

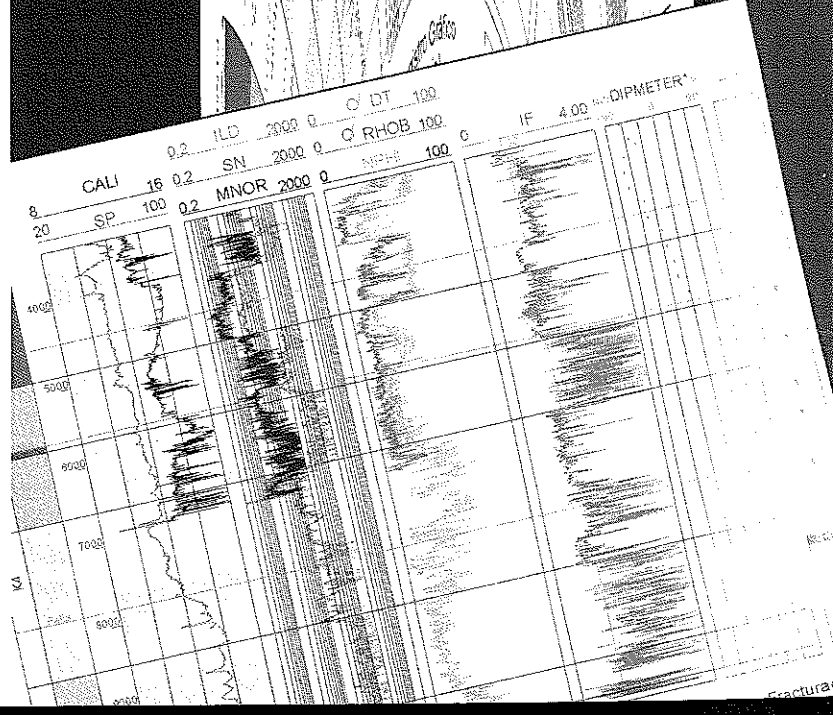
JAIRO PLATA TORRES*
SANDRO ARANGO GOMEZ**

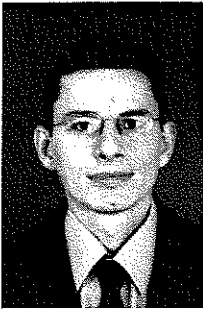
APLICACIÓN DE TÉCNICAS INDIRECTAS DE IDENTIFICACIÓN DE FRACTURAS EN EL CRETÁCEO DE UNA CUENCA COLOMBIANA

*Geólogo. Tesis de grado para optar el título de Magister en Ingeniería de Hidrocarburos, Universidad Industrial de Santander, UIS, Bucaramanga, Colombia. E-mail: jairo_plata@hotmail.com

**Ingeniero de Petróleos, Candidato a MSc. Ingeniería de Hidrocarburos Universidad Industrial de Santander, UIS, Bucaramanga, Colombia.

E-mail: arangomez01@yahoo.es





Jairo Plata Torres

Resumen

La identificación de intervalos productores es una tarea compleja en la exploración de Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF) y puede convertirse en una labor que implica el uso de información de altos costos de adquisición.

El presente artículo muestra un método sencillo para la identificación de intervalos naturalmente fracturados

mediante la utilización de registros de pozo. Una de las grandes ventajas del método radica en los bajos costos en su aplicación, ya que la información necesaria generalmente hace parte del conjunto de información adquirida en cualquier pozo exploratorio o de avanzada.

El método propuesto es una técnica indirecta de caracterización de registros de pozo convencionales en la cual se determinan separaciones positivas entre las curvas de resistividad profunda y somera, acompañadas con lecturas anómalas de *gamma ray* (GR, muy altas), deflexiones a la izquierda del potencial espontáneo (SP), aumentos en el tiempo de tránsito del registro sónico, disminuciones de la densidad de la roca y aumento de las lecturas de los registros de porosidad.

Con el fin de demostrar el potencial del método propuesto, se estudiaron 138 registros de pozo de una cuenca Colombiana en los que se determinaron posibles intervalos fracturados en rocas cretácicas. De los pozos evaluados, 20 presentan indicios de fracturamiento, algunos de los cuales fueron validados dinámicamente mediante datos de producción y pérdidas de filtrado de lodo.

En los pozos Nfi-1 y Tac-1, la presencia de fracturas y la efectividad del método utilizado fue confirmada con datos de corazones.

Introducción

Cada una de las etapas en la vida de un YNF implica la solución de varios interrogantes de cuya calidad de respuesta dependerá el éxito económico. Inicialmente, en las etapas de exploración, los geólogos se enfrentan al problema de que encontrar fracturas no es suficiente; es necesario conocer su génesis, orientación, espaciamiento, apertura, tipos de relleno, relación espacial de cada set de fracturas, etc.

Una vez identificado un potencial YNF, la labor conjunta de geólogos e ingenieros se enfoca en la evaluación de la comercialidad del mismo, lo cual implica la cuantificación de las reservas del yacimiento. Para esto se requiere, entre otras cosas: Definir el espesor neto, el cual puede ser un concepto probablemente muy distinto al manejado en los yacimiento tradicionales en los que suele ser igual al espesor de arenas; cuantificar la porosidad del yacimiento, que puede estar diferenciada en porosidad de matriz y porosidad de fractura, y establecer el área del yacimiento, cuyo concepto también puede ser relativo.

Durante la caracterización del yacimiento, la dificultad en la cuantificación de parámetros de fractura es debida en gran parte a que los actuales métodos directos de muestreo (corazonamiento e imágenes del hueco) proporcionan muy pequeñas cantidades de información de los patrones de fractura. A pesar de que los métodos indirectos, tales como la sísmica 3D (atributos sísmicos, cubo de coherencia y estudios de ondas P) y la sísmica multicomponente, juegan un papel importante en esta etapa, ellas son fuentes de información muy costosa, aún en desarrollo y que frecuentemente no están disponible.

Finalmente, antes de las etapas de desarrollo del campo, es necesario recrear diferentes escenarios de producción mediante la simulación numérica del yacimiento. En este punto, es necesario la obtención de información dinámica de permeabilidades de matriz y de fractura y la interacción matriz-fractura, lo cual juega un papel importante en la producción del yacimiento.

Durante las etapas de producción las fracturas abiertas, aunque pueden poseer un efecto positivo en el flujo de aceite, también pueden tener un efecto negativo en el flujo de agua y gas debido a la conificación. Estas fracturas tienden a cerrarse en yacimientos agotados debido al incremento del esfuerzo normal a lo largo de las fracturas, lo cual puede inducir a predicciones demasiado optimistas del comportamiento del yacimiento (Aguilera, 1998).

El presente artículo muestra un método sencillo para la identificación de intervalos naturalmente fracturados mediante la utilización de registros de pozo. Una de las grandes ventajas del método radica en los bajos costos y a que la información necesaria para su aplicación generalmente hace parte del conjunto de información adquirida en cualquier pozo exploratorio o de avanzada.

La cuenca estudiada constituye una importante provincia petrolífera en Colombia, con producción acumulada que supera los 1500 MBLs y reservas de más de 2.2 millardos de barriles de aceite y 2.5 tera pies cúbicos de gas. Esta producción proviene principalmente de yacimientos fluviales terciarios con más de 80 años de producción y en los cuales se han perforado más de 665 pozos. El hecho de que la gran mayoría de los grandes yacimientos terciarios hayan sido probados, ha forzado a la extensión de las fronteras exploratorias a mayores profundidades en búsqueda de las unidades cretácicas (Figura 1).

Como lo indican los datos disponibles sobre el potencial petrolífero de las unidades cretácicas en la cuenca estudiada, existen varias manifestaciones de hidrocarburos, principalmente en el sector norte, en el que se reportan importantes reservas de aceite con rangos de API entre 20° y 40°, provenientes principalmente de las unidades K1 y K6. Adicionalmente, se ha reportado la producción de aceite en los campos A (36° API esencialmente provenientes de la Unidad K1), B (26° API de las Formaciones K6, K4 y K7) y C (17° y 20° API producidos de la Unidad K1) y recientemente en el campo G y en el Pozo Tac -1.

	EDAD		FORMACIÓN	LITOLOGÍA
	PERIODO	ÉPOCA		
CRETÁCEO		Campaniano Mastrichtiano	K7	[Lito: ---]
		Turoniano Santoniano	K6	[Lito: ---]
		Cenomaniano	K5	[Lito: ---]
		Albiano	K4	[Lito: ---]
		Apatiano	K3	[Lito: ---]
		Barremiano	K2	[Lito: ---]
		Hauteriviiano	K1	[Lito: ---]

Figura 1.
Columna estratigráfica generalizada del cretáceo de la cuenca estudiada

En el pozo Tac - 1 se reporta producción de 5.000 a 8.000 BAPD, proveniente de la Unidad K1, con aceite de aproximadamente 37° API y para la Unidad K6 se reportan 2.000 BAPD de 12° API por flujo natural y 10.800 BAPD de 12° API con bomba electrosumergible y aditivos. En el pozo descubridor del campo G existe producción del Cretáceo Superior con una tasa inicial de producción de 6.000-BOPD.

Teniendo en cuenta que gran parte de las unidades Cretácicas de la cuenca están representadas por rocas marinas calcáreas, las cuales generalmente no presentan porosidad y permeabilidad primaria favorables para la acumulación de hidrocarburos, es necesario identificar intervalos con propiedades petrofísicas mejoradas por efectos secundarios que aumenten su potencial almacenador. Aunque son varios los efectos post-depositacionales que contribuyen a aumentar la porosidad y permeabilidad de este tipo de rocas, tales como disolución, recristalización y dolomitización, este trabajo se enfoca a la identificación de posibles intervalos con porosidades mejoradas por efectos tectónicos. Se estudiaron 138 pozos, de los cuales 20 presentan algún intervalo posiblemente fracturado. En este artículo se dan a conocer los

principios generales de la técnica utilizada y se presentan tres casos de estudio en la cuenca.

Metodología

Detección de Fracturas Mediante Registros de Pozo

En términos generales los métodos de detección de intervalos fracturados pueden ser directos (núcleos e imágenes de las paredes del pozo) o indirectos (registros de pozo), estos últimos en ocasiones conocidos como método de *quick look*. Aguilera (1980) describe algunas técnicas que han sido usadas en la identificación de yacimientos fracturados mediante registros de pozo.

En este trabajo se utilizaron las técnicas basadas en los registros resistivos, inductivos, *gamma ray* (GR), potencial espontáneo (SP), sísmico, densidad, *dipmeter* y caliper; complementadas con datos de manifestaciones de hidrocarburos, pérdidas de lodo de perforación y en algunos

casos descripción de núcleos. La utilización de estas técnicas se ve limitada a la presencia de la información antes mencionada.

Con el uso de las resistividades es posible la identificación de intervalos fracturados, considerando que en un sistema de fracturas que se encuentra relleno de hidrocarburo, el lodo de perforación desplaza los fluidos cerca de la pared del pozo invadiendo las fracturas. Si se asume que la resistividad del filtrado de lodo es aproximadamente igual o un poco mayor que la resistividad del agua de formación, la herramienta de microresistividad leería sobre el filtrado de lodo, registrando una curva de valores muy bajos. Por otro lado, la curva de resistividad somera estaría leyendo sobre la zona de transición y la curva de resistividad profunda sobre la zona no invadida, con valores reales de la resistividad de la formación, la cual será mucho mayor que la somera por la presencia de hidrocarburos. En general, estas lecturas diferenciales se reflejan gráficamente como una separación positiva entre estas dos últimas curvas (Boydeldieu y Winchester, 1982, Figura 2).

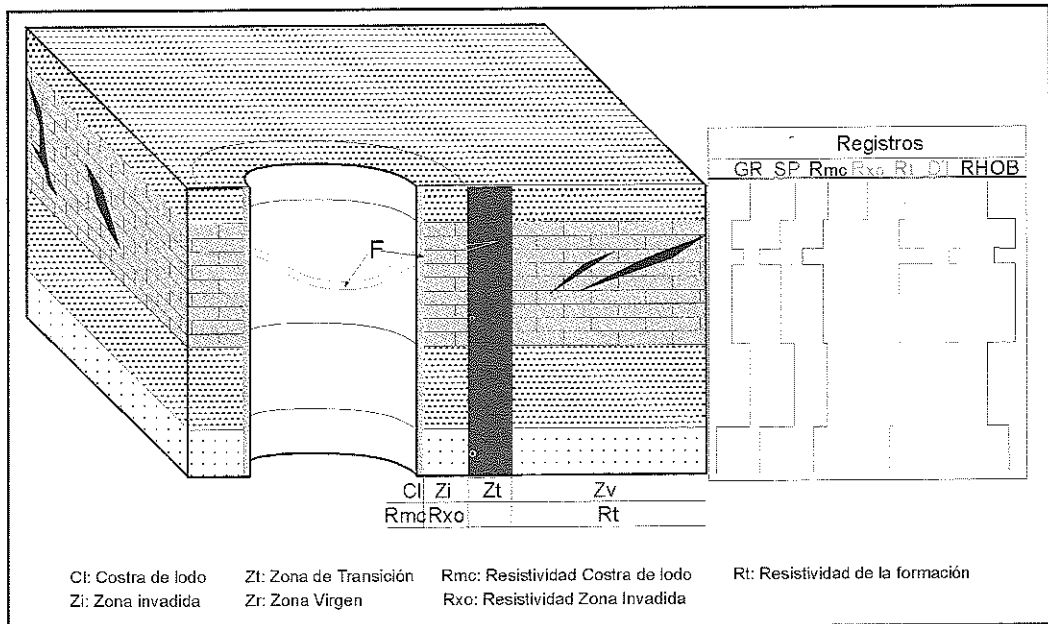


Figura 2. Modelo idealizado de detección litológica y de Fracturas mediante registros de pozo. La anomalía debida a la fractura F invadida con filtrado de lodo (área en rosado en los perfiles) en teoría es identificada por: aumento en la radioactividad natural debido a la precipitación de óxidos de uranio u otras sustancias (GR), deflexión a la izquierda de la curva SP indicando una zona permeable, Valores de resistividad notablemente bajos del microperfil causado por una costra gruesa de lodo de perforación (Rmc), separación positiva de las curvas de resistividad somera (Rxo) y resistividad profunda (Rt), Disminución del tiempo de tránsito en el perfil sísmico (DT) y disminución de la densidad medida (RHOB).

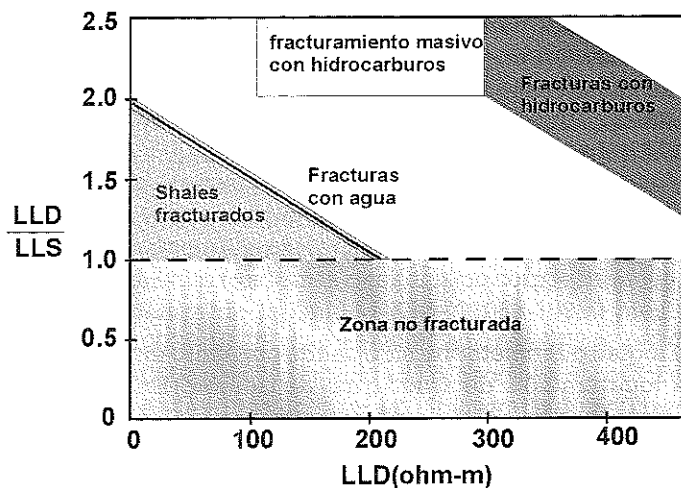


Figura 3.
Interpretación del crossplot de resistividad profunda y somera. (Modificado de Rasmus, 1982; referenciado en Aguilera, 1995).

Los perfiles de medición de resistividad somera (R_x , R_i) utilizados fueron MSFL, MNOR, SN, ASN16, LLS y los de medición profunda (R_t) fueron LN, ILD y LLD. Para aquellos pozos con perfiles LLD y LLS se aplicó la técnica de Rasmus (1983; referenciada en Aguilera, 1995) en la que la intensidad del fracturamiento y el tipo de fluido que puede estar presente en las fracturas se estima cualitativamente con la elaboración de un *crossplot*. El *crossplot* presenta en el eje de las ordenadas el cociente entre la resistividad profunda y somera, y en el eje de las abscisas la resistividad profunda, presentando información cualitativa sobre el grado de fracturamiento y la presencia de agua o hidrocarburos en las fracturas. En la Figura 3 se muestra el principio de esta técnica, donde los intervalos fracturados saturados con agua caen a lo largo de la línea "A"; las zonas no fracturadas son caracterizadas por un valor similar entre la resistividad somera y la profunda (relación igual a 1) y estarían sobre la línea a trazos; y las zonas fracturadas con hidrocarburos se localizarían en la parte superior izquierda de la línea "A".

Los perfiles de inducción en algunos casos han mostrado la presencia de fracturas como anomalías de alta resistividad. El doble latero perfil de inducción 8 (LL8) indica la presencia de fracturas, si registra menor resistividad que la curva de inducción ILD y siempre que haya invasión de lodo con resistividad menor a la de

la formación. La resolución de este método está afectada por factores tales como: relación R_{mf}/R_w , resistividad del fluido presente en las fracturas, características de las fracturas, tamaño del hueco, etc. (Aguilera, 1980).

Debido a la invasión del filtrado de lodo en la fractura, suelen originarse fuertes efectos de autopotencial representados en deflexiones a la izquierda en la curva del SP, que indican aumentos de permeabilidad en la roca (Pirson, 1977). Como las lecturas de SP no son muy confiables en formaciones duras, este perfil debe ser usado sólo como complemento de otros registros (Suau and Gartner, 1986). El perfil de GR puede mostrar algunas anomalías de altos niveles de radiactividad explicados por la depositación de sales de uranio en las fracturas (Boyeldieu y Winchester, 1982; Suau and Gartner, 1986).

Teniendo en cuenta que el registro sísmico proporciona porosidad de matriz y los registros neutrón y densidad suministran información acerca de la porosidad total, es posible conocer la porosidad secundaria mediante la diferencia entre estas dos porosidades. Ya que mediante este método se obtiene una porosidad secundaria total, es difícil reconocer qué fracción es debida a procesos tectónicos y cuál a procesos diagenéticos. Una debilidad del método es que la porosidad puede ser subestimada debido a que la herramienta sólo

registra una cara del hueco y las fracturas presentes en la otra cara no son detectadas. Otro inconveniente del método es que puede indicar porosidad de fractura que no existe debido a variaciones de arcillosidad e irregularidades del hueco. Estos dos últimos aspectos pueden ser rectificadas mediante trabajos de corrección de registros (Asquith and Gibson, 1982).

El registro *Dipmeter* ha sido usado con éxito en la localización de fracturas verticales. En términos generales las fracturas verticales pueden ser detectadas en las curvas registradas por patines opuestos, es decir en las curvas 1 y 3 o 2 y 4 del perfil de *Dipmeter* (Beck et al., 1977; en Aguilera, 1980). Para algunos pozos presentados en este estudio, se utilizó el corte transversal al rumbo obtenido del programa Scat de interpretación de datos de *Dipmeter*, para complementar otras técnicas de localización de posibles intervalos fracturados.

Tal y como lo consideran Suau y Gartner (1986), ocasionalmente el tamaño del hueco se ve disminuido en el registro Caliper, por el aumento de espesor de la costra de lodo producto de la invasión en las fracturas, lo cual permite, en principio, la utilización de esta herramienta como complemento en la localización de fracturas.

Además de los perfiles convencionales, en intervalos fracturados es posible registrar pérdidas del lodo de perforación, manifestaciones de hidrocarburos y derrumbes en las paredes del pozo que pueden servir como indicios complementarios para su identificación. En este estudio, en los pozos Nfi - 1 y Tac -1, se validó la existencia de fracturas detectadas por técnicas indirectas usando núcleos de perforación.

Índice de Fracturamiento.

La curva del Índice de Fracturamiento (IF) obtenida a partir de los datos de resistividad o inducción profunda y somera, sintetiza el

método de identificación de fracturas usando la separación positiva entre las curvas de medición profunda y somera. La curva sintética IF, obtenida del cociente entre la medición profunda y somera, es útil en la identificación rápida de intervalos en los que las dos curvas presentan separación.

El grado de fracturamiento se evalúa sobre la curva IF, bajo el criterio de plausibilidad de fractura (P), que es definido por la ecuación:

$$P = \log_{10} \left(\frac{R_{LLD}}{R_{LLS}} \right) \quad (1)$$

En la Figura 4, se muestra la existencia de un umbral, una mediana y un máximo de plausibilidad en la herramienta lateral. (Boyeidieu and Martin, 1984; en Aguilera, 1995). Los valores límites para considerar la posibilidad o no, de tener fracturamiento son:

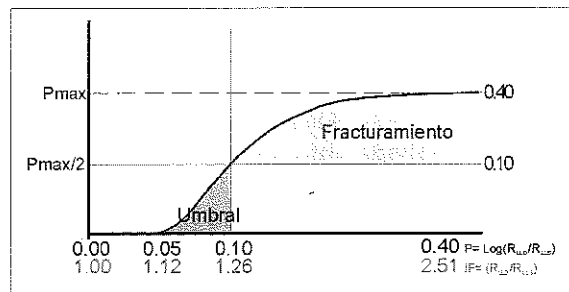


Figura 4.

Equivalencias entre los valores de Plausibilidad de Fractura basado en el doble lateral y la curva IF. Nótese que el valor mínimo para considerar fracturamiento en este trabajo es el valor medio de plausibilidad ($P_{max}/2$) equivalente a un valor de 1.26 sobre la curva IF (Modificado de Boyeidieu and Martin 1984; en Aguilera, 1995).

- No hay fracturamiento si $P = 0$, entonces $IF = 1$
- Umbral de fracturamiento $P = 0.05$, entonces $IF = 1.12$
- Valor de la mediana ($P_{max}/2$) $P = 0.10$, entonces $IF = 1.26$
- Muy alto fracturamiento (P_{max}) si $P = 0.4$, entonces $IF = 2.51$

En este trabajo, se tomó como límite inferior para determinar la presencia de fracturas, el valor de la mediana ($P=0.10$) equivalente a un valor de $IF=1.26$, considerando que este es el valor estadísticamente más adecuado y que corresponde al valor medio de la máxima plausibilidad ($P_{max}/2$) como se muestra en la Figura 4. Adicionalmente, la curva IF se evaluó respecto a la curva Caliper y se desestimó su respuesta en aquellos intervalos donde las condiciones del hueco fueran malas, debido a que esto afecta la respuesta de las herramientas, en este caso los perfiles de resistividad.

A continuación se presentan los tres ejemplos estudiados usando algunas de las técnicas mencionadas.

Area 1

En este sector se identificaron posibles intervalos fracturados en los pozos Cas-1, Mus-1 y Mus-5. de los cuales, en el primer pozo se perforaron las Unidades K1, K2, K4, K5, K6 y K7, mientras que en los dos últimos sólo llegaron hasta la Unidad K6.

En el pozo Cas-1 se presentan varias manifestaciones de gas en el cretáceo que en ocasiones están asociadas a zonas posiblemente fracturadas definidas mediante registros de pozo (5600-5900 pies y 8800-9000 pies Unidades K6 y K3 respectivamente). A pesar de que con la técnica de *Quick Look* no se detectan sectores fracturados en las Unidades K1 y K2, en este pozo existen tres zonas gasíferas no comerciales, dos dentro de la Unidad K1 a 11068-10990 pies y 10904-10775 pies y una en la Unidad K2 a 10894-10400 pies. En la Unidad K4, asociada a una falla, se identifica un intervalo fracturado de 540 pies de espesor (7580 - 8120 pies), en el cual se reportaron bolsas de gas durante la perforación. Otra falla definida en la Unidad K5 (5600 a 5700 pies), también coincide con intervalos fracturados y manifestaciones de gas (Figura 5).

En el área de los pozos Mus-1 y Mus-5, la Unidad K6 presenta intervalos posiblemente fracturados de 60 a 110 pies de espesor, caracterizados por separaciones positivas de los registros de resistividad profunda y somera. De acuerdo con el *crossplot* de resistividad del pozo Mus-1, los

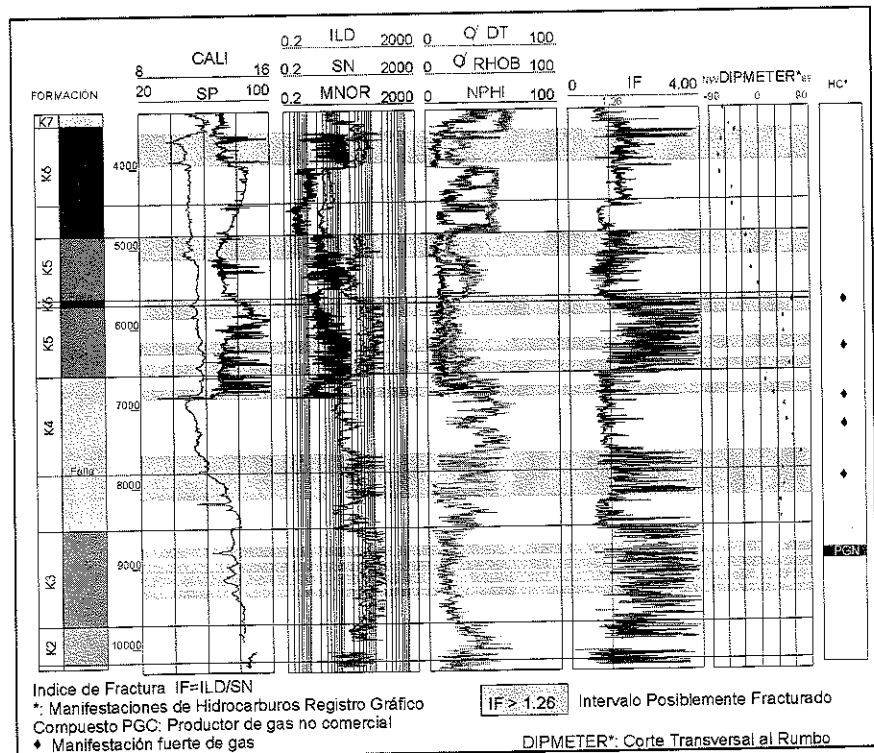


Figura 5.

Identificación de fracturas mediante el método *Quick Look* Pozo Cas-1. Algunas manifestaciones fuertes de gas pueden estar asociados a posibles intervalos fracturados en este pozo. La presencia de las dos fallas permite el desarrollo de fracturas a en las Unidades K4 y K5.

intervalos fracturados están presentes a profundidades superiores a 4300 pies y estarían clasificados como fracturas rellenas de hidrocarburos, como lo indica el predominio de puntos azules hacia la esquina superior derecha del diagrama (Figura 6).

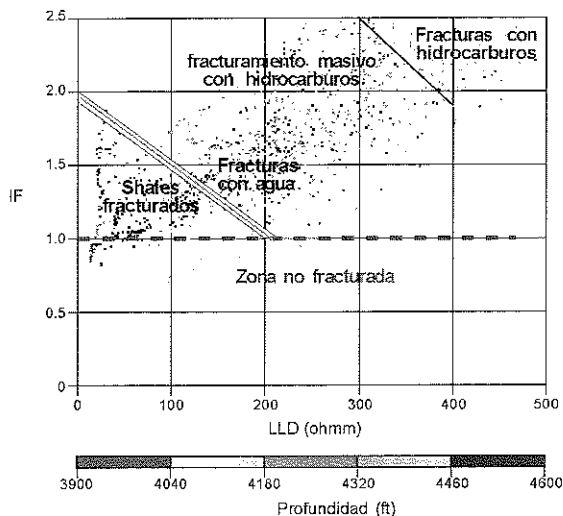


Figura 6.

Crossplot de resistividades en el pozo Mus-1. Nótese el predominio de puntos hacia la parte superior derecha del diagrama, indicando que los posibles intervalos fracturados a profundidades mayores a 4300' están potencialmente rellenos de hidrocarburos. Algunos intervalos entre 3900' y 4040' también caen en esta zona del gráfico.

Area 2

En el sector de los pozos Nfi-1 y Nfi-2 se han reportado varias manifestaciones de hidrocarburos en el cretáceo (Figura 1). Tal y como lo indican los registros de estos pozos, muchas de estas manifestaciones están asociadas a intervalos posiblemente fracturados.

Para el pozo Nfi -1 se identificaron cuatro intervalos potencialmente fracturados en las formaciones K1, K3, K5 y K6 (Figura 7), que corresponden con sectores con pérdidas de filtrado de lodo (9800 -10200 pies, Unidad K1) y manifestaciones de gas (5880 -6100 pies y 4940-5100 pies, formaciones K5 y K6 respectivamente). A pesar de que la técnica de *Quick Look* no sugiere la presencia de intervalos

fracturados para la formación K4, en esta unidad se presentaron importantes pérdidas de lodo durante la perforación acompañadas de manifestaciones fuertes de aceite y gas que pueden estar asociadas a intervalos fracturados. En la Figura 8 se corrobora la presencia de fracturas en la formación K6 mediante técnicas directas (núcleos).

En el intervalo de profundidad 1980-1990' pies del pozo Nfi - 2 se sugiere la presencia de un intervalo fracturado en el cretáceo, en el cual se reporta aceite de 30.1°API y fuertes manifestaciones de gas. Además, en este pozo se obtuvo una producción inicial de 28 BAPD de cuatro intervalos del Cretáceo superior entre 2011 y 2106 pies.

Otro posible intervalo fracturado se interpreta en el pozo QR-1 entre 9.140 - 9.400 pies hacia el tope de la Unidad K1, el cual muestra buenas posibilidades de presencia de hidrocarburos según el *crossplot* de resistividad.

Area 3

En el sector norte de la cuenca se reporta la existencia de importantes intervalos fracturados en las formaciones K6 y K1, los cuales pueden ser correlacionados a lo largo del sector y corresponden con manifestaciones de gas y aceite en la Unidad K1. Además, en este estudio se encontraron intervalos fracturados en el pozo Ban-1 en la Formación K1 con manifestaciones de aceite y gas. Para este pozo existen evidencias directas durante la perforación de la existencia de fracturas en la Formación K1 (4560-5207 pies) asociadas a una falla inversa presente a 4860 pies, aunque durante las pruebas de Formación se encontraron bajas permeabilidades.

Los estudios realizados por la compañía perforadora del pozo Tac-1, confirman la existencia de importantes intervalos fracturados en el cretáceo. Como se muestra en la Figura 9, dos de los segmentos identificados por el método como fracturados, corresponden a los intervalos productores de este pozo. Además, la presencia de fracturas fue confirmada por los corazones de este pozo (Figura 10).

Figura 7. Identificación de fracturas mediante el método Quick Look Pozo Nñi - 1. Algunas manifestaciones de gas y pérdidas de lodo están asociados a posibles intervalos fracturados en este pozo.

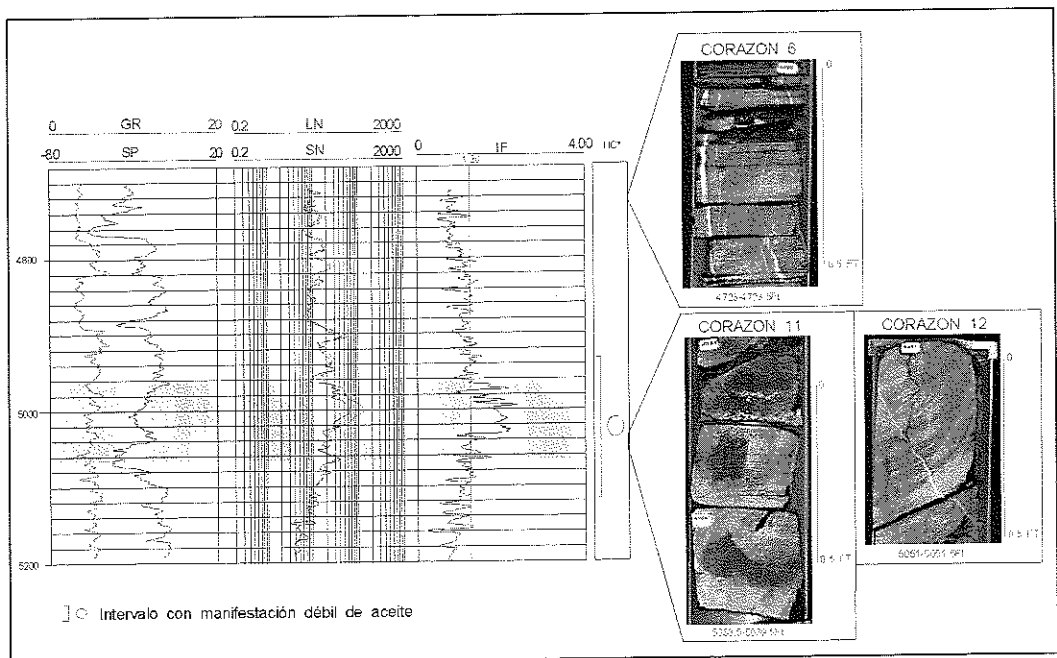
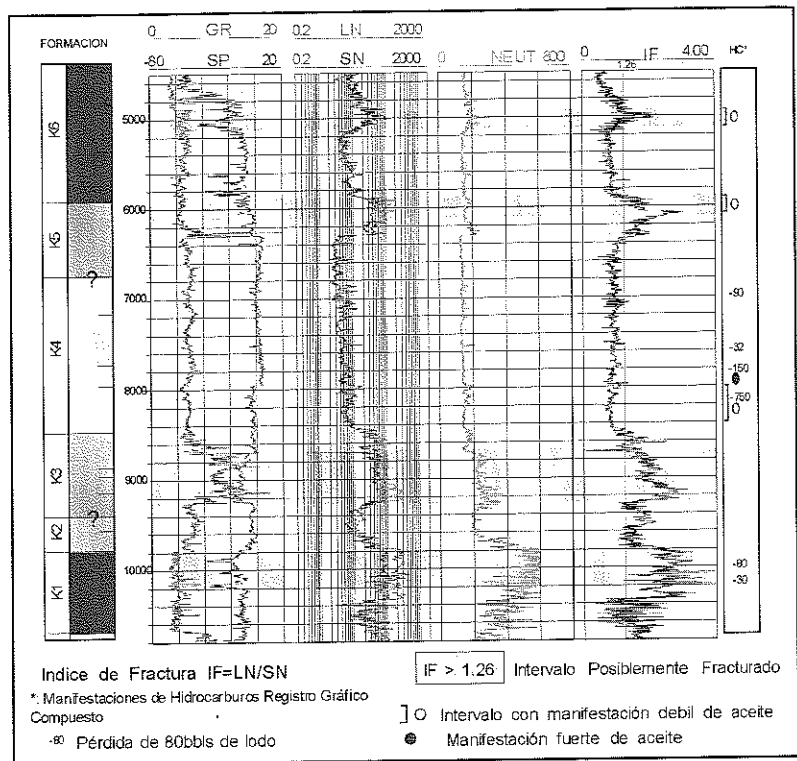


Figura 8. Detalle de Intervalos Fracturados en la Unidad K6 del pozo Nñi - 1. Nótese que los corazones 11 y 12 corroboran la presencia de fracturas en el intervalo identificado con el método *Quick Look* reflejado por la separación positiva de las curvas de resistividad profunda y somera ($IF > 1.26$, Sector amarillo). En los sectores 5026-5027 y 5032-5033 pies del Corazón 10 también se presentan intervalos fracturados. Este intervalo fracturado mostró manifestaciones de gas durante la perforación.

Figura 9.

Identificación de fracturas mediante el método *Quick Look* combinado con otros estudios del Pozo Tac-1. Los intervalos productores corresponden a sectores fracturados. Además, nótese la buena correlación entre los intervalos fracturados identificados por las diferentes técnicas, lo cual valida los métodos indirectos de detección de fracturas. Las irregularidades del hueco (perfil HDAR, Hole Diameter from Area) dificultan la interpretación de fracturas en la Formación K4.

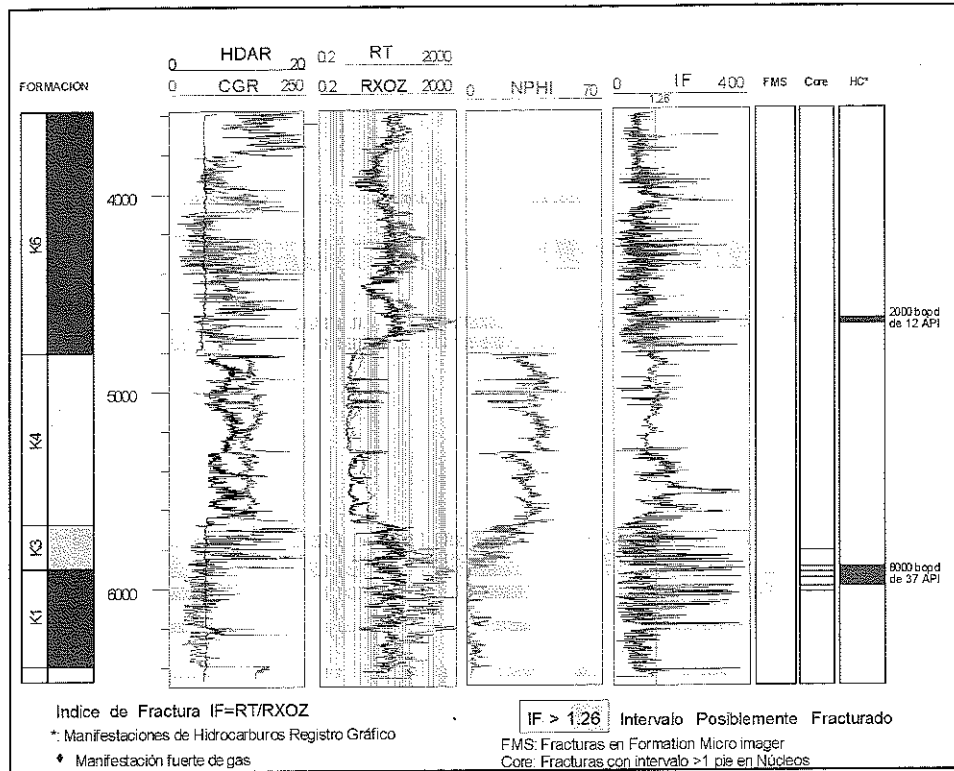
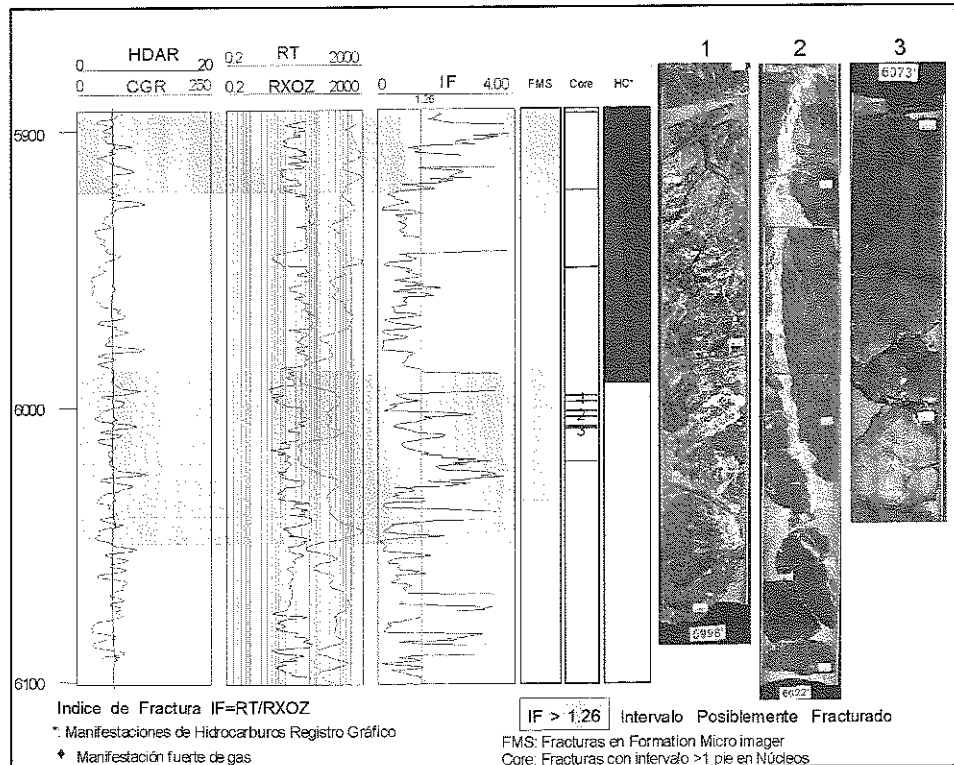


Figura 10.

Detalle de algunos intervalos fracturados en la Formación K1 del Pozo Tac-1. La información de corazones e imágenes FMS valida las interpretaciones de intervalos fracturados realizadas a partir de registros de pozo.



Conclusiones y Recomendaciones

- Se concluye que el uso de técnicas indirectas de identificación de fracturas (registros de pozo, datos de producción, pérdidas de filtrado de lodo, etc.) pueden constituir una herramienta práctica, útil y económica como primera aproximación exploratoria en la localización de objetivos no convencionales (YNF) en las cuencas colombianas.
- Las interpretaciones realizadas, al igual que las manifestaciones de hidrocarburos reportadas sugieren un buen potencial almacenador para el cretáceo de la cuenca estudiada. Ello se evidencia mediante propiedades petrofísicas mejoradas por eventos tectónicos, lo cual se podría traducir en grandes oportunidades de hallazgo de reservas.
- Debido a que gran parte de las unidades Cretácicas de la cuenca la constituyen rocas calcáreas, las cuales generalmente no presentan porosidad y permeabilidad primaria favorable para la acumulación de hidrocarburos, es necesario enfocar esfuerzos en la búsqueda de intervalos con propiedades petrofísicas mejoradas por efectos secundarios que aumenten su potencial almacenador.
- Se sugiere adelantar trabajos de corrección de registros para aquellos pozos ubicados en áreas de interés, con el fin de corroborar la existencia de las anomalías interpretadas en este estudio, evitando interpretaciones erróneas debidas a irregularidades del hueco, espesores de estratos, invasión de lodo, etc.

Referencias

- Aguilera, Roberto, 1980. Naturally Fractured Reservoirs. PennWell Books, Tulsa, Oklahoma. 703p. Ubicación CIT 212.37 A334.
- Aguilera, Roberto, 1995. Naturally Fractured Reservoirs. PennWell Books, Tulsa, Oklahoma. Second Edition 600p.
- Aguilera, Roberto. 1998. Geologic Aspects of Naturally Fractured Reservoirs. Tulsa, The Leading Edge, August. Vol. 17, Issue 12. P. 1667-1671. www.edge-online.org
- Asquith, G. and Gibson, C., 1982. Basic Well Log Analysis for Geologist. The American Association of Petroleum Geologist, Methods in Exploration Series, Tulsa, Oklahoma. 216 p. Ubicación CIT 212.74 A768.
- 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.
- Pirson, 1977. Geologic Well Log Analysis. Gulf Publishing Company. Pp 191-215.
- Suau, J. And Gartner, J., 1986. Fracture Detection from the Logs. En Recopilación de Artículos CIT: Evaluación y Detección de Fracturas 212.75 E814.

Autor:

JAIRO PLATA

jplata@ecopetrol.com.co

Geólogo egresado de la Universidad Industrial de Santander, candidato a MSc en Ingeniería de Hidrocarburos en la UIS. Su proyecto de investigación se enfocó a la caracterización de yacimientos naturalmente fracturados. Ha laborado en la División de exploración del ICP como contratista en proyectos de estratigrafía, sedimentología e interpretación sísmica 2D y 3D.