

## **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.**

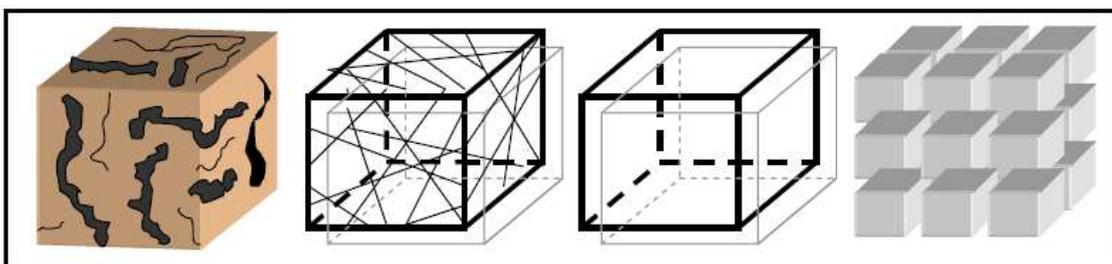
Un YNF es aquel que contiene fracturas creadas por la naturaleza, dichas fracturas pueden tener un efecto positivo o negativo en el flujo de los fluidos del yacimiento. En el caso de que tenga fracturas abiertas sin cementación o mineralización parcial, el efecto puede favorecer el flujo del hidrocarburo,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

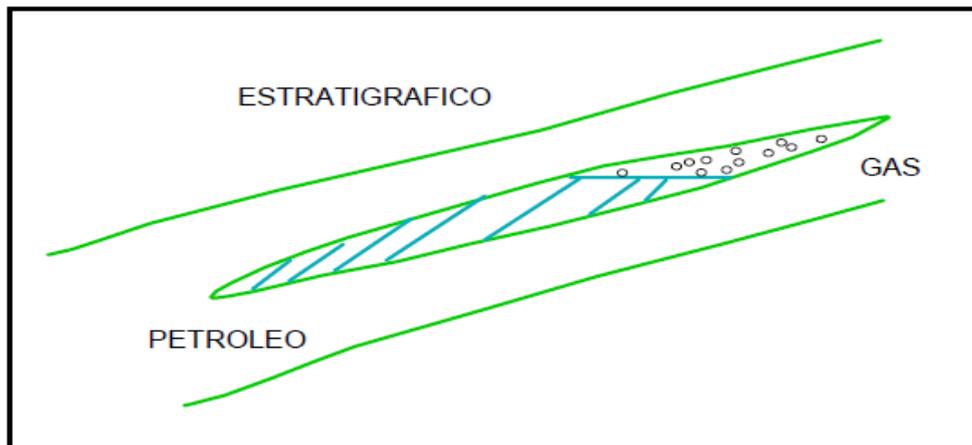


*Figura III.2. Idealización de un YNF donde la interacción entre los bloques de matriz y el sistema de fracturas definirá en gran medida la recuperación de los hidrocarburos contenidos (Tadeo, 2005).*

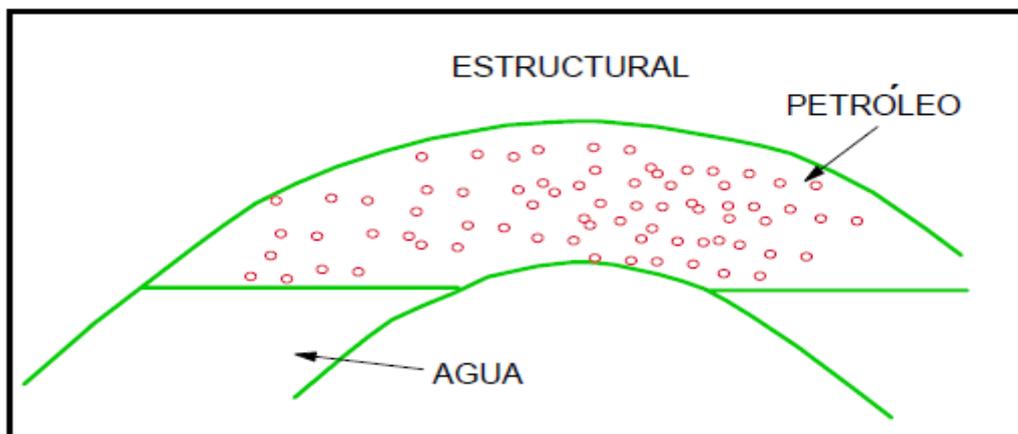
### III.3 Clasificación Geológica de los Yacimientos.

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).

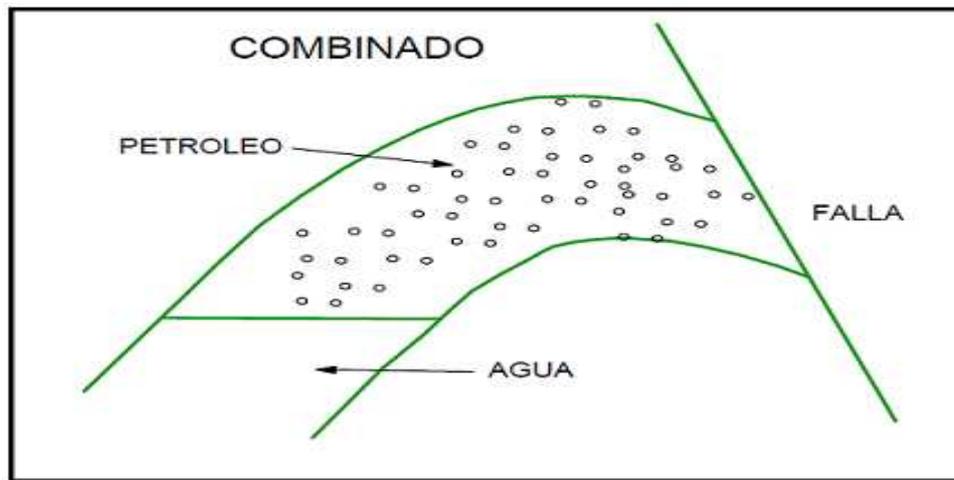
- Estratigráficos. En este tipo de yacimientos se observan lentes de arena, cambios de facies, calizas o dolomía porosas, así como cambios en la permeabilidad (Figura III.3).
- Estructurales. Aquí se observan estructuras como fracturas naturales en las calizas, discordancias, fallamiento en las areniscas, 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).*



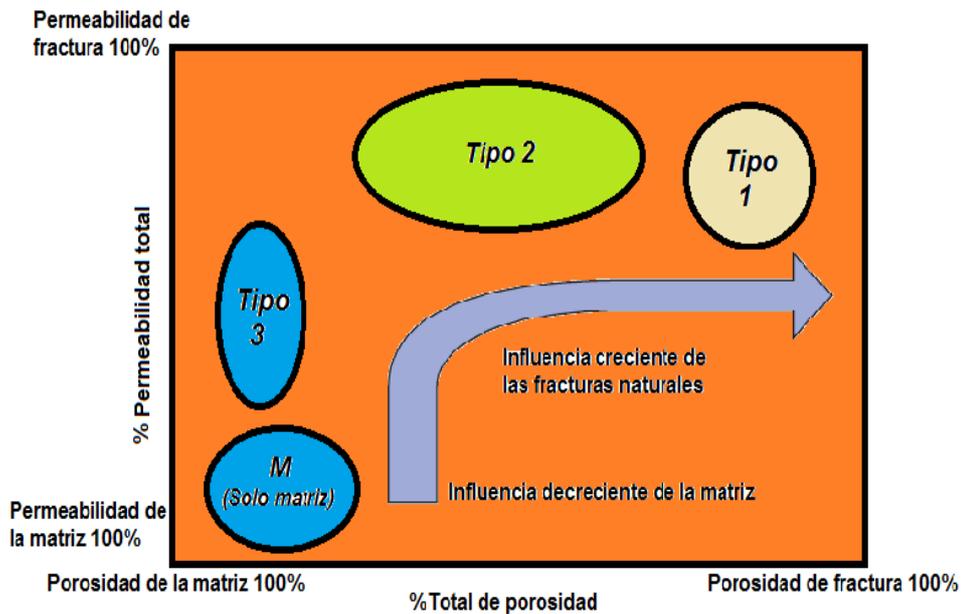
*Figura III.4. Yacimientos Estructurales (Escobar, 2007).*



*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).

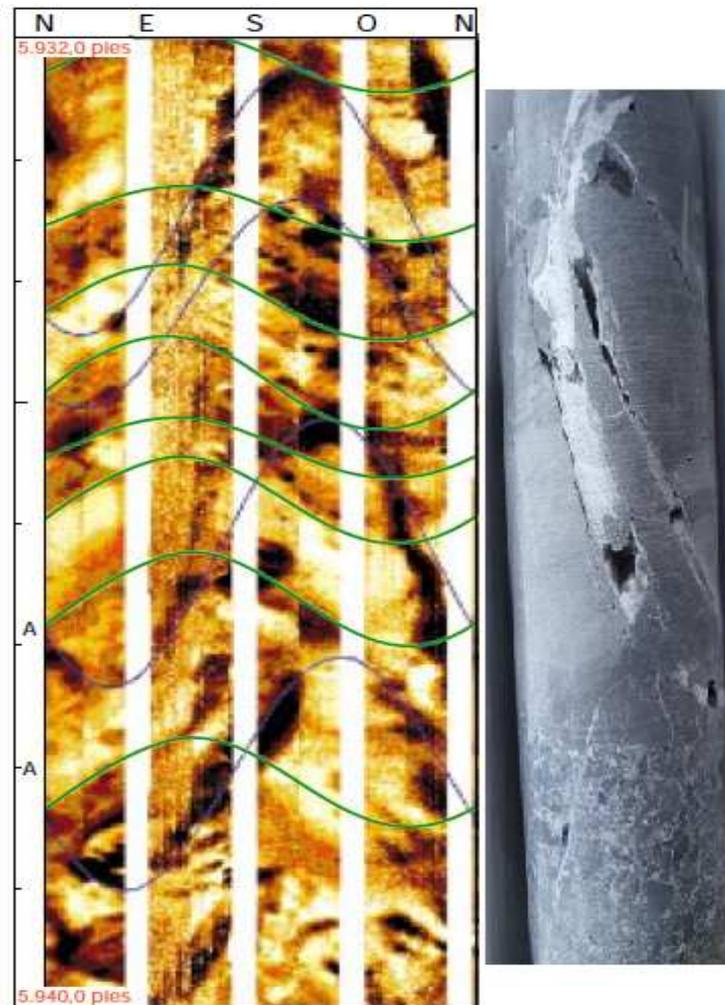
El concepto de fractura significa, de manera simplificada, que ha ocurrido en la formación una porosidad secundaria, es decir, que el volumen poroso original se le ha añadido un volumen poroso que no existía con anterioridad al tiempo de depositación.

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).

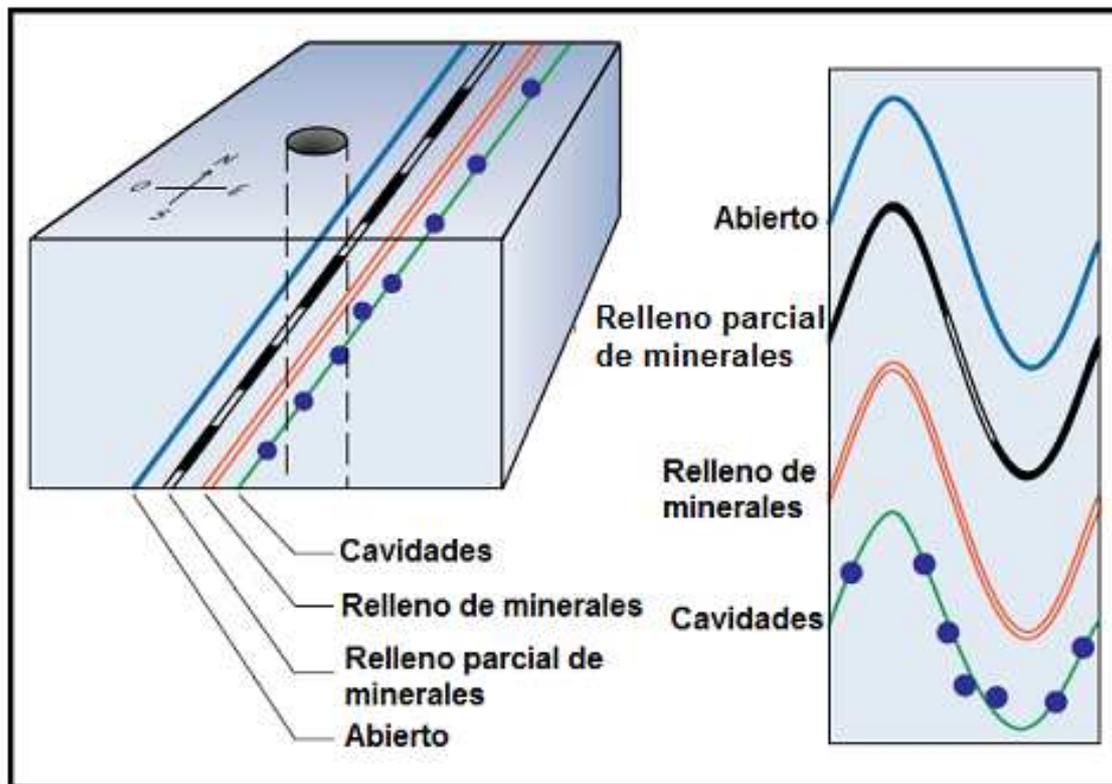


*Figura III.7. Imagen FMI de Fracturas hechas por disolución (izquierda), núcleo con fracturas hechas por disolución (derecha) (H. Acuna, año inédito y Galore, 2010).*

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

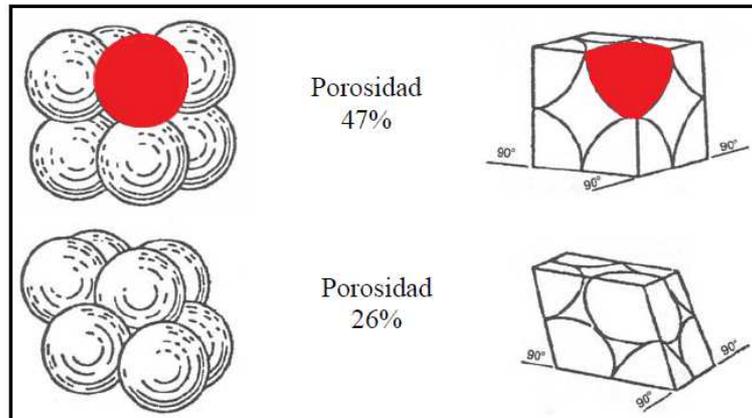
$V_s$  = Volumen de sólidos

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 empaque 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 empaque 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.**

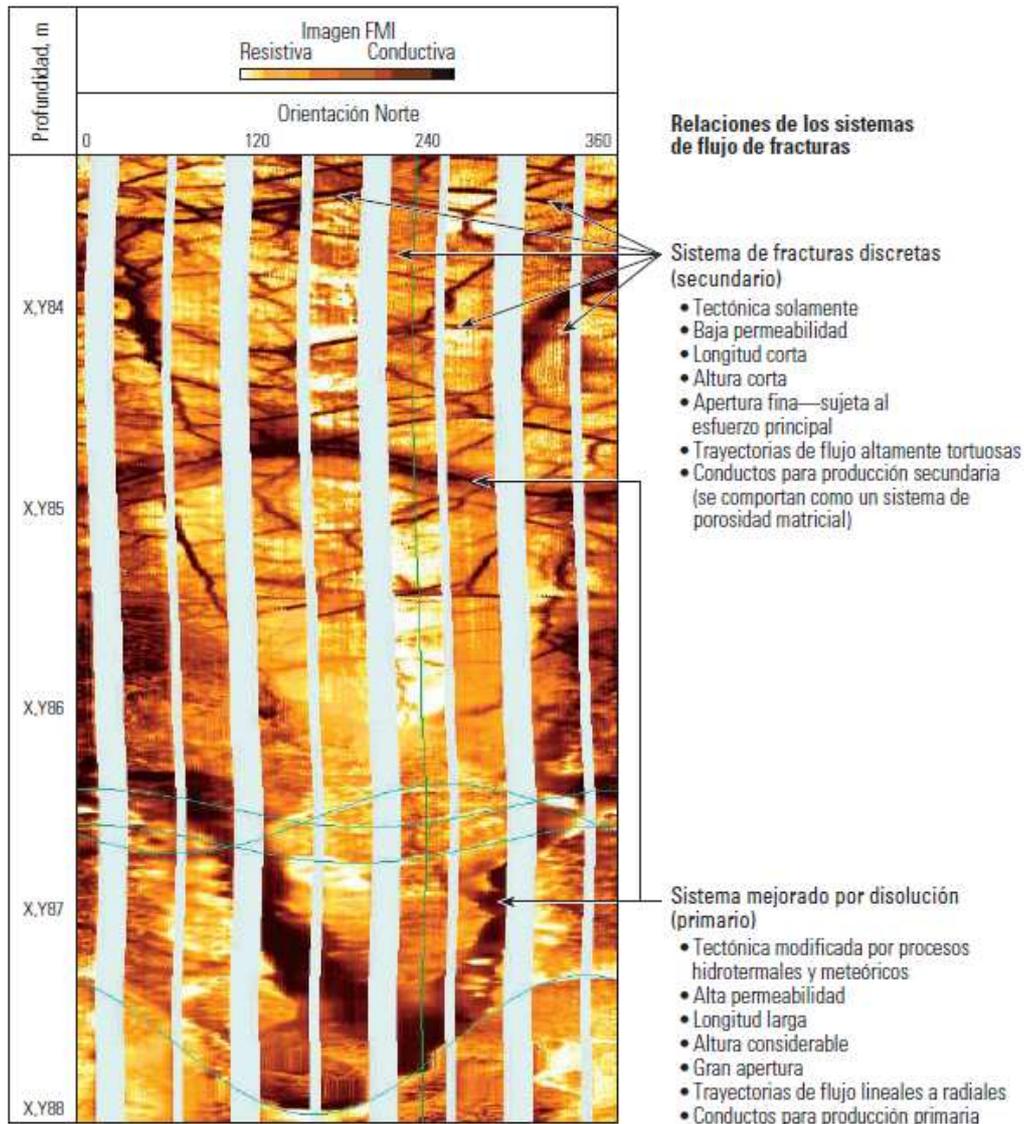
Las rocas fracturadas del basamento granítico de la Cuenca de Cuu Long (figura III.10), situada en el área marina de Vietnam, corresponden en su mayor parte a yacimientos de Tipo 1; tanto la porosidad como la permeabilidad de las rocas del basamento son provistas por las fracturas naturales.

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 inglés), son los YNF más 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.

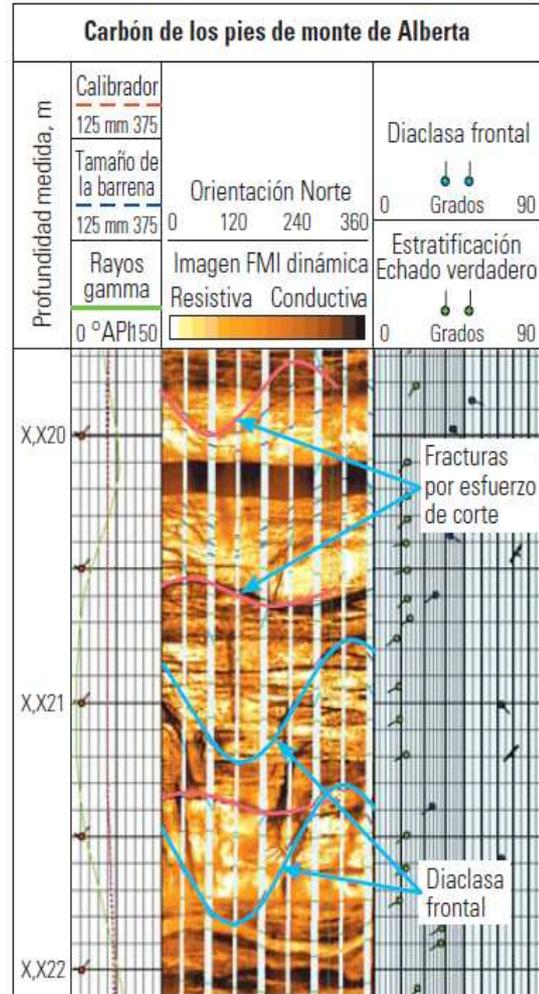
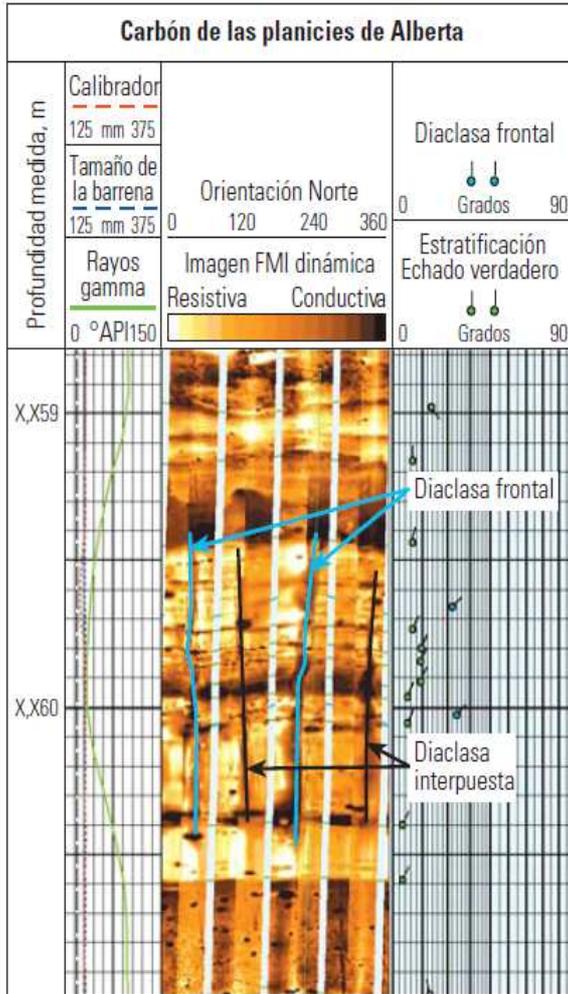
- (1) Las fracturas endógenas, o diaclasas clásicas, se crean bajo tracción conforme la matriz de carbón se contrae debido a los procesos de deshidratación y desvolatilización que tienen lugar durante la hullificación. Estos conjuntos de diaclasas son ortogonales y casi siempre perpendiculares a la estratificación.

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

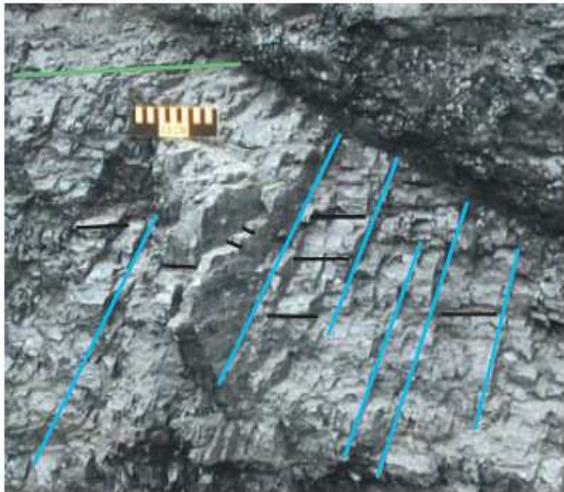
Como ejemplo de este tipo de yacimientos se tiene un afloramiento representativo del carbón de las planicies de Alberta Canadá (extremo inferior izquierdo) así como sus imágenes FMI (extremo superior izquierdo), donde se observa las diaclasas frontales como las diaclasas interpuestas, las fracturas por 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.

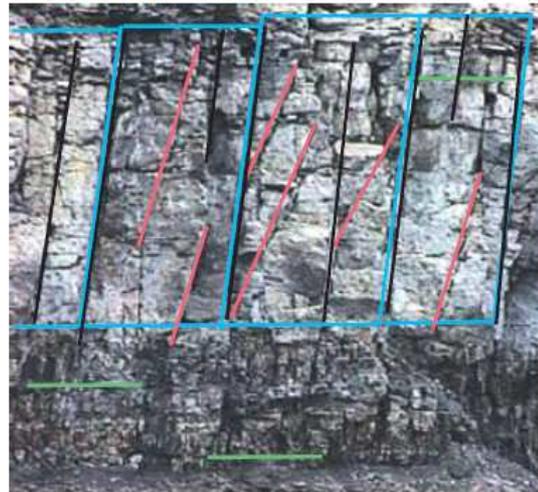
Burlington Resources, ahora ConocoPhillips, ha investigado los carbones Ardley utilizando la herramienta FMI. En dos pozos, las imágenes de la pared del pozo permitieron a los geocientíficos de ConocoPhillips y Schlumberger determinar el régimen actual de los esfuerzos a partir de las fracturas inducidas 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**

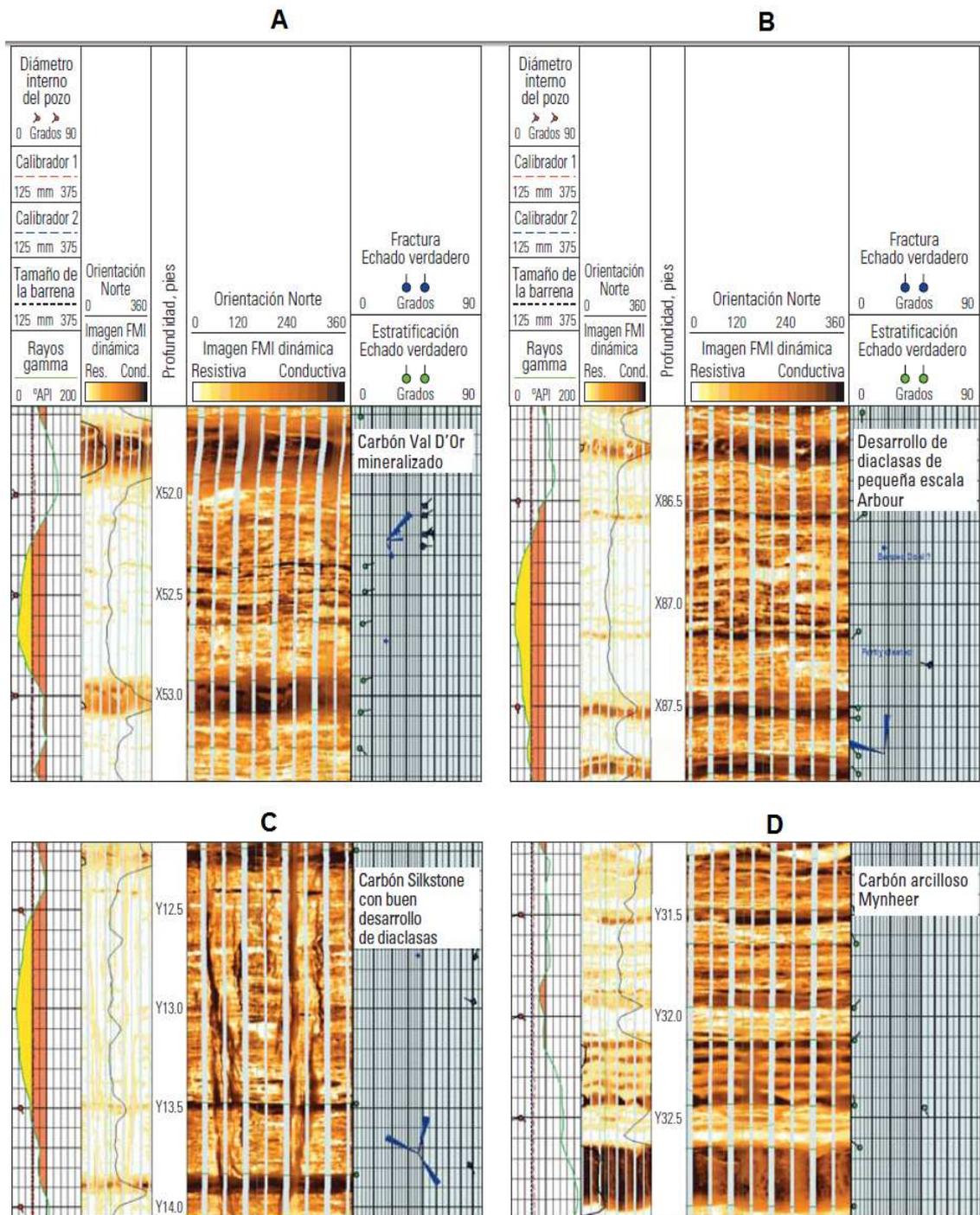


**Carbón de los pies de monte**



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

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



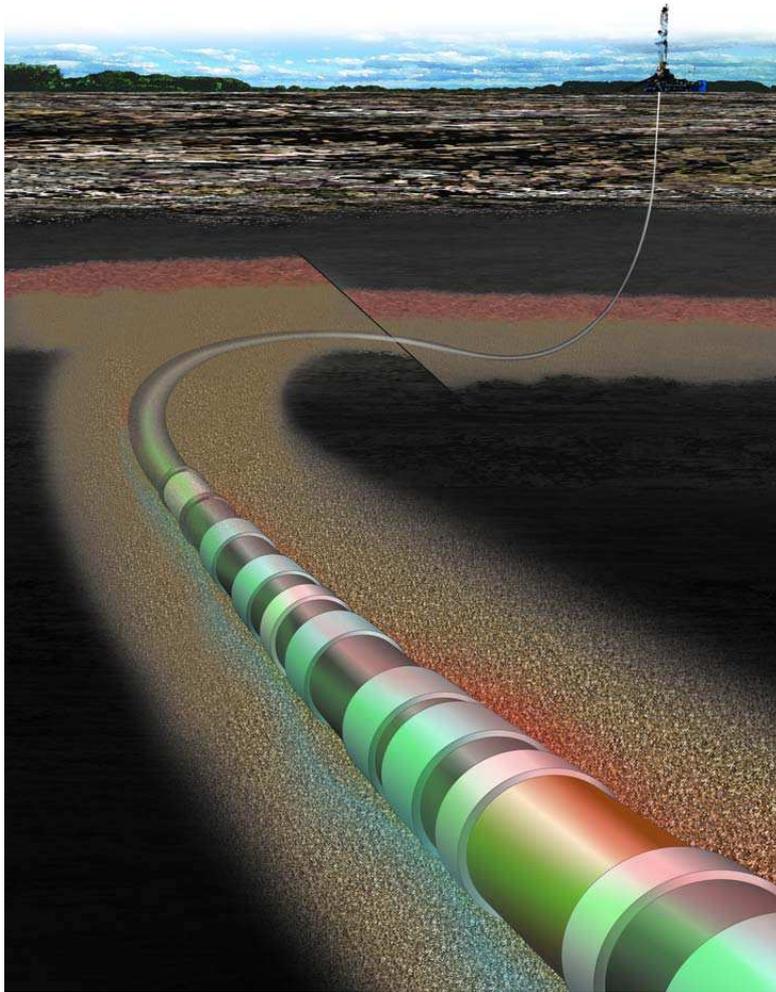
**Figura III.13.** Imagen de los carbones de Ardley. La herramienta FMI ayuda a identificar con éxito la presencia o ausencia de diaclasas en las 4 zonas de Ardley. A) Imagen FMI estática del carbón de Val D'Or donde se observa muy clara o brillante la imagen lo que indica un alto grado de mineralización. 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).



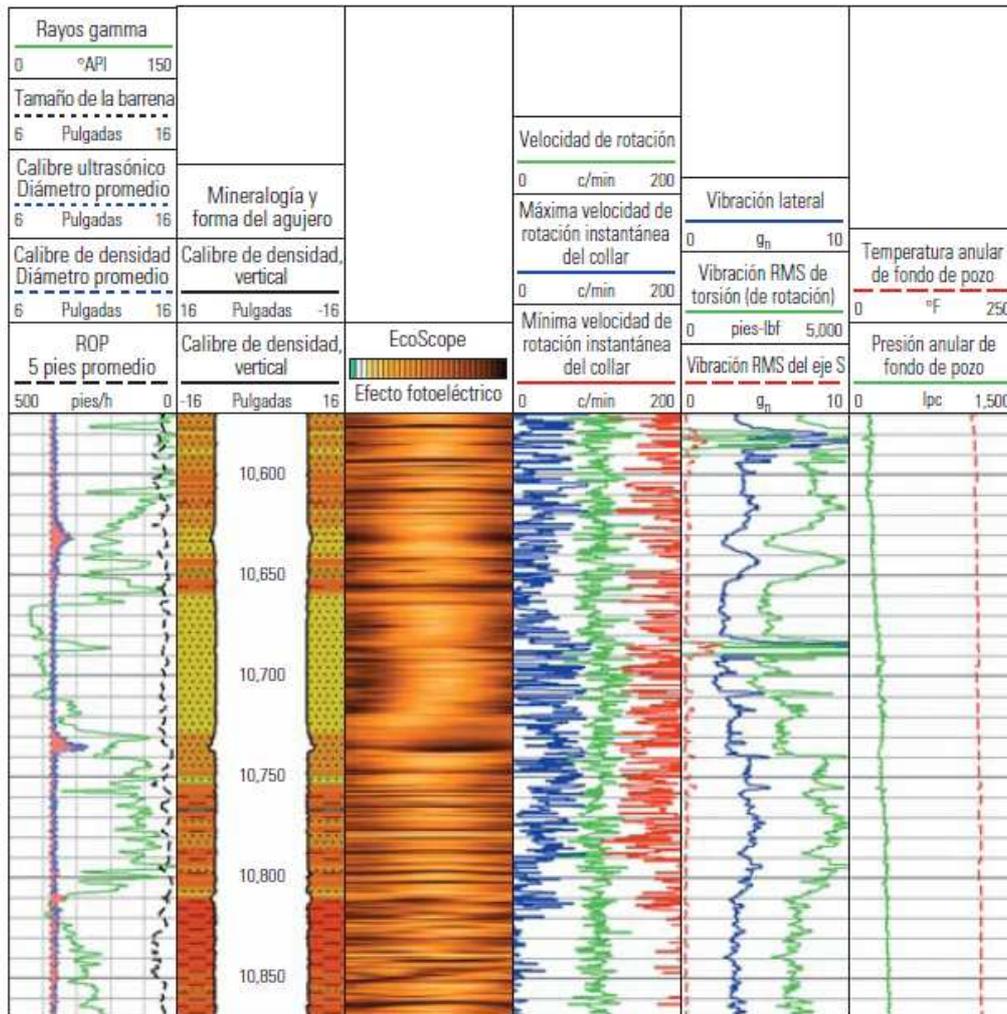
*Figura III.14. Reducir el tiempo en la toma de decisiones durante la perforación es el objetivo a seguir de las compañías de servicios (Schlumberger, 2005/2006).*

### **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).

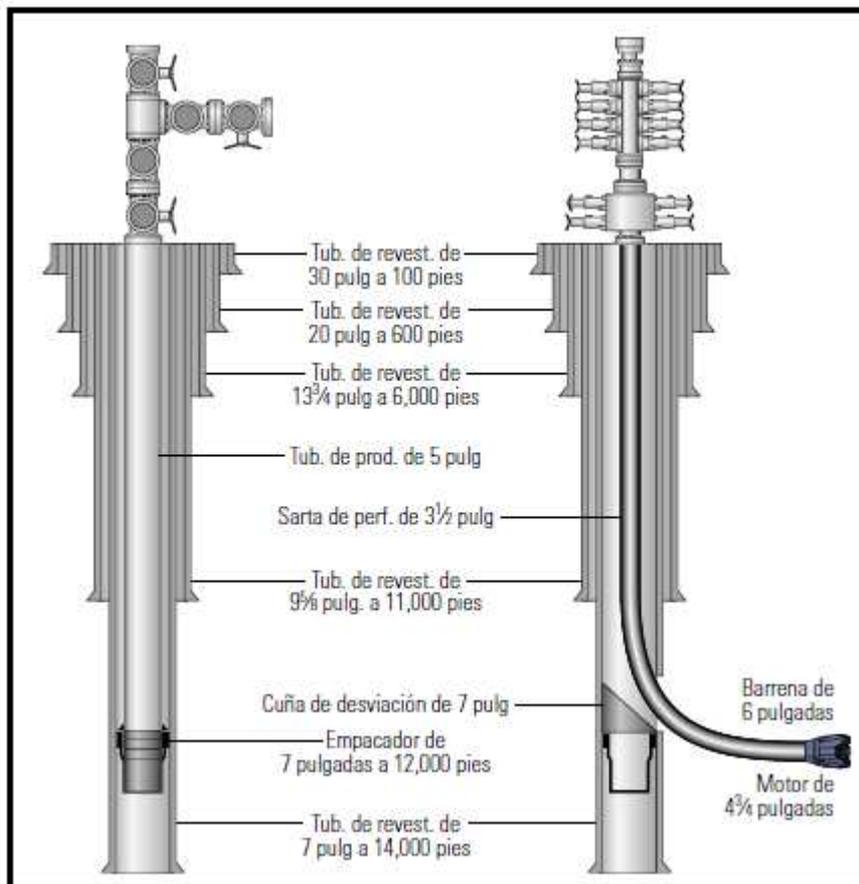


**Figura III.15. La presentación de los datos de perforación junto con la información litológica permite a los perforadores identificar formaciones problemáticas y mitigar problemas futuros (Schlumberger, 2005/2006).**

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).**