza por poseer una falla que inclina hacia el este y un acuñamiento estratigráfico hacia el norte. El yacimiento principal comprende lóbulos de areniscas de edad Pleistoceno que pueden ser continuos, estar conectados, o no. A pesar del mapeo detallado con extensivos levantamientos sísmicos 3D, esta heterogeneidad lateral de gran escala complica las estrategias de perforación, desarrollo y recuperación para Chevron. Se han perforado seis pozos de producción direccionales a partir de una sola plataforma, interceptando las areniscas con ángulos de 30° y 60° para drenar la mayor cantidad de areniscas productivas posibles.

En esta área, el programa de adquisición de registros depende de una variedad de factores incluyendo las complejidades de los yacimientos locales, el control en base a los datos de pozos vecinos y los problemas de pozo anticipados, suele ser una combinación del método LWD con el método utilizado en herramientas operadas con cable. Una vez que el pozo alcanzó la profundidad final, Chevron en febrero del 2005 corrió el collar EcoScope durante la perforación, además de un conjunto estándar de registros adquiridos con herramientas operadas con cable, una herramienta de generación de Imágenes Sónica Dipolar DSI y de obtención de núcleos laterales (Figura III.15).

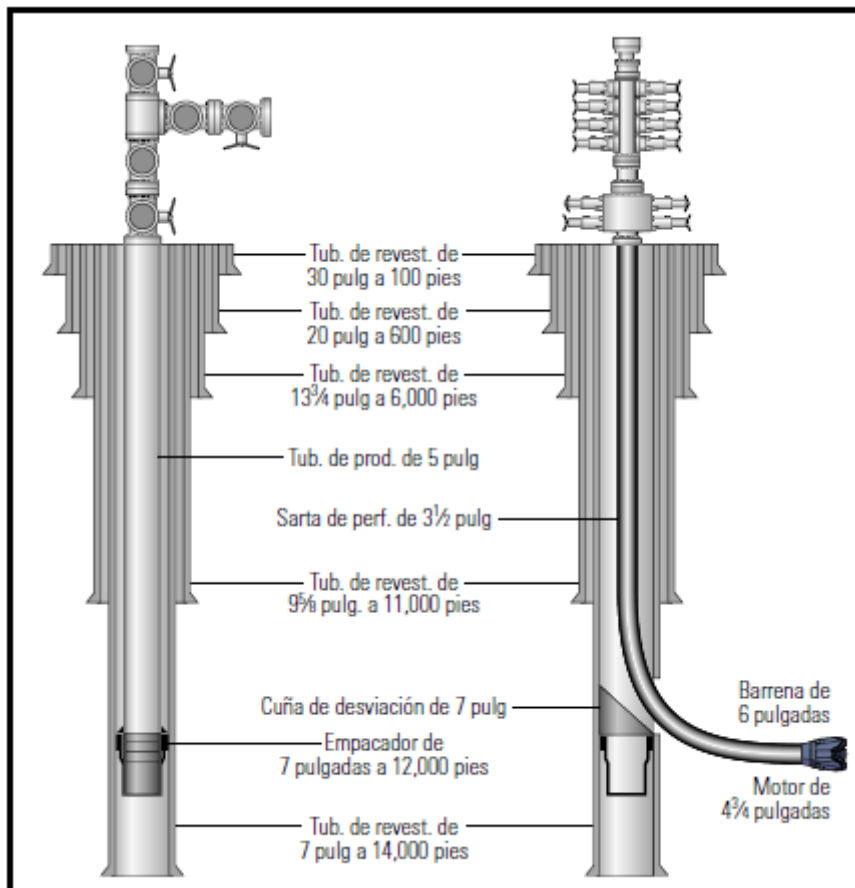




**Figura III.15. La presentación de los datos de perforación junto con la información litológica permite a los perforadores identificar formaciones problemáticas y mitigar problemas futuros (Schlumberger, 2005/2006).**

En la Figura III.15 los datos de calibre y forma del pozo se presentan junto con la curva de rayos gamma en el Carril 1. El carril correspondiente a la profundidad contiene la información litológica de los datos de espectroscopia de captura. El Carril 2 muestra los datos de las imágenes PEF, adquiridos a partir de la sección estándar de mediciones de densidad basadas en Cs del collar EcoScope. El Carril 3 contiene información de la rotación del BHA y el Carril 4 muestra los datos de los niveles de vibración de las herramientas. Es interesante observar que los niveles de vibración disminuyen en las areniscas y aumentan en las lutitas. El último carril exhibe los datos de temperatura y presión anular (Schlumberger, 2005/2006).

La prolongación de la vida productiva de los campos maduros requiere que las compañías petroleras tengan como objetivo reservas a menudo difíciles de detectar y aún más difíciles de explotar. Las nuevas mediciones LWD direccionales, de lectura profunda, ayudan a los geocientíficos a localizar los límites de capas resistivas y los contactos de fluidos en tiempo real. Mediante la utilización de esta información para optimizar la colocación de pozos, los operadores están logrando amortizar sus inversiones mediante el incremento de la producción, la disminución del número de pozos de re-entrada y la reducción de la exposición a los problemas de estabilidad de los pozos (Figura III.16) (Schlumberger, 2006).



*Figura III.16. Configuración de pozo típica en el campo de gas Sajaa situado en Medio Oriente BP Sharjah Oil Company inicio operaciones de re-entrada de perforación en condiciones de bajo balance con tubería flexible en pozos del campo de gas de Sajaa situado en Emiratos Árabes Unidos (Schlumberger, 2006).*

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

Este trabajo resume la historia de los Registro de Imágenes Eléctricos desde sus inicios hasta las nuevas tecnologías que hoy en día las compañías petroleras utilizan maximizando la calidad de los registros y reduciendo el tiempo a la hora de caracterizar el yacimiento, los registros evolucionaron al grado de visualizarlos en tiempo real, a lo largo de este trabajo se muestra la comparación de la herramienta FMI con datos de núcleos, este trabajo se puede hacer la comparación con el estudios de los núcleos y esquirlas de perforación lo que permite concluir y hacer la recomendación de fortalecer la formación recibida en las aulas en el análisis y estudios de núcleo y esquirlas

Si bien es de gran ayuda el uso de la herramienta FMI, también tiene sus limitantes como lo es en el caso de los fluidos de perforación ya que no se puede utilizar con lodos base aceite puesto que las imágenes las vuelve muy resistivas contra la formación de la pared de pozo.

En el caso de esta tesis se menciona la importancia de los yacimientos naturalmente fracturados los cuales se encuentran en rocas carbonatados y la importancia radica en que son los yacimientos de hidrocarburos con mayor volumen en México, este tipo de yacimientos presentan dos tipos de porosidades (primaria y secundaria), fracturas como su nombre lo dice y porosidad kárstica o disolución en las rocas, lo cual permite hacer la recomendación del uso de la Herramienta FMI que a pesar de sus limitantes es la herramienta que proporciona los mejores resultados y la visualización del Yacimiento.

De esta manera el presente trabajado puede servir como un breve manual de la tecnología FMI en la caracterización de los Yacimientos Naturalmente Fracturados.

## **BIBLIOGRAFIA.**

- Alvarado, 2010. Apuntes de Clase de Petrofísica y Registros de Pozos.
- Arriaga, 2008. Recuperación Mejorada de la Tierra.
- C. Kruger, Shell Venezuela, año inédito. Capítulo 4. Calidad de los Datos y Eficiencia de la Adquisición.
- Domínguez, 1999. FMI: Imágenes de Resistividad de Pared de Pozo, Principios y Aplicaciones. Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Escobar, 2007. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.
- FI, UNAM, año inédito. Apuntes de la Clase Geología del subsuelo. Los Registros de Imágenes de Pared de Pozo y la Información de Núcleos Convencionales, Afloramientos y Esquirlas. Facultad de Ingeniería, UNAM.
- García Pastrana, 2009. Análisis del Comportamiento Dinámico en Yacimientos Naturalmente Fracturados.
- Galore Resources, 2010. Dos Santos Project. Mineral Exploration.
- Geología .Uson, 2010.  
<http://www.geologia.uson.mx/academicos/olivia/carbonatadas/TIPO%20DE%20ESTRUCTURAS.htm>
- García, 2009. Análisis del Comportamiento Dinámico en Yacimientos Naturalmente Fracturados.
- Halliburton, 2009. Circumferential Acoustic Scanning Tool-Visualization (CAST-V). Wireline and Perforating Services.
- H. Acuna (Lagoven), año inédito. Descripción del Yacimiento Alrededor del Pozo. Capítulo 8.
- IPN, ESIME, Octubre, 2000. Modelación de Yacimientos Naturalmente Fracturados Mediante Geometría Fractal.
- Mancera, año inédito. Los Registros de Echados y de Imágenes. Trabajo de la Clase Geología del Subsuelo. Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Martell, año inédito, Apuntes del Curso Básico de Registro Geofísicos de Pozos. UNAM.

- Nelson, 2001. Geologic Analysis of Natural Fractured Reservoirs.
- Rufina, 2006. Conceptos Básico del Comportamiento de Yacimientos.
- Schlumberger, 1971. Dipmeter Interpretation; Volume I-Fundamentals; Schlumberger Limited.
- Serra, 1984. Fundamentals of Well-Log Interpretation. The Acquisition of Logging Data.
- Schlumberger, 1999; Borehole Image Measurement Schlumberger Oilfield Services.
- Schlumberger, invierno 2001. LWD en Tiempo Real. Registros Para la Perforación.
- Schlumberger, 2002. Advanced Borehole Imaging Independent of Mud Type.
- Schlumberger, verano 2003. El Auge en las Imágenes de la Pared Del Pozo.
- Schlumberger, 2006. La Naturaleza de los Yacimientos los Yacimientos Naturalmente Fracturados.
- Schlumberger, Otoño, 2006. Yacimientos Naturalmente Fracturados; Avances en la Investigación de Terremotos; Petróleo Pesado; Centros Nacionales de Datos.
- Schlumberger, Invierno 2005/2006. Evaluación de Formaciones Durante la Perforación; Medición de la Presión; Tecnología Sísmica Terrestre; Imágenes para la Colocación de Pozos
- Schlumberger. Registros de Imágenes. Documento inédito.
- Tadeo, 2005. Simulación Multifásica Tridimensional en Yacimientos Naturalmente Fracturados.
- [http://en.Wikipedia.org/wiki/Exploracion\\_diamond\\_drilling](http://en.Wikipedia.org/wiki/Exploracion_diamond_drilling)