

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).

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).

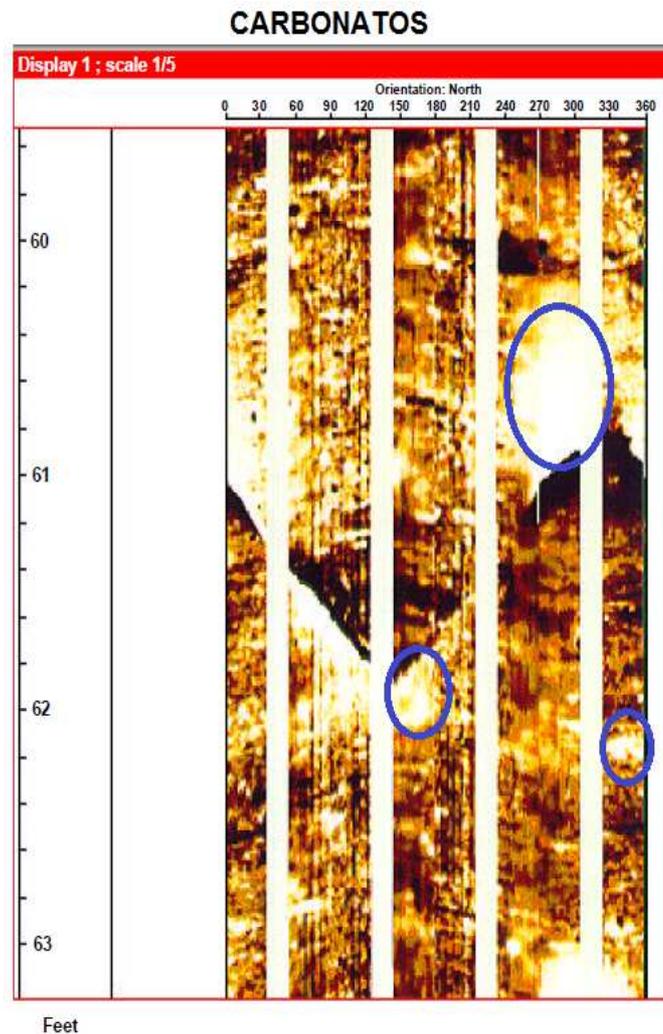
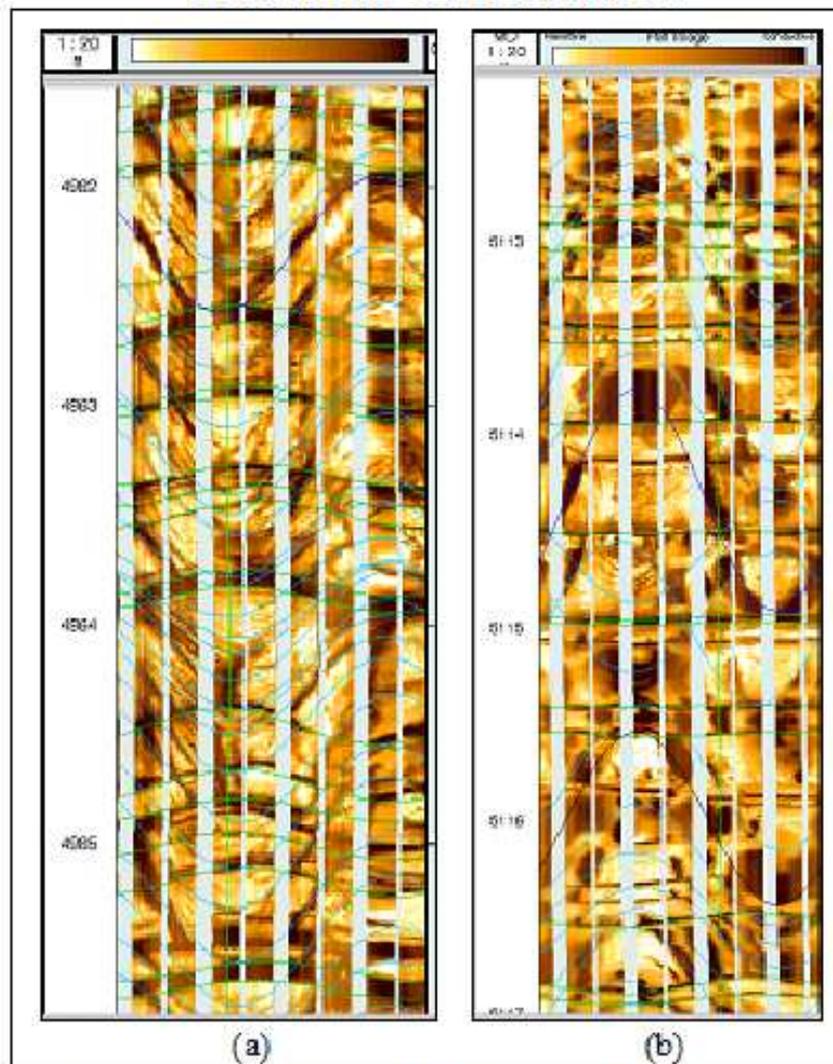


Figura II.3. Muestra una imagen eléctrica con fracturas cementadas (círculos azules) por carbonatos en coloración blanca (Schlumberger, 1999).

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).

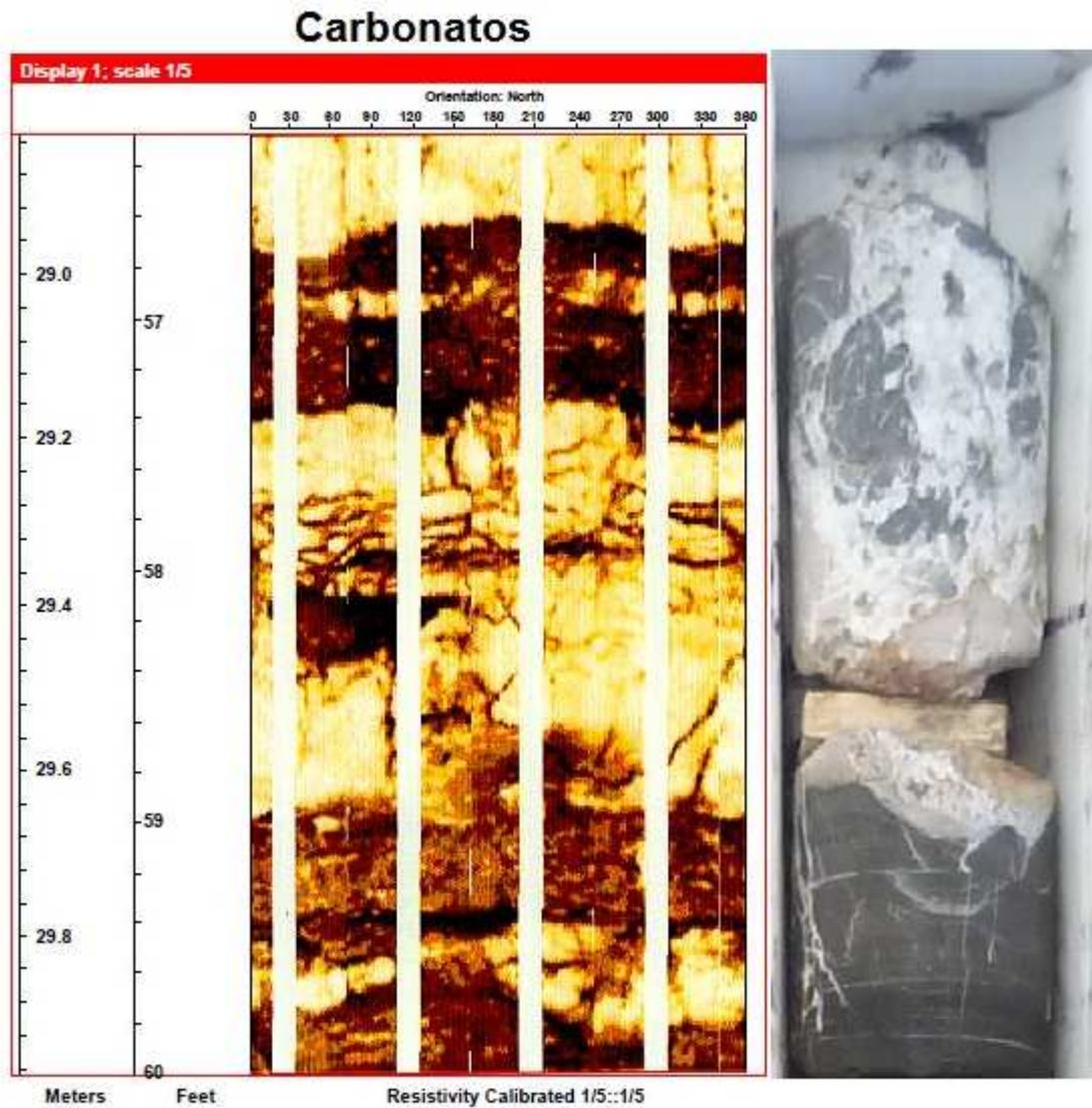


Figura II.6. Muestra una imagen eléctrica con fracturas poligonales o chicken-wire (izquierda) y un núcleo (HQ) con fracturas poligonales en carbonatos (derecha) (Schlumberger, 1999 y Galore, 2010).

- 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).

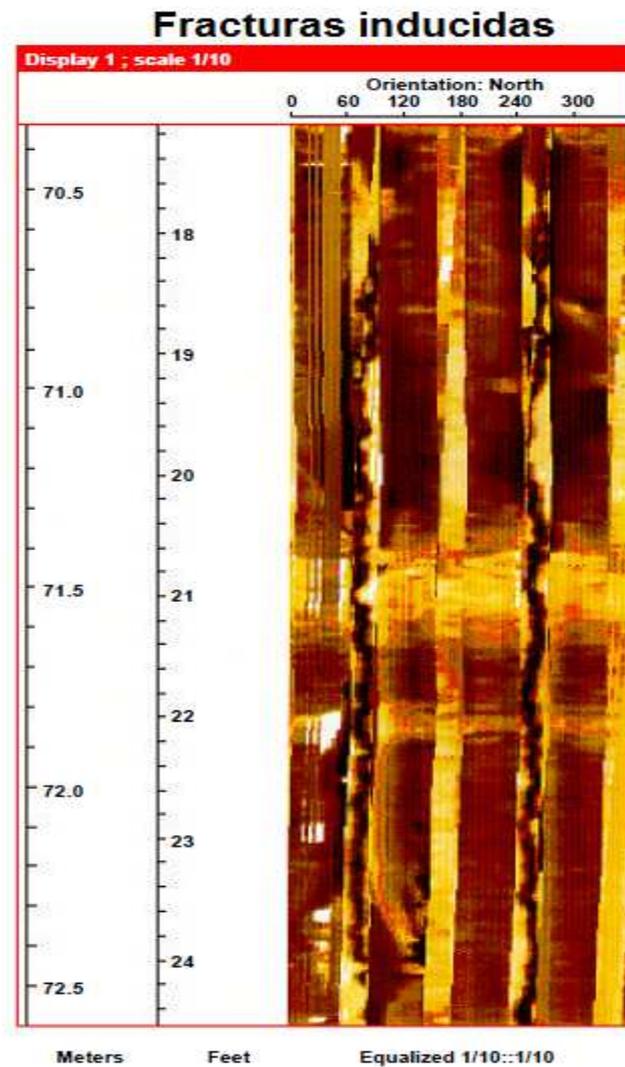


Figura II.7. Fracturas inducidas por la perforación vistas en una imagen eléctrica como dos líneas semiparalelas en coloración negro (Schlumberger, 1999).

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 localización 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).

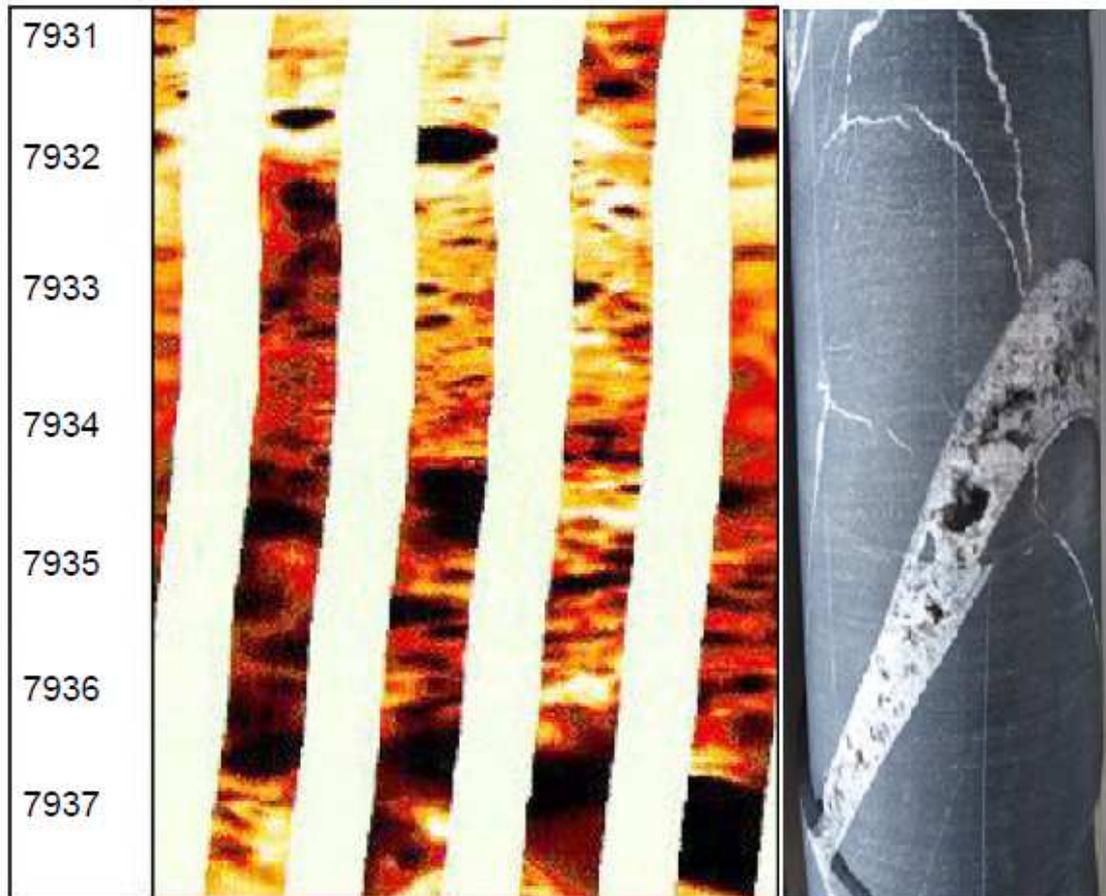


Figura II.8. Se observa disolución dentro de la fractura, haciendo la comparación entre una imagen eléctrica (izquierda) y vista desde un núcleo (HQ) (derecha) (Schlumberger, 1999 y Galore, 2010).

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).

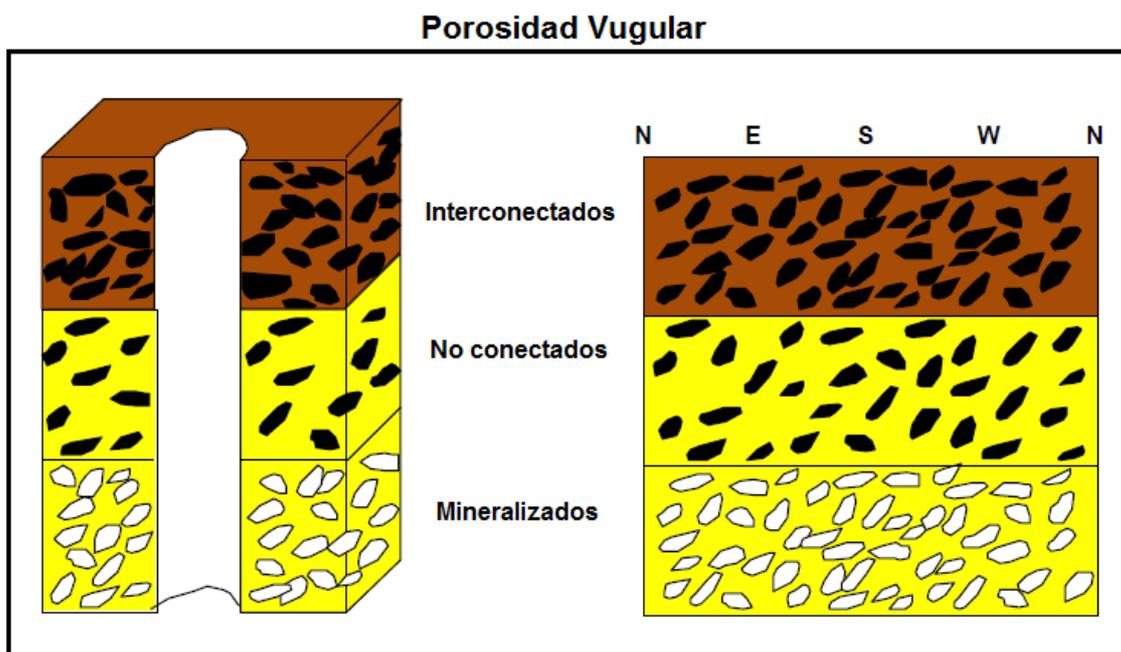


Figura II.9. Tipos de porosidad vugular (Schlumberger, 1999).

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).

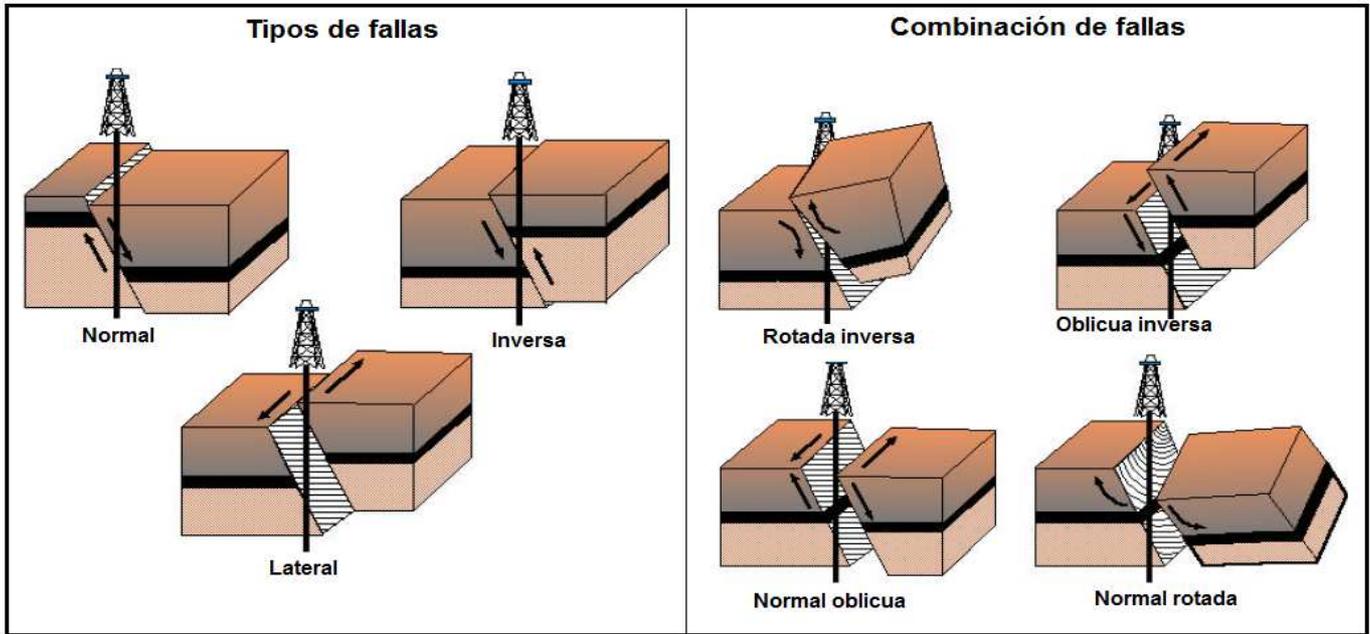


Figura II.10. Tipos de fallas (Schlumberger, 1999).

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).

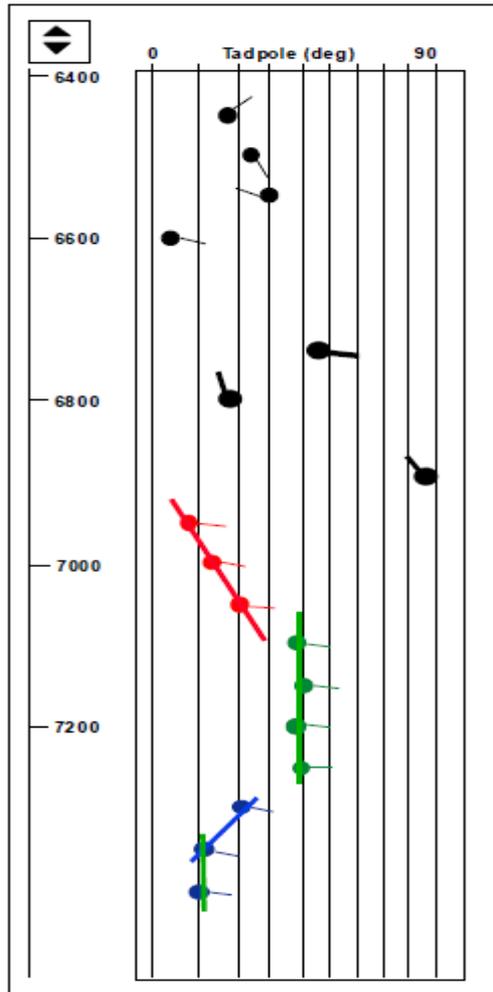


Figura II.12. Muestra una pista del registro donde se observa los tadpoles o magnitud del echado (Schlumberger, 1999).

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).

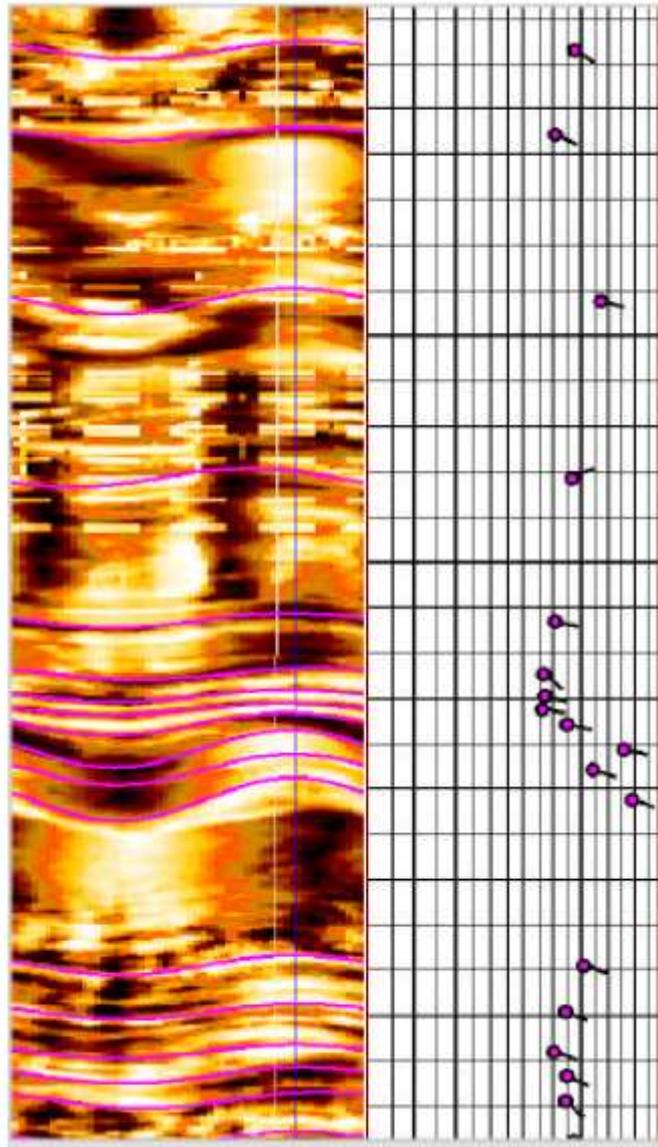


Figura II.13. Del lado izquierdo se puede observa los limites de los estratos gracias a su forma, y de una manera escalar se puede cuantificar el espesor de cada estrato o laminación, del lado derecho se observa los tadpoles los cuales indican la inclinación de dicha estratificación (Schlumberger, 1999).

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.

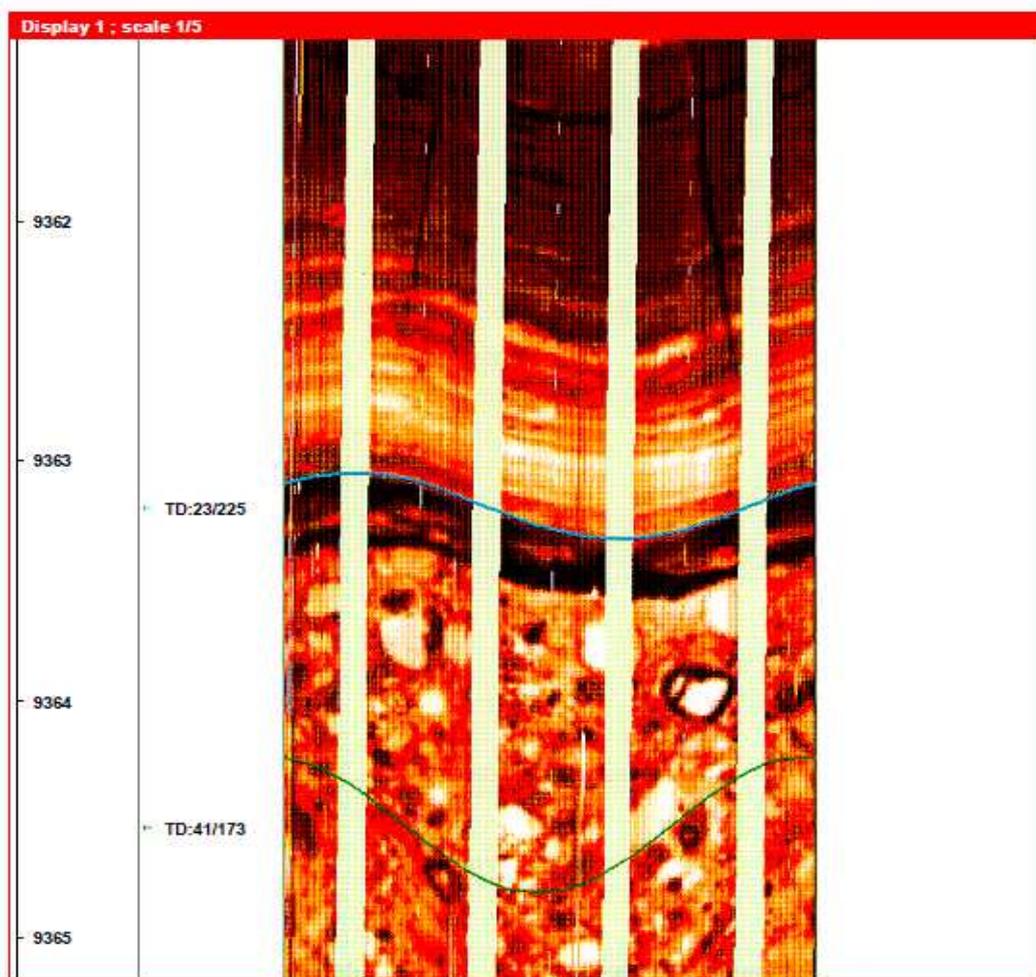


Figura II.14. Se observa una imagen eléctrica donde se muestra una discordancia, en la parte superior se puede apreciar una estratificación laminar, mientras que en la parte inferior se observa una zona de conglomerados (Schlumberger, 1999).

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).

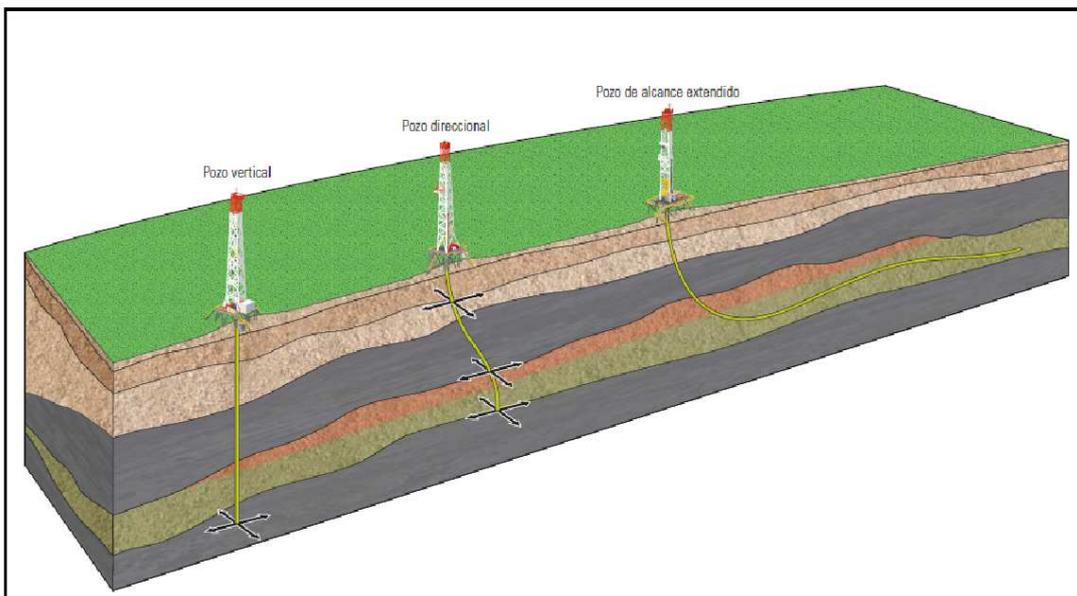


Figura II.16. Evolución de los objetivos de perforación que hoy en día permiten tener mejoras ya que no solo se perfora en los ejes x-y-z puesto que los desafíos cada vez son más grandes obligando a los equipos a cargo de la colocación de pozos a dirigir los en sentidos longitudinales a través de los 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).

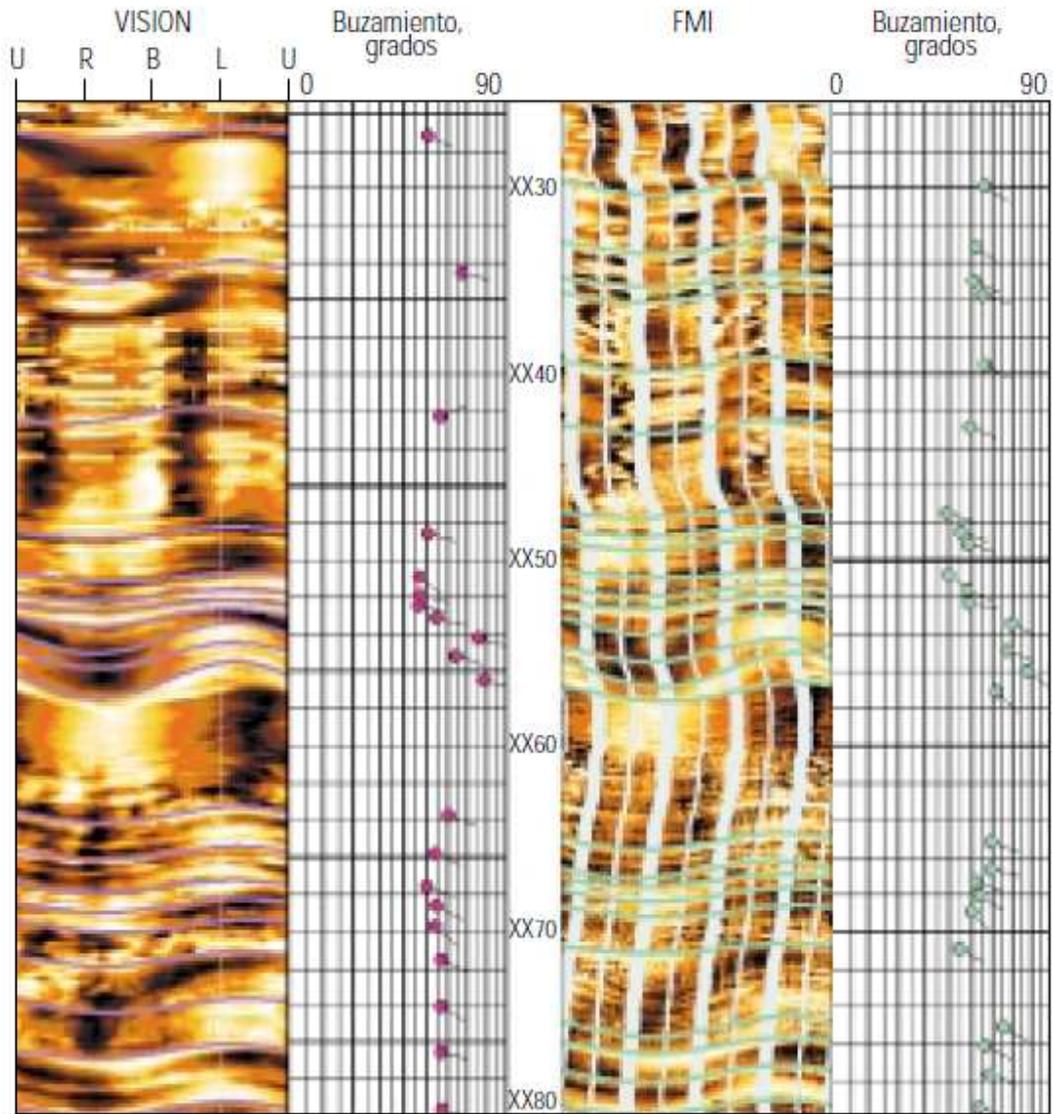


Figura II.17. Comparación de la imagen de resistividad LWD (izquierda) con la imagen de la herramienta FMI operada por cable (derecha). Como se nota la resolución de la LWD es considerablemente menor que la de su par operada por cable, las características geológicas primarias pueden observarse con facilidad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