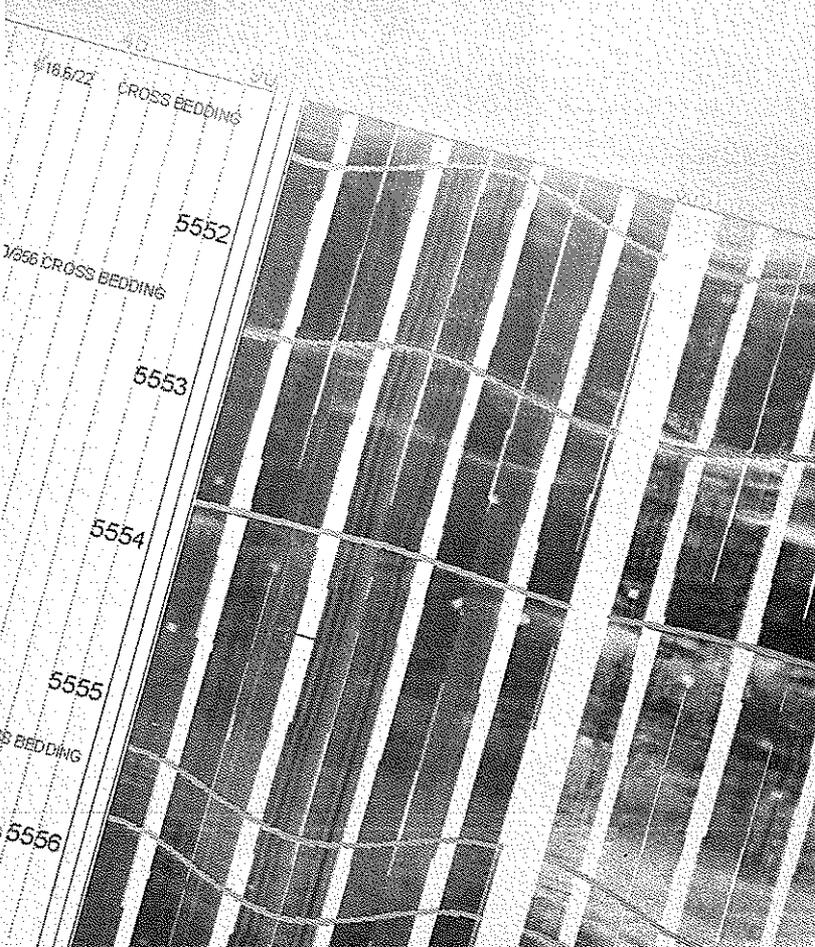
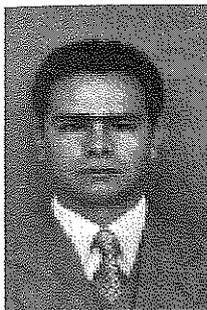


SANDRO ARANGO GOMEZ*
JAIRO PLATA TORRES**

ESTADO DEL ARTE DE LAS TÉCNICAS INDIRECTAS PARA LA IDENTIFICACIÓN DE POTENCIALES ZONAS FRACTURADAS

* Ingeniero de Petróleos. Tesis de grado para optar el título de Magister en Ingeniería de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, Colombia. E-mail: arangomez01@yahoo.es
** Geólogo, candidato MSc. En Ingeniería de Hidrocarburos Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, Colombia. E-mail: jplata@ecopetrol.com.co





Sandra Arango Gómez

Resumen

Para describir un Yacimiento Naturalmente Fracturado (YNF) se requiere de la integración de muchos parámetros: observaciones de campo (afloramientos), datos de pozo (registros y análisis de núcleos), pruebas de pozo (presión y producción), etc. Con una adecuada interpretación de esta información es posible caracterizar un YNF, de una

manera confiable. No obstante, limitaciones de tiempo y dinero impiden la consecución y correspondiente interpretación de toda esta información, haciéndose necesario buscar alternativas prácticas, rápidas y económicas que permitan una aproximación válida al problema. Las técnicas indirectas de identificación de intervalos fracturados representan una alternativa confiable para el establecimiento de criterios de selección rápidos de zonas con potencial fracturamiento. En este artículo se hace énfasis en la descripción de algunas de las técnicas que involucran la respuesta directa de registros convencionales (Litológicos, Resistivos, de Porosidad) con la interpretación de registros modernos de imágenes (FMI-FMS) y la combinación de estas respuestas con información de geología, yacimientos y producción. Este artículo pretende dar a conocer el estado del arte en la identificación de intervalos fracturados mediante técnicas indirectas y su correspondiente aplicación de campo, la cual se presenta en la segunda parte de esta serie. Una segunda publicación mostrará la aplicación de campo de las técnicas enunciadas, en tres áreas de interés de una Cuenca Colombiana. Los resultados alcanzados fueron validados, en algunos casos, con análisis de corazonas y datos dinámicos de producción

Introducción

En general, se puede considerar que todas las formaciones contienen fracturas, en mayor o menor proporción; pero ¿cómo detectarlas?. Según Nelson (1985) existen dos técnicas básicas de identificación de intervalos fracturados; **directas** (núcleos, imágenes de las paredes del pozo, cámaras de fondo, empaques) o **indirectas** (registros de pozo). Recientemente, Hennings et al (1999), consideraron que deben incluirse entre las técnicas directas los datos de afloramientos y entre las indirectas, la información proveniente de la sísmica.

En las últimas décadas, se han hecho grandes esfuerzos para detectar fracturas con técnicas indirectas derivadas de la interpretación de los registros eléctricos. Sin embargo, la generalización en la evaluación cualitativa y cuantitativa de las fracturas mediante estas técnicas se ha visto obstaculizada debido a que, en la mayoría de los casos, se requiere de un conocimiento muy particular del yacimiento a analizar y de la respuesta específica de la herramienta, haciéndose necesaria la integración de otras técnicas e informaciones. Se conocen varias aplicaciones (teóricas y de campo) que han empleado técnicas indirectas para la identificación de intervalos fracturados. Timko (1966) demostró el uso de los registros de inducción para detectar anomalías de resistividad asociadas con intervalos fracturados, en pozos del campo *Gulf Coast*. Pickett et al, en 1969, mostraron un caso idealizado que combina la respuesta del registro Neutrón con la porosidad derivada de los análisis de núcleos para identificar zonas con potencial fracturamiento. En la cuenca de Neuquen (Argentina), Formación Auquilco, *Schlumberger Well Services* realizó trabajos conducentes a identificar fracturas usando registros de porosidad (sónico, neutrón y densidad). En 1992 Hornby et al, demostraron la potencialidad de los registros de imágenes para reproducir excelentes vistas de las paredes del pozo, en donde, las fracturas son prácticamente visibles y pueden ser fácilmente medidas en términos de sus atributos físicos y

geométricos. La tecnología de imágenes de la cara del pozo (acústica, microeléctrica o eléctrica) se ha convertido en una poderosa herramienta para distinguir entre fracturas naturales e inducidas, lo cual con los registros convencionales era imposible (Mendoza, 1996). Las técnicas modernas para identificar fracturas incluyen la adquisición de sísmica multicomponente, el monitoreo de pérdidas de lodo mientras se perfora, los análisis de presión y la interpretación de registros de imágenes (Thompson, 2000).

De forma general, la mayoría de las técnicas que se describen a continuación, parten del concepto de que en una formación homogénea, con tamaño de hueco uniforme, una zona fracturada produce una anomalía en la respuesta de la herramienta. Si la fractura está abierta, la anomalía puede llegar a ser medida, si está sellada, la anomalía es considerada despreciable. En otras palabras, la respuesta de los registros es sensible a la presencia de un camino de alta permeabilidad (fractura) en un medio de baja permeabilidad (matriz) (Van Golf Racht, 1982)

Técnicas indirectas de identificación de intervalos fracturados

Las técnicas indirectas de identificación de intervalos fracturados son aquellas que combinan la respuesta de los registros eléctricos de pozo con análisis directos, provenientes de información de núcleos y/o afloramientos, y, en algunos casos, ecuaciones, gráficas y datos de presión y/o producción. A continuación se describen dos de los más importantes análisis indirectos.

Mediante Registros de Pozo

Desde 1951 cuando Mardock and Myers publicaron diversas técnicas para evaluar la formación *Spraberry*, en Texas, a partir de la interpretación de registros de inducción y radioactivos, los registros eléctricos han sido parte integral de la evaluación de formaciones

fracturadas. Para ese entonces, dichos estudios sólo proporcionaron información cualitativa referente a la descripción de litología. Actualmente, gracias al desarrollo de nuevas herramientas, (registros de imágenes y de resonancia magnética nuclear) es posible cuantificar atributos de la fractura como intensidad, orientación y longitud, que integrados con información proveniente de análisis de núcleos, afloramientos, sísmica, producción, etc, ha permitido una mejor caracterización y evaluación de los YNF, (Asquith and Gibson, 1983)

Se han empleado diferentes herramientas de registro de pozo para detectar fracturas en los yacimientos. A continuación se presenta una revisión de las más importantes.

Potencial Espontáneo (SP): Este perfil registra las diferencias en potencial eléctrico entre un electrodo móvil ubicado en el pozo y uno fijo colocado en superficie. En frente de las arcillas, las lecturas del SP son prácticamente constantes y tienden a seguir una línea recta (línea base de lutitas), mientras que para el caso de formaciones permeables, con alta tendencia de fracturamiento, suele ocurrir invasión del filtrado de lodo en la fractura, lo cual origina fuertes efectos de auto-potencial que se ven reflejados por deflexiones negativas de la curva SP indicando aumentos de permeabilidad en la roca (Pirson, 1977). Una de las limitantes de esta técnica es que las lecturas del registro SP no son muy confiables en formaciones duras (calcáreos), y por ende, este perfil debe ser usado sólo como herramienta complementaria de otros indicadores de fracturamiento (Suau and Gartner, 1986)

Gamma Ray (GR): El registro GR detecta y evalúa la radioactividad presente en los minerales que conforman la roca. En rocas sedimentarias es un excelente indicador del contenido de arcilla debido al alto contenido de elementos radioactivos presentes en los *shales*. En las fracturas, el perfil de GR puede mostrar anomalías, por altos niveles de radiactividad

explicados por la depositación de sales de uranio durante la circulación de las aguas sobre fracturas abiertas (Boyeldieu and Winchester, 1982; Suau and Gartner, 1986)

Registros de Resistividad: Si se considera que en un sistema de fracturas, totalmente lleno de hidrocarburo, el lodo de perforación desplaza los fluidos cerca de la pared del pozo invadiendo las fracturas, la respuesta de las herramientas que miden resistividad puede ser empleada para identificar intervalos fracturados.

Asumiendo que la resistividad del filtrado de lodo es igual o un poco mayor que la resistividad del agua de formación ($R_{mf} > R_w$), la herramienta de microresistividad leerá sobre el filtrado de lodo, registrando una curva de altos valores; mientras que la curva de resistividad somera leerá sobre la zona de transición y la curva de resistividad profunda sobre la zona no invadida, registrando los valores de la resistividad verdadera de la formación (R_t). En general, estas lecturas diferenciales se reflejan gráficamente por una separación positiva entre estas dos últimas curvas.

De otro lado, en casos donde existen anomalías de resistividad en un intervalo y suficiente contraste de resistividad con los estratos adyacentes, los perfiles de inducción permiten identificar presencia de fracturas gracias a una alta lectura (pico) de la herramienta (Timko, 1966). Esto permite decir, de forma general, que existe un incremento en la resistividad cuando se atraviesa una fractura, debido al aumento en la densidad del lodo (no conductivo-base aceite o agua dulce) que provoca el fracturamiento y se almacena en las fracturas. También es posible que ocurra una reducción en la densidad del lodo, la cual provoca su retroceso desde la fractura hacia la cara del pozo y el correspondiente cierre de la fractura haciendo que las lecturas del registro vuelvan a sus bajos valores iniciales. Esto demuestra que las fracturas se pueden cerrar o abrir con la profundidad, y este efecto debe ser considerado cuando se hacen los pronósticos de comportamiento del yacimiento, pues incide

directamente sobre reducciones en la porosidad y permeabilidad.

El registro de doble inducción, doble laterolog-8 o LL8 puede indicar la presencia de fracturas, siempre y cuando lea una menor resistividad que el registro de inducción (ILD) y haya invasión de filtrado de lodo con resistividad menor a la de la formación (lodo base agua salada). El laterolog-8, es una herramienta de resistividad de espaciamiento corto, enfocada verticalmente y que puede responder a formaciones de capa delgada y/o con fracturas verticales (afectadas por el lodo conductivo que las rellena). Por su parte, el registro de inducción (ILD) lee conductividad horizontal y sus lecturas dependen de corrientes inducidas, las cuales fluyen horizontalmente, siendo levemente afectadas por el fluido conductivo que llena la fractura vertical. (Boyeldieu y Winchester, 1982). Ver Figura 1. El uso de estos registros, puede verse afectado e inducir a errores por factores como: relación entre resistividad del filtrado del lodo (R_{mf}) y resistividad del agua de formación (R_w), resistividad del fluido presente en las fracturas, amplitud, longitud, configuración y extensión lateral de las fracturas, litología, porosidad, salinidad y tamaño del hueco. (Beck et al, 1977).

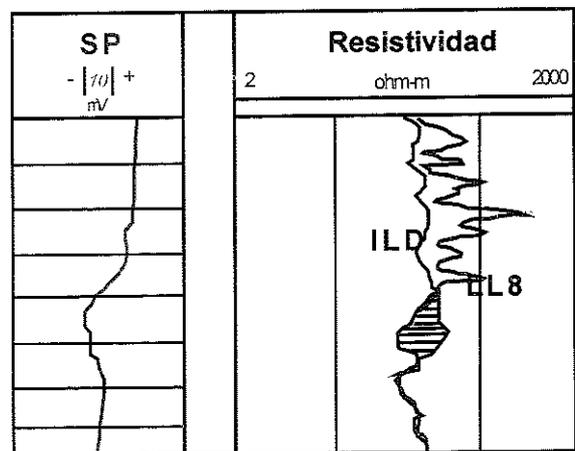


Figura 1.

Respuesta a la fractura en un registro Laterolog-8 vs. ILD. Se aprecia la menor lectura del LL8, en la zona fracturada; respaldada por una alta deflexión negativa de la curva SP. (Después de Beck et al, 1977)

- De lodo (Onda M). Viaja desde el transmisor hacia el receptor a la velocidad de la onda compresional.
- De baja velocidad (*Stonely*). La cual viaja desde el transmisor hacia el receptor a una velocidad menor que la de la onda compresional.

Una condición para tener en cuenta con esta herramienta, es que las reducciones en amplitud pueden también ser generadas por la presencia de variaciones litológicas, descentralización de la herramienta, rugosidad del hueco y variaciones drásticas en porosidad y/o permeabilidad.

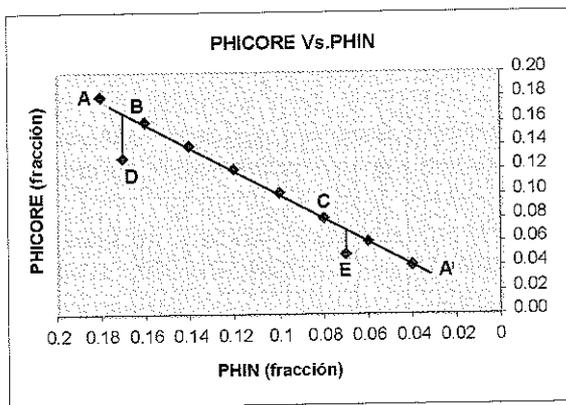


Figura 3.

Relación idealizada entre la porosidad de corazones y la del registro neutrón. Los puntos E y D representan fracturas. (Después de Pickett et al, en Aguilera, 1995)

Registro Sónico de Espaciamiento Largo: Esta herramienta ha mejorado la exactitud en la medida del tiempo de tránsito en formaciones afectadas por procesos derivados de la perforación del pozo (ensanchamiento del hueco, filtración de lodo, etc.), gracias a su mayor espaciamiento entre receptor y transmisor (8,10 y 12 ft), y a la mayor separación entre las ondas, lo que garantiza una mejor atenuación.

Las tecnologías de adquisición y procesamiento de las imágenes, permiten el cálculo de la velocidad y energía de las ondas compresional y de corte; encontrándose que la reducción de energía de estas ondas provee un indicativo útil

de la presencia de fracturamiento. Sin embargo, estas reducciones de energía pueden también apreciarse cuando existen drásticas variaciones en litología y/o cuando hay gran rugosidad del hueco.

Registro de Intensidad Variable: Esta herramienta, también conocida como microsismograma o registro de densidad variable ha ganado popularidad en los últimos años, gracias a su utilidad en la detección de fracturas. Los cambios drásticos en amplitud representan regiones o intervalos de alta permeabilidad (posibles fracturas) que son registrados por la herramienta mediante una sucesión de sombras en escala de grises. Las áreas más oscuras corresponden a cambios positivos de amplitud, mientras que las áreas más claras representan cambios negativos (Ver Figura 4).

Beck et al (1977), reportaron que la resolución del registro es afectada por factores como: descentralización de la herramienta, espaciamiento entre receptor-transmisor, tamaño del hueco, cambios en litología, rugosidad del hueco, orientación del plano de fractura y presencia de *vugs* y/o porosidad secundaria debida a cristalización de minerales.

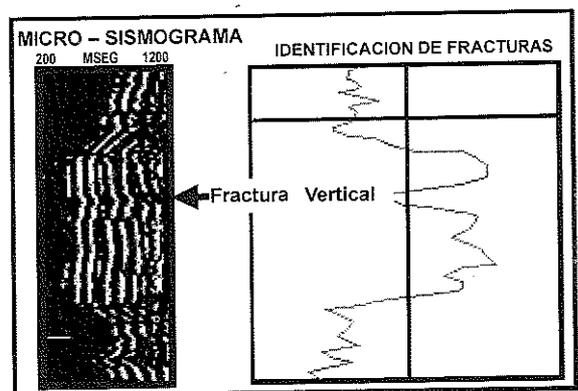


Figura 4.

Respuesta del Registro de Intensidad Variable. El intervalo fracturado se ve reflejado por la escala oscura de la imagen. (Aguilera, 1995)

Caliper: El caliper es una medida del diámetro del hueco. Las zonas fracturadas pueden verse reflejadas en la herramienta mediante una

- De lodo (Onda M). Viaja desde el transmisor hacia el receptor a la velocidad de la onda compresional.
- De baja velocidad (*Stonely*). La cual viaja desde el transmisor hacia el receptor a una velocidad menor que la de la onda compresional.

Una condición para tener en cuenta con esta herramienta, es que las reducciones en amplitud pueden también ser generadas por la presencia de variaciones litológicas, descentralización de la herramienta, rugosidad del hueco y variaciones drásticas en porosidad y/o permeabilidad.

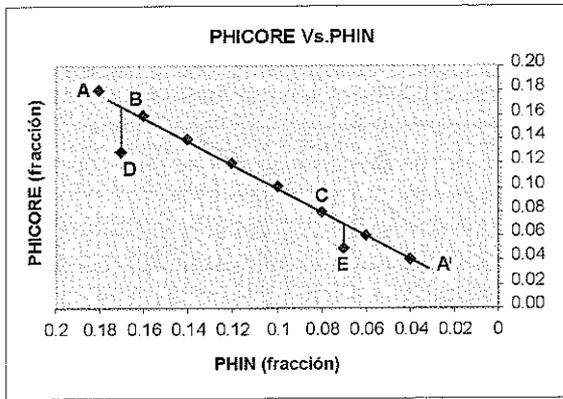


Figura 3. Relación idealizada entre la porosidad de corazones y la del registro neutrón. Los puntos E y D representan fracturas. (Después de Pickett et al, en Aguilera, 1995)

Registro Sónico de Espaciamiento Largo: Esta herramienta ha mejorado la exactitud en la medida del tiempo de tránsito en formaciones afectadas por procesos derivados de la perforación del pozo (ensanchamiento del hueco, filtración de lodo, etc.), gracias a su mayor espaciamiento entre receptor y transmisor (8,10 y 12 ft), y a la mayor separación entre las ondas, lo que garantiza una mejor atenuación.

Las tecnologías de adquisición y procesamiento de las imágenes, permiten el cálculo de la velocidad y energía de las ondas compresional y de corte; encontrándose que la reducción de energía de estas ondas provee un indicativo útil

de la presencia de fracturamiento. Sin embargo, estas reducciones de energía pueden también apreciarse cuando existen drásticas variaciones en litología y/o cuando hay gran rugosidad del hueco.

Registro de Intensidad Variable: Esta herramienta, también conocida como microsismograma o registro de densidad variable ha ganado popularidad en los últimos años, gracias a su utilidad en la detección de fracturas. Los cambios drásticos en amplitud representan regiones o intervalos de alta permeabilidad (posibles fracturas) que son registrados por la herramienta mediante una sucesión de sombras en escala de grises. Las áreas más oscuras corresponden a cambios positivos de amplitud, mientras que las áreas más claras representan cambios negativos (Ver Figura 4).

Beck et al (1977), reportaron que la resolución del registro es afectada por factores como: descentralización de la herramienta, espaciamiento entre receptor-transmisor, tamaño del hueco, cambios en litología, rugosidad del hueco, orientación del plano de fractura y presencia de *vugs* y/o porosidad secundaria debida a cristalización de minerales.

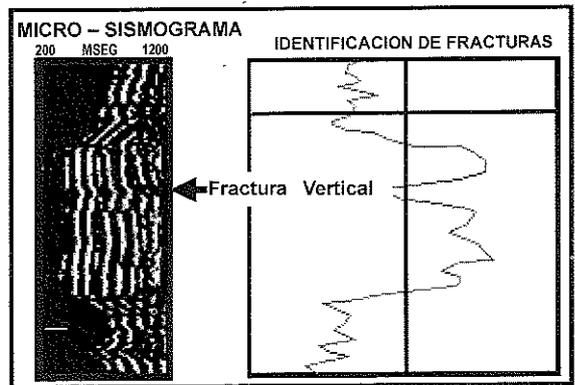


Figura 4. Respuesta del Registro de Intensidad Variable. El intervalo fracturado se ve reflejado por la escala oscura de la imagen. (Aguilera, 1995)

Caliper: El caliper es una medida del diámetro del hueco. Las zonas fracturadas pueden verse reflejadas en la herramienta mediante una

reducción de su lectura, debida a un aumento en el espesor de la torta de lodo, Suau y Gartner (1986). Otra situación que ocurre en casos mas extremos, es que en zonas altamente fracturadas se generen pérdidas del lodo de perforación y derrumbes en las paredes del pozo que originan cavernas en el hueco, ensanchando la cara del pozo y provocando un aumento desmedido en la lectura de la herramienta. Se requiere de un buen conocimiento de la sección litológica-estratigráfica, que se está atravesando para determinar si el caliper puede ser empleado efectivamente como indicativo para encontrar zonas fracturadas en el pozo.

Dipmeter: La herramienta posee cuatro patines ubicados radialmente y posicionados con un intervalo angular de 90° simulando cuatro curvas micro-resistivas. Si la herramienta es rotada en la cara del pozo con velocidad uniforme, su respuesta puede describir fracturas verticales y horizontales. El registro dipmeter evalúa el ángulo de buzamiento y rumbo de un plano de estratificación que intercepta la cara del pozo. El dipmeter puede detectar fracturas de dos formas diferentes; la primera, como un caliper de dos orientaciones que mide en la dirección del máximo ensanchamiento del hueco y en una dirección perpendicular a esta, asumiendo que las zonas fracturadas generan cavernas dentro del hueco, paralelas al sistema de fracturas *in situ*. La segunda forma, asume cambios en resistividad debidos a planos de fractura rellenos con fluido; estos cambios son registrados por cada uno de los cuatro brazos de la herramienta, generándose un conjunto de datos que puede emplearse para determinar el desplazamiento vertical de la fractura y a partir de éste su buzamiento.

Registro de Identificación de Fracturas: Conocido como *FIL* (*Fracture Identification Log*), es considerado como un dipmeter de alta resolución. La Figura 5 muestra la forma como un *FIL* puede ayudar a obtener la dirección de una fractura vertical. El azimut siempre lo da la curva uno (1). Las otras curvas son

enumeradas de forma secuencial siguiendo las manecillas del reloj. Por ejemplo, si la curva uno (1) está orientada sobre el lado Norte del hueco, la curva dos (2) lo hará registrando al Este, la tres (3) hacia el Sur y la cuatro (4) al Oeste.

Algunas veces, las fracturas verticales pueden ser detectadas en curvas opuestas; curvas uno (1) y tres (3), o dos (2) y cuatro (4). Este tipo de respuesta depende de la invasión de la fractura por un lodo conductivo.

Debe tenerse especial cuidado cuando se interpretan las curvas provenientes del dipmeter de alta resolución (*FIL*) ya que ciertas características sedimentarias de la formación como buzamiento aparente y estratificación, pueden llegar a interpretarse como fracturas.

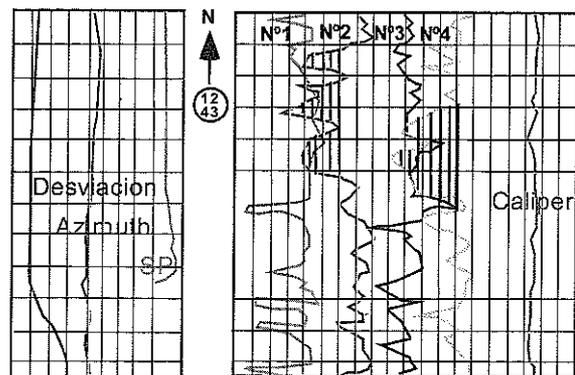


Figura 5.
Registro de Identificación de fracturas para obtener la dirección de una fractura vertical (Después de Beck et al, 1977)

Registro Borehole Televiwer (BHTV): Se considera como la única herramienta que detecta y evalúa fracturas de forma "directa". Esta herramienta produce una imagen acústica de la cara del pozo, mediante un transductor ultrasónico de rotación. Los transductores pueden ser centralizados o no y rotan de 3 a 16 veces por segundo. El rango de frecuencias está entre 200 Khz y 1000 Khz. El registro inspecciona la cara del pozo y evalúa la formación revelando la presencia de fracturas naturales e inducidas, *vugs*, distribución de perforaciones y posibles daños en el casing.

Para obtener una buena imagen, se requiere de: perfecta centralización de la herramienta, bajo contenido de sólidos del fluido cerca de la cara del pozo, y una lenta y constante velocidad de registro. En algunos casos, el daño puede hacer que la fractura se vea más abierta de lo que realmente es.

Su respuesta da una excelente representación "topográfica" de la cara de la formación. Las fracturas abiertas se muestran como planos de gran profundidad. Debido a su umbral de respuesta, el ancho mínimo de fractura que puede ser visualizado es de 1/32 de pulgada (0.8 mm). Cuando se acompaña de los registros de tiempo de tránsito y amplitud, pueden visualizarse claramente las fracturas rellenas con material acústicamente diferente al de la matriz. Debido a que el *BHTV* es una herramienta orientada, es posible determinar la orientación de las fracturas (Paillet, 1981).

Registros Formation Microscanner (FMS) y Fullbore Formation Microimager (FMI): La herramienta *FMS* es similar a un dipmeter de alta resolución, excepto en que su configuración tiene dos arreglos de electrodos sobre los patines tres y cuatro (Standen, 1986). La herramienta ha presentado excelentes resultados para la ubicación de fracturas naturales en pozos horizontales (Fett and Henderson, 1990).

El *FMS* presenta una configuración, que permite un 60% de cubrimiento de las señales eléctricas ocurridas en la cara del pozo; dicho cubrimiento es uno de los avances más significativos de la herramienta.

El programa de graficación que contiene la herramienta, permite la presentación de las imágenes en escala de grises (blanco para altas resistividades y negro para bajas) y en escala de colores (Ver Figura 6). Además posee un *software* incorporado dentro del registro que permite visualizar las imágenes en presentación azimutal, dándoles su propia orientación entre 0° y 360°.

El registro *FMI*, por su parte, es una herramienta de imágenes eléctricas de última generación. Las imágenes generadas por esta herramienta son prácticamente insensitivas a las condiciones de la cara del pozo. Son útiles para proveer información cuantitativa sobre la porosidad y dimensiones de las fracturas. Sin embargo, estos valores deben tomarse como relativos, ya que la herramienta presenta varias condiciones que pueden afectar su interpretación (Aguilera, 1995). Por ejemplo, sólo si corresponde al mismo pozo y formación, un intervalo con fracturas anchas pudiera considerarse mejor (de mayor productividad), que uno con fracturas delgadas. No obstante, se han encontrado intervalos con fracturas anchas de baja productividad; esto debido al efecto de la relación entre las resistividades del lodo y la zona lavada (R_m/R_{xo}), y a que el modelo asume que las fracturas son elementos planares de paredes paralelas y de extensión infinita.

Otro punto para tener en cuenta, es que un gran número de casos de campo (Aguilera, 1995) han mostrado que pocas, o incluso una única macrofractura, puede permitir un mayor flujo que un gran número de fracturas pequeñas.

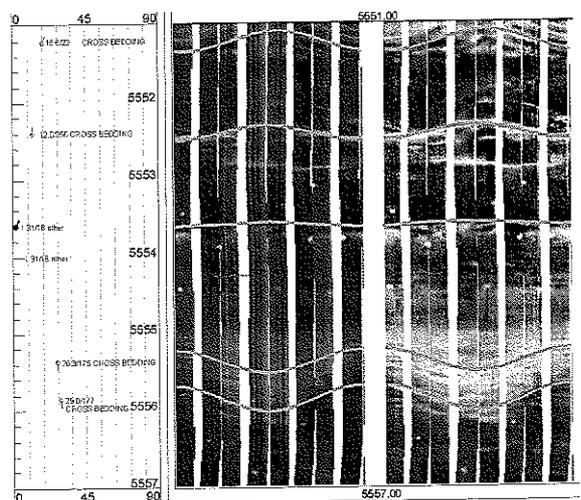


Figura 6.
Esquema gráfico de los registros de imágenes FMI y FMS. Las zonas más oscuras representan regiones fracturadas (Davies & Davies, 2000)

El área aparente de las fracturas es calculada a partir de la suma de cada uno de los anchos de las fracturas presentes, dividido sobre el área total de la cara del pozo. Mientras que la porosidad aparente de fractura se estima como la relación entre el área aparente de las fracturas, sobre el área total de la pared de la cara del pozo.

El cubrimiento de la cara del pozo de esta herramienta es bastante significativo. En un hueco de 8 ½ pulgadas, alcanza el 80%, comparado con el de la *FMS*, que alcanza sólo el 60%. La Tabla 1, resume el porcentaje de cubrimiento de la cara del pozo como una función del diámetro del hueco para la herramienta *FMI*.

Tabla 1. Porcentaje de cubrimiento de la cara del pozo con la herramienta *FMI*, con relación al diámetro del hueco. Tomado de Aguilera, 1995

Diámetro hueco (pulg)	Cubrimiento (%)	Diámetro hueco (pulg)	Cubrimiento (%)
6 1/4	93	14	47
8 1/2	80	16	41
10	63	18	37
12	53	20	33

Las herramientas *FMS/FMI*, tienen dos tipos principales de aplicaciones para los YNF:

- 1. Caracterización de la fractura:** (A partir de la inspección visual de la imagen). Identificación del tipo de fractura, morfología y orientación.
- 2. Análisis de fractura:** Determinación de parámetros como el ancho y la porosidad de la fractura e intensidad de fracturamiento. (Paauwe, 1994).

Es importante hacer énfasis en que la imagen es simplemente el resultado de una interpretación y nunca deberá aceptarse como la verdad absoluta, puesto que puede verse

afectada en su calidad por factores como: resistividad del lodo (R_m) a la temperatura de la formación; resistividad en la zona lavada (R_{xo}) a la temperatura de la formación; apertura de la fractura (ancho) y experiencia del evaluador. (El conocimiento geológico es una variable crítica para una apropiada interpretación de la imagen).

Dos cálculos pueden ser realizados para determinar la apertura de la fractura a partir de los registros de imágenes:

- 1. Apertura Principal (FA):** Promedio Aritmético de la apertura (ancho) de cada una de las fracturas. Da una medida del tamaño físico del ancho de la fractura.
- 2. Apertura Hidráulica (FAH):** Promedio cúbico de la apertura (ancho) de las fracturas. (Raíz cúbica de la suma de los cubos de cada elemento). Da una medida de la capacidad de flujo relativo de la fractura.

Mediante técnicas combinadas

Los parámetros de caracterización de los YNF pueden ser determinados de forma directa (lectura del registro) o indirecta mediante la combinación de técnicas, que incluyen la construcción de gráficos o correlaciones a partir de varios registros, análisis de corazones, laboratorio, ingeniería, geología, etc. Estos últimos procedimientos, en algunos casos, son el único camino para determinar la presencia o no de las fracturas.

Registro de Índice de Producción: Experiencias de campo como la presentada en las arcillas del Devoniano, (Myung, 1976, en Aguilera, 1995) han indicado que ante la presencia de fracturas los registros GR, Inducción y Densidad reflejan anomalías. Generalmente en zonas fracturadas, los dos primeros registros se incrementan, mientras que el último decrece. El incremento en la intensidad del GR se atribuye a la presencia en las fracturas de zonas ricas en sales de uranio. El aumento en resistividad se debe a la presencia de gas o kerógeno y el decremento

en la densidad es producto de un aumento en la porosidad debido a la presencia de fracturas y/o a una baja densidad del kerógeno.

Myung en 1976 propuso la siguiente ecuación, la cual combina la respuesta de estos registros:

$$\text{Índice de Producción} = \frac{(G + R)}{\rho_B} \quad (1)$$

Donde,

$$G = \frac{\text{Unidades API registro GR}}{\text{Unidades API promedio de una arcilla}} \quad (2)$$

$$R = \frac{\text{Resistividad del registro Inducción}}{\text{Resistividad promedio de una arcilla}} \quad (3)$$

$$\rho_B = \text{Densidad total registro RHOB}$$

Los promedios de GR y Resistividad para la arcilla deben establecerse teniendo en cuenta las condiciones particulares de la formación de análisis.

De la ecuación 1, se puede apreciar que altos valores de índice de producción representan alto grado de fracturamiento.

Registro de Temperatura: Es un registro de producción que permite determinar la entrada de gas en la cara del pozo. Cuando el gas entra provoca un súbito enfriamiento, generándose una deflexión drástica de la curva hacia valores bajos de temperatura.

Myung (1976) usó el efecto teórico de Joule Thompson, el cual considera que el gas sufre un enfriamiento cuando se expande, para determinar el índice de fractura térmico de una formación (dado en porcentaje). El cero (0%) equivale a la temperatura del gas debida a la expansión (temperatura teórica de Joule Thompson - 50°F) y el 100% corresponde al gradiente geotérmico de temperatura. A mayor lectura del índice, mayor grado de fracturamiento de la formación.

La Figura 7 muestra dos registros de temperatura corridos en un mismo pozo, antes y después de

un fracturamiento hidráulico. Después de la estimulación, la temperatura en la zona de interés es más alta debido al calentamiento del gas ubicado en el sistema de fracturas generado. El índice de fracturamiento pasó de tener un valor del 30% antes de la estimulación, al 80% después del trabajo de fracturamiento.

En el caso de yacimientos de petróleo, y existiendo fracturas abiertas en la cara de la formación, el registro de temperatura mostrará un efecto de enfriamiento debido a la invasión del lodo en el intervalo fracturado.

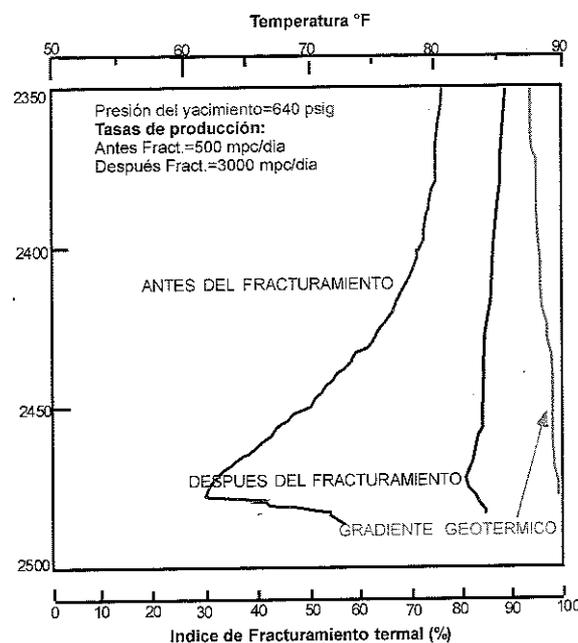


Figura 7. Registro de Temperatura antes y después de un trabajo de fracturamiento. Se aprecia el incremento en el índice de fracturamiento térmico. (Después de Myung, 1976)

Curva de Corrección del Registro de Densidad Compensado: Un indicativo de la presencia de fracturas puede obtenerse a partir de la curva de corrección del registro densidad compensado (*Dr*). Esta curva corrige el registro densidad por efectos de rugosidad del hueco y torta de lodo. Cuando existen fracturas, el lodo presente en ellas puede indicar una anomalía de la curva (deflexión positiva o negativa del cero de la curva) aún cuando las condiciones de hueco son buenas.

Una desventaja de este método es que puede indicar la presencia de fracturas solamente en un lado de la cara del pozo, despreciando las que puedan existir al otro lado.

En una litología constante (formaciones de calizas limpias) la rugosidad de la cara del pozo obedece casi exclusivamente a la presencia de fracturas. En estos casos, la curva de corrección actúa como un caliper muy sensitivo que detecta rugosidad del hueco y presencia de fracturas.

Comparación entre el Volumen de Arcilla y el Índice de Uranio: Las fracturas pueden detectarse comparando los valores del índice de uranio, determinado del registro *Spectralog*, y el volumen de arcilla en una zona determinada (Heflin et al, 1976). Debido a que el uranio es muy soluble en agua, comúnmente se encuentra en las aguas de producción, mientras que, el volumen de arcilla es calculado de forma independiente a la radioactividad natural de la formación. Para ambientes de depositación normales el índice de uranio y el volumen de arcilla tienen el mismo valor. Cuando existe una fractura, el índice de uranio puede ser mayor al volumen de arcilla. La principal limitación de esta técnica es que no puede indicar si la fractura está abierta o cerrada.

Gráfico de Lito-Porosidad (M-N): Esta técnica fue introducida para ayudar a interpretar formaciones con litologías complejas (Burke et al, 1969). El método maneja información simultánea de los registros Neutrón, Densidad y Sónico, de los cuales pueden obtenerse dos parámetros de porosidad independientes M (porosidad de matriz, normalizada por el registro de densidad) y N (porosidad total), mediante las siguientes ecuaciones:

$$M = \frac{\Delta t_f - \Delta t}{\rho_B - \rho_f} * 0.01 \quad (4)$$

$$N = \frac{(\phi_N)_f - \phi_N}{\rho_B - \rho_f} \quad (5)$$

Donde

- Δt = Tiempo de tránsito del registro sónico, msec/ft
- ρ = Densidad, gr/cc
- ϕ_N = Porosidad Neutrón

Los subíndices B y f hacen referencia a *bulk* y fluido, respectivamente.

El gráfico de lito-porosidad (M-N) puede ayudar a detectar porosidad secundaria, pero sin diferenciar entre *vugs* y fracturas. Asumiendo que el registro sónico responde solamente a porosidad de matriz, y los registros neutrón o densidad responden a porosidad total, la ecuación para N, no se verá afectada por la presencia de porosidad secundaria, mientras que la ecuación para M aumentará en la medida que haya más porosidad secundaria.

La Figura 8, muestra un gráfico generalizado de lito-porosidad para lodo base agua dulce. Las áreas de porosidad secundaria están localizadas por encima de la línea dolomita-caliza-sílice, y son indicadas por las letras B, C, D y E.

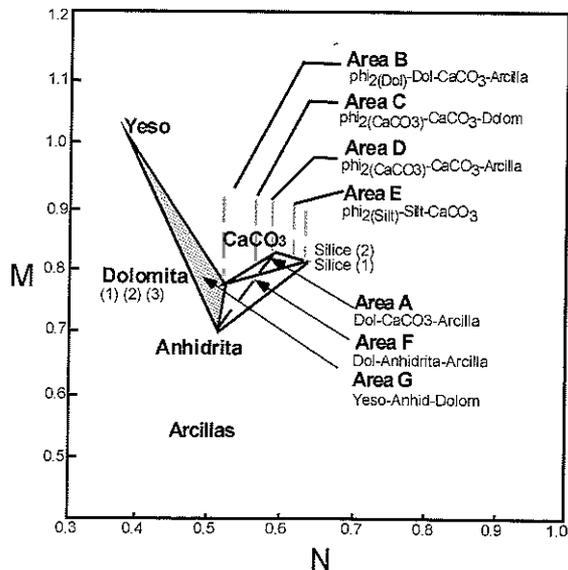


Figura 8. Gráfico de Lito-porosidad. Las áreas B, C, D y E representan intervalos fracturados. (Después de Burke et al 1969)

Análisis de Kerógeno: Estos análisis cuantifican el volumen de kerógeno presente en la formación y su porosidad. Para su evaluación son necesarios los valores característicos para el kerógeno, la arcilla y la arena de cada una de las herramientas de porosidad (Neutrón, Densidad y Sónico) Ver Tabla 2.

Tabla 2. Valores característicos de kerógeno, arcilla y arena para cada una de las herramientas de porosidad (Tomado de Aguilera, 1995)

HERRAMIENTA	ARENA	ARCILLA	KERÓGENO
Sónico (mseg/ft)	55.5	85.0	174
Densidad (gr/cc)	2.68	2.82	1.10
Neutrón SNP (fracc.)	-0.02	0.27	0.67
Neutrón CNL (fracc.)	0.14	0.32	0.67

Con los valores de la Tabla 2 es posible generar gráficos como el presentado en la Figura 9. De esta figura se pueden determinar los volúmenes de kerógeno, al dividir la distancia entre el punto (x) y la línea arena-arcilla, entre la distancia total desde el punto de kerógeno a la línea arena-arcilla.

Como pueden obtenerse diferentes valores para el volumen de kerógeno a partir de gráficos similares al presentado en la Figura 9, se debe seleccionar aquel que refleje el porcentaje más bajo. El contenido de kerógeno en la roca, aunque no se considera con valor comercial, es importante para indicar la presencia de zonas fracturadas o la cercanía a fuentes de producción de gas, cuando se aprecian altos contenidos de éste.

Otra estimación del contenido de kerógeno puede darse a partir del registro de densidad:

$$\text{Kerógeno} = 496.325 \times (\rho_B)^{-0.6} - 285.176 \quad (6)$$

donde,
 ρ_B = Densidad (gr/cc) del registro RHOB
 Kerógeno = Contenido de kerógeno en gal/ton

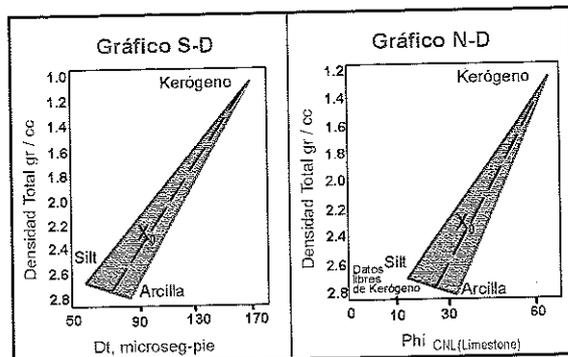


Figura 9. Gráficos para la determinación del volumen de Kerógeno. (Después de Hilton, 1977)

Criterio de Posibilidad de fracturamiento: El grado de fracturamiento de una formación puede ser evaluado bajo diferentes indicadores (registros resistivos, radiactivos, de rugosidad, acústicos, etc.), de los cuales se puede seleccionar un criterio que represente la *posibilidad de fracturamiento*. Dicho criterio está definido por una expresión, un umbral, una mediana y un máximo de *posibilidad de fracturamiento (P)* (Ver Figura 10). Para el caso de un indicador de resistividad y tomando de referencia la herramienta *dual laterolog*, su criterio puede ser representado mediante la expresión:

$$P = \text{LOG} \left(\frac{R_{LLD}}{R_{LLS}} \right) \quad (8)$$

Cuando los valores de resistividad son iguales (lectura profunda, R_{LLD} igual a lectura somera, R_{LLS}), se asume que no hay presencia de fracturas y la ecuación 7 es igual a cero.

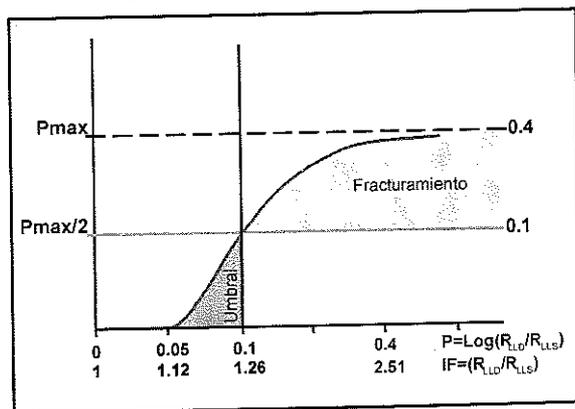


Figura 10. Equivalencias entre los valores de Posibilidad de fracturamiento basado en el registro doble laterolog y la curva IF. (Modificado de Boyeldieu and Martin 1984).

Un valor de 0.05 puede ser asignado como umbral para la ecuación 7, indicando que este es el mínimo valor para el cual hay posibilidad de fracturamiento y correspondiente a una relación de resistividad R_{LLD}/R_{LLS} de 1.12. Una mediana de posibilidad de fracturamiento puede ser representada por un valor de 0.10, correspondiente a una relación de resistividades de 1.26. Este valor de mediana (0.10) representa la mitad de la máxima posibilidad de fracturamiento ($P_{max}/2$). De la misma forma se puede fijar un valor para el máximo de posibilidad de fracturamiento (0.4) y que corresponde a una relación de resistividades de 2.51 (Ver Tabla 3).

Tabla 3. Valores típicos de la curva de posibilidad de fracturamiento (Tomado de Aguilera, 1995)

ATRIBUTO	VALOR
No hay fracturamiento ($P = 0$)	IF = 1.00
Umbral de fracturamiento ($P = 0.05$)	IF = 1.12
Valor de la mediana ($P_{max/2}$) ($P = 0.10$)	IF = 1.26
Muy alto fracturamiento (P_{max}) ($P = 0.4$)	IF = 2.51

Adicionalmente, se pueden introducir en el modelo algunos coeficientes de corrección, por ejemplo, para valores altos de porosidad la posibilidad de fracturamiento puede llegar a ser pequeña; entonces se puede reducir P_{max} , para casos donde la porosidad sea mayor al 10 %.

Otro gráfico puede ser derivado del anterior análisis, basado en el mismo concepto (separación positiva de las dos curvas de resistividad) y con este, es posible determinar cualitativamente la intensidad de fracturamiento y el tipo de fluido presente en las fracturas. El gráfico presenta en el eje de las ordenadas el cociente entre resistividad profunda y somera, y en el eje de las abscisas la resistividad profunda. Los intervalos fracturados saturados con agua caen por encima de la línea inclinada; las zonas no fracturadas, caracterizadas por un valor similar entre resistividad somera y profunda (relación igual a 1), se ubican sobre la línea a trazos y las zonas fracturadas; y con presencia de

hidrocarburos se localizan en la parte superior del diagrama. Ver Figura 11.

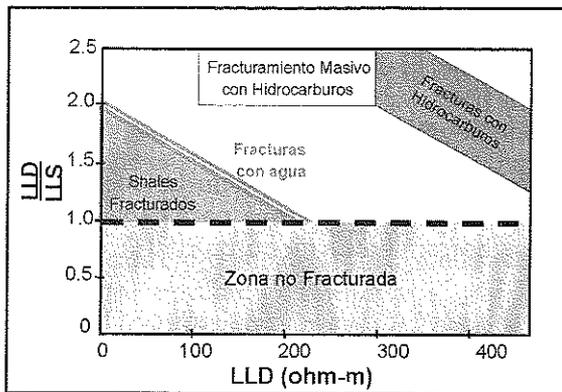


Figura 11.

Interpretación del gráfico de resistividad profunda y somera. (Modificado de Rasmus, 1982)

CONCLUSIONES

- Para caracterizar adecuadamente un Yacimiento Naturalmente Fracturado (YNF) se requiere de la integración de información procedente de diferentes fuentes, la cual debe ser analizada por técnicas y herramientas que involucran diversas disciplinas del conocimiento.
- La evaluación cuantitativa de los atributos propios de las fracturas mediante técnicas indirectas requiere de un conocimiento particular del yacimiento, de la respuesta específica de la herramienta y de su comportamiento en cada estrato y/o pozo del campo.
- Una gran limitante del uso de registros convencionales para detectar fracturas es su imposibilidad para distinguir entre fracturas naturales e inducidas.
- La utilización de técnicas indirectas de identificación de fracturas (registros de pozo, y combinaciones) constituyen una herramienta práctica, útil y económica en la determinación de intervalos fracturados.
- Las herramientas de perfilaje de última generación (registros de imágenes y resonancia magnética nuclear) representan un importante avance de las técnicas indirectas para la detección y caracterización de fracturas.

Referencias

- Aguilera, Roberto, 1995. Naturally Fractured Reservoirs. PennWell Books, Tulsa, Oklahoma. Second Edition 600p.
- Asquith, George. B. and Gibson, Charles. R. Basic Well Log Analysis for Geologists. "The American Association of Petroleum Geologist" August, 1983. Págs.1-5.
- Beck, J., A. Shultz, and Fitzgerald, D. Reservoir Evaluation Of Fractured Cretaceous Carbonates in South Texas. "SPWLA Logging Symposium Transactions (1977), paper M.
- Boyeldieu C. And Winchester, A., 1982. Use of the Dual Laterolog for the Evaluation of the Fracture Porosity in Hard Carbonate Formations. Offshore. South East Asia 82 Conference, 9-12 February, Singapore. En Recopilación de Artículos CIT: Evaluación y Detección de Fracturas 212.75 E814.
- Burke, J.A., R.L. Campbell, and A.W. Schmidt. The Lito-Porosity Crossplot. "Transactions, 10th Annual Symposium of SPWLA (1969).
- Fett, T. and J. Henderson. Fracture Evaluation in Horizontal Wells Using the Formation Microscanner (FMS) Imaging Device. "Schlumberger (1990)."
- Helffin, J.D., B.E. Neill, and M.R. Devries. Log Evaluation in the California Miocene Formation. "SPE 6160 presented at the 51st Annual Meeting of SPE of AIME, New Orleans (October 3-6, 1976).
- Hennings, P.H., Olson, J.E., and Thompson, L.B. "Combining outcrop data and 3-D structural models to characterize fractured reservoirs: an example from Wyoming" Special issue on Petroleum Structural Geology, AAPG, Tulsa, Oklahoma (1999) 13.
- Hornby, B.E., Luthi, S.M., and Plumb, R.A.: "Comparison of fracture apertures computed from electrical borehole scans and reflected Stoneley waves: an integrated interpretation," Log Analyst (1992) 33, Nº 1, 50.
- Mardock, E.S., and Myers, J.P. Radiactivity logs define lithology in the Spraberry Formation. "Oil and Gas Journal" (Nov 29, 1951), Pág. 90.
- Mendoza, J. The contribution of Wellbore Imaging to Interval Selection in Natural Fractured Reservoirs. Schlumberger Offshore Services. SPE 35292 (1996).
- Morris, R.L., D.R. Grine, and T.E. Arkefeld. The use of the Compresional and Shear Acoustic Amplitudes for the Location of Fractures. "Journal of Petroleum Technology (June 1964)".
- Myung, J.T. Fracture Investigation of the Devonian Shale Using Geophysical Well Logging Techniques. "Proceeding of the seventh Appalachian Petroleum Geology Symposium, Morgantown, West Virginia (March 1-4, 1976).
- Nelson, R.A. "Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs" Gulf Publishing Company, Houston, Texas (1985).
- Paauwe, E.F. Quantitative Analysis of Potential Flow In Fractured Reservoirs. "A Schlumberger of Canada Publication (1994).
- Paillet, F.L., 1981. "Comparison Of Fracture Characterization Techniques Applied to Near Vertical Fractures in a Limestone Reservoir" Paper XX, Proc 22 Annual SPWLA logging Symposium, Jun 23-23, 1981.
- Pickett, G.R. Acoustic Character Logs and their Application in Formation Evaluation, "Transactions. AIME 228 (1963). Págs. 659-667.
- Pickett, G.R. and Reynolds, E.B. Evaluation of Fractured Reservoirs. "Society of Petroleum Engineers Journal" (March 1969)". Págs. 23-38.
- Pirson, S.J. "Geological Well Log Analysis. Gulf Publishing Company. 1977. Pp 191-215.
- Standen, E. Formation Microscanner, MST/SHDT Imaging Dipmeter. Schlumberger, Calgary, Alberta, 1986.
- Suau, J. and Gartner, J., 1986. Fracture Detection from the Logs. En Recopilación de Artículos CIT: Evaluación y Detección de Fracturas 212.75 E814.
- Timko, D.T. A case against oil muds. "The log analyst" (November 1966).
- Thompson, L.B. Fracture Reservoirs: Integration is the key to optimization. Mobil E&P Technical Center SPE 56010 (2000).
- Van Golf-Racht, T.D. fundamentals of Fractured Reservoir Engineering. Elsevier Scientific Publishing Company, New York, 1982. Pág (255-256)

Autor:

SANDRO ARANGO GÓMEZ

arangomez01@yahoo.es

Ingeniero de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, UIS (1998). Candidato a Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos UIS. Experiencia en áreas de Petrofísica, Geoestadística y Sistemas Inteligentes.



CENTRO DE INVESTIGACION DEL GAS

GRUPOS DE APOYO:

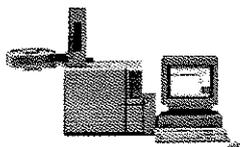
- GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS GIEH.
- GRUPO DE INFORMÁTICA PARA HIDROCARBUROS GIH.
- GRUPO DE INVESTIGACIONES EN CORROSIÓN GIC.
- CENTRO DE ESTUDIOS E INVESTIGACIONES AMBIENTALES - CEIAM

CIENCIA Y TECNOLOGÍA PARA EL PROGRESO

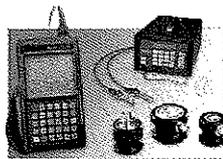
- Proyectos de investigación y desarrollo tecnológico en el sector de los hidrocarburos.
- Tratamiento y procesamiento de hidrocarburos.
- Diseño de facilidades de superficie.
- Evaluación de integridad de equipos. Consultoría especializada
- Desarrollo de software.
- Desarrollo de SIG.
- Análisis cromatográfico de gas natural.
- Evaluación de tuberías por medio del PCM.
- Medición de espesores con equipos de última tecnología.
- Toma y análisis de dinagramas y nivel de fluido.
- Pruebas de presión con el equipo THE WELL ANALYZER de Echometer.



TOMA DE DINAGRAMAS
Y TOMA DE NIVEL DE FLUIDO.



ANÁLISIS DE
CROMATOGRAFÍA.



MEDICIÓN DE ESPESORES
DE PARED.



ANÁLISIS DE TUBERÍAS
CON EL PCM.

CONTACTENOS:

Telefax: (57) - 7 - 6344415

Conmutador: (57) - 7 - 6344000 ext. 2826, 2725 y 2439.

e mail:

ciq-uis@uis.edu.co

jperez@uis.edu.co

Bucaramanga Colombia.