

25  
Lej



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

" IDENTIFICACION DE INTERVALOS  
FRACTURADOS MEDIANTE EL ANALISIS  
COMBINADO DE REGISTROS GEOFISICOS DE  
POZOS Y DESCRIPCION DE NUCLEOS " .

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

OSCAR PEREZ MICHÍ.



MEXICO, D. F.

1996

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DIRECCION  
60-1-068

SR. OSCAR PEREZ MICHÍ  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Fernando Castrejón Vacfo, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

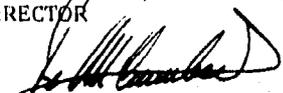
IDENTIFICACION DE INTERVALOS FRACTURADOS MEDIANTE EL ANALISIS  
COMBINADO DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS Y DESCRIPCION  
DE NUCLEOS

- I INTRODUCCION
  - II REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS E IDENTIFICACION DE FRACTURAMIENTO
  - III DESARROLLO DE LA METODOLOGIA DE TRABAJO
  - IV APLICACION DE LA TECNICA DESARROLLADA
  - V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- REFERENCIAS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente  
"POR MI RAZA, HABLARA EL ESPIRITU"  
Ciudad Universitaria, a 2 de diciembre de 1994  
EL DIRECTOR

  
ING. JOSÉ MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS'EGLM'grg

*JA*

## **Agradecimientos:**

*A Dios:*

*Por dejarme ser.*

*A Papá y Mamá:*

*José Luis y Ma. Inés por su amor  
y apoyo incondicional.*

*A la Dra. Alma América:*

*Por todas las facilidades otorgadas  
en la Línea de Evaluación de Yac.  
del Instituto Mexicano del Petróleo.*

*A mis Profesores:*

*Por compartir sus conocimientos.*

*A mis Hermanos:*

*Verónica y Omar por compartir su  
alegría, entusiasmo y comprensión.*

*A Don Leo:*

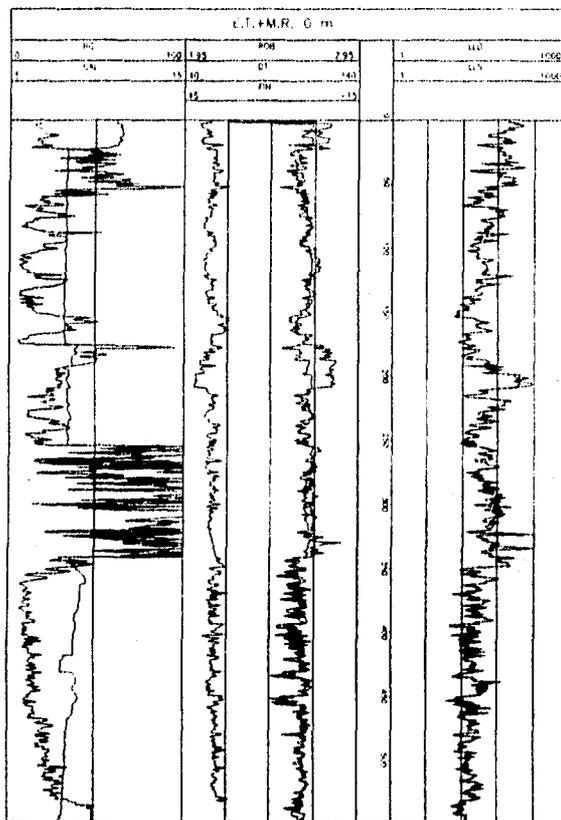
*Por convivir con usted.*

*A mis Amigos:*

*Por brindarme su amistad.*

*Oscar Perez Michi.*

IDENTIFICACION DE INTERVALOS FRACTURADOS MEDIANTE EL  
ANALISIS COMBINADO DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS Y  
DESCRIPCION DE NUCLEOS



Marzo, 1996

## CONTENIDO

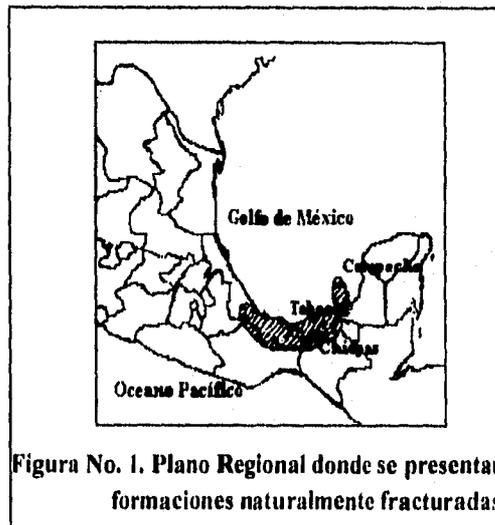
	Pág.
<b>I. INTRODUCCION</b>	<b>1</b>
<b>I.1 ORIGEN DEL FRACTURAMIENTO</b>	<b>2</b>
<b>I.2 CLASIFICACION DE LOS YAC. NATURALMENTE FRACTURADOS</b>	<b>6</b>
<b>I.3 IDENTIFICACION DE LOS YAC. NATURALMENTE FRACTURADOS</b>	<b>7</b>
<b>I.4 OBJETIVO DEL TRABAJO</b>	<b>9</b>
<b>II. REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS E IDENTIFICACION</b>	
<b>DE INTERVALOS FRACTURADOS</b>	<b>10</b>
<b>II.1 ESTUDIO DE NUCLEOS Y MUESTRAS DE CANAL</b>	<b>10</b>
<b>II.1.1 TECNICAS DE RECUPERACION DE NUCLEOS</b>	<b>11</b>
<b>II.1.2 FACTORES QUE AFECTAN A LOS NUCLEOS</b>	<b>14</b>
<b>II.1.3 TECNICAS DE ANALISIS DE NUCLEOS</b>	<b>15</b>
<b>II.1.4 MEDICIONES BASICAS</b>	<b>16</b>
<b>II.1.5 ANALISIS DEL FRACTURAMIENTO EN NUCLEOS</b>	<b>17</b>
<b>II.2 REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS</b>	<b>17</b>
<b>II.3 PRUEBAS DE PRODUCCION</b>	<b>21</b>
<b>II.4 EVALUACION DE INTERVALOS FRACTURADOS CON</b>	
<b>REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS</b>	<b>22</b>
<b>II.4.1 ANALISIS DE ANOMALIAS DE FRACTURAS SOBRE</b>	
<b>IMAGENES DE MICRORESISTIVIDAD POZOS</b>	<b>22</b>
<b>II.4.2 RESPUESTA DEL REGISTROS DOBLE LATEROLOG EN ROCAS</b>	
<b>ROCAS NATURALMENTE FRACTURADAS</b>	<b>29</b>
<b>II.4.3 REGISTRO DE ECHADOS</b>	<b>34</b>

	Pág.
II.4.4 REGISTRO DE RAYOS GAMMA Y REGISTRO DE ESPECTROSCOPIA DE RAYOS GAMMA	40
II.4.5 METODO DE LITO-POROSIDAD (M-N)	43
II.4.6 GRAFICA MID-PLOT	46
II.4.7 EXPONENTE DE CEMENTACION, (m)	52
III. DESARROLLO DE LA METODOLOGIA DE TRABAJO	56
III.1 INDICADOR DIAMETRO DE INVASION	59
III.2 INDICADOR DIFERENCIA DE RESISTIVIDADES	61
III.3 INDICADOR INDICE POROSIDAD SECUNDARIA	62
III.4 INDICADOR GRAFICA M-N	63
III.5 DETERMINACION DEL INDICE DE FRACTURAMIENTO	66
IV. APLICACION DE LA TECNICA DESARROLLADA	68
V. CONCLUSIONES	80
RELACION DE FIGURAS	83
REFERENCIAS	86

## CAPITULO I

### INTRODUCCION.

Los yacimientos más importantes de México se encuentran localizados en la parte SE del país, principalmente en la región denominada Sonda de Campeche, ubicada frente a las costas de los estados de Campeche y Tabasco. Otra zona de gran importancia es la zona Reforma-Chiapas, la cual comprende los estados de Tabasco, Chiapas y Sur de Veracruz. En estos yacimientos predominan las formaciones carbonatadas naturalmente fracturadas, cuyas edades van desde el Eoceno al Jurásico Superior; en estas unidades se presentan formaciones con porosidad variable de 2 a 20 % y permeabilidades que varían de 1 a 5 darcies, lo cual explica la alta productividad de las formaciones, alcanzando en algunos pozos producciones mayores de 30,000 BPD. Estos yacimientos se encuentran asociados principalmente con trampas de tipo estructural, asociadas con anticlinales. La Figura No. 1 muestra un plano regional en donde se presentan áreas de formaciones naturalmente fracturadas. Se estima que el 95 % de la producción de hidrocarburos de México proviene de este tipo de formaciones.



**Figura No. 1. Plano Regional donde se presentan formaciones naturalmente fracturadas.**

Por otra parte, los altos gastos de producción en muchos campos están relacionados en forma directa con la presencia de porosidad secundaria por cavernas y fracturas, de tal forma que la localización y definición de los intervalos fracturados son esenciales en la evaluación de los yacimientos, los cuales deben ser considerados en estudios de caracterización para lograr una adecuada explotación de los campos.

El estudio de los yacimientos naturalmente fracturados es de gran importancia debido a la alta producción de aceite que presentan la mayoría de los pozos.

Este tipo de formaciones pueden ser encontradas principalmente en rocas frágiles tales como calizas, dolomías y rocas silíceas cementadas. La mayoría de ellas presentan baja porosidad en la matriz y una alta permeabilidad en las fracturas; esto implica que la presencia de fracturas en las formaciones, cambia de manera muy importante la permeabilidad de varios milidarcies a darcies y generalmente tiene muy poco efecto sobre la porosidad total de la formación, la saturación de los fluidos y otras propiedades petrolíficas. En las formaciones de estudio sin embargo se ha definido un sistema asociado de cavernas de disolución, lo cual aumenta de manera considerable la capacidad de almacenamiento de las formaciones por las altas porosidades registradas.

## ***1.1 ORIGEN DEL FRACTURAMIENTO***

Para entender adecuadamente el fracturamiento en las formaciones es necesario estudiar las causas fundamentales de la generación de fracturas, las cuales están relacionadas con la diversidad de fuerzas que actúan en el subsuelo; sin embargo, se reconocen cuatro mecanismos principales para generar fracturas:

El primer mecanismo es el *tectonismo*, en el cual, las fracturas naturales fueron formadas por la presión ejercida debido al movimiento tectónico de la tierra. En depósitos sedimentarios, las rocas carbonatadas son compactas y por lo tanto más fáciles de fracturar que las areniscas. De esta forma las rocas experimentan un comportamiento plástico al estar actuando diversos esfuerzos en diferentes

direcciones ocasionando con esto el fracturamiento. Ahora bien, si los esfuerzos son muy intensos, primero se plegarán los estratos de la cima; si los esfuerzos continúan, las rocas no podrán ser capaces de plegarse y se producirán diversas fallas, tanto normales como inversas. Existen en la literatura diversos modelos que relacionan la presencia de fallas con diferentes tipos de esfuerzos; por ejemplo, para un sistema de esfuerzos de tipo compresivo se producirán inicialmente fallas de tipo inverso perpendiculares a la dirección del esfuerzo. Estos modelos son la base para definir el tipo de esfuerzo que actuaron en el subsuelo, así como para definir y mapear los sistemas de fracturas.

La segunda causa para generar fracturas está ligada con la *erosión* presentada al remover los sedimentos que actúan como sobrecarga, ocasionando de esta forma una expansión en las partes más altas y una fragilidad en las rocas a gran profundidad llegándose de esta manera a fracturar y/o fisurar. El fenómeno que se produce se relaciona con cambios en la presión de sobrecarga en las formaciones profundas; existe una tendencia principal para fisurar las formaciones más compactas. Para este caso se genera un sistema de fracturas de tipo vertical, el cual tiene una alta relación con la permeabilidad de la formación.

La tercera causa está relacionada con una *reducción en el volumen de lutita* debido a cambios mineralógicos y diagenéticos relacionados con una pérdida de agua durante la compactación, originándose de esta manera fracturas, siempre y cuando se encuentren separando dos formaciones limpias.

La cuarta posibilidad para generar fracturas naturales está ligada con *las intrusiones salinas* que afectan algunas estructuras anticlinales, de esta manera el fracturamiento está ligado con el rompimiento de las formaciones provocado por el empuje de las intrusiones salinas, este fenómeno está ampliamente conocido en toda la zona costera del Golfo de México en donde se presentan este tipo de estructuras. Algunos de los yacimientos más importantes de México se encuentran asociados con trampas en intrusiones salinas.

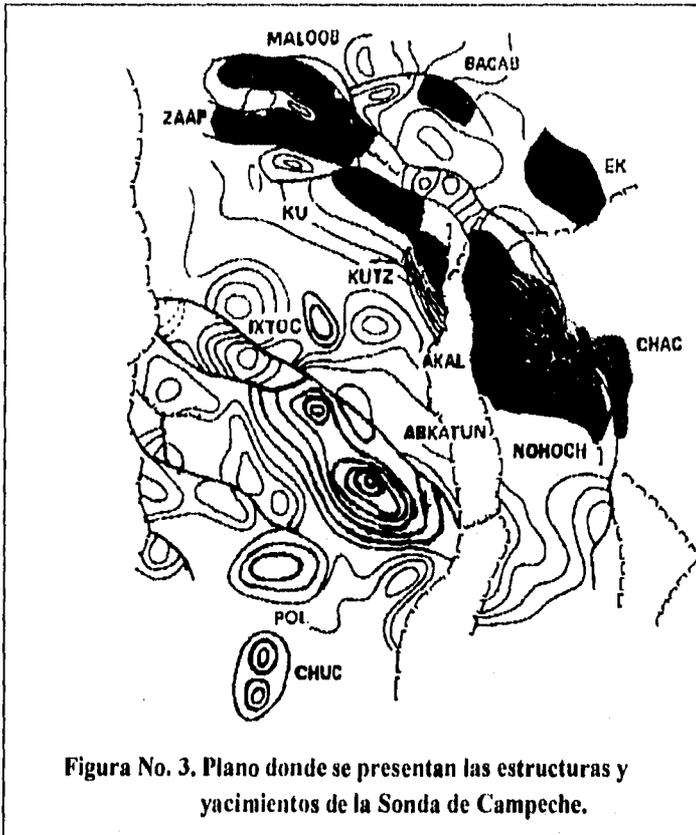
En México los yacimientos más importantes se encuentran en formaciones carbonatadas, que presentan un sistema complejo de poros, cavernas y canales intercomunicados, donde los poros forman el sistema de matriz y los canales representarán el sistema de fracturas, por lo cual, a estos sistemas se les ha denominado como "*Sistemas de Doble Porosidad*". Estos yacimientos son muy complejos por lo que se debe tener cuidado en la evaluación de la porosidad, de la permeabilidad y de los parámetros petrofísicos en general.

A manera de ejemplo, la Figura No. 2, muestra un detalle de un núcleo obtenido en la formación "Brecha del Paleoceno", en donde se observa un sistema de cavernas de disolución el cual contiene restos de hidrocarburos, en esta misma figura, se observa un sistema de fracturas verticales, las cuales unen las cavernas de disolución, este tipo de sistemas de porosidad presentan por un lado alta permeabilidad debido al sistema de fracturas y alta porosidad, la cual está ligada principalmente con el sistema de cavernas de disolución. De esta forma las altas producciones en algunos pozos están relacionadas directamente con este complejo sistema de porosidad. Es por esta razón, que se deben hacer esfuerzos para estudiar este tipo de formaciones.

Por otro lado, los planos regionales de los yacimientos del SE de México dan cuenta de una gran complejidad estructural, la cual tiene una relación estrecha con el fracturamiento observado. Uno de estos planos es observado en la Figura No. 3, la cual **representa** las estructuras geológicas definidas de la Sonda de Campeche; en ellas existe una evidencia clara de superposición de eventos tanto compresivos como distensivos.



**Figura No. 2. Núcleo donde se presenta un sistema de fracturas verticales unidas a cavernas de disolución**



## 1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

Los yacimientos naturalmente fracturados pueden ser clasificados dentro de 2 grupos principales, basados en la recuperación de las reservas y en la contribución de la matriz.<sup>(1),(2),(3)</sup>

(1), (2), (3) Referencias al final

1) *Las reservas recuperables se encuentran almacenadas en las fracturas*, este grupo de yacimientos fracturados tienen muy baja porosidad y permeabilidad en la matriz. Este tipo de yacimientos son generalmente caracterizados por altos gastos de producción al inicio pero que declinan a límites no-económicos en un corto período de tiempo.

2) En el segundo grupo, *las reservas recuperables están en su mayoría en la matriz*. En este caso, las fracturas suministran una alta cantidad de hidrocarburos al igual que los bloques de la matriz, permitiendo así la comunicación entre la matriz de la roca y el pozo. A su vez, este grupo puede ser dividido en base a la permeabilidad interior de las fracturas:

2.a. *Yacimientos muy fracturados*.- Estos yacimientos presentan una permeabilidad en la fractura mayor a 1000 milidarcies.

2.b. *Yacimientos moderadamente fracturados*.- Estos yacimientos tienen una permeabilidad en la fractura en un rango de 50 a 1000 milidarcies.

2.c. *Yacimientos de baja permeabilidad en la fractura*.- Estos yacimientos tienen una permeabilidad en la fractura de aproximadamente de 10 a 50 milidarcies.

### ***1.3 IDENTIFICACION DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.***

Considerando que los yacimientos naturalmente fracturados son los más importantes debido a su alta permeabilidad y por lo tanto su alta capacidad para producir hidrocarburos, a continuación se presentan de manera abreviada algunas características comunes para identificar yacimientos en rocas naturalmente fracturadas:

a) *Zonas de pérdida de lodo.* La presencia de zonas con altas pérdidas de fluidos de perforación, puede estar relacionada en algunos casos, con zonas en donde se presentan intervalos naturalmente fracturados.

b) *Alto índice de productividad.* Es muy común encontrar un índice de productividad mayor de 500 bpd/psi el cual es el límite inferior para la producción de un pozo productor localizado en las formaciones naturalmente fracturadas. Otra característica es que la contribución principal de flujo dentro del pozo es por medio de las fracturas, probablemente más del 95 % del total del flujo proviene del sistema de porosidad secundaria.

c) *Gradiente de presión.* El gradiente de presión horizontal en todo el yacimiento y en áreas vecinas a la pared del pozo puede ser muy pequeño debido a la alta permeabilidad del sistema de fracturas.

d) *Composición uniforme del fluido en las fracturas a través de la columna de aceite.* Tal composición uniforme es debida a el movimiento convectivo en la fractura.

e) *La relación de producción gas-aceite decrece durante la historia de la producción del yacimiento,* ya que el exceso de gas producido de la matriz fluye al casquete vía fracturas, siempre y cuando los yacimientos produzcan a un ritmo razonablemente bajo.

f) *La producción libre de agua es función esencial del ritmo de producción,* mientras que en un yacimiento convencional esta depende del fenómeno de invasión por agua, es decir para un yacimiento naturalmente fracturado el avance del contacto agua-aceite depende básicamente del ritmo de producción, mientras que para un yacimiento homogéneo, el avance del acuífero es función de las características de la formación, como porosidades, espesor de la unidad, y de la producción de aceite.

Todos estos aspectos han sido estudiados en los yacimientos naturalmente fracturados, estas características definen inicialmente la presencia de yacimientos en rocas naturalmente fracturadas. Para definir con detalle la localización de intervalos fracturados se requiere un análisis combinado de núcleos, registros geofísicos de pozos, pruebas de pozo, con lo cual se pueden obtener resultados satisfactorios.

#### ***1.4 OBJETIVO DEL TRABAJO.***

En este trabajo se plantea una metodología que combina el análisis de registros geofísicos y el estudio detallado de núcleos, con el fin de evaluar de manera adecuado los intervalos fracturados, al considerar indicadores confiables por medio de los registros geofísicos de pozos, además se realiza una aplicación en las formaciones naturalmente fracturadas de México.

Se integraron los resultados de este trabajo a una metodología para evaluar registros geofísicos de pozos.

## CAPITULO II

### **REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS E IDENTIFICACION DE INTERVALOS FRACTURADOS.**

Las técnicas de evaluación y detección de formaciones naturalmente fracturadas han variado ampliamente tanto en metodología como en éxito. Para un mejor estudio de los yacimientos naturalmente fracturados es necesario integrar diversas disciplinas, como es el análisis de núcleos, la toma de núcleos orientados, las pruebas de pozo, el análisis de registros geofísicos de pozo, la interpretación geológica de los yacimientos, el análisis de la historia de perforación y producción, así como la simulación numérica. Un estudio multidisciplinario proporcionará las bases para la comprensión del yacimiento y será fundamental para establecer técnicas apropiadas para explotar este tipo de yacimientos.

A continuación se describen las herramientas más utilizadas para definir intervalos fracturados:

#### ***II.1 ESTUDIO DE NUCLEOS Y MUESTRAS DE CANAL.***

El análisis de núcleos es parte básica en la evaluación de formaciones ya que permite obtener información directa del sistema roca-fluido presente en el yacimiento, dicha información incluye:

- \* Definición detallada de litología.
- \* Definición de heterogeneidades tanto microscópicas como macroscópicas de la roca.
- \* Distribución de los fluidos presentes en la roca.
- \* Descripción del sistema de fracturas.

Por otra parte, la calibración de los registros geofísicos de pozos, tales como el sísmico, el neutrón y el densidad, se debe realizar mediante la información proporcionado por los núcleos. Además el análisis de núcleos es la base para definir el modelo de interpretación petrofísica a realizar, el cual incluye, determinaciones de litología, porosidad y contenido de fluidos.

Por lo anteriormente descrito, la información obtenida del análisis de núcleos es fuente indispensable en la caracterización de yacimientos, el cual debe ser encaminado para lograr una óptima recuperación de hidrocarburos presentes en el mismo. A continuación revisaremos algunos puntos relevantes de la toma y uso de los núcleos.

### ***II.1.1 TECNICAS DE RECUPERACION DE NUCLEOS.***

Debido a que se requieren muestras de núcleos grandes e información confiable, se han desarrollado técnicas de recuperación sofisticadas<sup>(4)</sup>. Existen diversas técnicas de recuperación de núcleos que trabajan junto con la perforación rotatoria, como ejemplos tenemos:

- \* Recuperación convencional de núcleos.
- \* Recuperación de núcleos con barrena de diamante.
- \* Recuperación de núcleos con línea de acero.
- \* Recuperación de núcleos de pared.

A continuación se describe brevemente el uso de cada uno de estos métodos, así como sus ventajas y desventajas en la recuperación de núcleos.

#### **Recuperación convencional de núcleos**

La herramienta utilizada para la recuperación convencional de núcleos consiste de un cortador, un barril externo, un barril interno flotante y un receptor, este último, mantiene la muestra en el barril cuando la herramienta es levantada y se pueden recuperar hasta 6 m de núcleo.

(4) Referencias al final

Las ventajas presentes al utilizar esta técnica de recuperación son:

- \* Recuperación de núcleos de diámetro grande.
- \* Alto porcentaje de recuperación del núcleo.
- \* Adaptabilidad de la herramienta a varias formaciones.
- \* No se requiere equipo superficial de perforación adicional.

La desventaja que presenta:

- \* Es necesario sacar la tubería de perforación cada vez que se corta un núcleo.

### **Recuperación de núcleos con barrena de diamante**

Con el uso de barrenas de diamante, además de mejorar la recuperación de núcleos permite ritmos de penetración mayores en formaciones compactas.

Esta técnica presenta las siguientes ventajas:

- \* Aumento en la vida de la barrena.
- \* Posibilidad de cortar núcleos de hasta 27 m en una sola corrida.
- \* Alto porcentaje de recuperación.
- \* Alta penetración en formaciones duras y abrasivas.

Las desventajas de utilizar esta técnica son:

- \* Altos costos iniciales por el barril y las barrenas.
- \* Requerimientos de condiciones precisas de operación.
- \* Supervisión por personal capacitado en esta técnica.

### **Recuperación de núcleos con línea de acero**

El equipo utilizado en esta técnica está conformado por una barrena y lastrabarrena especial, un barril, una guía para la línea de acero y un sujetador;

se necesita equipo superficial adicional: un carrete, una guía y un lubricador para la línea de acero.

Las ventajas al utilizar esta técnica son:

- \* Recuperación y corte de núcleos consecutivos sin necesidad de sacar la tubería de perforación.
- \* Bajos costos en la recuperación.

Las desventajas son las siguientes:

- \* Cantidad apreciable de equipo superficial adicional.
- \* Uso en formaciones relativamente suaves.
- \* Recuperación de núcleos con diámetro más pequeño que los obtenidos en la recuperación convencional.
- \* Baja recuperación de núcleos.

### **Recuperación de núcleos de pared**

Estos núcleos son obtenidos una vez que se ha realizado la perforación del pozo a una profundidad establecida. El equipo más utilizado es de tipo percusión, el cual es corrido con la ayuda de un camión de registros geofísicos y se asemeja a una pistola de perforación, generalmente se corre junto con una herramienta de registros. Esta técnica de recuperación está limitada a formaciones suaves y moderadamente duras, además las muestras recuperadas sufren frecuentemente microfracturamiento por compactación o desarreglo intergranular.

Las ventajas al utilizar esta técnica son:

- \* Muestreo de núcleos a cualquier profundidad una vez que se ha perforado el pozo.
- \* Posibilidad de correlación con la información suministrada por la interpretación de registros de pozos.

Las desventajas incluyen :

- \* Muestras demasiado pequeñas para complementar el análisis de laboratorio.
- \* Muestras alteradas.
- \* Los núcleos muestreados están invadidos por el filtrado del lodo de perforación.

### ***II.1.2 FACTORES QUE AFECTAN A LOS NUCLEOS.***

Lo ideal en la recuperación de núcleos es obtenerlos como una muestra no alterada de la roca in-situ, sin embargo esto no es posible, ya que los procesos de perforación y el subsecuente movimiento a la superficie hace que los fluidos contenidos en ellos sean alterados irremediablemente, así como se modifican los espacios porosos

Tres son los factores responsables en la alteración de los núcleos:

- 1) La invasión del fluido de perforación en la roca.
- 2) Reducción de la presión.
- 3) Reducción de la temperatura.

Estos factores involucran cambios en la saturación de fluidos y en el estado físico de las muestras.

#### **Invasión del fluido de perforación en la roca**

El lavado o la invasión del fluido de perforación en la roca, reduce el contenido de hidrocarburos e incrementa el contenido de agua, por lo que las condiciones de saturación en superficie no serán las representativas del yacimiento y consistirán de un volumen de aceite residual, volumen de agua (volumen de agua filtrada por la invasión y volumen de agua de formación), y un volumen de gas liberado.

## **Reducción de presión y temperatura**

Los cambios de presión y temperatura también son responsables de cambios fuertes en el núcleo, que afectan las mediciones de propiedades importantes tales como la porosidad, la permeabilidad, la resistividad; las cuales son utilizadas para definir el factor de formación (F), el exponente de cementación (m) y el exponente de saturación (n).

### ***II.1.3 TECNICAS DE ANALISIS DE NUCLEOS.***

Las técnicas utilizadas para analizar núcleos dependen del método de recuperación, el tipo de roca y el tipo de información a obtenerse; a continuación se presentan 3 técnicas de análisis de núcleos:

- 1) Análisis convencional.
- 2) Análisis de núcleos completos.
- 3) Análisis de núcleos de pared.

1) **Análisis convencional.** Este método es el más usado, puesto que el núcleo es fácil de trabajar en el laboratorio, previamente cortado y seleccionado del núcleo completo. La información obtenida de las pequeñas muestras se considera como representativa de la propiedades de la formación, pero es necesario, realizar una decisión del número de muestras requeridas para el análisis. Para determinar las propiedades básicas de porosidad y permeabilidad generalmente se corta una muestra representativa del núcleo.

2) **Análisis de núcleos completos.** Este método es utilizado cuando los análisis convencionales llegan a ser insuficientes por la presencia de heterogeneidades tales como fracturas o vóculos. En este análisis se usan los núcleos completos tan grandes como sean posibles, por lo que esta técnica requiere de un equipo más grande de laboratorio, y no todos los laboratorios comerciales están equipados para realizar este tipo de análisis.

3) **Análisis de núcleos de pared.** Considerando el proceso bajo el cual estos núcleos son tomados y el tamaño de los mismos, la información medida tendrá valores limitados. Diversos estudios indican en general que:

- a) la porosidad, en las muestras de percusión en arenas no consolidadas, son mucho más pequeñas que en núcleos convencionales;
- b) la permeabilidad, en muestras de pared, decrece para formaciones con altos valores de permeabilidad;
- c) la saturación de agua, obtenida en núcleos de pared, es más baja y la saturación de aceite, es ligeramente mayor, que la obtenida con información de núcleos convencionales.

#### ***II.1.4 MEDICIONES BASICAS.***

La calidad de la información obtenida mediante el análisis de núcleos, es dependiente no solo del método de muestreo, sino también del manejo y preservación del núcleo extraído; por lo que es necesario limpiarlo, sin lavarlo, e inmediatamente aislarlo de las condiciones atmosféricas para prevenir pérdidas de fluidos tan pronto como se remueve del barril. Se deben anotar las características pertinentes del núcleo, tales como la presencia de fracturas o evidente impregnación de hidrocarburos.

Los métodos utilizados para la conservación de los núcleos son:

- 1) El empacamiento, se lleva a cabo con una lámina de aluminio, y el sello, con una parafina de bajo punto de derretimiento u otra cera.
- 2) El recubrimiento, deber estar muy apretado, y un doble sello, con materiales de plástico.
- 3) Congelamiento rápido.

Este último ha dado buenos resultados en la preservación del contenido de fluidos en el núcleo. Las mediciones básicas realizadas sobre los núcleos recuperados incluyen a la porosidad, permeabilidad absoluta, saturación residual de fluidos y la descripción detallada de litología.

### ***II.1.5 ANALISIS DEL FRACTURAMIENTO EN NUCLEOS.***

Se ha mencionado anteriormente, que las fracturas se originan por la acción combinada de diferentes fuerzas, las cuales se agrupan en dos tipos: fuerzas tectónicas y fuerzas gravitacionales, cada una de ellas imprime un "sello" característico a las fracturas generadas.

La fuerza por gravedad puede producir fracturas por diversas causas, entre las que figuran:

- a) Compactación de grandes volúmenes de roca.
- b) Descompactación por erosión.

Por otra parte, las fuerzas tectónicas generan fracturamiento asociado a:

- a) Plegamiento.
- b) Fallamiento.

Como un ejemplo del estudio de núcleos, se presentan las Figuras No. 4 y 5, las cuales incluyen dos núcleos obtenidos en la Región Marina.

En términos generales, se puede mencionar que los núcleos aportan información útil que debe ser tomada en consideración, el aspecto fundamental de los núcleos es que representan información directa de las formaciones, mientras que sus desventajas están relacionadas con la baja densidad de cubrimiento y la pobre recuperación en intervalos fracturados.

### ***II.2 REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS.***

La identificación y evaluación de intervalos fracturados se lleva a cabo principalmente, mediante el uso de registros geofísicos de pozos, tanto convencionales como las imágenes de pozos derivadas de registros micro-scanner, además constituyen información esencial en cuanto a la obtención de las propiedades petrofísicas de las rocas.

A continuación se presentan algunos indicadores comunes para definir intervalos fracturados mediante registros geofísicos:

**Registros de resistividad.** El contraste de resistividades que presentan las formaciones compactas y las fracturas, es el causante de las anomalías presentes en las herramientas de resistividad, que son de gran utilidad en la definición de intervalos fracturados, este contraste se aprecia al medir la diferencia entre las lecturas LLd y LLs, (Resistividad profunda contra Resistividad somera) así como también, es posible evaluar un valor de porosidad de fracturas, este indicador debido a su importancia será tratado con mayor detalle en el Capítulo III.

**Registros de porosidad.** La comparación de las respuestas proporcionadas por las diversas herramientas de porosidad, así como la amplitud del registro sísmico, y el fenómeno del salto de ciclo son considerados como indicadores confiables de formaciones fracturadas.

**Registro de espectroscopía de rayos gamma.** En la migración de los fluidos, pueden quedar depositados en las fracturas ciertos minerales conteniendo uranio por lo que existe una relación entre fracturamiento y porcentaje de uranio, presentándose que altos valores de uranio pueden relacionarse con intervalos fracturados y/o intervalos con materia orgánica.

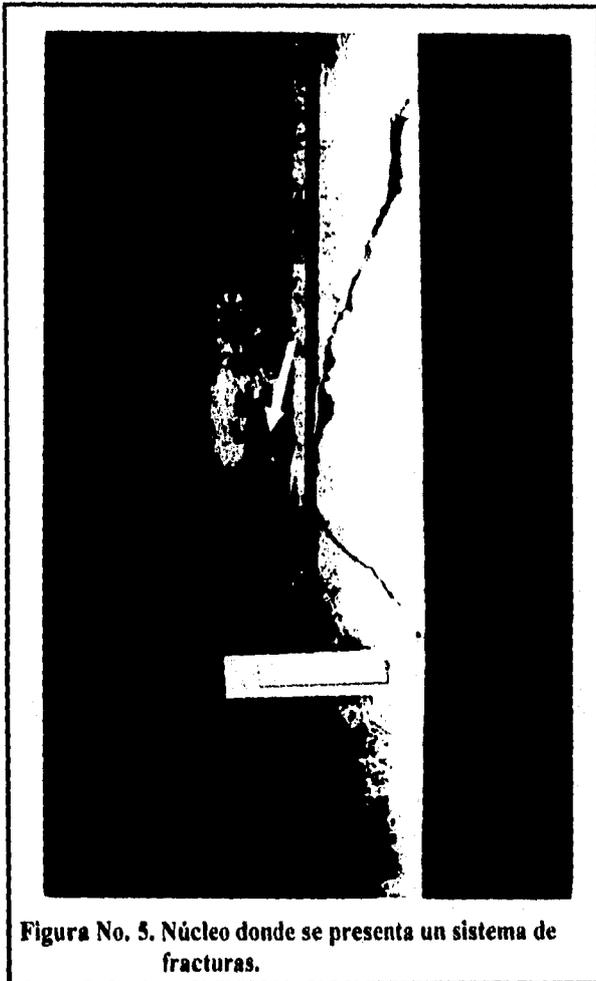
**Exponente de cementación (m).** Debido a la heterogeneidad de las formaciones naturalmente fracturadas, es conveniente el empleo de un exponente de cementación (m) variable, el cual es de gran utilidad para identificar intervalos fracturados.

**Métodos de interpretación mineralógica.** Las gráficas M-N y MID-PLOT son útiles para identificar zonas con porosidad secundaria y como una verificación de fracturamiento, debido a que se elaboran con las respuestas de los registros convencionales de porosidad.



**Figura No. 4. Núcleo obtenido de la Región Marina.**

Núcleo obtenido en la Región Marina cuya litología corresponde a una caliza dolomitizada, el cual presenta regular fracturamiento comunicado con cavernas de disolución, las cuales se encuentran impregnadas de hidrocarburos; los planos de fractura tienden en su mayoría a ser verticales, por lo que se infiere que las fracturas fueron originadas por diversos esfuerzos tectónicos y en particular a fallamiento lateral.



En esta figura, se muestra un núcleo del Jurásico Superior Titoniano cuya litología corresponde a una caliza ligeramente dolomitizada, el cual se observa una disposición de fracturas escalonadas, regularmente fracturado y con dos planos de fractura, el primero con inclinación a  $75^\circ$  y el segundo a  $45^\circ$  con inclinación opuesta; por la disposición de las fracturas se infiere que fueron generadas a partir de un esfuerzo máximo vertical, asociado con una falla normal.

**Registro de Echados.** Este tipo de registros fueron de gran utilidad en la definición estructural de las formaciones y en la identificación de estructuras geológicas como pliegues y fallas, dada su resolución es posible identificar fracturas por medio de las anomalías de conductividad y por la elongación de los calibradores.

**Registros FMS y FMI.** Las imágenes de pozos, proporcionan una herramienta útil para localizar y evaluar el espacio poroso ligado a fracturas, este registro de reciente introducción modificará de manera importante el estudio de intervalos fracturados, por medio de registros geofísicos de pozo, ya que su resolución permitirá definir con detalle los sistemas de fracturas atravesados por el pozo.

### **II.3 PRUEBAS DE PRODUCCION.**

En el estudio de los yacimientos naturalmente fracturados, las pruebas de pozo son importantes, ya que permiten determinar diversos parámetros característicos de las formaciones en condiciones dinámicas, por ejemplo, conociendo el parámetro de almacenamiento ( $\omega$ ), obtenido de las pruebas de pozo, se puede tener idea de la cantidad de fluidos presentes tanto en las fracturas como en la matriz. La transmisibilidad ( $T_f$ ) es otro parámetro que puede ser obtenido mediante la aplicación de estas pruebas, el cual está en función de la geometría de flujo. También se puede determinar el carácter sellante o conductor de las fallas geológicas que están presentes en un yacimiento naturalmente fracturado.

Como se mencionó anteriormente la evaluación adecuada de los yacimientos naturalmente fracturados debe involucrar especialistas de diversas áreas, con el objetivo de obtener conclusiones firmes respecto al sistema de fracturas aspecto que se logra por medio de un análisis integrado de fuentes diversas de información.

## II.4 EVALUACION DE INTERVALOS FRACTURADOS CON REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS.

### II.4.1 ANALISIS DE ANOMALIAS DE FRACTURAS SOBRE IMAGENES DE MICRORESISTIVIDAD DE POZOS.

El registro Formation MicroScanner<sup>(5)</sup> (FMS), evalúa las variaciones de resistividad o conductividad alrededor de la pared del pozo, cuenta con cuatro patines orientados, que contienen un arreglo complejo de electrodos, para producir una imagen eléctrica de la formación, un ejemplo del registro es mostrado en la Figura No. 6. La herramienta FMS trabaja junto con un registro de calibración doble del agujero y un registro de rayos gamma, para correlacionarlo con la respuesta de los registros convencionales. Especialmente trabaja en lodos conductivos, lo cual permite un análisis y una adecuada comprensión de los yacimientos fracturados, particularmente en la identificación de intervalos con porosidad secundaria por cavernas y fracturas.

Basados en la información que proporciona esta herramienta (imágenes de microresistividad), se puede determinar la intensidad, orientación y morfología de las fracturas en un yacimiento, las anomalías que presenta este registro, debido a la presencia de porosidad secundaria en las formaciones, es provocado por las diferencias de conductividad en la pared del pozo, normalmente se acepta que las rocas son en general resistivas, salvo casos concretos como las unidades arcillosas. En este sentido el registro microscanner mide las resistividades en la pared del pozo, la cual se ve afectada por el fluido de perforación. De este modo se puede diferenciar entre una formación compacta, una arcillosa y una formación porosa; las bases para interpretar este registro son:

- \* Para zonas con alta resistividad (unidades compactas), las imágenes eléctricas aparecerán en color blanco.
- \* Para zonas con baja resistividad, las imágenes eléctricas aparecerán en color negro, (fracturas, lutitas, poros abiertos).

(5), Referencias al final

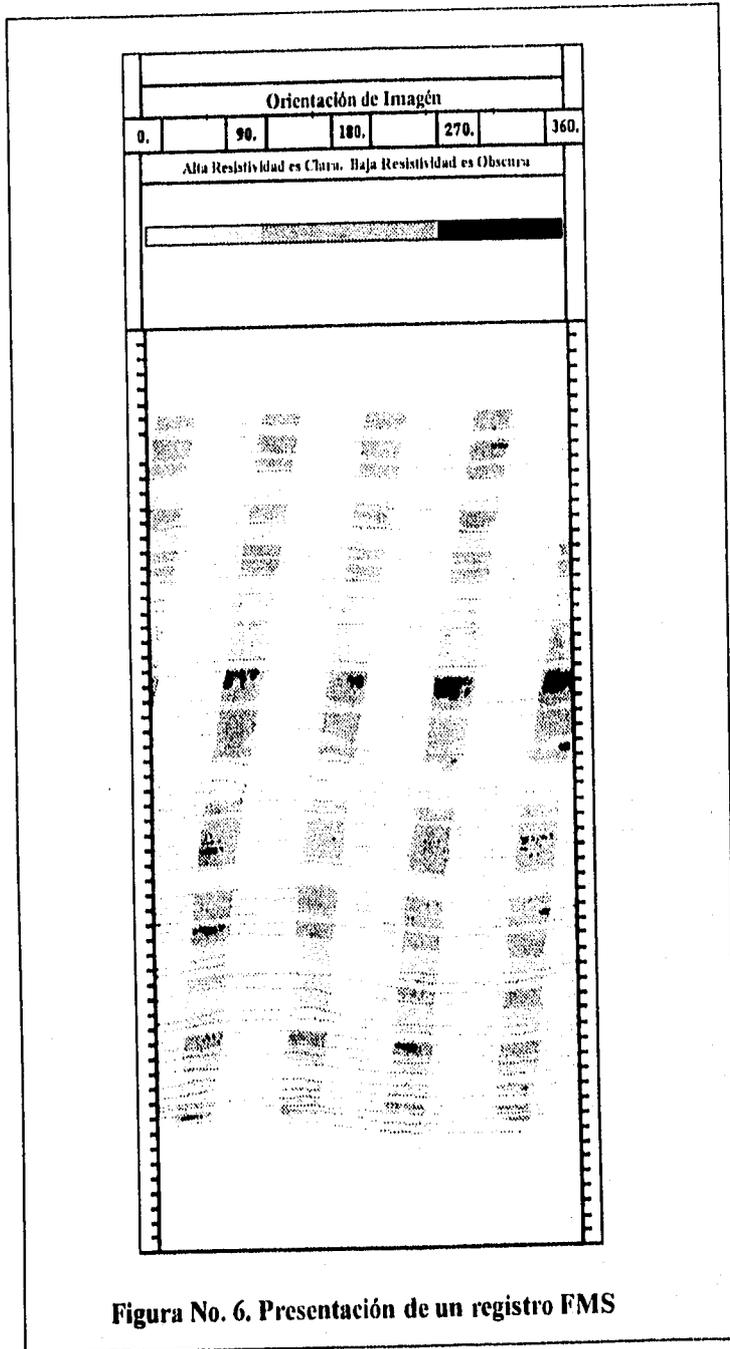
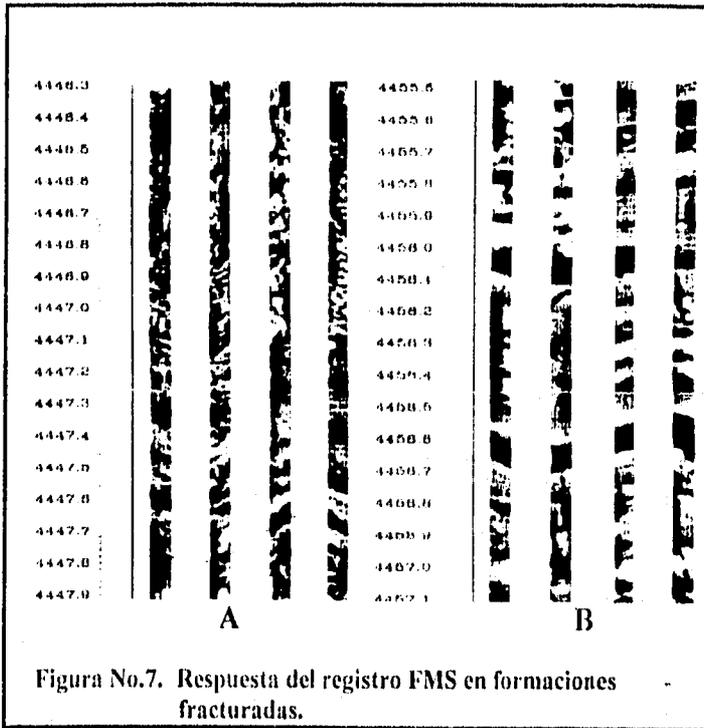


Figura No. 6. Presentación de un registro FMS

La Figura No. 7, es un ejemplo del registro FMS, en el cual se definen algunas características de las formaciones, principalmente una unidad brechosa con fracturas y cavidades de disolución (A) y una secuencia de carbonatos intercaladas con arcillas (B).



En esta figura, se presenta la respuesta del registro FMS en una formación naturalmente fracturada, donde se observa un sistema complejo de porosidad (A). En la sección (B) se observa una formación intercalada con arcillas.

Es importante señalar, que las imágenes producidas por el registro microscáner pueden indicar características diversas de la formación dependiendo de los eventos de fractura. Para producir una interpretación consistente con la secuencia estructural, los eventos identificados como fracturas pueden ser clasificados en tres tipos:

- a) Fracturas naturales abiertas y/o cementadas.
- b) Fracturas naturales incrementadas por procesos de perforación.
- c) Fracturas inducidas por perforación.

Ahora bien, este registro puede presentar un incremento en las anomalías de fractura debiéndose a tres razones básicas, las cuales, están relacionadas con la medición de los valores de resistividad.

En primer lugar, si las fracturas se invaden con lodo o filtrado de lodo, se tendrá una conductividad relativa inducida alrededor del pozo. Si están cementadas las fracturas, se observará en las imágenes como zonas blancas y la conductividad será parecida a la conductividad de la matriz.

Segundo, la medición eléctrica hará que aparezca el evento conductivo más grande de lo que realmente es, lo cual incrementará el tamaño aparente de la fractura sobre las imágenes. Para este caso, no importa el tamaño que tenga la fractura en la formación ya que esta aparecerá en las imágenes.

Tercero, las fracturas abiertas son rasgos conductivos lineales, los cuales difieren considerablemente de los de la matriz de la roca, así como, de las estructuras primarias de las formaciones, los cuales tienen una incidencia en la ecuación de saturación de Archie, ya que las fracturas tienen un exponente de cementación ( $m$ ) cercano a uno, el cual contrasta, con el exponente de cementación de la matriz, que es de dos o más.

La mayoría de las fracturas vistas por imágenes eléctricas, sugieren un rompimiento tensional de la roca en respuesta a los eventos tectónicos. Se han hecho estudios detallados de yacimientos, indicando que la mayoría de las fracturas ocurren en estratos potentes.

Como se mencionó anteriormente, la localización de intervalos fracturados mediante imágenes eléctricas, va a depender del tipo de unidades que se estén analizando, así como los principales eventos geológicos relacionados con la deformación de las unidades en el área de estudio.

Para el caso de fracturas inducidas por la perforación se tienen que:

Estas fracturas, son las más difíciles de interpretar en las imágenes producidas por el FMS, debido a que no son de la misma naturaleza como lo observado en los núcleos, además tienen condiciones de esfuerzos diferentes. Las imágenes eléctricas relacionadas con este tipo de fracturas, se producen en la pared del pozo por procesos de perforación y/o toma de núcleos, las fracturas así generadas están alineadas con la dirección del esfuerzo principal. Si las imágenes son amplificadas a su máxima resolución, estos eventos pueden ser vistos, aún si estos son muy cortos, si son eventos verticales o si en algunos casos presentan terminaciones curvadas en la superficie de estratificación.

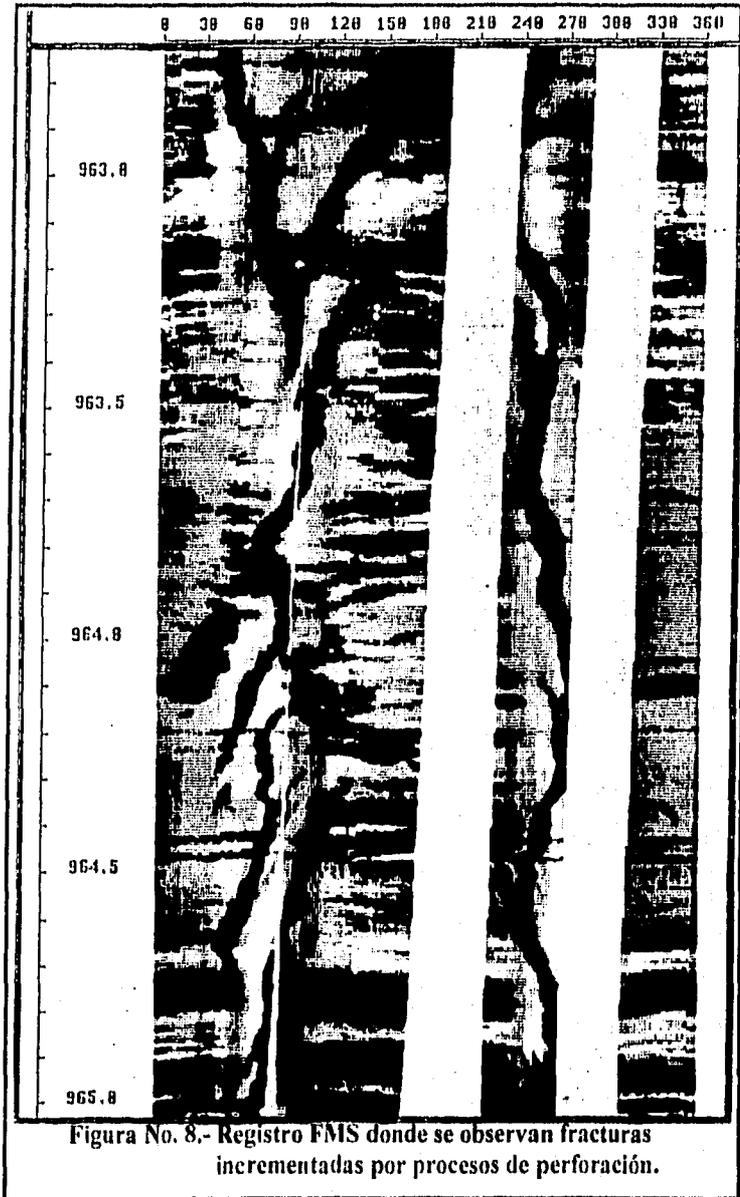
Para el caso de fracturas incrementadas por la perforación, las cuales, son fracturas naturales cerradas, se presenta lo siguiente:

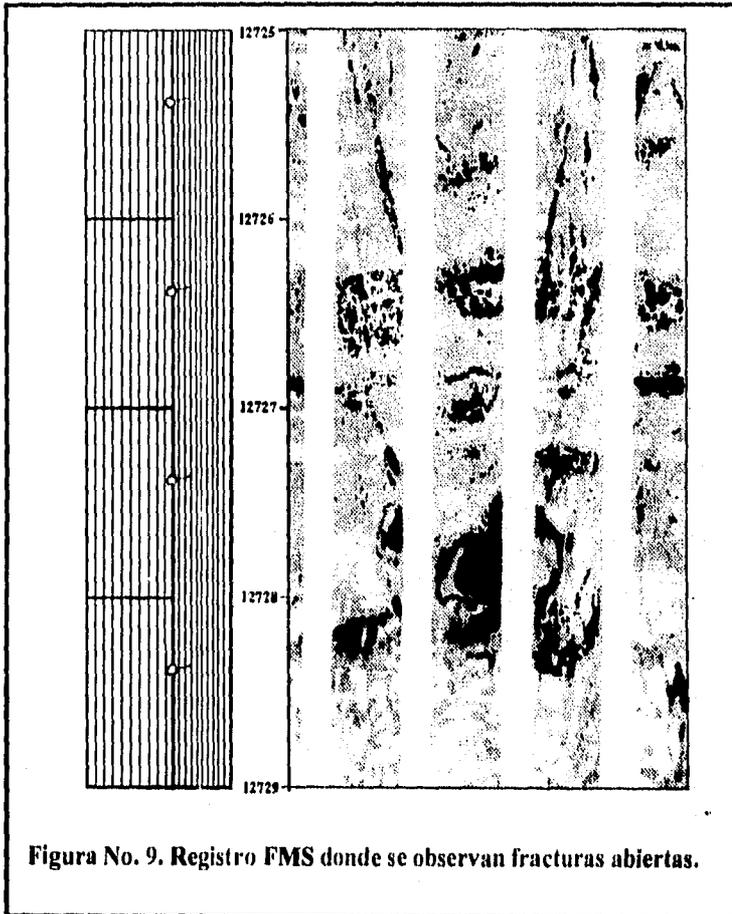
Los procesos de perforación, pueden incrementar una fractura natural y este incremento será visto en una dirección o aparecerá más abierta en la misma dirección, por lo que se ha determinado, que esta dirección corresponde al esfuerzo principal, y puede ser corroborado con la información de núcleos o de producción. Se puede notar en la Figura No. 8, que cuando estas fracturas están interconectadas se mostrarán una serie de zig-zags sobre las imágenes.

Lo que se refiere a fracturas naturales ya sea abiertas o cementadas:

Estas aparecerán muy obvias, de ángulo alto y discordante con los eventos conductivos y resistivos sobre las imágenes del microscaner. En la mayoría de los casos, se ha observado, que el evento más conductivo corresponde a una fractura abierta.

Para mostrar los aspectos anteriores, la Figura No. 9, muestra un ejemplo del registro microscaner en formaciones calcáreas con un sistema de fracturas naturales.

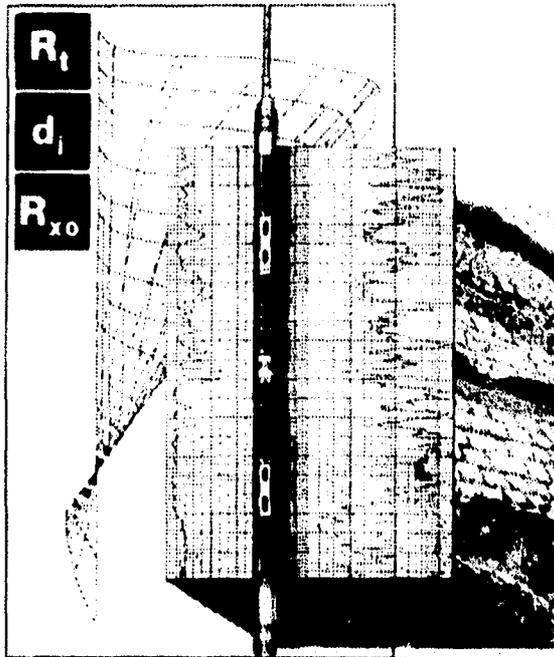




**Figura No. 9. Registro FMS donde se observan fracturas abiertas.**

#### **II.4.2 RESPUESTA DEL REGISTRO DOBLE LATEROLOG EN ROCAS NATURALMENTE FRACTURADAS.**

El registro doble laterolog<sup>(6)</sup>, es una herramienta utilizada para evaluar el perfil de resistividad en el pozo, especialmente en lodos salados y en formaciones de alta resistividad, en donde el registro doble inducción, carece de resolución para evaluar adecuadamente las formaciones. Esta herramienta mide una lectura de resistividad profunda denominada LLd, la cual es una medida alterada de la resistividad de la zona virgen ( $R_t$ ); una medida somera de resistividad llamada LLs, que esta asociada a la resistividad de la zona invadida ( $R_i$ ) y una medida de microresistividad MSFL, por medio de la herramienta MICROSFL, que representa una lectura cercana al valor de  $R_{xo}$ . De esta forma la herramienta Doble Laterolog-Rxo, proporciona tres medidas diferentes de resistividad, con lo cual se puede evaluar adecuadamente el perfil de invasión provocado por el fluido de perforación. La Figura No. 10, muestra un esquema de la herramienta y su relación con el perfil de resistividad en el pozo.



**Figura No. 10. Esquema de la herramienta Doble Laterolog-Rxo.**

(6). Referencias al final

En muchos yacimientos, las fracturas son vitales para la conducción de los fluidos al pozo. Las fracturas que pueden ser productivas de hidrocarburos, están invadidas por el lodo debido a los procesos de perforación y este fluido conductivo causa anomalías en las lecturas del registro Laterolog.

Por otro lado, el perfil de invasión es determinado por medio de las gráficas elaboradas por cada compañía de servicio, de acuerdo con las características propias de cada herramienta. La Figura No. 11, presenta un programa de interrelación entre el diámetro de invasión y el pseudo factor geométrico (JL), que es un parámetro utilizado para correlacionar valores de Rt y Rxo, con las lecturas del registro Doble Laterolog por medio de las siguiente expresiones:

$$LLd = J_{LLd} R_{xo} + (1 - J_{LLd}) R_t$$

$$LLs = J_{LLs} R_{xo} + (1 - J_{LLs}) R_t$$

$$MSFL = J_{MSFL} R_{xo} + (1 - J_{MSFL}) R_t$$

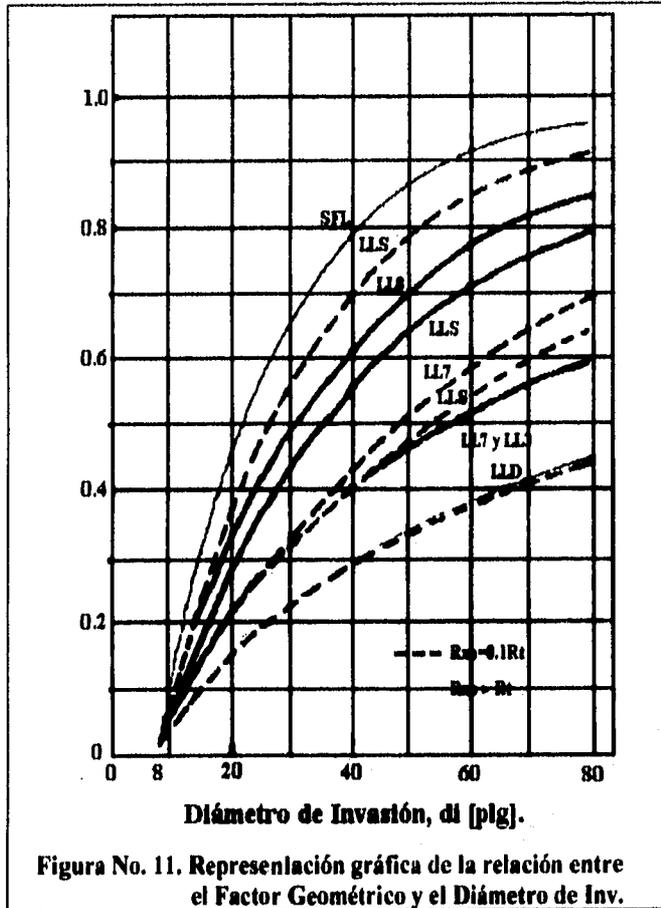
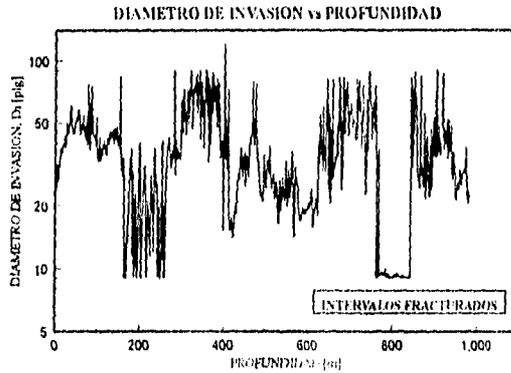


Figura No. 11. Representación gráfica de la relación entre el Factor Geométrico y el Diámetro de Inv.

El diámetro de invasión, es un parámetro ampliamente utilizado para localizar intervalos fracturados, ya que existe una relación directa entre el aumento del diámetro de invasión y la incidencia de las fracturas, esta característica es utilizada para diferenciar entre zonas compactas y fracturadas, para el primer caso, el diámetro de invasión es cercano a 8 pulg. para el segundo caso el diámetro de invasión puede llegar hasta 120 pulg. Un ejemplo del perfil del diámetro de invasión es mostrado en la Figura No. 12, en donde se han identificado algunas zonas con alta posibilidad de localizar fracturas.

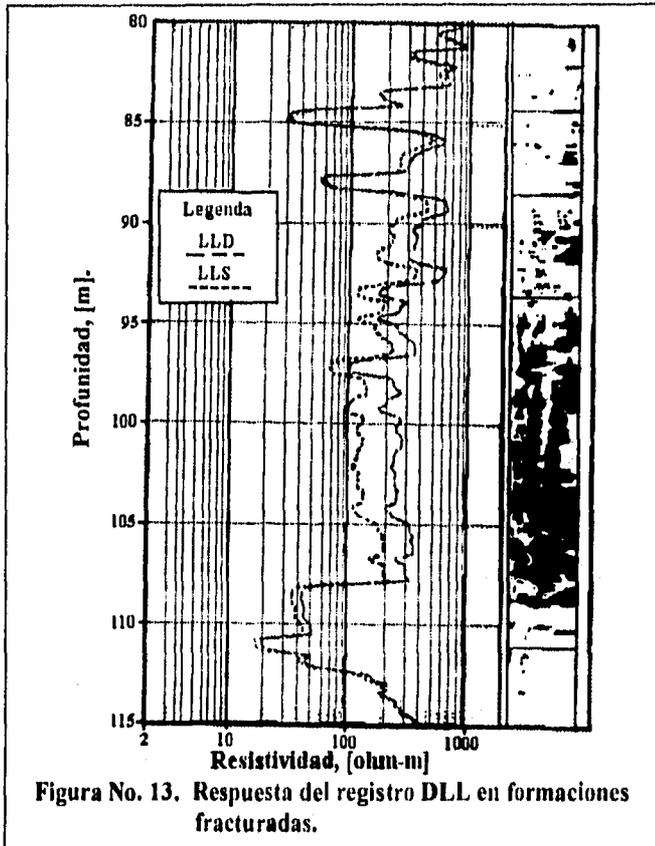


**Figura No. 12.** Representación de intervalos fracturados por la invasión del fluido de perforación.

En yacimientos naturalmente fracturados, el registro Laterolog representa una herramienta adecuada para identificar intervalos con porosidad secundaria, el parámetro evaluado es la separación entre la curva somera (LLs) y la profunda (LLd). Estas separaciones, son resultado de un aumento en la invasión de un fluido conductivo (lodo) a través del sistema de fracturas. La Figura No. 13, presenta intervalos fracturados, delimitados por la separación existente entre las curvas LLd y LLs, corroborándose, con una imagen de microresistividad de la pared del pozo.

En formaciones de alto contraste, es decir, en donde la resistividad de la formación ( $R_t$ ) es mucho mayor que la resistividad del lodo ( $R_m$ ), la respuesta de la herramienta Doble Laterolog es controlada por cuatro parámetros:

- \* La resistividad de los bloques de la formación.
- \* La resistividad del lodo.
- \* Lo extenso de la invasión.
- \* El ancho de las fracturas.



La herramienta Doble Laterolog puede determinar el ancho de las fracturas, así como, la extensión del fracturamiento dentro de la formación. Es importante notar, que las fracturas no son necesariamente planas y la disolución del material, debido a la circulación de aguas subterráneas a lo largo de las fracturas, puede resultar en una serie de vórgulos conectados por fracturas, en tales casos, la estimación del ancho será un promedio de la abertura del sistema de fracturas.

### II.4.3 REGISTRO DE ECHADOS.

La herramienta HDT<sup>TM</sup> (registro de echados de 4 patines), fue diseñada inicialmente, para determinar el buzamiento de las formaciones geológicas, esta herramienta consta de 4 patines espaciados 90° grados uno del otro y unidos en pares independientes; en cada patín se encuentra instalado un electrodo, mediante el cual se registra una curva de conductividad microfocada, la Figura No. 14, es un esquema de la herramienta HDT. El patín No. 1 consta de un segundo electrodo, el cual registra una quinta curva usada para correcciones de velocidad de las otras curvas. Los cuatro patines son controlados desde la superficie mediante un motor que posee la sonda, ajustándolos a la formación según lo permitan las condiciones del pozo.

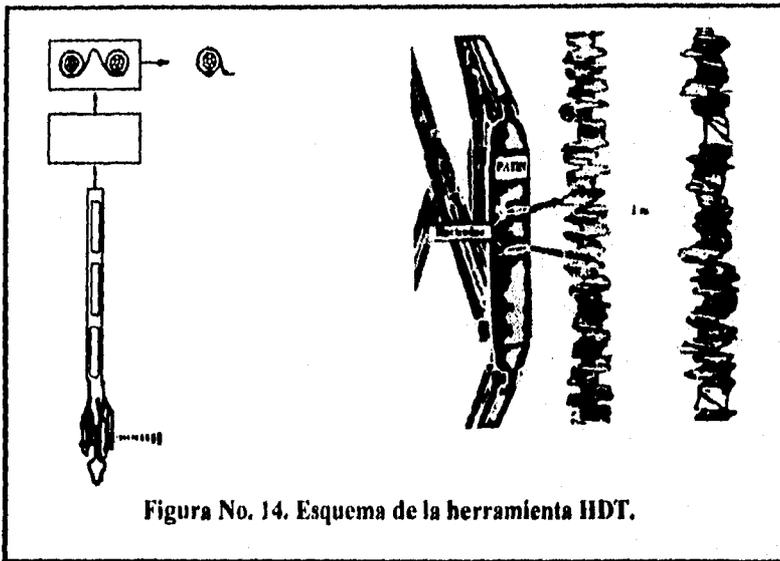


Figura No. 14. Esquema de la herramienta HDT.

El equipo HDT, transmite a la superficie cinco lecturas de microconductividad (con un muestreo vertical cada media pulgada), dos lecturas del diámetro del pozo, más tres medidas del inclinómetro, que comprende: desviación del pozo, rumbo relativo y azinut del patín No. 1 con relación al norte magnético; la Figura No. 15, muestra un ejemplo de este registro.

(7). Referencias al final

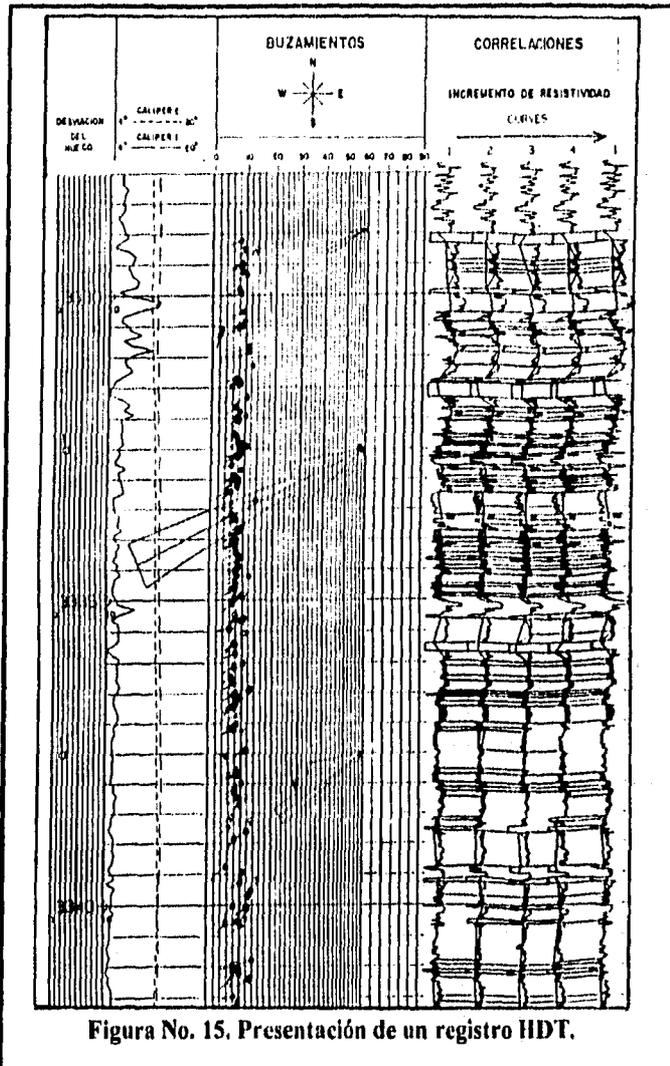


Figura No. 15. Presentación de un registro HDT.

La comparación de las curvas de conductividad proporcionadas por el registro de echados, se han utilizado para cuantificar la ubicación y la orientación de las fracturas atravesadas por los pozos. Es de gran importancia conocer la ubicación, puesto que indica intervalos con potencial de producción; y la orientación, es esencial para el desarrollo de un campo petrolero, sobre todo en etapas de producción o inyección.

La técnica DCA (*Detección de Anomalías de Conductividad*), derivada de los datos del HDT, fue desarrollada para localizar fracturas a partir de algunas características, tales como, estratificación, laminación, estructuras primarias, etc, registradas por la herramienta de medición de echados. El principio básico de esta técnica es comparar las curvas de conductividad del registro de echados dipmeter, para encontrar eventos no correlacionables; estos eventos se observan normalmente como anomalías de conductividad en un patín o en dos patines opuestos, cuando las fracturas se encuentran saturadas con lodo conductivo o filtrado de lodo. Los eventos correlacionables son obtenidos mediante el programa denominado "*Geodip*", los cuales pueden ser considerados como una secuencia depositacional de eventos geológicos y son buenos indicadores de la frecuencia de laminación o estratificación y para el cálculo del echado.

La DCA, compara cada curva del HDT con cada una de los patines adyacentes, entre dos correlaciones sucesivas entre los cuatro patines, determinadas por el Geodip, por lo que la calidad del procesamiento del DCA depende altamente de los resultados del Geodip.

Se define como *anomalía de conductividad*, a la diferencia más pequeña entre las lecturas de un patín determinado y las lecturas de dos patines adyacentes y se presenta si:

- \* La diferencia es lo suficientemente grande.
- \* La conductividad es suficientemente grande.
- \* La anomalía se detecta a través de un número mínimo de niveles consecutivos.

La respuesta del programa, está diseñada para proporcionar la localización de fracturas en términos de profundidad y azimut. Como se puede observar en la Figura No. 16, el azimut de los patines 1 a 4 son presentados en la pista

Capítulo II.- Registros Geofísicos de Pozos e Identificación de Intervalos Fracturados.

derecha, y en la pista izquierda se presenta solo los azimuts de los patines 1 y 2. Las anomalías de conductividad seleccionadas por el DCA son mostradas como elongaciones de la correspondiente curva de azimut.

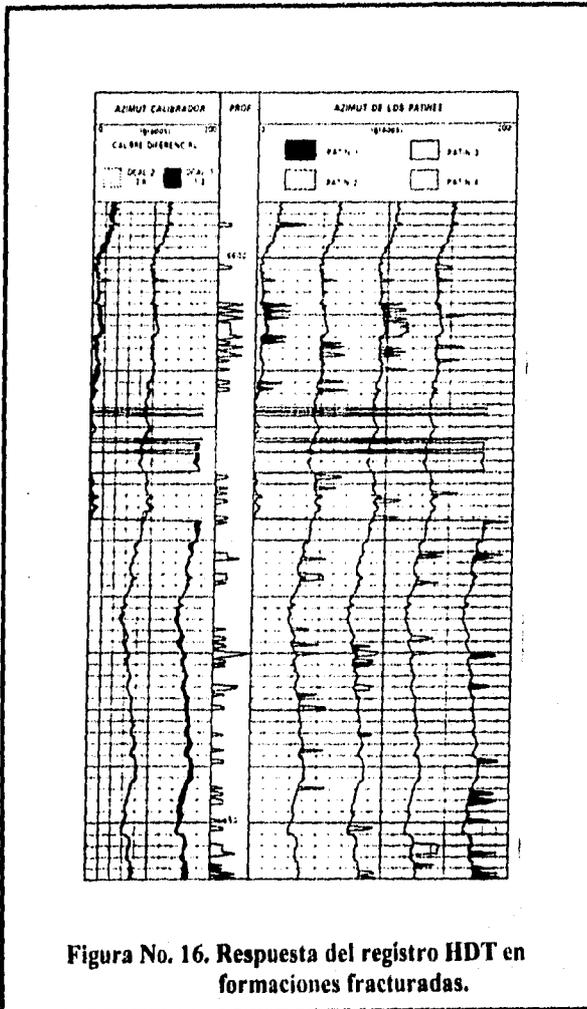
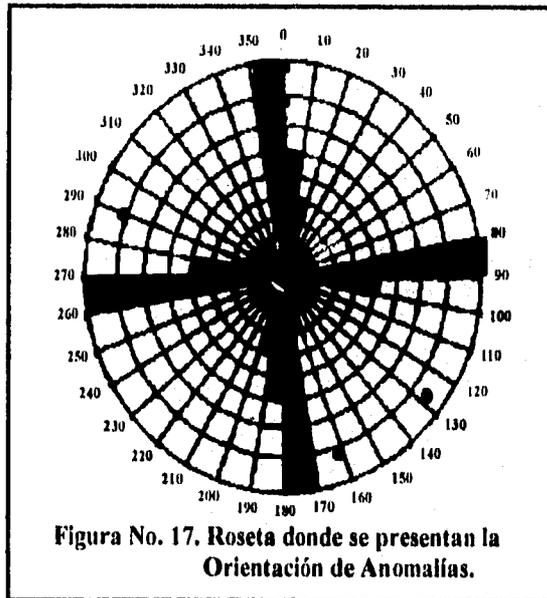


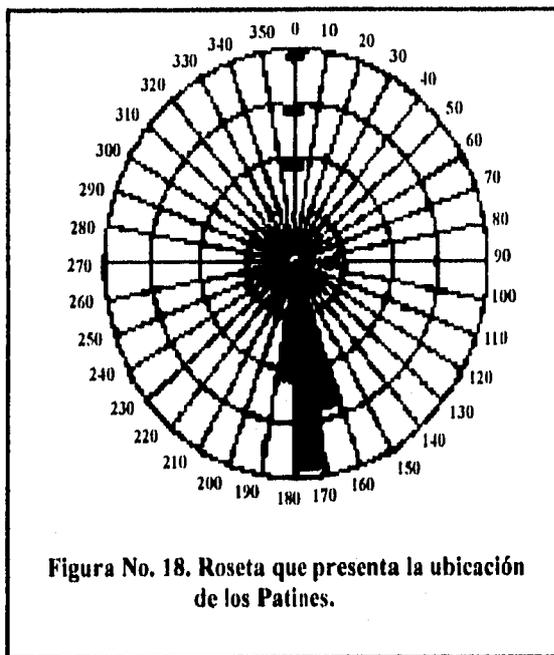
Figura No. 16. Respuesta del registro HDT en formaciones fracturadas.

En este tipo de presentación se observan los siguientes indicadores de fracturas:

- \* Las anomalías seleccionadas por el programa DCA.
- \* Elongación y rugosidad del pozo.
- \* Cambios en la velocidad de rotación de la herramienta.

Además de la presentación gráfica, se proporcionan rosetas que presentan la distribución de las anomalías en grupos de 10 grados, la primera presenta la orientación de las anomalías, Figura No. 17, y la segunda presenta la ubicación de los patines, Figura No. 18.





#### **II.1.4 REGISTRO DE RAYOS GAMMA Y REGISTRO DE ESPECTROSCOPIA DE RAYOS GAMMA.**

El registro de Rayos Gamma<sup>(8)</sup> (RG), es utilizado para la medición de la radioactividad natural presente en las formaciones, se emplea un contador de centelleo para esta medición; trabaja especialmente en lodos salados donde el registro de Potencial Espontáneo (SP) está distorsionado, además, es fácil de combinar con otras herramientas de registros, lo cual permite integrar la información proveniente de otras fuentes para una correcta evaluación de las formaciones.

La radioactividad natural proviene del Uranio<sup>238</sup> (U), Torio<sup>232</sup> (Th) y Potasio<sup>40</sup> (K), los cuales emiten rayos gamma de diferentes energías, y tienden a concentrarse en capas arcillosas, en formaciones con alto contenido de materia orgánica y en rocas clásticas, por lo que esta herramienta es útil para la delimitación de unidades. Los cuerpos arcillosos se representan en el registro con niveles altos de radioactividad, mientras que las formaciones limpias presentan bajo nivel de radioactividad, a menos que presenten elementos radioactivos, como por ejemplo: cenizas volcánicas, residuos de granito o que el agua de formación contenga sales radioactivas, lo cual afecta la respuesta normal de esta herramienta.

Es importante notar, que dos formaciones con densidades diferentes, tendrán diferentes niveles de radioactividad, aún si éstas contienen la misma cantidad de material radioactivo por unidad de volumen; ésto quiere decir que las formaciones menos densas aparecerán con mayor cantidad de elementos radioactivos.

Por lo que respecta al registro de Espectroscopía de Rayos Gamma, detecta la radioactividad natural de las formaciones, utilizando un contador de centelleo, al igual que el RG, con la diferencia que este mide el número de rayos gamma y el nivel de energía de cada una de los elementos radioactivos: Uranio, Torio y Potasio presentes en la formación.

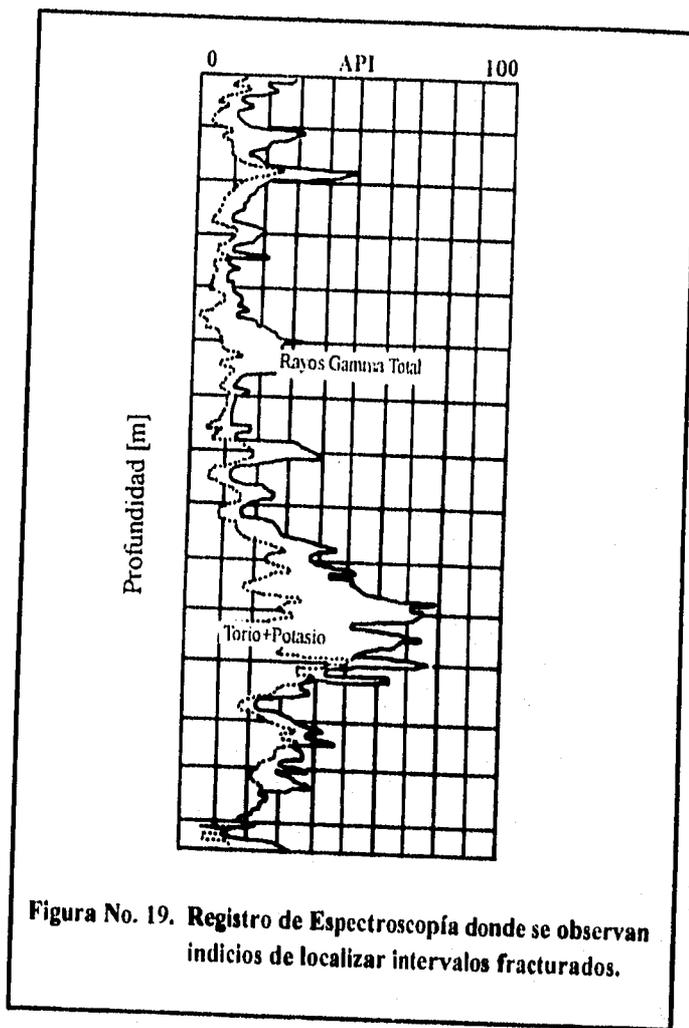
(8), Referencias al final

En combinación con el registro de Rayos Gamma, se puede determinar un índice de porosidad secundaria, tomando en consideración que las sales radioactivas de Uranio se presentan, con mayor frecuencia, en las capas permeables y en intervalos con alto contenido de materia orgánica. Para determinar la presencia de sales de Uranio, basta con tomar en cuenta la respuesta combinada del Torio y del Potasio y graficarla junto con la curva de RG total; la separación entre las dos curvas indicará la diferencia debida al porcentaje de Uranio.

Por otro lado, la respuesta del Torio, en este registro, es frecuentemente utilizado como un indicador de la presencia de arcilla, el cual es mucho más preciso que el registro de radioactividad total.

Por último, se ha mencionado que en formaciones naturalmente fracturadas, las sales de Uranio tienden a depositarse en las fracturas, por lo cual altos niveles de radioactividad en una zona limpia, pueden estar asociados con la presencia de fracturas, para realizar este análisis, se requiere evaluar el volumen de arcilla mediante las herramientas de porosidad y/o resistividad.

La Figura No. 19, muestra un ejemplo de intervalos probablemente fracturados que están asociados con altos valores de radioactividad.



**Figura No. 19. Registro de Espectroscopía donde se observan indicios de localizar intervalos fracturados.**

### II.4.5 METODO DE LITO-POROSIDAD (M-N).

El método de Lito-porosidad<sup>(9)</sup> (M-N), es ampliamente utilizado para la evaluación de formaciones mediante registros geofísicos de pozos, esta técnica fue planteada por Burke et al, sin embargo, es un método convencional de gran aceptación para la determinación de intervalos con porosidad secundaria.

La gráfica de Lito-porosidad (M-N), se elabora con la respuesta de los tres registros de índice de porosidad: Neutrón, Sónico y Densidad, los cuales se manejan en forma simultánea para obtener parámetros indicadores de litología y porosidad. Es importante notar que los registros Neutrón y Densidad responden a la porosidad total, mientras que el registro Sónico está influenciado por la porosidad primaria. Este método, ayuda a determinar el modelo de mineralogía presente en la formación, además cuantifica el porcentaje de cada mineral, también puede detectar la presencia de porosidad secundaria, pero no distingue si se relaciona con vórgulos o fracturas. De las lecturas de los registros de porosidad, se calculan los parámetros M y N que son independientes de la porosidad, los cuales se determinan mediante las siguientes ecuaciones:

$$M = (Dt_f - Dt) / (\rho_b - \rho_f) * 0.01$$

$$N = (\phi_{Nf} - \phi_N) / (\rho_b - \rho_f)$$

donde:

$Dt_f$  - tiempo de tránsito del fluido en los poros, [ $\mu s/f$ ].

$Dt$  - tiempo de tránsito de la matriz, [ $\mu s/f$ ].

$\rho_b$  - densidad total de la formación, [ $gr/cc$ ].

$\rho_f$  - densidad del fluido en los poros, [ $gr/cc$ ].

$\phi_{Nf}$  - respuesta del registro porosidad neutrón al fluido.

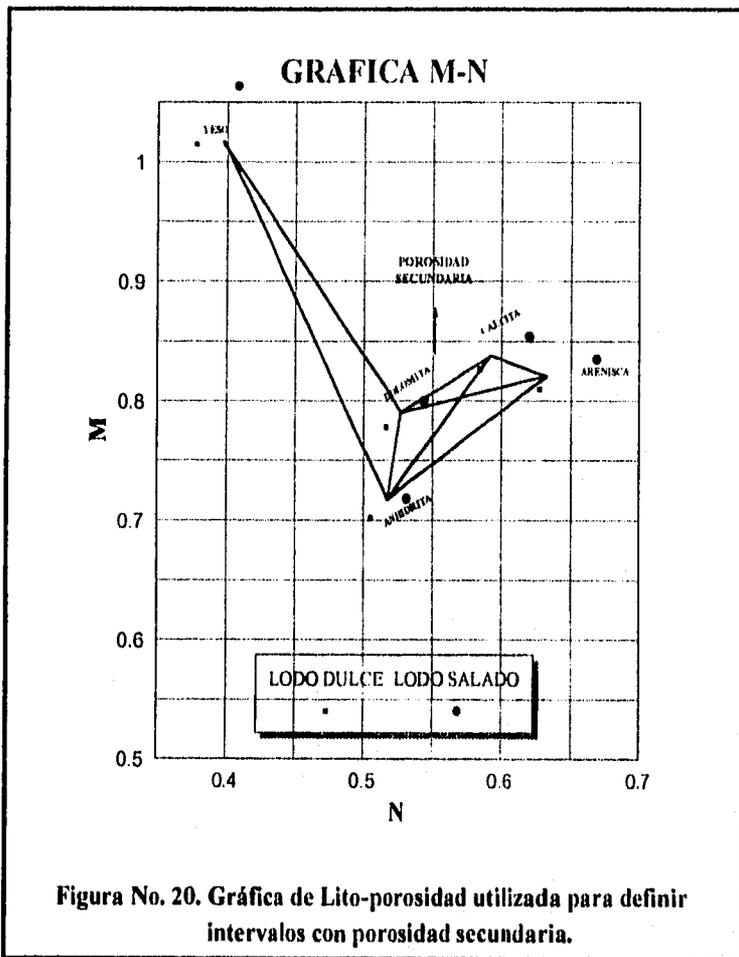
$\phi_N$  - registro de porosidad neutrón.

(9), Referencias al final

Analizando las ecuaciones anteriores, se aprecia que la porosidad secundaria no afecta al valor de N; para el caso que la porosidad secundaria aumenta, el valor de M, también se incrementa, este indicador es ampliamente utilizado para definir los intervalos con porosidad secundaria. Por otro lado, se han determinado los coeficientes de matriz y los valores M y N para algunos minerales, estos valores se presentan en la Tabla 1. Los valores de M y N de estos minerales son presentados en la Figura No. 20. En esta figura se ha determinado que los puntos que están localizados por arriba de la línea dolomita-caliza corresponderán a regiones con porosidad secundaria. Esta figura también es utilizada para definir el modelo litológico, el cual será la base para reconocer los minerales presentes en la formación.

Mineral	Lodo Dulce		Lodo Salado	
	M	N	M	N
Arenisca 1 $V_{ma}=18000$	0.810	0.636	0.835	0.667
Arenisca 2 $V_{ma}=19500$	0.835	0.636	0.862	0.667
Calcita	0.827	0.585	0.854	0.621
Dolomita 1 $\phi=5.5-30\%$	0.778	0.489	0.800	0.517
Dolomita 2 $\phi=1.5-5.5\%$	0.778	0.500	0.800	0.528
Dolomita 3 $\phi=0-1.5\%$	0.778	0.513	0.800	0.542
Anhidrita $\rho_{ma}=2.98$	0.702	0.504	0.718	0.533
Yeso	1.015	0.296	1.064	0.320
Sal			1.269	1.086

Tabla No. 1. Valores de M y N para minerales comunes.



### II.1.6 GRAFICA MID-PLOT

La técnica MID-PLOT, es ampliamente utilizada para la evaluación de formaciones mediante la aplicación de registros de porosidad, fue propuesta por Clavier and Rhuey en 1970<sup>(10)</sup>, para cuantificar la litología y la porosidad de la formación. Con la ayuda de esta gráfica, es posible determinar parámetros indicadores de litología, presencia de gas y de porosidad secundaria; para elaborar esta gráfica, es necesario obtener los parámetros :

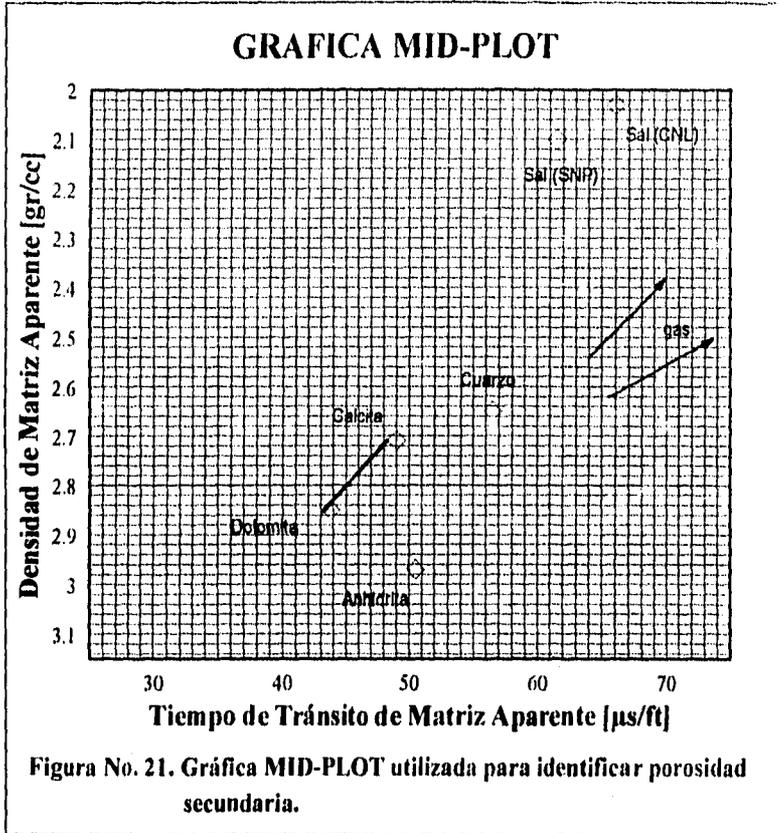
- 1) Densidad de matriz aparente ( $\rho_{maa}$ ).
- 2) Tiempo de tránsito de matriz aparente ( $\Delta t_{maa}$ ).

Estos valores representan una aproximación de los valores de matriz, los cuales son indicadores de litología, este método trata de minimizar los efectos de la porosidad, ya que incluye parámetros ligados con el tipo de formación. La tabla No. 2, muestra valores de  $\rho_{maa}$  y  $\Delta t_{maa}$  de los minerales de matriz más comunes, y que posteriormente serán utilizados en la gráfica MID-PLOT, la cual es presentada en la Figura No. 21.

Mineral	$\Delta t_{maa}$ [μs/ft]	$\rho_{maa}$ [gr/cc]
Dolomita	43.8	2.85
Calcita	49.0	2.71
Anhidrita	50.5	2.97
Cuarzo	49.0	2.71
Sal (SNP)	61.5	2.10
Sal (CNL)	66	2.03

Tabla No. 2. Coeficientes de matriz de algunos minerales.

(10), Referencias al final



La Densidad de matriz aparente ( $\rho_{maa}$ ) se determina con la ayuda de la gráfica  $\rho_b$  vs.  $\phi_N$ , (Figura No. 22), para este caso se tienen identificados los minerales más comunes, los cuales se representan por medio de líneas. La densidad de matriz aparente se obtiene de manera directa cuando los puntos se localizan sobre las líneas que representa alguno de los minerales conocidos, si la combinación de valores hace que el punto se encuentre en medio de dos líneas principales, el valor de densidad de matriz aparente se obtiene por

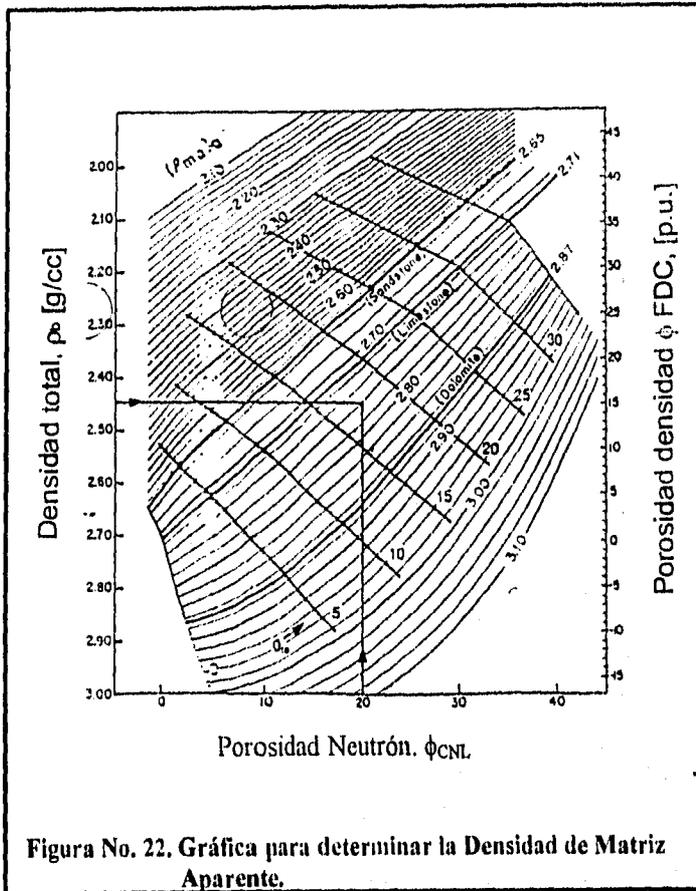


Figura No. 22. Gráfica para determinar la Densidad de Matriz Aparente.

interpolación. El valor de densidad de matriz aparente puede ser estimado con la siguiente expresión:

$$\rho_{maa} = (\rho_b - \phi_{ta} - \rho_f) / (1 - \phi_{ta})$$

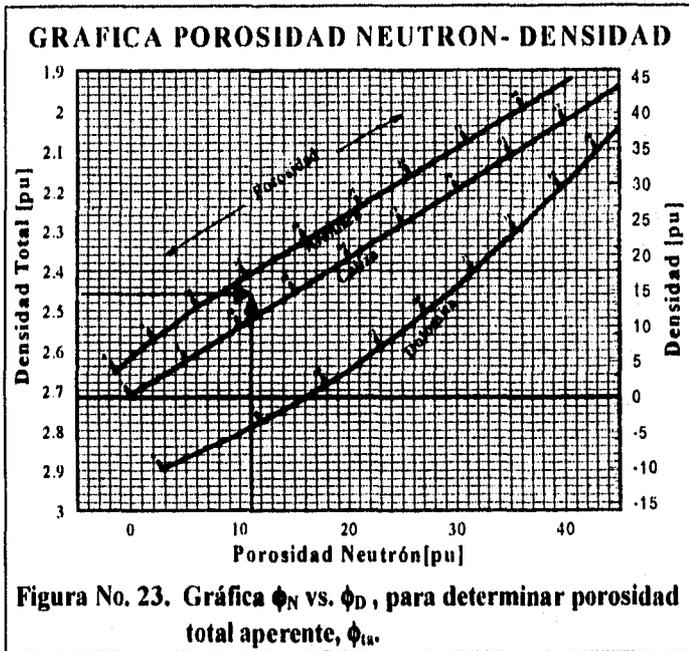
donde:

$\rho_{maa}$  – densidad de matriz aparente, [gr/cc].

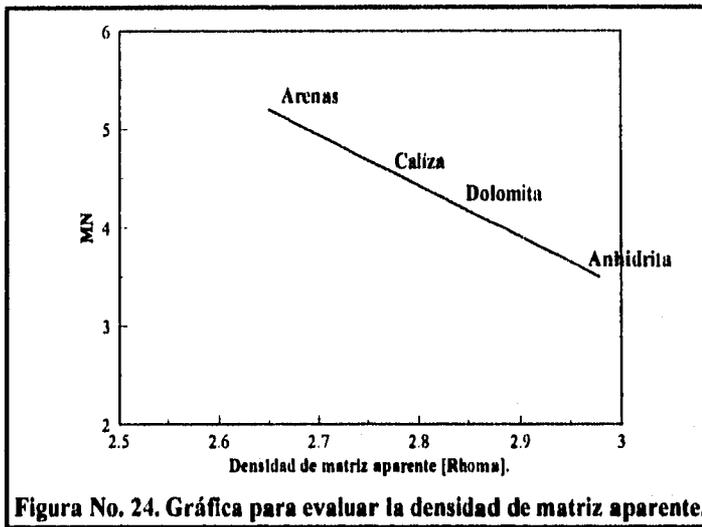
$\rho_b$  – densidad total, obtenida del registro de densidad, [gr/cc].

$\rho_f$  – densidad del fluido, [gr/cc]

$\phi_{ta}$  – porosidad total aparente, obtenida de la gráfica  $\phi_N$  vs.  $\phi_D$ , (Figura No. 23).



Otro método de evaluar la densidad de matriz aparente, es por medio de los parámetros M-N de la técnica de Lito-porosidad, ya que al graficar MN contra la densidad de matriz, se observa que el comportamiento es lineal, lo cual es representado en la Figura No. 24.



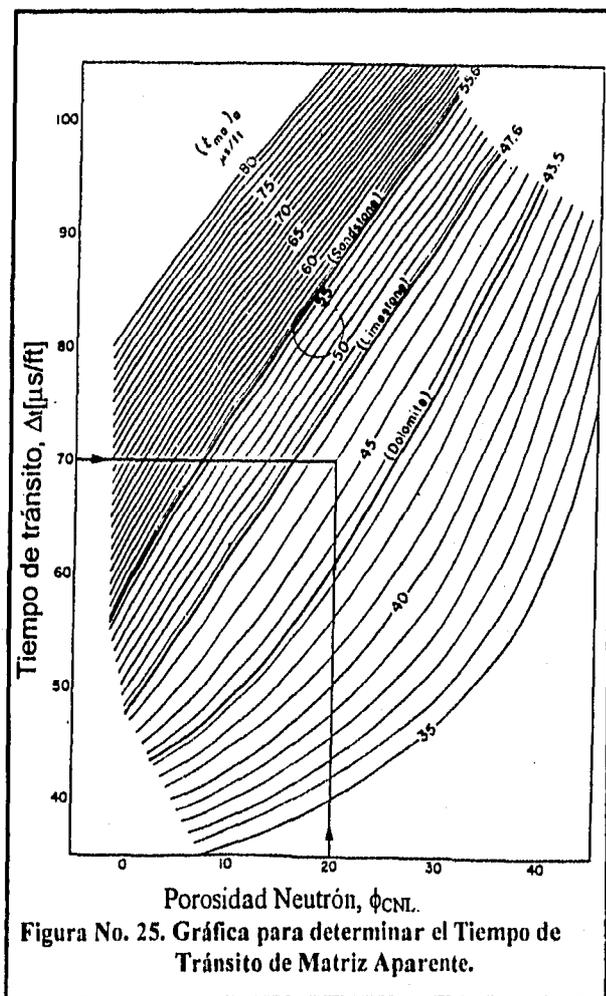
El tiempo de tránsito de matriz aparente ( $\Delta t_{ma}$ ), se obtiene mediante la interpolación de la gráfica  $\Delta t$  vs.  $\phi_N$  (Figura No. 25), la cual es independiente de la porosidad. Otra técnica para determinar este parámetro es mediante la expresión:

$$\Delta t_{ma} = (\Delta t - \phi_{ta} * \Delta t_f) / (1 - \phi_{ta})$$

donde:

- $\Delta t_{ma}$  – tiempo aparente de tránsito de matriz, [ $\mu s/ft$ ].
- $\Delta t$  - tiempo de tránsito obtenido del registro sísmico, [ $\mu s/ft$ ].
- $\Delta t_f$  - tiempo de tránsito del fluido, [ $\mu s/ft$ ].
- $\phi_{ta}$  – porosidad total aparente.

Una vez obtenido los parámetros, se hace uso de la gráfica MID (Figura No. 21), la litología se determina en base a la proximidad de los puntos marcados, y por lo que respecta a la porosidad secundaria, se dice que todos los puntos graficados a la izquierda de la línea calcita-dolomita representan un índice de porosidad secundaria. Este indicador es ampliamente utilizado para localizar los intervalos con porosidad secundaria, pero no es posible diferenciar entre porosidad de fracturas y porosidad por cavernas.



### II.1.7 EXPONENTE DE CEMENTACION, "m".

El exponente de cementación o exponente de porosidad (m), es un parámetro utilizado para el cálculo de saturación de agua, mediante la ecuación de Archie, ya que el exponente de cementación (m) es utilizado para evaluar el Factor de Formación (F):

$$F = a / \phi^m$$

donde:

$\phi$  – porosidad de la formación  
a – constante que depende de la litología

El parámetro "m", depende de la estructura de la roca, Towle<sup>(11)</sup> mostró que existen diversos factores que controlan el valor de m: tipo de sedimentos, la geometría de poros, el grado de compactación de las rocas y la porosidad (tipo y distribución). De esta manera, el parámetro m puede variar entre 2 y 3 para una roca muy compacta; por otro lado el exponente de cementación es cercano a 1 para una formación naturalmente fracturada<sup>(12)</sup>.

Para las rocas compactas, se utiliza generalmente la expresión de Archie:

$$F = 1 / \phi^2$$

la cual es válida para formaciones de areniscas y calizas compactas.

Para el caso de arenas, se utiliza la expresión de Humble:

$$F = 0.62 / \phi^{2.15}$$

En muchas ocasiones los parámetros (a) y (m), son considerados como constantes para un intervalo o para un yacimiento, sin embargo, ha sido

mostrado por diferentes autores, que el parámetro (m) puede presentar grandes variaciones en un intervalo de interés<sup>(13)</sup>. De esta manera, es recomendable la utilización de técnicas que involucren la variación del exponente "m". Para el caso de formaciones carbonatadas, puede utilizarse la fórmula de Shell, la cual es válida para calizas de baja porosidad, el exponente m es calculado por:

$$m = 1.87 + (0.019 / \phi)$$

Los modelos desarrollados por Aguilera (1975), permitieron establecer que para el caso de formaciones naturalmente fracturadas (m) es superior a 1, pero es menor a los valores propuestos por las ecuaciones de Archie, Humble y Shell (2, 2.15 y 1.87 respectivamente), de tal forma que para el modelo de Aguilera (m) varía entre 1.6 y 1.2.

Como se ha mencionado (m), varía en función de la complejidad del sistema poroso, su correcta evaluación permite una explotación eficiente del yacimiento. Este exponente es utilizado como un "índice de fracturamiento", dependiendo del valor que tome se obtiene una estimación del grado de fracturamiento, apoyándose con información proporcionada de registros convencionales de pozos; para nuestro caso de estudio, se ha observado que en zonas fracturadas el exponente de cementación varía de 1 a 2, mientras que en zonas con porosidad vugular no-conectada es mayor a 2.2.

La determinación del exponente de cementación, está basado en el trabajo desarrollado por J. C. Rasmus<sup>(14)</sup> que considera:

$$m = [ \log ( \phi_s^3 + \phi_s^2 (1 - \phi_t) + \phi_f ) ] / \log \phi_t$$

donde:

- m - exponente de cementación.
- $\phi_s$  - porosidad del registro sísmico.
- $\phi_t$  - porosidad total.
- $\phi_f$  - porosidad secundaria.

Como se puede observar, para utilizar la ecuación anterior, es necesario contar con la información proporcionada de los tres registros de porosidad (Sónico, Neutrón y Densidad).

\* La porosidad del registro sónico se obtiene con la siguiente ecuación:

$$\phi_s = (Dt - Dt_{ma}) / (Dt_f - Dt_{ma})$$

donde:

$Dt$  – tiempo de tránsito, obtenido del registro [ $\mu\text{s}/\text{ft}$ ]

$Dt_f$  – tiempo de tránsito del fluido [ $\mu\text{s}/\text{ft}$ ].

para lodos salados  $Dt_f = 185$  [ $\mu\text{s}/\text{ft}$ ].

para lodos dulces  $Dt_f = 189$  [ $\mu\text{s}/\text{ft}$ ].

$Dt_{ma}$  – tiempo de tránsito de la matriz [ $\mu\text{s}/\text{ft}$ ], obtenido de la gráfica  $\phi_N$  vs.  $\Delta t$ . (Figura No. 25).

\* La porosidad total se obtiene con la combinación de los registros densidad-neutrón por medio de la siguiente ecuación:

$$\phi_t = (\rho_{ma} - \rho_b) / (\rho_{ma} - \rho_f).$$

donde:

$\rho_{ma}$  – densidad de la matriz aparente [ $\text{g}/\text{cc}$ ]; obtenida de la gráfica  $\phi_{DN}$  (Figura No. 22)

$\rho_b$  – densidad total de la formación [ $\text{g}/\text{cc}$ ]; obtenida del registro.

$\rho_f$  – densidad del fluido [ $\text{g}/\text{cc}$ ];

para lodos salados  $\rho_f = 1.1$  [ $\text{g}/\text{cc}$ ],

lodos dulces  $\rho_f = 1.0$  [ $\text{g}/\text{cc}$ ].

\* Por último para calcular el índice de porosidad secundaria se hace uso de la ecuación:

$$\phi_f = \phi_{xp} - \phi_s$$

donde:

$\phi_f$  - porosidad secundaria.

$\phi_{xp}$  - porosidad total o porosidad densidad-neutrón.

$\phi_s$  - porosidad primaria o porosidad sónica.

Por lo tanto, el valor de "m" es de importancia debido a que está relacionado con la presencia de fracturas, así como con el comportamiento de flujo de los hidrocarburos, y puede variar dependiendo de la estratigrafía y del volumen de porosidad vugular-fractura en un yacimiento naturalmente fracturado.

## CAPITULO III

### DESARROLLO DE LA METODOLOGIA DE TRABAJO

Como se ha mencionado anteriormente, es necesario integrar diversas fuentes de información con el fin de obtener resultados satisfactorios en la evaluación y caracterización de yacimientos petroleros; este trabajo presenta un método para determinar de manera precisa, la localización de intervalos naturalmente fracturados presentes en un yacimiento, dicho método consiste en realizar un análisis combinado de núcleos, muestras de canal, registros geofísicos de pozo e imágenes de pozo, el cual fue aplicado a las formaciones calcáreas del SE de México, en donde se dispuso de una gran cantidad de información, la cual es integrada para evaluar de manera detallada los intervalos con fracturamiento natural.

En el análisis realizado a los núcleos y muestras de canal de la unidad brecha del Paleoceno Inferior, se observó una alta incidencia de porosidad secundaria, por fracturas y cavernas de disolución; por otra parte, los estudios realizados a los núcleos de las unidades calcáreas de edad Cretácico Inferior y Medio en la Sonda de Campeche, presentaron poca incidencia de fracturas, con lo cual se dispuso de dos grupos de datos, contrastantes entre ellos, este aspecto fue de gran importancia para evaluar el fracturamiento por medio de registros geofísicos en intervalos con fracturas y en intervalos compactos.

Con base en dicho análisis, y con el propósito de evaluar el grado de confiabilidad de los indicadores de fractura por medio de registros geofísicos de pozos, se elaboraron dos bases de información, el objetivo de este trabajo, es la identificación del indicador más confiable para la detección de fracturas abiertas de tipo vertical.

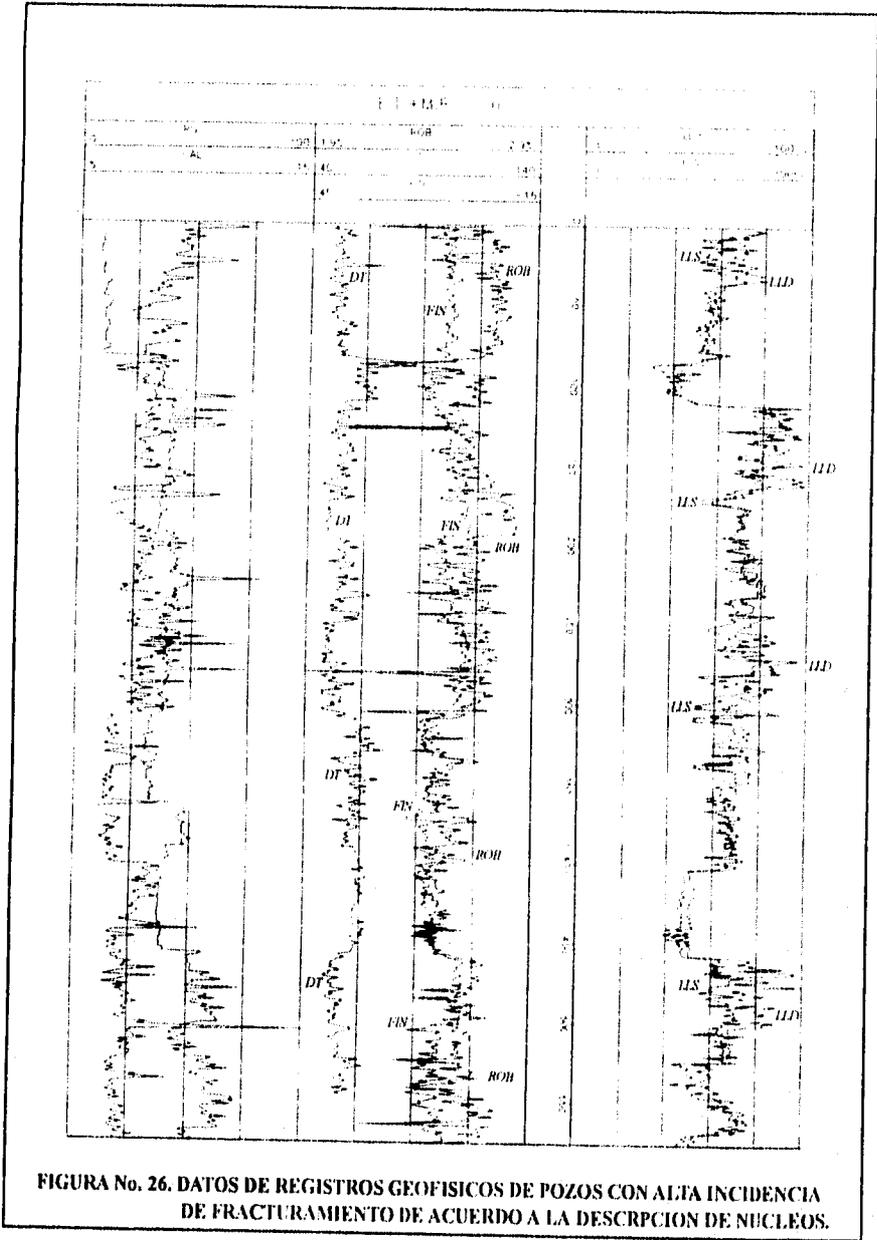
El primer grupo de la base de datos, se elaboró con datos de registros geofísicos, donde el estudio de núcleos presentó una alta incidencia de porosidad secundaria y donde se espera a priori que los índices de fracturamiento definan también un alto grado de porosidad secundaria, estos

intervalos se presentan en la Figura No. 26, y se relacionan principalmente a calizas dolomitizadas, dolomías y brechas dolomitizadas. Este registro "sintético", se determinó con la aportación de más de 75 intervalos nucleados, correspondientes a 45 pozos localizados en la Sonda de Campeche. Se presenta información de radioactividad natural (RG), diámetro del pozo (CAL), registro de densidad compensada (ROB), tiempo de tránsito (DT), porosidad neutrón (FIN) y registro de resistividad del tipo laterolog (LLD y LLS). Una descripción cualitativa de estas curvas indica la presencia de unidades dolomitizadas, considerando la separación entre los registros neutrón y densidad a escala compatible. El análisis de las curvas de resistividad indica la presencia de intervalos permeables y/o porosos debido a la diferencia de resistividades. El registro de diámetro del pozo presenta algunas variaciones importantes las cuales se relacionan con fracturas. De manera general la base de datos elaborada para este grupo, presenta todas las condiciones para probar la exactitud de cada indicador en el caso de fracturamiento natural.

Para determinar el grado de confiabilidad de cada indicador de fracturamiento, fue necesario elaborar una segunda base de información, con datos de registros geofísicos, donde previamente el estudio de núcleos identificó la existencia de formaciones compactas con muy baja incidencia de porosidad secundaria, relacionadas con unidades calcáreas de edad Cretácico Medio e Inferior. Estos intervalos se presentan en la Figura No. 27, muestran la misma información que en el caso del grupo anterior. La idea de este juego de datos, es estudiar la respuesta de los indicadores de fracturamiento en el caso de intervalos compactos, para este grupo de datos, se espera que los registros y sus indicadores de fracturamiento señalen baja o nula posibilidad de encontrar fracturas.

El análisis de los datos comenzó con la elaboración de gráficas cruzadas de apoyo, las cuales definen de manera general la litología probable de las formaciones y sus propiedades petrofísicas.

La Figura No. 28, muestra las gráficas de apoyo litológico para el caso del grupo de datos con alta posibilidad de encontrar fracturamiento. En ellas se confirma que los intervalos corresponden a una serie de calizas dolomitizadas que varían a una dolomía, las porosidades totales están en un rango de 2 a 15 %, las cuales son concordantes en las cuatro gráficas elaboradas. Se muestran las combinaciones Neutrón-Densidad (FIN-ROB), Neutrón-Sónico (FIN-DT),



**FIGURA No. 26. DATOS DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS CON ALTA INCIDENCIA DE FRACTURAMIENTO DE ACUERDO A LA DESCRPCION DE NUCLEOS.**

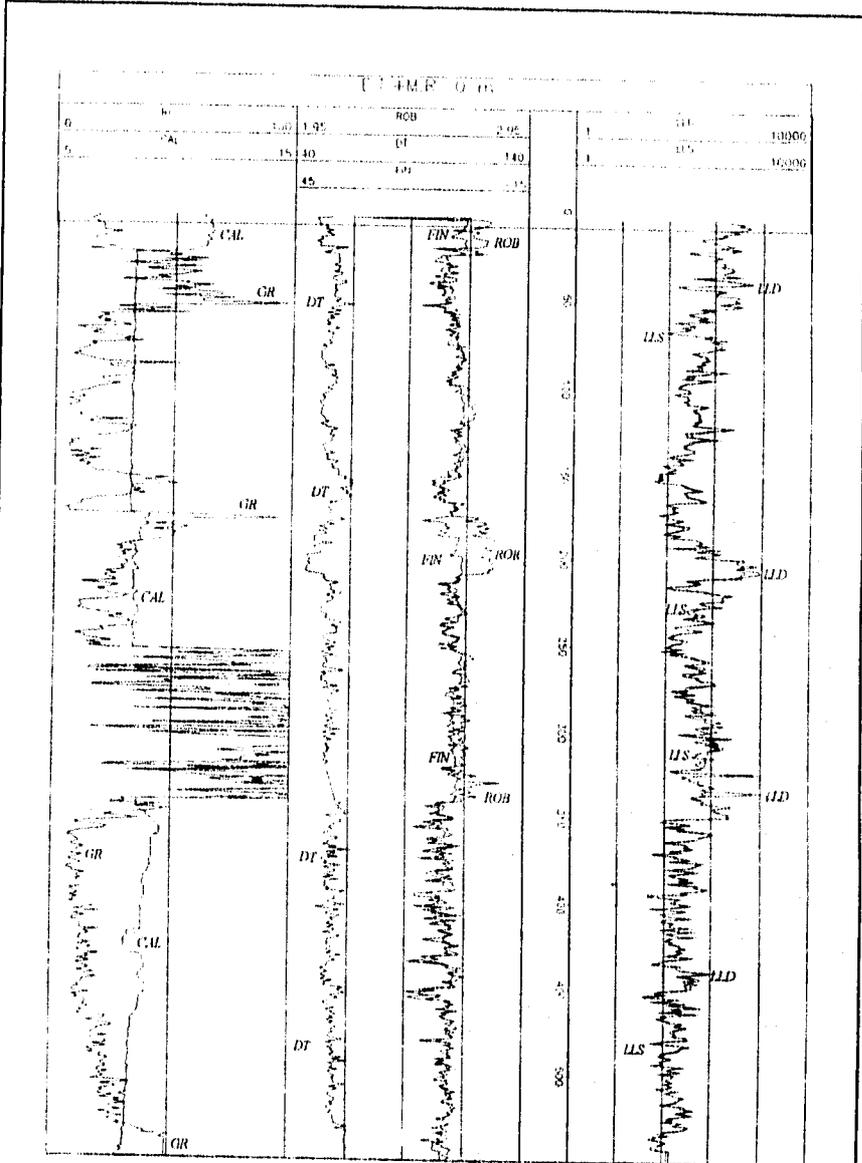


FIGURA No. 27. DATOS DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS DE INTERVALOS COMPACTOS DE ACUERDO A LA DESCRIPCION DE NUCLEOS.

Gráfica de Litoporosidad (M-N) y la Gráfica Mid-Plot (Densidad de matriz aparente contra tiempo de matriz aparente).

Para este mismo grupo, se elaboraron gráficas no convencionales de litología, las cuales se presenta en la Figura No. 29. Las combinaciones estudiadas incluyen las gráficas N-DTmaa, M-DTmaa, Porosidad Densidad-Porosidad Neutrón (PHYD-PHYN) y M-ROMAA (Densidad de matriz aparente). En estas gráficas se confirma el rango de porosidad de los datos entre 2 y 15 %, además se define un bajo porcentaje de arcilla bajo un indicador confiable PHYD-PHYN. Es clara la tendencia de los puntos a definir porosidad secundaria.

Otro tipo de gráficas no convencionales se presentan en la Figura No. 30, las cuales fueron utilizadas para estudiar el sistema poroso presente en los intervalos analizados, se consideraron las siguientes combinaciones, Porosidad Densidad-Neutrón- Exponente de cementación (PHYDN-m), Índice de porosidad secundaria-m (PHYsec-m).

La Figura No. 31, presenta otro tipo de gráficas no convencionales, las cuales fueron utilizadas para determinar zonas con alta probabilidad de contener hidrocarburos, siendo la porosidad secundaria debida a fracturas el aspecto importante en la localización de tales zonas. Las combinaciones estudiadas incluyen las gráficas Porosidad-Resistividad del agua (PHYDN-Rwa), Porosidad-Saturación de agua (PHYDN-Sw), Porosidad-Resistividad, Porosidad-Productividad  $PHYDN - ((1-Sw) * PHYDN)$

El análisis realizado al grupo de intervalos compactos, fue llevado a cabo de manera similar al realizado al grupo de intervalos fracturados, con el fin de obtener un patrón para diferenciar la respuesta de los registros geofísicos en zonas contrastantes.

La Figura No. 32, muestra las gráficas para determinar de manera general litología y porosidad; la litología predominante es una serie de calizas con pedernal, confirmándose el análisis realizado por los núcleos; la porosidad total varía en un rango de 1 a 7 % la cual es concordante en las cuatro gráficas, por lo que se estiman zonas compactas. Dicha figura muestra las combinaciones Neutrón-Densidad (FIN-ROB), Neutrón- Sónico (FIN-DT), Gráfica de litoporosidad (M-N) y la gráfica Mid-Plot (Densidad de matriz aparente contra tiempo de tránsito de matriz aparente).



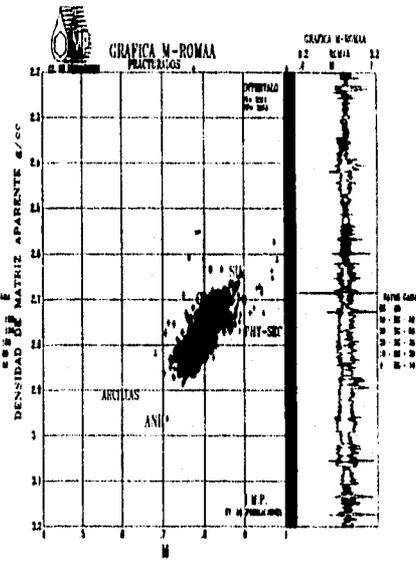
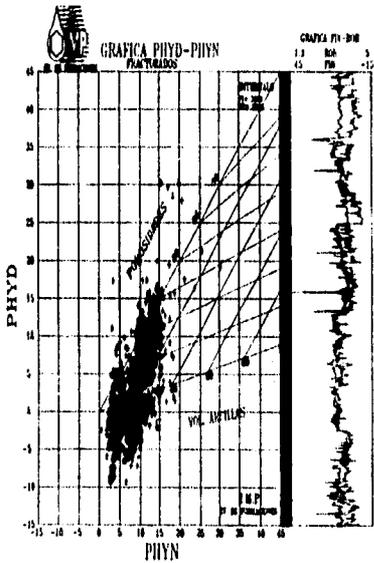
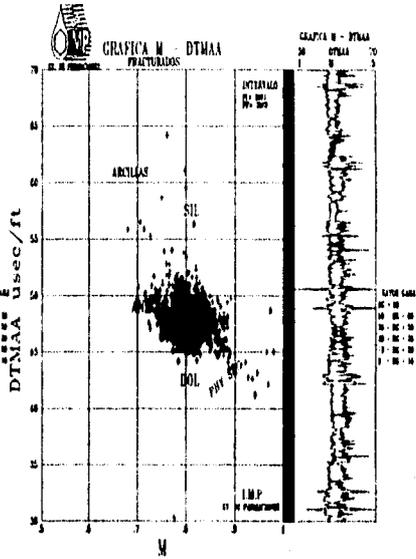
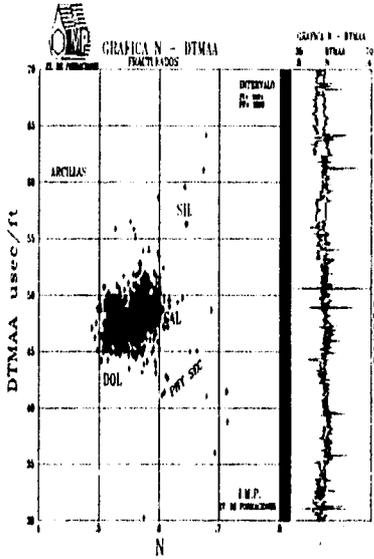


Figura No. 29. Gráficas cruzadas no convencionales de litología en intervalos fracturados

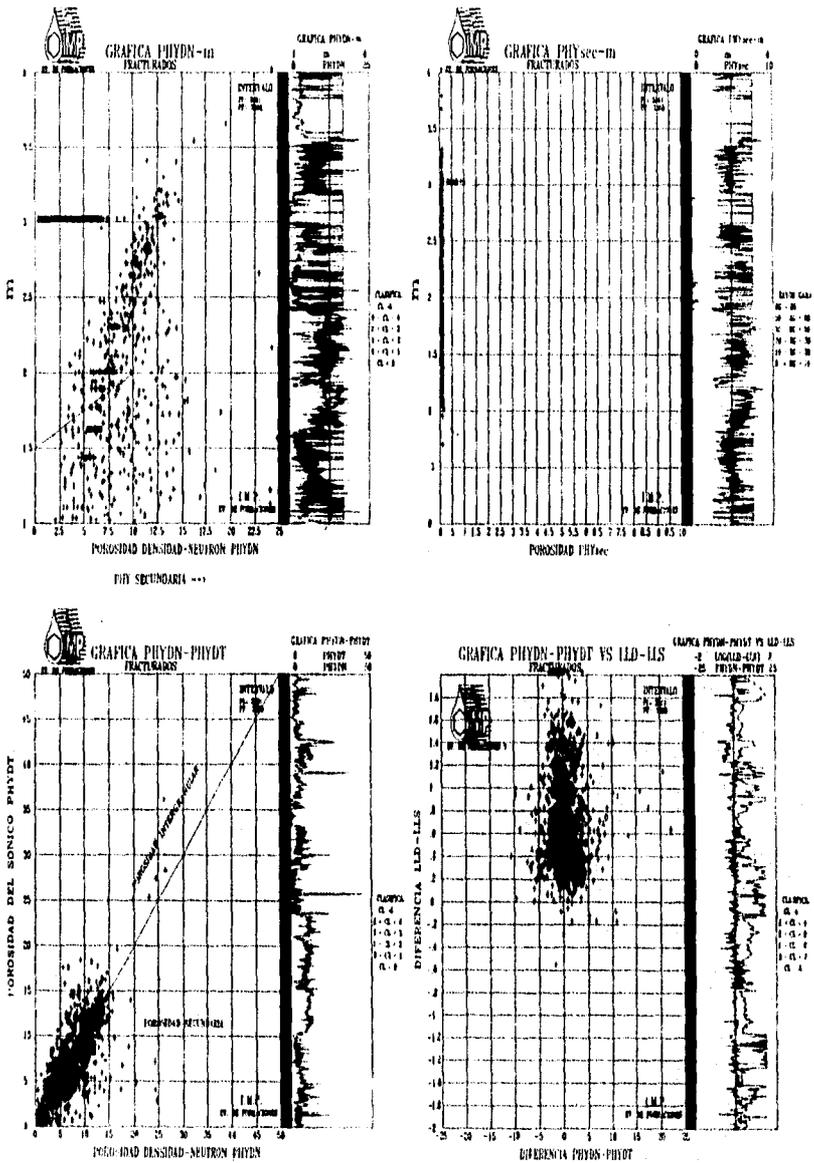


Figura No. 30. Gráficas cruzadas no convencionales de porosidad en intervalos fracturados

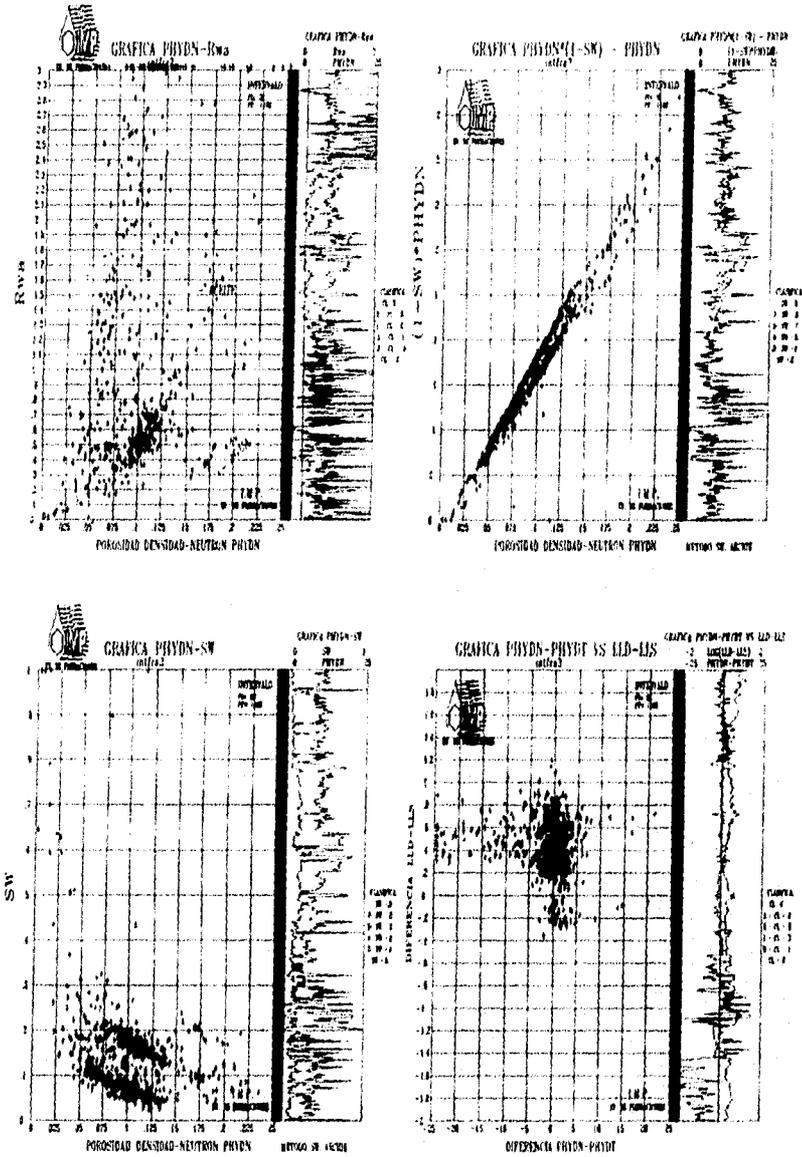


Figura No. 31. Gráficas cruzadas no convencionales de saturación en intervalos fracturados

Las gráficas presentes en la Figura No. 33, confirman el rango de porosidades del grupo de intervalos compactos el cual varía de 1 a 7 %, además con ayuda del indicador PHYD-PHYN, se concluye que estos intervalos tienen un bajo porcentaje de arcilla, el cual podría influir en la respuesta de los registros geofísicos. Nuevamente, la tendencia de los puntos es a localizar intervalos compactos. Las combinaciones estudiadas incluyen las gráficas N-DT<sub>maa</sub>, M-DT<sub>maa</sub>, Porosidad Densidad-Porosidad Neutrón (PHYD-PHYN) y M-ROMAA (Densidad de matriz aparente).

Otro tipo de gráficas no convencionales se presentan en la Figura No. 34, las cuales fueron utilizadas para estudiar el sistema poroso presente en los intervalos analizados, se consideraron las siguientes combinaciones, Porosidad Densidad-Neutrón- Exponente de cementación (PHYDN-m), Índice de porosidad secundaria-m (PHYsec-m).

La Figura No. 35, presenta las gráficas no convencionales de saturación, en las cuales se observó que estas zonas presentan una baja posibilidad de presencia de hidrocarburos, corroborándose en las cuatro gráficas, infiriendo la presencia de intervalos compactos. Las combinaciones estudiadas incluyen las gráficas Porosidad-Resistividad del agua (PHYDN-R<sub>wa</sub>), Porosidad-Saturación de agua (PHYDN-S<sub>w</sub>), Porosidad-Resistividad, Porosidad-Productividad PHYDN-((1-S<sub>w</sub>)\*PHYDN)

A continuación, se realizará un análisis detallado de cada uno de los indicadores de fracturamiento, aplicados tanto en intervalos fracturados como en intervalos compactos:

### III. 1 Diámetro de Invasión.

La Figura No. 36, muestra dos gráficas donde se presenta el indicador "diámetro de invasión vs. profundidad"; el diámetro de invasión representa la distancia probable, en la cual los fluidos de perforación afectaron la vecindad del pozo. Este indicador es utilizado como un índice de zonas porosas y permeables, ya que la invasión del fluido de perforación se presenta principalmente en zonas de estas características. La gráfica 36a. representa el grupo de datos ligados a los *intervalos fracturados* debido a que existe una variación del diámetro de invasión entre 10 y 120 pulg, dicha variación es representativa de las formaciones con altas posibilidades de encontrar fracturas.

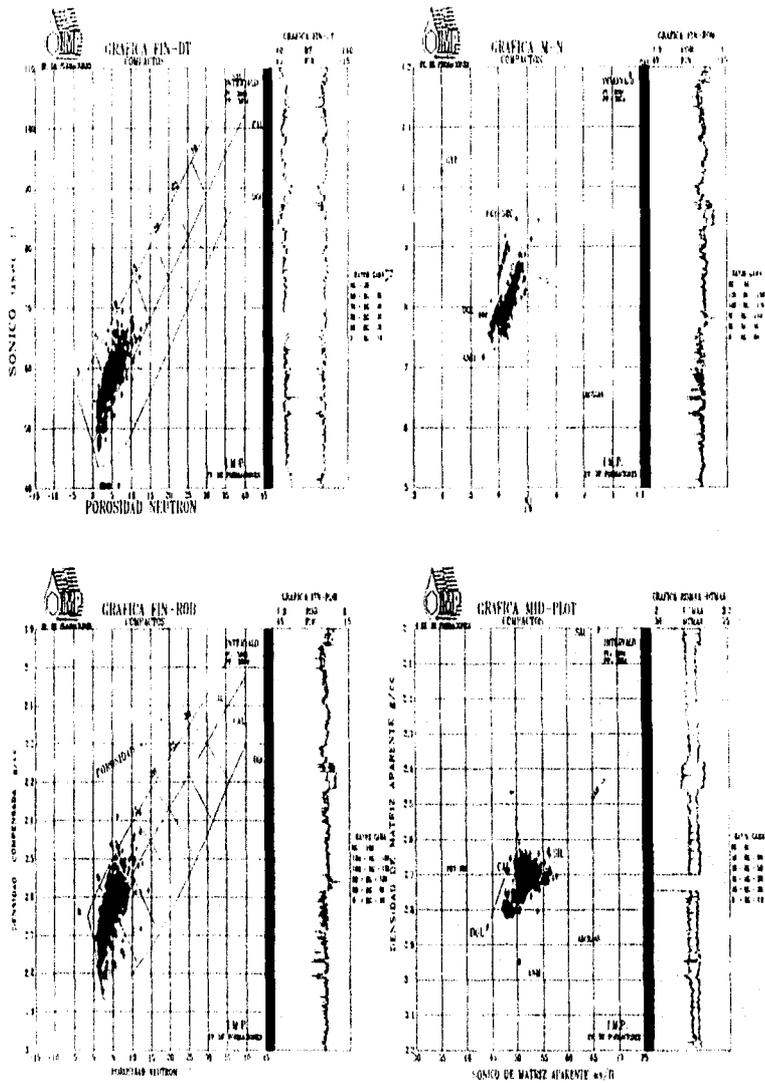


Figura No. 32. Gráficas cruzadas para determinar la litología probable a los intervalos compactos

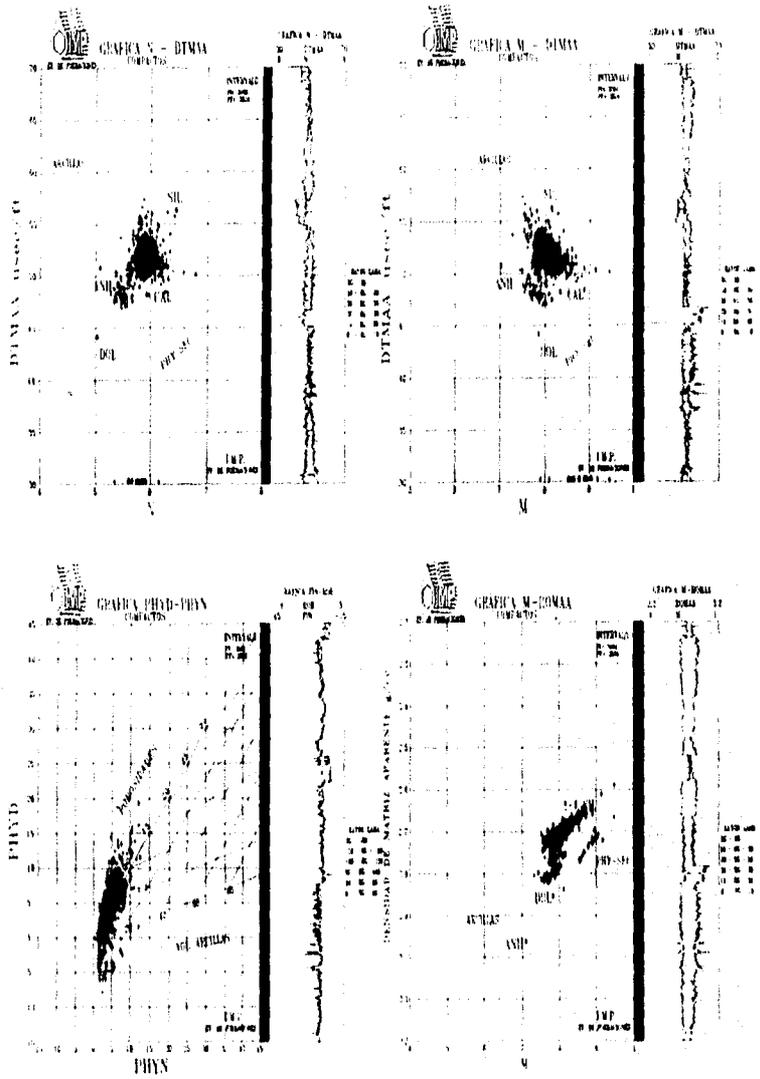


Figura No. 33. Gráficas cruzadas no convencionales de biología en intervalos compactos

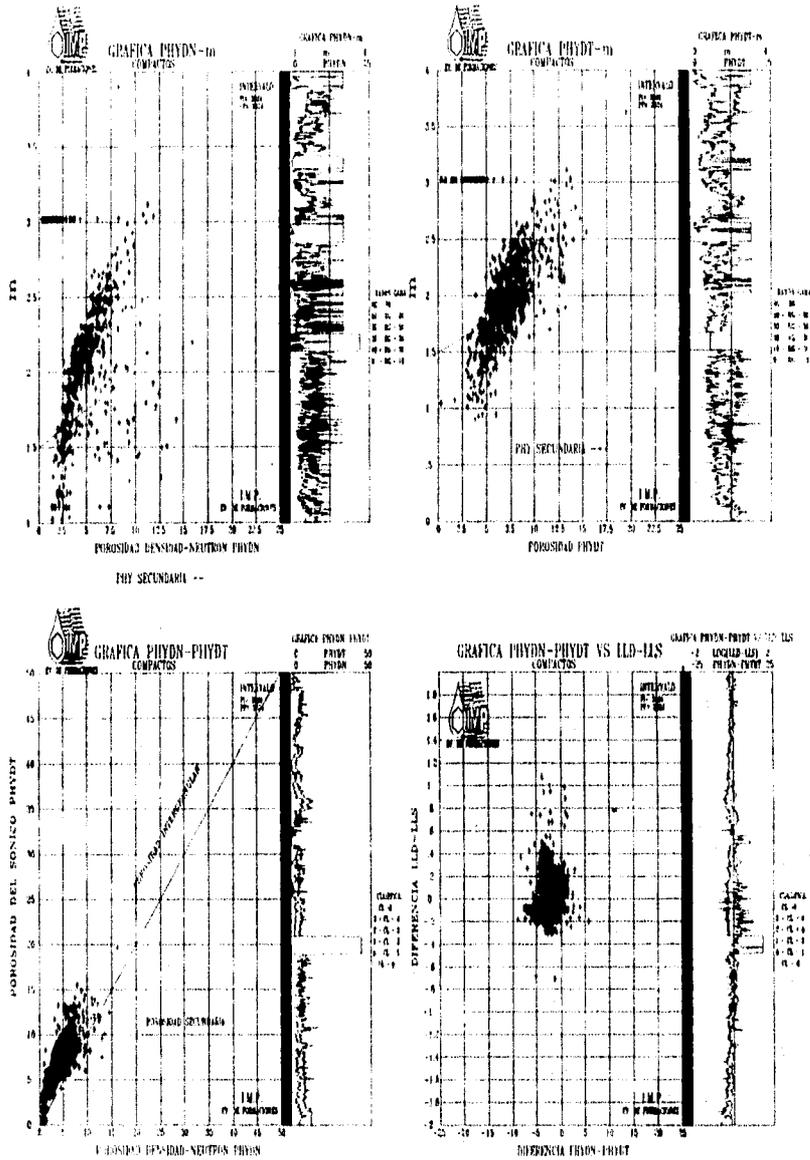


Figura No. 34. Gráficas cruzadas no convencionales de porosidad en intervalos compactos

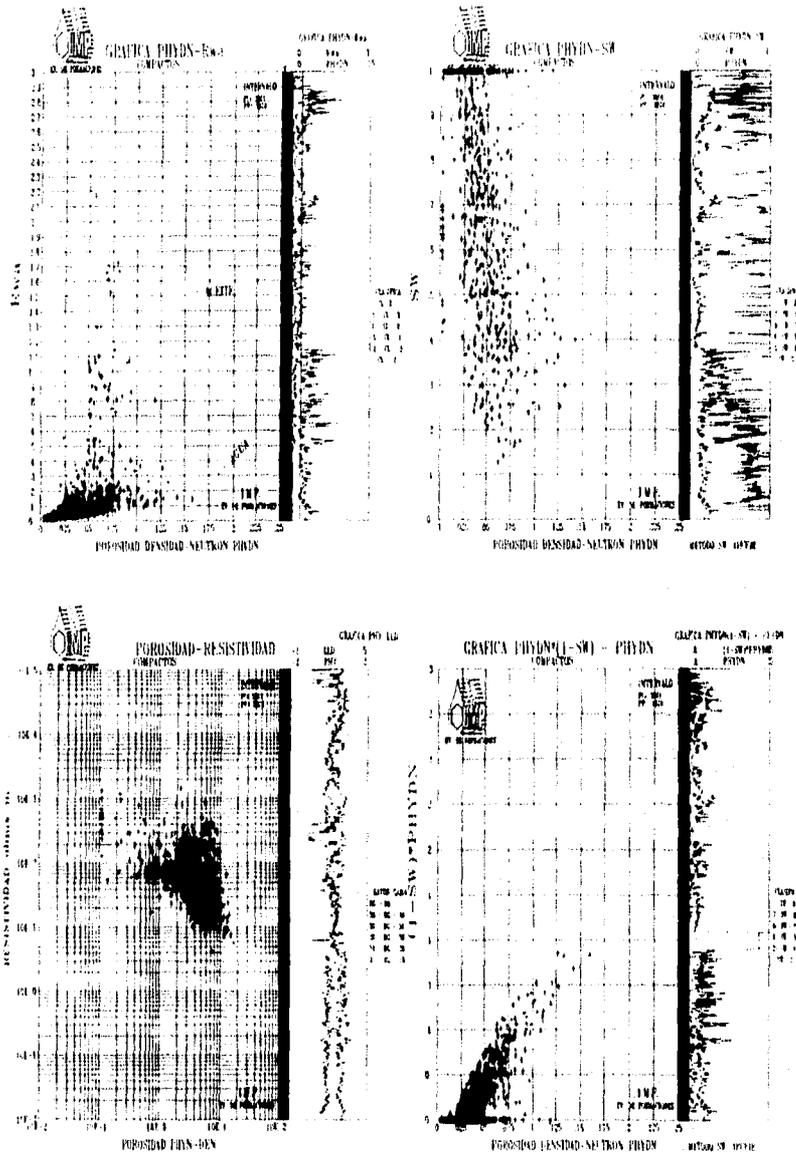


Figura No. 35. Gráficas cruzadas no convencionales de saturación en intervalos compactos

Al considerar un diámetro mayor a 20 pulg. como probable intervalo con porosidad secundaria y/o fracturas, se encontró que este indicador registró una confiabilidad del 90 % en la localización de intervalos fracturados. Por lo que respecta a la gráfica 36b, se puede apreciar que la mayoría de los puntos graficados están entre 8 y 10 pulg, dicha variación representa a los intervalos con baja posibilidad de encontrar porosidad secundaria, este indicador tiene una confiabilidad del 92 % para determinar intervalos compactos, los picos obtenidos en el caso de los grupos compactos corresponden principalmente a la resolución de las herramientas cuando no se ajustan a los modelos establecidos para determinar la resistividad verdadera de la formación.

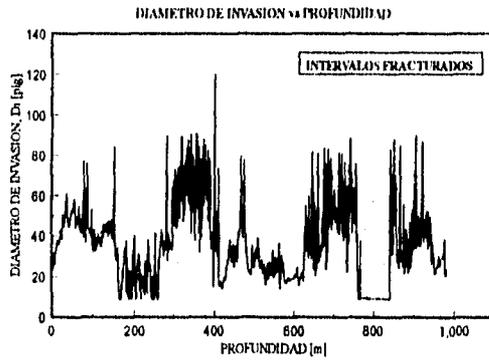


Figura No. 36a. Respuesta del indicador Di en intervalos fracturados.

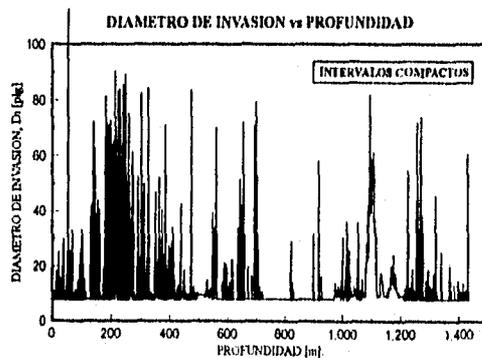


Figura No. 36b. Respuesta del indicador Di en intervalos compactos.

### III. 2 Diferencia de Resistividades.

Como se indicó anteriormente, existe una gran cantidad de modelos que permiten definir propiedades de la roca, en base a las curvas de resistividad. En este caso se consideró la diferencia entre varios dispositivos de resistividad, específicamente la diferencia entre las curvas profunda y somera del registro laterolog. La Figura No. 37, presenta dos gráficas donde se compara el indicador "LLd-LLs vs. profundidad"; la gráfica 37a representa *intervalos fracturados* debido a que la diferencia entre los dispositivos del doble laterolog es mayor a **cero** ( $LLd-LLs > 0$ ), este indicador tiene un grado de confiabilidad del 98 % para inferir presencia de porosidad secundaria. La gráfica 37b, representa *intervalos compactos* ya que la diferencia entre los dispositivos de resistividad es igual o menor a cero, para este grupo se determinó un 67 % de confiabilidad de encontrar intervalos compactos. Este indicador tiende a exagerar la presencia de fracturas cuando se considera la diferencia  $LLd-LLs > 0$ , una solución encontrada para este caso fue el considerar un límite inferior dado por  $LLd-LLs > 4 \text{ Ohm/m}$ . Por lo cual este indicador tiene una confiabilidad del 95 %.

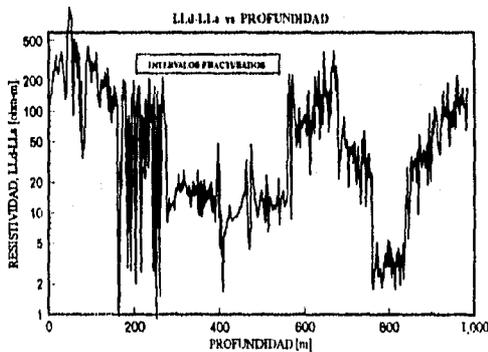


Figura No. 37a. Respuesta del indicador LLd-LLs en intervalos fracturados

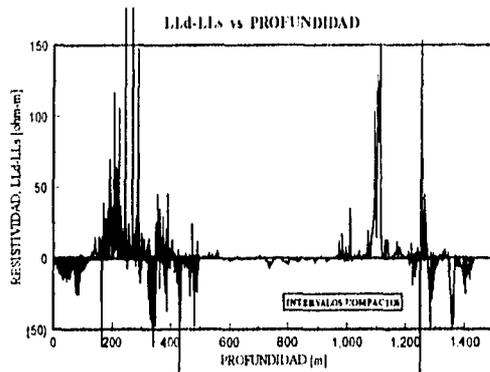


Figura No. 37b. Respuesta del indicador LLd-LLs en intervalos compactos.

### III.3 Índice de Porosidad Secundaria.

El indicador "PHYDN-PHYDT" (índice de porosidad secundaria) se presenta, como perfil, en la Figura No. 38. Al igual que en los otros indicadores, se muestran dos gráficas; cuando el índice de porosidad secundaria es mayor que cero se infiere la presencia de fracturamiento, como se puede apreciar en la gráfica 38a, la cual representa al grupo de intervalos fracturados determinándose un 38 % de confiabilidad de encontrar fracturas. La gráfica 38b, presenta a los intervalos compactos ya que el índice de porosidad secundaria presenta valores menores que cero, representando una baja incidencia de fracturamiento, el porcentaje de confiabilidad es del 98 % para localizar intervalos compactos. De esta forma, el indicador de índice de porosidad secundaria trabaja mucho mejor en los casos de formaciones compactas, resultó una sorpresa su baja confiabilidad en el grupo de intervalos fracturados.

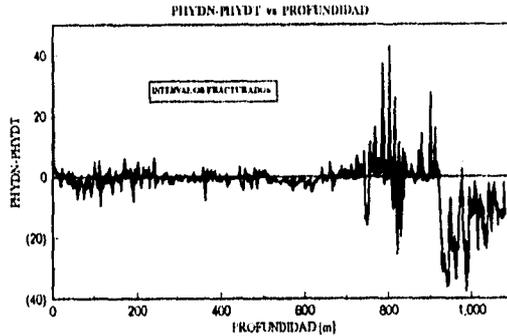


Figura No. 38a. Respuesta del indicador índice de  $\phi$ , en intervalos fracturados

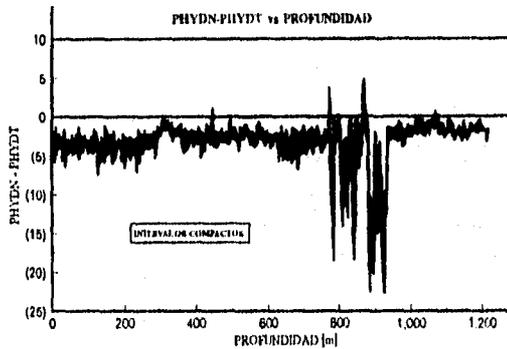


Figura No. 38b. Respuesta del indicador índice de  $\phi$ , en intervalos compactos

### III.4 Gráfica M-N.

La figura No. 39, se presenta la gráfica M-N del método de lito-porosidad utilizando lodo dulce como fluido de invasión, se dice que los puntos localizados por arriba de la línea dolomita-calcita presentan porosidad secundaria; esto se puede notar en la gráfica 39a, la cual cuenta con una



secundaria es similar a la del caso anterior. Observando en la gráfica 40a, que diversos puntos se localizan por arriba de la línea dolomita-calcita infiriendo porosidad secundaria, para este caso la confiabilidad es del 39 % en la determinación de intervalos con fracturamiento. En la gráfica 40b, se presentan los puntos que no satisfacen la condición de fracturamiento representando a los intervalos compactos, este indicador tiene una confiabilidad en la detección de formaciones compactas del 84 %.

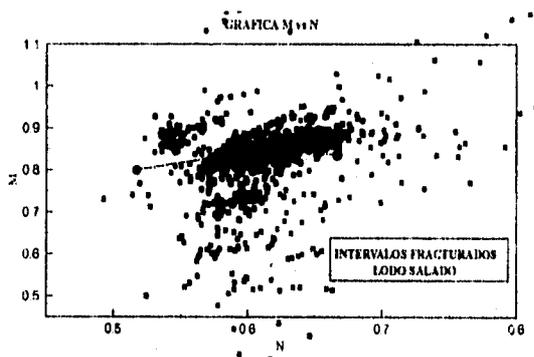


Figura No. 40a. Respuesta del indicador M-N en intervalos fracturados.

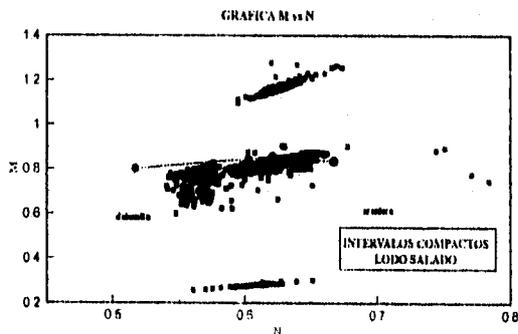


Figura No. 40b. Respuesta del indicador M-N en intervalos compactos.

### III.5 Determinación del índice de fracturamiento.

Como se mencionó anteriormente, uno de los objetivos del trabajo, es desarrollar una metodología que permita localizar intervalos fracturados, basada en la respuesta de registros geofísicos de pozos. La Figura No. 41, muestra una gráfica de los valores obtenidos de confiabilidad de los métodos aplicados, en los dos grupos de información.

El índice de fracturamiento se basa en un modelo de promedio ponderado, en donde para cada intervalo el índice de fracturamiento se determina mediante:

$$IF(z) = \sum C_i P_i(x).$$

Si  $P_i(x)$  se define como:

$P_i(x) = 1$  , si la condición verifica la existencia de fracturas.

$P_i(x) = 0$  ,si la condición verifica la existencia de un intervalo compacto.

$C_i$  = valores característicos para cada herramienta utilizada ( $P_i(x)$ ) y

$$C_1 + C_2 + \dots C_n = 1$$

Este trabajo, permitió identificar que existen grandes diferencias en cuanto a la calidad de los resultados obtenidos de cada indicador individual, por lo cual cada herramienta debe ser ponderada por un coeficiente acorde a la confiabilidad obtenida de esta forma; se determinaron los siguientes parámetros:

$C_1 = 0.23$  ; Separación LL-d-LLs.

$C_2 = 0.20$  ; Diámetro de invasión.

$C_3 = 0.18$  ; Porosidad de fractura (laterolog).

$C_4 = 0.12$  ; Gráfica M-N.

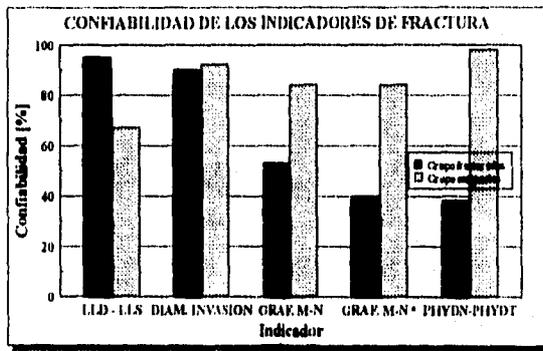
$C_5 = 0.12$  ; Gráfica Mid-Plot.

$C_6 = 0.09$  ; Índice de porosidad secundaria.

$C_7 = 0.06$  ; Curva de corrección de densidad.

Esos valores se determinaron conjuntamente con personal del IMP, para definir un índice confiable de localización de fracturas y fueron integrados a los algoritmos de evaluación de registros.

Se define que si el indicador final es mayor a 0.4 se tiene una alta posibilidad para definir fracturas en ese intervalo.



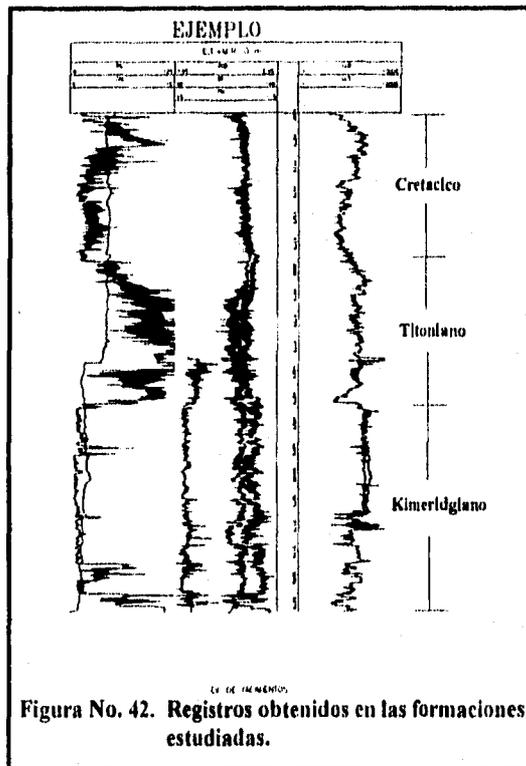
\*Todo saludo

**Figura No. 41. Gráfica de valores de confiabilidad de los métodos propuestos.**

## CAPITULO IV

### APLICACION DE LA TECNICA DESARROLLADA

En este capítulo, se presentan los resultados de la aplicación de la metodología propuesta, este trabajo tiene como fin, evaluar los intervalos registrados a 8 pozos de la Zona Marina de Campeche. Las formaciones de estudio corresponden a intervalos calcáreos parcialmente dolomitizados. La Figura No. 42 muestra un ejemplo de los registros obtenidos en esta zona.



La zona del yacimiento se localiza en los intervalos dolomitizados de edad Jurásico Superior Kimeridgiano. La roca sello corresponde a calizas con alto contenido de materia orgánica de edad Jurásico Títoniano.

La evaluación, consistió en determinar los intervalos con porosidad secundaria y con probable incidencia de fracturas, empleando para ello, registros de porosidad, resistividad e indicadores de fracturamiento, mencionados anteriormente. Los resultados presentados a continuación están constituidos por 3 carriles, en los que se registran dos indicadores de porosidad en el 1er. carril, el indicador de fracturamiento en el 2o. carril y una curva de permeabilidad en el 3er. carril. Estos resultados corresponden a la aplicación de la metodología planteada en el capítulo anterior

#### **Caso 1.**

El fracturamiento, observado en el intervalo de 4800.0 a 5000.0 m, del ejemplo No. 1, se debe a la respuesta de la curva de porosidad secundaria, así como también, la alta respuesta del indicador de fracturamiento del orden de 0.6, confirmándose con las altas lecturas que presenta la traza de permeabilidad. En el intervalo de 4680.0 a 4800.0 m, del mismo ejemplo, se observa que aún cuando no existe respuesta de la curva de porosidad secundaria, la incidencia de fracturas, es debida a un índice de fracturamiento considerable, corroborándose por la presencia de lecturas regulares en la traza de permeabilidad. Otro intervalo importante dentro de este registro es de 4660.0 a 4670.0 m, en el cual la lectura del indicador de fracturamiento es nula observando una similitud en las respuestas de las trazas de porosidad y permeabilidad, por lo que se puede inferir que este intervalo es compacto.

#### **Caso 2.**

El siguiente ejemplo, presenta un registro en el cual no hay respuesta de del indicador de porosidad secundaria, por lo que el indicador de fracturamiento, será el patrón a seguir para evaluar este pozo. Debido a que el indicador de fracturamiento es bajo, existiendo respuestas regulares a altas de la traza de permeabilidad, se puede inferir que el flujo de fluidos es por medio de la porosidad primaria, esto se observa en el intervalo de 5000.0 a 5130.0 m. El intervalo 5130.0 a 5185.0 m, presenta respuestas de indicador de fracturamiento nulo, por lo que se puede considerar como un intervalo

compacto debido a la similitud en las respuestas de las trazas de porosidad y permeabilidad siendo estas tendientes a cero.

### **Caso 3.**

El ejemplo No. 3, no presenta respuesta del indicador de porosidad secundaria, por lo que se realizará un análisis similar al ejemplo anterior. Como se puede observar las lecturas del indicador de fracturamiento en el intervalo 5000.0 a 5130.0 m, son del orden de 0.2 por lo que es de esperar permeabilidades regulares, como se muestra en la traza de permeabilidad, infringiendo presencia de fracturas aisladas, debido a la baja respuesta del indicador de porosidad primaria. En el intervalo 4850.0 a 4900.0 m, puede existir una incongruencia por la respuesta del indicador de fracturamiento, sin observar respuesta de la curva de permeabilidad, en este caso, se requiere de otras técnicas de análisis como las imágenes de pozos para determinar su correcta evaluación.

### **Caso 4.**

El ejemplo No. 4, presenta características similares al ejemplo anterior, como se puede observar en el intervalo 5000.0 a 5130.0 m, la respuesta del indicador de fracturamiento es regular, del orden de 0.3 por lo que es de esperar permeabilidades de regulares a altas, como se muestra en la traza de permeabilidad, por lo tanto, podemos considerar que existen fracturas comunicadas, ya que la respuesta de la curva de porosidad es regular. Cuando no hay respuesta por parte del indicador de fracturamiento, se puede inferir que no existe porosidad secundaria y/o fracturas, y si además la lectura de porosidad primaria es nula, se infiere que se trata de un intervalo compacto, como es el caso del intervalo 5130.0 a 5180.0

### **Caso 5.**

El ejemplo No. 5, presenta notable incidencia de fracturamiento en los intervalos 5342.0 a 5344.0 m, 5317.0 a 5318.0 m, 5272.0 a 5273.0 m debido a que el indicador de fracturamiento es alto, del orden de 0.6, dicha afirmación es corroborada por la alta respuesta de la curva de permeabilidad y por la presencia del indicador de porosidad secundaria. Cabe hacer mención, que existen otros intervalos en los cuales se puede inferir la presencia de fracturas debido a las lecturas altas del indicador de fracturamiento ya que es confirmado por la curva de permeabilidad la cual presenta lecturas de regulares a altas,

como es el caso de los intervalos 5230.0 a 5232.0 m, 5262.0 a 5264.0 m, 5294.0 a 5298.0 m, 5306.0 a 5313.0 m.

#### **Caso 6.**

La presencia de altas permeabilidades en el intervalo 5590.0 a 5680.0 m, 5682.0 a 5710.0 m, del ejemplo No. 6, es debido a la incidencia de fracturamiento observado por la respuesta del indicador de fracturamiento, del orden de 0.4, y por la respuesta del indicador de porosidad secundaria. La alta permeabilidad, observada en el intervalo 5680.0 a 5682.0 m, es debida a la porosidad primaria la cual presenta lecturas altas, por lo que no se debe considerar como intervalo fracturado, ya que el indicador de fracturamiento es nulo.

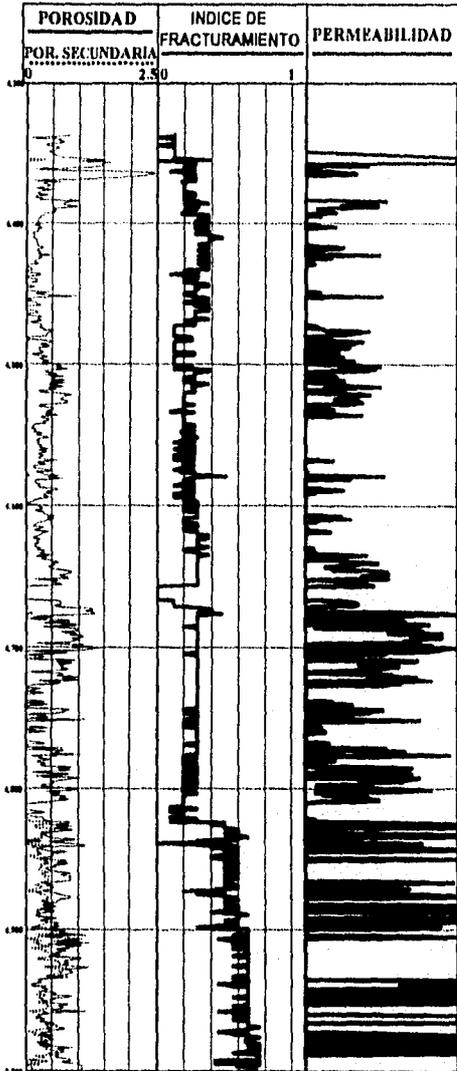
#### **Caso 7.**

En el ejemplo No. 7, la respuesta alta del indicador de fracturamiento en los intervalos 5270.0 a 5380.0 m, 5410.0 a 5430.0 m, infiere una zona fracturada debido a las altas lecturas del registro de permeabilidad y la presencia del indicador de porosidad secundaria. Por lo que respecta a respuestas regulares del indicador de fracturamiento, y bajas lecturas del indicador de permeabilidad y de porosidad primaria, en este caso se requieren de más elementos para determinar una correcta evaluación, lo anterior se puede observar en el intervalo 4900.0 m a 5200.0 m

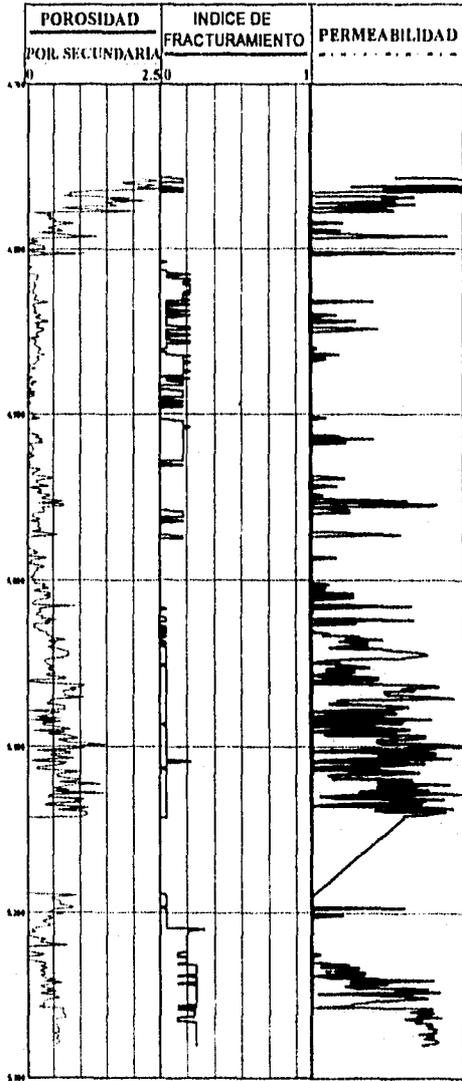
#### **Caso 8.**

En el ejemplo No. 8, se puede observar, como el indicador de fracturamiento tiene lecturas muy altas, en el intervalo 4765.0 a 4885.0 m, viéndose reflejado en la traza de permeabilidad, la cual, presenta altas lecturas, así como la presencia del indicador de porosidad secundaria, por lo que este intervalo presenta alta incidencia de fracturas.

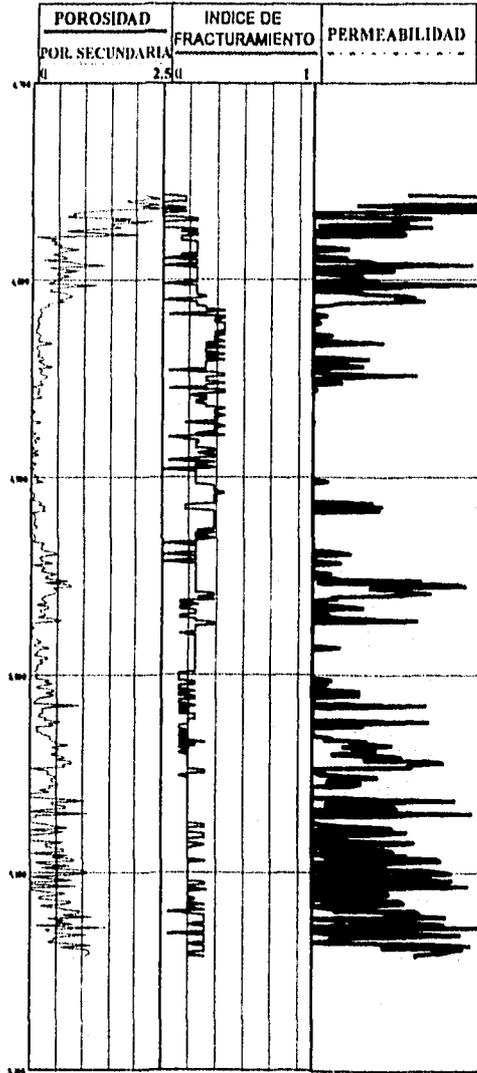
**EJEMPLO DE APLICACION No.1**



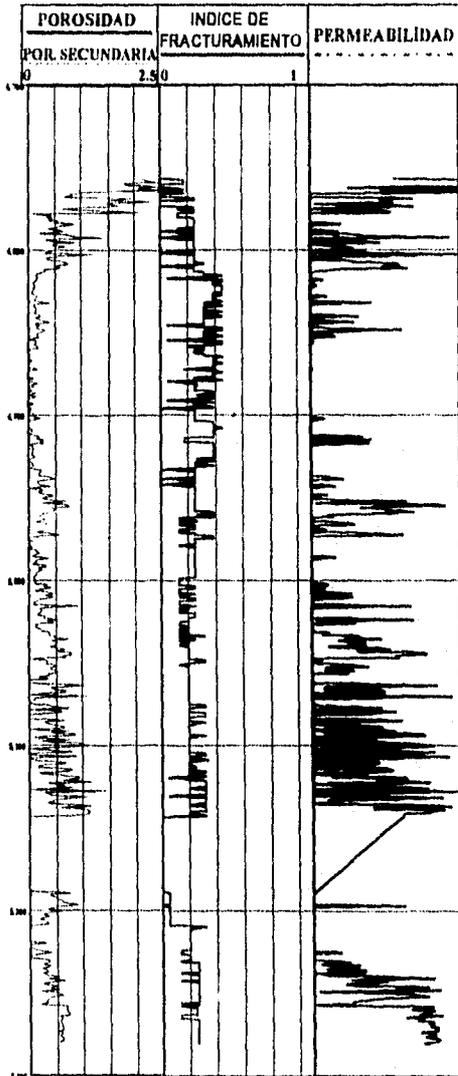
EJEMPLO DE APLICACION No. 2



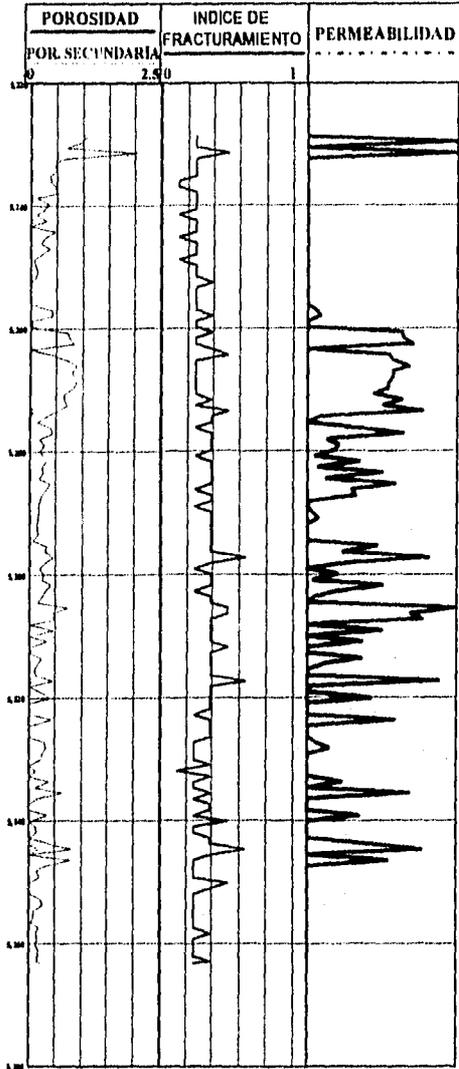
**EJEMPLO DE APLICACION No. 3**



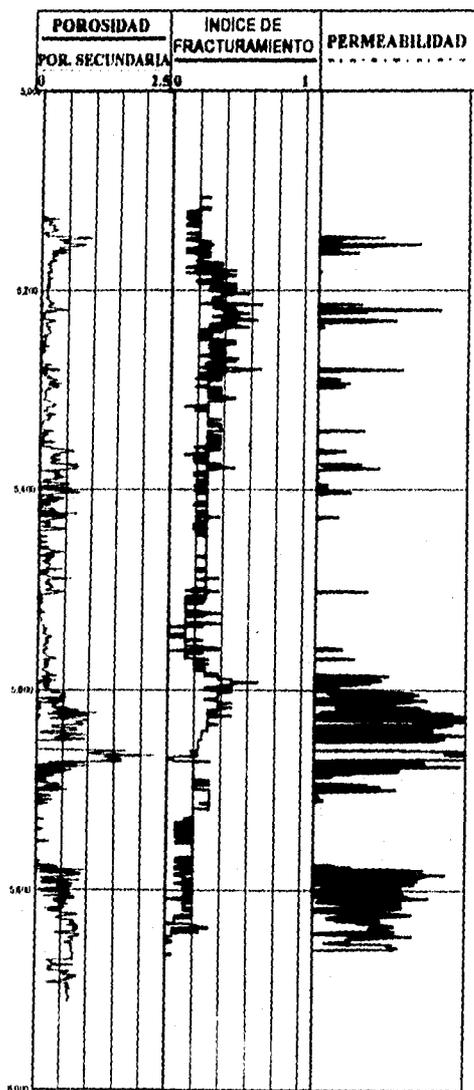
**EJEMPLO DE APLICACION No. 4**



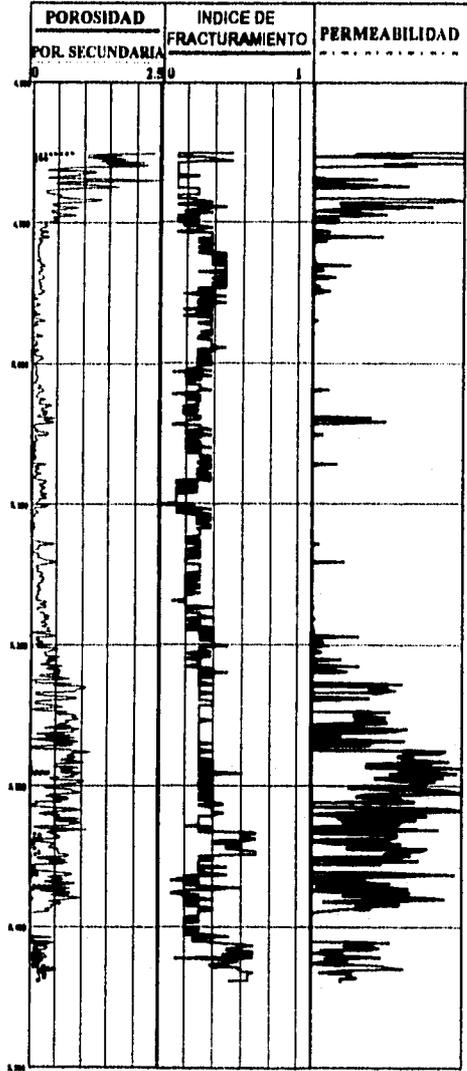
**EJEMPLO DE APLICACION No. 5**



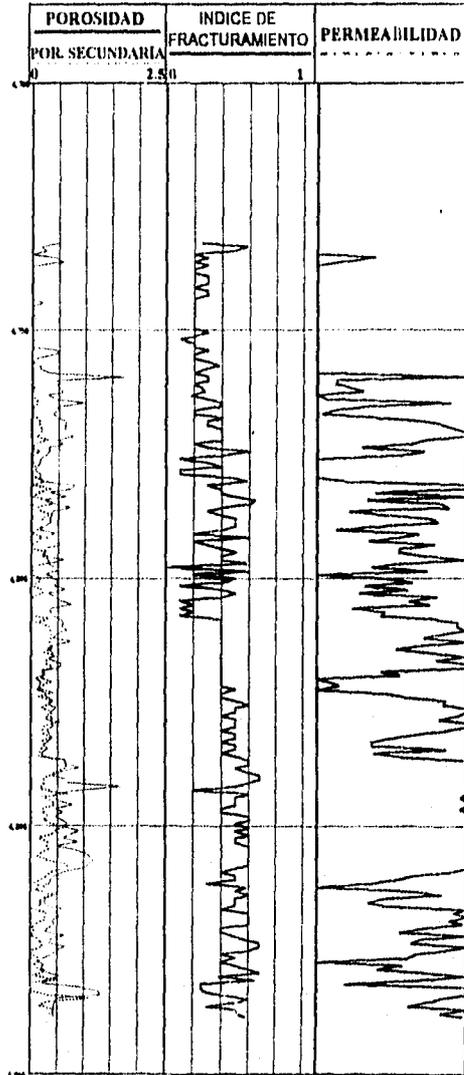
**EJEMPLO DE APLICACION No. 6**



**EJEMPLO DE APLICACION No. 7**



EJEMPLO DE APLICACION No. 8



## CAPITULO V

### CONCLUSIONES.

Debido a que las altas producciones de petróleo de los yacimientos del SE de México, están relacionadas en forma directa con la presencia de formaciones carbonatadas naturalmente fracturadas, y con el fin de evaluar adecuadamente dichos yacimientos, se desarrolló una técnica de trabajo, mencionada en el Capítulo III, se conjunta información de núcleos y registros geofísicos de pozos. Con la combinación de estas disciplinas se determinó el grado de confiabilidad de cada uno de los indicadores de fracturamiento, tanto a un grupo de intervalos fracturados como a un grupo de intervalos compactos; además, esta técnica fue aplicada en 8 pozos de la región Marina de Campeche, obteniendo resultados satisfactorios. A continuación se presenta un breve resumen de los resultados obtenidos.

Características importantes durante la etapa de perforación y producción de algunos pozos, como por ejemplo: pérdidas de circulación de lodo y/o altos gastos de producción, pueden ser indicativos de la presencia de fracturas. Para confirmar tal suposición, se conjuntó la información obtenida del análisis de núcleos y la respuesta de registros geofísicos convencionales de pozos. La información confiable de núcleos, fue la base para iniciar este trabajo, ya que se dispuso de dos grupos de datos, en los que la litología, y las características petrofísicas (porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos) de uno de esos grupos (fracturados), eran contrastantes con los del otro (compactos). Estas características fueron confirmadas por las respuestas de los registros geofísicos de pozos, en los cuales se observaron resultados contrastantes, lo cual dió pauta a cuantificar qué indicador de fracturamiento y/o registro geofísico respondía mejor a la presencia de intervalos fracturados y cuál de ellos al grupo de intervalos compactos.

Uno de los aspectos importantes en la aplicación de esta técnica, fue la respuesta de las gráficas cruzadas no convencionales; en ellas se obtuvieron características litológicas y petrofísicas de las formaciones seleccionadas, similares a las obtenidas mediante el análisis de núcleos, confirmando de esta

manera la confiabilidad de la información utilizada. En estas gráficas se pudo observar una tendencia de los puntos hacia las zonas de porosidad secundaria en los intervalos fracturados y una nula o baja respuesta de porosidad secundaria en los intervalos compactos, esperando a priori que los indicadores de fracturamiento marquen esta diferencia.

Por lo que respecta a la evaluación de los indicadores de fracturamiento, el registro de resistividad (LLd-LLs), fue el mejor indicador de intervalos fracturados, obteniendo una confiabilidad del 95 % para localizar porosidad secundaria; ésto quiere decir que sólo el 5 % del total de los datos, del grupo seleccionado por los núcleos que presentaron fracturamiento, no establecen la presencia de porosidad secundaria. El segundo mejor indicador fue el diámetro de invasión (Di), el cual afecta favorablemente al indicador de resistividad. En este indicador se observó un 90 % de confiabilidad para determinar la presencia de intervalos fracturados; de la misma manera que en el caso anterior sólo el 10 % no establece la presencia de porosidad secundaria.

Era de esperarse que el indicador de porosidad secundaria ( $\phi_s$ ), basado en los registros de porosidad, diera resultados satisfactorios en la localización de intervalos fracturados, la sorpresa fue que sólo se obtuvo un 38 % de confiabilidad, por lo que se concluye que la respuesta obtenida por la combinación de registros de porosidad no es confiable como indicador de porosidad secundaria.

Por lo que respecta a la evaluación de los indicadores de fracturamiento actuando en el grupo de intervalos compactos, se observó que la respuesta del indicador índice de porosidad secundaria ( $\phi_s$ ), fue el que presentó mayor confiabilidad en la localización de intervalos compactos, con un 98 % de confiabilidad. El segundo mejor indicador de formaciones compactas fue la respuesta del diámetro de invasión ( $\phi_s$ ), con un 92 % de confiabilidad.

Por lo tanto, si se cuenta con estos indicadores y se toma como base la teoría referente a la localización de intervalos compactos, se puede inferir, con un buen porcentaje de confiabilidad, la presencia de zonas con baja o nula porosidad secundaria.

En el Capítulo IV, se llevó a cabo la aplicación de la técnica propuesta a 8 pozos de la Región Marina de Campeche, obteniendo las siguientes conclusiones:

En los casos (1,3,4,5,6,7,8), en donde el indicador de fracturamiento es alto, se infiere una alta posibilidad de encontrar porosidad secundaria, ya que la respuesta de este indicador está influenciada por anomalías de resistividad. Dicha suposición se confirma por la alta confiabilidad que presenta este indicador en la localización de intervalos fracturados; además, se corrobora por las altas trazas de permeabilidad presentes en los mismos intervalos.

En los casos (1,6,7,8), se registró el indicador índice de porosidad secundaria, el cual no es muy confiable para determinar intervalos fracturados, por lo que se combinó con la respuesta del indicador de fracturamiento, garantizando de esta manera la presencia de porosidad secundaria; además, se confirma por las altas respuesta en la traza de permeabilidad.

Los casos (3,5,6,7), en los que se contradicen las respuestas del indicador de fracturamiento y permeabilidad, pueden ser debidos al 5 % de error que presenta dicho indicador para localizar porosidad secundaria, por lo que se recomienda combinar otras fuentes de información con el fin de evaluar correctamente dicho intervalo.

En los casos (1,2,3), se confirma la respuesta de los registros geofísicos en intervalos compactos, debido a que cuando el indicador de fracturamiento tiende a cero, las trazas de permeabilidad y porosidad también tienden a cero.

Debido a la importancia de los yacimientos asociados a formaciones naturalmente fracturadas, este tipo de trabajos tiende a buscar técnicas adecuadas para localizar y evaluar intervalos fracturados.

Como aspecto interesante, se propone continuar con la evaluación de fracturamiento por medio de registros de resistividad y continuar con modelos numéricos que permitan obtener parámetros de fractura.

## Relación de Figuras

- Figura 1:** Plano regional de las estructuras mayores del SE de México.
- Figura 2:** Núcleo obtenido de la Brecha del Paleoceno.
- Figura 3:** Estructuras de la Sonda de Campeche.
- Figura 4,5:** Núcleos obtenidos de la Región Marina.
- Figura 6:** Ejemplo del registro Formation MicroScanner.
- Figura 7:** Respuesta del registro Formation MicroScanner en intervalos arcillosos, compactos y fracturados.
- Figura 8:** Respuesta del registro Formation MicroScanner en fracturas incrementadas por procesos de perforación.
- Figura 9:** Respuesta del registro Formation MicroScanner en intervalos arcillosos y en fracturas abiertas.
- Figura 10:** Esquema de la herramienta Doble-Laterolog.
- Figura 11:** Relación gráfica entre el factor geométrico y el diámetro de invasión.
- Figura 12:** Gráfica de intervalos con posibilidad de localizar fracturas.
- Figura 13:** Respuesta del registro Doble-Laterolog en intervalos fracturados.
- Figura 14:** Esquema de la herramienta HDT.
- Figura 15:** Ejemplo de un registro HDT.
- Figura 16:** Respuesta del registro HDT en intervalos fracturados.
- Figura 17:** Roseta que presenta la orientación de anomalías.
- Figura 18:** Roseta que presenta la ubicación de los patines.
- Figura 19:** Respuesta del registro de rayos gamma y espectroscopía en intervalos fracturados.

- Figura 20:** Gráfica de Litoporosidad (M-N).
- Figura 21:** Gráfica Mid-Plot.
- Figura 22:** Gráfica para determinar la densidad de matriz aparente ( $\rho_b$  vs.  $\phi_N$ )
- Figura 23:** Gráfica para determinar la porosidad total aparente ( $\phi_N$  vs  $\phi_D$ ).
- Figura 24:** Gráfica de Litoporosidad (M-N).
- Figura 25:** Gráfica para determinar el tiempo de tránsito de matriz aparente ( $\Delta t$  vs  $\phi_N$ ).
- Figura 26:** Datos de registros geofísicos de pozos con alta incidencia de fracturamiento.
- Figura 27:** Datos de registros geofísicos de pozos en intervalos compactos.
- Figura 28:** Gráficas cruzadas para determinar litología en intervalos fracturados.
- Figura 29:** Gráficas cruzadas no convencionales de litología en intervalos fracturados.
- Figura 30:** Gráficas cruzadas no convencionales de porosidad en intervalos fracturados.
- Figura 31:** Gráficas cruzadas no convencionales de saturación en intervalos fracturados.
- Figura 32:** Gráficas cruzadas para determinar litología en intervalos compactos.
- Figura 33:** Gráficas cruzadas no convencionales de litología en intervalos compactos.
- Figura 34:** Gráficas cruzadas no convencionales de porosidad en intervalos compactos.

**Figura 35:** Gráficas cruzadas no convencionales de saturación en intervalos compactos.

**Figura 36:** Respuesta del indicador, diámetro de invasión, en intervalos fracturados y compactos.

**Figura 37:** Respuesta del indicador, diferencia de resistividades, en intervalos fracturados y compactos.

**Figura 38:** Respuesta del indicador, índice de porosidad secundaria, en intervalos fracturados y compactos.

**Figura 39:** Respuesta del indicador, Litoporosidad (M-N), en intervalos fracturados y compactos, utilizando lodo dulce como fluido de perforación.

**Figura 40:** Respuesta del indicador, Litoporosidad (M-N), en intervalos fracturados y compactos, utilizando lodo salado como fluido de perforación.

**Figura 41:** Gráfica de los valores de confiabilidad para los métodos aplicados.

**Figura 42:** Registros geofísicos de las formaciones de la Zona Marina de Campeche.

## Referencias Bibliográficas

1. **Stearns D. W.** " *Certain Aspects of Fracture in Naturally Deformed Rocks*". NSF Advanced Science Seminar in Rock Mechanics, Bedford Massachussetts R.E. 1967. Pág. 97-118.
2. **Pickett G. R. and Reynolds E. B.** " *Evaluation of Fractured Reservoirs* " SPEJ. March-1969. 28.
3. **Stearns and Friedman** " *Reservoirs in Fractured Rock* " AAPG Memoir. 1972. Pág. 82-106.
4. **Helander D. P.** " *Fundamentals of Formation Evaluation* ". Chapter II. Oil and Gas Consultants International, Inc. 1983. Pág. 13-20.
5. **Standen E.** " *The Analysis of Fracture Anomalies on Electrical Wellbore Images* ". Schlumberger of Canada. April-1989. Paper G. 9 pág.
6. **Sibbit A. M. and Faivre O.** " *The Dual Laterolog response in fractures rocks* ". SPWLA Twenty-sixth Annual Logging Symposium, June-1985. 33 pág.
7. **Couster G., Reboul G., Sutter M.** " *El DCA un Nuevo Método para el análisis del Fracturamiento* ". Ingeniería Petrolera. Diciembre-1983. Pág. 13-20.

8. **Schlumberger.** "*Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros*". Capítulo III. Pág. 17-27.
9. **Burke J. A., Campbell R. L., Schmidt A. W.** "*The Litho-Porosity Cross-Plot*". *The Log Analyst*. 1969. Vol. 10, No. 6, Pág. 25-43.
10. **Clavier C. and Rhuest D.H.** "*Mid-Plot: A New Lithology Technique*". *The Log Analyst*. 1976. Vol. 17.
11. **Towle G. H.** "*An Analysis of the Formation Resistivity Factor Porosity Relationship of Some Assumed Pore Geometries*". Paper presented at Third Annual Meeting of SPWLA, Houston, May-1962.
12. **Aguilera R.** "*Naturally Fractured Reservoirs*". Penn Well Publishing Company, Tulsa, Oklahoma -1980.
13. **Aguilera R.** "*Oil and Gas Journal*". December-1978. Pág. 47-51.
14. **Rasmus T. C.** "*A Variable Cementation Exponent (m) for Fractured Carbonates*". *Log Analyst*. December-1983. Pág. 13-23.