

# METODOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Ingrid Tatiana Cabrejo<sup>1</sup>, Edgar Pineda<sup>2</sup>, Ricardo Gomez<sup>3</sup>, Diego Castellanos<sup>4</sup>, et all.

## RESUMEN

La metodología diseñada se enfoca a la caracterización de la roca en cuanto a su calidad como reservorio, heterogeneidad, evidencias de fracturamiento y acumulación de hidrocarburo, con el fin de determinar e identificar propiedades en un sistema gobernado netamente por matriz, por fractura ó una combinación de las dos, empleando registros de pozo y propiedades medidas sobre núcleos. A partir de la diferenciación de litotipos y su caracterización como un sistema fracturado, se identificó cuándo un registro está afectado ó influenciado por fracturas, evitando interpretarlas erróneamente cuando un comportamiento se deba a factores intrínsecos del principio físico de medida y/o a las condiciones operacionales de adquisición de los registros.

Conociendo cuáles registros y qué modelos matemáticos favorecen la identificación de litotipos y la determinación de propiedades de matriz- fractura se construyó un modelo petrofísico y una metodología basada en la integración roca-registro.

**Palabras claves:** Petrofísica de Fracturas, Yacimientos Naturalmente fracturados, Amarre Roca-Registro

## ABSTRACT

The designed methodology focuses on rock characterization and its quality as a reservoir, heterogeneity, evidence on fractures and hydrocarbon storage, in order to determine and to identify properties in a system governed purely by matrix, by fracture or a combination of both, using well logs and properties measured on cores. From the differentiation of lithotypes and its characterization as a fractured system, was able to identified when a log is affected or influenced by fractures, avoiding wrong interpretations when a behavior is due to intrinsic factors to the physical principle of measurement and / or operating conditions of log acquisition.

Knowing what logs and which mathematical models apply to the identification of lithotypes and determination of matrix-fracture properties, petrophysical model and a methodology based on rock-log integration was created.

**Keywords:** fracture petrophysics, natural fractured reservoirs, rock-log link.

---

1. M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos. Instituto Colombiano del Petróleo ECOPETROL S.A. Bucaramanga. Colombia. E- mail: ingrid.cabrejo@ecopetrol.com.co

2. Geólogo. Instituto Colombiano del Petróleo. Bucaramanga. Colombia E- mail: edgarra.pineda@ecopetrol.com.co

3. Geólogo. Instituto Colombiano del Petróleo. Bucaramanga. Colombia E- mail: ricardoandres.gomez@ecopetrol.com.co

4. Ingeniero de petróleos. NATFRAC. Bucaramanga. Colombia E- mail: diegoandrescas@yahoo.com

## INTRODUCCIÓN

La Formación evaluada, se depositó en un ambiente de isla barrera, donde el principal aporte se asocia a eventos transgresivos y cortos periodos regresivos, que aportan gran contenido de material calcáreo. Las areniscas de esta formación se encuentran rodeadas de pequeños parches de areniscas altamente cementadas con calcita, producto de procesos diagenéticos que generan propiedades petrofísicas de matriz que no superan las porosidades y permeabilidades de 5% y 3 mD respectivamente. Estos pequeños parches, identificados en los núcleos de dos de los pozos del campo T-2 y T-3 no evidencian espesores mayores a 30 cm y no tienen una continuidad lateral considerable; sin embargo, son las rocas que presentan el mayor fracturamiento visible a través de todo el núcleo. Las areniscas productoras en el campo, de mayor espesor y continuidad, con manchas de hidrocarburo notablemente visibles, presentan porosidades y permeabilidades del orden de 12-24% y 28-750 m en promedio; en estas areniscas, el almacenamiento y capacidad de flujo las provee principalmente la matriz.

El análisis de los registros en este campo, fue una de las principales herramientas para caracterizar las areniscas

en estas formaciones, su intervención comenzó desde la definición de electro facies a través de análisis clúster y redes neuronales hasta la determinación de la intensidad de fracturamiento a través del campo y la cuantificación de propiedades petrofísicas de fractura y matriz; junto con evaluaciones geológicas y análisis directo sobre los núcleos, los cuales, permitieron corroborar entre sí la veracidad de dichas interpretaciones.

Este documento presenta la metodología empleada para la caracterización de las fracturas presentes en la formación.

Este estudio permitió concluir que al enfrentarse a un Yacimiento Naturalmente Fracturado (YNF) cada metodología tiene sus limitaciones y no todas son válidas para determinados tipos de litologías, familias, dirección de fracturas y tipos de herramientas corridas en los pozos, por citar algunos ejemplos. Por ende, cada campo debería tratarse como un proyecto de investigación independiente y ser altamente cuidadoso al aplicar técnicas y metodologías preexistentes. Apoyarse en las evidencias que muestran los núcleos fue la herramienta más útil en el momento de validar la veracidad de una metodología ó técnica aplicada.

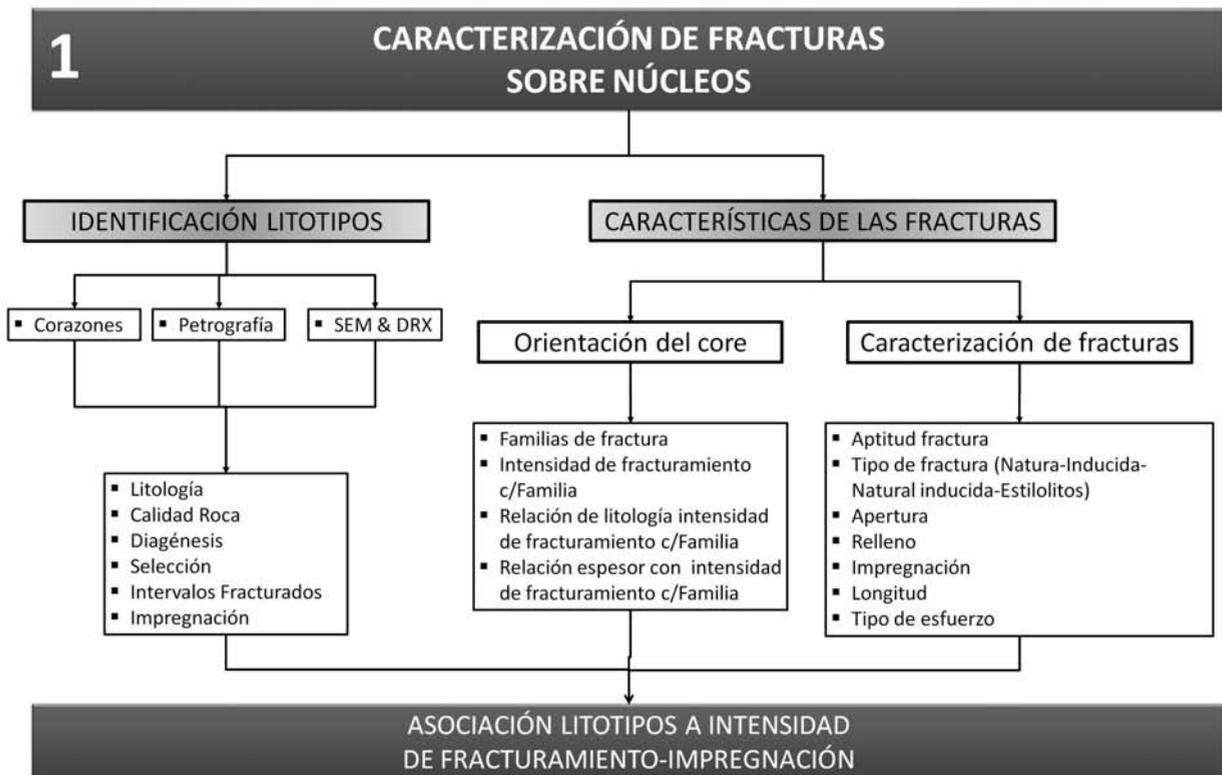


Figura 1. Fase I, metodología para caracterización petrofísica de YNF, Caracterización de calidad de roca y Fracturas sobre Núcleos

## METODOLOGÍA PARA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE YNF

### FASE I. CARACTERIZACIÓN DE CALIDAD DE ROCA Y FRACTURAS SOBRE NÚCLEOS

En la Figura 1, se presenta un esquema de la Fase I de la metodología, la cual se divide en dos etapas principales: un primer paso que consiste en la identificación de litotipos sobre los núcleos, el cual permite determinar características como: litología, calidad de roca (porosidad, permeabilidad), procesos diagenéticos que hayan alterado la calidad inicial de la roca, sorting, intervalos fracturados, su asociación a cada litotipo y finalmente el grado de impregnación. Estos parámetros llevarán a concluir: 1) litotipos que almacenan el hidrocarburo (HC), 2) diferenciación

de litotipos con capacidad de flujo y almacenamiento a través de la matriz y/o fractura y, 3) litotipos con mayor susceptibilidad al fracturamiento, relaciones de susceptibilidad al fracturamiento en función del espesor de capa ó el contenido calcáreo, como fue el caso en el campo de estudio.

El segundo paso de esta primera fase, corresponde a la caracterización de fracturas observadas sobre núcleos, la cual se basó en la metodología diseñada por Ortiz en el 2000. Esta metodología consiste en la diferenciación del tipo de fractura y definición de características como apertura, relleno, impregnación de HC, longitud, dirección e intensidad de fracturamiento principalmente, para determinar el efecto real de las fracturas sobre la capacidad de flujo de cada litotipo, la saturación y tipo de fluido que está aportando. De manera general, la Figura 2 muestra los parámetros evaluados.

PROFUNDIDAD		NOMBRE FRACTURA	TIPO DE FRACTURA	No. DE FRACTURAS	No. DE FRACT. NAT	TIPO DE ESFUERZO	APERTURA Y RELLENO	LONG RANGO
DE	A							
5998	5999	ND 52	1	3		ND	1	5
5998	5999	C29	1	1		2	NA	3
5999	6000	C28	1	4	4	2	1	3 y 5

(mm)	APERTURA RANGO	(mm)	PERFIL FRACTURA	MORF PARED	APTITUD FRACTURA	FACIES	IMPREG	OBSERVACIONES
30 - 40	7		2					
110	NA	NA	1	1	40°		X	25 mm de espaciamiento.
30 - 120	6	1 - 2	3	2	70°		X	10 - 30 mm de espaciamiento.

TABLA DE PARÁMETROS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE FRACTURAS - PARAMETROS Y CLASIFICACIONES						
<b>Tipo de Fractura</b>	1. Natural 2. Inducida 3. Natural - Inducida 4. Estilolitos	<b>Tipo de Esfuerzo</b>	1. Tensión 2. Compresión 3. Cizalla	<b>Apertura y Relleno</b>	1. Abierta 2. Cerrada 3. Rellena	4. Parcialmente Rellena 5. Parcialmente Abierta 6. Puentes Cristalinos
<b>Medida de Longitud</b>	1. > 50 cm 2. 25.01 - 50 cm 3. 10.01 - 25 cm	4. 5.01 - 10 cm 5. < 5 cm	<b>Medida de Apertura</b>	1. > 1 cm 2. 5.01 mm - 1 cm 3. 4.01 - 5 mm 4. 3.01 - 4 mm	5. 2.01 - 3 mm 6. 1.01 - 2 cm 7. < 1 mm 8. No observable	
<b>Perfil de la fractura</b>	1. Recto 2. Sinuoso 3. Dentado		<b>Morfología de la pared</b>	1. Uniforme 2. Rugosa 3. Estriada		

Figura 2. Metodología para caracterización de fracturas, Tomado de Ortiz, ICP 2000

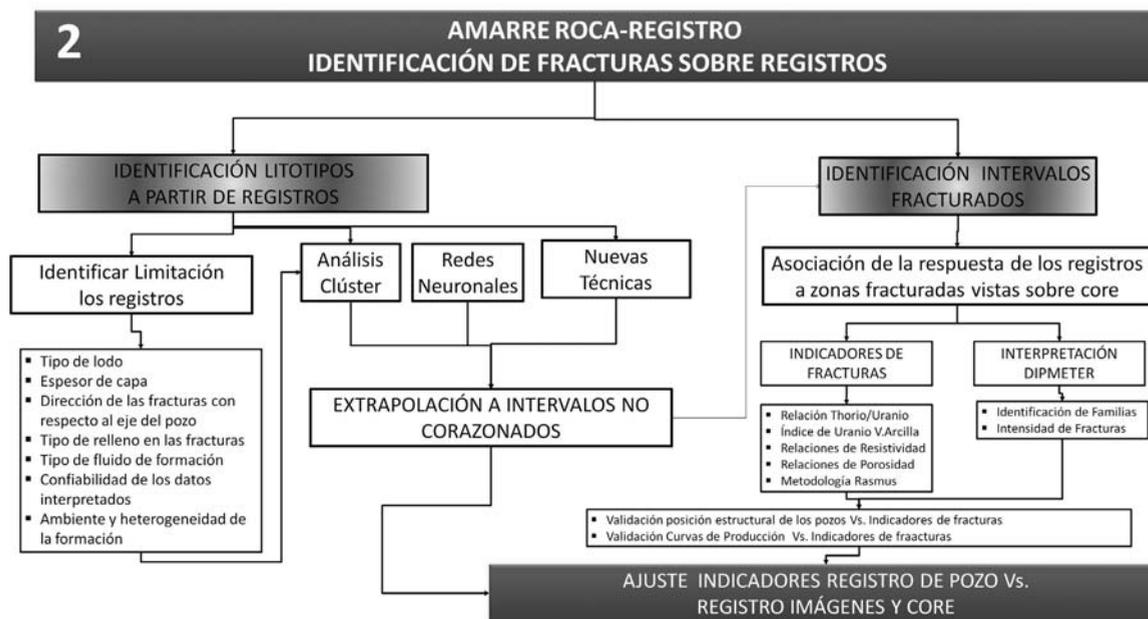
**FASE II. AMARRE ROCA REGISTRO- IDENTIFICACIÓN DE FRACTURAS A PARTIR DE REGISTROS DE POZO**

Después del análisis sobre núcleos, es clara la necesidad de representar las observaciones realizadas sobre los núcleos a los intervalos y pozos no corazonados. Para este fin, esta segunda fase, se detalla en la Figura 3, involucra cuatro etapas:

- 1) La identificación de las limitantes para extrapolar los litotipos a partir de los registros de pozo, como resolución vertical, tipo de lodo y tipo de herramientas, entre otros.
- 2) Extrapolación de litotipos a intervalos no corazonados por medio de análisis clúster, redes

neuronales ó nuevas técnicas que faciliten el amarre roca registro.

- 3) Aplicación de las diferentes metodologías para la identificación de fracturas que actualmente existen en la industria, como la combinación de los registros de porosidad, resistividad y Gama Ray espectral para identificar zonas de mayor o menor intensidad de fracturamiento y para encontrar indicadores que puedan ser correlacionables con propiedades de fractura como la permeabilidad.
- 4) Habiendo identificado las zonas potencialmente fracturadas a partir de registros, la validación de estos resultados con respecto a la posición estructural de los pozos, las curvas de producción, los registros dipmeter e imágenes y desde luego los núcleos, es el paso final en la fase número 2.

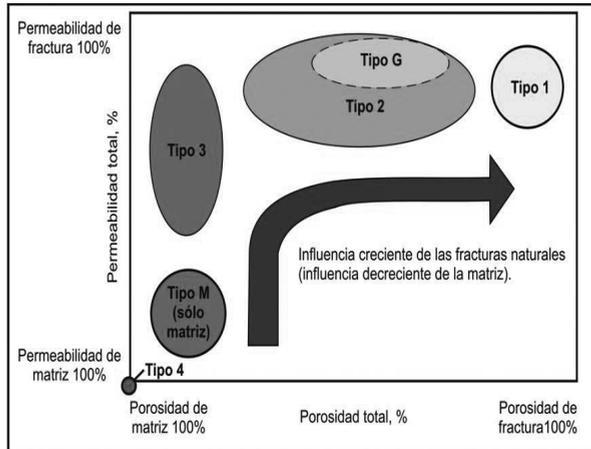


**Figura 3.** Fase II, metodología para caracterización petrofísica de YNF, Amarre Roca Registro-Identificación de fracturas a partir de registros de pozo

**FASE III. DETERMINACIÓN DEL IMPACTO DE LAS FRACTURAS SOBRE EL YACIMIENTO PARA CADA LITOTIPO**

De acuerdo a la respuesta dada por los registros y a la observación sobre núcleos, es posible determinar cuál es el impacto de las fracturas sobre la producción del campo. Basado en la caracterización de YNF realizada por Nelson en el 2000, (Figura 4), es posible agrupar los litotipos identificados sobre núcleos, de acuerdo al impacto que las fracturas tienen sobre la acumulación y producción de hidrocarburos, así: En

yacimientos tipo I, las fracturas proveen la capacidad de flujo y almacenamiento de la roca; en YNF tipo II, hay un aporte de la porosidad a través de la matriz, sin embargo, la permeabilidad de la roca se da únicamente por las fracturas; en los YNF tipo III, la matriz aporta la capacidad de almacenamiento de la roca, presenta buenas permeabilidades de matriz pero hay fracturas que potencializan la capacidad de flujo del sistema. Finalmente el Yacimiento Tipo IV, corresponde a un sistema donde la matriz provee porosidad y permeabilidad en el sistema, su modelamiento es como un yacimiento convencional.



**Figura 4.** Fase III, metodología para caracterización petrofísica de YNF. Tomado de Oilfield Review, “The Nature of Naturally Fractured Reservoirs”, Tom Bratton, Denver Colorado.

#### FASE IV. MODELAMIENTO PETROFÍSICO

De acuerdo al tipo de yacimiento seleccionado para cada litotipo, pueden ser aplicados tres escenarios de modelamiento petrofísico: a) sistema gobernado principalmente por la matriz, YNF tipo 3-4; b) Sistemas donde tanto la matriz como las fracturas aportan al almacenamiento y a la producción de HC, YNF tipo 2-4; y c) Sistemas donde las fracturas predominan en el flujo y almacenamiento de HC, YNF tipo 1. En la Figura 5 se representa el flujo de trabajo y las propiedades que deben ser determinadas en el modelamiento petrofísico para cada tipo de yacimiento.

**Yacimientos Tipo 1.** La Porosidad de Fractura en estos sistemas, se puede determinar a partir de los registros de resistividad laterolog, como una función de la invasión de la roca. Boyeldieu y Winchester (1982), propusieron la Ecuación 1, la cual es aplicable bajo las siguientes condiciones:

1. El sistema de fracturas es detectado por las dos resistividades como un sistema en paralelo con la formación compacta y no fracturada
2. No hay invasión de la parte no fracturada en la formación, ésta se da solamente en la red de fracturas.
3. La invasión en las fracturas no es total, pero debe ser tal, que la resistividad profunda lea la zona virgen, y la resistividad corta la zona lavada. Si las pérdidas de circulación durante la perforación son bajas, la apertura de las fracturas es pequeña y el proceso de invasión no debió ser tan alto por la generación de torta de lodo en la fractura; en el caso contrario, altas

pérdidas de fluido, no presentarán lecturas adecuadas de la zona virgen, incurriendo en reducción de la porosidad calculada.

$$\phi_f = \sqrt[m]{R_{mf} (C_{LLS} - C_{LLD})} \quad (1)$$

En cuanto a la Permeabilidad de Fractura se han propuesto varios modelos por diferentes autores como función de relaciones de espesor, apertura y longitud de fracturas (medidos sobre corazones ó registros de imágenes) y a partir de un análisis especial de pruebas de presión. Sin embargo, las medidas de apertura no son representativas del yacimiento pues no contempla la reducción de la compresibilidad generada por esfuerzos in-situ, resultando en valores extremadamente altos de permeabilidad, y fuera del rango encontrado en pruebas de presión, en el caso del campo de estudio. Las mediciones de permeabilidad sobre muestras de diámetro completo, son la opción ideal para correlacionar y extrapolar esta propiedad de la misma forma como se hace para yacimientos convencionales. Sin embargo, además de los altos costos de obtención de estas muestras, muchos de los campos en etapa de desarrollo no cuentan con estas mediciones.

Dada esta incertidumbre, se propone una metodología para obtención de la permeabilidad de fractura a partir de mediciones con el equipo de permeabilidad de sonda sobre muestras lavadas de núcleos. Con estas mediciones se obtuvo una tendencia de la permeabilidad en el sistema, seleccionando muestras donde la medida encontrada fuese correlacionable y extrapolable con los registros de pozo y las pruebas de presión. Entre los parámetros tenidos en cuenta para una adecuada extrapolación a intervalos no corazonados se encuentran:

1. Seleccionar los datos de muestras con espesores que coincidan o estén cerca de la resolución vertical de las herramientas de resistividad (LLD-LLS =1ft), con el fin de evitar que la lectura del registro se vea afectada por el efecto de permeabilidad de litotipos gobernados por la matriz.
2. Que las fracturas deben cortar la cara del pozo, para asegurar la aplicabilidad del indicador de resistividad como herramienta para extrapolar la permeabilidad a pozos no corazonados.
3. Hacer mediciones entre los límites de capa, límites de capa y presencia de fracturas, a través de la fractura, fractura- matriz y sólo matriz; con el fin de representar la heterogeneidad de esta propiedad en el medio, y corroborarla con las pruebas de presión las cuales calculan indirectamente la permeabilidad promedio del área bajo estudio.



En cuanto a la saturación de agua en las fracturas, Aguilera en 1995, propuso la Ecuación 3, para determinar la saturación de agua en el sistema como una función del corte inicial de agua y las viscosidades de los fluidos presentes en el yacimiento, debido a que la producción inicial de los pozos está asociada principalmente a los fluidos contenidos en las fracturas.

$$S_{wf} = \frac{\mu_w * WOR}{B_o * \mu_o + \mu_w * WOR} \quad (2)$$

**Yacimientos Tipo 2.** Para estos sistemas, donde hay un aporte compartido entre el sistema matriz y las fracturas, es necesario determinar, cual es el aporte de las fracturas al sistema. Para este fin, el Coeficiente de Partición representa el porcentaje del volumen poroso que está asociado a la matriz y a las fracturas como función de la porosidad (Ecuación 3).

$$v = \frac{\phi_t - \phi_m}{\phi_t (1 - \phi_m)} \quad (3)$$

La Porosidad de Fractura, se puede determinar como función del coeficiente de partición, la porosidad total del sistema y la porosidad de la matriz ó porosidad intergranular, a partir del registro densidad y sónico respectivamente (Ecuación 4).

$$\phi_f = \phi_t * v \quad (4)$$

Entre otros modelos evaluados y comúnmente usados para determinar porosidad secundaria, se encuentra la diferencia entre las porosidades calculadas por los registros densidad-neutrón y el registro sónico. Esta diferencia representa la diferencia entre porosidad total y porosidad primaria respectivamente; sin embargo, esta porosidad podrá asociarse a fracturas si se conoce que no hay otro tipo de porosidad secundaria en el sistema. Otro de los eventos que pueden suceder, se relaciona con el hecho que la porosidad intergranular (sónico) sea mayor a la porosidad total (Densidad); según Aguilera en 1995, esto puede darse cuando las fracturas presentes en la cara del pozo son horizontales ó de bajo ángulo con respecto al eje del mismo porque físicamente la onda viajará a través de la fractura antes de chocar con las paredes de la misma y luego retornar, incrementando su tiempo de viaje<sup>4</sup>.

Otro de los parámetros que se deben determinar cuidadosamente en este tipo de yacimientos, corresponde al Exponente de Cementación (m), el cual es de gran importancia por el impacto que tiene su magnitud en la determinación de la saturación de agua. La Figura 6, es

una representación del error que puede obtenerse si m no se define adecuadamente. En YNF las porosidades generalmente son menores al 2%, nótese que hacia este sector se presentan los mayores errores.

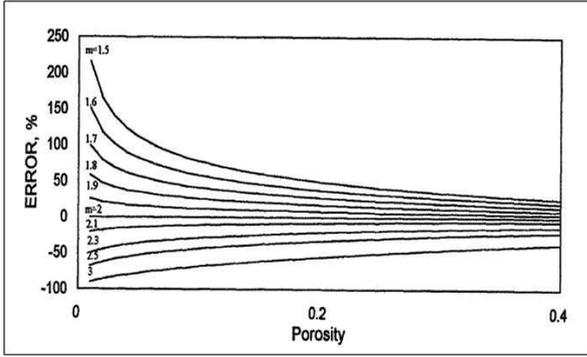
Adicionalmente el exponente de cementación está relacionado con la presencia de fracturas y/o cavernas en un yacimiento. En sistemas gobernados por la matriz, este exponente generalmente es igual a 2; para un plano de fractura se demostró que m es igual a 1 y para cavernas, mayor a 2. De acuerdo a esto el grado ó intensidad de fracturamiento está relacionado con este exponente.

Uno de los modelos para determinar el exponente de cementación de las fracturas fue definido por Aguilera en 1995 como función de la porosidad total e intergranular y el coeficiente de partición del sistema; la Figura 7, es una representación de cómo obtener este exponente.

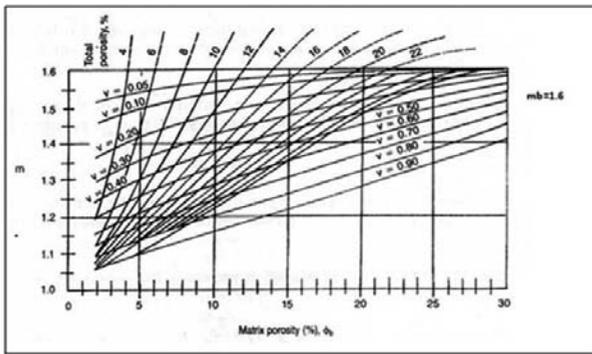
Otro método empleado para la determinación de este coeficiente, se basa en aplicación del crossplot de Pickett, el cual involucra la porosidad efectiva Vs. la resistividad verdadera de la formación  $R_t$  (Figura 8). Con los resultados de las pruebas de formación y la porosidad del intervalo, es posible determinar la pendiente de las líneas de saturación de acuerdo al resultado de las pruebas, la cual representa el valor del exponente de cementación. Las líneas graficadas en esta figura representan posibles valores de m para un Factor litológico Ecuación de Archie y  $R_w$  constantes.

En cuanto a la Permeabilidad del Sistema, la combinación de los datos medidos sobre plugs y los datos medidos a partir de permeabilidad de sonda, pueden ser herramientas que permitan cuantificar y determinar la tendencia de permeabilidad del sistema. Sin embargo, es difícil determinar un método ó técnica aplicable a todos los yacimientos, por lo cual cada caso debe tratarse de acuerdo a la disponibilidad de información y a las características en sí del sistema matriz-fractura.

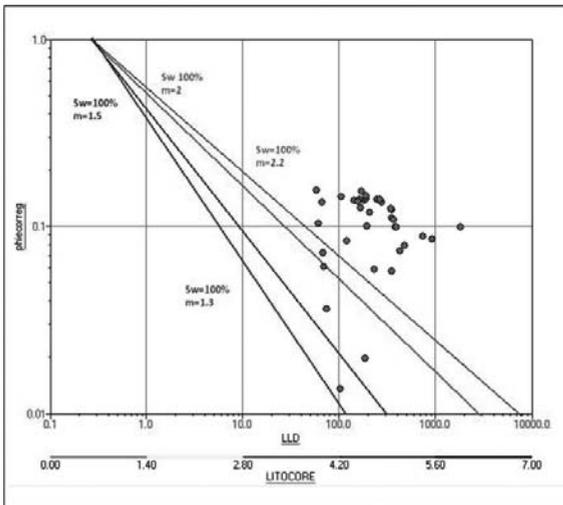
No obstante, la extrapolación de la permeabilidad para los intervalos sin información de núcleos, debe hacerse teniendo en cuenta la dirección de las fracturas con respecto al eje del pozo, esto permitirá determinar cuáles fracturas y cuáles no son identificadas por un tipo u otro de registros. Una vez identificados los tipos de fracturas que pueden ser reconocidos por uno u otro registro, se encontró una correlación entre los indicadores de fractura y la permeabilidad medida sobre núcleos. De este modo podrá extrapolarse la permeabilidad como función de la respuesta de uno de los registros y muy seguramente con la intensidad de fracturamiento.



**Figura 6.** Error en la estimación de reservas debido a la estimación incorrecta de m. Tomado de Tarek Ibrahim. SPE 40038. 1998.



**Figura 7.** Ejemplo cartas para evaluar m en yacimientos naturalmente fracturados para sistemas matriz-fractura. Tomado Naturally Fractured Reservoirs, Aguilera R. Second Edition. 1995



**Figura 8.** Determinación del exponente de cementación a partir de gráficos Pickett.

Para un sistema matriz - fractura, la Saturación de agua puede determinarse como una función de la saturación de agua en las fracturas y en la matriz. Según Hilchie y Pirson en 1961, está saturación puede determinarse a partir de la Ecuación 5.

$$Sw_{total} = vSw_{fractura} + (1 - v) Sw_{matriz} \quad (5)$$

La importancia en la definición de la saturación de agua en las fracturas ( $Sw_f$ ) se debe a que las altas tasas de crudo que se presentan al inicio de la producción de un yacimiento fracturado se asocian principalmente al hidrocarburo almacenado en las fracturas. Basados en la relación inicial agua / petróleo del campo y en las viscosidades del crudo y el agua de formación, es posible determinar la  $Sw_f$  a partir de la Ecuación 2.

**Yacimientos Tipo 3-4.** El modelamiento de los yacimientos tipo 3 debe hacerse como convencionales teniendo en cuenta las características del mismo. Los yacimientos tipo 4, podrán ser trabajados como convencionales si el coeficiente de partición es menor al 15%, es decir que el aporte de las fracturas no es representativo para el sistema de la matriz y por ende para la producción. Cuando este coeficiente sea mayor, este tipo de yacimientos debe trabajarse como un Yacimiento Tipo 2.

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### FASE I. CARACTERIZACIÓN DE CALIDAD DE ROCA Y FRACTURAS SOBRE NÚCLEOS

En el campo de estudio, fueron identificados 8 litotipos, los cuales se clasificaron en tres grupos principales: los litotipos 1 y 2, areniscas de grano fino a grueso con variaciones en el contenido de matriz calcárea, litotipos 3 areniscas altamente cementadas con calcita de baja porosidad y permeabilidad; litotipo 6, corresponde a calizas y los litotipos 4, 5, 7 y 8, correspondiente a areniscas arcillosas, arcillas, lodolitas calcáreas y shales altamente radiactivos respectivamente (Figura 9).

Basados en la metodología de Ortiz, se realizó la caracterización de fracturas naturales sobre núcleos, encontrando, que el mayor porcentaje de fracturas abiertas y el mayor grado de impregnación de HC las presenta el litotipo 3 (Figura 10).

Adicionalmente, se determinó la intensidad de fracturamiento presente en los núcleos encontrando que la mayor intensidad se encuentra en los litotipos

3 y 6. Se generó un registro discreto de intensidad el cual permitió ajustar los resultados obtenidos mediante los registros de pozo, como se muestra en el registro de intensidad en la Figura 11, (Curva azul, núcleos, curva roja, Dipmeter, Curva fucsia, registros resistivos). A pesar de la diferencia de escalas que miden las tres herramientas, la tendencia se mantiene en cada uno de los métodos, dándole validez a los indicadores de fracturas encontrados a partir de los registros en pozos no corazonados.

La observación y análisis de los núcleos permitió determinar el sistema de aporte e influencia de cada litotipo a la producción, los cuales fueron clasificados en tres grupos principales: un grupo donde la matriz provee principalmente la porosidad y permeabilidad del sistema, a éste pertenecen los litotipos 1 y 2, areniscas. El segundo grupo, litotipos 3 y 6, donde las fracturas proveen la capacidad de almacenamiento y flujo de estas rocas; y un tercer grupo, considerado las roca no yacimiento, litotipos 4, 5, 7 y 8. La Figura 12, resume el resultado encontrado y las principales características observadas para cada grupo.

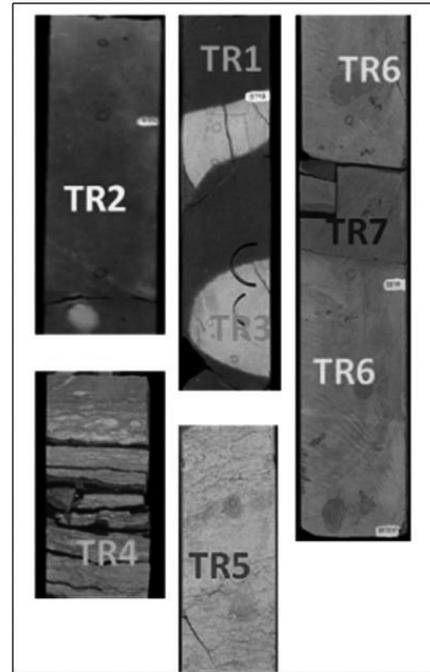


Figura 9. Litotipos identificados sobre los núcleos de los pozos del campo.

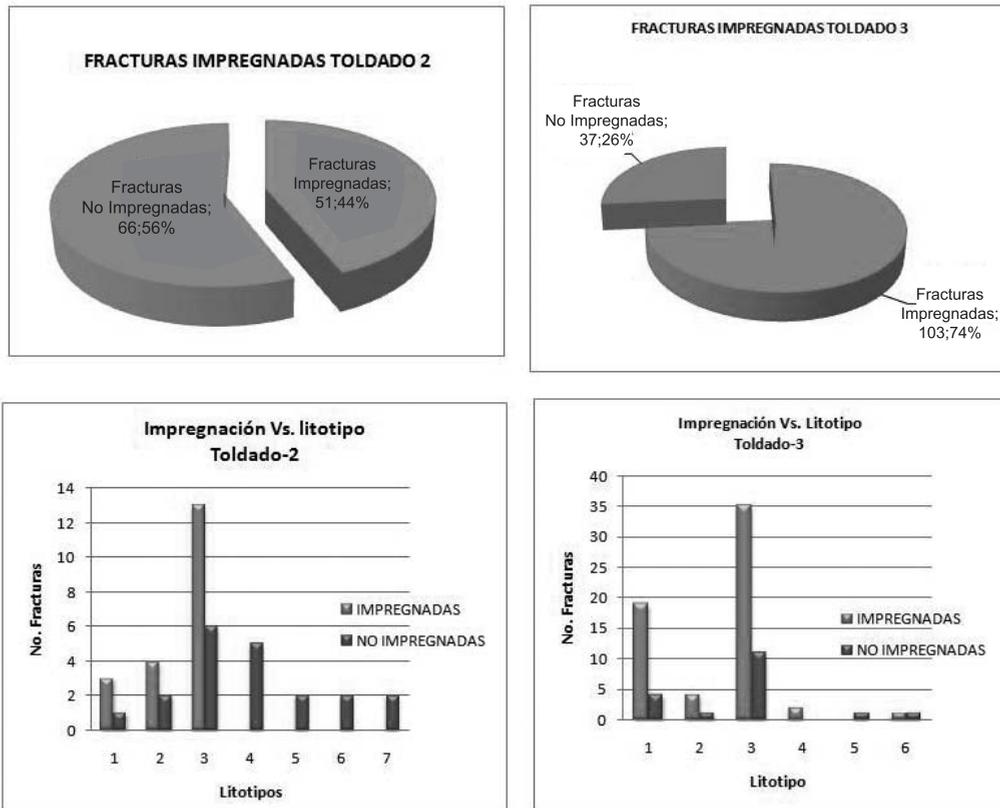


Figura 10. Apertura e impregnación presente en las Fracturas Naturales identificadas sobre núcleos y su asociación a cada litotipo

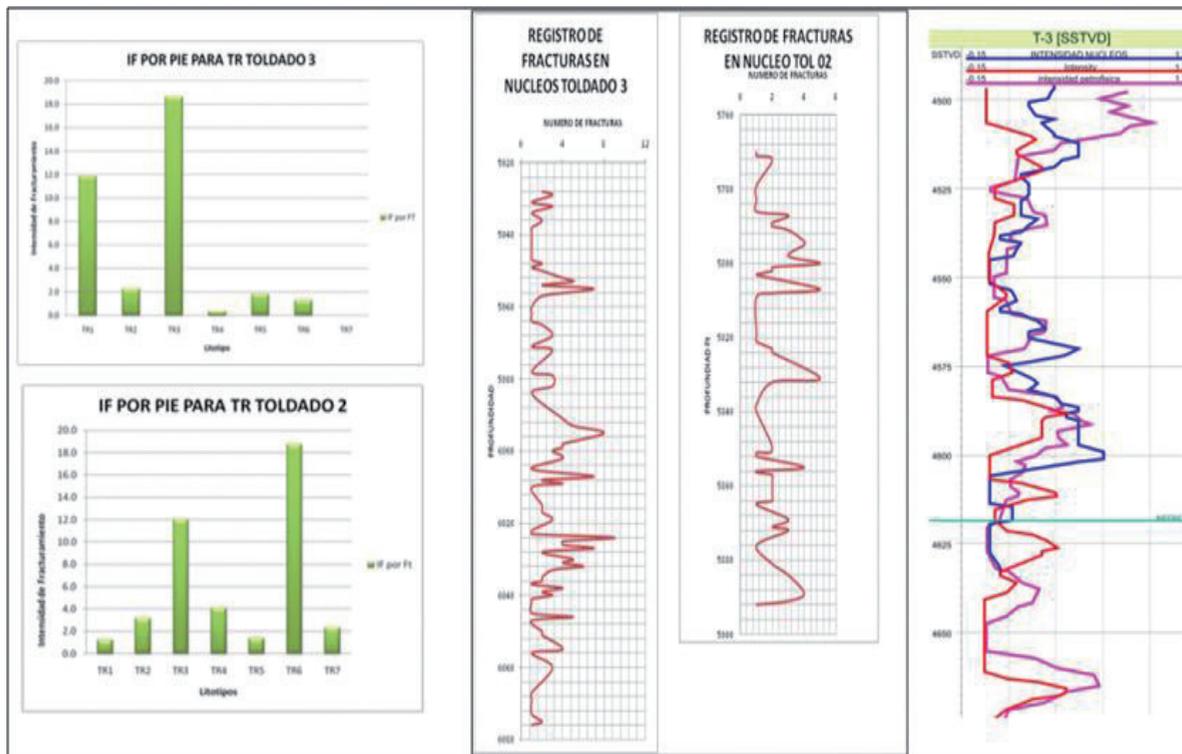


Figura 11. Intensidad de fracturamiento a partir de núcleos, su asociación a cada litotipo y su ajuste con registros Dipmeter y Resistivos



Figura 12. Resumen agrupación de litotipos y características resultado de acuerdo al análisis sobre núcleos

**FASE II. AMARRE ROCA REGISTRO- IDENTIFICACIÓN DE FRACTURAS A PARTIR DE REGISTROS DE POZO**

Se creó un registro discreto de los litotipos observados sobre core y por medio del análisis clúster se lograron diferenciar y extrapolar estos litotipos a los pozos e intervalos no corazonados; la figura 13 muestra un

ejemplo del análisis y el resultado entre la curva de litotipos sobre core y la obtenida a partir de registros.

En cuanto a la identificación de fracturas a partir de registros, se empleó la relación de resistividades presentada en la Ecuación 6. Este IF, mostró un buen ajuste con respecto a la posición estructural de los pozos y a la producción de agua de cada uno de ellos.

$$IF = \frac{LLD}{LLS} \quad (6)$$

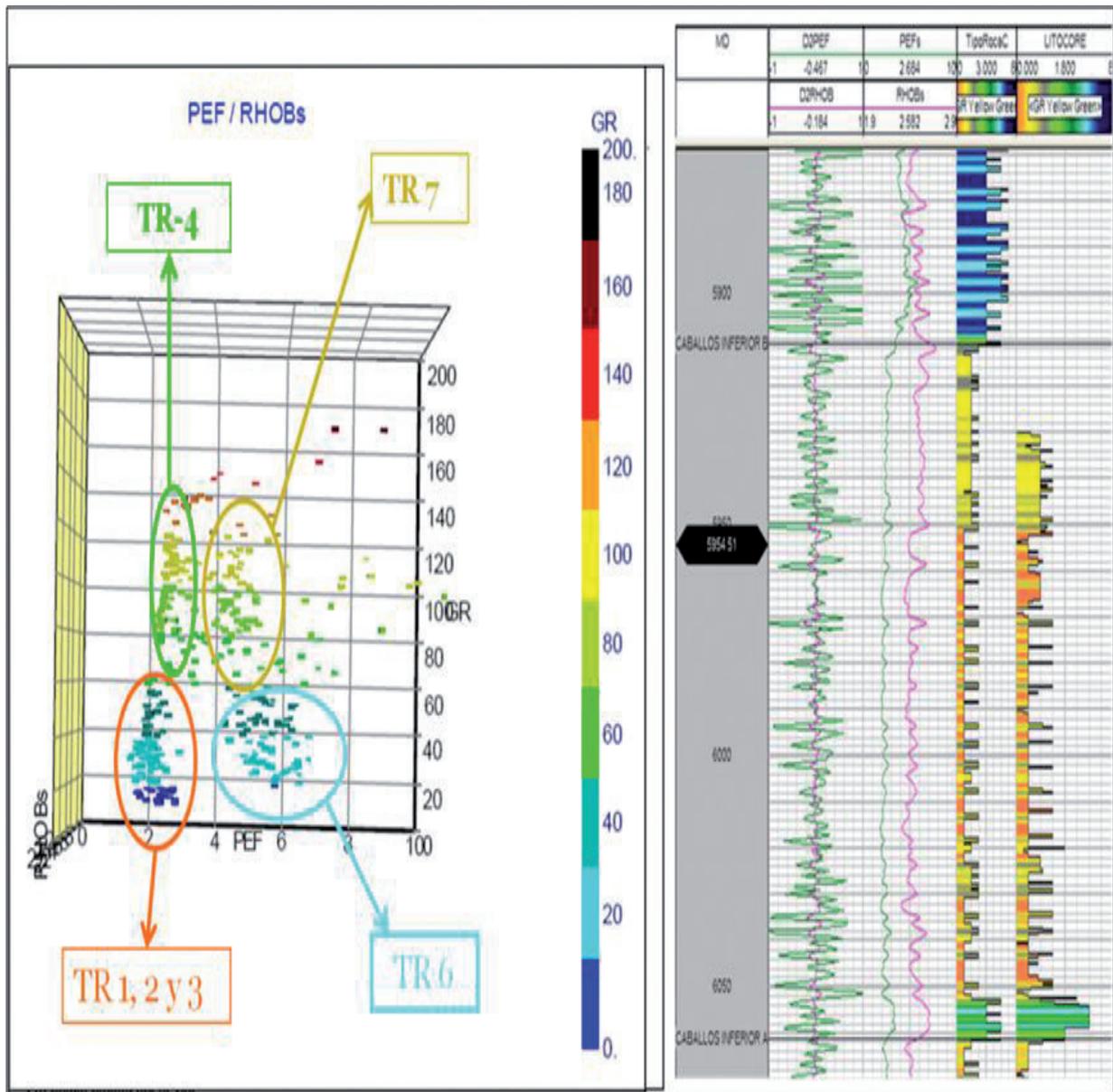


Figura 13. Extrapolación de litotipos a intervalos no corazonados

**FASE III. DETERMINACIÓN DEL IMPACTO DE LAS FRACTURAS SOBRE EL YACIMIENTO PARA CADA LITOTIPO**

De acuerdo a las observaciones realizadas hasta el momento, se determinó modelar los litotipos 1 y 2 como sistemas convencionales, es decir donde la matriz es quien aporta principalmente a la acumulación y producción de HC, pero tiene un incremento en la permeabilidad por la presencia de fracturas, YNF tipo 4. Para los litotipos 3 y 6, se decide modelar como YNF tipo1, donde no hay aporte por la matriz y las fracturas proveen la alta producción inicial de HC y la irrupción y altos cortes de agua posterior a la apertura de los pozos. Los demás litotipos se modelaron como rocas no yacimiento.

**FASE IV. MODELAMIENTO PETROFÍSICO**

Para los litotipos 1 y 2, caracterizados como un YNF tipo 3, se determinó el coeficiente de partición con información tomada de núcleos, el coeficiente de partición fue de 8 y 15% en cada pozo corazonado (Figura 14).

Adicionalmente, se observó, un mantenimiento de la producción de crudo, a pesar de los altos cortes de agua que presentó el campo y que permitieron decidir que para estos litotipos las fracturas no tienen un gran impacto en la producción de HC, por lo cual serían modelados petrofísicamente como yacimientos convencionales.

Para los litotipos 3 y 6, modelados como un YNF tipo 1, se encontraron porosidades de fractura entre el 4 y 6%, y permeabilidades de 70 hasta 3000 mD empleando mediciones de permeabilidad de sonda y extrapolándola como función de un índice de resistividad para los pozos no corazonados, como se muestra en la Figura 15.

Las saturaciones de agua, fueron del 4-6% en la mayor parte de los pozos, exceptuando los pozos que tuvieron irrupción temprana de agua para los cuales la saturación de agua se encuentra entre el 50-60% (T-7 y T-11).

A manera de resumen, la Figura 16 presenta el flujograma de la metodología diseñada, donde se integran cada una de las fases descritas anteriormente.

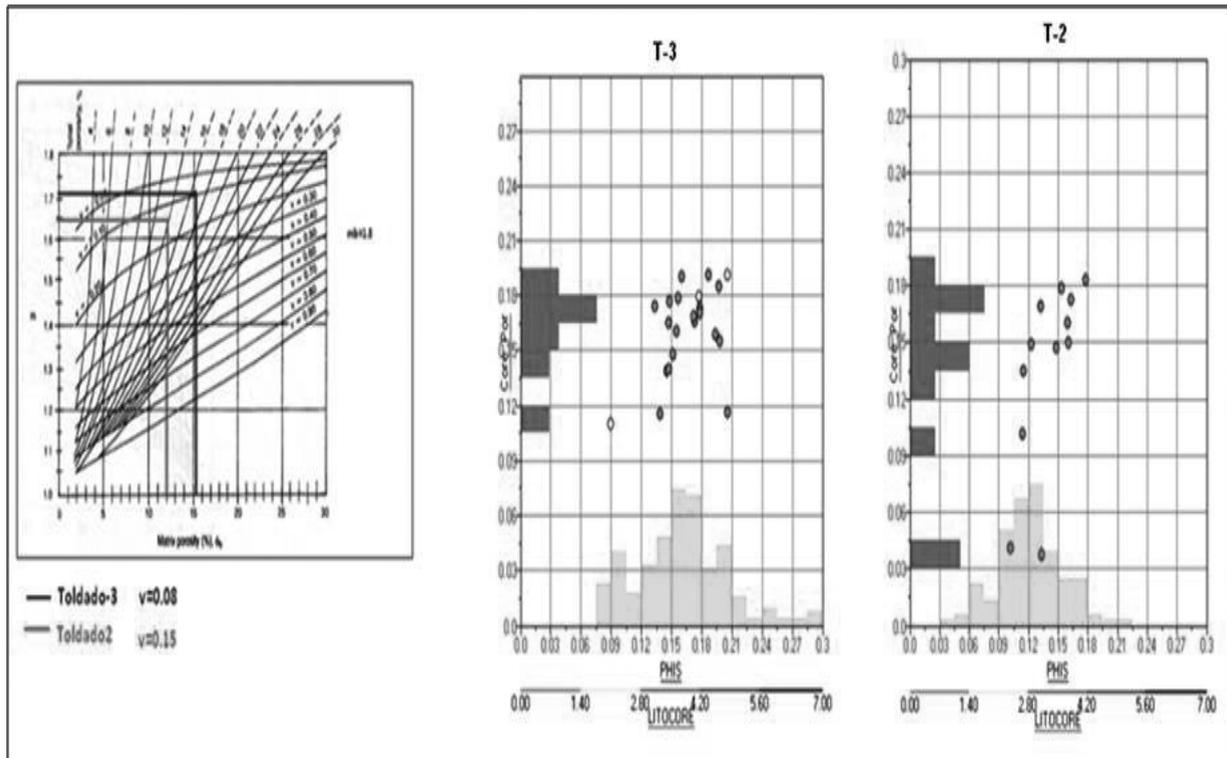


Figura 14. Coeficiente de partición para los litotipos 1 y 2

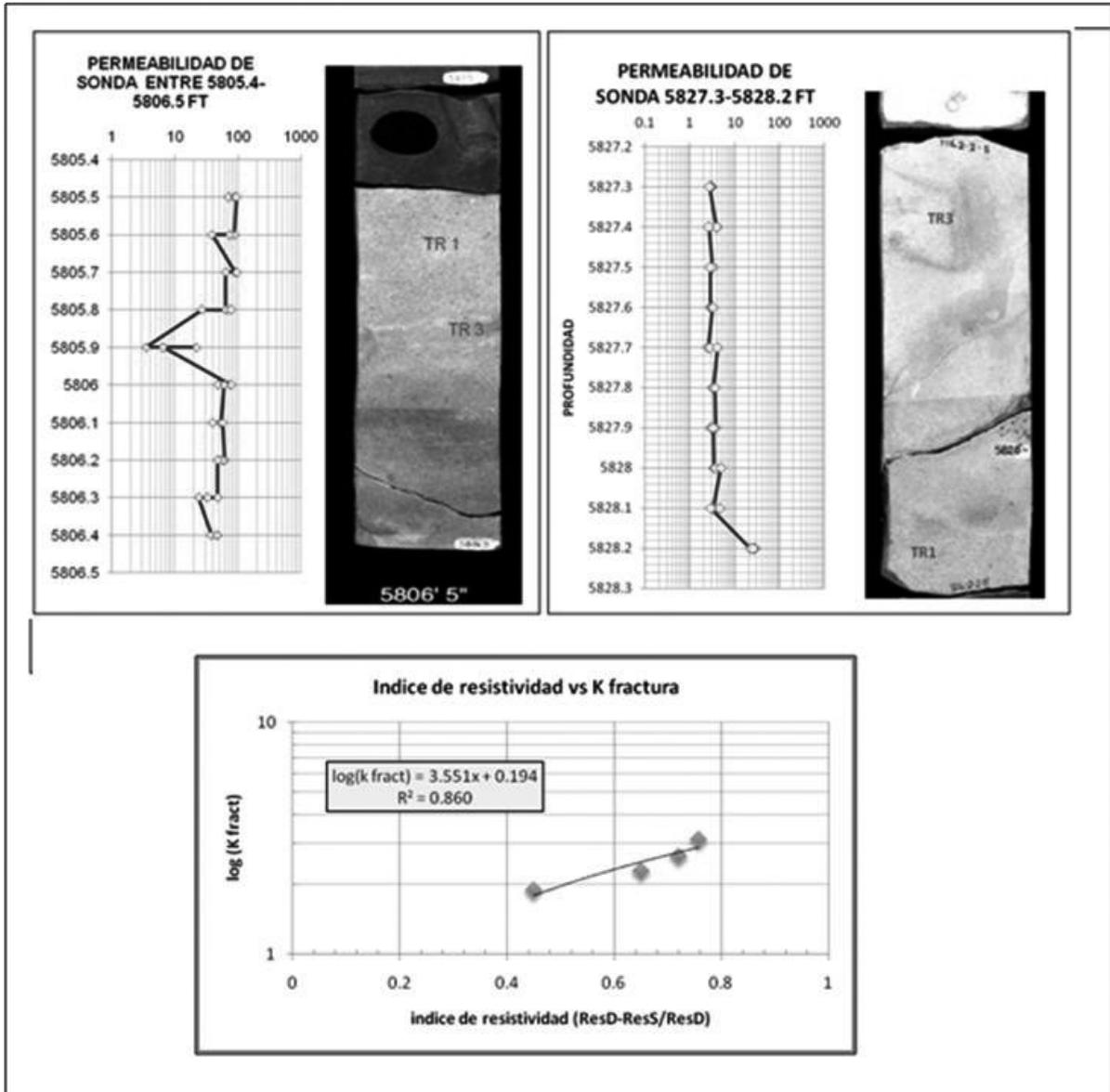


Figura 15. Modelo de permeabilidad

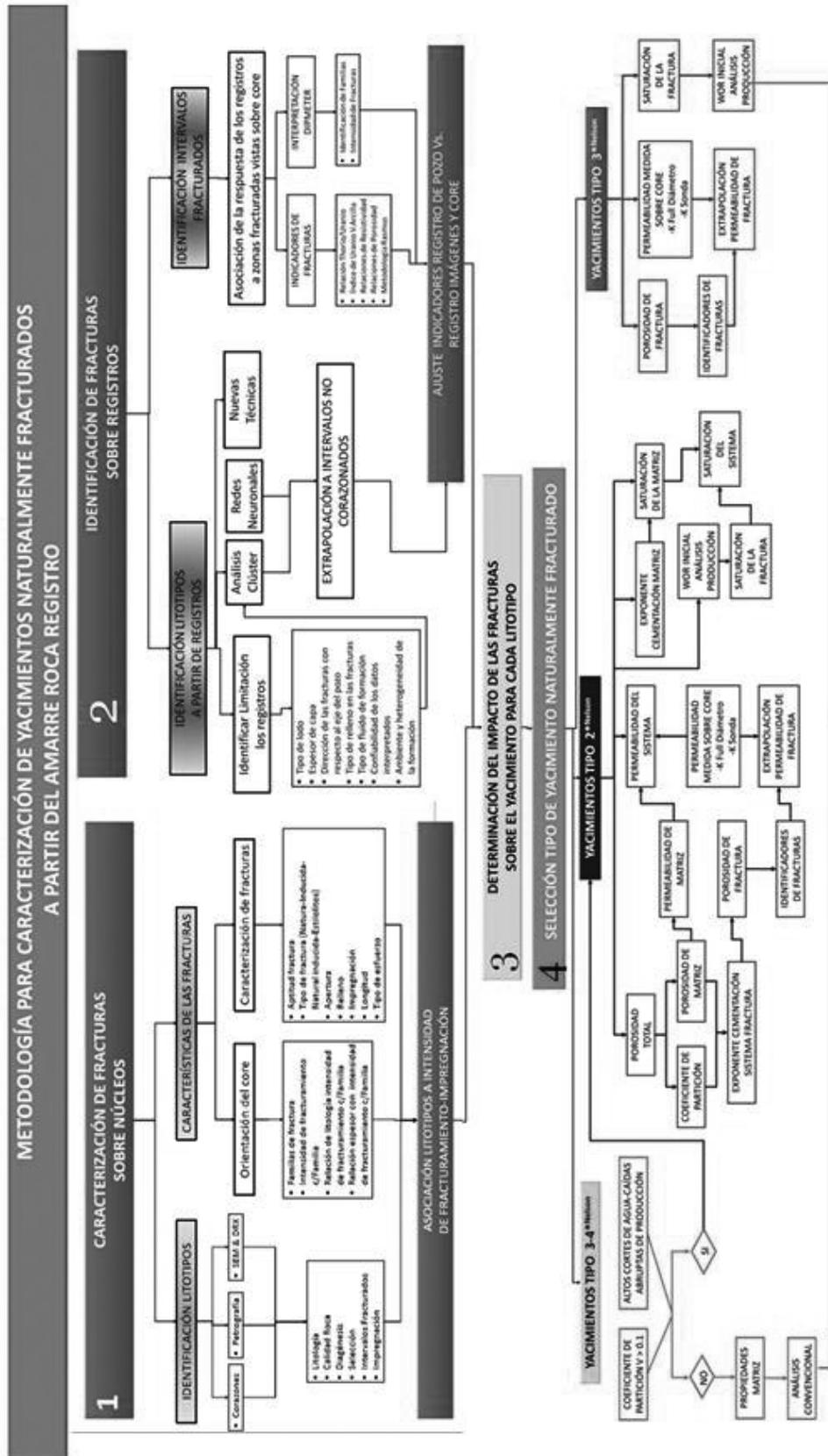


Figura 16. Metodología para caracterización petrofísica de yacimientos naturalmente fracturados

## CONCLUSIONES

La diferenciación y caracterización de litotipos es el factor determinante en la metodología propuesta. La aplicación de esta técnica facilita el modelamiento petrofísico y puede llegar a simplificar el modelamiento geoestadístico y de simulación.

El análisis de las fracturas sobre núcleos, permite determinar el efecto que las fracturas tienen sobre la producción del campo, características como impregnación, intensidad de fracturamiento, composición y espesor; fueron claves para determinar la presencia y efecto de las fracturas con respecto a su contenido calcáreo y a su espesor de capa. La importancia de las relaciones encontradas, permitió generar recomendaciones como selectividad de los cañoneos y zonas prospectivas a la hora de perforar nuevos pozos.

Hoy en día, la permeabilidad de fractura sigue siendo una de las propiedades con mayor incertidumbre en el modelamiento petrofísico; el trabajo realizado con permeabilidad de sonda y su extrapolación a partir de los indicadores de fracturas, fue una herramienta que permitió encontrar tendencias y valores correlacionables con la permeabilidad de fractura obtenida a partir de pruebas de presión.

La evaluación de los registros en zonas fracturadas no dependerá de la orientación regional de las fracturas sino de la orientación de éstas con respecto al eje del pozo.

Conocer la dirección de las fracturas permitirá seleccionar un conjunto de registros adecuado para la identificación de las fracturas de acuerdo a como éstas se encuentran al registrarse el pozo.

La identificación de litotipos mostró el efecto que pueden tener los intervalos fracturados en la conectividad entre reservorios y en la producción de agua en el yacimiento. Esto generó un cambio en la perspectiva de modelamiento del campo como convencional a naturalmente fracturado.

Con este conocimiento fue posible definir estrategias a corto plazo para el desarrollo del Campo, como el aislamiento ó selectividad en los re-cañoneos para mejorar el petróleo producido y reducir el corte de agua.

## NOMENCLATURA

Bo=	Factor Volumétrico del aceite
CLLS=	Conductividad a partir del registro Laterolog somero
CLLD=	Conductividad a partir del registro Laterolog profundo
$\Phi_f$ =	Porosidad de Fractura
$\Phi_t$ =	Porosidad Total
$\Phi_m$ =	Porosidad de Matriz
IF=	Índice de Fracturas
LLD=	Registro de resistividad Profunda Laterolog
LLD=	Registro de resistividad Somera Laterolog
m=	Exponente cementación
Rmf=	Resistividad del lodo a condiciones de yacimiento
Swf=	Saturación de agua en las fracturas
$\mu_w$ =	Viscosidad agua de formación
$\mu_o$ =	Viscosidad del aceite
v=	Coeficiente de partición, porcentaje de porosidad asociado a las fracturas

## REFERENCIAS

1. AGUILERA R. Naturally Fractured Reservoirs, PennWellBooks. 1980.
2. AGUILERA R. Analysis of Naturally Fractured Reservoirs From Sonic and Resistivity Logs. SPE-AIME. SPE4398. 1974.
3. AGUILERA R. Analysis of Naturally Fractured Reservoirs From Conventional Well Logs. Journal of Petroleum Technology.
4. AGUILERA R. Natural Fractured Reservoir, PennWell Books, Segunda Edición, 1995.
5. HEFLIN, J.D., Dresser atlas. Log evaluation in the California Miocene Formations. SPE 6160-MS. October 1976.
6. HELFIN J.D., Dresser Industries. Fracture detection in West Coast Reservoirs using Well Logs. SPE7976
7. H.G. DOLL, The S.P. log theoretical analysis and principles of Interpretation. February 1948.
8. HENRY OHEN. A systematic and detailed Approach to Fractured Reservoir Petrophysical Modelin for Reservoir Simulation. Core Laboratories Company.
9. M.M, KHALI, et al. Petrophysical Approach to Description of a Producing Fractured.

10. MOHEBBI A.R.. Using Conventional Logs for Fractured Detection and Characterization in One of Iranian Field. IPTC 11186.2007.
11. NELSON, R. Geological analysis of Naturally Fractured Reservoirs, 2001.
12. ORTIZ A., et all. Impacto del modelamiento geológico y su relación con parámetros de ingeniería en la caracterización de yacimientos altamente heterogéneos; informe final”. ICP, 2006.
13. PIRSON, S.J. Log Interpretation in Rocks with multiple Porosity types-Water or Oil Wet. Word oil. 1975.
14. WAYNE NARR, Et al. Naturally Fractured Reservoir Characterization. SPE 2006.
15. WYLLIE-GARDNER. An Experimental Investigation of Factors Affecting Elastic Wave Velocities in Porous Media”. Geophysics 1958.

---

*Fecha de recepción: Febrero del 2010*

*Fecha de aceptación: Mayo de 2010*