



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

6
2ej.

FACULTAD DE INGENIERIA

EVALUACION DE MINERALOGIA Y POROSIDAD EN
FORMACIONES DE LITOLOGIA COMPLEJA POR
MEDIO DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO GEOFISICO

P R E S E N T A
SANDRA PAOLA ZARZA ATZIN

DIRECTOR DE TESIS: DR. FERNANDO CASTREJON VACIO



MEXICO, D. F.,

OCTUBRE DE 1999

14820

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.



INSTITUTO NACIONAL
DE ESTADÍSTICA
Y CENSOS

SRITA. SANDRA PAOLA ZARZA ATZIN
Presente

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

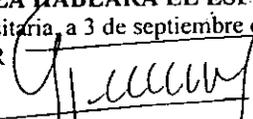
**EVALUACION DE MINERALOGIA Y POROSIDAD EN FORMACIONES DE
LITOLOGIA COMPLEJA POR MEDIO DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS**

- INTRODUCCION**
- I ASPECTOS BASICOS DE LA INTERPRETACION DE REGISTROS DE POZOS**
- II ESTADO DEL ARTE EN LA DEFINICION DE MODELOS DE INTERPRETACION**
- III PRUEBA DE MODELOS DE DESCRIPCION DE LITOLOGIA**
- IV DESARROLLO DE METODOLOGIA DE INTERPRETACION**
- V CASOS DE APLICACION**
- VI CONCLUSIONES**
- 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 3 de septiembre de 1999
EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFR*RLLR*gtg

PR

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE
MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

Tesis:

**EVALUACION DE MINERALOGIA Y POROSIDAD EN
FORMACIONES DE LITOLOGIA COMPLEJA POR MEDIO DE
REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS**

Que para obtener el Titulo de **INGENIERO GEOFISICO** presenta:

SANDRA PAOLA ZARZA ATZIN

Director de Tesis: Dr. Fernando Castrejón Vácio

Jurado:

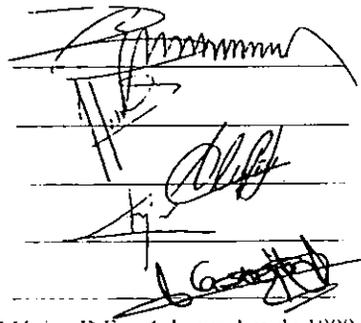
Presidente: Ing. Manuel Villamar Viguera

Secretario: Ing. Alejandro Arroyo Carrasco

Primera Suplente: Dra. Alma América Porres Luna

Segundo Suplente: Ing. Ricardo Castrejón Pineda

Vocal: Dr. Fernando Castrejón Vácio



México D.F. a 4 de octubre de 1999

DEDICATORIAS

A mis padres

Por quererme tanto y ser lo mejor en mi vida, los amo a los dos...

Sergio Zarza Atzin

Por entenderme y apoyarme en todas mis locuras, te quiero...

Bianca Balbuena y Yoatzin Zarza

Por estar conmigo en los momentos de mi vida más importantes...

Gabriel Díaz López

Por compartir tu vida conmigo... Te amo

Yolanda Atzin Luna

Por ser mi ejemplo, te admiro...

Eliel Soriano Torres Gill

Por ser mi amigo en todo momento...

Dr. Fernando Castrejón Vácio

Por darme su apoyo y tiempo, además de su paciencia para realizar éste trabajo...

Ing. Ricardo Castrejón Pineda

Por su dirección en mi vida profesional...

Gerencia de Ingeniería de Yacimientos, IMP

Por la amistad y confianza que cada uno de ustedes me brindo...

DIOS

por darme la oportunidad de existir...

a todos

GRACIAS!!

CONTENIDO

Página

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	7
ASPECTOS BÁSICOS DE LA INTERPRETACIÓN DE REGISTRO DE POZOS	
I.1. Historia.....	7
I.2. Registros Geofísicos De Pozos.....	8
I.3. Propiedades Petrográficas.....	11
I.3.1. Porosidad.....	11
I.3.2. Saturación de Agua.....	12
I.3.3. Permeabilidad.....	13
I.3.4. Resistividad.....	15
I.4. Registros De Porosidad.....	17
I.4.1. Registro Sónico.....	17
I.4.2. Registro de Densidad.....	21
I.4.3. Registro Neutrón Compensado.....	25
I.5. Importancia De La Porosidad.....	27
I.6. Importancia De La Litología.....	27
CAPÍTULO II.....	29
ESTADO DEL ARTE EN LA DEFINICIÓN DE MODELOS DE INTERPRETACIÓN	
II.1. Gráficas Cruzadas.....	29
II.1.1. Gráfica FIN-ROB.....	30
II.1.2. Gráfica FIN-DT.....	31
II.1.3. Gráfica de Porosidad.....	31
II.2. Doble Mineral.....	33
II.3. Método de Lito-Porosidad.....	34
II.4. Método de Litologías Complejas.....	39

II.5.	MID PLOT.....	42
II.6.	Análisis Estadístico de Registros.....	46
II.7.	Técnica Global.....	47
II.8.	Redes Neuronales.....	48
 CAPÍTULO III.....		53
PRUEBA DE MODELOS DE DESCRIPCIÓN DE LA LITOLOGÍA		
III.1.	Introducción.....	53
III.2.	Obtención de datos.....	53
III.3.	Correlación Núcleos-Registros.....	56
III.4.	Correlación Cualitativa.....	57
III.5.	Resultados de la Correlación Cualitativa.....	108
III.6.	Correlación Cuantitativa.....	113
III.7.	Resultados de la Correlación Cuantitativa.....	125
III.8.	Discusión General de Resultados	127
 CAPÍTULO IV.....		130
DESARROLLO DE METODOLOGÍAS DE INTERPRETACIÓN		
IV.1.	Distribución de puntos localizados en el exterior del triángulo litológico.....	131
IV.2.	Programa 1.....	133
IV.3.	Programa 2.....	137
IV.4.	Programa 3.....	143
IV.5.	Programa 4.....	144
 CAPÍTULO V.....		148
CASOS DE APLICACIÓN		
 CAPÍTULO VI.....		164
CONCLUSIONES		
 REFERENCIAS.....		166

INTRODUCCIÓN

RESUMEN

Existe una gran diversidad de métodos para realizar la interpretación petrofísica de los datos de registros de pozos, los cuales utilizan la solución de un sistema de ecuaciones, tanto en métodos estadísticos como en determinísticos. Los métodos aplicados en este trabajo son Lito-Porosidad, MID-PLOT, FIN-ROB; los cuales proporcionan una evaluación volumétrica de los diferentes minerales que se encuentran en una formación. Estos modelos tienen como fundamento la respuesta teórica de los componentes sólidos de las rocas y los parámetros de los fluidos presentes en las formaciones, para cada una de las herramientas de medición.

Bajo la necesidad de conocer el valor de la porosidad, así como el volumen de los minerales en las rocas, ha sido necesario aplicar diversas técnicas de interpretación que permitan obtener resultados realistas dentro del proceso de interpretación y evaluación de un yacimiento. En éste trabajo se han desarrollado, mediante modificaciones de las técnicas señaladas arriba, cuatro diferentes formas de calcular la porosidad, el contenido de arcilla y el volumen mineralógico.

Se presenta un análisis de las diferentes técnicas de interpretación, construyendo cuatro formas de obtener la porosidad, el contenido mineralógico y el contenido de arcilla y las zonas en que ésta se localiza. La técnica utiliza los parámetros M-N del método de Lito-Porosidad y la curva de radioactividad natural para el cálculo del volumen de arcilla. Se plantea también un esquema apropiado de interpretación que permite realizar una correlación entre parámetros derivados del análisis de registros de pozos y los datos de núcleo.

Este trabajo toma en cuenta la información directa derivada de la descripción petrográfica y petrofísica de núcleos, por lo cual los resultados obtenidos del análisis de registros de pozos son corroborados con la información derivada de los núcleos.

Los resultados obtenidos de esta evaluación indican que las mejores opciones se obtienen al dividir la columna de estudio en zonas similares, aplicar un modelo de evaluación de arcillas acorde con el intervalo y resolver el sistema de ecuaciones con el conocimiento previo del volumen de arcilla. Esta metodología fue aplicada con éxito en la evaluación de diversos pozos productores en México, en donde se logró una buena correlación entre datos de registros y la información de núcleos.

INTRODUCCIÓN

La litología y la porosidad de un yacimiento juegan un papel muy importante en la determinación del volumen y reservas de hidrocarburos. La detección indirecta de estas propiedades es posible realizarla mediante el uso de diversas herramientas y técnicas, como lo son los Registros Geofísicos de Pozos.

Precisamente, los Registros Geofísicos de Pozos están diseñados para medir las diferentes propiedades físicas de una formación, mediante un conjunto de herramientas que son introducidas en las formaciones perforadas. Una de las ventajas importantes de los registros de pozos es su capacidad de medición casi continua en la formación de interés, registrando bajo condiciones de presión y temperatura de confinamiento. Este aspecto resulta ser importante, ya que mide en forma indirecta las propiedades in situ de las formaciones.

Con la información obtenida se efectúan cálculos mediante diferentes métodos de interpretación para estimar de manera cuantitativa el valor de las diferentes propiedades petrofísicas; en éste caso la porosidad y la litología, las cuales se determinan en forma conjunta.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INTERPRETACIÓN DE REGISTROS DE POZOS EN FORMACIONES CARBONATADAS DE MÉXICO

Una gran parte de las reservas y la producción de hidrocarburos se presenta en formaciones complejas de carbonatos fracturados, en donde se presenta un sistema complejo de porosidad secundaria compuesta por cavernas de disolución y fracturas. En estos yacimientos, la litología predominante está constituida por calizas, calizas dolomitizadas, dolomías, brechas dolomitizadas y calizas parcialmente arcillosas.

La evaluación de litología y porosidad representa un objetivo de gran importancia en los estudios de evaluación de los yacimientos, ya que permite definir las posibilidades de explotación, lo cual es necesario en la evaluación del volumen de hidrocarburos.

Como se mencionó anteriormente existe una gran diversidad de métodos de interpretación de litología; sin embargo, es necesario realizar diversas pruebas para determinar la calidad de los resultados obtenidos bajo diversas condiciones.

Es importante mencionar que no se tiene a la fecha un estudio comparativo de la respuesta de los métodos de interpretación en litologías para el caso de las formaciones carbonatadas en México. Por otra parte, los modelos litológicos a utilizar en el caso de las formaciones en México son del tipo complejo, en donde se requiere incluir en el modelado numérico al menos tres de los componentes mineralógicos y la porosidad total del sistema.

Estudios recientes muestran que la evaluación de la porosidad de las formaciones vulgares y fracturadas es sub-estimada por los registros de índice de porosidad; éste aspecto se obtiene al comparar el volumen de poros por medio de una análisis tomográfico de núcleos e imágenes de pozo. Este aspecto sugiere la necesidad de realizar evaluaciones correctas de porosidad para evaluar adecuadamente las formaciones productoras.

Ante la diversidad de métodos de interpretación de litología y las características específicas de las principales formaciones en México, es necesario realizar un estudio comparativo

para definir las ventajas de aplicación de cada uno de ellos y obtener de esta forma valores confiables de los parámetros petrofísicos.

OBJETIVOS DEL PROYECTO

Realizar pruebas de métodos de interpretación existentes, con el fin de evaluar en forma eficiente las propiedades petrofísicas de formaciones carbonatadas en México. Los resultados obtenidos de la interpretación serán comparados con los datos de descripción de núcleos, con lo cual se evaluará la eficacia de cada uno de los métodos. En caso de encontrar inconsistencias con los métodos probados, plantear un esquema de solución que permita estimar la porosidad y la mineralogía en forma correcta en formaciones de carbonatos del SE de México.

ALCANCES DEL PROYECTO

Los estudios de evaluación de yacimientos requieren valores correctos de porosidad y del contenido mineralógico de las formaciones, por lo cual se busca desarrollar los métodos convenientes para definir en forma precisa estos parámetros.

Una de las premisas básicas de este trabajo es la comparación sistemática con estudios petrográficos y petrofísicos de núcleos obtenidos de formaciones de carbonatos de los principales yacimientos en México.

MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

Actualmente existe en la Industria Petrolera un interés creciente por mejorar los modelos geológicos y petrofísicos de los yacimientos, este aspecto es necesario para el planteamiento de esquemas óptimos de explotación. Bajo esta condición el modelado de los

yacimientos se obtiene al incorporar información de diversa naturaleza y de escala diferente de medición. En este caso se pretende obtener la litología y la porosidad a nivel pozo, al considerar datos directos derivados de los estudios de núcleos y los registros de pozo. Este resultado a nivel pozo será empleado en una etapa posterior para definir distribuciones a escala de yacimiento, por lo cual la etapa de interpretación de litología y porosidad es de gran importancia.

ORGANIZACIÓN DE LA TESIS

El trabajo escrito se encuentra dividido en cinco capítulos, en los cuales se presenta desde una introducción de los aspectos básicos de las herramientas en el Capítulo I, cuyo aspecto es necesario para entender las propiedades utilizadas para medir parámetros de índice de porosidad.

El Capítulo II está enfocado a presentar un resumen del estado del arte en la interpretación de mineralogía y porosidad con los registros geofísicos de pozos. Además, en este capítulo se establecen de manera concreta las técnicas a utilizar en este trabajo.

El Capítulo III esta dirigido a probar los diferentes modelos de interpretación en litologías complejas, incluye una descripción de la utilización de los métodos y las ecuaciones empleadas para cada caso, además un análisis en núcleos de diferentes pozos mediante los modelos de interpretación.

Debido a que los resultados obtenidos de la prueba de las diferentes técnicas utilizadas no fueron satisfactorios, fue necesario hacer modificaciones a las técnicas mencionadas para hacer consistente los resultados con la descripción de los núcleos. Esta información está contenida en el Capítulo IV.

Finalmente el Capítulo V presenta resultados obtenidos de la aplicación de la metodología desarrollada en el capítulo anterior, empleando para ello, datos reales obtenidos de pozos perforados en la Zona de Campeche.

CAPÍTULO I

ASPECTOS BÁSICOS DE LA INTERPRETACIÓN DE REGISTROS DE POZOS

1.1 Historia

La historia de los Registros Geofísicos de Pozos puede dividirse en tres etapas principales. Los primeros veinte años, que van de 1925-1945, corresponden a la *primera etapa*, la cual surge su desarrollo y aceptación gradual, y es aquí donde el registro eléctrico cobra una gran importancia.

La *segunda etapa* es a partir de 1945, donde se introdujeron herramientas eléctricas enfocadas, las cuales tienen una buena resolución de capa y varias profundidades de investigación.

La *tercera etapa*, comienza alrededor de 1970, donde se hace uso de los sistemas de grabación de tipo digital y de computadoras para obtener una interpretación con detalle y con mayor rapidez, incluyendo además el uso de sistemas de interpretación con modelos numéricos sofisticados.

En la actualidad los Registros Geofísicos son utilizados para la determinación del contenido de hidrocarburos, agua, minerales y competencia de las rocas sujetas a diferentes esfuerzos, así como para evaluar la porosidad de las formaciones, para la identificación de lutitas y formaciones con litología compleja. Su mayor aplicación es en el sector petrolero, sin embargo son también utilizados en geohidrología, minería y geotecnia.

1.2 Registros Geofísicos De Pozos

Tradicionalmente los Registros Geofísicos de Pozo se definen como la representación analógica o digital de las propiedades físicas del subsuelo como temperatura, resistividad, densidad, velocidad de propagación, radiactividad natural, en función de la profundidad.

Estas propiedades físicas son indirectamente cuantificadas de forma independiente por herramientas específicas; es decir, de acuerdo a la propiedad física que se desea conocer se correrá una herramienta determinada, y esto se logra generando y/o induciendo a la formación una perturbación característica de la herramienta. Por ejemplo, la herramienta del Registro de Densidad es aplicada para detectar y mediar la densidad de electrones en la formación.

Durante y posteriormente al proceso de medición de la respuesta de la formación originada por la perturbación de la sonda, se efectúan sobre las lecturas una serie de correcciones, calibraciones, ajustes y otro tipo de tratamientos, para obtener la información en un arreglo de curvas, las cuales al mismo tiempo representan de manera “burda” las propiedades petrofísicas de la formación, tales como porosidad, resistividad y saturación de fluidos.

La manera de medir las distintas propiedades físicas de las rocas por medio de la sonda, se basa en un sistema común, el cual consta de un emisor (electrodo, bobina, emisor de radioactividad, emisor de neutrones, emisor de ondas acústicas) que envía una señal (corriente eléctrica, campo electromagnético, radioactividad, neutrones u ondas acústicas) hacia el interior de la formación, como se muestra en la figura I.1.

Posteriormente uno o varios receptores localizados a una cierta distancia del emisor, registran la respuesta de la formación. En esta respuesta pueden influir varios factores tales como litología, porosidad y contenido de fluidos. Cuando la señal de la formación ha llegado al receptor ésta es enviada hacia un centro de control de la sonda en la superficie como lo muestra la figura I.2.

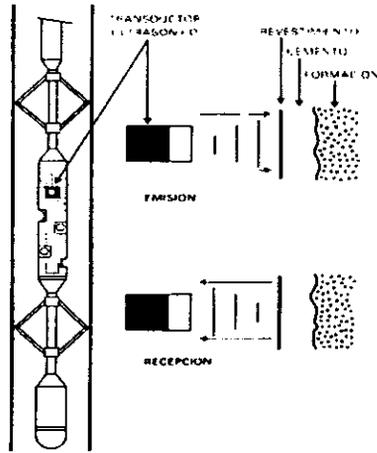


Figura 1.1 Forma general de una sonda ⁽¹⁷⁾

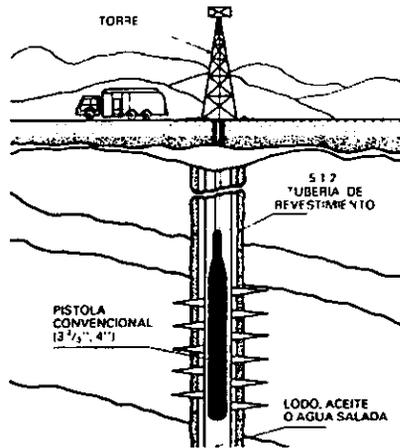


Figura 1.2 Toma de registros ⁽¹⁷⁾

Existen diversos tipos de herramientas, como son el Registro de radioactividad, Registro Caliper, Registro de Inducción, sin embargo, en éste trabajo se describirán y tomarán en

cuenta principalmente a las tres herramientas de porosidad: Registro Sónico Compensado BHC*, Registro Densidad Compensado FDC* y el Registro Neutrón Compensado CNL*.

Casi toda la producción de petróleo y gas en la actualidad se extrae de acumulaciones en los espacios porosos de las rocas del yacimiento, que por lo general están constituidos por calizas, areniscas y dolomías. Se estima que la cantidad de petróleo o gas contenida en una unidad volumétrica del yacimiento es el producto de su aceite por la saturación de hidrocarburos. Además de la porosidad y saturación de fluidos, se requiere estimar el volumen de la formación almacenadora de hidrocarburos para calcular las reservas totales y determinar si éstas son comerciales o no. También es necesario conocer el espesor y el área del yacimiento para calcular su volumen; para determinar la productividad del yacimiento se necesita conocer con que facilidad fluyen los líquidos a través de la roca.

Por lo tanto los principales parámetros petrofísicos requeridos para evaluar un yacimiento son la porosidad, la saturación de hidrocarburos, el espesor, área y permeabilidad. Además de la geometría, temperatura y presión del yacimiento, así como la litología pueden desempeñar un papel importante en la evaluación, y en la producción de un yacimiento.

* Nombres de la compañía Schlumberger

1.3 Propiedades Petrofísicas

En ésta sección se presenta una breve revisión de algunos de los parámetros petrofísicos que suelen ser base en la interpretación de registros para la descripción de un yacimiento petrolero, tales como porosidad, permeabilidad, resistividad y saturación de agua.

1.3.1 Porosidad (ϕ)

Se determina la porosidad como el volumen de espacios vacíos dentro de una roca. La podemos cuantificar dividiendo el volumen de espacios vacíos entre el volumen total de la roca.

$$\phi = V_e / V_t \quad 1.1$$

Donde V_e = volumen de espacios vacíos en la roca,

V_t = volumen total de la roca

La porosidad de las formaciones es compleja, por ejemplo las rocas carbonatadas densas (caliza y dolomía) y las evaporitas (sal, anhidrita, yeso, silvita, etc.) puede tener una porosidad casi cero; las areniscas bien consolidadas pueden tener una porosidad del 10% al 15%; las arenas no consolidadas pueden llegar a un 30% de porosidad o más; las lutitas o arcillas pueden tener una porosidad con contenido de agua de más de 40%, sin embargo los poros son generalmente tan pequeños e incomunicados que hacen que la roca sea impermeable al flujo de los líquidos.

La porosidad se determina según la disposición física, distribución y forma del material que constituyen a la roca, es decir; la matriz de la roca se compone generalmente de granos individuales que están apilados de manera que quedan espacios libres entre ellos dando lugar a la porosidad. A esta porosidad se le llama *Porosidad Primaria* debido a que se origina en el momento en que se deposita el material. Este tipo de porosidad se puede clasificar como intergranular para rocas detríticas, o bien intercrystalina y oolítica para

rocas carbonatadas. Cabe señalar que la porosidad que tiene una importancia económica no es precisamente la porosidad primaria, sino la *porosidad efectiva*, en la cual existe una interconexión efectiva entre los espacios porosos.

La *Porosidad Secundaria* se debe a la acción de aguas de formación o fuerzas tectónicas en la roca después del depósito y su litificación, generando en la formación cavernas, redes de grietas, fisuras y fracturas que se agregan al volumen de los poros. Sin embargo, el volumen real de las fracturas es relativamente pequeño. Por lo cual no afecta al valor de la porosidad de manera significativa, aunque si puede aumentar su permeabilidad en gran medida, ya que entre las fracturas suele existir interconexiones complejas. Por otra parte las cavernas de disolución suelen aumentar la porosidad de una roca; sin embargo, no afecta en gran medida la permeabilidad.

1.3.2 Saturación de Agua (S_w)

La saturación de una formación es la fracción del volumen poroso que ocupa el líquido en consideración:

$$S = V_f / V_p \quad 1.2$$

Donde V_f es volumen del fluido,

V_p es volumen del poro.

Por ejemplo, la saturación de agua es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación. Si sólo existe agua en los poros, la formación tiene entonces una saturación de agua del 100%. Se utilizan varios subíndices para denotar la saturación de distintos líquidos, por ejemplo: S_w saturación de agua; S_o saturación de aceite; S_h saturación de hidrocarburos.

La saturación de agua suele ser estimada mediante el modelo de Archie⁽³⁾ quien determinó experimentalmente que la saturación en una formación limpia puede ser expresada en términos de su resistividad verdadera, R_t , como:

$$S_w^n = FR_w / R_t \quad 1.3$$

Donde n es el exponente de saturación, generalmente se le asigna el valor de 2,

FR_w resistividad de la formación saturada al 100% con agua de resistividad R_w ,

R_t resistividad verdadera.

F es un factor de proporcionalidad, denominado *Factor de Formación*, además:

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

Donde a es una constante,

ϕ es la porosidad total del medio,

m es el exponente de cementación. Para rocas compactas m suele presentarse en el rango 1.8-2.2, además, m es una medida de la complejidad del sistema poroso.

1.3.3 Permeabilidad (k)

La permeabilidad es una medición de la facilidad con que los líquidos fluyen a través de un medio poroso. La unidad de la permeabilidad es el "Darcy". El símbolo de la permeabilidad es k .

Para que una roca sea permeable es necesario que en ella existan efectos capilares e interconexión de poros principalmente; estableciendo entonces, para algunas rocas, cierta relación entre la porosidad y la permeabilidad. Por lo general, cuando se tiene un grado de porosidad muy alto, el grado de permeabilidad también lo será. Sin embargo esto no es ninguna regla, ya que la permeabilidad de una roca está en función del tamaño, del número y de la distribución del poro por el que se transporta el fluido y por canales representados

por sistemas de fracturas, por ejemplo una lutita es una roca que tiene una porosidad total muy grande, pero el tamaño de sus poros es muy pequeño provocando entonces que la lutita sea impermeable. Sin embargo una arenisca tiene menor porosidad y su tamaño del poro es más grande, por lo tanto esta roca tiene mayor permeabilidad. Una caliza es una roca poco porosa en comparación a una arenisca, por lo tanto la caliza es una roca poco permeable o casi impermeable, pero si esta caliza se encuentra fracturada entonces será una roca permeable.

En el caso de una roca porosa y permeable del tipo arenisca se obtendrá una gráfica como la de la figura 1.3, donde se define la siguiente expresión lineal:

$$\log k = m \log \phi + \log k_0$$

o bien

$$k = k_0 \phi^m \tag{1.4}$$

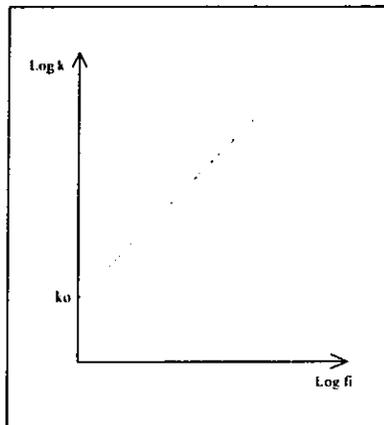


Figura 1.3 Comportamiento de la permeabilidad

Donde k es la permeabilidad,

k_0 es la ordenada al origen,

ϕ es la porosidad,

m es la pendiente de la relación lineal.

1.3.4 Resistividad (R)

La resistividad en una roca es la propiedad que mide la oposición del flujo de corriente eléctrica a través de ella en función de su volumen. Su unidad es el ohm-m y se puede relacionar con la resistencia eléctrica por medio de la expresión:

$$R = r (a / l) \qquad 1.5$$

Donde R es la resistividad eléctrica [ohm-m],

r es la resistencia eléctrica [ohm],

a es el área por donde fluye la corriente eléctrica [m²],

l es la longitud del material [m].

Una roca que se encuentre libre de fluidos, porosidad casi cero, tiende a no conducir corriente eléctrica, ya que la matriz de la roca tiene una conductividad nula o bien su resistividad es infinitamente alta. Una formación con una estructura porosa saturada por agua intersticial, permitirá el flujo de corriente eléctrica sobre todo si el agua intersticial es rica en sales disueltas. Mientras el contenido de sales sea mayor, la resistividad de la formación será por lo tanto menor. Además, mientras una formación sea más porosa, mayor será el contenido de agua de formación, por ende la resistividad será mínima o casi nula.

Si en una formación existe contenido de hidrocarburos o gas, la conductividad de la formación se considera nula, ya que estos factores son excelentes aislantes a la corriente eléctrica, por lo tanto su resistividad será infinitamente grande.

Durante el proceso de la perforación, la formación se ve afectada en diferentes sentidos. En el caso de la resistividad los fluidos de perforación contaminan en diferentes grados a la roca, sobre todo si ésta es permeable, alterando su resistividad. Esto da lugar a cuatro zonas

características desde la pared del pozo hacia el interior de la formación, como se aprecia en la figura I.4.

1. *Enjarre*: es la parte sólida del lodo adherido a la pared del pozo, con resistividad conocida
2. *Zona lavada*: es donde el filtrado del lodo de perforación penetra en gran medida a la roca, alterando su resistividad y desplazando los fluidos originales.
3. *Zona de transición*: aquí se encuentra una mezcla entre los fluidos originales de la roca con los fluidos del lodo de perforación.
4. *Zona virgen*: solamente se encuentran los fluidos originales de la roca.

Como se ve en la figura I.4, las tres primeras zonas conforman el diámetro de invasión, donde a partir de él se asegura que no existan fluidos externos a los originales de la roca.

Existen diferentes clasificaciones de herramientas de resistividad de acuerdo a la profundidad de investigación. Por ejemplo, si una herramienta únicamente mide algunas pulgadas de la pared del pozo hacia el interior de la formación (zona invadida), estará detectando la resistividad que se conoce como R_{xo} , ver figura I.4. Por otro lado en la zona de transición se mide la resistividad R_i ; y si la herramienta toma lecturas en la zona virgen se detectará una resistividad cercana a R_t .

Existen otros tipos de nomenclaturas de resistividad, como R_w que es la resistividad del agua, R_{mf} resistividad del lodo de filtración y R_m resistividad del lodo, los cuales son datos conocidos; también se tiene R_{wa} como la resistividad aparente del agua.

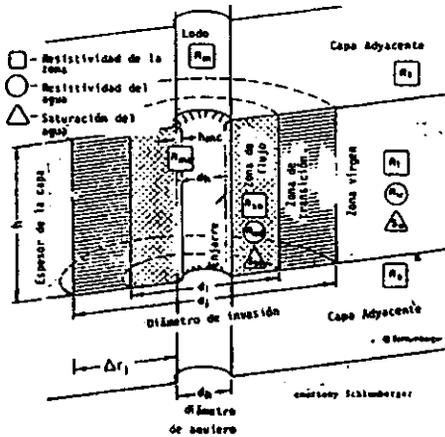


Figura 1.4 Sección transversal de un pozo ⁽¹⁸⁾

1.4 Registros de índice de porosidad

Se conoce a los registros Sónico, Densidad y Neutrón como registros de índice de porosidad debido a que su respuesta es función de la porosidad de la formación, así como también del tipo de fluido y de la composición de la matriz.

A continuación se describirá el funcionamiento de éstas herramientas, ya que de ellas dependen diferentes métodos de interpretación de litologías tratados en éste trabajo.

1.4.1 Registro Sónico

El registro Sónico se encarga de medir el tiempo de tránsito de una formación, es decir, el tiempo en microsegundos que tarda una onda acústica en viajar a través de una roca, por un camino paralelo a la pared del pozo. Al tiempo de tránsito se le conoce como " Δt " y es el valor recíproco de la velocidad (V) de una onda compresional del sonido, su relación está dada por $\Delta t = 10^6/V$. El tiempo de tránsito en una formación depende de su litología y porosidad.

Para formaciones limpias de arcilla, bien compactadas y con una distribución uniforme de pequeños poros Wyllie⁽³⁾ determinó una relación lineal promedio entre el tiempo de tránsito y la porosidad, expresada por:

$$\phi = (\Delta t - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma}) \quad 1.6$$

Donde Δt es la lectura en el registro Sónico [$\mu\text{s}/\text{ft}$],

Δt_f es el tiempo de tránsito del fluido de saturación [$\mu\text{s}/\text{ft}$],

Δt_{ma} es el tiempo de tránsito de la matriz [$\mu\text{s}/\text{ft}$].

Esta relación de “tiempo – promedio” es aplicable a formaciones limpias y compactas de porosidad intergranular que contienen líquidos. El registro Sónico tiende a ignorar la porosidad secundaria. La lutita y las fracturas complican su lectura, así como la presencia de gas.

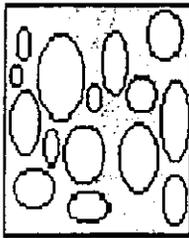


Figura 1.5.a Porosidad primaria



Figura 1.5.b Porosidad secundaria

En la figura 1.5.a se representa la matriz de roca con color gris y a la porosidad con color blanco. Esta porosidad es llamada porosidad primaria y es la que el registro Sónico mide. En la figura 1.5.b se representa una fractura en color negro, la matriz de roca en gris y la porosidad en blanco. Tanto el fracturamiento como la porosidad constituyen la porosidad total de una roca, la cual es medida por las herramientas Neutrón y Densidad.

La herramienta que actualmente se utiliza para obtener el registro Sónico es del tipo BHC (Bore Hole Compensated), ya que esta sonda elimina los efectos debidos a cambios en el diámetro del pozo, así como los errores producidos por la inclinación de la sonda.

Como se puede ver en la figura I.6 el sistema BHC consta de dos transmisores y dos receptores. Cuando un transmisor es activado por un pulso, éste genera una onda de sonido la cual penetra en la formación. Se mide el tiempo transcurrido entre la detección del primer arribo a los dos receptores correspondientes. Los caminos recorridos por los primeros arribos de las ondas P de energía acústica están indicados en la figura I.6:

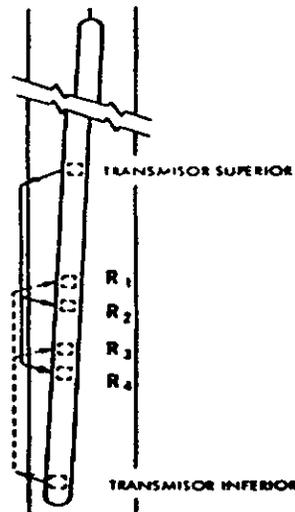


Figura I.6 Sonda BHC ⁽⁵⁾

La velocidad del sonido en la sonda sónica y en el lodo de perforación es menor que en la formación. Consecuentemente, los primeros arribos de energía acústica a los receptores corresponden a recorridos del sonido dentro de la formación cerca de la pared del pozo.

Cuando un arribo contiene energía acústica suficiente para activar un receptor cercano al transmisor es posible que se debilite en su recorrido para alcanzar a activar al siguiente

receptor, el cual podría ser activado por otro arribo posterior del tren de ondas, dando como resultado que el tiempo de tránsito sea muy largo. Cuando esto ocurre, la curva del registro Sónico suele desviarse abruptamente y presentar valores más grandes de porosidad. Este efecto es conocido como "salto de ciclo" y ocurre generalmente cuando la señal es fuertemente atenuada por formaciones no consolidadas, por cavidades de disolución, por fracturas, por saturación de gas, por lodos con aire o intervalos rugosos de sal.

El primer arribo que penetra a la formación apenas recorre unas cuantas pulgadas más allá de la pared del pozo, por lo tanto el diámetro de investigación del registro Sónico es muy limitado.

En formaciones sedimentarias la velocidad del sonido depende de muchos factores, pero principalmente del mineral característico de la roca matriz (arenisca, calcita, dolomita, etc.) y de la porosidad distribuida. Los rangos de valores de velocidad del sonido y tiempo de tránsito para las rocas comunes y tuberías de revestimiento están presentadas en la tabla I-A; también se indican los valores de Δt_{ma} más usuales:

	V_{ma} (s/pie)	Δt_{ma} (μ s/pie)	Δt_{ma} (μ s/pie) más común
Arenisca	18,000-19,5000	55.5-51.0	55.5 ó 51.0
Calizas	21,000-23,000	47.6-43.5	47.5
Dolomías	23,000	43.5	43.5
Anhidrita	20,000	50.0	50.0
Sal	15,000	66.7	67.0
Tubería (hierro)	17,500	57.0	57.0

Tabla I-A. Valores de la velocidad sónica y del tiempo de tránsito de algunas rocas comunes ⁽¹⁷⁾

Evaluación de Porosidad con el Registro Sónico

Carbonatos

En carbonatos que presentan porosidad intergranular, la fórmula de Wyllie sigue siendo aplicable. Pero algunas veces la estructura y distribución de los poros es diferente de lo que es en areniscas. Con frecuencia existe porosidad secundaria, debido a cavernas y/o fracturas de dimensiones mucho mayores que los poros encontrados en la porosidad primaria.

En formaciones que contienen cavernas la velocidad del sonido depende principalmente de la porosidad primaria. Por lo tanto, los valores de velocidad que se obtienen del registro Sónico tienden a ser demasiado bajos por una cantidad equivalente a la porosidad secundaria.

Arenas no Compactadas

La ecuación de Wyllie en forma directa proporciona valores de porosidad demasiado altos en arenas no consolidadas e insuficientemente compactadas, las cuales se presentan comúnmente en formaciones geológicas recientes y de poca profundidad. Sin embargo, en formaciones profundas estas arenas recientes no están compactadas en los casos en que la diferencia entre la presión de las capas superpuestas y la del fluido en la formación es menor de 4.000 a 5.000 psi. Esta falta de compactación puede quedar indicada en lutitas adyacentes cuando estas muestran valores de Δt mayores de 100 $\mu\text{seg./pie}$.

1.4.2 Registro de Densidad

Anteriormente se utilizaba la herramienta FDC en la determinación de la densidad de las formaciones para cuantificar la porosidad y el contenido de arcillas, así como para hacer una evaluación de litologías. El principio de operación de la herramienta de Densidad se basa en una fuente radioactiva que se encuentra colocada en un patín sobre la pared del pozo, emitiendo a la formación rayos gamma de mediana energía, liberando partículas de alta velocidad que chocan con los electrones de la formación perdiendo un poco de su energía en cada choque, a este efecto se le conoce como Efecto Compton de dispersión o Foto Eléctrico. Finalmente, un detector que se encuentra colocado a una distancia fija de la

fuerza recibe los rayos gamma dispersos y atenuados, evaluando así, la densidad de la formación.

Entonces como podemos ver, el Efecto Compton está relacionado con la densidad de electrones de la formación, la cual a su vez está relacionada con la densidad total de la formación, ρ_b [gr/cm³], y por último ρ_b depende de la matriz, porosidad y densidad de los fluidos contenidos en los poros de la roca.

Sin embargo, en la actualidad se utiliza la herramienta LDT (figura 1.7) que ha proporcionado buenos resultados en el análisis de formaciones con hidrocarburos explotables en diversas litologías. En combinación con el registro Neutrón es posible determinar la litología con sólo dos minerales, siempre y cuando los poros estén saturados de algún líquido. Cuando se tienen casos donde la litología resulta más compleja son necesarios otros parámetros. Uno de estos parámetros es el Factor Fotoeléctrico (P_e) de la herramienta LDT, y cuya lectura no es afectada por la porosidad. El P_e es un índice de absorción fotoeléctrica efectiva de una sección en una formación

Su funcionamiento es muy similar a la herramienta FDC, pero con la diferencia de que ésta herramienta se basa en la medición de la absorción fotoeléctrica de la roca y a diferencia del FDC, el registro LDT utiliza más detectores lo cual ayuda a reducir significativamente las variaciones estadísticas.

Como se mencionó anteriormente la herramienta FDC funciona mediante la emisión de rayos gamma de mediana a alta energía, provocando una dispersión de electrones en la formación y por lo tanto una pérdida más grande de su energía dando lugar a que los detectores permitan el paso de ruido cercano a ellos en lugar de la señal efectiva, entonces se puede decir que la herramienta no mide precisamente la densidad de electrones de la matriz. Entonces se utiliza la herramienta LDT, la cual emite rayos gamma de baja energía para tratar de que no exista una dispersión de electrones, así los detectores reciben la señal de densidad de electrones de la matriz sin ser afectada por ruido.

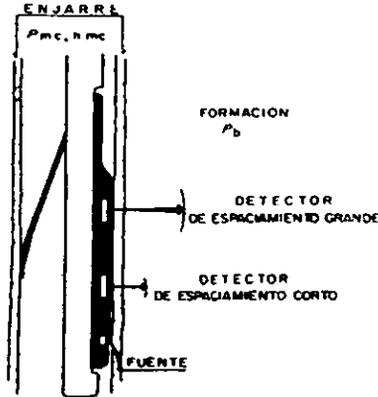


Figura 1.7 Sonda LDT⁽⁸⁾

El valor de la densidad total de la formación, ρ_b , en una formación libre de arcillas, estará dado de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma} \quad 1.7$$

Donde ρ_b es la densidad compensada [gr/cm³],

ρ_f es la saturación del fluido con una densidad promedio [gr/cm³],

ρ_{ma} es la densidad de matriz [gr/cm³],

ϕ es la porosidad.

La porosidad del sistema (ϕ) puede ser obtenida al despejarla de la ecuación 1.7, quedando de la forma:

$$\phi = (\rho_{ma} - \rho_b) / (\rho_{ma} - \rho_f) \quad 1.8$$

Donde ϕ es la porosidad

ρ_b es la densidad total [gr/cm³],

ρ_f es la saturación del fluido con una densidad promedio [gr/cm³],

ρ_{ma} es la densidad de matriz conocida [gr/cm^3].

En la tabla I-B se proporcionan algunos valores comunes de ρ_{mas} para algunas litologías:

Litología	Densidad Total ρ_b [gr/cm^3]
Arenas, areniscas, cuarcitas	2.65
Arenas calcáreas o calizas arenosas	2.68
Calizas	2.71
Dolomías	2.87

Tabla I-B. Valores de densidad en rocas comunes ⁽¹⁹⁾

La tabla I-C muestra algunos minerales con su respectivo valor de densidad total:

Mineral	Pe (barn/electrón)	Densidad Total ρ_b [gr/cm^3]
Cuarzo	1.81	2.654
Calcita	5.08	2.710
Dolomita	3.14	2.870
Anhidrita	5.05	2.960
Silvita	8.51	1.984
Halita	4.65	2.165
Yeso	3.42	2.320
Agua Dulce	0.358	1.000
Agua Salada	0.807	1.146
Accite	0.119	0.850

Tabla I-C. Valores de densidad para algunos minerales ⁽¹⁹⁾

Efecto de la lutita

La presencia de lutita o arcilla en la formación puede afectar la lectura del registro de Densidad.

Se ha medido que las densidades típicas para capas y laminaciones arcillosas es del orden de 2.2 a 2.65 g/cm³. La densidad de la arcilla es menor a profundidades someras ya que las fuerzas de compactación no son grandes.

1.4.3 Registro Neutrón Compensado CNL

El uso principal de esta herramienta es la identificación de formaciones porosas y la determinación de su porosidad, respondiendo a la presencia de hidrógeno. Entonces, en formaciones limpias donde los poros están ocupados por algún fluido, la herramienta Neutrón proporcionará el valor real del espacio relleno de fluidos. Esta herramienta en combinación con otra de porosidad, proporciona valores de porosidad más exactos, y permite la identificación de la litología del yacimiento, considerando la presencia de lutita y/o arcillas.

El principio de medición se basa en una fuente radioactiva, como Berilio Americo del tipo Pu-Be o Am-Be, que se encuentra en la sonda emitiendo neutrones termales, los cuales al encontrarse con núcleos del material de la formación chocan perdiendo parte de su energía. Cuando el electrón choca con un núcleo de masa prácticamente igual a la de él, como por ejemplo un átomo de hidrógeno, la pérdida de energía será mayor. Colisiones de neutrones termales con núcleos pesados no provocan gran pérdida en su velocidad, por lo tanto, la pérdida de velocidad dependerá básicamente del contenido de hidrógeno que se encuentre en la formación.

Cuando los electrones han sido amortiguados por choques sucesivos se dispersarán sin orden y sin perder más de su energía; posteriormente los neutrones termales serán capturados por algún átomo de cloro, hidrógeno, sílice, etc., excitándose y originando rayos gamma de alta energía, denominados rayos gamma de captura. Estos rayos gamma serán

detectados por un receptor que se encuentra en una parte de la sonda. Para detectar esta respuesta, se encuentran arriba de la fuente dos detectores de neutrones térmicos a 0.37m y 0.63m de distancia de la misma, respectivamente. Para obtener una mejor sensibilidad en la captura de los electrones térmicos, al detector más alejado de la fuente se le ha asignado un tamaño más grande que el del primer receptor.

En la superficie el panel de control toma los conteos medidos por cada detector y se calcula la razón ($cps_{\text{cercaños}}/cps_{\text{lejanos}}$), y con las correcciones apropiadas esta razón se convierte en un índice de porosidad, el cual es grabado directamente sobre el registro en una escala lineal. La figura 1.8 muestra un esquema de la sonda del registro CNL.

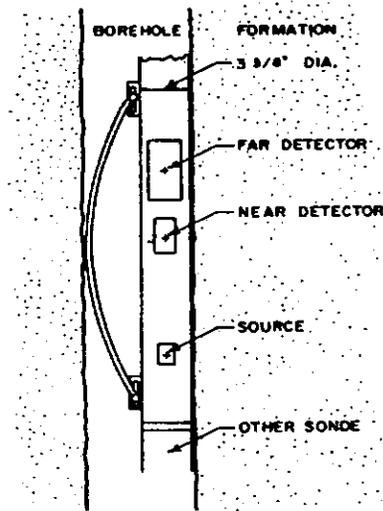


Figura 1.8 Sonda CNL ⁽²⁾

La concentración de hidrógeno en la formación es relativamente alta, los neutrones térmicos enviados por la sonda serán retardados y capturados a una distancia cercana a ella, en cambio si la concentración de hidrógeno es pequeña, los neutrones térmicos viajarán una distancia más grande antes de ser capturados. Esto implica, que cuando se tiene una lectura amplia de neutrones térmicos se presenta un bajo contenido de hidrógeno.

El petróleo y el agua contienen aproximadamente la misma cantidad de hidrógeno por unidad de volumen, de tal forma que la respuesta del Neutrón nos lleva a estimar el espacio poroso de una formación limpia que se encuentra saturado por algún fluido. Sin embargo, esta respuesta corresponde a todos los átomos de hidrógeno de la formación incluyendo a los que se encuentran combinados químicamente. Por lo tanto la respuesta de la herramienta Neutrón corresponde al índice de hidrógeno que contenga la formación el cual es proporcional a la cantidad hidrógeno por unidad de volumen.

1.5 Importancia De La Porosidad

Como se ha venido observando, una de las características esenciales de un yacimiento para la explotación de hidrocarburos es su porosidad conjuntamente con la permeabilidad. Cuando una roca tiene un alto grado de porosidad, donde existe interconexión entre los poros, hay una gran posibilidad de que ésta roca sea propicia para almacenar y producir fluidos, sin embargo existen rocas que a pesar de contar con los suficientes espacios vacíos entre los granos de roca para contener un fluido, sus poros no cuentan con ninguna comunicación, lo que hace que la roca sea impermeable y por lo tanto no sea considerada en la explotación de yacimientos.

Por otro lado, las herramientas que detectan diferentes propiedades físicas del subsuelo son en la mayoría de los casos afectadas por el grado de porosidad, aunque algunas de éstas herramientas tienen como principal objetivo la detección de la misma para poder definir el tipo de litología.

Por lo tanto, el papel de la porosidad dentro de la evaluación de un yacimiento, juega un papel importante, ya que es uno de los factores que determina la importancia de una reserva dentro de un yacimiento para su probable explotación.

1.6 Importancia De La Litología

Precisamente, para que se originen hidrocarburos en una roca es necesario la presencia de una litología que contenga características específicas. Las rocas sedimentarias suelen ser

propicias para éste objetivo, sin embargo, no en todo el conjunto de rocas sedimentarias es posible que se produzca éste proceso de generación y almacenamiento de hidrocarburos, ya que se necesitan determinadas condiciones, por ejemplo: temperatura adecuada, presión, determinados constituyentes químicos, contenido mineralógico, etc.

De esta manera es posible apreciar que el tipo de litología de una formación es esencial para que cumpla con las características de un yacimiento en todos sus sentidos, es decir, desde la generación de hidrocarburos, pasando por el almacenamiento, hasta llegar a la producción de material de él.

De esta forma la litología y la porosidad de las formaciones son parámetros necesarios y de gran importancia en la evaluación de formaciones, por lo cual se deben realizar esfuerzos importantes para estimarlos en forma correcta.

CAPÍTULO II

ESTADO DEL ARTE EN LA DEFINICIÓN DE MODELOS DE INTERPRETACIÓN

En este capítulo se estudiará en forma general las diferentes técnicas para evaluar la litología y la porosidad de las formaciones productoras de hidrocarburos, desde las técnicas descriptivas hasta llegar a los métodos actuales de interpretación con la técnica de Redes Neuronales. Haciendo mención de los cambios importantes que han tenido los métodos de interpretación de registros a través del tiempo, resaltando sus bases de interpretación de cada uno de ellos, así como las ventajas y/o desventajas comparativas.

Para la evaluación litológica es necesario considerar dos tipos de litologías principales: el primer tipo de litología es denominado como una *litología simple*, la cual está constituida por dos minerales como máximo como componentes sólidos de la roca, por ejemplo, dolomita con calcita, calcita con arcilla, etc. El otro tipo es una *litología compleja* donde su composición mineralógica cuanta con tres minerales o más, siendo este el principal tipo de rocas encontrados en los yacimientos carbonatados de México.

En la interpretación de litologías simples los métodos cualitativos son de gran ayuda. Como ejemplos de éstos métodos se conocen las gráficas cruzadas y el método del doble mineral que a continuación se explican.

II.1 Gráficas Cruzadas

Cuando se presenta una litología simple es conveniente utilizar las gráficas cruzadas "Cross Plots" para determinar el contenido mineralógico de las formaciones. Las gráficas cruzadas se elaboran con la combinación de dos registros de índice de porosidad, quedando

las siguientes combinaciones: *FIN-ROB*, *FIN-DT* y *DT-ROB*. Además la gráfica *FIN-ROB* es recomendable para la determinación de la porosidad total.

Donde *FIN* es el registro Neutrón,
 ROB es el registro Densidad,
 DT es el registro Sónico.

Indirectamente podemos decir que el uso de las gráficas cruzadas en la determinación de la litología es un proceso cualitativo, ya que al revisarlas podemos inferir o estimar la abundancia de los minerales predominantes en una roca, como dolomita, caliza, cuarzo, anhidrita, yeso y halita, conjuntamente con el contenido de arcillas.

II.1.1 Gráfica FIN-ROB

FIN-ROB es una gráfica empleada en la interpretación de rocas carbonatadas, se construye en base de datos de laboratorio. Ésta gráfica es mostrada en la figura II.1. La interpretación se basa en la combinación de las ecuaciones de porosidad de los registros Neutrón y Densidad, generando en la gráfica una distribución de puntos. Esto determinará el mineral dominante de la formación de acuerdo a la mayoría de los puntos que se encuentren en una zona dada. La ocurrencia de puntos puede localizarse tanto en las zonas internas de las líneas, como en las propias líneas, y aún fuera de ellas, entendiéndose esto último como un alto contenido de arcillas. Si los puntos tienen una dispersión hacia la derecha de la gráfica, o bien, si la distribución de los puntos es de forma irregular sobre toda la gráfica podría implicar que las lecturas de los registros son anómalas.

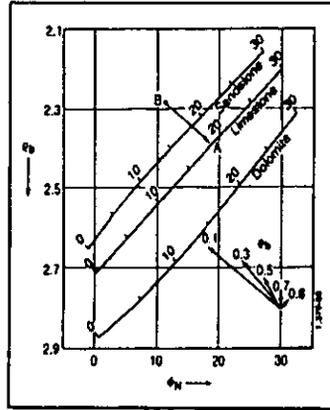


Figura II.1 FIN-ROB ⁽¹⁹⁾

II.1.2 Gráfica FIN-DT

Al igual que la gráfica anterior, FIN-DT tiene la misma forma y se basa en el mismo procedimiento de interpretación, pero con la diferencia de que se construye con la combinación de la porosidad Neutrón contra la porosidad sónica, como se muestra en la figura II.2.

II.1.3 Gráfica de Porosidad

La gráfica de porosidad PHYDN-PHYDT (figura II.3), es construida con la combinación de los registros Densidad y Neutrón contra la porosidad del registro Sónico, donde las curvas FIN-ROB proporcionan la porosidad total de la formación y DT se le relaciona con el valor de la porosidad primaria (porosidad de matriz).

De acuerdo a los modelos generales de evaluación de la porosidad, se obtiene que:

$$\phi_{total} = \phi_{primaria} + \phi_{secundaria} \quad II.1$$

y donde:

$$\phi_{\text{secundaria}} = \phi_{\text{total}} - \phi_{\text{primaria}}$$

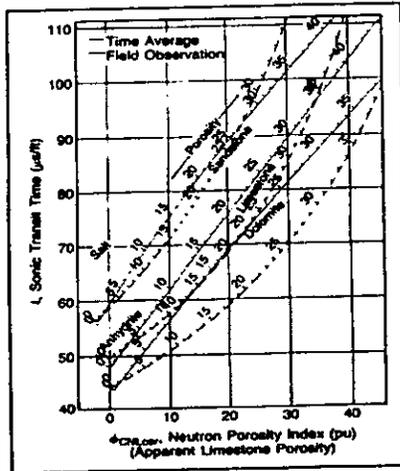


Figura 11.2 FIN-DT⁽¹⁹⁾

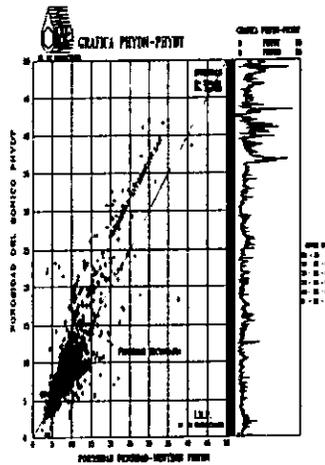


Figura 11.3 PHYDN-PHYDT

II.2 Doble Mineral

La técnica del *Doble Mineral*⁽¹³⁾ se ha desarrollado para la interpretación de formaciones con litologías simples, por ejemplo la mezcla de sílice, caliza, dolomita, anhidrita y arcillas, o bien la mezcla de dos de estos minerales, más la consideración de la arcilla; considerando siempre el efecto de las lutitas y de los hidrocarburos sobre la formación.

El Método del Doble Mineral utiliza una gráfica cruzada de los registros Neutrón y Densidad para obtener los valores de porosidad y densidad de la matriz aparente de la formación (ϕ y ρ_{ma}), además de utilizar el registro Sónico para indicar las zonas de porosidad secundaria y ayudar a definir la litología.

Los valores de porosidad del registro Sónico son más bajos que los del registro Neutrón, y representa un tipo de porosidad cristalina o intergranular, mientras que la de las gráficas cruzadas representa la porosidad total. Por lo tanto el índice de porosidad secundaria se define como la diferencia entre el cross plot de porosidad y la porosidad del registro Sónico.

Este método proporciona un buen resultado para formaciones limpias, saturadas de líquidos y gas explotable.

Para la aplicación de éste método son necesarios los registros Densidad, Rayos Gamma Neutrón, Sónico y, ya sea un registro de Inducción o bien un registro Laterolog, y preferentemente una curva SP.

La mayoría de las rocas contenedoras de hidrocarburos o gas explotable están compuestas por uno o dos minerales y en algunas ocasiones tienen un alto contenido de arcillas. Las mezclas más comunes de rocas con dos minerales son:

Para rocas carbonatadas:

- Caliza y dolomita
- Caliza y sílice

- Dolomita y anhídrita

Para arenas:

- Sílice y dolomita
- Sílice y caliza
- Sílice y minerales pesados (pirita y siderita)

Asumiendo la respuesta lineal de los registros en mezclas de minerales, el tiempo de tránsito en la matriz Δt_{ma} , para una mezcla binaria de minerales puede ser encontrada de ρ_{ma} en formaciones limpias, saturadas de fluidos, por medio de la relación lineal:

$$(\Delta t_{ma} - \Delta t_1) / (\Delta t_2 - \Delta t_1) = (\rho_{ma} - (\rho_{t_{ma}})_1) / ((\rho_{ma})_2 - (\rho_{t_{ma}})_1) \quad 11.2$$

Una desventaja del método es que solo utiliza dos minerales para el proceso de interpretación y la aplicación de una sola gráfica cruzada

11.3 Método de Lito-Porosidad

Cuando la litología es una mezcla compleja de minerales la interpretación de los datos suele ser complicada, en éste caso es necesario aplicar modelos numéricos que permitan estimar el contenido mineralógico, lo cual nos lleva al conocimiento de la litología. Uno de los primeros métodos para tratar éstas situaciones es el de *Lito-Porosidad*, también conocido como M-N⁽⁴⁾.

M-N se basa en la construcción de una gráfica llamada Lito-Porosidad constituida por los valores de M contra N, los cuales resultan de la combinación de las tres herramientas de porosidad, y como ya se sabe, con las lecturas dadas por estos registros podemos definir algunas de las características de las rocas como son:

- Cálculo de la porosidad,
- Determinación de la litología para estudios estratigráficos y sedimentológicos,

- Definición de procesos de alteración de la roca.

Para la determinación de los valores M y N es necesario la combinación de tres herramientas de porosidad. En el caso de M se hace una gráfica de ρ_b contra Δt , como se muestra en la figura II.4. Para un mineral A, el 0% de su porosidad estará representado por el 100% de matriz (Δt_{ma} , ρ_{ma}), y el 100% de porosidad por el punto de fluido (Δt_f , ρ_f), al unir el punto de matriz con el punto de fluido obtenemos una pendiente M única, que describe al mineral A de acuerdo a la siguiente expresión:

$$M = (\Delta t_f - \Delta t_{ma}) / (\rho_{ma} - \rho_f) * 0.01 \quad \text{II.3}$$

Donde el factor 0.01 es introducido arbitrariamente para hacer compatible el valor de M con N,

Δt_f es el tiempo de tránsito en fluido,

Δt_{ma} es el tiempo de tránsito en la matriz aparente,

ρ_{ma} es la densidad de la matriz aparente,

ρ_f es la densidad del fluido.

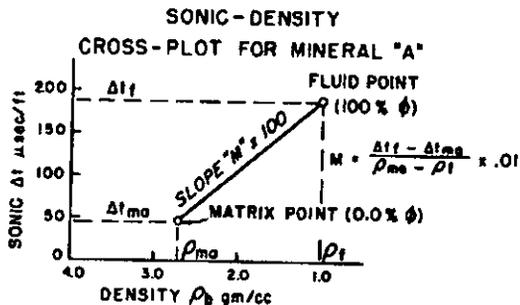


Figura II.4 Pendiente M⁽⁴⁾

De la misma manera, se determina el valor N, pero con la gráfica de ρ_{ma} contra ϕ_N , como se ve en la figura II.5; y el mineral N queda descrito de acuerdo a la fórmula:

$$N = [(\phi_N)_f - (\phi_N)_{ma}] / [\rho_{ma} - \rho_f] \quad 11.4$$

Donde $(\phi_N)_f$ es la porosidad Neutrón del fluido,

$(\phi_N)_{ma}$ es la porosidad Neutrón de la matriz aparente,

ρ_{ma} es la densidad de la matriz aparente,

ρ_f es la densidad del fluido.

De las ecuaciones anteriores se observa que los dos parámetros dependen solamente de las condiciones del fluido y matriz, además de ser independientes de los valores de la porosidad.

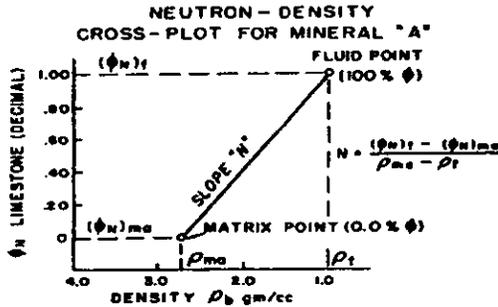


Figura de 11.5 Pendiente N ⁽⁴⁾

Cuando M y N son calculados para un intervalo dado en el registro, su valor será colocado en una gráfica llamada Lito-Porosidad, figura 11.6, M en el eje de las ordenadas y N en el eje de las abscisas. En el interior de la gráfica se encuentran diversos triángulos litológicos, los cuales se forman con la unión de tres minerales diferentes.

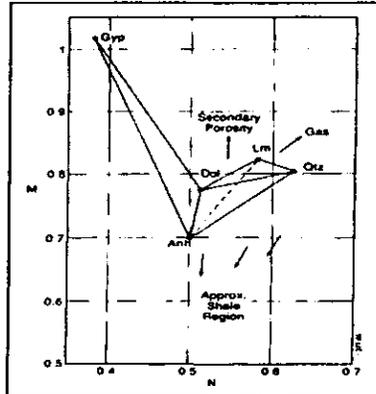


Figura II.6 Gráfica de Lito-Porosidad ⁽¹⁹⁾

El método consiste en identificar uno o varios de los minerales que existen dentro de la gráfica de Lito-Porosidad y esto se define de acuerdo al mayor número de valores de M y N que caigan en algún lugar determinado dentro de los triángulos mineralógicos.

Así el mineral con mayor ocurrencia de puntos será uno de los minerales característicos de la formación, esta información debe ser cotejada de manera sistemática con información directa derivada del estudio petrográfico y litológico de núcleos y muestras de roca.

De la interpretación de varios triángulos litológicos de la gráfica de Lito-Porosidad es posible determinar el tipo de litología y al mismo tiempo es posible estimar la porosidad secundaria. Debido a que la respuesta de los registros Neutrón y Densidad corresponde a la porosidad total de la formación, mientras, que la del registro Sónico corresponde únicamente a la porosidad, la cual es distribuida homogéneamente a través de la matriz. Por lo tanto el registro Sónico detecta a la porosidad como si esta fuera matriz, causando que la lectura de Δt sea generalmente más baja que la porosidad total.

Cálculo de la Porosidad Primaria

Después de trabajar con un triángulo litológico en un intervalo seleccionado del registro se deben calcular el porcentaje de volumen de los minerales presentes en la roca de acuerdo al siguiente modelo:

$$\Delta t = \phi \Delta t_f + V_1 \Delta t m a_1 + V_2 \Delta t m a_2 + V_3 \Delta t m a_3 \quad 11.5$$

$$\phi_N = \phi (\phi_N)_f + V_1 (\phi_N) m a_1 + V_2 (\phi_N) m a_2 + V_3 (\phi_N) m a_3 \quad 11.6$$

$$\rho_b = \phi \rho_f + V_1 \rho m a_1 + V_2 \rho m a_2 + V_3 \rho m a_3 \quad 11.7$$

$$I = \phi + V_1 + V_2 + V_3 \quad 11.8$$

Donde Δt , ϕ_N y ρ_b son datos obtenidos de los registros,

los subíndices $m a_1$, $m a_2$, y $m a_3$ son valores de matriz de los minerales presentes en la roca,

Δt_f , $(\phi_N)_f$ y ρ_f son datos del fluido.

Cuando las ecuaciones anteriores son resueltas para puntos que estén localizados dentro del triángulo litológico implica que los valores calculados de los volúmenes V_i tienen valores positivos y la suma de todos ellos más la porosidad ϕ será igual a la unidad. Existen casos en donde el cálculo del volumen suele ser negativo y en otros donde el volumen es mayor a uno. Estos casos serán tratados en el capítulo siguiente.

Cuando el cálculo de la litología tiene un error muy pequeño el valor de la porosidad de las ecuaciones anteriores será muy exacto siempre y cuando:

- Los puntos de M y N caigan dentro del triángulo de litología o bien no sobrepasen sus límites
- No existan minerales hidratados como el yeso y que no se encuentren involucradas las arcillas

Porosidad secundaria

En su mayoría la porosidad secundaria se desarrolla en la mezcla de los minerales, y para conocer su valor es necesario considerar el tiempo de tránsito de la formación Δt_f igual a Δt_{ma} de la mezcla de minerales. Usando este valor como Δt_f la porosidad primaria y la porosidad secundaria se obtendrán con las siguientes ecuaciones:

$$\Delta t = \phi_1 \Delta t_f + \phi_2 \Delta t_{\phi_2} + V_1 \Delta t_{ma_1} + V_2 \Delta t_{ma_2} \quad \text{II.9}$$

$$\phi_N = \phi_1 (\phi_N)_f + \phi_2 (\phi_N)_{\phi_2} + V_1 (\phi_N)_{ma_1} + V_2 (\phi_N)_{ma_2} \quad \text{II.10}$$

$$\rho_b = \phi_1 \rho_f + \phi_2 \rho_{\phi_2} + V_1 \rho_{ma_1} + V_2 \rho_{ma_2} \quad \text{II.11}$$

$$I = \phi_1 + \phi_2 + V_1 + V_2 \quad \text{II.12}$$

Donde Δt , ϕ_N y ρ_b son como se mencionó anteriormente datos obtenidos de los registros, los subíndices ma_1 y ma_2 son valores de matriz que se obtiene de tablas, Δt_f , $(\phi_N)_f$ y ρ_f son datos de laboratorio, ϕ_1 y ϕ_2 son el volumen de la porosidad primaria y secundaria respectivamente, V_1 y V_2 son el volumen de los minerales.

Como podemos ver, una de las ventajas de ésta técnica es que considera diferentes combinaciones de minerales que pueden ser encontrados en una región geológica, es decir, utilizando la información derivada de la gráfica de Lito-Porosidad junto con la determinación litológica de los triángulos y con las tres ecuaciones de porosidad, se puede obtener el valor de la porosidad de una forma exacta y fácil, siempre y cuando se cuente con un equipo de cómputo que soporte una gran cantidad de datos.

II.4 Método de Litologías Complejas⁽¹³⁾

Este método difiere del Método del Doble Mineral en que toma en cuenta el efecto de arcillas e hidrocarburos en la formación y hace extensivo el uso de gráficas cruzadas, así como, de métodos estadísticos para la evaluación de varios parámetros.

Un esquema básico de interpretación incluye las siguientes actividades:

1. Se deben utilizar registros de resistividad apropiados para obtener un valor confiable de R_t .
2. Los registros Neutrón, Sónico y Densidad se utilizan para calcular la porosidad, el índice de porosidad secundaria y para efectuar la correlación de curvas litológicas.
3. Los registros Microlaterolog o Proximidad se utilizan para calcular R_{xo} , el cual determina la fracción de hidrocarburos móviles y apoyar al cálculo de porosidad y densidad de la matriz para el caso de hidrocarburos ligeros. R_{xo} es utilizado además para corregir el registro de Resistividad profunda por efectos de invasión.
4. Las curvas de los registros Rayos Gamma y SP sirven para estimar el contenido de arcillas; El registro Caliper indica zonas del pozo extremadamente rugosas y con cavidades.

Preinterpretación

Los registros son previamente corregidos al proceso de interpretación por efectos del pozo y por efectos del enjarre. Los registros de Microresistividad, MLL o PL, son promediados para dar aproximadamente la misma resolución vertical como los registros Neutrón y Densidad.

Haciendo una preinterpretación preliminar de los registros Neutrón y Densidad se pueden obtener valores de porosidad y densidad de la matriz. R_t (resistividad verdadera de la formación) puede ser calculada en este punto si se tiene el registro de Doble Inducción o bien el Doblelaterolog. Si R_w y R_{mf} no son conocidos de otras fuentes, se determinarán por el estudio de las gráficas cruzadas con el método R_{wa} . El paso final en la preinterpretación es dividir el registro en zonas para analizarlo en intervalos.

Análisis de gráficas cruzadas

Una serie de gráficas cruzadas es generada en cada intervalo del registro para un análisis individual. La gráfica M-N se utiliza en combinación con las gráficas de $\rho_b-\phi_N$, $\rho_b-\Delta t$ y $\phi_N-\Delta t$ para definir una litología; estas gráficas junto con los registros de GR y SP determinan los parámetros asociados con el modelo.

Las opciones litológicas básicas disponibles son:

1. Opción estándar de cuatro minerales, la cual interpreta sobre las mezclas de *silice-lutita*, *lutita-dolomita*, y/o *dolomita-anhidrita*, más arcilla en todos los casos.
2. Opción de dos minerales, algunos pares de minerales (más arcilla) pueden ser especificados por el analista.

Un valor apropiado de densidad de hidrocarburos, ρ_h , debe de ser elegido para un cierto intervalo, generalmente se usa $\rho_h = 0.7 - 0.8$. En el caso de que la formación contenga gas, ρ_h se estimará de la temperatura y presión del yacimiento.

Las gráficas cruzadas también son utilizadas para determinar propiedades necesarias para la interpretación, tales como ϕ_{cl} porosidad Neutrón de las arcillas, ρ_{cl} densidad de matriz de las arcillas, R_{cl} resistividad de arcillas.

Éste método de interpretación generalmente ha proporcionado buenos resultados en la mayoría de las rocas contenedoras con litologías complejas, ya que el método es el mejor adaptado a los programas o equipos de computo usados para estos fines. El método se basa en el uso simultáneo de diversos registros, por lo que es posible que el efecto creado por condiciones adversas al pozo sea atenuado, implicando que la mayoría de la información proporcionada por el método sea confiable. Muchos pozos que han tenido problemas en su interpretación con otros métodos han sido nuevamente evaluados con éste método, obteniéndose resultados confiables.

Algunas de sus desventajas son por ejemplo las condiciones adversas al pozo que pueden tener aún efectos sobre él, sobre todo en la estimación de la porosidad; dar una definición pobre con respecto a la matriz de tobas (ventonitas), las cuales contienen cantidades substanciales de agua irreductible en medidas variables.

11.5 MID PLOT

Como ha podido ver, cada una de las herramientas de porosidad son afectadas por los cambios naturales de la matriz de la roca, cambios en el tipo de fluido y grado de porosidad. Estas alteraciones quedan grabadas en los registros y mediante combinaciones entre ellos pueden ser reconocidas para definir el tipo de litología de una formación.

Burke⁽⁶⁾ describe a los parámetros M-N como una técnica especial ya que estos son independientes de los cambios de la porosidad, respondiendo únicamente a los cambios de litología. Sin embargo este método presenta algunas desventajas, por ejemplo:

- Los parámetros M-N no tienen un significado físico directo que permita relatar que relación o que propiedad es exactamente la que están midiendo.
- La gráfica de Lito-Porosidad presenta muchos puntos de minerales puros de roca, como es el caso de la dolomita, que es presentada en tres tipos, debido a la herramienta Neutrón que no es exactamente lineal con la porosidad.
- El efecto que causa el agua intersticial (filtración de lodo) sobre la matriz.

Precisamente para poder contrarrestar estas desventajas se diseñó la técnica del **MID PLOT⁽⁶⁾**. En ésta técnica, M-N se sustituye por dos parámetros que son característicos de la roca e independientes de los cambios de porosidad: *Densidad de Matriz Aparente* (ρ_{ma})_a y *Tiempo de Tránsito de la Matriz Aparente* (Δt_{ma})_a, los cuales se obtienen de las gráficas cruzadas de los registros $\rho_b-\phi_N$ y $\Delta t-\phi_N$ y los símbolos (ρ_{ma})_a y (Δt_{ma})_a son tomados del método del Doble Mineral.

Los puntos de los datos en ésta gráfica al igual que los otros tipos de gráficas cruzadas, caen sobre y entre las líneas de matriz básica tales como caliza, arenisca y dolomía. Los datos provienen de herramientas que son calibradas en laboratorio. Ver figura II.7.

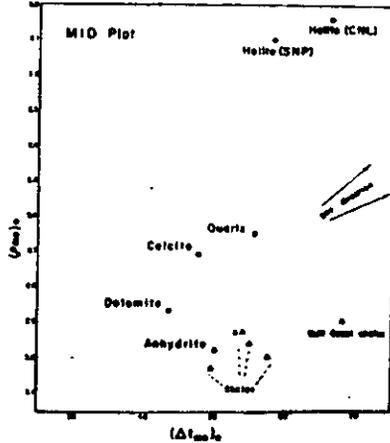


Figura 11.7 Carta MID-PLOT⁽⁶⁾

MID Plot no considera en gran medida la porosidad, ya que una de sus finalidades es construir una gráfica de la manera más sencilla, ya que los valores son interpolados a lo largo de líneas de igual porosidad entre caliza ($\rho_{ma} = 2.71$ gm/cc) y arenisca ($\rho_{ma} = 2.65$ gm/cc), o bien caliza y dolomía ($\rho_{ma} = 2.87$ gm/cc).

Para la extrapolación referente a las areniscas se construyen líneas verticales. Cada línea es escalada en términos de $(\rho_{ma})_a$ en distancias iguales en el eje de las ordenadas entre valores dados de porosidad sobre caliza y líneas de arenisca con una diferencia actual de densidad, $2.71 - 2.65 = 0.06$ gm/cc. Entonces los valores iguales de $(\rho_{ma})_a$ son conectados por curvas finas.

La extrapolación bajo la dolomita es más simple; las líneas de igual porosidad son extendidas tan lejos como sea necesario, y en la extrapolación se utiliza la misma escala que se utilizó en la interpolación ($\text{distancia } B = (\rho_{ma})_{Dol} - (\rho_{ma})_{LS} = 2.81 - 2.71 = 0.16$ gm/cc).

Esto produce una gráfica sobre la cual los intervalos entre las líneas $(\rho_{ma})_a$ son diferentes sobre y bajo la línea de caliza. Como se puede ver la línea de “ $\rho_{ma} = 2.658$ (arenisca)” no es la mitad entre las líneas 2.60 y 2.70. Entonces es necesario hacer interpolaciones solo entre valores adyacentes de $(\rho_{ma})_a$.

La gráfica Sónico-Neutrón es escalada en forma similar en valores de $(\rho_{ma})_a$. Entonces ambos tipos de gráficas son afectados por el tipo de registro Neutrón utilizado, diferentes gráficas son necesitadas para los registros SNP y CNL. También la resistividad de las gráficas Neutrón-Densidad para la salinidad del agua intersticial necesita diferentes gráficas para lodo fresco ($\rho_w = 1.0$) y lodo salado ($\rho_w = 1.1$). Lodos muy salinos pueden ser llamados por medio de cartas, pero tales casos son muy raros.

La ventaja de utilizar diferentes cartas es que las ambigüedades de una respuesta no lineal y las variaciones de la filtración de lodo salado son distribuidas por una carta de la cual son tomados los parámetros de litología. Así, los valores $(\rho_{ma})_a$ y $(\Delta t_{ma})_a$ son únicos e independientes de esas variables, y la carta MID PLOT, requiere solo un punto para cada mineral de matriz.

Una vez que los valores $(\rho_{ma})_a$ y $(\Delta t_{ma})_a$ han sido encontrados en las cartas apropiadas, el MID PLOT es introducido. La posición de la mayoría de los puntos comunes (caliza, arenisca, dolomía, y anhidrita) siguen siendo los mismos para cualquier tipo de lodo o herramienta Neutrón y para cualquier porosidad. Las arcillas tienden a graficarse hacia el sudoeste. Seis tipos de arcillas comunes son mostrados por diferentes registros, pero la experiencia usualmente permite colocar el diagnóstico en un sólo punto de arcilla.

En suma, la ventaja de trabajar con parámetros familiares leídos de las cartas, el MID PLOT propone algunas mejoras en la detección de gas e identificación de litología en formaciones arcillosas, y en el análisis de mezclas con anhidrita.

El análisis de una litología por medio de MID PLOT es muy similar al método M-N. En muchos de los casos, la gráfica caerá dentro de un modelo, el cual puede identificar una,

dos o tres de las cuatro rocas contenedoras. Algunos o todos los puntos pueden ser afectados por la presencia de arcilla, gas y porosidad secundaria. Materiales menos comunes tales como halita, yeso o sulfuros pueden aparecer.

Porosidad secundaria

Como en la técnica M-N, la presencia de porosidad secundaria en forma de cavernas de disolución o fracturas ocasionan desplazamientos paralelos al eje del Sónico. En el caso del método de Lito-Porosidad, el desplazamiento es equivalente al eje vertical M, y los puntos son desplazados ascendentemente. Sobre la gráfica MID PLOT, el eje $(\Delta t_{ma})_a$ es horizontal y los puntos, en éste caso, son desplazados hacia la izquierda. Cuando estas condiciones aparecen, la tendencia de las líneas puede ser construida de varios puntos de matriz auxiliares en el análisis.

Minerales poco comunes

Tales minerales como la halita, yeso, polihalita, etc. son fácilmente identificables sobre el MID PLOT si ellos son puros. Cuando ellos ocurren en una mezcla compleja, se necesitará el conocimiento de ellos además de la experiencia del interprete.

Los parámetros del MID PLOT son casi físicos, excepto donde los puntos caen sobre las tres líneas básicas de matriz. Otros minerales normalmente no son graficados donde sus parámetros actuales deberían ser indicados, por ejemplo, los valores de la halita, por ejemplo, son $\Delta t_{ma} = 67.0 \mu\text{sec}$, $\rho_{ma} = 2.03 \text{gm/cc}$; pero sobre MID PLOT la halita cae en $(\Delta t_{ma})_a = 58.0$ y $(\rho_{ma})_a = 2.10$. la razón es fácilmente vista en la escala de la determinación de los parámetros de la gráfica.

La técnica MID PLOT utiliza cantidades casi físicas $(\rho_{ma})_a$ y $(\Delta t_{ma})_a$, como sus variables independientes de la porosidad. Esos parámetros tomados convenientemente de las gráficas Neutrón-Densidad y Sónico-Neutrón, definen una matriz única o una mezcla de cada punto sobre el registro. La matriz de puntos sobre el MID PLOT permanece constante a pesar de

los cambios en el filtrado de lodo, porosidad, o los diferentes tipos de herramientas Neutrón. Este aspecto es ventajoso en la evaluación de litologías complejas.

II.6 Análisis Estadístico de Registros⁽¹²⁾

Experiencias pasadas muestran que para el cálculo de litología y porosidad por medio de ecuaciones lineales en algoritmos estadísticos guardan ciertas ventajas sobre cálculos realizados con ecuaciones no lineales; además que las ecuaciones lineales son más fáciles, flexibles y rápidas de manejar en cualquier software.

Para poder calcular los parámetros petrofísicos de una formación, las técnicas estadísticas hacen uso de métodos “inversos”. Estas técnicas se han visto limitadas por la complejidad de las matemáticas y el tiempo que necesitan para poder minimizar las ecuaciones no lineales.

Las técnicas estadísticas en el análisis de registros calculan los parámetros de la formación minimizando la diferencia entre la respuesta de la herramienta normalizada y la respuesta de la herramienta teórica. La ecuación se debe minimizar para poder obtener una solución del tipo:

$$\Delta = \{1/n \sum [(m_i - f_i)^2 / \tau_i^2 + \delta_i^2]\}^{1/2} \quad \text{II.13}$$

donde: n = número de ecuaciones de la respuesta de la herramienta,

m_i = medición actual de la herramienta de la herramienta i ,

f_i = respuesta teórica de la herramienta de la herramienta i (calculada de la respuesta teórica de la herramienta),

τ_i^2 = variancia del error de la medición de la herramienta de la herramienta i ,

δ_i^2 = variancia del error de la respuesta teórica de la herramienta i .

La solución minimizada de esta ecuación implica el mejor ajuste de los parámetros petrofísicos en las respuestas teóricas de las ecuaciones. Sus ventajas son:

- Utilización de cualquier registro y otros datos de acuerdo a su exactitud, con resultados óptimos,
- Manejo de información proveniente de otras fuentes como información geológica y manejo de núcleos,
- Habilidad para tratar litologías muy complejas,
- Producción de indicadores con calidad que indica la forma en que el modelo del pozo se ajusta a los datos,
- Flexibilidad para definir modelos únicos sin un software adicional

De tal manera que las técnicas estadísticas producen respuestas con una mayor exactitud. Algoritmos sencillos pueden ser usados para transformar los datos no lineales a una forma lineal o bien casi lineal. El error intrínseco de utilizar aproximaciones lineales de la respuesta de una herramienta clásica es usualmente pequeño. El error asociado con los puntos finales es mucho más grande que el que resulta de la aproximación lineal.

Usando ecuaciones lineales en un algoritmo estadístico para el cálculo de la litología y la porosidad se tiene las ventajas de métodos estadísticos no lineales, además que elimina algunas de sus desventajas.

II.7 Técnica Global⁽¹⁾

Dentro de los programas comerciales desarrollados en éste tipo de interpretación destaca el sistema **GLOBAL**, desarrollado por la compañía Schlumberger. Global es una cadena de interpretación de registros, diseñado en base de los siguientes puntos:

- Utiliza una estructura independiente de la serie de modelos y registros.
- Un modelo de errores relaciona las mediciones de la herramienta con parámetros petrofísicos como porosidad, litología y saturación de fluidos.
- La forma de entrada de datos es a cada nivel o muestra del pozo

Este método busca una solución que tenga el mínimo error por medio de una rutina de minimización, ésta respuesta es considerada como la más probable, es decir, las ecuaciones sobre la respuesta del registro son sólo aproximaciones de la realidad física, ya que las herramientas están sujetas a errores de dispersión y estadísticos.

En la actualidad, han sido diseñadas tres versiones de Global: RTGLOB, RIG y DWRIG.

1. *RTGLOB*: se encarga de calcular R_t , R_{so} y d_i de los registros de resistividad que se encuentren disponibles.
2. *RIG*: es un programa de evaluación de yacimientos para determinar el valor de la porosidad, saturación de fluidos entre otros parámetros petrofísicos.
3. *DWRIG*: también es utilizado en la evaluación de yacimientos, pero se basa en el modelo de “doble agua” para el cálculo de la saturación.

Sin embargo todos los modelos de interpretación de Global contienen los siguientes puntos:

- Un modelo multimineral que maneja hasta seis diferentes minerales.
- Los modelos dobles de arenas arcillosas y minerales son casos sencillos del modelo multimineral.
- Disposición del modelo de doble agua.

Además la estructura del programa permite la posibilidad de añadir cualquier registro que sea necesario.

11.8 Redes Neuronales⁽¹⁴⁾

Como se ha observado a través de éste capítulo, en la determinación de litologías de un registro de pozo, existen diferentes métodos para lograr la interpretación litológica de una formación: gráficos, algebraicos, estadístico, etc.

En el método gráfico se utilizan diferentes gráficas cruzadas de diversos registros, los cuales miden la porosidad, para la obtención de litologías. Estos métodos han sido

desarrollados desde 1960 y sin embargo, continúan siendo importantes, utilizándolos como una interpretación rápida de pozos.

En los métodos estadísticos se hace uso de la estadística multivariada. Una de las contribuciones más importantes en esta rama es el programa de cómputo FACIOLOG diseñado por Wolff y Pelissier-Combescuere (1982), usando análisis de componentes principales y análisis de agrupamiento, para la determinación de lo que ellos llaman electrofacies (combinación de resultados de respuestas indirectas del registro para litología).

En la actualidad se ha desarrollado una nueva técnica en la interpretación de litología, descrita como Redes Neuronales para la obtención de porosidad y densidad de la matriz usando un algoritmo de retro-aprendizaje (back-propagation learning algorithm) y la determinación de litología de los datos de un registro utilizando el mismo procedimiento.

Red Neuronal

A diferencia de otros métodos de interpretación, las redes neuronales es un sistema de cómputo constituido por una conexión de "nodos" (algunas veces a estos se les llama neuronas o unidades). Las redes neuronales son una forma alternativa de computación que, inspiradas en la actividad neuronal del cerebro humano, simulan ciertos rasgos de la inteligencia, facultad de aprendizaje y adaptación del hombre. Esta técnica no requiere del uso de cálculos matemáticos muy sofisticados, así como de una gran medida de datos estadísticos.

La red neuronal es capaz de detectar litologías como: caliza, dolomía, arenisca, arcilla, y calizas arenosas y dolomíticas, dolomías arcillosas y arenas arcillosas, de un registro de pozo en una fracción del tiempo requerido por un analista.

La red neuronal es un sistema computacional que imita precisamente a las redes neuronales del cerebro de un mamífero. El cerebro humano está constituido por más de 100 billones de

neuronas, interconectadas de manera compleja, constituyendo de esta manera una red. La red neuronal es un modelo totalmente simplificado del sistema neuronal.

Entre los diversos algoritmos de aprendizaje obtenibles, el de retro-aprendizaje es el más conocido. Su nombre es debido a su método de propagación de errores retrasados a través de la red. Esta técnica se basa actualmente por dos pasos: alimentación adelantada y retro-propagación. La red neuronal al igual que los mamíferos, aprende de sus experiencias pasadas, por ejemplo, si se utiliza un gran número de datos para guiar a la red, ésta tendrá la habilidad de razonar como lo hace un ser humano, es decir, la red tiene la posibilidad de visualizar el modelo en un ambiente real a través del ruido, distorsión y de la ambigüedad del medio.

Como se muestra en la figura II.8, la arquitectura del modelo consiste en tres niveles: entrada, intermedio, y salida. En la entrada se liga a la red con la información exterior, y es conectada con el nivel intermedio, el cual proporciona la conexión que permite la racionalización, y de la misma forma éste nivel es conectado a la salida, en donde se genera, a partir de la respuesta de la red, un modelo que es colocado en la entrada. En los diseños de éste proceso, el más común, es conectar cada nodo a cada nodo de cada nivel.

Los pasos básicos para el algoritmo de retro-aprendizaje son los siguientes:

1. Seleccionar los datos de un grupo de registros de pozos para usarlos como un conjunto de instrucciones de entrada. Se recomienda que estas instrucciones contengan un patrón predeterminado con sus correspondientes salidas como las que se muestran en las tablas II-A y II-B.
2. Una vez que el conjunto de instrucciones ha sido creado y la arquitectura de la red ha sido diseñada, los pesos de las redes están designados mediante valores al azar.
3. Después de que el conjunto de instrucciones y la topología de la red han sido establecido, un miembro de las instrucciones es introducido a la red, para calcular una salida de acuerdo a los pesos actuales de la red.

- Una vez que la red produce un resultado de una entrada, el error puede ser calculado para tomar la diferencia entre las respuestas de la red y la respuesta correcta para dar una entrada de valores.
- Con el error calculado para la entrada del modelo, el peso de la red puede ser ajustado por algún porcentaje para producir un mejor resultado.
- Se repiten los pasos 3, 4 y 5 hasta que el error producido este dentro de una tolerancia aceptable. Este proceso iterativo es el kernel del algoritmo de retro-aprendizaje.

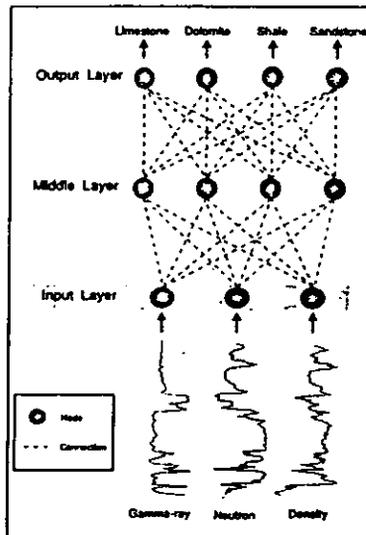


Figura 11.8 Niveles de una red neuronal ⁽⁶⁾

Litología	Rayos gamma	Neutrón	Densidad
Caliza	5.0	10.0	10.0
Dolomita	5.0	20.0	2.0
Arcilla	145.0	38.0	15.0
Arenisca	5.0	15.0	23.0

Tabla II-A ⁽¹⁴⁾

Litología	Rayos gamma	Neutrón	Densidad
Caliza	15.0	-2.0	-2.0
Dolomita	22.0	18.0	0.0
Arcilla	135.0	24.0	4.0
Arenisca	30.0	6.0	10.0

Tabla II-B ⁽¹⁴⁾

La superioridad de la red neuronal ante los métodos gráficos y estadísticos es la eliminación de la dimensionalidad de las gráficas y no es requerido un conocimiento estadístico.

CAPÍTULO III

PRUEBA DE MODELOS DE DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA

III.1 Introducción

En este capítulo se describe la aplicación de algunos de los métodos de interpretación de litología estudiados en el capítulo anterior, para definir el método más conveniente a utilizar ante diversos tipos de litologías, principalmente en el caso de litologías complejas en carbonatos. Se tratará de analizar las ventajas de diversos métodos con respecto a la definición de muestras de roca.

El desarrollo del análisis se realiza en forma cualitativa y cuantitativa; en el primer caso, el análisis está basado en un estudio comparativo entre la respuesta de los registros de pozos (por medio de gráficas cruzadas) y la descripción de muestras de núcleos, es decir se realiza una comparación entre la información directa de las formaciones, con respecto a la respuesta combinada de los registros de pozos y los métodos de interpretación. Para el segundo caso, el procedimiento utiliza la comparación de los métodos con los resultados de los métodos procesados por medio de un programa de cómputo con la descripción de muestras de núcleos.

III.2 Obtención de datos

En la parte inicial de este trabajo se realizó una búsqueda exhaustiva de información de núcleos en formaciones carbonatadas de México, este trabajo consistió en identificar los intervalos nucleados y revisar con detalle los reportes petrográficos y petrofísicos elaborados en laboratorio. Dichos núcleos son provenientes de estudios realizados por PEMEX, así como por IMP.

En esta primera etapa se escogieron aproximadamente 120 núcleos correspondientes a 60 pozos perforados en la Sonda de Campeche. En ellos se describe el intervalo de medición y las descripciones obtenidas.

La etapa siguiente del trabajo consiste en relacionar la información de los núcleos, con los datos de registros de pozos, se escogen los intervalos que tengan información completa de registros y además que estas sean de buena calidad. Durante esta etapa se eliminaron aproximadamente 40 núcleos, en los cuales el problema principal se relaciona con la ausencia del registro Sónico, así como a problemas frecuentes en el mismo registro por ruido causado por el efecto de salto de ciclo.

Esta etapa del trabajo fue exhaustiva y requirió una inversión considerable de tiempo. La razón fundamental de esta actividad, se basa en que en México, no existen trabajos detallados de esta naturaleza, además se requiere disponer de una base confiable de información, que permita probar diferentes técnicas de interpretación, por lo cual debe manejarse con todo cuidado.

Posteriormente los datos son sometidos a un programa de graficación, para obtener las gráficas cruzadas de cada grupo y correlacionar la información petrofísica de laboratorio con la información mineralógica de las gráficas, de esta forma se hace un pronóstico del método de interpretación a emplear ante litologías específicas.

Como se mencionó anteriormente, la recopilación de datos se basó en núcleos que presentaran información petrográfica de laboratorio clara y abundante. Durante este proceso se editaron los registros seleccionados para situar a los núcleos en su profundidad correspondiente y tener así una forma de correlacionar esta información con los datos de laboratorio de una manera cualitativa; además de la información que se obtuviera de las gráficas cruzadas.

Como se vió en el Capítulo II, para determinar la litología de una formación con una asociación de minerales simple, son de gran ayuda las gráficas cruzadas de los registros de

porosidad con las siguientes combinaciones: FIN-ROB y FIN-DT, como un estudio cualitativo y previo a la determinación de la litología; además de ser de gran utilidad en el cálculo de la porosidad y en la definición del modelo mineralógico a emplear.

En la evaluación de una formación por medio de las gráficas cruzadas, no siempre se cuenta con la suerte de tener litologías simples; por el contrario, las litologías complejas están casi siempre presentes; por lo que, este tipo de análisis debe ser complementado por modelos diseñados para litologías complejas como lo es la gráfica M-N; además de contar con la información de la gráfica de porosidad PHYDN-PHYDT. Así, con el conjunto de estas gráficas, es posible determinar los minerales predominantes en una litología, como dolomita, caliza, cuarzo, anhidrita, yeso y halita, conjuntamente con el contenido de arcillas.

Gráfica FIN-ROB

Se construyó esta gráfica para analizar formaciones, desde el punto de vista limpias. La gráfica no debe utilizarse en casos donde la formación contenga gas. La gráfica FIN-ROB proporciona una buena resolución en litologías con cuarzo, calcita y dolomita. Además facilita la identificación de las rocas evaporíticas más comunes como la sal o la anhidrita.

Gráfica FIN-DT

La gráfica FIN-DT presenta una resolución de buena calidad ante litologías de tipo areniscas, calizas y dolomías, sin embargo, ante la presencia de evaporitas se pierde la calidad de la resolución. Una desventaja es que al definir una litología equivocada, se tendrá un error en el valor estimado de porosidad. También hay que recordar que las lecturas registradas por la herramienta sónica en ocasiones son afectas por el salto de ciclo que llega a sufrir esta herramienta al encontrarse ante zonas cavernosas y/o arcillosas, por lo que podría afectar simultáneamente a este tipo de gráfica.

Gráfica M-N

A esta gráfica se le atribuye el nombre de "*gráfica litológica*" debido a que la combinación de los tres registros de porosidad tiende a eliminar los efectos causados por la porosidad y hace que se maximicen los cambios debido a la matriz, siendo posible con esto identificar el tipo de litología de la formación de manera cuantitativa. También, proporciona valores de porosidad primaria e identifica intervalos con porosidad secundaria.

Gráfica de Porosidad

Esta gráfica proporciona información de la porosidad secundaria de la formación debido a la combinación de las curvas FIN-ROB y DT, detecta, además intervalos con porosidad secundaria por cavernas de disolución y fracturas.

Gráfica MID-PLOT

Permite la identificación de minerales presentes en la formación, así como indicar la existencia de porosidad secundaria por medio de la densidad de matriz aparente y el tiempo de tránsito de matriz aparente. En combinación con la gráfica M-N es posible contrarrestar los efectos de los siguientes minerales: sal, yeso y azufre.

III.3 Correlación núcleos-registros

Con el fin de establecer y conocer cual de las gráficas cruzadas o métodos de interpretación litológica, descritos con anterioridad, tiende a aproximarse en forma correcta a la descripción petrográfica de núcleos dada por laboratorio, y cuál es su comportamiento con determinadas litologías (composición mineralógica y porosidad secundaria), se realizó un análisis sobre 46 núcleos distribuidos en los siguientes 5 pozos contenidos en la tabla III-A. Esta muestra representativa es utilizada por la abundancia de núcleos en los pozos considerados.

También se realiza un análisis de datos de porosidad de laboratorio de cada núcleo sobre las gráficas cruzadas FIN-DT y FIN-ROB, en las cuales se aprecia la porosidad. Esto con la finalidad de conocer cual de estas dos gráficas proporciona mejores resultados respecto a este punto.

Pozo	No. de Núcleos
A-74	4
C-2011	11
C-2058	5
C-2095	11
C-2239	15

Tabla III-A. Número de núcleos que contienen los diferentes pozos

III.4 Correlación Cualitativa

El análisis cualitativo se inició construyendo las gráficas cruzadas FIN-DT, FIN-ROB, M-N y PHYDN-PHYDT de los datos de los registros anteriores, de acuerdo al intervalo de profundidad de los núcleos, por medio de un programa de cómputo. Posteriormente se analizaron cada una de las gráficas editadas para determinar que método de interpretación representaba mejor la descripción petrográfica de laboratorio, además de observar las alteraciones o variaciones que sufrían dichas gráficas cruzadas ante la presencia de determinados minerales, o bien ante el contenido de la arcilla. Por otro lado, para observar el comportamiento de las gráficas con respecto a la porosidad se realizó un análisis con los datos de laboratorio y las gráficas FIN-DT y FIN-ROB.

Ejemplos de este análisis son mostrados en gráficas combinadas con su descripción petrográfica en las figuras III.1 a III.45, donde cada figura es representativa de una sección de cada pozo. Además, para ejemplo de este análisis se consideraron las figuras III.1 a III.7, las cuales se describen a continuación.

Por ejemplo, en la figura III.1, es posible analizar el núcleo No.4 del pozo A-74, que se encuentra a una profundidad de 3650 mbmr, con una longitud de 9 m. El componente mineralógico principal de este núcleo dado por las gráficas cruzadas es calcita con una ligera tendencia a dolomita, lo cual correlaciona con la descripción petrográfica de laboratorio. En este caso, no existen diferencias entre las tres gráficas mineralógicas, por lo que la comparación con la información de laboratorio no es problemática, sin embargo, se ha elegido a la gráfica FIN-ROB como la que describe al núcleo de una mejor manera, ya que este tipo de gráfica se diseñó para formaciones limpias y la descripción del núcleo comenta una ligera arcillosidad. En referencia a la porosidad secundaria, la gráfica PHYDN-PHYDT proporciona un bajo grado de porosidad acorde a la petrografía. Por otro lado, al analizar los valores de porosidad de laboratorio es posible ver que no concuerdan totalmente con ninguna de las dos gráficas cruzadas, sin embargo se establece que la gráfica FIN-ROB es la que tiende a aproximarse a estos valores sin considerar los primeros cuatro valores de porosidad.

Para el análisis de todos los núcleos se utilizó el procedimiento anterior, es decir, se observa el tipo de información que tiene la descripción petrográfica de cada núcleo y se analiza si esta información entra en el marco de interpretación de cada gráfica cruzada.

En la figura III.2 se muestran las gráficas del núcleo No.3 del pozo A-74, que se encuentra a una profundidad de 3540 mbmr con un espesor de 9m. En este caso las tres gráficas proporcionan como mineral principal la calcita, lo cual concuerda con la descripción petrográfica. En relación con la gráfica de porosidad, esta presenta los valores y el tipo de porosidad que la información de laboratorio indica, sin embargo se tiene que considerar en toda interpretación de un registro que la porosidad de laboratorio no es la misma porosidad que se tiene en el yacimiento, ya que las condiciones de laboratorio no son las mismas del yacimiento. Y para la correlación de los datos de porosidad con las gráficas, se observa que las dos gráficas se asemejan a la porosidad de laboratorio, sin embargo se hace preferencia por la gráfica FIN-ROB ya que sus datos se concentran más en la zona de valor de porosidad 5.

La figura III.3 corresponde al núcleo No.3 del pozo C-2058 en el intervalo 3104-3113 mbmr. La mineralogía que se obtiene de las gráficas es una dolomita, sobre todo por la gráfica FIN-ROB, lo cual correlaciona con la descripción petrográfica. La porosidad secundaria e intercrystalina del núcleo están bien definidas por la gráfica de porosidad. Por otro lado, los valores de porosidad se correlacionan con la gráfica FIN-ROB, en la cual se presentan puntos menores o igual a la zona de valor de porosidad 5, tal y como se indica en la información de laboratorio.

La figura III.4 corresponde al núcleo No.1 del pozo C-2239 a una profundidad de 2970 mbmr y un espesor de 9 m. La gráfica que se escogió como representativa del núcleo fue M-N, ya que con ella podemos identificar la presencia de arcillosidad y la calcita como mineral principal en la litología, lo que correlaciona con la descripción de laboratorio de la muestra. El fracturamiento señalado en la petrografía es mostrado por la gráfica PHYDN-PHYDT, al puntearse la zona de porosidad secundaria sobre esta gráfica. Con respecto a los datos de porosidad, la gráfica FIN-ROB es la que correlaciona con estos valores, ya que presenta valores menores a 5.

El núcleo No.11 del pozo C-2239 está representado por la figura III.5 a una profundidad de 3722 a 3727 mbmr. En las tres gráficas cruzadas, sobre todo en la gráfica FIN-ROB, podemos ver claramente que el mineral prioritario es la dolomita tal y como la descripción petrográfica lo señala. La gráfica correspondiente a la correlación de la porosidad de laboratorio es FIN-ROB.

La figura III.6 contiene las gráficas del núcleo No.1 del pozo C-2095 (2501-2505.5 mbmr). En este caso, se presenta la gráfica M-N como la representativa del núcleo, aunque las tres gráficas indican el contenido de arcillosidad, lo cual causa alteraciones en la gráfica de porosidad. Por esta misma razón no es posible apreciar los valores de porosidad en ninguna de las gráficas cruzadas, sin embargo a FIN-ROB se le considera como la que correlaciona con esta información, ya que los puntos de porosidad en ella son más bajos que los que presenta FIN-DT.

Por último, la figura III.7 presenta el núcleo No.10 del pozo C-2011 a una profundidad de 3218 mbmr y una longitud de 7 m. Las tres gráficas pueden ser representativas del contenido mineralógico de la muestra, ya que correlacionan perfectamente con la descripción petrográfica, sin embargo la gráfica FIN-ROB es la adecuada debido a la formación libre de arcillas. En relación con la gráfica PHYDN-PHYDT, si se muestra, aunque en menor medida, la porosidad secundaria dada por la petrografía. Y para la porosidad de laboratorio las dos gráficas cruzadas correlacionan con estos valores.

Por lo tanto, durante el análisis de cada núcleo, se fueron determinando diversas litologías, en las que se propuso el método de interpretación más apropiado a estas respuestas. Los grupos de litologías que fueron establecidos son los siguientes:

- Brecha calcárea dolomítica
- Brecha dolomítica
- Caliza
- Caliza arcillosa
- Caliza arcillosa, lutita y dolomía
- Caliza dolomítica
- Dolomía
- Dolomía arcillosa
- Dolomía calcárea
- Lutita
- Lutita con dolomía

La tabla III-B presenta el resultado de los 46 núcleos analizados, conjuntamente con la litología determinada por laboratorio así como la gráfica cruzada que mantuvo correlación con la descripción petrográfica. Para el análisis de la porosidad se construyó la tabla III.C, la cual contiene el número de los núcleos que correlacionan con alguna de las dos gráficas cruzadas FIN-DT y FIN-ROB. Cabe recordar que algunos núcleos fueron descartados en los dos análisis debido a inconsistencias en la información.

A-74

Núcleo No.4 (3650-3659)

Descripción Petrográfica
 Mudstone, wackstone dolomítico
 cristalino con zonas ligeramente
 arcillosas con escasas fracturas.

<i>Profundidad</i> (mbr)	<i>Porosidad</i> (%)
3650	15
3651	11
3652	4
3653	9
3654	5
3655	3
3656	1
3657	1
3658	7
3659	3

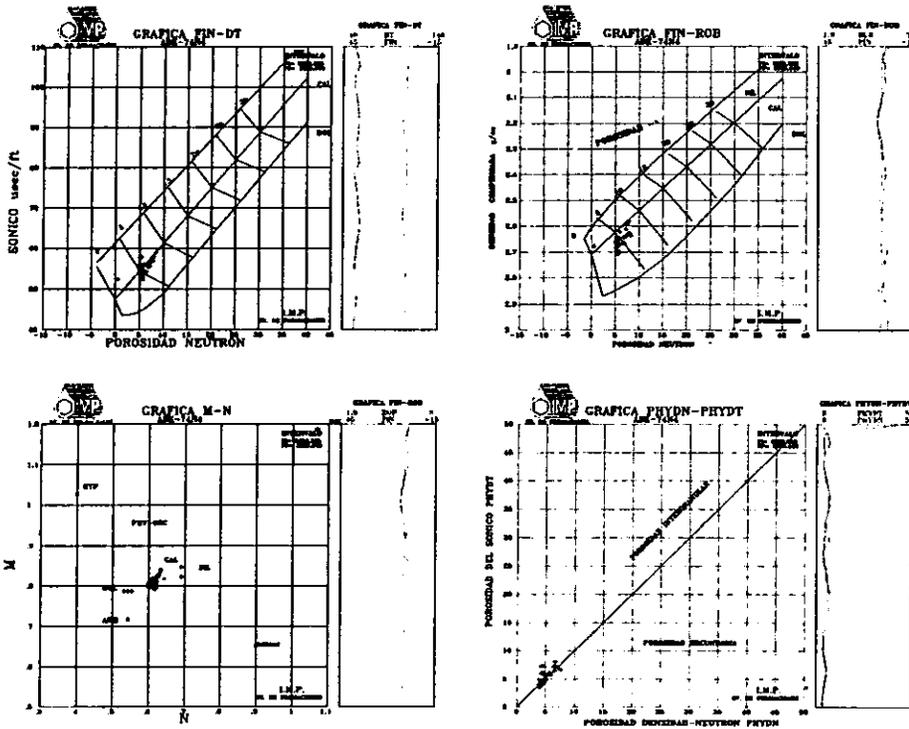


Figura III.1 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de A-74, núcleo No. 4

A-74

Núcleo No.3 (3540-3549)

Descripción Petrográfica

El núcleo se comprende por mudstone, wackstone dolomítico de color gris oscuro a café cremoso, criptocristalino, ocasionalmente con pequeñas fracturas selladas por calcita y material bituminoso.

Profundidad

(mbmr)

Porosidad

(%)

3540

5

3541

3

3542

1

3543

5

3543

1

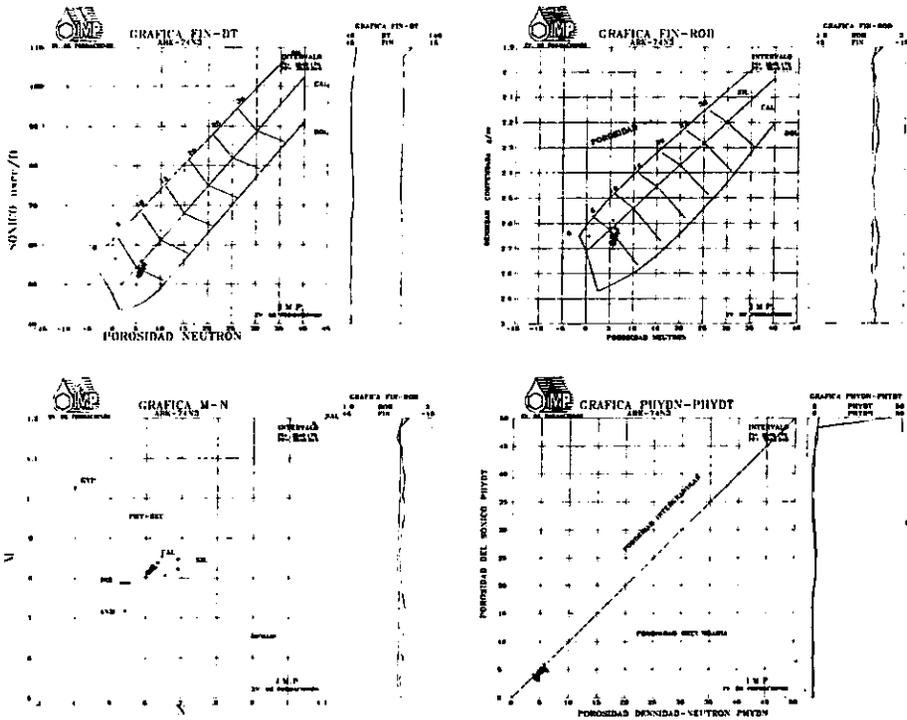


Figura III.2 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de A-74, núcleo No. 3

C-2058

Núcleo No.3 (3104-3113)

Descripción Petrográfica	Profundidad (mbmr)	Porosidad (%)
Núcleo constituido en su totalidad por dolomía café claro a blanco cremoso y gris claro, microcristalina a cristalina fina, de aspecto sacaroide con abundantes cavernas rellenas por cristales de dolomita como porosidad secundaria, y como porosidad primaria intercristalina.	3104.0	3
	3104.5	6
	3105.0	3
	3105.5	5
	3106.0	5
	3106.8	5

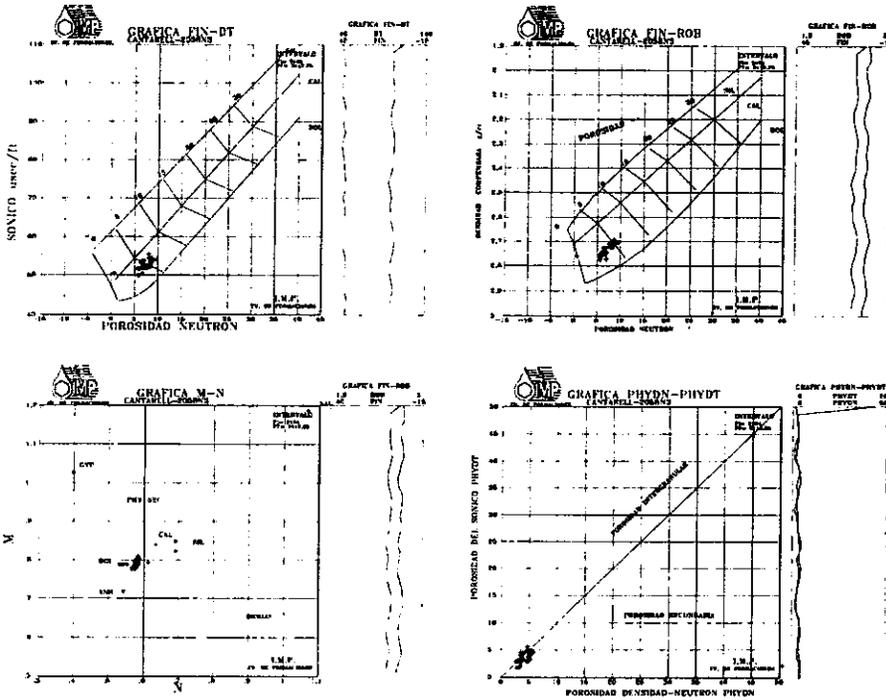


Figura III.3 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2058, núcleo No. 3

C-2239

Núcleo No.1 (2970-2979)

Descripción Petrográfica

Mudstone que gradualmente cambia a wackstone de color gris claro a oscuro criptocrystalino duro y compacto con esporádicas fracturas impregnadas ligeramente con aceite y con pequeñas intercalaciones de lutita gris oscuro a negra, ligeramente calcárea de aspecto laminar.

Profundidad

(mbmr)

Porosidad

(%)

2970.5	2.24
2971.5	5.94
2972.5	4.02
2973.5	4.04
2974.5	4.65
2975.5	4.86
2976.5	0.97
2977.5	5.08
2978.5	0.66

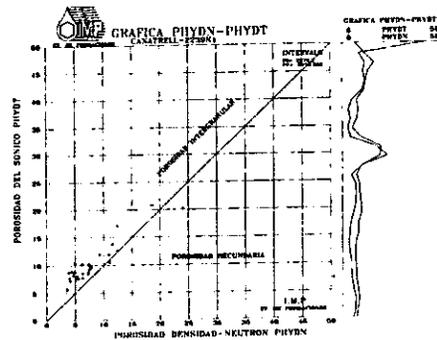
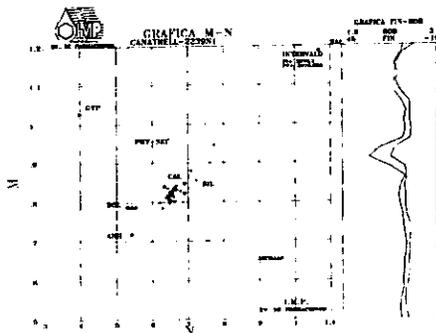
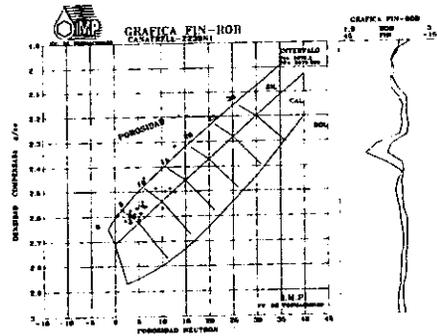
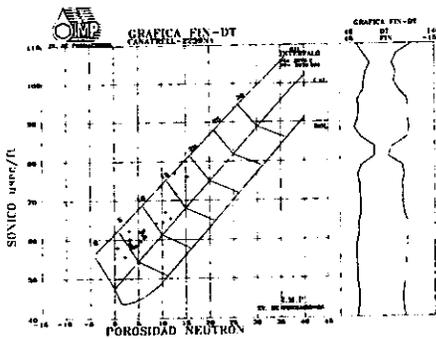


Figura III.4 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2239, núcleo No.1

C-2239

Núcleo No.11 (3722-3727)

Descripción Petrográfica

Dolomía de color café crema a café claro con una tonalidad de gris claro, es compacta y microcristalina.

Profundidad

(mbmr)

Porosidad

(%)

3722.0	1.94
3722.5	2.01
3723.0	1.01
3723.5	1.43
3724.0	1.46

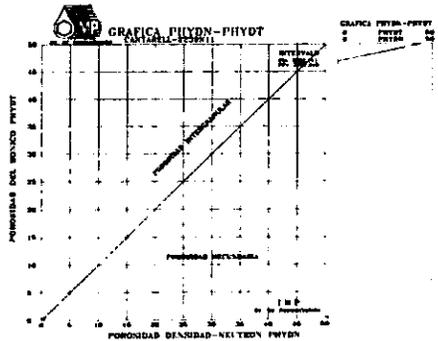
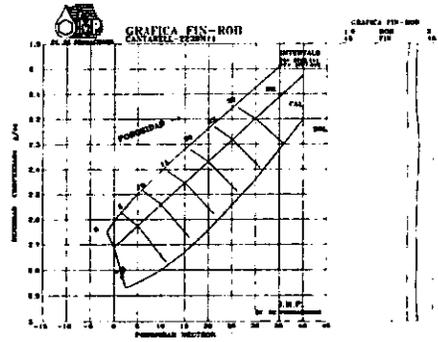
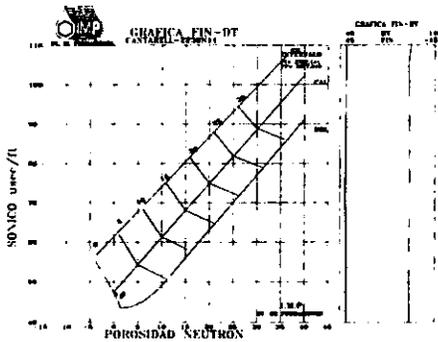


Figura III.5 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2239, núcleo No.11

C-2095

Núcleo No.1 (2501-2505.5)

Descripción Petrográfica	Profundidad (mbmr)	Porosidad (%)
PS: El núcleo contiene nódulos calcáreos de dolomía cristalina, contenidos en una matriz de lutita bentonítica.	2501.0	11
PI: Conglomerado de dolomía en matriz bentonítica	2502.8	7
	2503.8	13

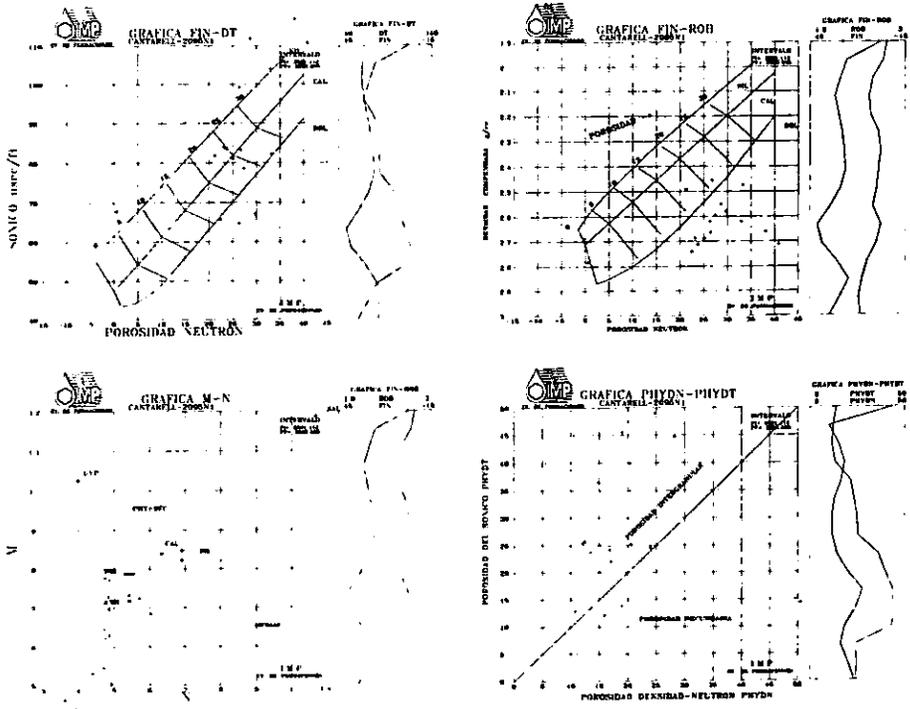


Figura III.6 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2095, núcleo No.1

C-2011

Núcleo No.10 (3218-3224)

Descripción Petrográfica	Profundidad (mbmr)	Porosidad (%)
Dolomía cristalina media a gruesa de color café crema y café claro, en partes recristalizada y densa se observa vaciamiento indicando que existe permeabilidad. Presenta fracturas.	3218.0	3
	3219.8	2
	3221.6	3

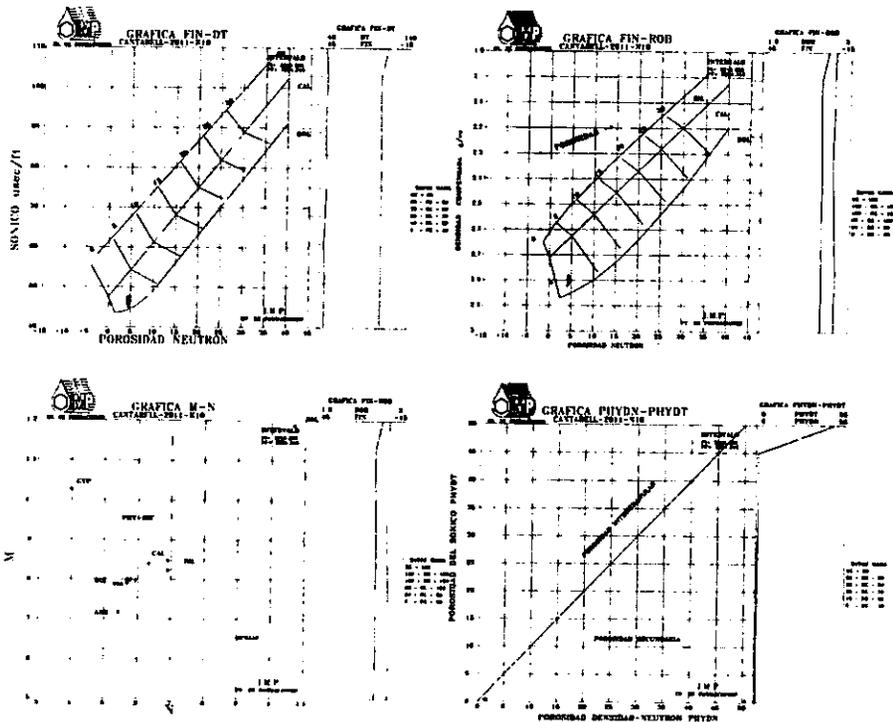


Figura III.7 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2011, núcleo No.10

A-74

Núcleo No.1 (3400-3409)

Descripción Petrográfica
 El núcleo se constituye por una brecha compuesta de clastos de mudstone, wackstone, packstone y grainstone dolomítico color café, con fracturas y cavernas de disolución.

<i>Profundidad</i>	<i>Porosidad</i>
<i>(mbmr)</i>	<i>(%)</i>
3400.2	7

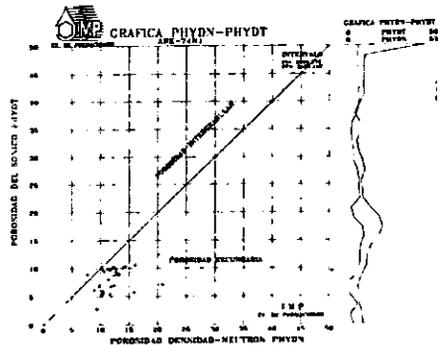
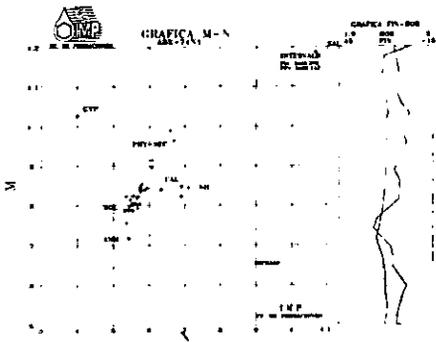
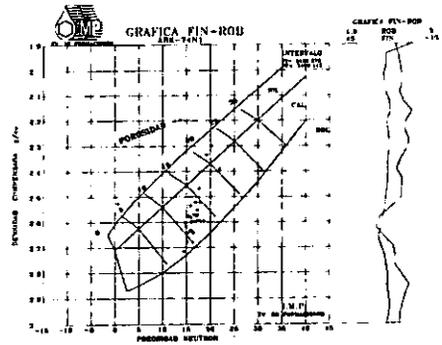
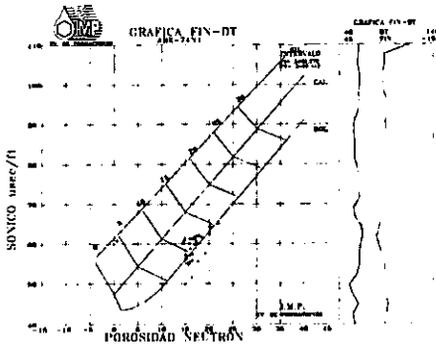


Figura III.8 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de A-74, núcleo No.1

A-74

Núcleo No.2 (3449-3458)

Descripción Petrográfica

El núcleo esta constituido en la parte superior por mudstone arcilloso de color gris oscuro y café cremoso con algunas intercalaciones de wackstone compacto y lutita bentonítica laminar de color gris verdoso. La parte media e inferior por dolomia café oscuro debido a la impregnación de aceite ligero, con textura sacaroide y microcavernas de disolución rellenas de aceite ligero

Profundidad (mbmr)	Porosidad (%)
3453	17

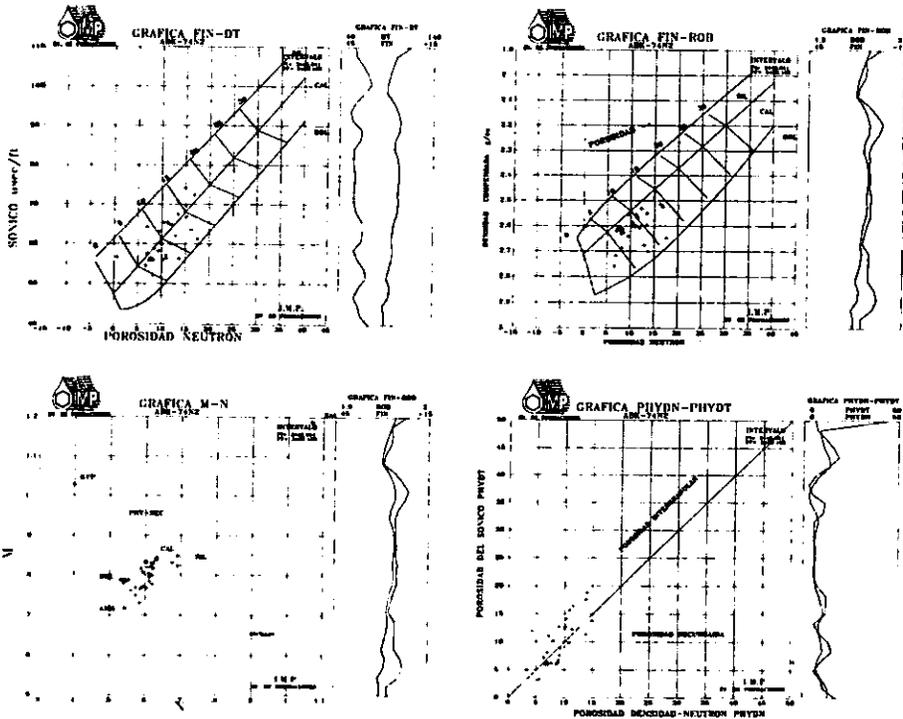


Figura III.9 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de A-74, núcleo No.2

C-2058

Núcleo No.1 (2959-2966)

Descripción Petrográfica

Mudstone de color café grisáceo a café obscuro crema, compacto, con porosidad secundaria consistente en fracturas rellenas de aceite y microcavernas. Se observan delgadas intercalaciones de lutita gris oscuro a negro, laminar y calcárea y ocasionales nódulos de pedernal café translucido.

Profundidad

Porosidad

(mbmr)

(%)

2959

2

2960

7

2961

9

2962

3

2963

5

2964

2

2965

2

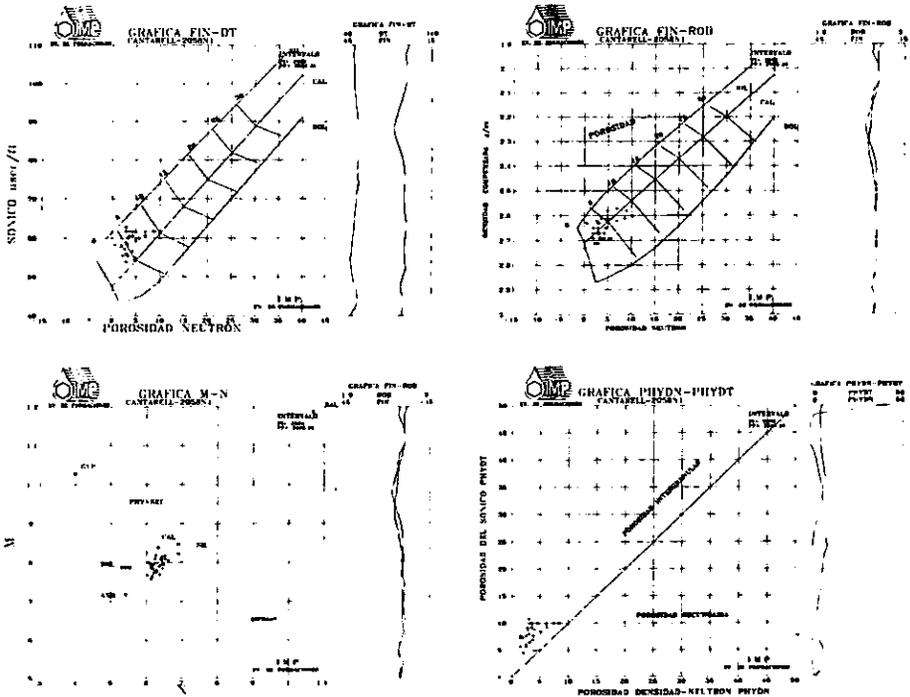


Figura III.10 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2058, núcleo No.1

C-2058

Núcleo No.2 (3080-3086)

Descripción Petrográfica	Profundidad	Porosidad
Núcleo constituido en su totalidad por dolomía microcristalina crema claro a gris claro, compacta, con fracturas rellenas por dolomita y abundantes cavernas de disolución, hacia la parte media, se observa dolomía con tonalidad grisácea debido a arcillosidad	(mbmr)	(%)
		60

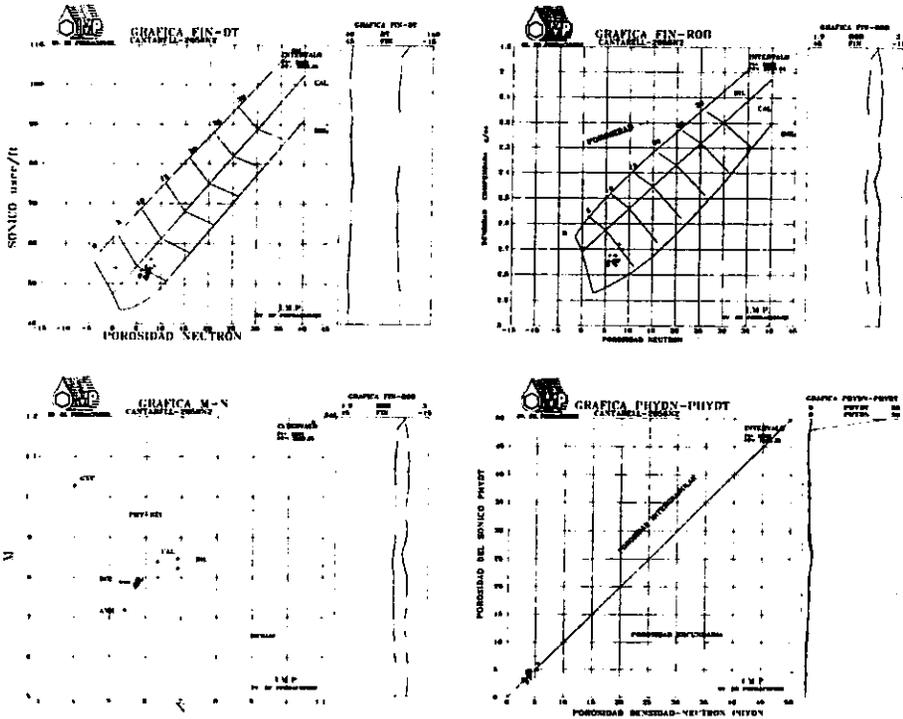


Figura III.11 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2058, núcleo No.2

C-2058

Núcleo No.4 (3113-3119)

Descripción Petrográfica

PS: Mudstone café grisáceo, compacto, con intercalaciones delgadas de lutita negra, de aspecto bituminoso calcáreo, porosidad primaria intercrystalina pobre.

PM: Brecha constituida por clastos angulosos y subangulosos de mudstone café cremoso a gris claro, y en los fragmentos de pedernal gris a ahumado, cementados en material calcáreo.

PI: Dolomía café crema y blanco cremoso microcristalina a cristalina media, dura, en partes de aspecto sacaroide, con abundantes cavernas rellenas por cristales de dolomita y fracturas.

Profundidad

(mbmr)

- 3113.0
- 3113.5
- 3114.0
- 3114.5
- 3115.0
- 3115.5
- 3116.0

Porosidad

(%)

- 3
- 3
- 3
- 6
- 7
- 6
- 7

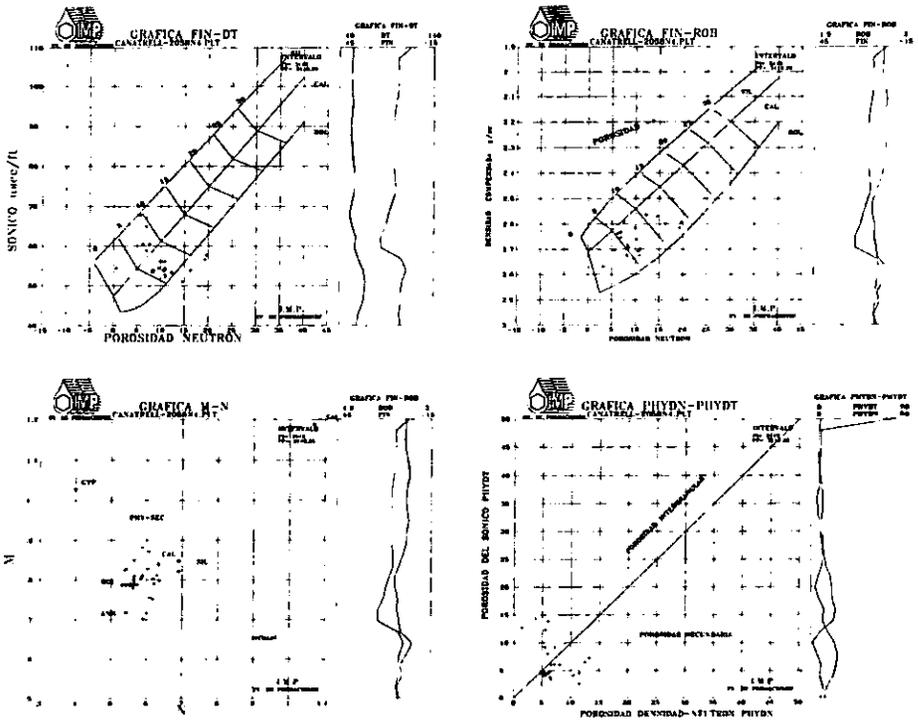


Figura III.12 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2058, núcleo No.4

C-2085

Núcleo No.5 (3400-3409)

Descripción Petrográfica	Profundidad (m)	Porosidad (%)
En su totalidad se constituye de una dolomía microcristalina y compacta, de color gris a café oscuro. En la parte inferior y medias se observan esporádicamente microfracturas, microcavernas y macrocavernas de disolución selladas con cristales de calcita blanca.	3400.0	3
	3400.5	5
	3401.0	3
	3401.5	3
	3402.0	3
	3402.5	5
	3403.0	6
	3403.5	4

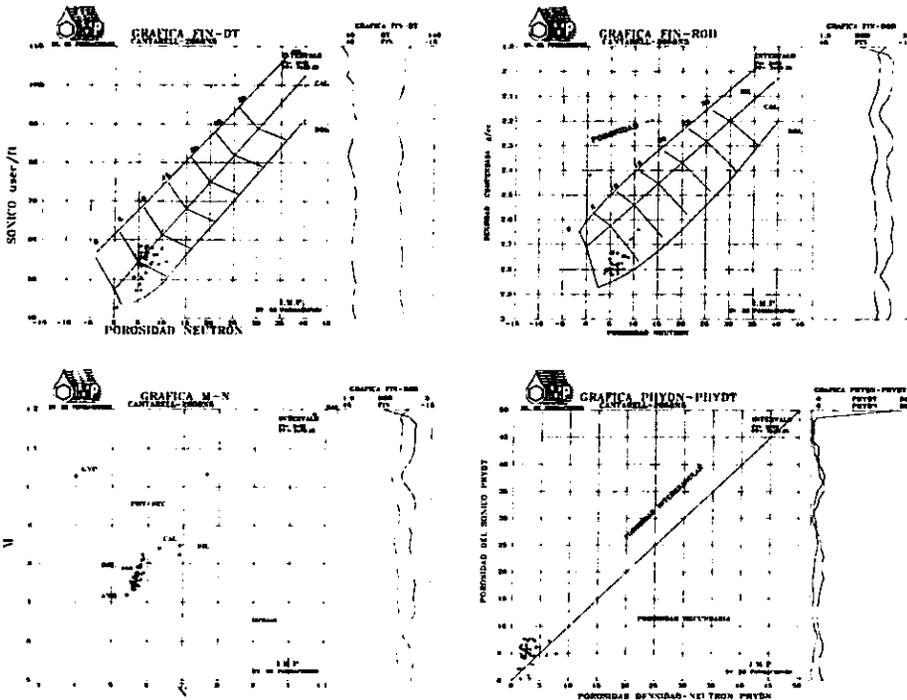


Figura III.13 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2085, núcleo No.5

C-2239

Núcleo No.2 (3035-3042)

Descripción Petrográfica	Profundidad (mbmr)	Porosidad (%)
Dolomía de color oscuro a claro y blanco cremoso, microcristalina de aspecto sacaroide, con cavernas y fracturas selladas por cristales de dolomita y aceite.	3035.5	3.06
	3036.5	3.29
	3037.5	2.37
	3038.5	2.43
	3039.5	2.83
	3040.5	1.05
	3041.5	2.43

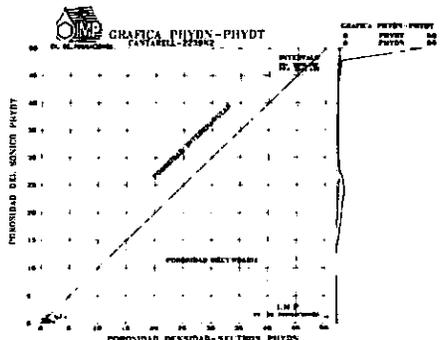
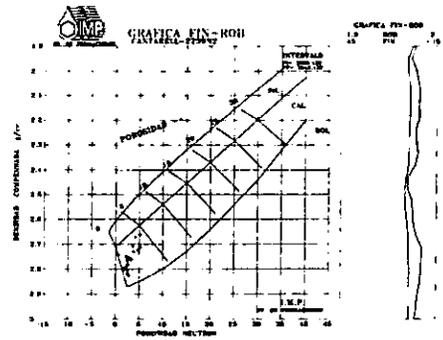
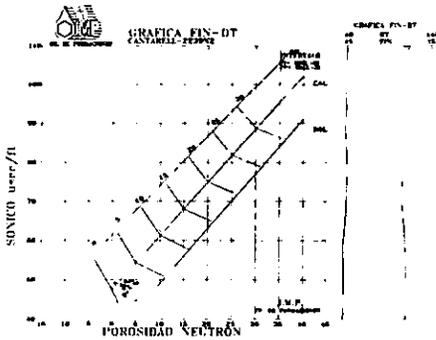


Figura III14 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2239, núcleo No.2

C-2239

Núcleo No.3 (3100-3107)

Descripción Petrográfica
 Brecha constituida por fragmentos subredondeados y angulosos de dolomía microcristalina de color crema claro, gris claro y gris oscuro, dura y compacta; y mudstone dolomítico gris oscuro duro y compacto, presentando fracturas y cavidades de disolución rellenas por cristales de dolomita.

Profundidad (mbmr)	Porosidad (%)
3100	2.79
3101	0.93
3102	2.73
3103	3.75
3104	2.74
3105	3.77
3106	3.71
3107	2.23

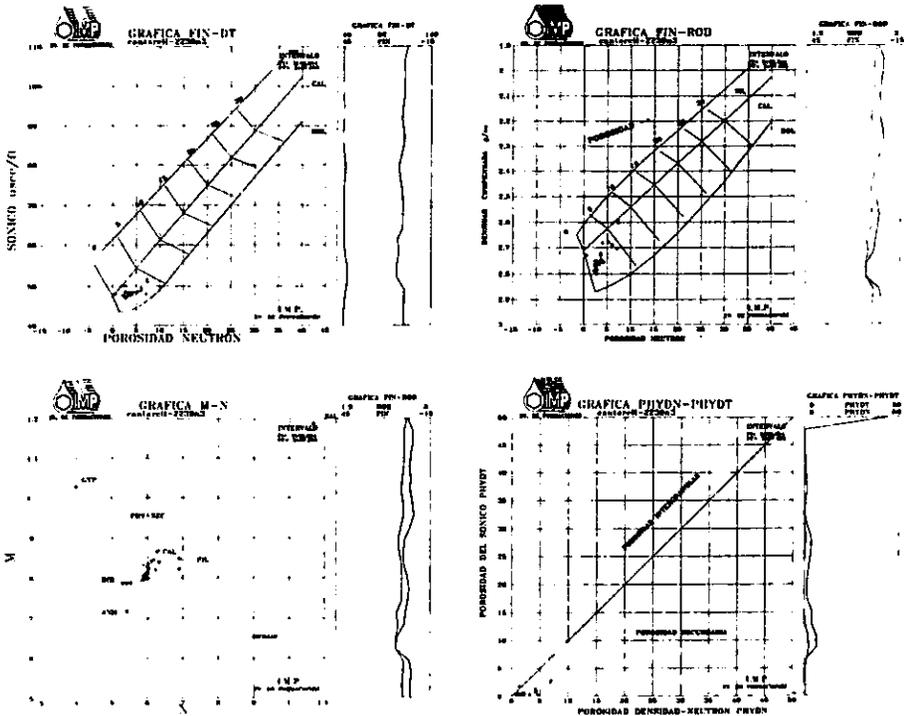


Figura III.15 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2239, núcleo No.3

C-2239

Núcleo No.4 (3205-3212)

<i>Descripción Petrográfica</i>	<i>Profundidad</i>	<i>Porosidad</i>
Mudstone gris claro a verde claro, compacto con intercalaciones laminares de bentonita verde claro a oscuro de espesor de hasta 5 cm. En la parte inferior presenta intercalaciones de dolomía café oscuro de aspecto sacaroide y compacta.	<i>(mbmr)</i>	<i>(%)</i>
	3205	4.24
	3206	9.60
	3207	7.55
	3208	3.36
	3209	6.75
	3210	4.04
	3211	3.06
3212	4.21	

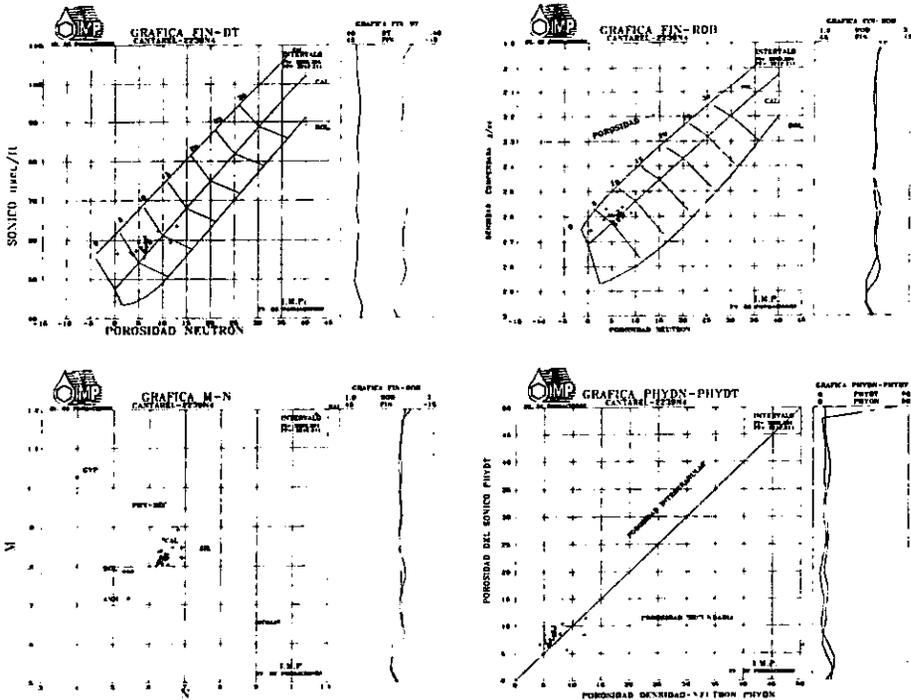


Figura III.16 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2239, núcleo No.4

C-2239

Núcleo No.5 (3249-3256)

Descripción Petrográfica	Profundidad (mbr)	Porosidad (%)
Dolomía microcristalina de color gris oscuro a negro. Tiene aspecto sacaroide, compacto con intercalaciones de bentonita gris oscuro y deleznable, porosidad es primaria intercrystalina.	3249	4.86
	3250	10.73
	3151	10.01
	3252	2.04
	3253	4.39

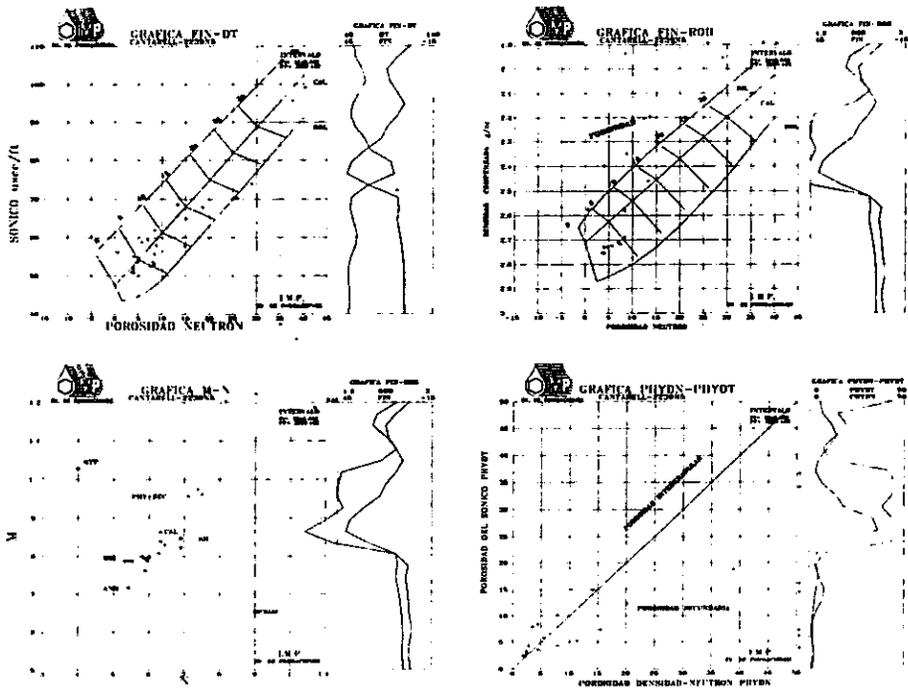


Figura III.17 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2239, núcleo No.5

C-2239

Núcleo No.6 (3300-3307)

Descripción Petrográfica	Profundidad (mbr)	Porosidad (%)
Dolomía microcristalina de aspecto sacaroide de color gris oscuro a café oscuro, compacta, con algunas micro-cavernas de disolución.	3300.0	2.62
	3300.5	2.72
	3301.0	1.60
	3301.5	2.94
	3302.0	3.61

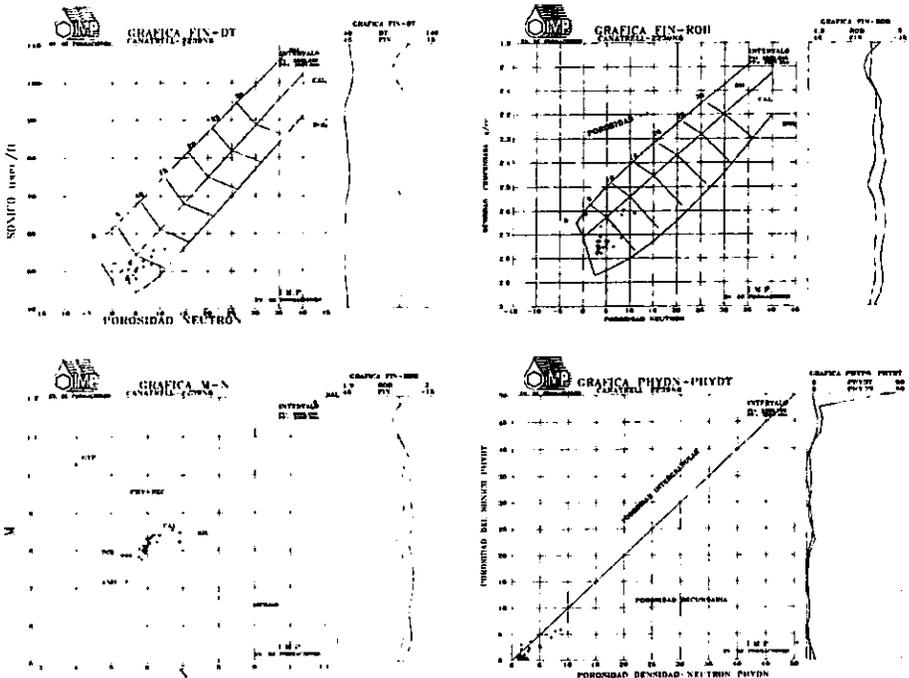


Figura III.18 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2239, núcleo No.6

C-2239

Núcleo No.7 (3400-3404)

Descripción Petrográfica

Dolomía microcristalina con aspecto sacaroide de color gris oscuro a café oscuro, con impregnación de aceite y esporádicos nódulos de pedernal.

Profundidad (mbmr)	Porosidad (%)
3400.0	1.53
3401.0	1.13
3402.0	2.18
3402.5	2.51
3403.0	1.60

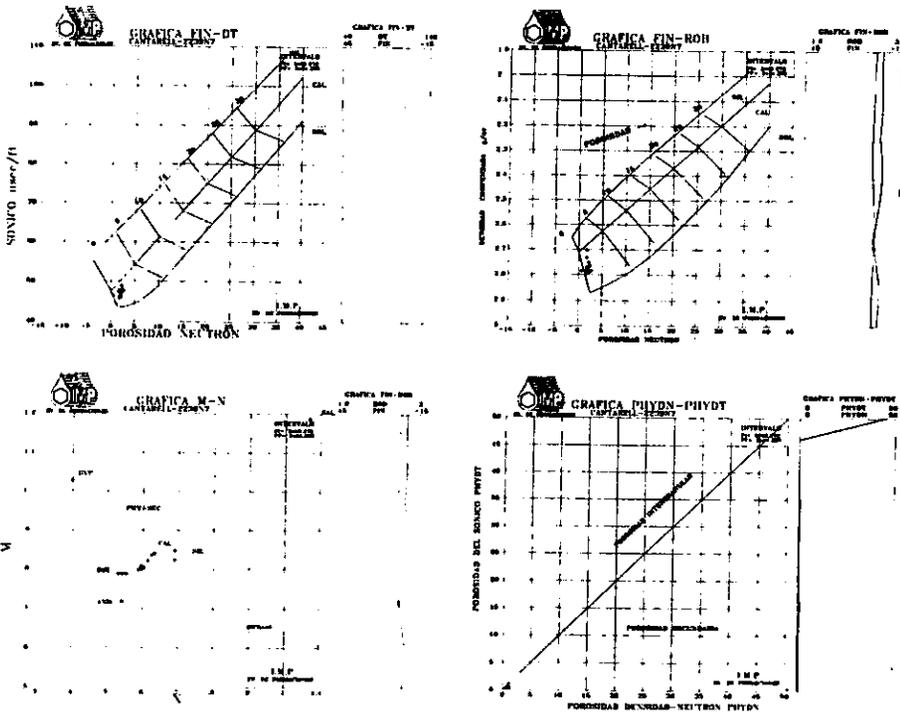


Figura III.19 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2239, núcleo No.7

C-2239

Núcleo No.8 (3550-3559)

Descripción Petrográfica

PI: Brecha dolomítica gris oscuro en matriz arcillosa de aspecto bituminoso dolomitizada con una frecuencia de fragmentos de dolomita blanca y gris claro, microcristalina con textura sacaroides y mudston blanco.

PM: Brecha dolomítica gris oscuro microcristalina y textura sacaroides. Presenta algunos fragmentos de mudstone arcillosos de aspecto bituminoso dolomitizado, tiene fragmentos de pedernal y microcavernas por disolución e impregnadas de aceite.

PS: Brecha dolomítica de color gris claro, con fragmentos de pedernal y mudstone.

Profundidad (mbmr)	Porosidad (%)
3550.0	3.69
3551.0	2.45
3551.5	1.85
3552.0	3.26
3553.0	1.53

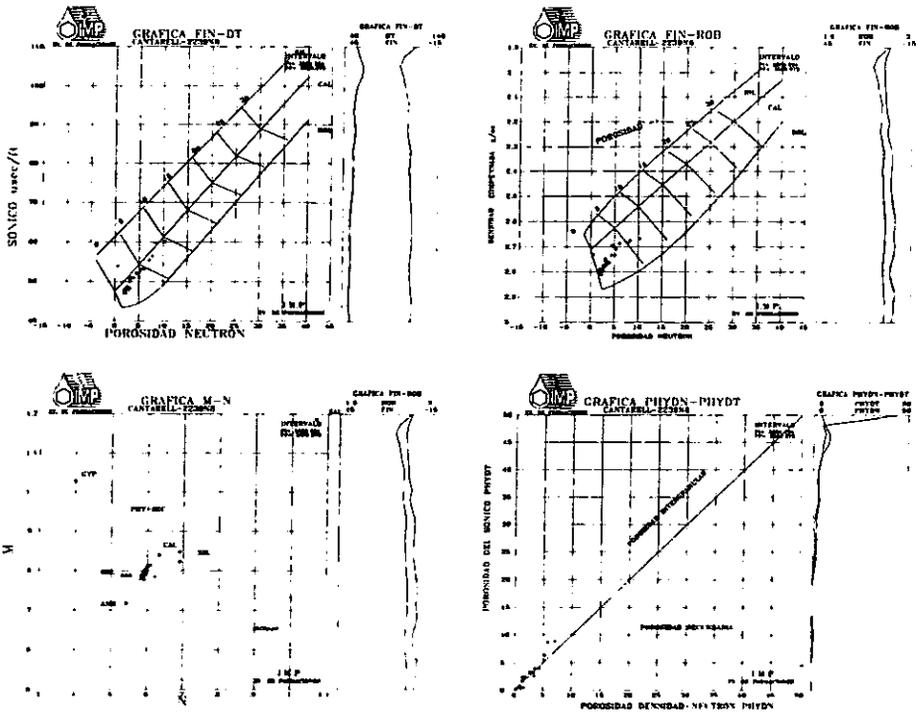


Figura III.20 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2239, núcleo No.8

C-2239

Núcleo No.9 (3609-3613)

Descripción Petrográfica	Profundidad (mbmr)	Porosidad (%)
Núcleo constituido en su totalidad por dolomía, de color café claro a café crema, cristalina a microcristalina, con textura sacaroides y compacta.	3609.00	2.10
	3609.65	1.61
	3610.00	1.72
	3610.65	2.13

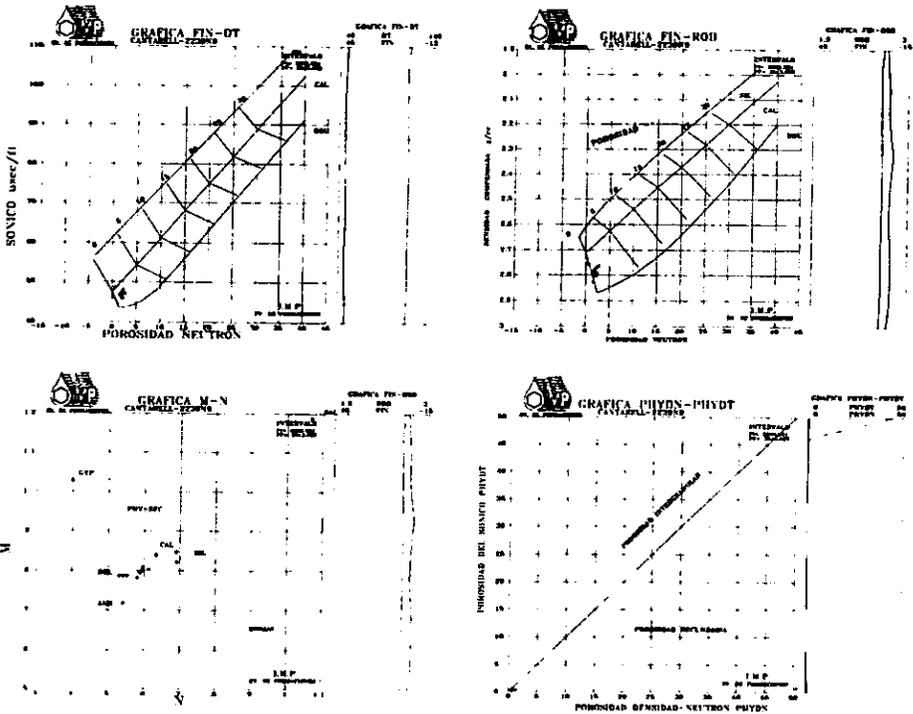


Figura III.21 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2239, núcleo No.9

C-2239

Núcleo No.10 (3663-3672)

Descripción Petrográfica	Profundidad (mbmr)	Porosidad (%)
El núcleo se encuentra constituido por dolomía café claro a café crema, y en algunas ocasiones se presenta como gris oscuro, microcristalina de aspecto sacaroides y compacta.	3663.5	0.27
	3664.0	2.86
	3664.5	1.71
	3665.0	0.94
	3665.5	1.58
	3666.0	1.90
	3666.5	2.03

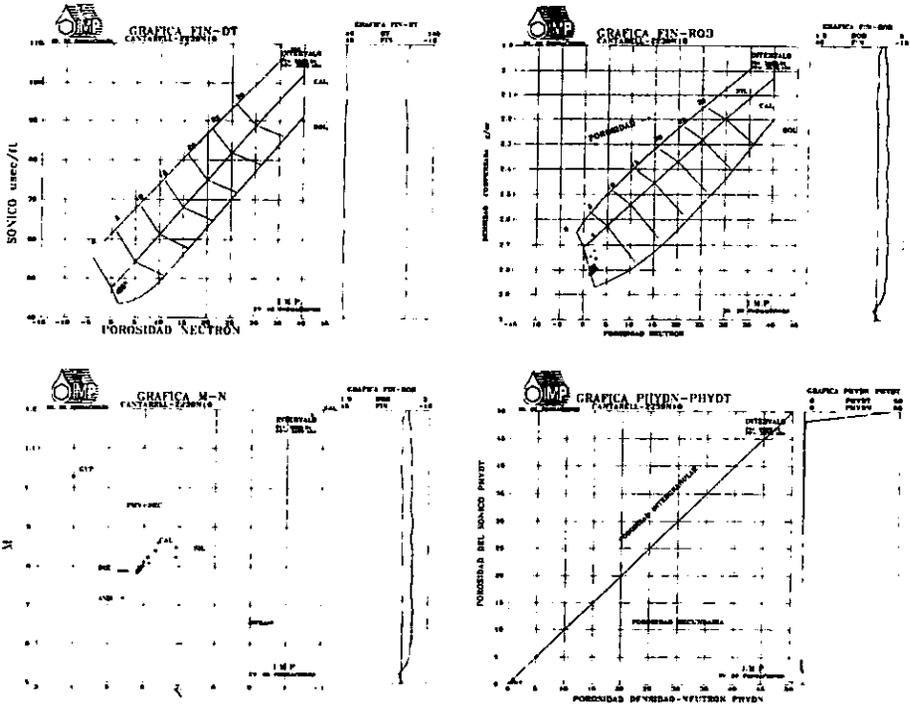


Figura III.22 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2239, núcleo No.10

C-2239

Núcleo No.12 (3777-3781)

Descripción Petrográfica	Profundidad (mbmr)	Porosidad (%)
Dolomía microcristalina	3777.0	2.72
café claro a café crema, de	3777.5	1.76
aspecto sacaroide, compacta.	3778.0	1.37
	3778.5	2.61

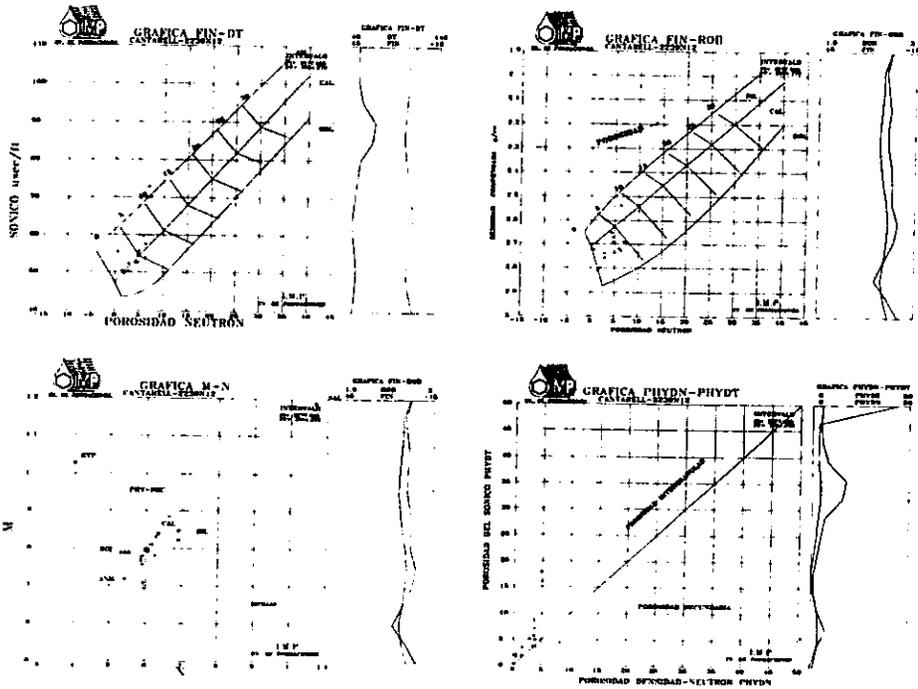


Figura III.23 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2239, núcleo No.12

C-2239

Núcleo No.13 (3831-3840)

<i>Descripción Petrográfica</i>	<i>Profundidad</i>	<i>Porosidad</i>
Dolomía de color gris claro a gris oscuro, microcristalina, compacta, de aspecto sacaroide, con un alto contenido de fracturas rellenas de calcita y esporádicas microcavidades de disolución, en la parte media y superior se presentan partes brechoides aproximadas de 15cm.	(mbmr)	(%)
	3831.0	0.94
	3832.0	1.73
	3832.5	1.02
	3833.0	1.60

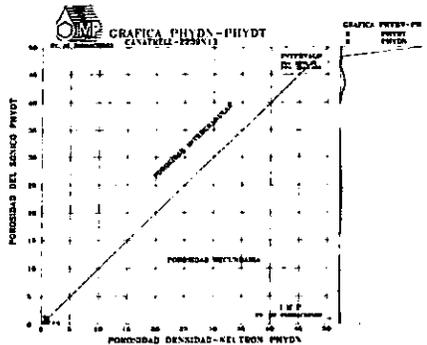
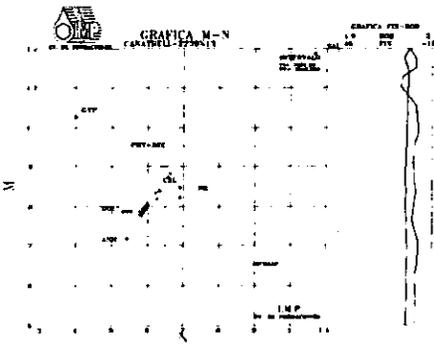
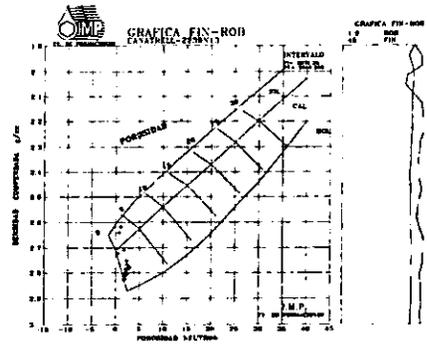
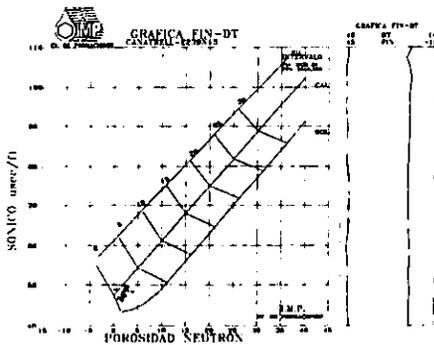


Figura III.24 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2239, núcleo No.13

C-2239

Núcleo No.14 (4051-4060)

Descripción Petrográfica	Profundidad (mbmr)	Porosidad (%)
Dolomía café claro a gris oscuro, microcristalina, compacta, de textura sacaroides con pirita diseminada y ligera impregnación de aceite en fracturas.	4051.0	1.60
	4051.5	1.70
	4052.0	1.16
	4052.5	1.20

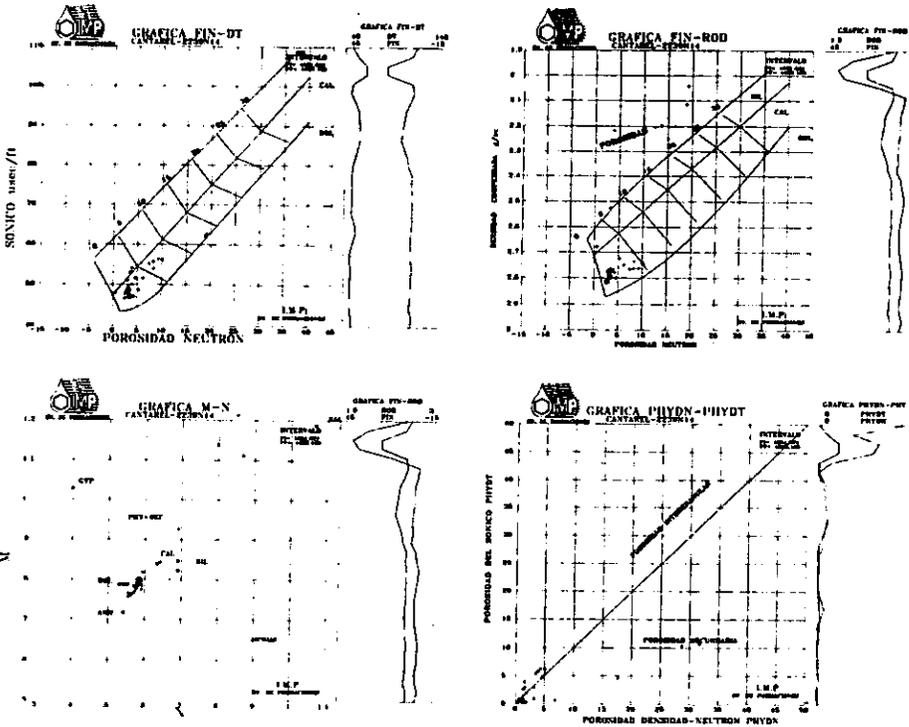


Figura III.25 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2239, núcleo No.14

C-2239

Núcleo No.15 (4188-4191)

Descripción Petrográfica	Profundidad	Porosidad
Dolomía de color café claro a verde oscuro, muy fracturada y compacta.	(mbmr)	(%)
	4188.0	2.65
Las fracturas se encuentran rellenas por dolomita microcristalina	4188.5	1.68
semicompacta color café oscuro.	4190.0	1.05

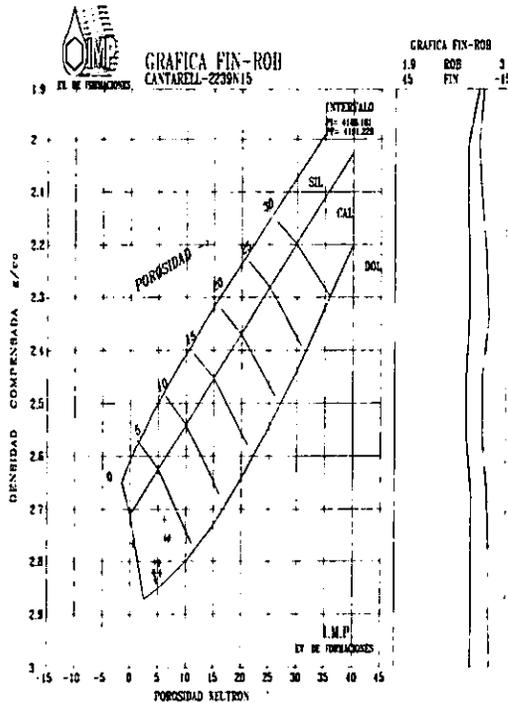


Figura III.26 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2011, núcleo No.15

C-2095

Núcleo No.2 (2515-2524)

Descripción Petrográfica

Brecha constituida por fragmentos angulosos y subangulosos de dolomía cristalina a micro-cristalina café claro en partes ligeramente arcillosa, se observa en todo el núcleo impregnación de aceite viscoso, café claro, rellenando fracturas y cavidades.

Profundidad (mbmr)	Porosidad (%)
*	14
*	11
*	8
*	8

* No se proporcionó el dato de profundidad

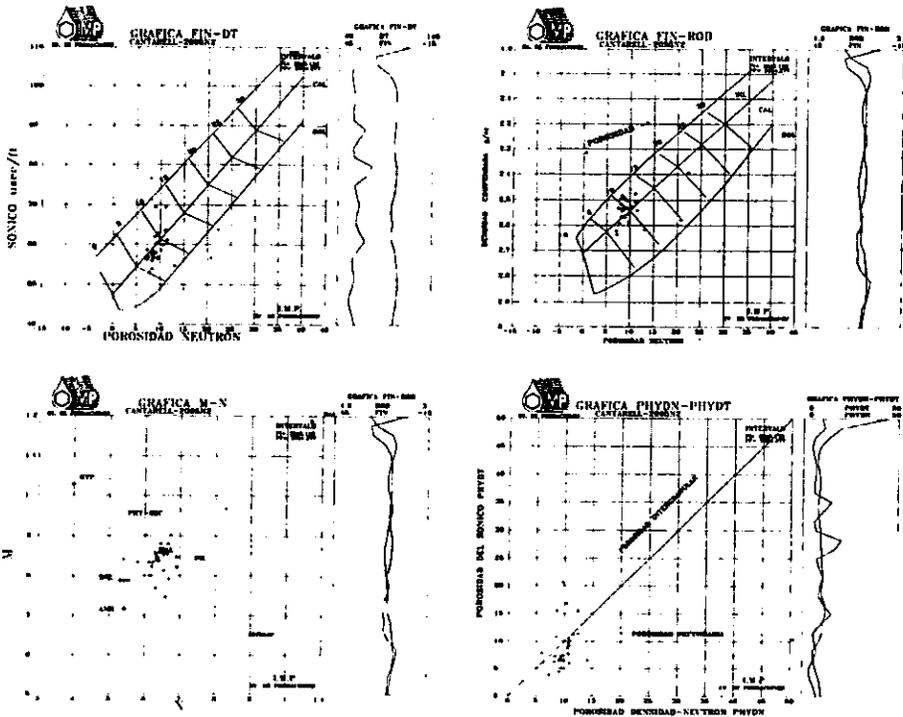


Figura III.27 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2095, núcleo No.2

C-2095

Núcleo No.3 (2574-2581)

Descripción Petrográfica	Profundidad (mbr)	Porosidad (%)
Mudstone dolomítico que gradúa a dolomía microcristalina, en partes de aspecto brechoide de tonalidad grisácea y café grisáceo. Se observa en todo el núcleo aceite viscoso de color café claro llenando fracturas y cavernas de disolución	2574.0	4
	2577.2	7
	2580.5	2

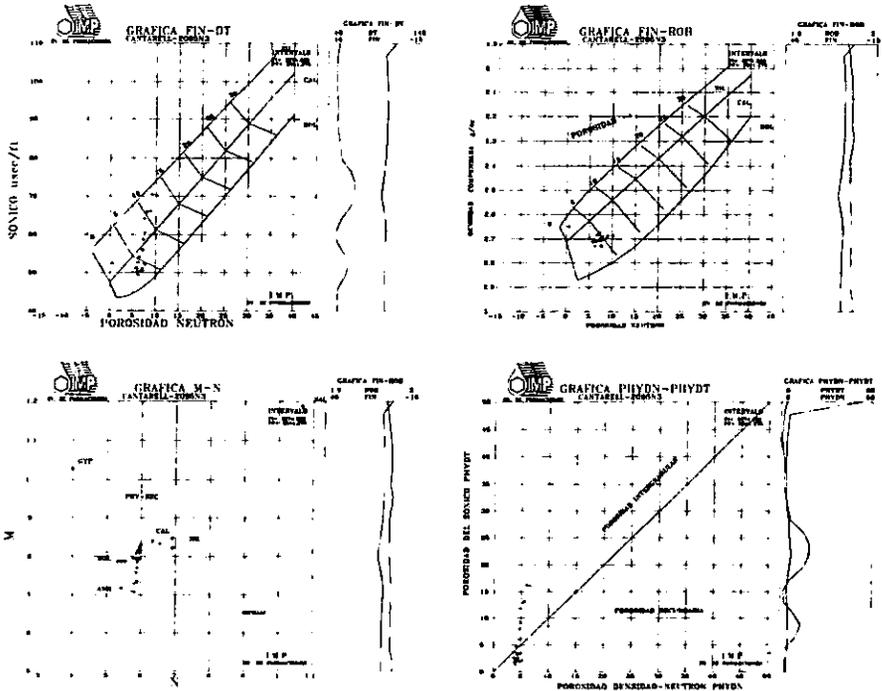


Figura III.28 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2095, núcleo No.3

C-2095

Núcleo No.4 (2757-2760)

Descripción Petrográfica	Profundidad	Porosidad
Dolomía cristalina fina a gruesa gris cremosa a grisácea con bandeamientos irregulares e interstratificaciones de dolomía café claro a oscuro de 2 cm a 5 cm, con algunas intercalaciones de bentonita gris claro y azulosa, suave, parcialmente piritizada.	(mbmr) 2757.0 2758.6	(%) 3 5

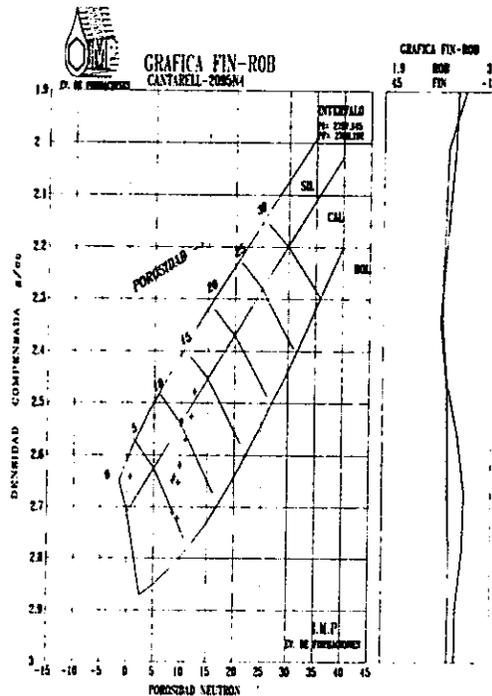


Figura III.29 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2095, núcleo No.4

C-2095

Núcleo No.5 (2916-29259)

Descripción Petrográfica	Profundidad	Porosidad
En la parte superior del núcleo se encuentra dolomía de color café oscuro por impregnación de hidrocarburos microcristalinos a criptocristalino, compacto con aislados planos de fallas con estrias, fracturas, microfracturas y microcavemas rellenas de aceite viscoso.	(mbmr) 2916.0 2920.5 2925.0	(%) 7 5 3
En la parte media e inferior se constituye por dolomía de color café oscuro por impregnación de hidrocarburos microcristalino a criptocristalino, con fracturas y planos de fallas con estrias, con escasa impregnación de aceite muy viscoso, con algunas fracturas muy piritizadas.		

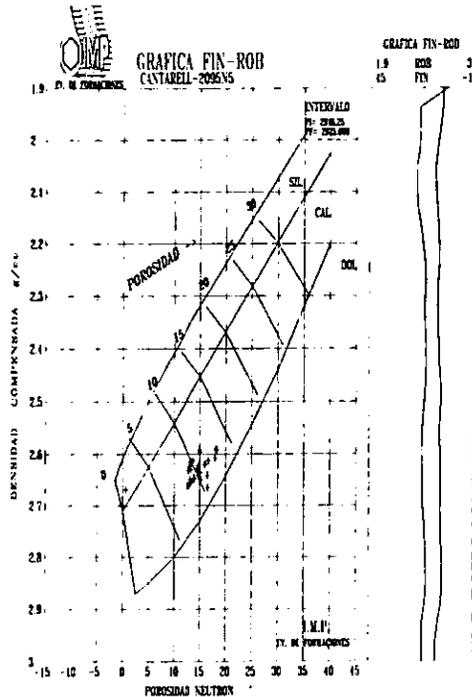


Figura III.30 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2095, núcleo No.5

C-2095

Núcleo No.6 (3003-3006)

Descripción Petrográfica	Profundidad (mbmr)	Porosidad (%)
Dolomía microcristalina café oscuro por impregnación de hidrocarburos con abundantes fracturas y microfracturas rellenas de aceite viscoso, con aisladas intercalaciones de limonita gris verdoso que gradúa a lutita bentonítica. Hacia la parte inferior se observó dolomía arcillosa.	*	6
	*	6
	* No se proporcionó el dato de porosidad	

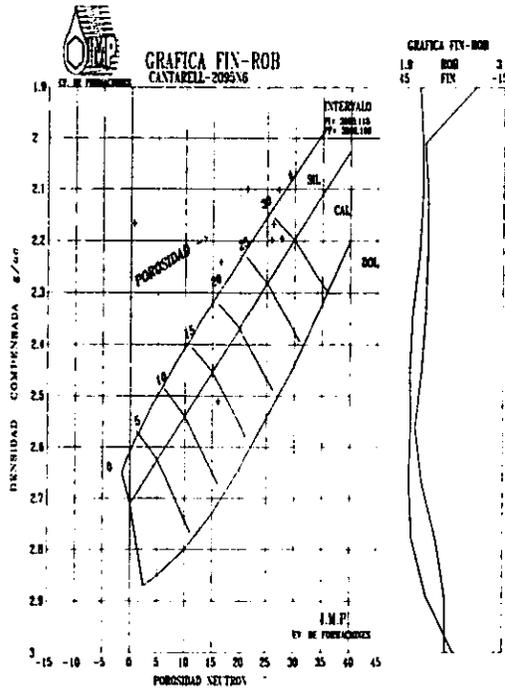


Figura III.31 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2095, núcleo No.6

C-2095
Núcleo No.7 (3017-3026)

<i>Descripción Petrográfica</i>	<i>Profundidad (mbmr)</i>	<i>Porosidad (%)</i>
En la parte superior hay dolomía café oscuro a café claro por impregnación de aceite semiviscoso, microcristalina y compacta con algunas oclusiones de lutita gris verdoso que gradúa a la limonita gris verdoso, con fracturas rellenas de lutita. En la parte media e inferior es dolomía café oscuro por impregnación de aceite semiviscoso, microcristalina con fracturas rellenas de aceite semiviscoso.	3018	4
	3020	6
	3021	14
	3022	10
	3023	8
	3024	13
	3025	11
	3026	11

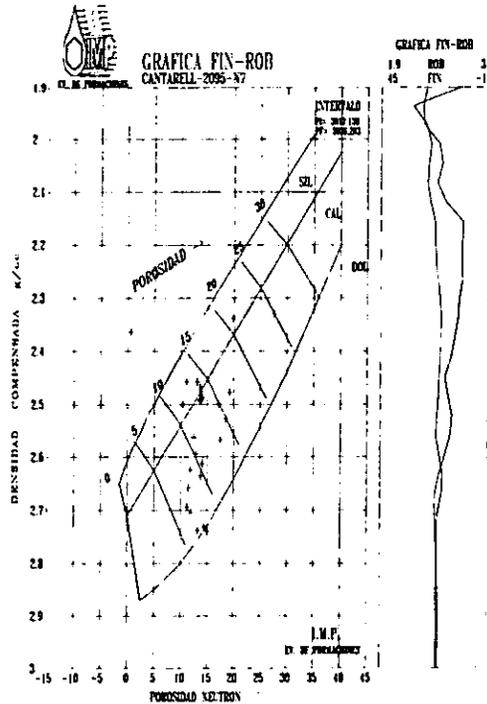


Figura III.32 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2095, núcleo No.7

C-2095

Núcleo No.8 (3170-3179)

Descripción Petrográfica	Profundidad	Porosidad
Alternancia irregular de limonita que gradúa a la lutita bentonítica de color gris claro y verde claro, suave a semidura, contiene pequeños cuerpos de dolomía cristalina media a gruesa gris claro a verde claro. Contiene 30 cm de arenisca café a café grisáceo bien cementada en material silicio.	(mbmr)	(%)
	Parte Superior	2
	Parte Inferior	5

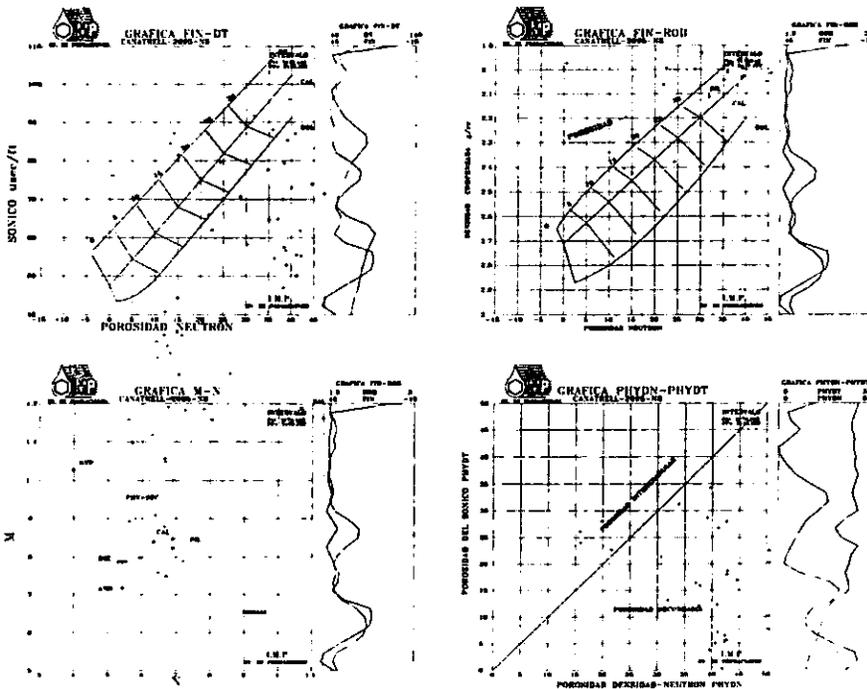


Figura III.33 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2095, núcleo No.8

C-2095

Núcleo No.9 (3413.5-3418.5)

Descripción Petrográfica	Profundidad (mbmr)	Porosidad (%)
Dolomía café claro a oscuro, en partes gradúa a mudstone muy dolomitizado, microcristalina a criptocristalina, compacta con fracturas y microfracturas rellenas de aceite viscoso y aislados microcristales de calcita.	3413.5	3
	3414.5	4
	3416.5	4

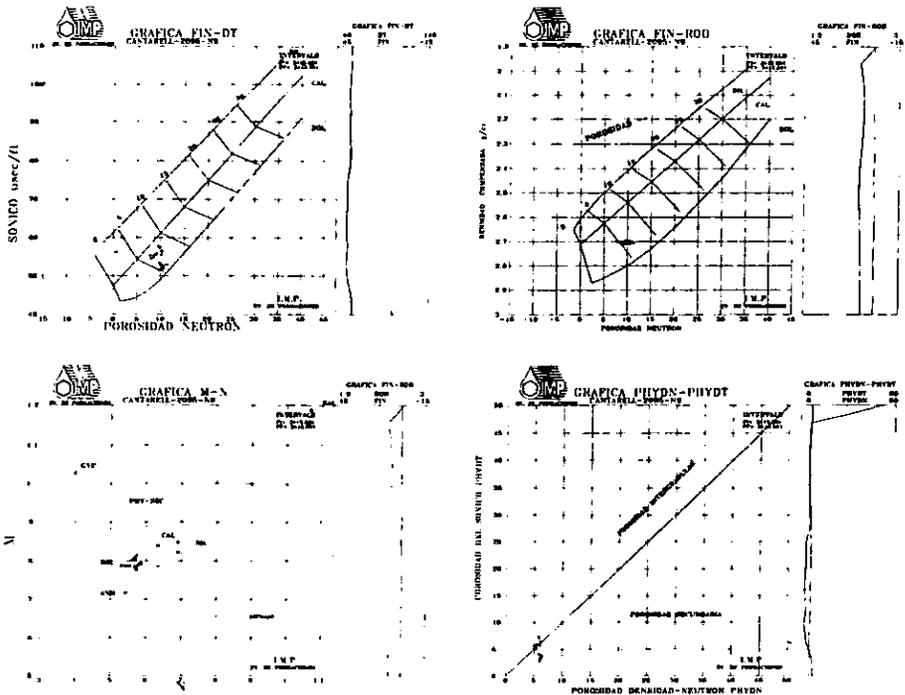


Figura III.34 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2095, núcleo No.9

C-2095

Núcleo No.10 (3479-3488)

Descripción Petrográfica	Profundidad	Porosidad
	(mbr)	(%)
Mudstone ligeramente dolomitizado que gradúa a mudstone dolomítico microcristalino a cristalino fino, café oscuro a negro, arcilloso, con finas fracturas selladas con asfalto seco, calcita café claro y café cremoso e intercalaciones irregulares de marga que gradúa a mudstone café oscuro a negro, de aspecto carbonoso, ligeramente laminar y compacto	3479.0	5
	3479.5	5
	3484.0	6
	3484.5	12
	3487.5	5
	3488.0	2

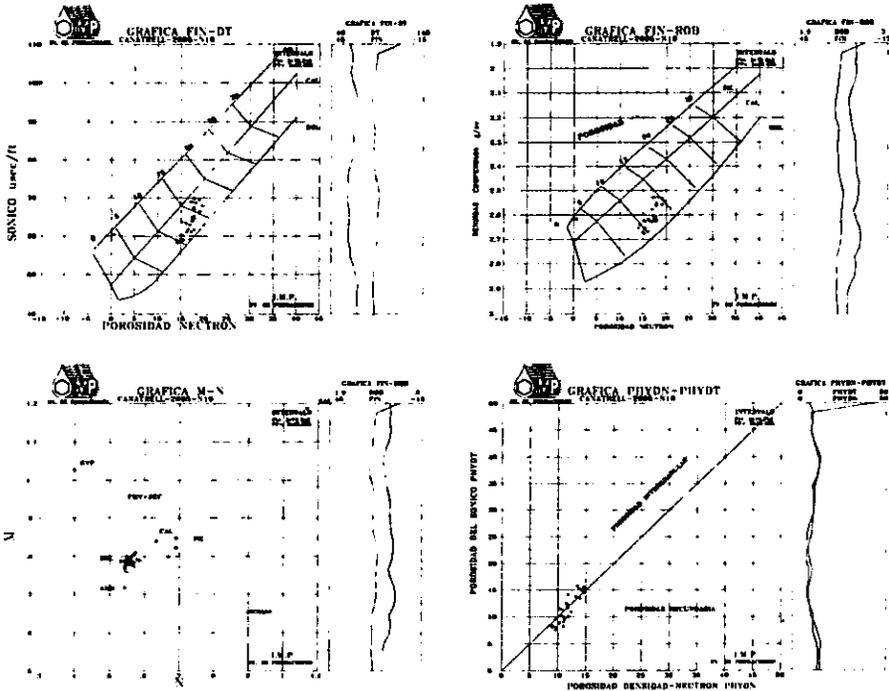


Figura III.35 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2095, núcleo No.10

C-2011

Núcleo No.1 (2346.0-2352.5)

Descripción Petrográfica	Profundidad	Porosidad
Mudstone a wackestone café de bioclastos	(mbmr)	(%)
parcialmente dolomitizado y fracturado con	2348.0	2
cavernas de disolución y fracturas rellenas	2348.8	4
de calcita.	2351.5	7

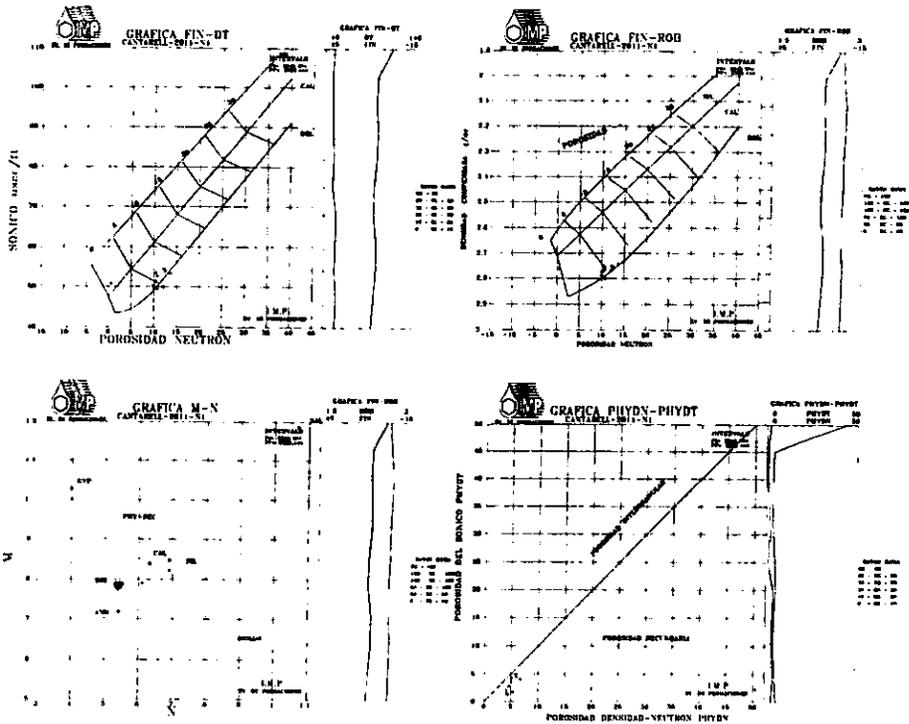


Figura III.36 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2011, núcleo No.1

C-2011

Núcleo No.2 (2424-2432)

Descripción Petrográfica	Profundidad (mbmr)	Porosidad (%)
Núcleo constituido por lutita gris verdoso a gris oscuro, bentonítica con abundantes relices planchados.	2424.0	5
	2426.5	7
	2427.0	8

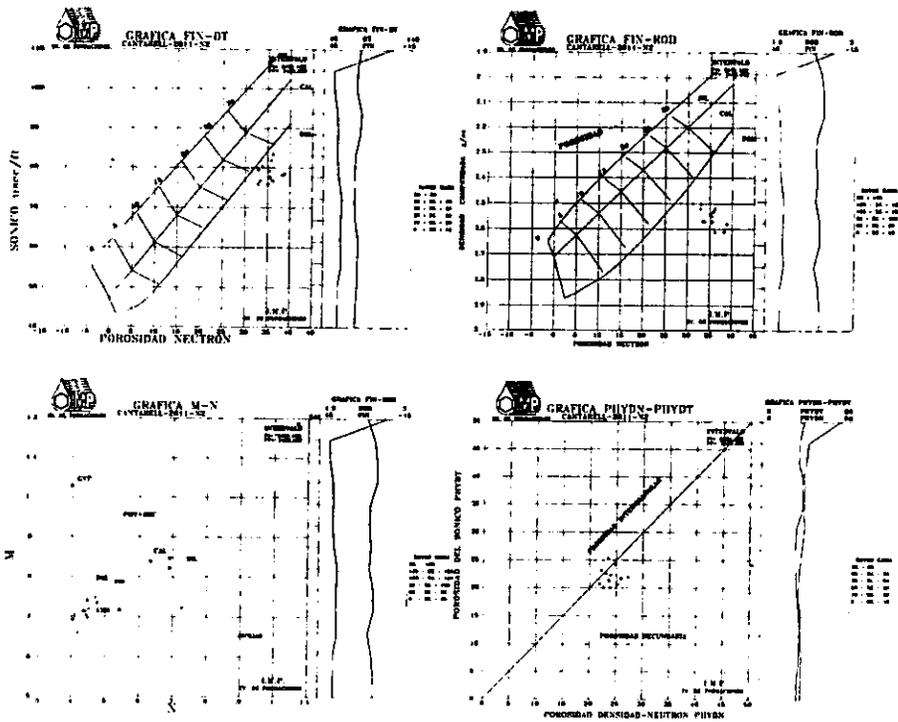


Figura III.37 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2011, núcleo No.2

C-2011

Núcleo No.3 (2555.0-2560.5)

Descripción Petrográfica	Profundidad	Porosidad
PS: Dolomía crema a café por impregnación de aceite ligero.	(mbmr)	(%)
	2555.0	4
PM: Bentonita color verde esmeralda.	2556.3	11
PI: Lutita gris verdoso en partes bentonítica y piritizada.	2557.5	7

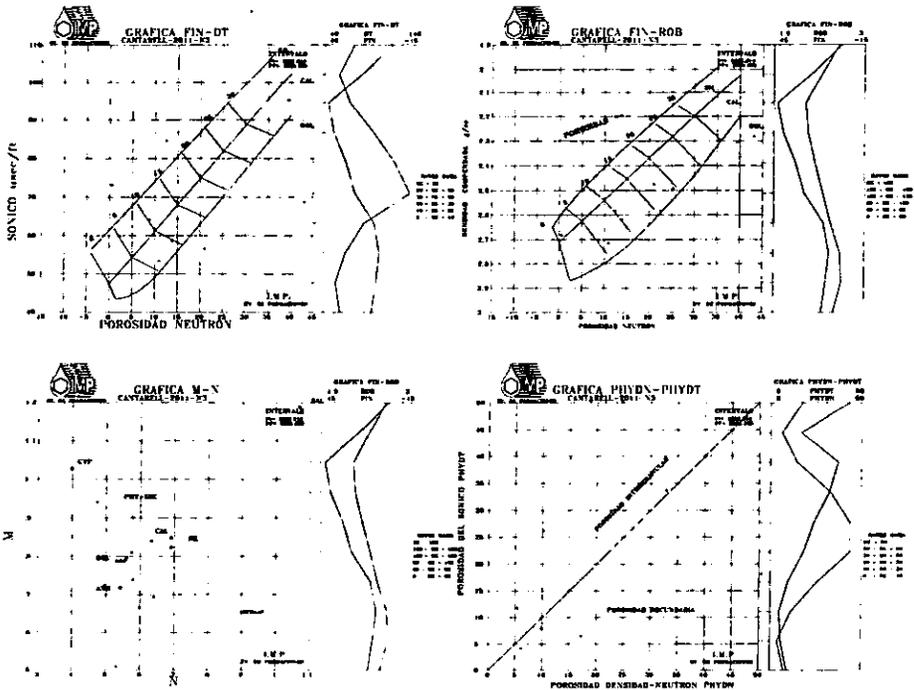


Figura III.38 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2011, núcleo No.3

C-2011

Núcleo No.4 (2678-2686)

Descripción Petrográfica	Profundidad (mbmr)	Porosidad (%)
Dolomia gris oscuro, microcristalina fina a media con fracturas y líneas estilolíticas rellenas con calcita y aceite viscoso.	2678	4
	2679	3
	--	4
	--	8
	--	5

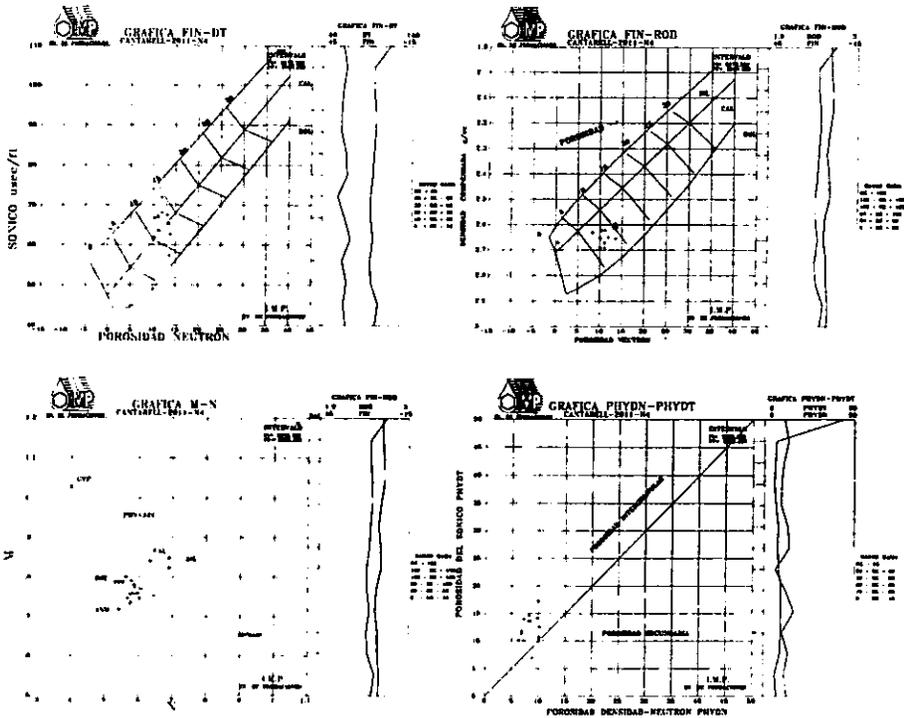


Figura III.39 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2011, núcleo No.4

C-2011

Núcleo No.5 (2844-2851)

Descripción Petrográfica	Profundidad (mbmr)	Porosidad (%)
Dolomia microcristalina fina a media con abundantes fracturas selladas por calcita	*	3
blanca y aceite viscoso y residual.	*	5

* No se cuenta con la profundidad

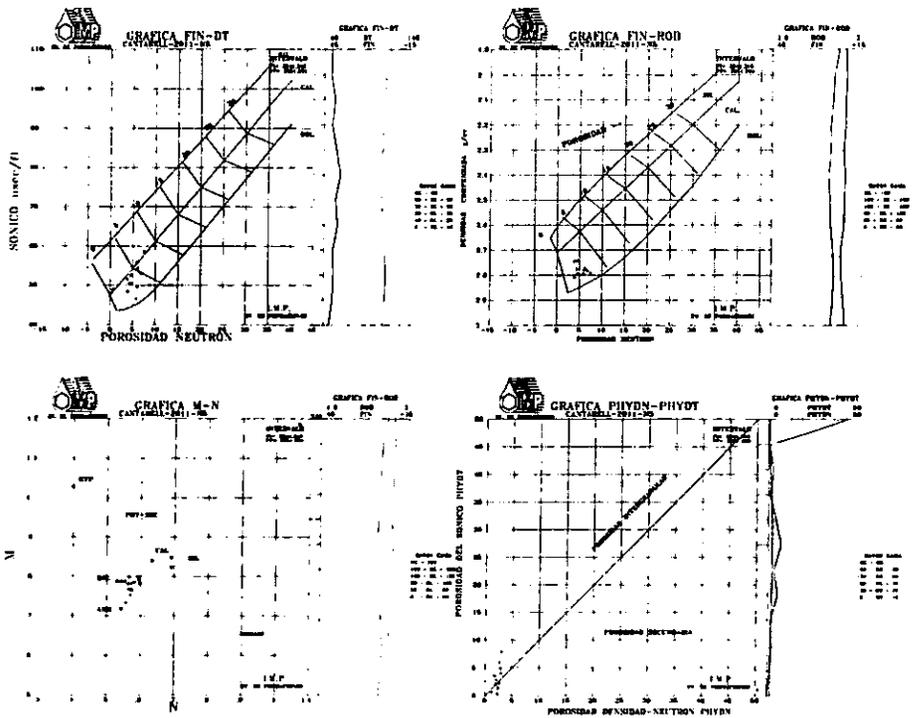


Figura III.40 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2011, núcleo No.5

C-2011

Núcleo No.6 (2909-2914)

Descripción Petrográfica	Profundidad (mbr)	Porosidad (%)
El núcleo esta constituido en su parte superior y media por una brecha, de mudstone compacta con abundantes fracturas y cavernas de disolución. La parte inferior por mudstone arcilloso compacto, de aspecto brechoide.	2909.0	6
	2909.8	2
	2910.7	8

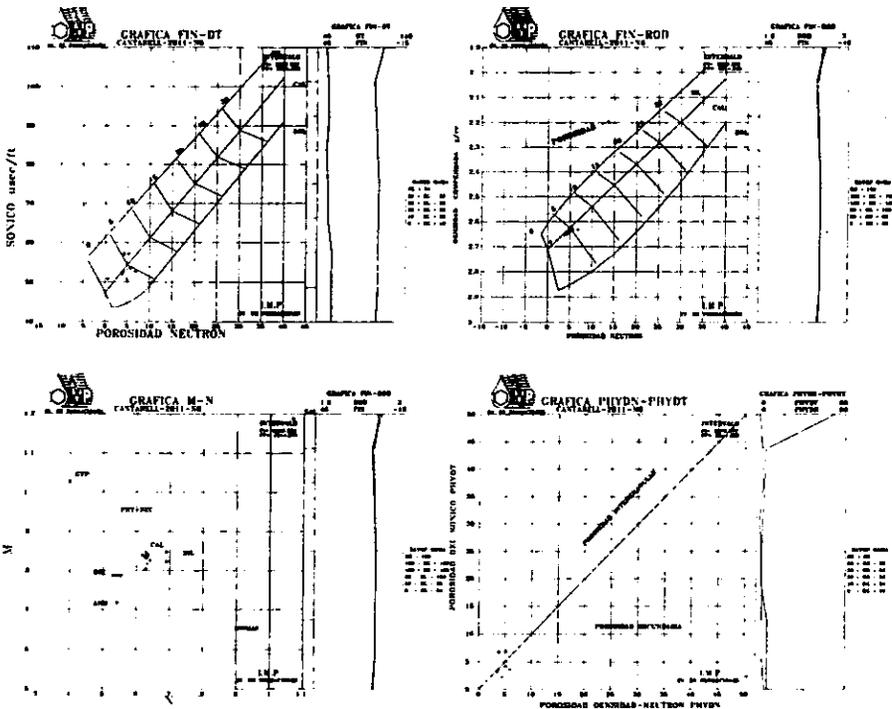


Figura III.41 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2011, núcleo No.6

C-2011

Núcleo No.7 (2920.0-2928.5)

Descripción Petrográfica	Profundidad (mbmr)	Porosidad (%)
Brecha de dolomía gris claro microcristalina fina, en partes compacta, en algunas partes muestra muchas cavernas de disolución.	2920.0	7
	2921.3	3
	2922.6	4
	2924.0	9

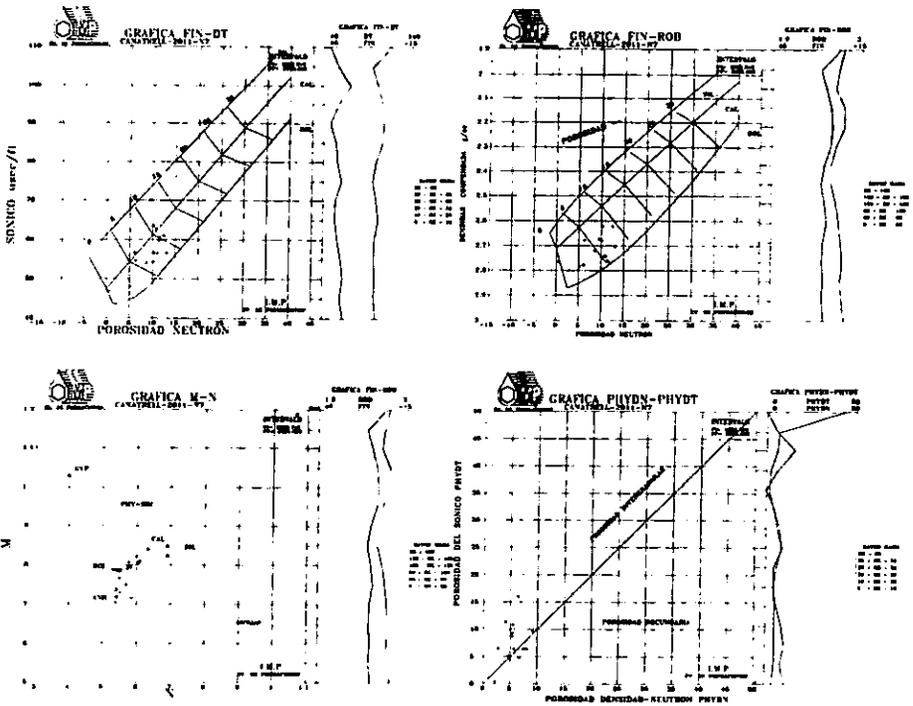


Figura III.42 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2011, núcleo No.7

C-2011

Núcleo No.8 (3038-3045)

Descripción Petrográfica	Profundidad (mbmr)	Porosidad (%)
Dolomía microcristalina blanca con abundantes micro y macro cavemas de disolución.	3038.0	6
	3039.6	7
	3041.2	7

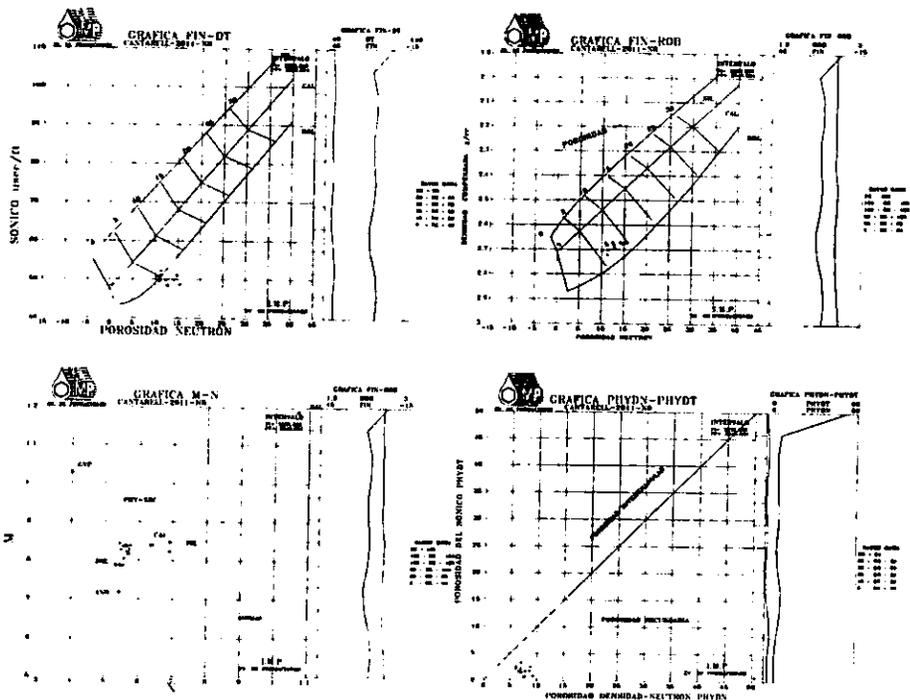


Figura III.43 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2011, núcleo No.8

C-2011

Núcleo No.9 (3145-3148)

Descripción Petrográfica	Profundidad	Porosidad
Dolomía cristalina con fracturas y cavernas de disolución, se observa aceite ligero en fracturas y cavernas.	(mbmr)	(%)
	3145.0	4
	3146.5	1

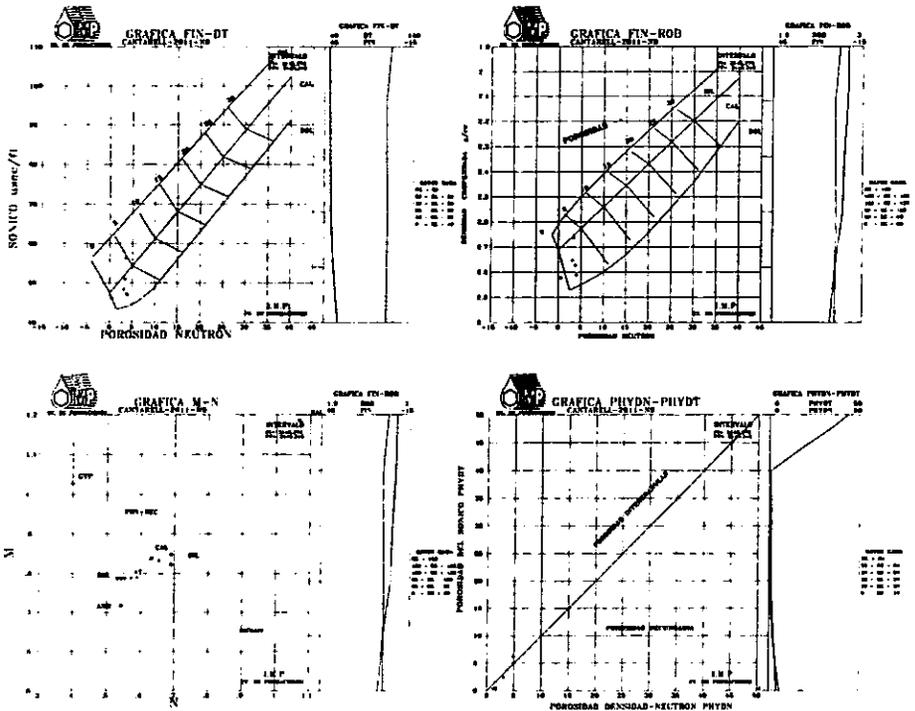


Figura III.44 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2011, núcleo No.9

C-2011

Núcleo No.11 (3324-3333)

Descripción Petrográfica	Profundidad (mbmr)	Porosidad (%)
PS: Dolomía café claro microcristalina a criptocristalina compacta y fracturada de aspecto brechoide.	3324	1
PM: Mudstone dolomitizado café claro criptocristalina compacto.	3325	1
PI: Dolomía gris oscuro criptocristalina compacta y fracturada	3326	1

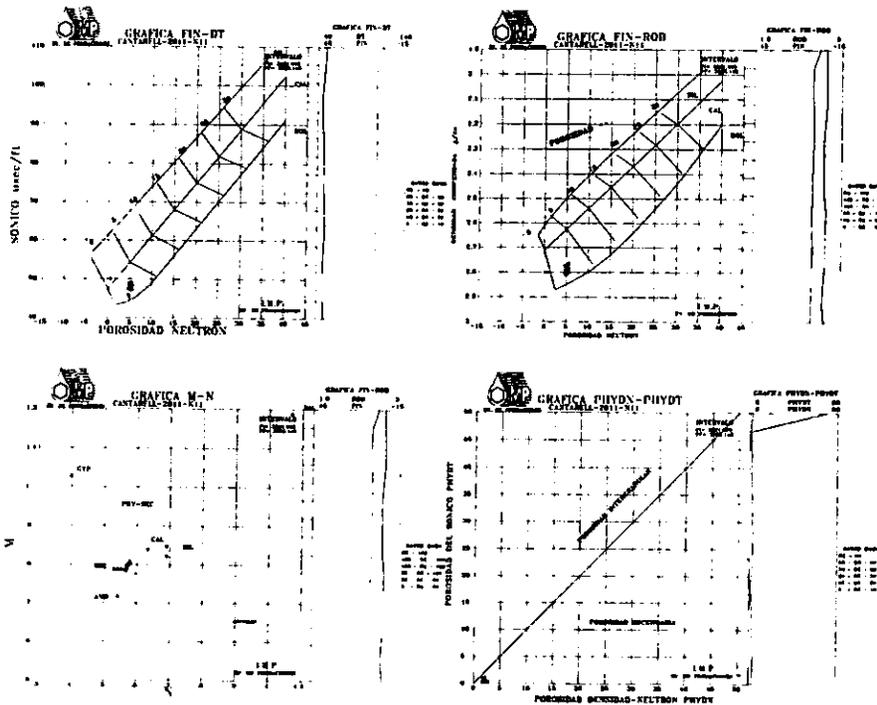


Figura III.45 Gráficas cruzadas y descripción petrográfica de C-2011, núcleo No.11

Litología	Pozo	Método	No. de Núcleo
Brecha calcárea dolomítica	ABK-74	FIN-ROB	1
	C-2239	FIN-ROB	3, 8
	C-2095	FIN-ROB	1
Caliza arcillosa, lutita y dolomía	ABK-74	FIN-ROB	2
Caliza dolomítica	ABK-74	FIN-ROB	3, 4
Caliza	C-2058	FIN-ROB	1
	C-2293	M-N	1
Dolomía	C-2058	FIN-ROB	2, 3, 5
	C-2239	FIN-ROB	2, 6, 9, 10, 11, 12, 14, 15
	C-2095	FIN-ROB	5, 9, 11
	C-2011	FIN-ROB	8, 9, 10, 11
Caliza arcillosa	C-2239	M-N	4
	C-2011	M-N	6
Dolomía arcillosa	C-2239	FIN-ROB	5
	C-2095	FIN-ROB	7
Dolomía calcárea	C-2239	FIN-ROB	13
	C-2095	FIN-ROB	3, 10
	C-2011	FIN-ROB	4, 5,
Lutita	C-2011	M-N	2
Lutita con dolomía	C-2011	M-N	3
Brecha dolomítica	C-2011	FIN-ROB	7

Tabla III-B. Correlación de gráficas cruzadas con la descripción petrográfica de núcleos dentro del análisis cualitativo

Litología	Pozo	Método	No. de Núcleo
Brecha calcárea dolomítica	ABK-74	FIN-ROB	1
	C-2239	FIN-ROB	8
		FIN-DT	3
	C-2095	FIN-ROB	1
Caliza arcillosa, lutita y dolomía	ABK-74	FIN-ROB	2
	C-2058	FIN-DT	4
Caliza dolomítica	ABK-74	FIN-ROB	3, 4
Caliza	C-2058	FIN-ROB	1
	C-2293	FIN-DT	1
Dolomía	C-2058	FIN-ROB	3, 5
	C-2239	FIN-ROB	6, 7, 9, 10, 11, 15
		FIN-DT	2
	C-2095	FIN-ROB	4, 9, 11
	C-2011	FIN-ROB	8, 10, 11
		FIN-DT	9
Caliza arcillosa	C-2239	FIN-ROB	4
	C-2011	FIN-DT	6
Dolomía arcillosa	C-2239	FIN-DT	5
	C-2095	FIN-ROB	7
Dolomía calcárea	C-2239	FIN-DT	13
	C-2095	FIN-ROB	3, 10
	C-2011	FIN-ROB	4, 5,
Lutita	C-2011	FIN-ROB	2
Lutita con dolomía	C-2011	FIN-ROB	3
Brecha dolomítica	C-2011	FIN-ROB	7

Tabla III.C. Correlación entre gráficas cruzadas y valores de porosidad de laboratorio de núcleos dentro del análisis cualitativo.

III.5 Resultados de la Correlación Cualitativa

Después de determinar qué método es el más conveniente de utilizar en determinadas litologías, y obtener la tabla de frecuencia de datos III-B, se obtuvieron histogramas, para tener una apreciación de la calidad de los métodos de interpretación en las litologías anteriormente señaladas. Esta descripción indica cualitativamente cuál de las gráficas cruzadas se adapta mejor a los diferentes grupos litológicos. Cabe mencionar que en algunos casos, ciertos núcleos fueron eliminados, debido a pequeñas anomalías en las lecturas de los registros, o bien, porque tanto la descripción litológica, las gráficas cruzadas y el intervalo del registro al núcleo correspondiente, diferían totalmente uno del otro. Es importante mencionar que esta descripción indica cualitativamente cuál de las gráficas cruzadas se adapta mejor a los diferentes grupos litológicos.

Gráfica FIN-ROB

La figura III.46 muestra el resultado del análisis cualitativo sobre la gráfica FIN-ROB con una ocurrencia de 34 núcleos de 46. Este histograma tiene por litología principal una Dolomía con un contenido de 18 muestras; pero, en general, se observa que las litologías de dolomía, dolomía con bajo contenido de arcillas y litologías con alto predominio de dolomitización son las más frecuentes en este tipo de gráfica. Por otro lado, en el análisis que se realizó con los valores de porosidad de laboratorio y las gráficas cruzadas FIN-DT y FIN-ROB, resulta ser, precisamente este último tipo de gráfica la que establece frecuentemente correlación con la porosidad. Esta frecuencia de correlación es posible conocerla por medio de la figura III.47, en donde 32 núcleos de los 46 núcleos analizados son los que se clasifican por media de esta gráfica.

Gráfica M-N

En este análisis la ocurrencia de núcleos que caen dentro de este tipo de gráfica consistió en sólo 6 de los 46 núcleos recopilados, debido a que M-N acentúa la presencia de arcilla, y el contenido de esta en la mayoría de las muestras suele ser baja, dicho análisis se presenta en

la figura III.48. Para este método de interpretación la litología predominante es la caliza. Recordemos que esta gráfica puede no ser confiable debido a que cuando el registro sísmico se encuentra ante zonas muy fracturadas y/o con cavernas de disolución sus lecturas suelen ser anómalas; sin embargo, es uno de los métodos con mayor relevancia dentro de la interpretación de registros. Este aspecto está relacionado en forma directa con el fenómeno de salto de ciclo, el cual se acentúa en formaciones de tipo vulgular.

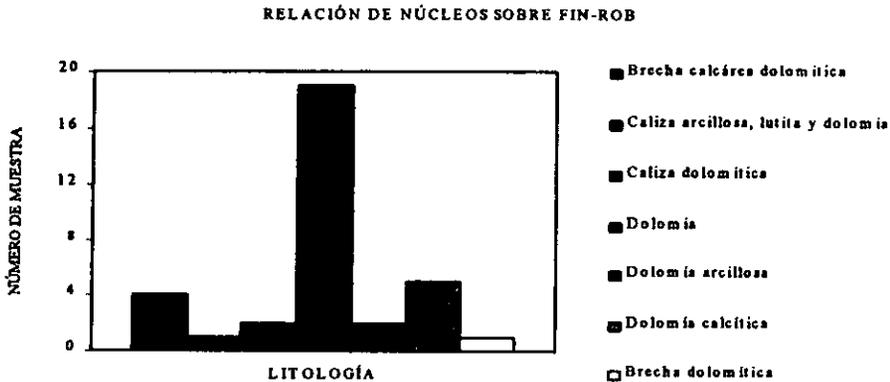


Figura III.46 Análisis cualitativo sobre núcleos mediante el método FIN-ROB

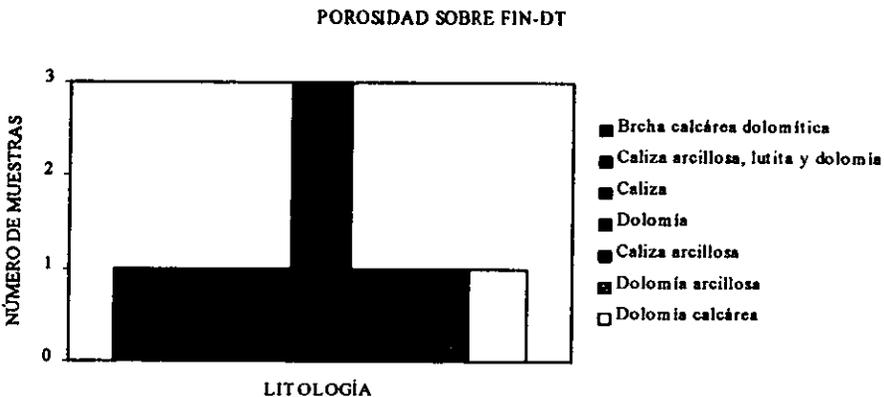


Figura III.47 Análisis cualitativo sobre núcleos mediante el método FIN-ROB

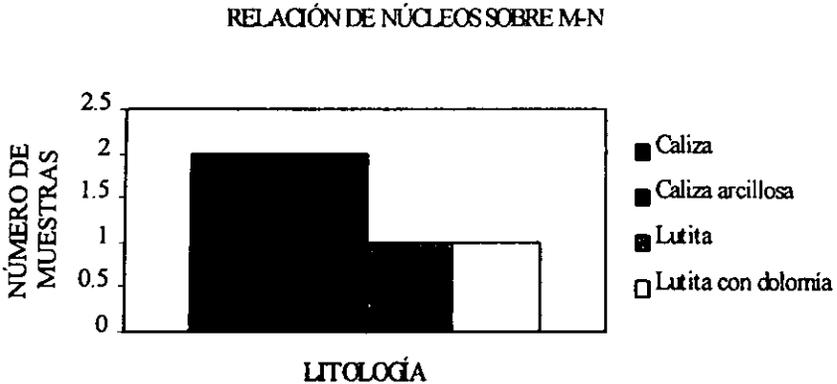


Figura III.48 Análisis cualitativo sobre núcleos mediante el método M-N

Gráfica FIN-DT

La figura III.49 muestra que en 27 núcleos de los 46 existió semejanza entre la descripción petrográfica y la información proporcionada por la gráfica FIN-DT; sin embargo, esta gráfica presenta un pequeño grado de desconfianza, ya que, como se sabe, la herramienta sónica en ocasiones es inestable en zonas muy fracturadas y/o cavernosas, proporcionando datos alterados; sin embargo esta gráfica es de ayuda en la interpretación de litologías. Con relación al análisis de porosidad con la gráfica FIN-DT se tiene la figura III.50 en la cual se observa que solo 9 núcleos de los 46 núcleos observados son en los que existe una correlación entre los valores de porosidad y la porosidad dada por este tipo de gráfica.

Gráfica PHYDN-PHYDT

Se utiliza para verificar la porosidad secundaria del núcleo con respecto a la descripción del laboratorio del mismo. Se le considera en la interpretación conjuntamente con la gráfica FIN-ROB. La figura III.51 muestra 33 núcleos de 46 que concordaron con la descripción petrográfica en relación de la porosidad secundaria (fracturas, cavernas de disolución, etc.)

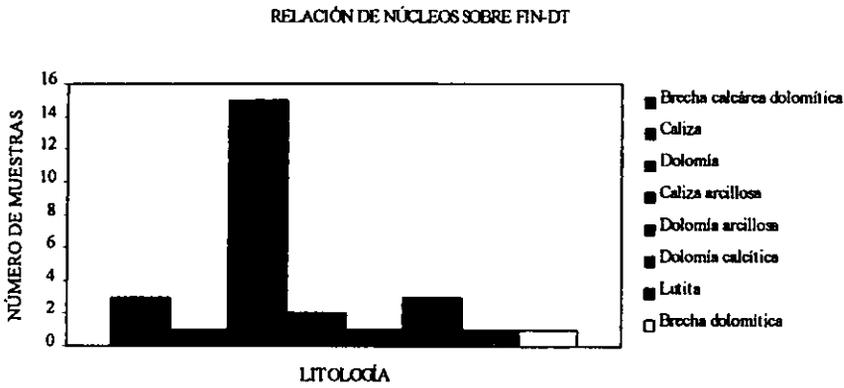


Figura III.49 Análisis cualitativo sobre núcleos mediante el método FIN-DT

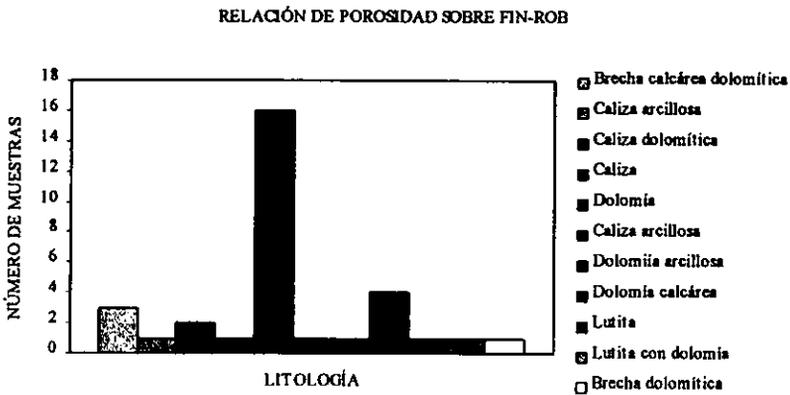


Figura III.50 Análisis cualitativo sobre núcleos mediante el método FIN-DT

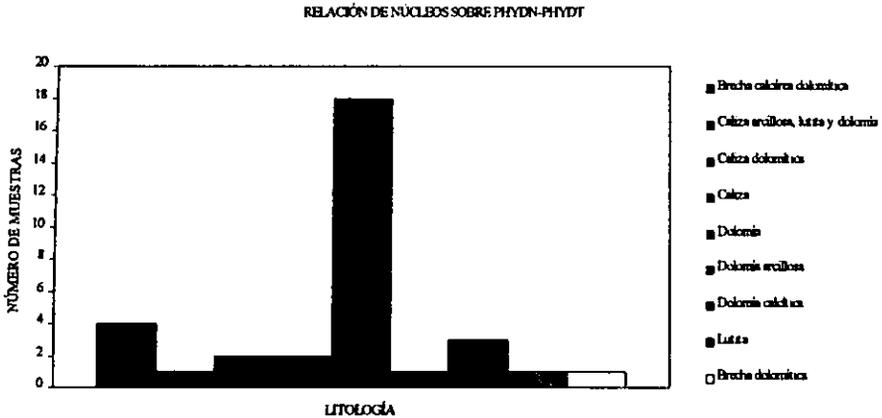


Figura III.51 Análisis cualitativo sobre nucleos mediante el método PHYDN-PHYDT

Discusión de Resultados

Se puede mencionar que las tres gráficas mineralógicas son seguras dentro de las litologías que fueron descritas en las figuras, sin embargo la gráfica FIN-ROB resulta ser la más confiable para determinar el contenido mineralógico de una formación por la alta frecuencia de núcleos que respetan la descripción petrográfica en ella, además de saber que esta gráfica fue diseñada para formaciones libres de arcilla, y la mayoría de los núcleos se encuentran en este caso.

Las gráficas adicionales mostraron un buen nivel de correlación, sin embargo no obtuvieron el mismo valor de confianza.

En el caso de la porosidad, fue también la gráfica FIN-ROB la que tuvo más frecuencia de correlación entre estos valores y las gráficas cruzadas. Sin embargo, cabe señalar que la gráfica FIN-DT también presentó muy buenos resultados y en algunos casos igual a los

obtenidos por la gráfica FIN-ROB, solo que se escogió esta última por tener una definición más clara.

III.6 Correlación Cuantitativa

Para el caso cuantitativo, el análisis se inició aplicando por medio de un lenguaje de programación los métodos de interpretación FIN-ROB, M-N y MID-PLOT a las distintas muestras de los pozos anteriormente señalados.

FIN-ROB

Como se observó con anterioridad, el método FIN-ROB se constituye por la combinación de los registros Densidad y Neutrón para obtener el valor de la porosidad en una formación. El método se utiliza principalmente para formaciones que se encuentren libres de arcilla y contenido de gas y aire. En formaciones con un alto contenido de dolomita, cuarzo y calcita el método proporciona buenos resultados.

M-N

El método se basa en la combinación de los registros de porosidad por medio de las siguientes expresiones las cuales ya se estudiaron en el capítulo II:

$$M = (\Delta t_f - \Delta t_{ma}) / (\rho_{ma} - \rho_f) * 0.01 \quad \text{II.1}$$

$$N = [(\phi_N)_f - (\phi_N)_{ma}] / [\rho_{ma} - \rho_f] \quad \text{II.2}$$

Donde el factor 0.01 es introducido arbitrariamente para hacer compatible el valor de M con N,

Δt_f es el tiempo de tránsito en el fluido,

Δt_{ma} es el tiempo de tránsito en la matriz aparente,

ρ_{ma} es la densidad de la matriz aparente,

ρ_f es la densidad del fluido,

$(\phi_N)_f$ es la porosidad neutrón del fluido,

$(\phi_N)_{ma}$ es la porosidad neutrón de la matriz aparente.

MID-PLOT

Por medio de la Densidad aparente y el tiempo de tránsito de matriz aparente el método calcula la mineralogía de la formación así como la identificación de la porosidad secundaria. Su funcionamiento se asemeja al del método M-N, y conjuntamente contrarrestan el efecto causado por el yeso y el azufre.

Al aplicar los métodos mediante determinadas rutinas de programación se obtuvieron los procesados de los núcleos que se muestran en las figuras III.52 a III.60, las cuales contienen el tipo de litología asignada por cada uno de los métodos: FIN-ROB, M-N y MID-PLOT.

Esta información litológica fue comparada con la descripción petrográfica de laboratorio tal y como se realizó en la etapa III.4 de este capítulo; de esta manera fue posible obtener un método de interpretación que concordara con dicha información. Cumpliendo, de esta manera, con el objetivo de establecer cuál de ellos tiene una respuesta clara en determinada mineralogía. La tabla III.D contiene las diversas litologías, así, como el método que tuvo correspondencia con la descripción petrográfica de cada núcleo.

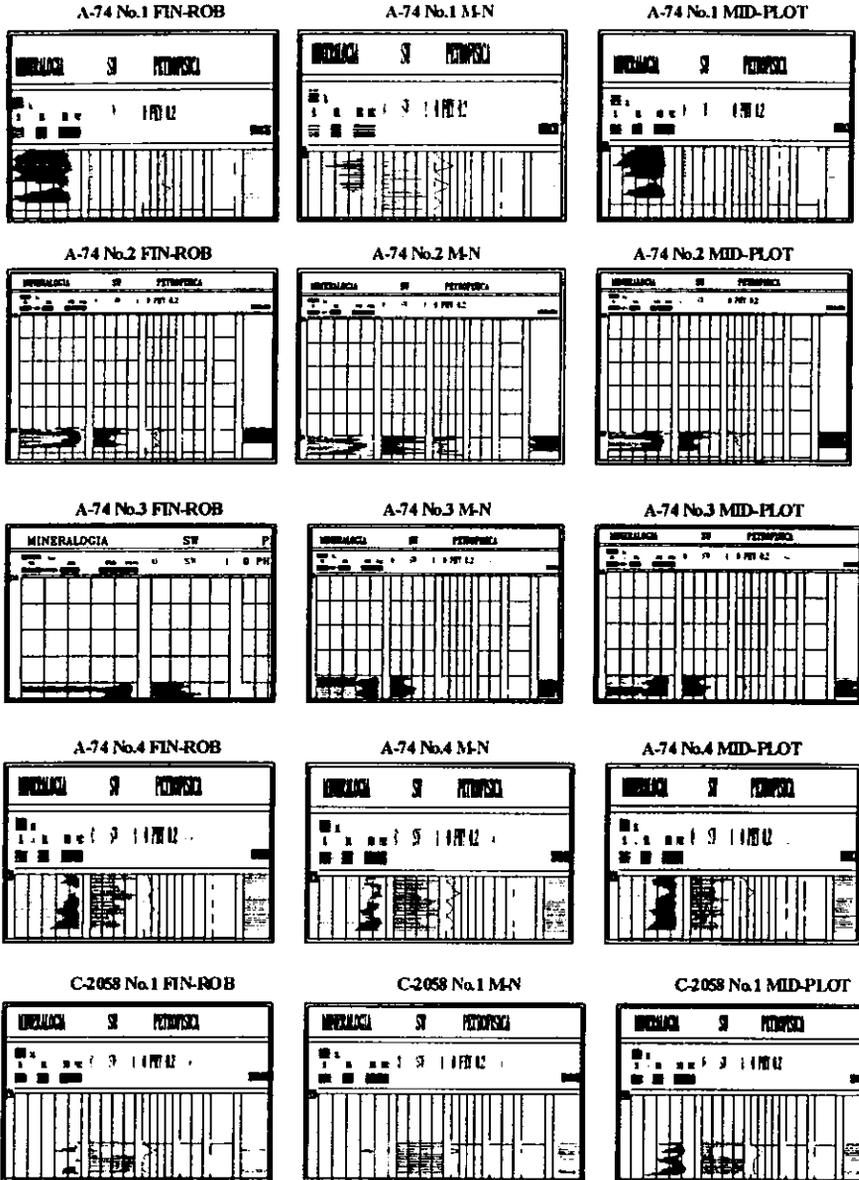


Figura III.52 Procesado de micleos de los pozos A-74 y C2058 por medio de los métodos de interpretación FIN-ROB, M-N y MID-PLOT

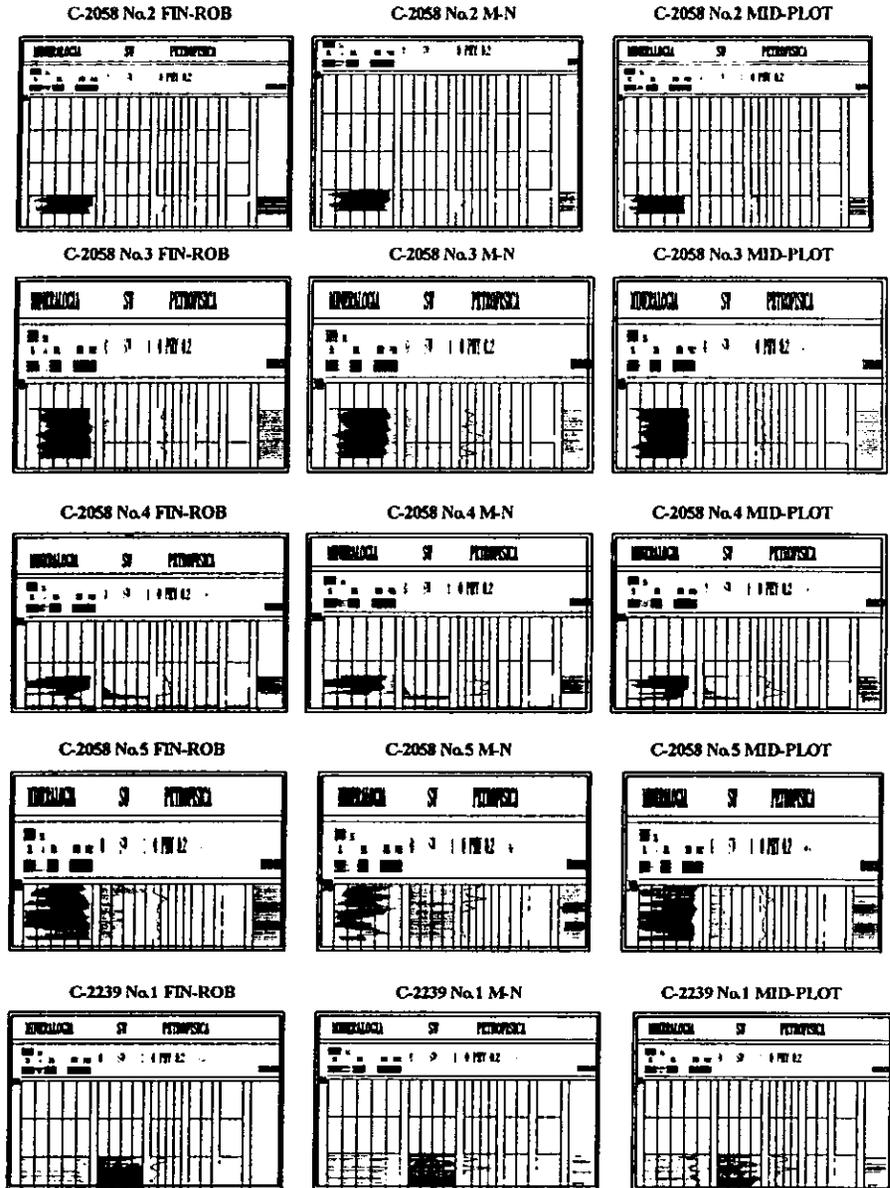


Figura III.53 Procesado de nucleos de los pozos C2058 y C-2239 por medio de los métodos de interpretación FIN-ROB, M-N y MID-PLOT

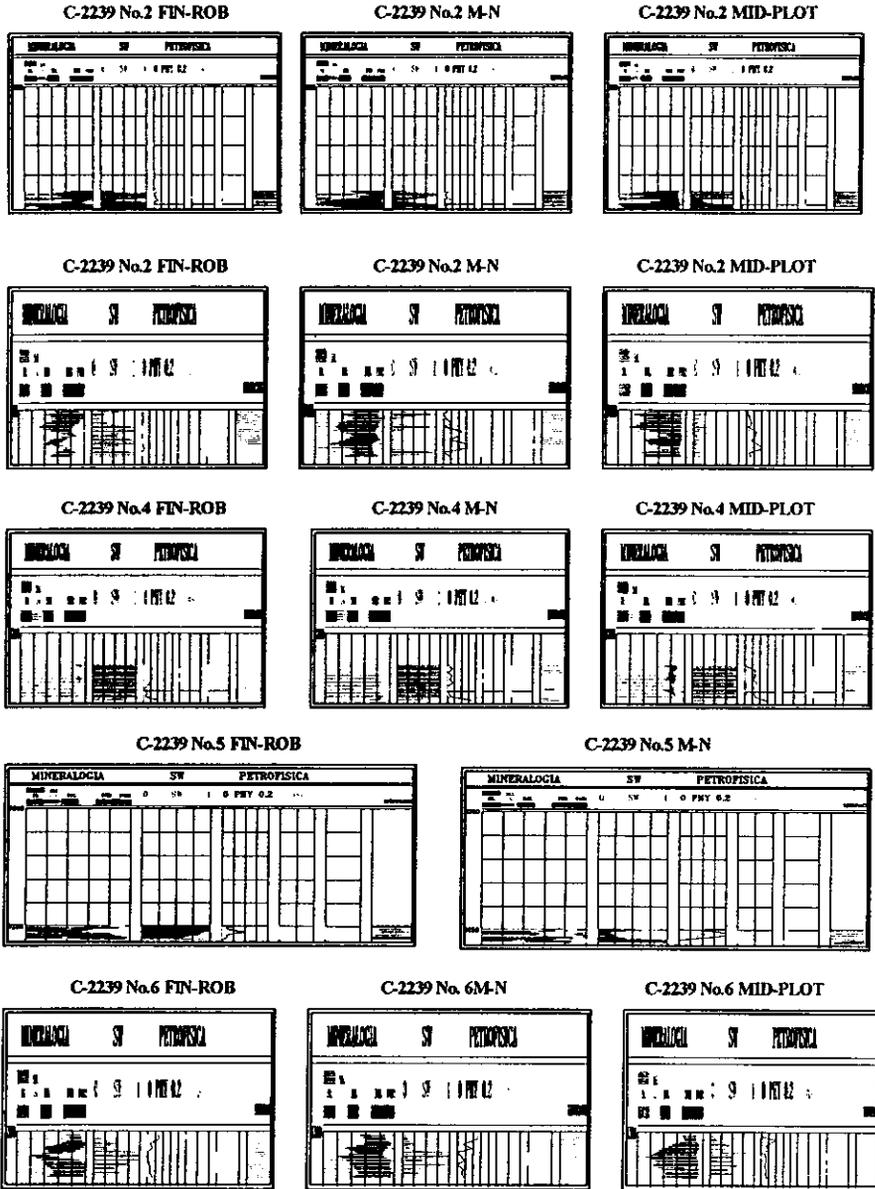


Figura III.54 Procesado de núcleos del pozo C-2239 por medio de los métodos de interpretación FIN-ROB, M-N y MID-PLOT

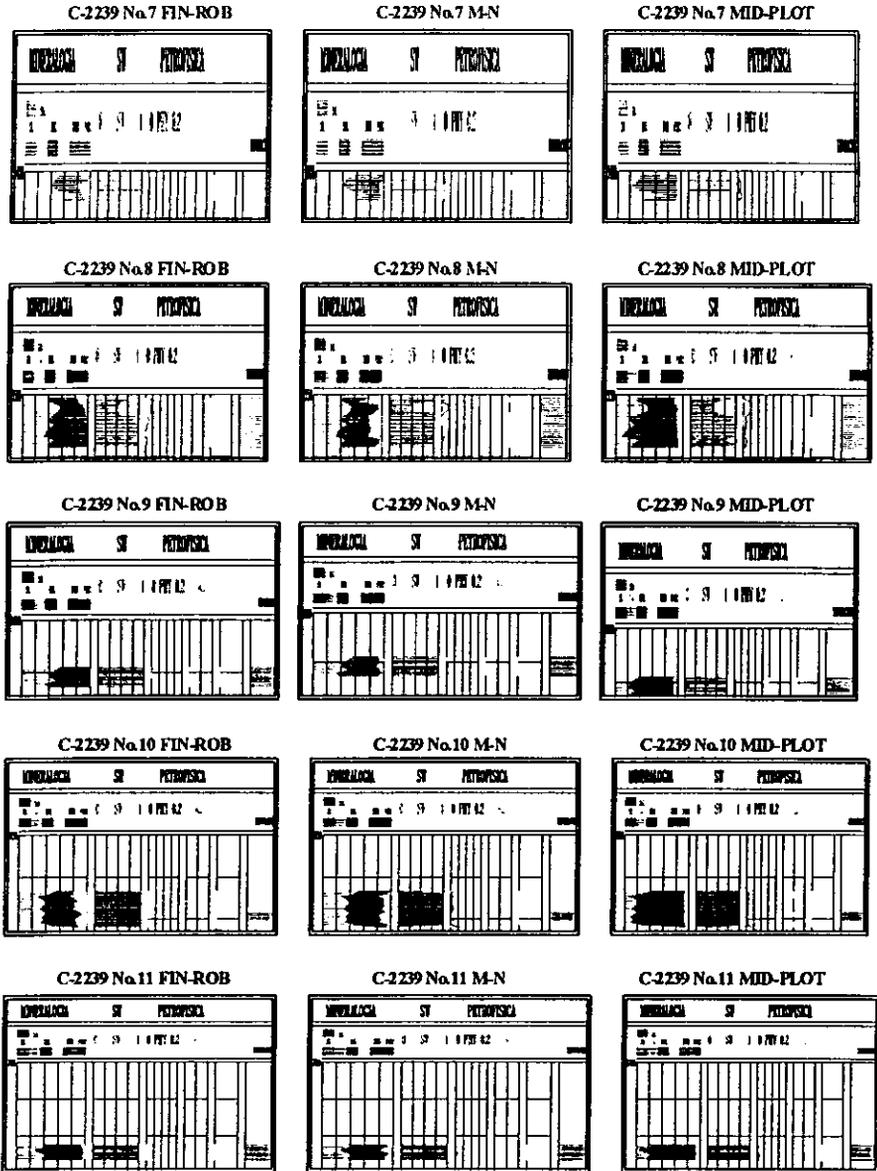


Figura III.55 Procesado de núcleos del pozo C-2239 por medio de los métodos de interpretación FIN-ROB, M-N y MID-PLOT

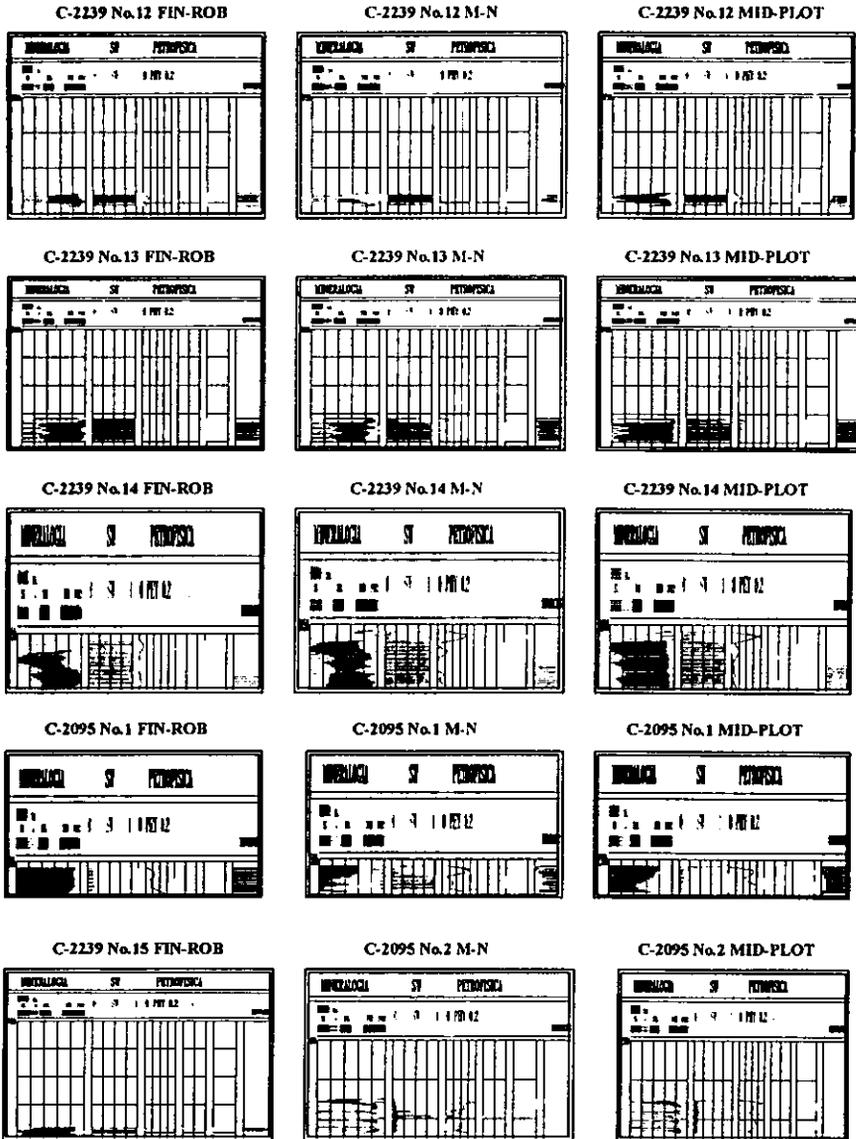


Figura III.56 Procesado de núcleos de los pozos C-2239 y C-2095 por medio de los métodos de interpretación FIN-ROB, M-N y MID-PLOT

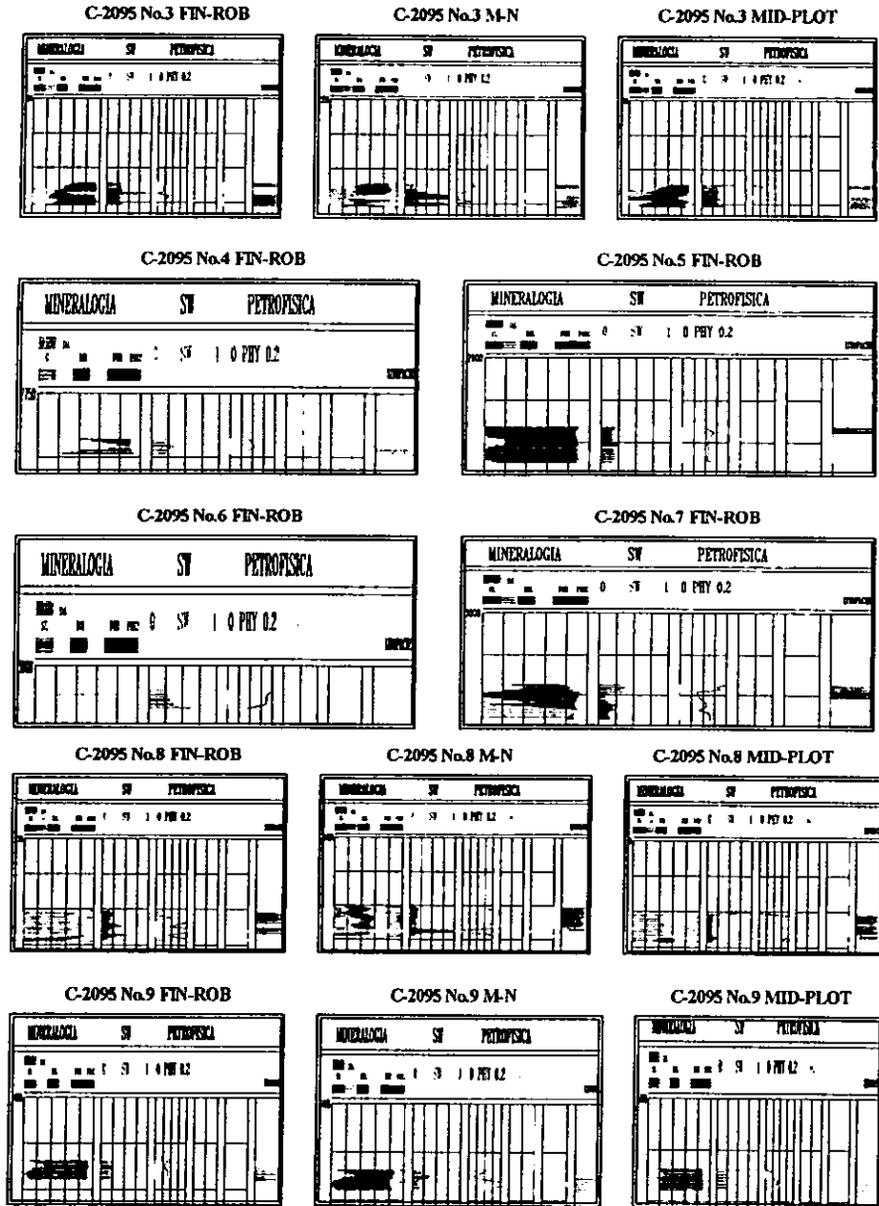


Figura III.57 Procesado de nucleos del pozo C-2095 por medio de los métodos de interpretación FIN-ROB, M-N y MID-PLOT

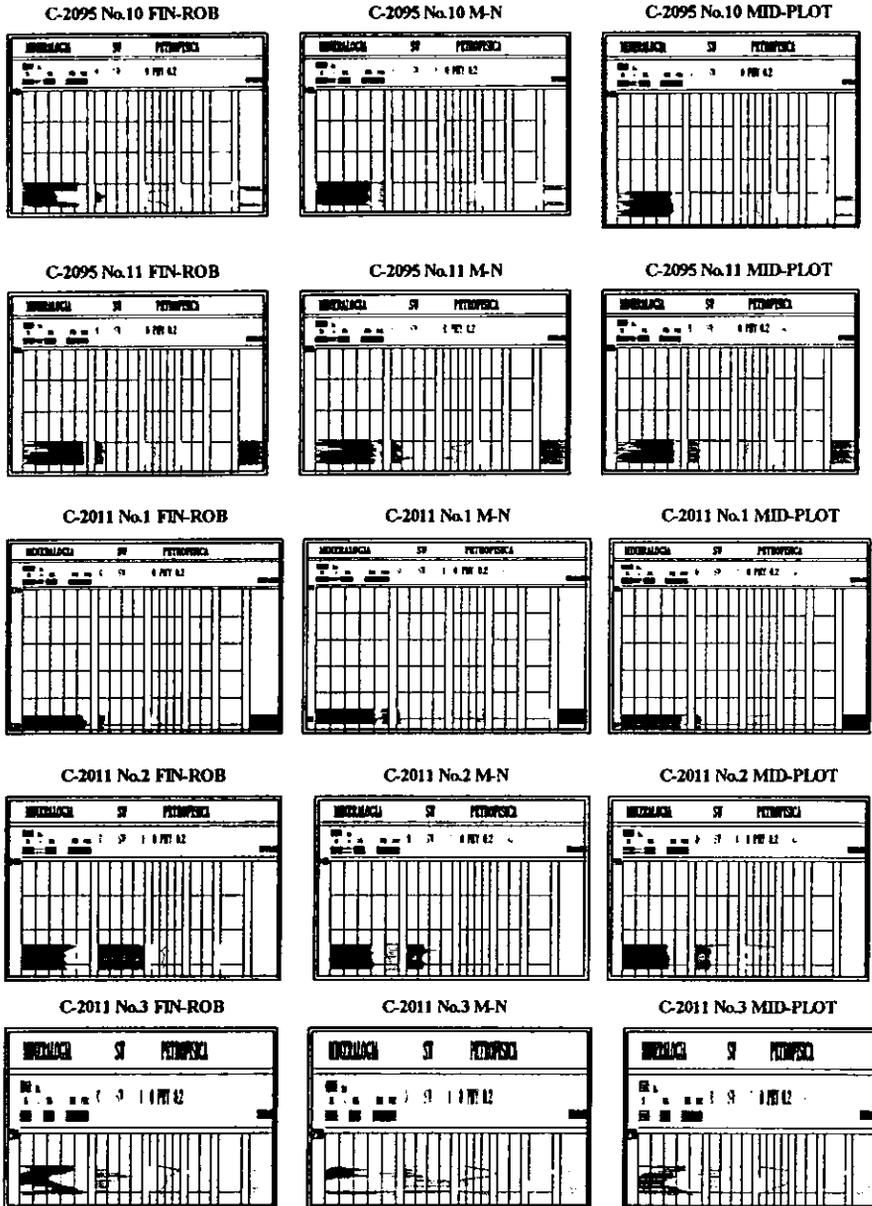


Figura III.58 Procesado de núcleos de los pozos C-2095 y C-2011 por medio de los métodos de interpretación FIN-ROB, M-N y MID-PLOT

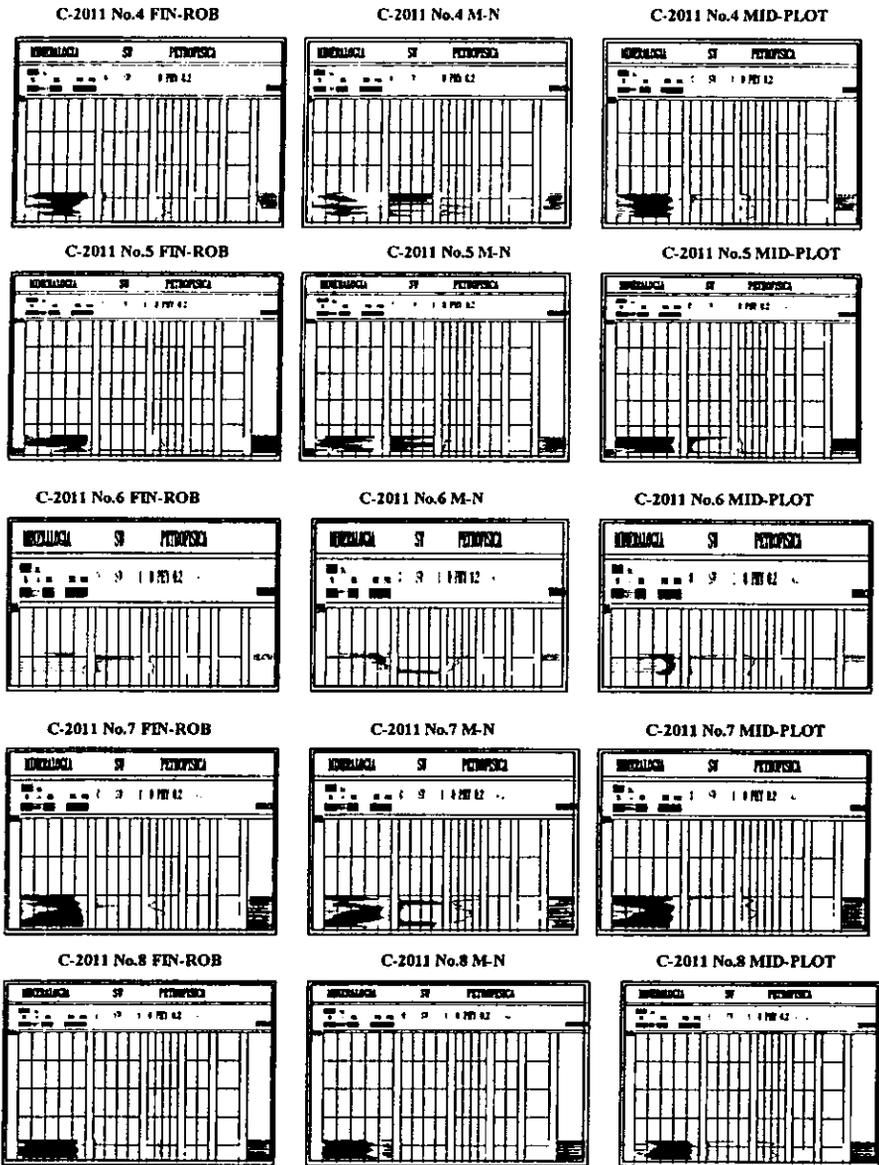


Figura III.59 Procesado de núcleos del pozo C-2011 por medio de los métodos de interpretación FIN-ROB, M-N y MID-PLOT

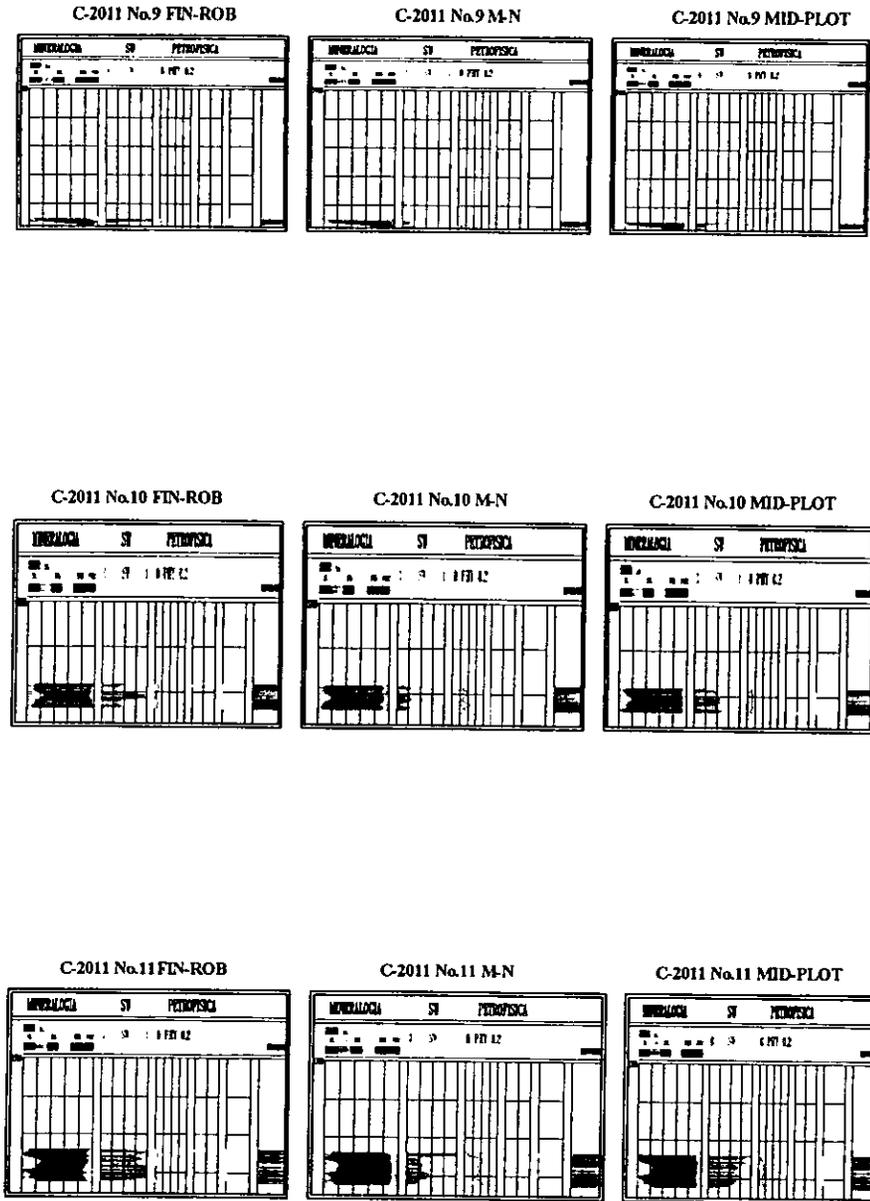


Figura III.60 Procesado de núcleos del pozo C-2011 por medio de los métodos de interpretación FIN-ROB, M-N y MID-PLOT

Brecha calcárea dolomítica	ABK-74	M-N	1
		FIN-ROB	2
	C-2239	MID-PLOT	3, 8
	C-2095	MID-PLOT	1
Caliza arcillosa, lutita y dolomía	ABK-74	FIN-ROB	4
Caliza dolomítica	ABK-74	FIN-ROB	3, 4
Caliza	C-2058	M-N	1
	C-2293	FIN-ROB	1
Dolomía	C-2058	FIN-ROB	3, 5
		MID-PLOT	2
	C-2239	FIN-ROB	9, 15
		M-N	2
		MID-PLOT	6, 7, 10, 11, 12, 14
	C-2095	FIN-ROB	4, 5, 9, 11
		M-N	8
	C-2011	M-N	1
		MID-PLOT	8, 9, 10, 11
	Caliza arcillosa	C-2239	FIN-ROB
C-2011		FIN-ROB	6
Dolomía arcillosa	C-2239	FIN-ROB	5
	C-2095	FIN-ROB	7
Dolomía calcárea	C-2239	FIN-ROB	13
	C-2095	FIN-ROB	3
		MID-PLOT	10
	C-2011	MID-PLOT	4, 5
Lutita	C-2011	FIN-ROB	2
Lutita con dolomía	C-2011	FIN-ROB	3
Brecha dolomítica	C-2011	MID-PLOT	7

Tabla III-D Correlación de procesados con la descripción petrográfica de núcleos dentro del análisis cuantitativo

III.7 Resultados de la Correlación Cuantitativa

De igual forma que en la sección III.4, los resultados son analizados por medio de histogramas en base a cada uno de los métodos de interpretación. En algunas muestras no fue posible aplicar los métodos M-N y MID-PLOT, ya que la curva Δt no aparecía en el registro. A continuación se muestra el análisis de cada histograma.

Método FIN-ROB

Como se puede ver en la figura III.61 el método de interpretación FIN-ROB se presenta en 10 de las 12 litologías establecidas anteriormente con un número total de 21 núcleos, en los cuales se presentó una correspondencia entre la descripción petrográfica y la aplicación de los tres métodos a las muestras. La litología que contiene el mayor número de muestras tratadas bajo este método es la dolomía, tal y como se mostró con este método en la sección del análisis de resultados cualitativo.

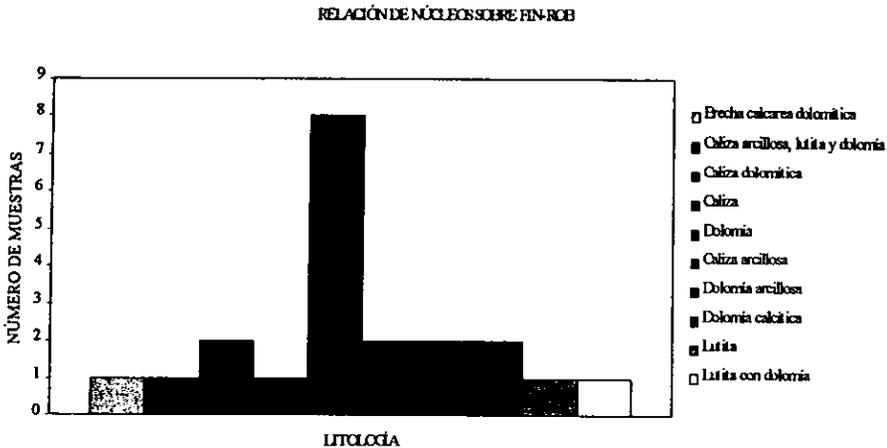


Figura III.61 Análisis cuantitativo sobre núcleos mediante el método FIN-ROB

Método M-N

En la figura III.62 se tienen el número de muestras que procesadas con los tres métodos de interpretación tuvieron una compatibilidad con la descripción petrográfica mediante el método M-N. El número de muestras es muy bajo, el cual corresponde a 5, y esto es debido a que el método tiende a acentuar el contenido de arcillosidad con respecto a los otros dos métodos, sin embargo, sus resultados son cercanos de la descripción petrográfica.

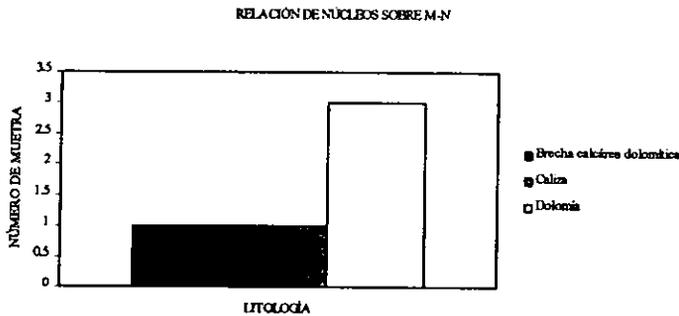


Figura III.62 Número de núcleos procesados con el método M-N

Método MID-PLOT

La litología que contiene el mayor número de muestras es la dolomía en la figura III.63 en donde el método MID-PLOT fue el que presentó similitud con respecto a la descripción petrográfica de los núcleos. En la sección del análisis de resultados cualitativos, podemos observar que para este tipo de litología el método apropiado fue el FIN-ROB, sin embargo para el caso cuantitativo, el método que es seleccionado es el MID-PLOT, por lo que podemos decir que este resultado se debe a que el MID-PLOT tiende a aumentar el contenido de dolomita en la interpretación, así como el caso de la arcilla en algunas muestras. El número de muestras con una buena resolución por este método son 18 de 46.

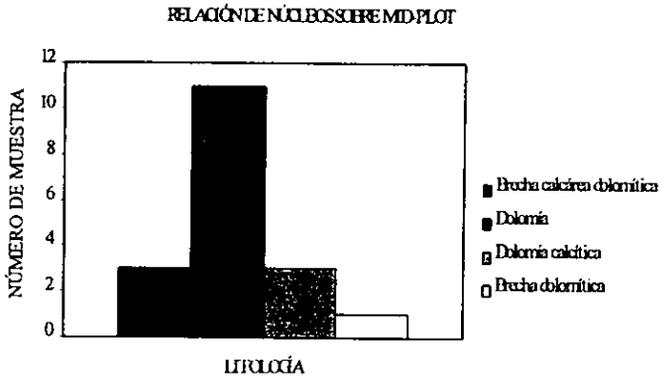


Figura III.63 Número de nucleos procesados con el método MID-PLOT

III.8 Discusión General de Resultados

En esta sección se presenta una discusión de los resultados obtenidos, al aplicar diversos métodos de interpretación en litologías complejas de carbonatos.

De la comparación de resultados del procesamiento contra los datos de las descripciones de núcleos, se determina que el método FIN-ROB es el que representa mejor correlación en forma cualitativa. Para la aplicación de esta técnica de interpretación se utiliza en conjunto con la herramienta de radioactividad para identificar los intervalos arcillosos.

Con respecto a las técnicas de tipo cuantitativo se puede notar que los modelos M-N y MID-PLOT proporcionan valores similares; sin embargo, las formaciones estudiadas suelen presentar porcentajes variables de minerales arcillosos, los que dificultan en forma importante la evaluación precisa de los minerales principales.

En particular el método MID-PLOT tiende a enfatizar el porcentaje de dolomita en las formaciones; de tal forma que es buena opción para el caso de formaciones dolomitizadas, sin embargo exagera este porcentaje en unidades calcáreas.

Sin embargo, debido a el mayor número de núcleos que se determinaron por medio de la gráfica FIN-ROB (21 núcleos de 46) en el análisis cuantitativo, se determina esta como la más confiable en estudios de interpretación.

En general, como se pudo observar, tanto el análisis cualitativo y cuantitativo de la descripción petrográfica contra las gráficas cruzadas y con resultados del procesamiento de los registros, el método que se sugiere que correlaciona o concuerda con dicha descripción petrográfica es por FIN-ROB.

También, para el caso de la correlación de porosidad con las gráficas cruzadas en el caso de la interpretación cualitativa, fue la gráfica FIN-ROB la que destacó con mejores resultados dentro dicho análisis.

Entonces, se considera que una buena alternativa para evaluar en forma cuantitativa los registro de pozos, es la que pasa por la técnica numérica propuesta por la respuesta física de las herramientas, al aplicar el siguiente modelo:

$$X = \phi X_r + \sum V_i X_i \quad \text{III.3}$$

Donde X es una de las herramientas de porosidad,

X_r es el parámetro del fluido en la herramienta X,

X_i es el parámetro de matriz del mineral i.

Las herramientas mínimas a emplear incluyen la combinación FIN-ROB. Y se tratará de hacer ajustes convenientes al modelo para determinar el porcentaje de los minerales y realizar por consecuencia una evaluación precisa de la porosidad.

CAPÍTULO IV

DESARROLLO DE METODOLOGÍAS DE INTERPRETACIÓN

En esta sección se presenta un resumen de la metodología desarrollada para el estudio de litologías complejas, en la cual se busca aplicar un procedimiento de tipo cuantitativo que permita obtener porcentajes de minerales y de porosidad total de una formación. El método propuesto se encuentra establecido para formaciones carbonatadas, por lo cual la combinación mineralógica establecida es de tipo dolomita-calcita-lutita, ya que dicha combinación es la de mayor ocurrencia en las formaciones de México.

El método propuesto se encuentra fundamentado en la respuesta física de las herramientas de porosidad en el que se trata de hacer modificaciones necesarias para encontrar una mejor determinación de parámetros litológicos y petrográficos. Este método utiliza la solución de un sistema lineal de ecuaciones presentado en las ecuaciones II.5 a II.8 del Capítulo II. La solución de este sistema de ecuaciones puede arrojar condiciones numéricas diferentes de las condiciones físicas, por lo cual es necesario plantear un sistema gráfico y analizar su respuesta. Para ello se toma en consideración el triángulo litológico en donde los puntos de coordenadas M y N pueden caer dentro de dicho triángulo.

Bajo esta condición, la solución del sistema numérico es modificada, de tal forma que se plantea una solución de tipo gráfico, basada en la respuesta de la gráfica M-N del método de Lito-Porosidad.

Se plantea una solución en litologías complejas, en donde se desea obtener el volumen de al menos tres componentes mineralógicos y la porosidad total. De tal forma que la combinación escogida incluye combinaciones de dolomita, calcita y lutita. Siendo esta la combinación más frecuente en el caso de las formaciones carbonatadas en México.

Los ejemplos siguientes hacen referencia a una combinación de este tipo y será utilizado en forma exhaustiva para discutir resultados obtenidos.

Como se estudió en el Capítulo II en relación con éste método, existen variadas combinaciones de datos, en que los valores M-N suelen situarse fuera del triángulo litológico; es decir, lo normal sería que la distribución de puntos se encuentre contenida dentro de un triángulo litológico tal y como se muestra en la figura IV.1. Sin embargo, hay casos en que la distribución de los puntos suele caer en el exterior del triángulo como se puede ver en la figura IV.2, donde se presentan diferentes casos de la distribución de puntos.

Esta representación gráfica se relaciona con los resultados que se obtienen en forma numérica, ya que al inicio del proceso, solo los puntos que se encuentren dentro del los triángulos de litología tendrán una solución de la forma:

$$0 \leq V_i \leq 1, 0 \leq \phi \leq 1$$

Para los puntos fuera del triángulo litológico se presentan soluciones modificadas del sistema de ecuaciones en las cuales:

$$\sum V_i + \phi = 1 \quad \text{IV.1}$$

Pero sin embargo:

$$V_i < 0 \text{ ó } V_i > 1$$

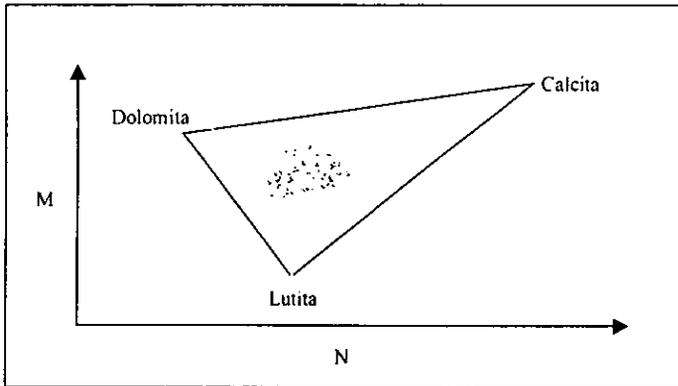


Figura IV.1 Gráfica M-N.

IV.1 Distribución de puntos localizados en el exterior del triángulo litológico

En la siguiente sección se presenta una descripción detallada de las diferentes condiciones que existen para los casos en donde los puntos se encuentran fuera de los triángulos de litología.

Caso A. El caso A como se ve en la figura VI.2, es en donde la distribución de puntos cae dentro del triángulo litológico, lo que implica la existencia de los tres minerales en la composición mineralógica, es decir:

Si $m_1 = \text{dolomita}$, $m_2 = \text{calcita}$ y $m_3 = \text{lutita}$,

Se tiene:

$$0 \leq V_{\text{dol}} \leq 1,$$

$$0 \leq V_{\text{cal}} \leq 1,$$

$$0 \leq V_{\text{lut}} \leq 1.$$

Donde: V_{dol} = volumen de dolomita,

V_{cal} = volumen de calcita,

V_{lut} = volumen de lutita.

Caso B. En el caso B, únicamente se tiene el contenido de dos minerales (m_2 y m_3), por lo tanto los puntos estarán situados en la parte externa del triángulo, como se muestra en la figura IV.2.

Entonces:

$$V_{\text{dol}} \leq 0,$$

$$0 \leq V_{\text{cal}} \leq 1,$$

$$0 \leq V_{\text{lut}} \leq 1.$$

Caso C. Para este caso existe una indeterminación para el volumen de calcita, de tal forma que:

$$V_{\text{cal}} \leq 0,$$

$$0 \leq V_{\text{dol}} \leq 1,$$

$$0 \leq V_{\text{lut}} \leq 1.$$

Caso D. En el caso D, se presenta una inconsistencia con el mineral m_3 representado por la lutita, ya que los resultados que se presentan son del tipo:

$$V_{\text{lut}} \leq 0,$$

$$0 \leq V_{\text{dol}} \leq 1,$$

$$0 \leq V_{\text{cal}} \leq 1.$$

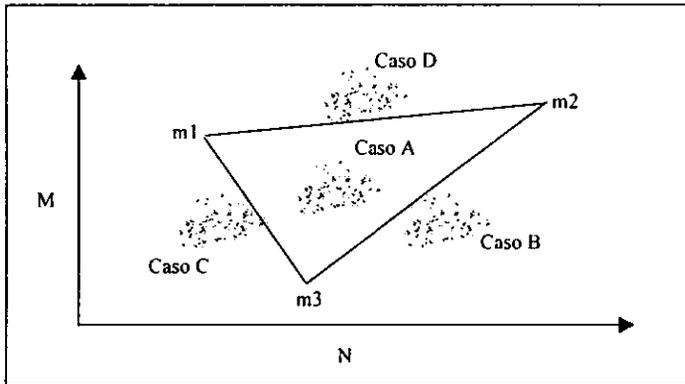


Figura IV.2 Se muestra los cuatro casos de la distribución de puntos con respecto al triángulo litológico.

Como se mencionó anteriormente, en los casos donde solo existen dos minerales la distribución de puntos en un triángulo litológico puede estar localizada en el exterior de él, implicando que el cálculo de volumen para cada mineral sea negativo, y como consecuencia ocasiona en la ecuación volumétrica que la suma de los volúmenes conjuntamente con la porosidad sea mayor a la unidad, lo que resulta ilógico, ya que un volumen no puede ser mayor a 1, ni mucho menos negativo.

A fin de dar una posición adecuada a dichos puntos dentro del triángulo litológico, y por lo tanto no obtener volúmenes negativos ni mayores a uno, se han realizado diferentes programas de cómputo basándose en diversas alternativas que pasan por el cálculo del volumen de arcilla y de los parámetros M y N, mediante la utilización del lenguaje de programación FORTRAN77.

VI.2 Programa 1

Diversos problemas han sido detectados para la aplicación del Método de Litoporosidad, específicamente para las formaciones carbonatadas en México. El principal problema se

relaciona al contar con una mala identificación de los intervalos arcillosos y una tendencia a sobrestimar este volumen. La causa principal de este problema se relaciona con la presencia de cavidades de disolución, las cuales tienen valores similares en cuanto a densidad y tiempo de tránsito con los parámetros característicos de las arcillas. Por ésta razón, se plantea un método alternativo de solución.

El primer programa calcula el contenido de arcilla V_{cl} , utilizando la curva de Rayos Gamma Corregido RGC; sin embargo, en ocasiones este tipo de curva no se encuentra disponible en los pozos perforados, por lo cual se utiliza la curva de Rayos Gamma RG, mediante la siguiente expresión:

- Con la curva RGC

$$V_{cl} = (RGC - RGC_{\min}) / (RGC_{\max} - RGC_{\min}) \quad IV.2$$

- Con la curva RG:

$$V_{cl} = (RG - RG_{\min}) / (RG_{\max} - RG_{\min}) \quad IV.3$$

$$\text{Si } 0 \leq V_{cl} \leq 1.$$

Donde RGC es la lectura del registro rayos gamma corregido en el punto de interés,
RGC_{mín} es el valor mínimo de rayos gamma corregido en la zona libre de arcillas,
RGC_{máx} es el valor máximo de rayos gamma corregido en la zona de lutitas,
RG es la lectura del registro rayos gamma en el punto de interés,
RG_{mín} es el valor mínimo de rayos gamma en la zona libre de arcillas,
RG_{máx} es el valor máximo de rayos gamma en la zona de lutitas.

La forma de evaluar V_{cl} implica la discretización de la columna de estudio en intervalos significativos, para ello se utiliza la combinación resistividad-radioactividad para localizar los intervalos arcillosos. La figura IV.3 muestra la discretización realizada para el pozo A-1 en donde se definen tres horizontes principales.

Posteriormente, ya con el valor de V_{cl} , el programa resuelve el siguiente sistema de ecuaciones, para obtener el valor de porosidad total (ϕ), el de volumen de dolomita (V_{dol}) y el volumen de calcita (V_{cal}):

$$\rho_b - V_{cl} = 1.1\phi + 2.87V_{dol} + 2.71V_{cal} \quad \text{IV.4}$$

$$\phi_N - V_{cl} = 1.0\phi + 0.02V_{dol} + 0.0001V_{cal} \quad \text{IV.5}$$

$$1 - V_{cl} = \phi + V_{dol} + V_{cal} \quad \text{IV.6}$$

Sin embargo, en ocasiones, el sistema arroja algunas soluciones con valores negativos o mayores a la unidad, lo que resultaría imposible para un volumen de roca, como ya se mencionó; en estas condiciones, el programa sitúa los valores negativos en cero haciendo la suma de los volúmenes V positivos. Sin embargo, ahora la suma de los volúmenes de los minerales con la porosidad será mayor a la unidad, entonces, el programa distribuye el error mediante una regla de tres, para que al sumar la porosidad con los V 's se obtenga un resultado igual a 1.0. Entonces los valores finales están dados por:

$$\phi_T = (\phi * (1 - V_{cl})) / (\phi + V_{dol} + V_{cal}) \quad \text{IV.7}$$

$$V_{dolT} = (V_{dol} * (1 - V_{cl})) / (\phi + V_{dol} + V_{cal}) \quad \text{IV.8}$$

$$V_{calT} = (V_{cal} * (1 - V_{cl})) / (\phi + V_{dol} + V_{cal}) \quad \text{IV.9}$$

A-1

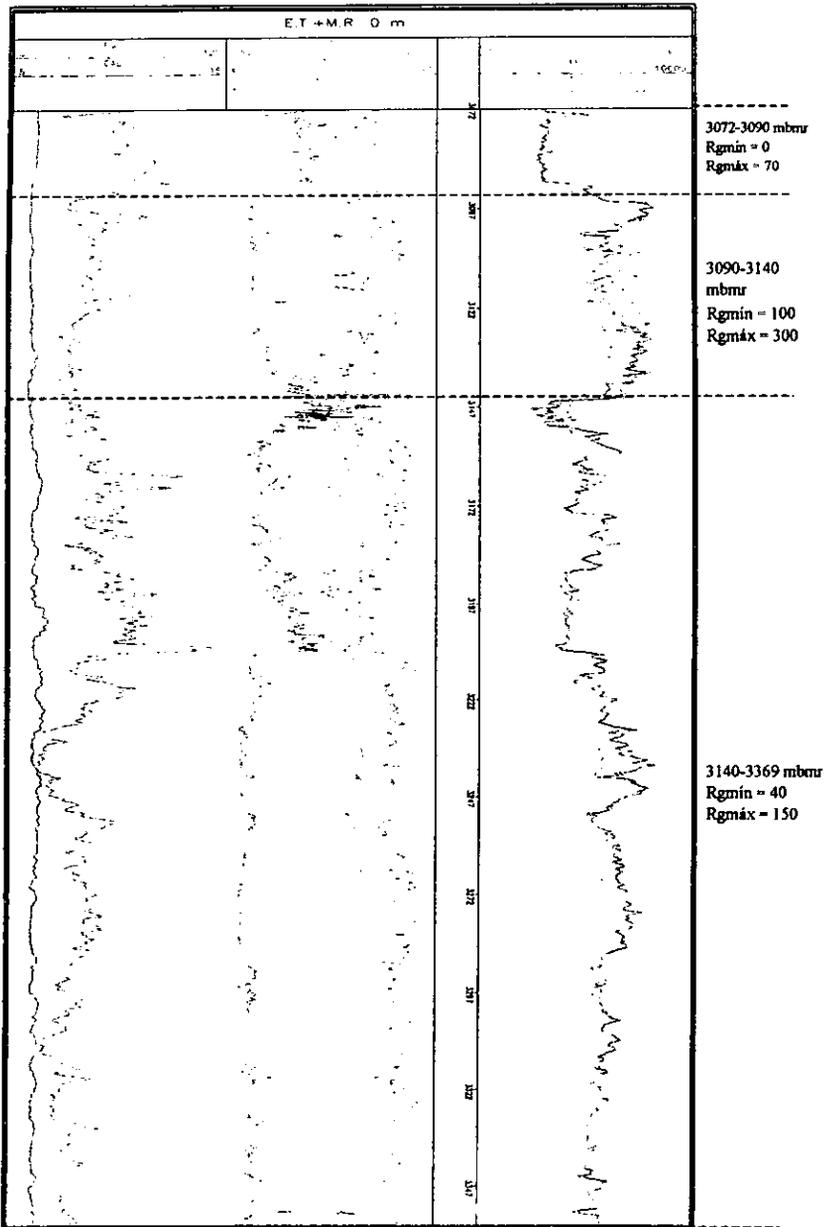


Figura IV.3 Intervalos de interés.

IV.3 Programa 2

El segundo programa tiene como objetivo calcular la porosidad y el volumen de dolomita, calcita, y lutita, basándose en los parámetros M-N del método de Lito-Porosidad. la forma de resolver el sistema indica un planteamiento tipo gráfico.

El programa inicia por resolver el siguiente sistema de ecuaciones para obtener el valor de porosidad y el volumen de tres minerales:

$$\rho_b = 1.1\phi + 2.87V_{dol} + 2.71V_{cal} + 2.27V_{lut} \quad IV.10$$

$$\Delta t = 185\phi + 43.5V_{dol} + 47.6V_{cal} + 120 V_{lut} \quad IV.11$$

$$\phi_N = 1.0\phi + 0.02V_{dol} + 0.0001V_{cal} + 0.3V_{lut} \quad IV.12$$

$$1 = \phi + V_{dol} + V_{cal} + V_{lut} \quad IV.13$$

Al igual que en el programa anterior el sistema obtiene para algunos intervalos valores negativos y/o mayores a uno, al caer puntos en el exterior del triángulo litológico. Por lo que son sometidos a las siguientes consideraciones.

La porosidad del sistema permanece sin alteraciones, en caso de presentar un valor negativo, el valor de porosidad será establecido en cero. Si existe un valor negativo en los minerales uno de ellos se hace cero y se resuelve con los dos restantes. La forma de resolver los minerales implica una solución gráfica, cuya solución plantea

$$V_1 + V_2 + \dots + V_i = (1-\phi)$$

y considera las distancias hacia los puntos de cada mineral.

Analizando el triángulo de la figura IV.4 con respecto al mineral m2 podemos decir que el punto donde se encuentra el mineral m3 corresponde al 0% de m2, y que, precisamente el punto de m2 es su 100%. Lo mismo sucede para con los demás puntos. Ahora veamos el punto P_B que se encuentra en el exterior del triángulo litológico, este punto contiene un

cierto porcentaje tanto del mineral m2 como del mineral m3, y, como ya se explicó anteriormente, la presencia de m1 es nula. El punto de interés es determinar el porcentaje volumétrico que corresponde a los puntos m2 y m3; lo cual es posible al determinar y conocer el volumen que representa la línea que existe entre el punto exterior al triángulo y el punto de cada mineral.

Es decir, utilizando la figura IV.5 con respecto al punto P_B, la línea d₂ representa el valor volumétrico del mineral m3, por lo que su expresión quedará de la siguiente forma:

$$d_2 = ((N_B - N_3)^2 + (M_B - M_3)^2)^{1/2}$$

De igual manera sucede con d₃, sólo que ahora d₃ representa el volumen del mineral m2 y su expresión esta dada por:

$$d_3 = ((N_B - N_2)^2 + (M_B - M_2)^2)^{1/2}$$

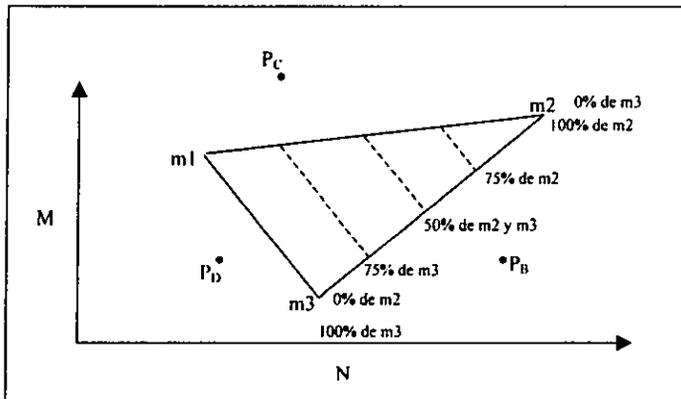


Figura IV.4 Porcentaje del volumen de los minerales m2 y m3.

Entonces, por medio de las coordenadas en el sistema M-N es posible conocer el valor de la línea volumétrica d_i que une al mineral m_i con el punto P_i exterior al triángulo litológico.

Esta distancia puede ser apreciada en la figura IV.5. Después de conocer este volumen obtendremos el valor teórico del volumen V_i de los minerales así como el volumen de la porosidad.

En forma general sabemos que:

$$d_1 + d_2 + \dots + d_i = (1 - \phi) \quad \text{V.14}$$

donde, como ya se explicó d_i representa el volumen de uno de los minerales, entonces la suma de todas las d_i representa el volumen de los sólidos:

$$d_1 + d_2 + \dots + d_i = \text{volumen de sólidos:}$$

$$d_1 = V_1, d_2 = V_2, \dots, d_i = V_i \quad \text{IV.15}$$

Entonces por medio del uso de la regla de tres conoceremos el valor de V_i , el cual tiene la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} V_1 &= (d_1 * (1 - \phi)) / (d_1 + d_2 + \dots + d_i) \\ V_2 &= (d_2 * (1 - \phi)) / (d_1 + d_2 + \dots + d_i) \\ &\dots \\ V_n &= (d_n * (1 - \phi)) / (d_1 + d_2 + \dots + d_n) \end{aligned} \quad \text{IV.16}$$

Para realizar este procedimiento utilizaremos la figura IV.5 para obtener las coordenadas de cada punto m y P.

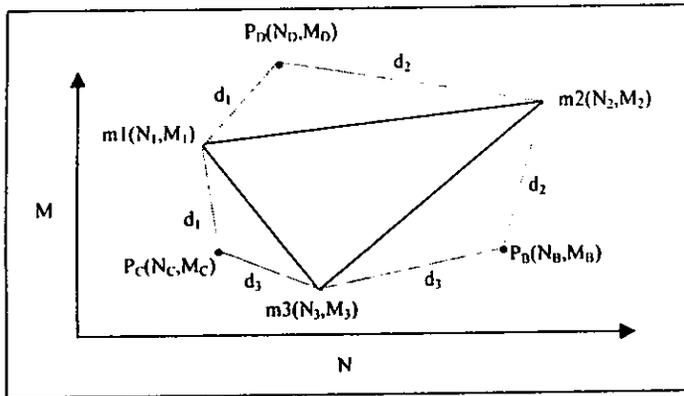


Figura IV.5 Coordenadas de los puntos P_i exteriores con respecto al triángulo litológico.

Retomando los casos B, C y D, en los cuales la distribución de puntos se encuentra en el exterior del triángulo litológico, para aplicar el procedimiento anterior a cada uno de ellos.

Caso B. Recordemos que para el caso B:

$$m_1 = 0, m_2 = \text{calcita y } m_3 = \text{lutita.}$$

Por lo tanto

$$V_{\text{dol}} = 0; \text{ y } V_{\text{cal}}, V_{\text{lut}} > 1$$

Entonces de acuerdo a la figura IV.3 las líneas volumétricas d₂ y d₃ están dadas por la siguiente expresión:

$$d_2 = ((N_B - N_3)^2 + (M_B - M_3)^2)^{1/2}$$

$$d_3 = ((N_B - N_2)^2 + (M_B - M_2)^2)^{1/2}$$

Si: $N_2 = 0.585$

$M_2 = 0.827$

$N_3 = 0.6$

$M_3 = 0.5$

Por lo tanto el valor del volumen de calcita y lutita será:

$$V_{\text{cal}} = (d_3 * (1 - \phi)) / (d_2 + d_3)$$

$$V_{\text{lut}} = (d_2 * (1 - \phi)) / (d_2 + d_3)$$

Sustituyendo d_2 y d_3 en V_{cal} y V_{lut} tenemos que:

$$V_{\text{cal}} = ((1 - \phi) * ((N_B - .585)^2 + (M_B - .827)^{21/2}) / (((N_B - 0.6)^2 + (M_B - 0.5)^2)^{1/2} + ((N_B - 0.585)^2 + (M_B - 0.827)^2)^{1/2}) \quad \text{IV.17}$$

$$V_{\text{lut}} = (((1 - \phi) * ((N_B - 0.6)^2 + (M_B - 0.5)^2)^{1/2}) / (((N_B - 0.6)^2 + (M_B - 0.5)^2)^{1/2} + ((N_B - 0.585)^2 + (M_B - 0.827)^2)^{1/2}) \quad \text{IV.18}$$

Caso C. Para éste caso el arreglo de minerales está dado por:

$$m_1 = \text{dolomita}, m_2 = 0 \text{ y } m_3 = \text{lutita},$$

y

$$V_{\text{cal}} = 0 \text{ y } V_{\text{dol}}, V_{\text{lut}} > 1$$

De acuerdo a la figura IV.3 las líneas d_1 y d_3 son:

$$d_1 = ((N_C - N_3)^2 + (M_C - M_3)^2)^{1/2}$$

$$d_3 = ((N_C - N_1)^2 + (M_C - M_1)^2)^{1/2}$$

$$\text{Sí: } N_1 = 0.524$$

$$M_1 = 0.778$$

$$N_3 = 0.6$$

$$M_3 = 0.5$$

Entonces el volumen de dolomita y lutita esta dado por:

$$V_{\text{dol}} = (d_3 * (1 - \phi)) / (d_1 + d_3)$$

$$V_{\text{lut}} = (d_1 * (1 - \phi) / (d_1 + d_3))$$

Sustituyendo d_1 y d_3 en V_{dol} y V_{lut} tenemos que:

$$V_{\text{dol}} = (((1 - \phi) * ((N_C - 0.5)^2 + (M_C - 0.6)^2)^{1/2}) / (((N_C - 0.6)^2 + (M_C - 0.5)^2)^{1/2} + ((N_C - 0.524)^2 + (M_C - 0.778)^2)^{1/2}) \quad \text{IV.19}$$

$$V_{\text{lut}} = ((1 - \phi) * ((N_C - 0.524)^2 + (M_C - 0.778)^2)^{1/2}) / (((N_C - 0.6)^2 + (M_C - 0.5)^2)^{1/2} + ((N_C - 0.524)^2 + (M_C - 0.778)^2)^{1/2}) \quad \text{IV.20}$$

Caso D. En éste caso la mineralogía se comporta como:

$$m_1 = \text{dolomita}, m_2 = \text{calcita y } m_3 = 0$$

y

$$V_{\text{lut}} = 0 \text{ y } V_{\text{dol}}, V_{\text{cal}} > 1$$

De la figura IV.3 vemos que el volumen de m_1 y m_2 están representados por d_1 y d_2 mediante:

$$d_1 = ((N_D - N_2)^2 + (M_D - M_2)^2)^{1/2}$$

$$d_2 = ((N_D - N_1)^2 + (M_D - M_1)^2)^{1/2}$$

$$\text{Si: } N_1 = 0.524$$

$$M_1 = 0.778$$

$$N_2 = 0.585$$

$$M_2 = 0.827$$

Ahora el volumen de dolomita y calcita esta dado por:

$$V_{\text{dol}} = (d_2 * (1 - \phi) / (d_1 + d_2))$$

$$V_{\text{cal}} = (d_1 * (1 - \phi) / (d_1 + d_2))$$

Sustituyendo d_1 y d_2 en V_{dol} y V_{cal} tenemos que:

$$V_{dol} = (((1 - \phi) * ((N_D - 0.585)^2 + (M_D - 0.827)^2)^{1/2}) / (((N_D - 0.585)^2 + (M_D - 0.827)^2)^{1/2} + ((N_D - 0.524)^2 + (M_D - 0.778)^2)^{1/2}) \quad IV.21$$

$$V_{cal} = (((1 - \phi) * ((N_D - 0.524)^2 + (M_D - 0.778)^2)^{1/2}) / (((N_D - 0.585)^2 + (M_D - 0.827)^2)^{1/2} + ((N_D - 0.524)^2 + (M_D - 0.778)^2)^{1/2}) \quad IV.22$$

Para los tres casos las coordenadas de $P_i(N_i, M_i)$ están dados de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$M_i = (189 - \Delta t) * (0.01) / (\rho_b - 1) \quad IV.23$$

$$N_i = (1 - \phi) / (\rho_b - 1) \quad IV.24$$

IV.4 Programa 3

El tercer programa es una combinación de los dos programas anteriores, es decir, utiliza la primera parte del primer programa y la segunda del programa 2, con la finalidad de reducir el efecto provocado por la arcillosidad, pero sin dejar de marcar las zonas de ésta.

Ahora el programa calcula el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\rho_b = 1.1\phi + 2.87V_{dol} + 2.71V_{cal} + 2.27V_{lut}$$

$$\Delta t = 185\phi + 43.5V_{dol} + 47.6V_{cal} + 120V_{lut}$$

$$\phi_N = 1.0\phi + 0.02V_{dol} + 0.0001V_{cal} + 0.3V_{lu}$$

$$I = \phi + V_{dol} + V_{cal} + V_{lut}$$

El valor V_{lut} encontrado por el programa 3 es sustituido por el volumen de arcilla calculado mediante la expresión:

$$V_{lut} = V_{cl} = (RG - RG_{\min}) / (RG_{\max} - RG_{\min})$$

Teniendo entonces como solución del sistema las variables: ϕ , V_{dol} , V_{cal} , V_{lut} . Al igual que en los casos anteriores suelen existir puntos que caen fuera del triángulo litológico, a los cuales se les aplica las mismas compensaciones del programa 2 para cada uno de los tres casos.

La diferencia fundamental entre el programa 2 y 3 es el cálculo externo de V_{cl} en el programa 3 y su incorporación en el sistema de ecuación.

IV.5 Programa 4

Observando el resultado del programa 3, podemos notar que el valor de porosidad y contenido de arcilla son buenos resultados y que el objetivo de marcar las zonas de arcilla sin aumentar su contenido se ha logrado. Entonces, lo que hace éste nuevo programa es dejar fijos los valores de porosidad ϕ y contenido de arcilla V_{lut} , y recalcula los valores de volumen de dolomita V_{dol} y calcita V_{cal} . Entonces, primero se calcula V_{cl} con la ayuda del registro RG, posteriormente se resuelve el siguiente sistema:

$$\begin{aligned}\rho_b &= 1.1\phi + 2.87V_{dol} + 2.71V_{cal} + 2.27V_{lut} \\ \Delta t &= 185\phi + 43.5V_{dol} + 47.6V_{cal} + 120 V_{lut} \\ \phi_N &= 1.0\phi + 0.02V_{dol} + 0.0001V_{cal} + 0.3V_{lu} \\ I &= \phi + V_{dol} + V_{cal} + V_{lut}\end{aligned}$$

Hasta aquí se tiene la contribución del Programa 3. En este momento el valor V_{lut} obtenido por la solución del sistema de ecuaciones es sustituido por el valor de V_{cl} encontrado anteriormente. De esta manera dejamos fijos estos dos valores y los V_{dol} y V_{cal} se calculan nuevamente mediante el siguiente sistema:

$$\rho_b - \phi\rho_r - \rho_{cl}V_{cl} = -\rho_{dol}V_{dol} + \rho_{cal}V_{cal} \quad IV.25$$

$$1 - V_{cl} - \phi = V_{dol} + V_{cal} \quad \text{IV.26}$$

Por lo tanto:

$$V_{dol} = (1 - \phi - V_{cl}) - ((\rho_b - \phi - 2.4V_{cl}) - 2.87(1 - \phi - V_{cl})) / (2.71 - 2.87) \quad \text{IV.27}$$

$$V_{cal} = ((\rho_b - \phi - 2.4V_{cl}) - 2.87(1 - \phi - V_{cl})) / (2.71 - 2.87) \quad \text{IV.28}$$

Entonces realizando estos programas se reduce el efecto de arcilla sin dejar de señalar las zonas en que ésta se localiza, además de tener los volúmenes de dolomita y calcita con una mejor apreciación, y por supuesto un buen indicador de porosidad.

En el siguiente capítulo se muestra con detalle la aplicación de estas metodologías en la evaluación de casos reales en formaciones carbonatadas.

CAPÍTULO V

CASOS DE APLICACIÓN

En este capítulo, se presentan ejemplos de aplicación de la metodología revisada en el capítulo anterior. Dichos ejemplos están basados en casos reales de lecturas de registros de pozos tomados en la zona SE de México. Se describe la aplicación de las metodologías y se realiza una comparación de los resultados obtenidos por los programas diseñados en el Capítulo IV con resultados de dos de los métodos de interpretación ya establecidos y probados en la evaluación de yacimientos, además de una discusión de los resultados obtenidos con estas diferentes opciones.

Estas técnicas de interpretación fueron probadas por diversos pozos, los cuales se presentan en la tabla V.A. Pero para ejemplo de ésta sección se hace uso del pozo A-1, que fue perforado en la Zona Marina de PEMEX, y el cual proporcionó la pauta para confirmar un yacimiento de gran importancia en formaciones de carbonatos, alcanzando durante su vida productiva gastos de aceite superiores a 10, 000 bpd.

Pozos Analizados
A-1
A-74
C-2058
C-2239
C-2011
C-2095

Tabla V.A. Pozos interpretados por las técnicas desarrolladas en el Capítulo IV

La figura V.1 muestra el conjunto de registros de pozos en el intervalo de interés, el cual abarca de 3072 a 3360 mbmr, correspondientes al pozo A-1. La cima de las unidades

productoras es identificada en 3090 mbmr, distinguiéndose por un notable contraste marcado en la curva de resistividad aparente de la formación. Esta diferencia es explicada por el contraste en el volumen de arcilla entre las unidades.

Al aplicar las cuatro técnicas desarrolladas en el capítulo anterior sobre el pozo A-1, se obtuvieron los resultados que se muestran en la figura V.2. Como se puede apreciar en dicha figura, el contenido de arcilla disminuye dependiendo de la técnica aplicada, es decir, la primera columna corresponde al programa 1, el cual señala las zonas de arcilla en el pozo, pero el contenido de los minerales dolomita y calcita son dudosos. En la segunda columna de la misma figura se presenta el resultado del programa 2, el cual acentúa el contenido de arcilla pero mejora el volumen mineralógico del pozo. La tercera columna presenta los resultados del programa No.3, que al igual que el programa 2 proporciona un alto contenido de arcilla. La última columna pertenece al programa 4, y como se vió anteriormente, este programa es una combinación de los tres programas anteriores, siendo este el que proporciona mejores datos, ya que señala muy bien las zonas arcillosas sin exagerar su valor, así como el valor del contenido mineralógico.

Este último programa es posible compararlo con los resultados proporcionados por las técnicas de interpretación ya aplicadas en el área, LITO-POROSIDAD (M-N) y FIN-ROB + RG, los cuales se presentan en la figura V.3.

Como se puede apreciar en el método Lito-Porosidad en la figura V.3, el contenido de arcilla es exagerado, pero el contenido mineralógico es adecuado, especialmente la dolomita; mientras que el método FIN-ROB + RG disminuye este efecto; sin embargo, la zona de la brecha esta siendo afectada por un grado mínimo de arcilla, lo cual no concuerda con las curvas de resistividad del registro de la figura V.1, además, el volumen de dolomita es menor al que se presenta en las curvas de los registros de índice de porosidad en la figura V.1.

Por lo tanto, el Programa 4 presenta, mejores resultados, ya que corrige el efecto de la arcilla, respetando la zona de la brecha; y el volumen de la dolomita en la zona de interés es

correcto, debido a que, como ya se explicó en el capítulo anterior, este programa se construye con el cálculo de la arcilla mediante RG, que equivaldría a uno de los conceptos de diseño del método FIN-ROB + RG, y posteriormente, la porosidad se encuentra mediante el concepto del método LITO-POROSIDAD, solución del sistema de ecuaciones; y por último, se fijan estos valores y se calcula nuevamente el valor V_{dol} y V_{cal} ; y todo en conjunto lleva a que el Programa 4 tenga las ventajas de estas dos técnicas de interpretación, así como el control de cada una de las variables de litología.

En las tablas V.B a V.C, es posible apreciar los datos proporcionados por los cuatro programas desarrollados en el capítulo anterior. En dichas tablas se aprecian numéricamente los casos B, C, y D, estudiados en la sección IV.1 del Capítulo IV, en donde la distribución de puntos se localiza en el exterior del triángulo litológico, implicando que el valor de porosidad y el del volumen mineralógico sean externos al rango de 0-1. Así, como los mismos datos, pero ya corregidos por dichos programas, dentro del rango 0-1.

A-1

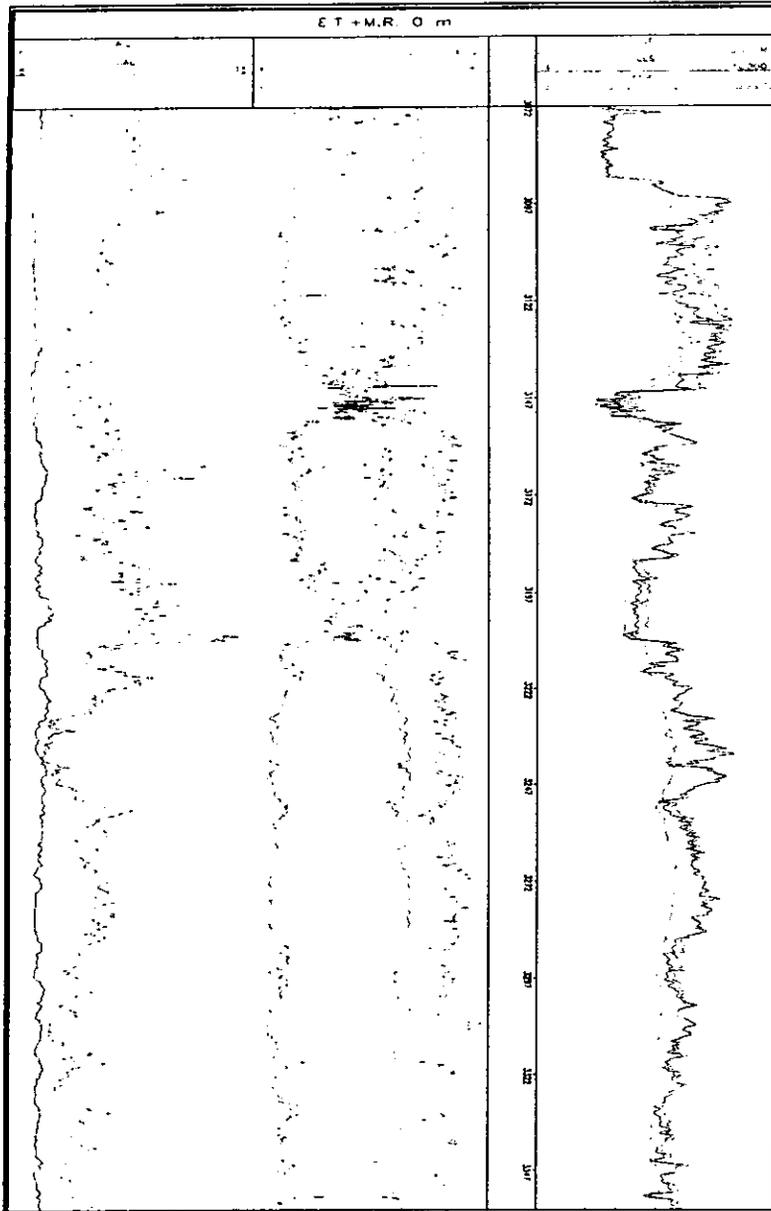


Figura V.1. Curvas de Registros del Pozo A-1

Resultados del Programa 1 aplicado al pozo A-1									
Profundidad	FI inicial	FI final	Vcbl inicial	Vcbl final	Vccl inicial	Vccl final	Mte inicial	Mte final	
3086.786	-0.11592	0	0.17156	0.065	0.01507	0.006	0.92929		1
3087.09	-0.14556	0	0.05405	0	0.09151	0	1		1
3087.396	-0.14091	0	0.43207	0	-0.29116	0	1		1
3087.7	-0.13305	0	0.46747	0	-0.33443	0	1		1
3088.005	-0.13068	0	0.45375	0	-0.32307	0	1		0.917
3088.31	-0.13296	0	0.34329	0	-0.21033	0	1		0.868
3088.615	-0.12884	0	0.29109	0	-0.16226	0	1		0.864
3088.919	-0.12689	0	0.36351	0.005	-0.23162	0	0.995		0.929
3089.224	-0.13126	0	0.50367	0.029	-0.34312	0	0.97071		1
3089.529	-0.132	0	0.4087	0.023	-0.25384	0	0.97714		1
3089.834	-0.10916	0	0.72028	0	-0.61112	0	1		1
3090.443	0.15722	0	1.03831	0.868	-0.19553	0	0		1
3090.748	0.12512	0	0.87773	0.875	-0.00284	0	0		1
3091.053	0.10826	0	0.85807	0.858	0.03368	0.034	0		1
3091.358	0.09647	0	0.83943	0.839	0.06411	0.064	0		0.995
3091.663	0.09511	0	0.98823	0.912	-0.08333	0	0		0.971
3091.967	0.10382	0	1.00095	0.906	-0.10477	0	0		0.977
3092.272	0.11621	0	0.99439	0.895	-0.11061	0	0		1
3092.577	0.11916	0.132	0.88654	0.882	-0.0057	0	0		0
3092.882	0.11329	0.125	0.8962	0.888	-0.00949	0	0		0
3093.187	0.11395	0.108	0.90282	0.888	-0.01677	0	0		0
3093.491	0.12261	0.096	0.78372	0.784	0.09367	0.094	0		0
3093.796	0.11918	0.088	0.8805	0.88	0.00032	0	0		0
3094.101	0.12233	0.094	0.68717	0.687	0.1905	0.191	0		0
3094.406	0.12846	0.105	0.49892	0.499	0.37261	0.373	0		0
3094.71	0.12521	0.118	0.47244	0.472	0.40235	0.402	0		0
3095.015	0.11791	0.112	0.09269	0.093	0.7894	0.789	0		0
3095.32	0.10896	0.112	-0.07863	0	0.96968	0.899	0		0
3095.625	0.09254	0.123	0.32496	0.325	0.5825	0.582	0		0
3095.93	0.07051	0.119	0.76574	0.766	0.16375	0.164	0		0
3096.234	0.06394	0.122	0.98087	0.939	-0.0448	0	0		0
3096.539	0.05409	0.128	1.03863	0.942	-0.10272	0	0		0
3096.844	0.06749	0.125	0.94782	0.934	-0.0153	0	0		0
3097.149	0.06686	0.118	0.97906	0.936	-0.04593	0	0		0
3097.454	0.05908	0.101	1.01948	0.945	-0.07855	0	0		0
3097.758	0.04918	0.093	1.0511	0.955	-0.10028	0	0		0
3098.063	0.04548	0.071	1.02639	0.958	-0.07187	0	0		0
3098.368	0.04265	0.061	0.84792	0.848	0.10943	0.109	0		0
3098.673	0.04223	0.058	0.64365	0.644	0.31413	0.314	0		0
3098.978	0.05308	0.066	0.33409	0.334	0.61284	0.613	0		0
3099.283	0.05486	0.064	0.20268	0.203	0.73245	0.732	0		0
3099.587	0.06671	0.055	0.57126	0.571	0.36204	0.362	0		0
3099.892	0.06613	0.045	0.79041	0.79	0.14346	0.143	0		0

Tabla V.B. Datos obtenidos por el Programa 1 antes y después de aplicar correcciones

Resultados del Programa 2 aplicado al pozo A-									
Profundidad	<i>F</i> inicial	<i>F</i> final	<i>V</i> bl inicial	<i>V</i> bl final	<i>V</i> caz inicial	<i>V</i> caz final	<i>M</i> ca inicial	<i>M</i> ca final	
3086.786	0.04822	0.048	0.93414	0.701	-0.31379	0	0.33143	0.251	
3087.09	0.02645	0.026	0.87117	0.703	-0.26989	0	0.37227	0.27	
3087.396	-0.01062	0	1.21774	0.591	-0.72034	0	0.51312	0.409	
3087.7	-0.00864	0	1.24862	0.573	-0.77335	0	0.53337	0.427	
3088.005	0.00606	0.006	1.24346	0.591	-0.74354	0	0.49501	0.404	
3088.31	0.00201	0.002	1.13242	0.603	-0.63205	0	0.49763	0.396	
3088.615	-0.00124	0	1.07464	0.593	-0.58699	0	0.52259	0.407	
3088.919	-0.00164	0	1.14185	0.594	-0.66598	0	0.52578	0.416	
3089.224	0.00243	0.002	1.27171	0.606	-0.74815	0	0.47401	0.391	
3089.529	-0.01803	0	1.16625	0.575	-0.6951	0	0.54687	0.425	
3089.834	0.05943	0.059	1.53482	0.579	-0.97809	0	0.38384	0.361	
3090.139	0.171	0.171	1.45636	0.661	-0.67869	0	0.04933	0.168	
3090.443	0.19169	0.192	1.06436	0.758	-0.1394	0	-0.11665	0.05	
3090.748	0.15456	0.155	0.89998	0.683	0.04511	0.163	-0.09965	0	
3091.053	0.14803	0.145	0.88586	0.632	0.08666	0.223	-0.12444	0	
3091.358	0.13508	0.135	0.86862	0.613	0.12699	0.252	-0.13069	0	
3091.663	0.10013	0.1	0.98203	0.874	-0.07515	0	-0.01701	0.025	
3091.967	0.09867	0.099	0.99706	0.868	-0.11317	0	0.01745	0.044	
3092.272	0.12961	0.13	1.00452	0.84	-0.06579	0	-0.04535	0.03	
3092.577	0.15172	0.152	0.91115	0.669	0.04731	0.179	-0.11018	0	
3092.882	0.1224	0.122	0.90309	0.825	0.00536	0.053	-0.03085	0	
3093.187	0.13514	0.135	0.91884	0.75	0.01774	0.115	-0.07172	0	
3093.491	0.13933	0.139	0.79637	0.72	0.12091	0.141	-0.0566	0	
3093.796	0.11364	0.114	0.87631	0.864	-0.00871	0	0.01876	0.022	
3094.101	0.14793	0.148	0.70652	0.59	0.23219	0.262	-0.08664	0	
3094.406	0.19707	0.197	0.55078	0.315	0.48434	0.468	-0.23219	0	
3094.71	0.20046	0.2	0.52931	0.299	0.5249	0.5	-0.25468	0	
3095.015	0.1995	0.2	0.15436	0.254	0.92228	0.547	-0.27615	0	
3095.32	0.18692	0.187	-0.01971	0	1.08664	0.706	-0.26384	0.107	
3095.625	0.13023	0.13	0.36344	0.258	0.64388	0.612	-0.12755	0	
3095.93	0.08032	0.08	0.77316	0.746	0.17973	0.174	-0.03321	0	
3096.234	0.06913	0.069	0.9848	0.917	-0.03634	0	-0.01759	0.014	
3096.539	0.05921	0.059	1.03495	0.902	-0.11066	0	0.0165	0.039	
3096.844	0.05417	0.054	0.93775	0.91	-0.03699	0	0.04507	0.036	
3097.149	0.06177	0.062	0.97521	0.912	-0.05422	0	0.01724	0.026	
3097.454	0.07486	0.075	1.0314	0.901	-0.05285	0	-0.05341	0.024	
3097.758	0.04631	0.046	1.04894	0.92	-0.10485	0	0.00397	0.033	
3098.063	0.02767	0.028	1.01232	0.919	-0.10088	0	0.06209	0.054	
3098.368	0.02477	0.025	0.83441	0.834	0.08032	0.08	0.0805	0.06	
3098.673	0.04492	0.045	0.64568	0.657	0.31851	0.288	-0.0091	0	
3098.978	0.09762	0.098	0.36775	0.251	0.68538	0.662	-0.15075	0	
3099.283	0.12077	0.121	0.24494	0.226	0.8235	0.653	-0.18921	0	
3099.587	0.06525	0.065	0.57015	0.57	0.35966	0.35	0.00483	0.005	
3099.892	0.02651	0.027	0.76046	0.76	0.07894	0.079	0.13409	0.134	

Tabla V.C. Datos obtenidos por el Programa 2 antes y después de aplicar correcciones

Resultados del Programa 3 aplicado al pozo A-1

Profundidad	F_I inicial	F_I final	V_{tbl} inicial	V_{tbl} final	V_{col} inicial	V_{col} final	M_{tr} inicial	M_{tr} final
3086.786	0.04822	0.048	0.93414	0.701	-0.31379	0	0.33143	0.251
3087.09	0.02645	0.026	0.87117	0.703	-0.26989	0	0.37227	0.27
3087.396	-0.01052	0	1.21774	0.991	-0.72034	0	0.51312	0.409
3087.7	-0.00864	0	1.24862	0.573	-0.77335	0	0.53337	0.427
3088.005	0.00506	0.005	1.24346	0.991	-0.74354	0	0.49501	0.404
3088.31	0.00201	0.002	1.13242	0.603	-0.63205	0	0.49763	0.395
3088.615	-0.00124	0	1.07464	0.993	-0.99999	0	0.52299	0.407
3088.919	-0.00164	0	1.14185	0.584	-0.66998	0	0.52578	0.416
3089.224	0.00243	0.002	1.27171	0.606	-0.74815	0	0.47401	0.391
3089.529	-0.01803	0	1.16625	0.575	-0.6951	0	0.54687	0.425
3089.834	0.05943	0.059	1.53482	0.579	-0.97809	0	0.38384	0.361
3090.443	0.19169	0.192	1.06436	0.758	-0.1394	0	-0.11665	0.05
3090.748	0.15456	0.155	0.89998	0.805	0.04511	0.04	-0.09965	0
3091.053	0.14503	0.145	0.88586	0.773	0.09356	0.082	-0.12444	0
3091.358	0.13508	0.135	0.86862	0.755	0.12699	0.11	-0.13069	0
3091.663	0.10013	0.1	0.99203	0.874	-0.07515	0	-0.01701	0.025
3091.967	0.09867	0.099	0.99706	0.858	-0.11317	0	0.01745	0.044
3092.272	0.12961	0.13	1.00452	0.84	-0.08879	0	-0.04535	0.03
3092.577	0.15172	0.152	0.91115	0.806	0.04731	0.042	-0.11018	0
3092.882	0.1224	0.122	0.90309	0.872	0.00536	0.005	-0.03085	0
3093.187	0.13514	0.135	0.91884	0.848	0.01774	0.016	-0.07172	0
3093.491	0.13933	0.139	0.79637	0.747	0.12091	0.113	-0.0566	0
3093.796	0.11364	0.114	0.87631	0.864	-0.00871	0	0.01876	0.022
3094.101	0.14793	0.148	0.70652	0.641	0.23219	0.211	-0.08664	0
3094.406	0.19707	0.197	0.55078	0.427	0.48434	0.376	-0.23219	0
3094.71	0.20046	0.2	0.52931	0.401	0.5249	0.398	-0.25468	0
3095.015	0.1995	0.2	0.15436	0.115	0.92228	0.686	-0.27615	0
3095.32	0.18692	0.187	-0.01971	0	1.09664	0.706	-0.26384	0.107
3095.625	0.13023	0.13	0.35344	0.308	0.64388	0.562	-0.12755	0
3095.93	0.08032	0.08	0.77316	0.746	0.17973	0.173	-0.03321	0
3096.234	0.06913	0.069	0.9848	0.917	-0.03634	0	-0.01759	0.014
3096.539	0.05921	0.059	1.03495	0.902	-0.11066	0	0.0165	0.039
3096.844	0.05417	0.054	0.93775	0.91	-0.03699	0	0.04507	0.036
3097.149	0.06177	0.062	0.97521	0.912	-0.05422	0	0.01724	0.026
3097.454	0.07486	0.075	1.0314	0.901	-0.05285	0	-0.05341	0.024
3097.758	0.04631	0.046	1.04894	0.92	-0.10495	0	0.0097	0.033
3098.063	0.02767	0.028	1.01292	0.919	-0.10088	0	0.06029	0.054
3098.368	0.02477	0.025	0.83441	0.89	0.08032	0.086	0.0605	0
3098.673	0.04492	0.045	0.64568	0.64	0.31851	0.316	-0.0091	0
3098.978	0.09762	0.098	0.36775	0.315	0.68538	0.587	-0.15075	0
3099.283	0.12077	0.121	0.24494	0.202	0.8235	0.678	-0.18921	0
3099.587	0.06525	0.065	0.57015	0.573	0.39966	0.362	0.00493	0
3099.892	0.02651	0.027	0.76046	0.882	0.07894	0.092	0.13409	0

Tabla V.D. Datos obtenidos por el Programa 3 antes y después de aplicar correcciones

Resultados del Programa 4 aplicado al pozo A-1								
Profundidad	<i>F</i> inicial	<i>F</i> final	<i>V</i> inicial	<i>V</i> final	<i>Vel</i> inicial	<i>Vel</i> final	<i>M</i> inicial	<i>M</i> final
3086.786	0.04822	3086.786	0.93414	0.048	-0.31379	0.022	0.33143	
3087.09	0.02645	3087.396	0.87117	0	-0.26989	0	0.37227	
3087.396	-0.01052	3087.7	1.21774	0	-0.72034	0	0.51312	
3087.7	-0.00864	3088.615	1.24862	0	-0.77335	0	0.53337	
3088.005	0.02805	3088.919	1.24346	0	-0.74354	0.005	0.49501	
3088.31	0.00201	3089.224	1.13242	0.002	-0.63205	0.027	0.49763	
3088.615	-0.00124	3089.529	1.07464	0	-0.59999	0.023	0.52259	
3088.919	-0.00164	3090.443	1.14185	0.192	-0.66698	0.808	0.52578	
3089.224	0.00243	3090.748	1.27171	0.155	-0.74815	0.845	0.47401	
3089.529	-0.01803	3091.053	1.16625	0.145	-0.6951	0.855	0.54687	
3089.834	0.00943	3091.358	1.53482	0.135	-0.97809	0.865	0.38384	
3090.443	0.19169	3091.663	1.06436	0.1	-0.1394	0.9	-0.11666	
3090.748	0.15456	3091.967	0.89998	0.099	0.04511	0.901	-0.09965	
3091.053	0.14503	3092.272	0.88586	0.13	0.09356	0.87	-0.12444	
3091.358	0.13508	3092.577	0.86862	0.152	0.12699	0.848	-0.13069	
3091.663	0.10013	3092.882	0.99203	0.122	-0.07515	0.878	-0.01701	
3091.967	0.09857	3093.187	0.99705	0.135	-0.11317	0.865	0.01745	
3092.272	0.12951	3093.491	1.00452	0.139	-0.08879	0.861	-0.04535	
3092.577	0.15172	3093.796	0.91115	0.114	0.04731	0.886	-0.11018	
3092.882	0.1224	3094.101	0.90309	0.148	0.00636	0.852	-0.03085	
3093.187	0.13514	3094.406	0.91884	0.197	0.01774	0.803	-0.07172	
3093.491	0.13933	3094.71	0.79637	0.2	0.12091	0.8	-0.0566	
3093.796	0.11364	3095.015	0.87631	0.2	-0.00871	0.8	0.01876	
3094.101	0.14793	3095.32	0.70652	0.187	0.23219	0.813	-0.08664	
3094.406	0.19707	3095.625	0.58078	0.13	0.48434	0.786	-0.23219	0.08
3094.71	0.20046	3095.93	0.52931	0.08	0.5249	0.915	-0.25468	0.00
3095.015	0.1995	3096.234	0.15436	0.089	0.92228	0.931	-0.27615	
3095.32	0.18692	3096.539	-0.01971	0.089	1.09664	0.941	-0.26384	
3095.625	0.13023	3096.844	0.35344	0.054	0.64388	0.848	-0.12755	0.09
3095.93	0.08032	3097.149	0.77316	0.062	0.17973	0.938	-0.03321	
3096.234	0.06913	3097.454	0.9848	0.075	-0.03634	0.925	-0.01759	
3096.539	0.05921	3097.758	1.03495	0.046	-0.11066	0.954	0.0165	
3096.844	0.05417	3098.063	0.93775	0.028	-0.03699	0.864	0.04507	0.10
3097.149	0.06177	3098.368	0.97521	0.025	-0.05422	0.684	0.01724	0.29
3097.454	0.07486	3098.673	1.0314	0.045	-0.05285	0.699	-0.05341	0.25
3097.758	0.04631	3098.978	1.04894	0.098	-0.10495	0.843	0.0097	0.05
3098.063	0.02767	3099.283	1.01292	0.121	-0.10088	0.841	0.06029	0.03
3098.368	0.02477	3099.587	0.83441	0.065	0.08032	0.597	0.0605	0.33
3098.673	0.04492	3099.892	0.64568	0.027	0.31851	0.408	-0.0091	0.56

Tabla V.E. Datos obtenidos por el Programa 4 antes y después de aplicar correcciones

Otra forma de asegurar que los resultados de los cuatro programas sean correctos se han graficado las curvas reales de los pozos ROB, DT y FIN con las curvas teóricas encontradas mediante la sustitución de los valores ϕ , V_{dol} , V_{cal} y V_{lut} proporcionados por cada programa en las ecuaciones siguientes:

$$\rho_b = 1.1\phi + 2.87V_{dol} + 2.71V_{cal} + 2.27V_{lut} \quad V.1$$

$$\Delta t = 185\phi + 43.5V_{dol} + 47.6V_{cal} + 120 V_{lut} \quad V.2$$

$$\phi_N = 1.0\phi + 0.02V_{dol} + 0.0001V_{cal} + 0.3V_{lut} \quad V.3$$

$$I = \phi + V_{dol} + V_{cal} + V_{lut} \quad V.4$$

Donde ρ_b , Δt , y ϕ_N son lecturas de los registros,

ϕ es la porosidad total,

V_{dol} es el volumen de dolomita,

V_{cal} es el volumen de la calcita.

V_{lut} es el volumen de la lutita.

Este proceso conocido como inversión, trata de verificar la calidad de las interpretaciones al comprobar un modelo real, que representan las curvas de campo, con un modelo teórico definido por la respuesta a los modelos de interpretación.

La mejor forma de aplicar dicha comparación es mediante el empleo de un parámetro estandarizado de error, en donde se aplica la siguiente expresión:

$$E = 1/n\sum(x_i - y_i)^2 \quad V.5$$

Donde x_i es la curva real,

y_i es la curva reconstruida,

n es el número de datos.

Al final la diferencia es expresada en términos de:



Figura V.2. Resultado de los cuatro programas

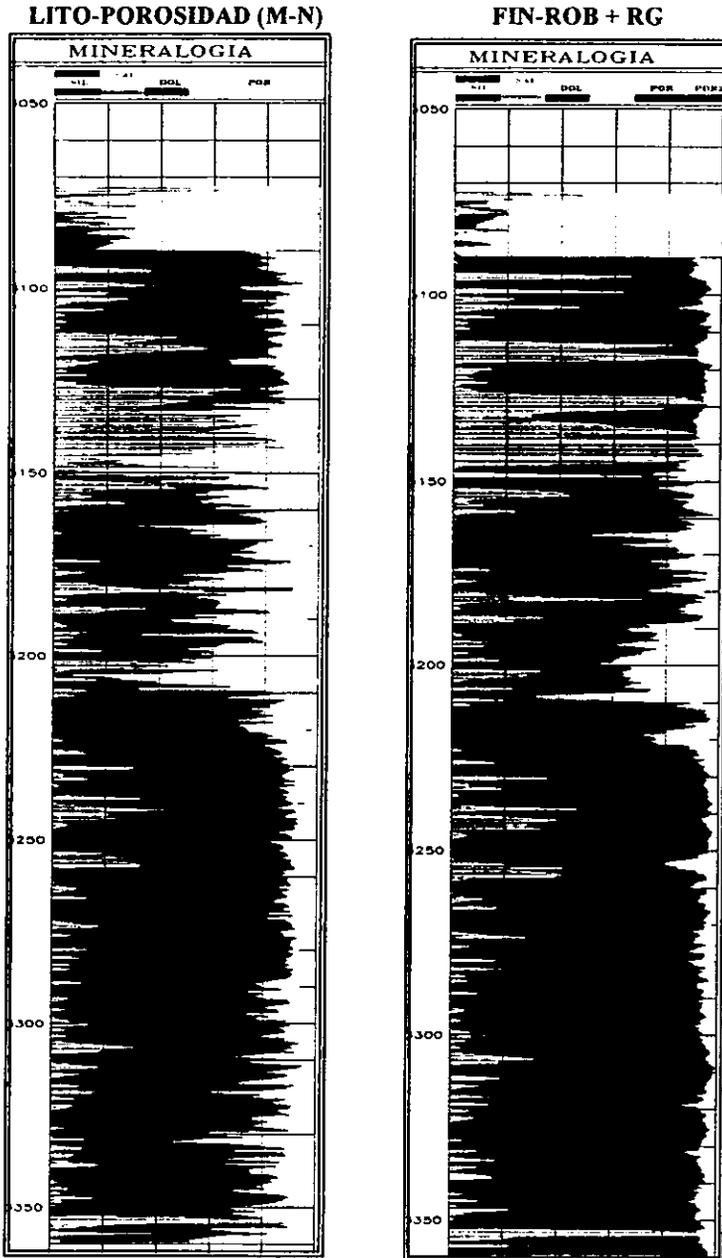


Figura V.3. Resultado de las técnicas de interpretación LITO-POROSIDAD (M-N) Y FIN-ROB + RG

$$E_{TOTAL} = E_1 + E_2 + \dots + E_n \quad V.6$$

Donde n es el número de herramientas

Esta ecuación puede ser simplificada en términos de los registros de porosidad, quedando de la siguiente forma:

$$E_{TOTAL} = aE_{ROB} + bE_{FIN} + cE_{DT} \quad V.7$$

Donde $a = 1.0$,

$b = 0.01$,

$c = 0.001$, estos parámetros se utilizan para compensar la variación nominal de las herramientas,

E_{ROB} es el error parcial en base de la curva de densidad,

E_{FIN} es el error parcial en base de la curva de porosidad,

E_{DT} es el error parcial en base de la curva de velocidad.

Realizando este procedimiento, se obtiene la tabla V-F que contiene los errores totales para cada herramienta basándose en cada una de las cuatro técnicas desarrolladas, así como de los dos métodos aplicados en la interpretación de registros.

	aE_{ROB}	bE_{FIN}	cE_{DT}	E_{TOTAL}
Programa 1	0.0090124	0.093282145	0.011707694	0.21937158
Programa 2	0.00264233	0.07717961	0.04140014	0.12122208
Programa 3	0.00353416	0.010728583	0.06126336	0.17208335
Programa 4	0.00819617	0.23921505	0.14542455	0.39283576
Lito-Porosidad (M-N)	0.03370783	0.43393693	1.61394607	2.08159084
FIN-ROB + RG	0.02893958	1.61741709	0.34457322	1.9909299

Tabla V-F. Error entre la curva teórica y real

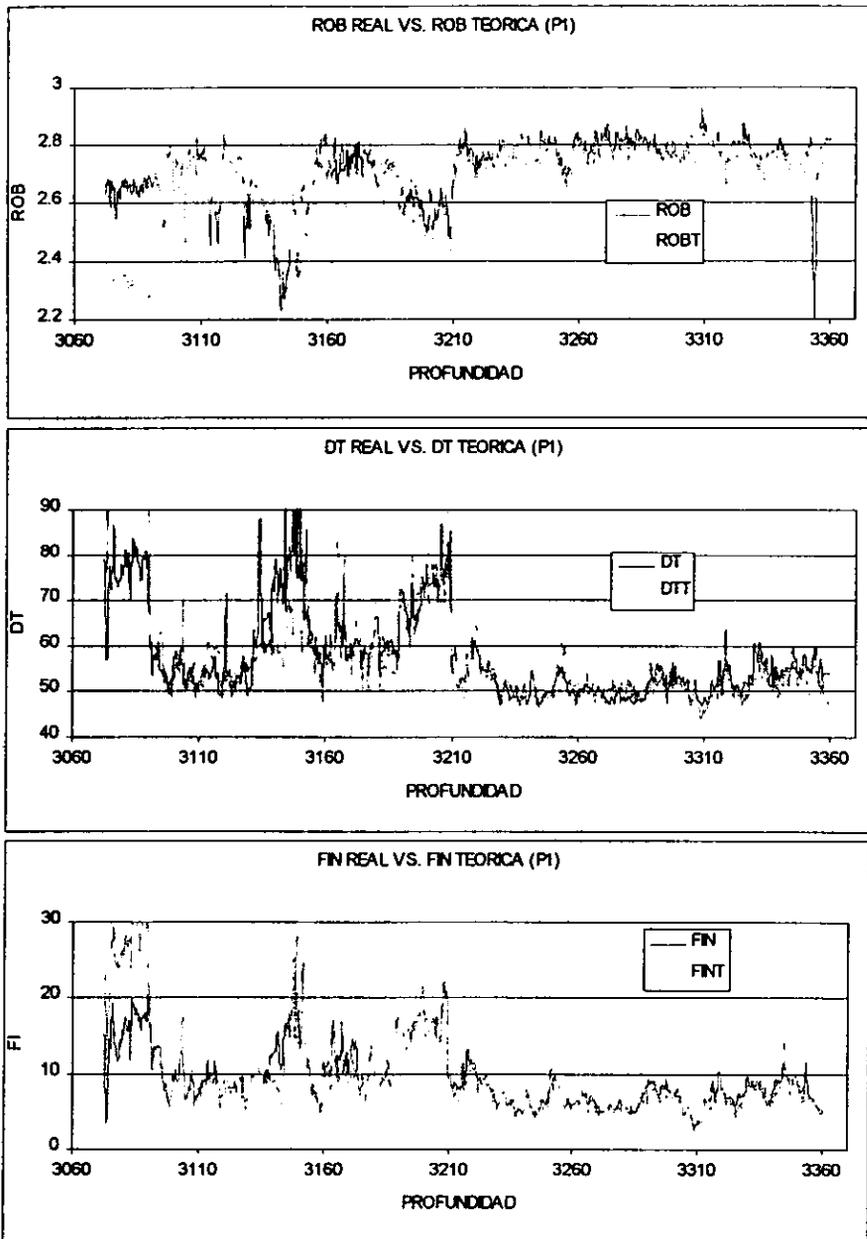


Figura V.3.a Programa 1

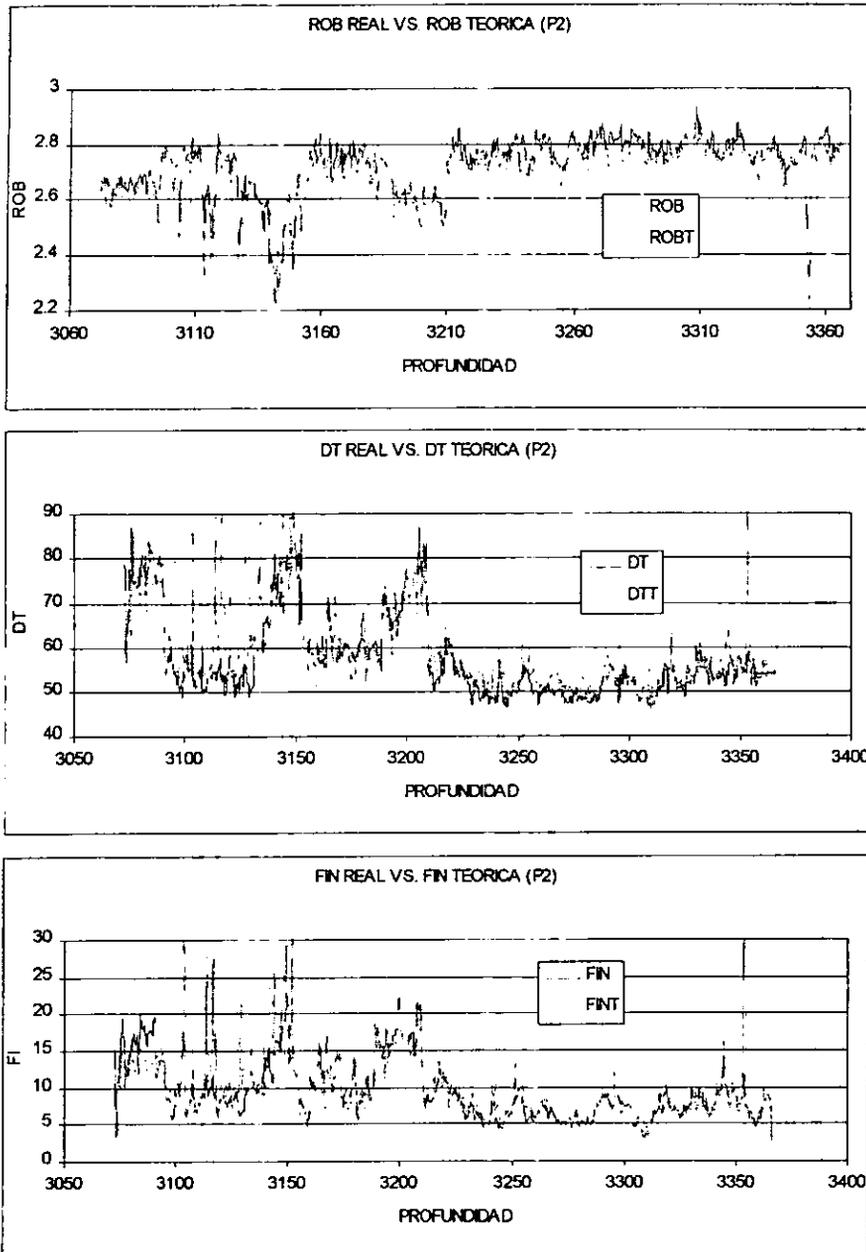


Figura V.3.b Programa 2

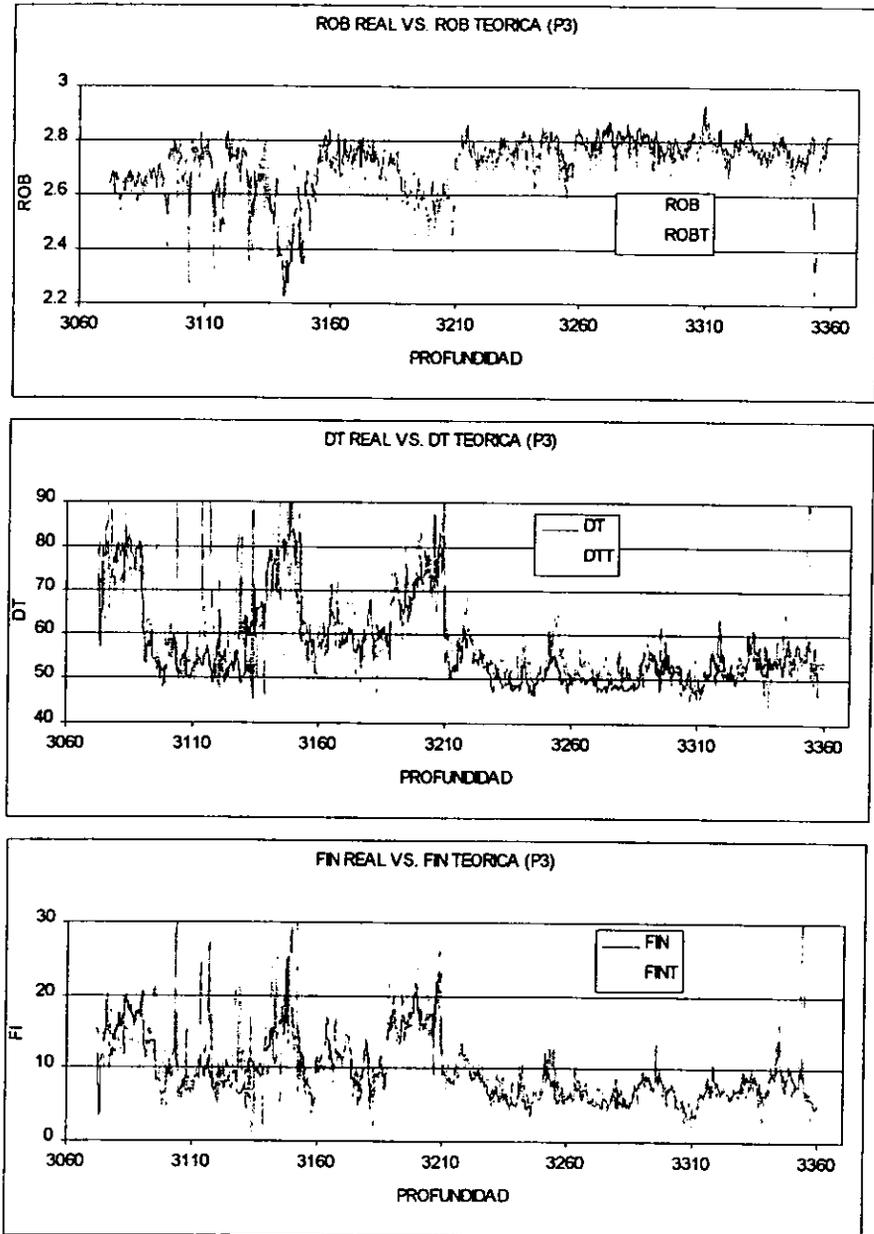


Figura V.3.c Programa 3

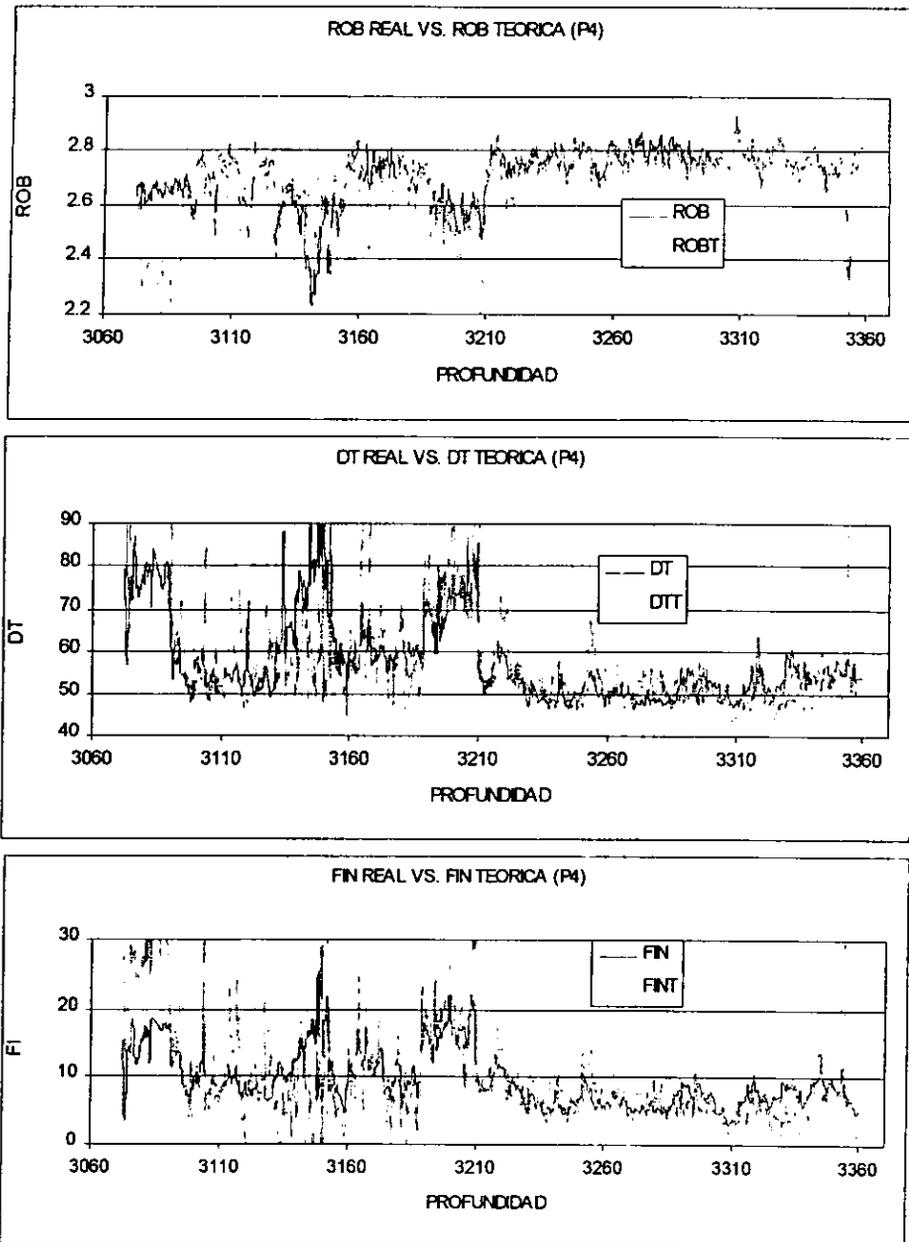


Figura V.3.d Programa 4

De acuerdo a ésta tabla se observa que el concepto utilizado en el Programa 2 es la que mantiene un error menor entre las curvas teórica y real. Sin embargo, por otra parte, las figuras V.4.a, V.4.b, V.4.c y V.4.d muestran las diferencias en forma puntual entre cada uno de los indicadores, en donde, se puede notar que la figura V.4.d es la que presenta, visualmente, menores diferencias entre la curva real y la teórica.

Estos resultados aunque particulares, muestran que las mejores condiciones de error se presentan al considerar el modelo geológico original, sin modificaciones (Programa 2), sin embargo, los resultados más satisfactorios se obtienen al tener modelos modificados, en particular, al evaluar el volumen de arcilla en forma independiente. Este aspecto indica la necesidad de incorporar en los modelos numéricos de interpretación, constreñimientos de tipo geológico en lugar de cálculos numéricos adicionales.

Por lo tanto, la metodología desarrollada que presenta resultados confiables al compararla con técnicas ya establecidas, así como una menor diferencia entre la curva real y la curva teórica es la del Programa 4.



CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES

1. Durante todo este trabajo se ha estudiado y aplicado diferentes técnicas para la interpretación de registros de pozos, observando sus ventajas y desventajas en relación con resultados de análisis de núcleos, además de conocer su comportamiento y veracidad ante diversos tipos de litologías.
2. En el análisis de núcleos en forma cualitativa y cuantitativa se llegó a la determinación de que el método propicio para este tipo de estudios es FIN-ROB, ya que éste fue el que presentó con una mayor frecuencia de correlación con datos de laboratorio, además de que ésta técnica fue desarrollada para el análisis de formaciones libres de arcillas y la mayoría de las muestras cumplían con esta condición. De tal forma, se establece que FIN-ROB es un buen indicador de la litología bajo estas condiciones.
3. Si la formación no es limpia, el método Lito-Porosidad resulta ser el indicador preferente, a pesar de aumentar el volumen de arcillosidad como ya se ha mencionado. Es aquí donde se diseñaron diferentes formas de evaluar la litología de una formación en base de los parámetros M y N.
4. Y como se revisó en el capítulo de aplicaciones el programa No.4, el cual determina el volumen de arcilla V_{cl} mediante la herramienta RG y posteriormente calcula el volumen de porosidad y de los minerales, es el que proporciona mejores resultados, es decir marca las zonas arcillosas sin aumentar su contenido, lo que conlleva a obtener valores de porosidad aceptable y por lo tanto una mineralogía estable.

5. Por otro lado al verificar cada programa en base de su error entre curva teórica y curva real, se observa que el programa No.2 es el que tiene el error más bajo en comparación con los otros tres programas; sin embargo, esto no quiere decir que sea la mejor opción, ya que al revisar las figuras características se encuentra que la descripción geológica del núcleo no es aceptable.
6. La premisa de interpretación realizada, consiste en correlacionar la información de los registros con los datos derivados del análisis de núcleos; bajo ésta condición, los mejores resultados numéricos no se relacionan con buenas definiciones de los intervalos de estudio.
7. La metodología desarrollada debe incluir restricciones de tipo geológico, en lugar de restricciones de tipo numérico. Esta metodología ha mostrado su consistencia en la definición de intervalos con litología compleja y se realizan pruebas para su incorporación en etapas de interpretación en estudios de yacimientos.

REFERENCIAS

1. AGUILERA, R. "Naturally Fractured Reservoirs", Penn Well 1198
2. ALGER, J.S., LOCKE, S., NAGEL, W.A., & SHERMAN, H., "The Dual Spacing Neutron Log-CNL", JPT (Sept. 1972) 1073-83.
3. ARROYO CARRASCO, A., "Apuntes de la Facultad de Ingeniería: Registros Geofísicos de Pozos", Facultad de Ingeniería, UNAM.
4. BURKE, J.A., CAMBELL, R.L. & SCHMIDT, A.W., "The Litho-Porosity Cross-Plot: A Method of Determining Rock Characteristics for Computation of Log Data", paper presented at the 1969 SPWLA Annual Logging Symposium, Houston, May 25-28.
5. CIENCIAS DE LA TIERRA, "Apuntes de Registros Geofísicos", ESIA, IPN.
6. CLAVIER, C., & RUST, D.H., "Mid-Plot: A New Technology Technique" (Nov.-Dec. 1976).
7. GARDNER, J. S. & DUMANIOR, J. L., "Litho-Density Log Interpretation", paper presented at the 1980 SPWLA Annual Logging Symposium, Lafayette, LA, July 8-11
8. GÓMEZ RIVERO, O., "Registros de Pozos: Parte I. Teoría e Interpretación", México, D. F. 1975.
9. HEAD M. P., "Wellsite Computer analysis: A Program for Lithologies", paper SPE 6824 presented at the 52nd Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum of AIME, Denver, Colorado, Oct. 9-12, 1977.
10. KOKESH, F.R., SCHWARTZ, R.J., WALL, W.B., & MORRIS R.L., "A New Approach to Sonic Logging and Other Acoustic Measurements", JPT (March 1965) 282-86.
11. MAYER, C. & SIBBIT, A., "Global, A New Approach to Computer-Processed Log Interpretation", paper SPE 9341 presented at the 1980 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Sept: 21-24.
12. MITCHELL, W. K., & NELSON, R. J., "Statistical Log Analysis Made Practical", WORLD OIL, June 1991

13. POUPON, A., HOYLE, W.R., & SCHMIDT, A.W., "Log Analysis in Formations with Complex Lithologies", JPT (Aug.1971) 995-1005.
14. ROGERS, S. J., FANG, J. H., KARR, C. L. & STANLEY, D. A., "Determination Of Lithology From Well Logs Using a Neural Network", The American Association of Petroleum Geologists, 1992.
15. RUHOVETS, N. & OLIVER, D. W., "Log Analysis Problems and Solutions in Complex Lithology Reservoirs", paper SPE 14187 prepared for presentation at 60th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Las Vegas, September 22-25, 1985.
16. SAVRE, W.C. & BURKE, J.A, "Determination of True Porosity and Mineral Composition in Complex Lithologies with the Use of Sonic, Neutron and Density Surveys", JPT, Sept. 1963.
17. SCHLUMBERGER, "Evaluación de Formaciones en México", WEC México, Sept. 1984.
18. SCHLUMBERGER, "Log Charts Interpretation", WEC México, Sept. 1989.
19. SCHLUMBERGER, "Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros".
20. TIXER, M.P., ALGER, R.P, & DOH, C.A, "Sonic Logging", JPT, (May. 1959) XI, No.5, 106-14.
21. WAHI, J.S., TITTMAN, J., JOHNSTONE, C.W., & ALGER, R.P, "The Dual Spacing Formation Density Log", JTP (Dec. 1964) 1411-16.