



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-066

33
2 ef

SR. FRANCISCO ISAIAS VILLALOBOS SANCHEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en I. Salvador Bassó Alvarez, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de ingeniero petrolero:

**DETERMINACION DE PROPIEDADES PETROFISICAS CON REGISTROS
GEOFISICOS DE POZOS EN YACIMIENTOS DE LITOLOGIA COMPLEJA**

- I INTRODUCCION
- II GENERALIDADES
- III DETERMINACION DE POROSIDAD Y LITOLOGIA EN YACIMIENTOS CON LITOLOGIA COMPLEJA UTILIZANDO EL METODO DE LITO-POROSIDAD POR GRAFICAS CRUZADAS.
- IV IMPORTANCIA DE LOS PARAMETROS m y n EN LA DETERMINACION DE SATURACION DE AGUA EN YACIMIENTOS DE LITOLOGIA COMPLEJA
- V METODOLOGIA PROPUESTA PARA EL ANALISIS DE YACIMIENTOS DE LITOLOGIA COMPLEJA
- VI EJEMPLOS DE APLICACION
- VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- VIII BIBLIOGRAFIA

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 23 de septiembre de 1991
EL DIRECTOR

ING. JOSÉ MANUEL COVARRUBIAS SOLÍS

JMCS'EGLM'gtr

FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está 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.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

**DETERMINACION DE PROPIEDADES PETROFISICAS CON REGISTROS GEOFISICOS
DE POZOS EN YACIMIENTOS DE LITOLOGIA COMPLEJA**

INTRODUCCION

I. GENERALIDADES

| | | |
|-------|---|----|
| 1.1 | CONSIDERACIONES PETROFISICAS | 1 |
| 1.2 | PERTURBACIONES DURANTE LA PERFORACION | 8 |
| 1.3 | REGISTROS GEOFISICOS | 14 |
| 1.3.1 | Registros de Litología | 17 |
| 1.3.2 | Registros de Resistividad | 23 |
| 1.3.3 | Registros de Porosidad | 26 |

**II. DETERMINACION DE POROSIDAD Y LITOLOGIA EN YACIMIENTOS CON
LITOLOGIA COMPLEJA UTILIZANDO EL METODO DE LITOPOROSIDAD POR
GRAFICAS CRUZADAS**

| | | |
|--------|--|----|
| 2.1 | METODO DE LITOPOROSIDAD POR GRAFICAS CRUZADAS ... | 34 |
| 2.1.1 | Definición de los parámetros "M" y "N" .. | 35 |
| 2.1.2 | Efecto de no linealidad | 37 |
| 2.1.3 | Gráficas de Litoporosidad y triángulos litológicos | 37 |
| 2.1.4 | Zona de lutitas en la gráfica de M vs. N | 39 |
| 2.1.5 | Determinación de la porosidad secundaria | 40 |
| 2.1.6 | Triángulos litológicos preferenciales para yacimientos carbonatados | 40 |
| 2.1.7 | Yacimientos carbonatados con presencia de arcillas | 46 |
| 2.1.8 | Gráficas de apoyo para el método de Lito- porosidad | 47 |
| 2.1.9 | Efecto de la presencia de gas sobre la gráfica de Litoporosidad | 48 |
| 2.1.10 | Cálculo de la porosidad primaria | 48 |
| 2.1.11 | Cálculo de la porosidad secundaria | 51 |
| 2.2 | APLICACION DEL METODO DE LITOPOROSIDAD EN FORMA- CIONES CARBONATADAS LIBRES DE ARCILLAS | 53 |

| | | |
|---|---|-----|
| 2.3 | APLICACION DEL METODO DE LITOPOROSIDAD EN FORMACIONES CARBONATADAS CON PRESENCIA DE YESO | 61 |
| 2.4 | APLICACION DEL METODO DE LITOPOROSIDAD EN FORMACIONES CARBONATADAS ARCILLOSAS | 63 |
| 2.5 | PRESENCIA DE PIRITA EN FORMACIONES CARBONATADAS . | 69 |
| 2.5.1 | La presencia de pirita en rocas sedimentarias | 69 |
| 2.5.2 | Efecto de la pirita sobre algunos registros geofisicos | 70 |
| 2.5.3 | Cálculo de la porosidad y el volumen de pirita en formaciones carbonatadas con pirita | 75 |
| 2.5.4 | Descripción del modelo | 83 |
| | | |
| III. IMPORTANCIA DE LOS PARAMETROS "m" Y "n" EN LA DETERMINACION DE SATURACION DE AGUA EN YACIMIENTOS CARBONATADOS DE LITOLOGIA COMPLEJA | | |
| 3.1 | ANTECEDENTES | 89 |
| 3.2 | VARIABLES EN LA DETERMINACION DE SATURACION DE AGUA EN YACIMIENTOS CARBONATADOS | 92 |
| 3.3 | DETERMINACION DE LA SATURACION DE AGUA UTILIZANDO "m" VARIABLE Y LA COMBINACION DE LOS REGISTROS EPT - ML | 99 |
| 3.4 | DETERMINACION DE LA SATURACION DE AGUA CON "m" A PARTIR DE CORRELACIONES | 107 |
| 3.5 | EL EXPONENTE "m" EN YACIMIENTOS CARBONATADOS DE BAJA POROSIDAD | 112 |
| | | |
| IV. METODOLOGIA PROPUESTA PARA EL ANALISIS DE YACIMIENTOS DE LITOLOGIA COMPLEJA | | |
| | | |
| V. EJEMPLOS DE APLICACION | | |
| | | |
| VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | | |
| | | |
| NOMENCLATURA | | |
| BIBLIOGRAFIA | | |

I N T R O D U C C I O N

La evaluación de yacimientos de litología compleja a partir de la interpretación de registros geofísicos de pozos presenta muchas dificultades, particularmente cuando se presentan rocas carbonatadas arcillosas simultáneamente con otros minerales, como pirita o pedernal, las cuales pueden presentar heterogeneidades como fracturas o cavernas.

En México, los yacimientos de mayor producción están formados por calizas, algunas veces con porosidad secundaria, con porcentajes variables de dolomía y un contenido generalmente bajo de arcilla. Por esta razón es importante contar con los criterios y metodología adecuados para el análisis de estos yacimientos.

El objetivo de este trabajo es proporcionar estos criterios y una metodología para el análisis de yacimientos de litología compleja.

Existen diversas técnicas de evaluación para inferir los parámetros petrofísicos de las rocas a partir de registros geofísicos, los cuales tradicionalmente se han definido como la representación digital o analógica de una propiedad física contra la profundidad.

Para la determinación de porosidad y litología se presenta en este trabajo el método de litoporosidad por gráficas cruzadas de Burke, el cual utiliza los registros porosidad neutrón (CNL), densidad (FDC) y sónico de porosidad (BHC). Se seleccionó este método por presentar resultados confiables en yacimientos con litología compleja de nuestro país.

También se incluye un procedimiento que permite determinar la posible existencia de pirita en la formación y corregir los efectos que ésta causa sobre los cálculos de porosidad y saturación.

Por lo que toca a la saturación de agua, se analizan los diferentes parámetros que intervienen en su determinación y la manera como estos repercuten en la evaluación del contenido de hidrocarburos en el yacimiento.

Para este caso se propone un método basado en el cálculo de un valor de μ variable para cada punto del intervalo a analizar. Este valor se obtiene a partir de la medición del tiempo de propagación electromagnética con el registro EPT, el cual está siendo tomado en nuestro país, principalmente, en pozos de la Región Marina.

En caso de no contarse con el registro EPT se propone una serie de correlaciones basadas en la textura y tipo de porosidad de la roca, haciendo un tratamiento especial a las formaciones de baja porosidad.

Para ejemplificar esta metodología se analizan, con ayuda de una computadora, dos pozos de la Región Marina. Los resultados de este análisis obtenidos con la metodología aquí propuesta se compararon con datos obtenidos del análisis de núcleos, de pruebas de formación, de registros de hidrocarburos y con los resultados obtenidos con las técnicas de interpretación computarizada GLOBAL y ELAN.

Como conclusión de esta comparación se puede decir que la metodología propuesta en este trabajo presenta un buen grado de confiabilidad.

Las rocas clásticas productoras son, principalmente, arenas o sílice de grano fino. El tamaño de las partículas varía entre 1 mm y 1/16 de mm. Hay otras rocas clásticas productoras, tales como los conglomeraos, las cuales están compuestas por partículas de tamaño mucho mayor.

La presencia de arcilla o lutita en las arenas de un yacimiento clástico es un parámetro que debe tenerse muy en cuenta en la evaluación del yacimiento, debido a que ésta afecta tanto a las características de la formación, como a la respuesta de los instrumentos de registro.

ROCAS CARBONATADAS

Las rocas carbonatadas están constituidas principalmente por caliza y dolomía. La matriz de estas rocas se deposita directamente en el agua marina o es extraída de ella por los organismos vivientes. A menudo se encuentran fósiles de estos organismos en la matriz. Los sedimentos sufren el efecto de varios procesos químicos que pueden alterarlos o reestructurarlos.

CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO

La evaluación de rocas productoras, o potencialmente productoras, requiere básicamente de tres clases de información: Porosidad, Permeabilidad y Saturación.

POROSIDAD

La porosidad es la capacidad que tiene una roca de contener fluidos, o sea, es el volumen vacío de roca dividido por el volumen total de roca. La porosidad puede clasificarse en:

- Porosidad Total: Es la relación de volumen de poros al volumen de roca.

- Porosidad Efectiva: Es la cantidad de poros interconectados disponibles para la transmisión de fluidos, en relación al volumen de roca.

La porosidad también se puede clasificar en porosidad primaria y porosidad secundaria.

La porosidad primaria es consecuencia de los espacios vacíos entre los fragmentos o partículas después de su acumulación como sedimento. A fin de obtener una idea general de los valores de porosidad, imagínese una arena compuesta de granos esféricos, todos del mismo tamaño y apilados unos encima de otros en forma de estructura cúbica, (fig. 1.1); los cálculos demuestran que en esta forma se obtendría el máximo volumen vacío posible, o sea, una porosidad del 47.6 por ciento. El tamaño de los granos no afecta los cálculos: la porosidad sería la misma cualquiera que sea el tamaño de las partículas, siempre y cuando el arreglo geométrico sea el mismo.

Supongamos ahora que estas mismas esferas se arreglan en forma que cada una de ellas ocupe el valle entre las cuatro que se encuentran debajo, fig. 1.2, la porosidad se reduce al 25.9 por ciento. En este caso, lo mismo que en el anterior, el tamaño de las esferas no importa siempre y cuando el arreglo geométrico sea el mismo.

Teniendo en cuenta lo anterior, veamos ahora los factores que afectan la porosidad primaria:

- Empacamiento
- Selección
- Cementación
- Angularidad y Redondez
- Compactación

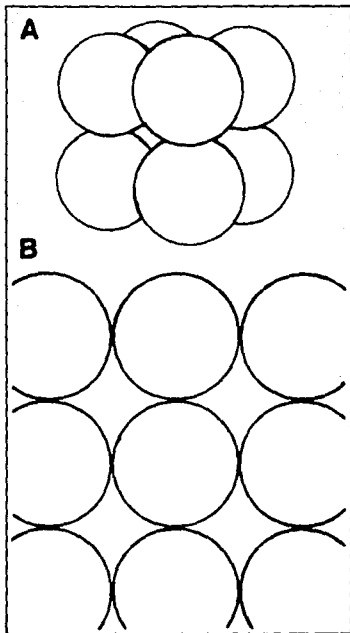


Fig. 1.1 - ARREGLO DE ESFERAS ILUSTRANDO
 UNA POROSIDAD MAXIMA DEL 47.6 %
 A. VISTA TRIDIMENSIONAL
 B. SECCION

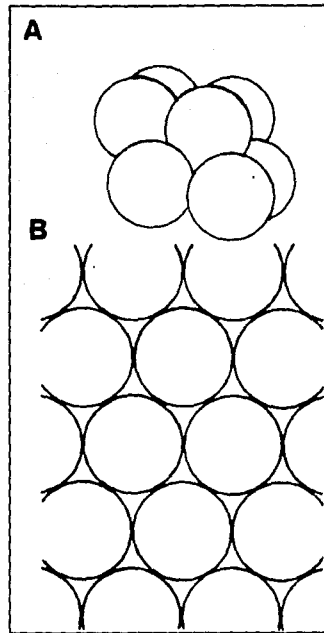


Fig. 1.2 - ARREGLO DE ESFERAS ILUSTRANDO
 UNA POROSIDAD MINIMA DEL 25.9 %
 A. VISTA TRIDIMENSIONAL
 B. SECCION

El empaquetamiento se refiere a la configuración geométrica de la distribución de las partículas. Esta configuración puede ser cúbica, rómbica o hexagonal. Las figs. 1.1 y 1.2 ilustran claramente el empaquetamiento.

La selección se refiere a la variación en el tamaño y forma de las partículas. Una roca "bien seleccionada" es aquella compuesta por partículas de tamaño y forma uniformes, en tanto que una roca "dobremente seleccionada" es aquella compuesta por partículas con tamaño y forma variables. Obviamente, una roca bien seleccionada tendrá una porosidad mayor que la mal o dobremente seleccionada.

El cementante es la substancia que mantiene juntos a los diversos granos o partículas. Muy a menudo este cementante es cuarzo o calcita, por lo que una roca bien cementada tiene una porosidad menor que una roca mal cementada.

La angularidad y redondez de los granos, junto con el empaquetamiento y selección, afectan la porosidad debido al entrelazamiento de los granos así como al relleno de los espacios vacíos (fig. 1.3).

La compactación es el grado de alteración del tamaño y forma de las partículas debido a la presión de las rocas suprayacentes. Es lógico que con el tiempo la sobrecarga reduzca la porosidad. Aunque hay muchas excepciones, se puede decir que la porosidad disminuye con el aumento en la profundidad o en la edad de la roca.

Con referencia a la evaluación de registros geofísicos, los aspectos microscópicos de las rocas mencionados anteriormente son parámetros que deben tenerse siempre en cuenta al medir la porosidad. Además, pueden existir espacios vacíos dentro de los fragmentos o partículas de una roca; estos espacios vacíos a menudo se rellenan con cemento o material fino y generalmente son

discontinuos.

La porosidad secundaria es muy importante y es consecuencia de agentes geológicos tales como lixiviación, fracturamiento y fisuramiento de la roca durante el proceso de formación. Por ejemplo la disolución de caliza o dolomía por aguas subterráneas es un proceso de lixiviación que produce cavidades o cavernas.

Debido a su fragilidad, así como a su composición química, los carbonatos son ejemplos excelentes de la porosidad secundaria.

En rocas productoras calcáreas los poros pueden ser bastante grandes. Sin embargo cuando se obtiene un promedio, la porosidad en rocas calcáreas es inferior a la de las areniscas.

Por otro lado, la dolomía normalmente presenta una porosidad elevada debido a la disminución en el volumen de roca por la transformación de calcita en dolomita.

La producción de hidrocarburos en rocas tanto clásticas como carbonatadas proviene de porosidad primaria; sin embargo, frecuentemente la producción en rocas carbonatadas es consecuencia de porosidad secundaria.

PERMEABILIDAD

La permeabilidad es la capacidad de flujo de los fluidos contenidos dentro de una roca. Para que un yacimiento sea comercial es necesario no sólo que la roca contenga hidrocarburos sino que éstos fluidos puedan desplazarse dentro de la roca y llegar al pozo. Por consiguiente, es obvio que la roca solo es permeable cuando los poros están conectados. Si esta interconexión no existe, la roca puede ser porosa pero no tener permeabilidad.

La permeabilidad se mide en darcys (expresión numérica que recibe el nombre del ingeniero francés Henry d'Arcy, quien en 1865 diseñó un método para medir la permeabilidad). Se dice que un medio poroso tiene permeabilidad de un darcy cuando a través de un núcleo (de este medio poroso) de un centímetro cuadrado de sección transversal y un centímetro de longitud fluye un fluido de viscosidad igual a un centipoise con un gasto de un centímetro cúbico por segundo y con una presión diferencial de una atmósfera. La permeabilidad se puede dividir en:

- Permeabilidad absoluta. Es la propiedad que tiene la roca de permitir el paso de un fluido a través de ella, cuando se encuentra saturada al 100 por ciento de fluido. Que es el mismo que se usa como fluido desplazante durante la prueba.
- Permeabilidad efectiva. Se define como permeabilidad efectiva a un fluido particular, la permeabilidad del medio a ese fluido cuando su saturación es menor del 100 por ciento.
- Permeabilidad relativa. La permeabilidad relativa de un fluido particular se define como el cociente de la permeabilidad efectiva a ese fluido entre la permeabilidad absoluta.

Aparentemente el concepto de permeabilidad es un concepto básico simple; pero en la práctica puede ser muy complejo. El flujo aumenta con la presión en el fluido, pero disminuye con el aumento en la viscosidad. Por ejemplo, el gas fluye más fácilmente que el agua y ésta más fácilmente que el aceite. En consecuencia, es necesario conocer varios factores para determinar la permeabilidad de una roca. Estos factores son: tamaño y forma del vaciamiento, propiedades de los fluidos, presión de los fluidos y cantidad de flujo.

SATURACION

La Saturación (S) de un fluido (f) en un medio poroso, se define como el volumen del fluido (V_f) medido a la presión y temperatura a que se encuentre el medio poroso, entre su volumen de poros (V_p); es decir, S_f es igual a V_f sobre V_p ; donde la letra f puede representar aceite, agua o gas (fig. 1.4).

En una formación con hidrocarburos se pueden encontrar simultáneamente agua, aceite y gas. Sin embargo, debido a los efectos de la gravedad, los fluidos se segregan o separan en el yacimiento. Parte de los fluidos de un yacimiento no pueden extraerse; esta parte de los fluidos recibe el nombre de saturación residual o irreductible. A veces las saturaciones residuales de hidrocarburos pueden extraerse mediante los métodos de recuperación secundaria o terciaria.

Al estudiar un intervalo productor, aquella fracción del espacio en los poros que no contiene agua se supone que contiene hidrocarburos. Ello puede expresarse matemáticamente mediante la igualdad:

$$S_{hc} = 1 - S_w$$

donde: S_{hc} representa la saturación de hidrocarburos y S_w la saturación de agua.

1.2 PERTURBACIONES DURANTE LA PERFORACION

El proceso de perforación se ilustra en la fig. 1.5. A una barrena al final de la sarta de perforación se le hace rotar desde la superficie a una velocidad entre 50 y 150 rpm. Simultáneamente se le aplica un peso que va de 10 000 a 40 000 lb., generalmente, lo que provoca el rompimiento de la roca. Los

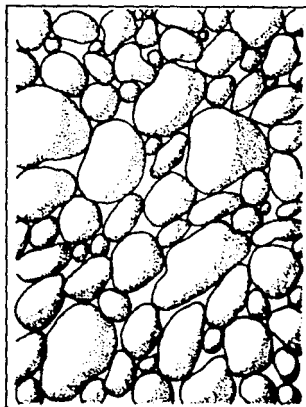


Fig. 1.3 - GRANOS REDONDOS, SUBANGULARES Y ANGULARES

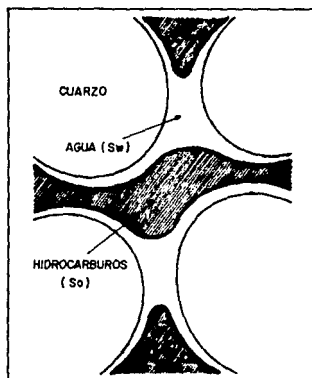


Fig. 1.4 - DISTRIBUCION DE FLUIDOS EN LOS POROS DE LA ROCA

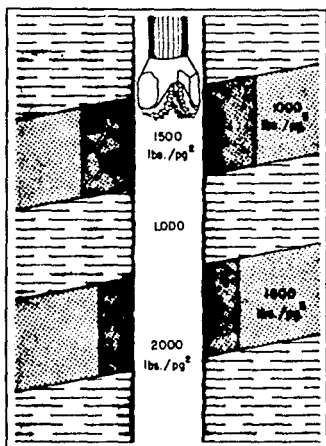


Fig. 1.5 - PROCESO DE PERFORACION

cortes de roca provocados por esta doble acción son llevados a la superficie por el fluido de perforación, el cual es bombeado desde la superficie por dentro de la sarta de perforación, pasa por las toberas de la barrena y regresa a la superficie por el espacio anular.

Durante la perforación se pueden formar deslaves o cavernas, lo cual lleva a tener un diámetro de agujero mucho mayor al diámetro de la barrena. Además, el fluido de perforación puede invadir zonas permeables y formar un enjarre sobre la pared del pozo en esas mismas zonas. La invasión en particular causa problemas en el análisis de registros geofísicos.

EL PROCESO DE INVASION

Durante la perforación, la presión ejercida por el fluido o lodo de perforación en el espacio anular, P_m , deberá ser mayor que la presión de los fluidos que se encuentren en el espacio poroso de la formación, P_f , para prevenir un brote. La diferencia de presión, $P_m - P_f$, generalmente unos pocos cientos de psi, fuerza al fluido de perforación a penetrar en la formación. Cuando esto sucede, las partículas sólidas del lodo de perforación forman una película sobre la pared del pozo llamada enjarre, mientras que el líquido que se filtra a través de este enjarre (filtrado del lodo) penetra a la formación desplazando a los fluidos que se encuentran en dicha formación, fig. 1.6.

PROFUNDIDAD DE LA INVASION

Como se dijo anteriormente, cuando el lodo invade a la formación sólo el líquido penetra en ella y una costra o enjarre se acumula en la pared del pozo. Esta costra puede ser gruesa o delgada y resistente o frágil según el tipo de lodo. Además, las propiedades del filtrado del lodo las controla el tipo de lodo; por ejemplo, un lodo cuya base es agua salada tendrá un filtrado salado, en tanto que un lodo base agua fresca o dulce producirá

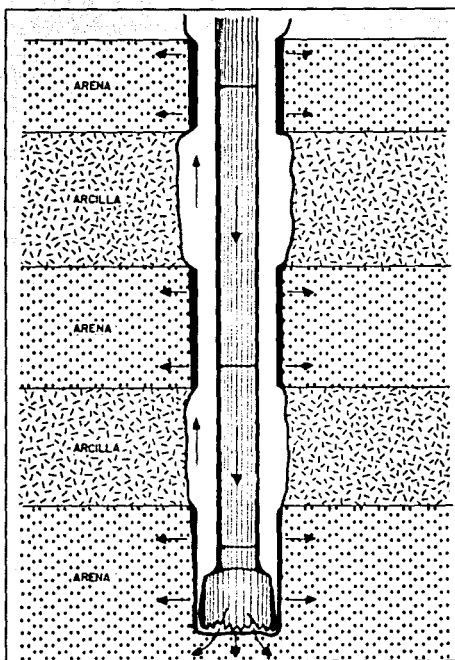


Fig. 1.6- PROCESO DE INVASION DURANTE Y DESPUES DE LA PERFORACION

un filtrado con una mínima cantidad de sal.

Los factores que determinan la profundidad de la invasión son:

- Pérdida de agua del lodo de perforación.

A mayor pérdida de agua, mayor será la profundidad de la invasión, siempre y cuando todos los otros factores se mantengan constantes y la roca sea permeable.

- Diferencia de Presión.

La diferencia de presión entre la columna de lodo y la presión de los fluidos ($P_m - P_f$) tiene cierto efecto en la profundidad de invasión. Sin embargo, la pérdida de agua de algunos lodos es prácticamente independiente de la diferencia de presión y en estos casos tal diferencia no afecta la profundidad de invasión.

- Tiempo de Contacto.

El tiempo total en que la formación esté en contacto con el lodo es uno de los factores importantes en la profundidad de invasión. A mayor tiempo de contacto, mayor profundidad de invasión.

- Porosidad.

En igualdad de condiciones, a mayor porosidad menor es la profundidad de invasión del filtrado del lodo.

- Permeabilidad.

Generalmente, la permeabilidad del enjarre es tan baja, que controla en forma efectiva el flujo de filtrado en la formación. Sin embargo, en otros casos la permeabilidad de la roca es tan baja que es ésta la que controla el flujo del filtrado y no el enjarre de lodo.

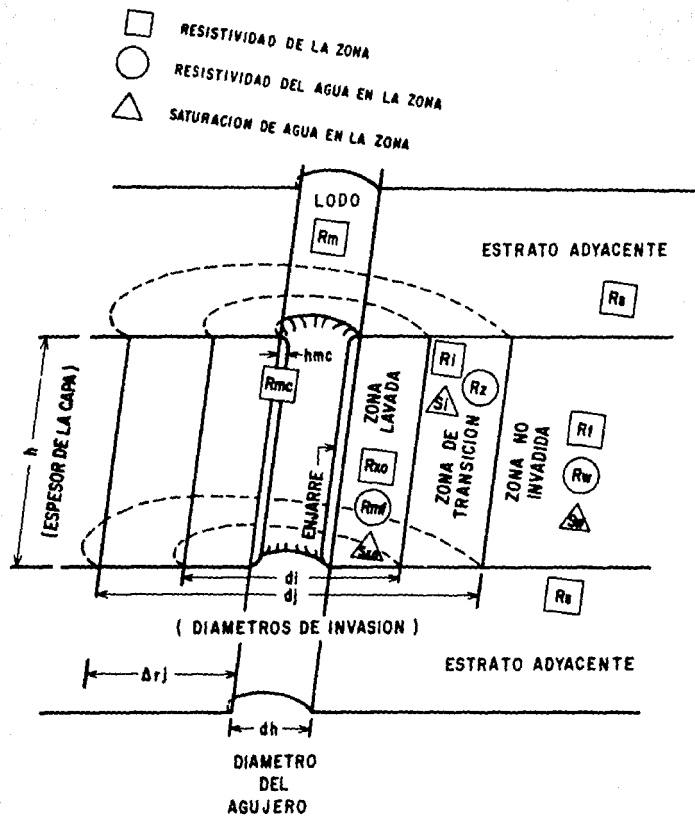


FIG. 1.7.- MODELO ESQUEMATICO DEL AGUJERO Y LA FORMACION

La información mas importante que se puede obtener a partir del análisis cualitativo y/o cuantitativo de los registros geofísicos es la siguiente:

- Correlación y límites entre capas
- Litología
- Identificación de los fluidos del yacimiento
- Determinación de cuerpos permeables
- Porosidad e índice de saturación
- Contactos agua-hidrocarburos, gas-aceite
- Pronósticos de permeabilidad
- Localización de fracturas naturales
- Determinación de la desviación del pozo y del buzamiento de la formación
- Estimación de la presión en los poros y del gradiente de fractura
- etc.

1.3.1 REGISTROS DE LITOLOGIA

Uno de los primeros registros geofísicos que se utilizó en la industria petrolera fue el de Potencial Espontáneo o curva SP, el cual nos suministra información de la cual se puede deducir la litología, además de proporcionarnos una indicación de la permeabilidad.

La curva de Rayos Gamma también se usa para determinar la litología. Normalmente, cuando las condiciones en el pozo no son las apropiadas para un registro SP, se corre uno con rayos gamma.

POTENCIAL ESPONTANEO

La curva SP es una medida de las corrientes eléctricas que

se producen dentro del pozo debido al contacto entre diversos fluidos con salinidades diferentes; por consiguiente, este registro se usa normalmente en pozos perforados con fluidos cuya base es agua dulce.

El filtrado del lodo de perforación invade aquellas zonas que presentan permeabilidad y en consecuencia se generan corrientes eléctricas (fig. 1.8). Si la zona es impermeable, como es el caso de las lutitas, no habrá invasión del filtrado del lodo y, por lo tanto, no se generaran estas diferencias de potencial; de este modo, el trazo de la curva será relativamente recto y sin caracteres distintivos.

La curva SP generalmente se registra en la primera columna del registro. La magnitud de las deflexiones se determinan mediante la relación entre la resistividad del filtrado del lodo y la resistividad del agua presente en la formación. La relación matemática es:

$$SP = -(60 + 0.133t) \log(R_{mf}/R_w)$$

Puesto que los valores de R_{mf} son conocidos, se puede usar esta relación para estimar el valor de R_w . Aunque el movimiento de iones (el cual produce el fenómeno SP) solo ocurre en formaciones que tienen permeabilidad, no existe una relación directa entre la magnitud de la deflexión de la curva SP y el valor absoluto de la permeabilidad, además, la deflexión no tiene relación directa con la porosidad de la formación.

Debido a que el SP no es una curva que empieza con un valor de cero, la deflexión se mide a partir de una línea base llamada "línea base de lutitas" (fig. 1.8). La posición de esta línea base la determina el analista de registros y no afecta la interpretación de la curva SP.

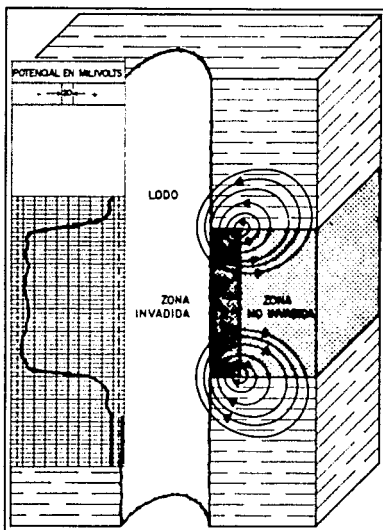


Fig. 1.8 - REGISTRO DE POTENCIAL ESPONTANEO (SP)

La polaridad de la deflexión es negativa a la izquierda de la línea base y positiva a la derecha de la misma. Ello simplemente significa que cuando el lodo de perforación es más dulce que el agua de la formación, la curva SP se desplaza hacia la izquierda en las zonas permeables. Si las condiciones son contrarias, como en el caso de arenas con agua dulce, la curva SP se desplaza hacia la derecha de la línea base al encontrar una zona permeable. Cuando el agua en el lodo y la formación son de la misma salinidad, no se presentan deflexiones y el trazo es relativamente recto y sin caracteres distintivos.

Puesto que las lutitas no tienen permeabilidad, en tanto que las arenas, calizas y dolomías si tienen hasta cierto punto, la curva SP es una herramienta muy valiosa en la identificación de la litología.

En general, las capas no lutíticas con resistividad de moderada a baja quedan muy bien definidas por la curva SP. Aquellas con alta resistividad distorsionan a la curva del SP, produciendo un cambio en la pendiente de la curva en los bordes de los estratos. Por consiguiente, la definición es pobre. Así mismo, la curva SP se comprime en zonas permeables que contienen lutita o hidrocarburos.

Con lodos ordinarios, la curva del potencial espontáneo nos permite:

- La determinación de capas permeables
- La determinación de límites de capas
- Correlación de capas
- La determinación de la resistividad del agua de formación
- Cualitativamente, conocer la cantidad de arcillas en la formación

Los factores principales que influyen la forma de la curva del SP son:

- Espesor y resistividad de la capa permeable
- Resistividad y diámetro de la zona invadida por el filtrado del lodo
- Resistividad de las formaciones vecinas
- Resistividad del lodo y diámetro del pozo

RAYOS GAMMA

La curva de rayos gamma es simplemente el resultado de la medición de la radiación natural de la formación y generalmente refleja el contenido de arcilla o lutita de las rocas sedimentarias. Los elementos altamente radioactivos tienden a concentrarse en las arcillas o lutitas; por consiguiente, lutitas y arenas lutíticas muestran una radioactividad alta, en tanto que arenas limpias y carbonatos generalmente exhiben bajos niveles de radioactividad. En otras palabras, la curva de rayos gamma permite diferenciar entre lutitas y posibles rocas almacenadoras; es decir, se puede utilizar para determinar litología. La curva de rayos gamma tiene prácticamente el mismo uso interpretativo que la curva del potencial natural.

La curva de rayos gamma puede obtenerse tanto en agujero descubierto como en pozo ademado, lo cual no puede hacerse con la curva de potencial espontáneo, y ello aumenta su valor como herramienta de correlación.

Los rayos gamma (impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía) son estadísticos por naturaleza. Ello significa que el número de rayos gamma registrado por el instrumento es variable aún en el caso de que el instrumento se mantenga fijo dentro del pozo. Estas variaciones estadísticas se eliminan usando constantes de tiempo o "compensando" los circuitos. La fig. 1.9

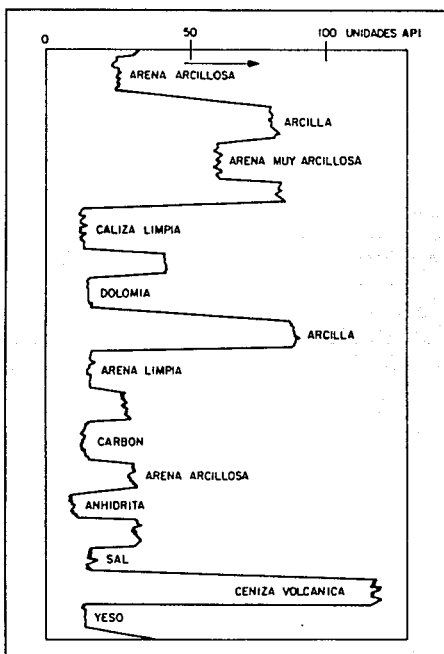


Fig. 1.9 - RESPUESTA DEL REGISTRO RAYOS GAMMA EN DIVERSAS FORMACIONES TÍPICAS

muestra la respuesta típica de la curva de rayos gamma a las diversas litologías.

1.3.2 REGISTROS DE RESISTIVIDAD

La resistividad puede definirse como la capacidad que una substancia tiene de "resistir a" o impedir el flujo de una corriente eléctrica. Es una propiedad física de la substancia e independiente del tamaño o forma de la misma.

La unidad de resistividad que se usa en los registros es el ohm-metro²/metro que puede abreviarse ohm-metro.

En las rocas de los yacimientos, los minerales que componen la matriz generalmente son "no conductores"; por consiguiente, el flujo de corriente en las rocas sedimentarias está asociado con el agua contenida dentro de los poros.

Casi todas las aguas de formación contienen cloruro de sodio (NaCl) y otras sales en solución; por lo tanto, la corriente la transportan los iones de sal disuelta en el agua. En otras palabras, la conductividad es proporcional a la concentración de la sal en el agua. Aunque cada uno de los iones solo puede transportar una cantidad definida de electricidad. Un aumento en la temperatura de la formación produce una mayor velocidad en el movimiento de los iones, lo cual da como resultado un incremento en la conductividad.

La cantidad de agua que contiene una formación está relacionada directamente con la porosidad; así mismo, esta cantidad afecta la resistividad de la formación. Es obvio que si el volumen de agua aumenta, la capacidad de obtener iones también aumenta y por lo tanto aumenta la conductividad.

La litología también afecta la resistividad de la formación. En general, los carbonatos tienen resistividades más altas que las rocas clásticas debido primordialmente a la geometría de los poros. En el caso de carbonatos el agua sigue vías mucho más tortuosas y por lo tanto aumenta la resistividad.

En resumen, existen cinco variables que afectan la resistividad de la formación:

- Concentración de sal en el agua de formación
- Temperatura del yacimiento
- Porosidad
- Litología
- Saturación de agua

La tabla 1.1 muestra una clasificación de la mayoría de las herramientas que han sido usadas o que están en uso. Las curvas se han dividido en base a su radio de investigación: profundo (3 pies o más), medio (1.5 a 3 pies), somero (0.5 a 1.5 pies) y zona lavada (1 a 6 pulgadas).

Las curvas de resistividad de radio de investigación profundo, medio y somero se obtienen con electrodos o bobinas que están montados sobre un mandril cilíndrico que se corre más o menos centrado en el agujero. En cambio, las curvas de resistividad medida en la zona lavada (microregistros) se obtienen con electrodos montados en una especie de almohadilla, las que su vez van montadas en los patines de la herramienta, lo cual provoca que durante la corrida estos electrodos viajen pegados a la pared del pozo.

Las combinaciones encerradas en la tabla 1.1 representan las curvas que pueden obtenerse simultáneamente en una sola corrida.

| | ZONA LAVADA 1-6 pulg. | SOMERA 0.5-1.5 pies | MEDIA 1.5-3 pies | PROFUNDA mas de 3 pies | ANOS | DESIGNACIONES | COMENTARIOS |
|--|--|---|-----------------------------------|-----------------------------|--------------------|---|---------------------------|
| | | 16" NORMAL | 64" NORMAL | 18" LATERAL | HASTA 1965 | ES, EL | OBSOLETA |
| LODO DULCE Rmf > 2Rw o Rt < 200 | MICROLLOS (ML) MINILOS CONTACTO | 16" NORMAL ESFERICO ENFOCADO LLB/CORTA GUARDA | | INDUCCION (IFF-40) | 1965-80 1970-85 | IES, IEL ISF | OBSOLETA DESCONTINUADA |
| | PROXIMIDAD (PL) | ESFERICO ENFOCADO | INDUCCION MEDIA (ILm) | INDUCCION PROFUNDA (ILd) | 1965 1975 | DIL-LLB, DIFL, DISG DIL-SFL o DISF | ACTUAL ACTUAL |
| LODO SALADO Rmf < 2Rw o Rt > 200 | MICROLATEROS (MLL) (FoPrr) | | LATEROS-7 LATEROS-9 /GUARDA | | 1965-80 | LL-7 LL-3 GUARDA | OBSOLETA |
| | MLL o FoPrr MICROESFERICO ENFOCADO | LATEROS SOMERO (LLs) | | LATEROS PROFUNDO (LLd) | 1972 | DLL-MLL (o FoPrr) DLL-MSFL | ACTUAL ACTUAL |

TABLA 1.1 .- CLASIFICACION DE LAS HERRAMIENTAS DE RESISTIVIDAD.

1.3.3 REGISTROS DE POROSIDAD

Actualmente, son tres los principales tipos de registros comunmente usados para determinar la porosidad de la formación: Neutrón, de Densidad y Sónico de Porosidad.

REGISTRO NEUTRON

El registro de neutrones es una medición de la radiación inducida en la formación. Esta inducción se obtiene bombardeando la formación con neutrones que se mueven a gran velocidad. (fig 1.10).

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras cuya masa se aproxima a la del núcleo de hidrógeno. Los neutrones, emitidos a gran velocidad de una fuente radiactiva dentro de la herramienta registradora, penetran a una formación densa, tal como la matriz de las arenas o calizas, más fácil que las partículas con cargas eléctricas, además de que sufren una menor pérdida en la cantidad de energía o velocidad. Sin embargo, cuando un neutrón choca con uno de los núcleos de hidrógeno (cuya masa es aproximadamente igual) del fluido en los poros, el neutrón perderá aproximadamente la mitad de su energía. Después de alrededor de 20 choques con los núcleos de hidrógeno, la velocidad térmica del neutrón se habrá reducido tanto que será capturado fácilmente por cualquiera de los elementos presentes en la formación. Los neutrones así capturados emiten un rayo gamma de origen secundario.

Hoy en día se usan diferentes tipos de detectores de neutrones. Algunos de ellos identifican aquellos neutrones cuya velocidad está escasamente por encima de la velocidad de captura (epitérmica), otros identifican aquellos neutrones cuya velocidad es igual a la de captura, y finalmente otros miden la radiación gamma a la captura. En resumen, el punto básico es que cada una de estas herramientas responde a la cantidad de hidrógeno presente en la formación, en otras palabras, el registro neutrón mide

la cantidad de hidrógeno presente en la formación.

Debido a que la diferencia en la concentración de hidrógeno entre petróleo y agua es mínima, los registros de neutrón son una medición del volumen de fluido en los poros y, por lo tanto, de la porosidad.

En la interpretación de los registros de neutrón existen dos factores adicionales que deben de tenerse en cuenta. En primer lugar, las lutitas y zonas con un alto contenido de lutitas mostrarán una porosidad muy alta debido al agua asociada. En segundo lugar, debido a la baja concentración de hidrógeno en el gas, las zonas ricas en gas mostrarán una porosidad muy baja.

Estos dos factores en realidad constituyen una ventaja, pues la comparación de estas porosidades con las porosidades determinadas de núcleos u otros tipos de registros nos proporciona un método conveniente para la determinación de los volúmenes de lutita y la distinción entre zonas con gas de zonas con petróleo o gas.

REGISTRO DE DENSIDAD

El registro de densidad compensada mide la densidad de electrones de la formación mediante una fuente química de rayos gamma y dos receptores sellados de dichos rayos. Todo el instrumento está montado en una almohadilla (fig. 1.11). El número de electrones que puede transmitirse de la fuente a los receptores es proporcional a la densidad de la formación. Para la mayoría de los minerales que se pueden encontrar en un yacimiento, la densidad de electrones es igual a la densidad total.

El sistema de detección doble compensa las irregularidades en el pozo así como la presencia del enjarre de lodo. Los registros de densidad (a diferencia de los acústicos) pueden correrse en pozos perforados con aire comprimido o con cualquier clase de fluido.

En las formaciones con densidad baja (alta porosidad) la mayor parte de los rayos gamma emitidos por la fuente llegan hasta el receptor y pueden ser cuantificados; a medida que aumenta la densidad, (disminuye la porosidad), menos rayos llegan al receptor.

Puesto que se conocen la mayoría de las densidades de los minerales en las rocas sedimentarias, así como las de los fluidos en los poros, la relación entre la densidad de la formación y la porosidad puede expresarse mediante una expresión matemática simple:

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

donde: ϕ = porosidad de la formación (fracción)

ρ_{ma} = densidad de matriz (gr/cm³)

ρ_b = densidad de la formación (gr/cm³)

ρ_f = densidad del fluido (gr/cm³)

La tabla 1.2 muestra las densidades promedios para diferentes litologías y fluidos en los poros.

La profundidad de investigación del registro de densidad es relativamente somera; por consiguiente, en la mayoría de las formaciones permeables el líquido en los poros es el filtrado del lodo de perforación en combinación con algo de hidrocarburos y/o agua de formación residuales. Generalmente se asume que la densidad del fluido es 1.0 gr/cm³. Cuando la saturación residual de hidrocarburos es relativamente alta, los valores calculados para la porosidad pueden ser mayores que los verdaderos; por lo tanto, debe corregirse este efecto.

El registro de densidad puede resultar afectado por la presencia de lutita o arcillas, cuya densidad generalmente varía

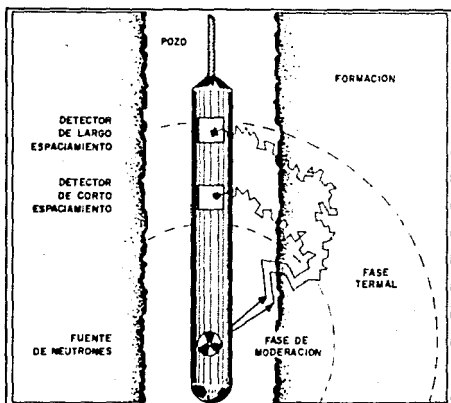


Fig. 1.10.- HERRAMIENTA NEUTRON DE DOBLE DETECTOR

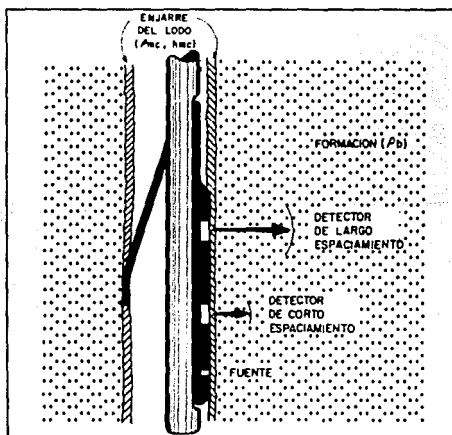


Fig. 1.11.- CONFIGURACION FUENTE-DETECTORES DE LA SONDA DE DENSIDAD COMPENSADA

| <u>TIPO DE MATRIZ</u> | <u>DENSIDAD (gr/cm³)</u> |
|-----------------------------------|---|
| ARENA, ARENISCA | 2.65 |
| ARENA CALCAREA | 2.68 |
| CALIZA | 2.71 |
| DOLOMIA | 2.87 |
| ANHIDRITA | 2.92 |
| | |
| <u>TIPO DE FLUIDO</u> | |
| AGUA DULCE | 1.0 |
| AGUA SALADA (100 000 ppm de NaCl) | 1.1 |
| PETROLEO Y GAS | 0.7 |
| GAS | 0.1 - 0.3 |

TABLA 1.2 .- DENSIDAD PROMEDIO PARA DIFERENTES LITOLOGIAS Y FLUIDOS EN LOS POROS

entre 2.2 y 2.65 gr/cm³, dependiendo de la profundidad o del grado de compactación. Por otra parte, cuando la arcilla o la lutita se encuentra en forma diseminada entre los poros de la roca, puede tener una densidad menor que cuando se encuentra en forma de capas intercaladas de lutita.

REGISTRO ACUSTICO DE POROSIDAD

El registro acústico de porosidad o de velocidad acústica mide la velocidad del sonido en la formación.

Este instrumento contiene un transmisor y dos receptores. Cuando se activa el transmisor, la onda acústica se transmite por el lodo, entra en la formación, regresa a la columna de lodo y se registra en los receptores. La velocidad en la formación (tiempo de tránsito ó Δt) se determina mediante la diferencia en el tiempo de arribo en los dos receptores. El sistema consta de circuitos que compensan los cambios en el diámetro del pozo ó en la inclinación de la herramienta dentro del pozo (fig. 1.12).

Lo que se registra es el tiempo de recorrido, el cual es recíproco de la velocidad. La unidad es el microsegundo por pie y su símbolo Δt . El tiempo de recorrido del sonido en una formación es principalmente función de la litología y de la porosidad. En general, a mayor densidad o consolidación corresponderá un menor tiempo de recorrido (Δt). Por otro lado, un aumento en el tiempo de recorrido indica un incremento en la porosidad. La relación matemática es:

$$\phi = (\Delta t - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_r - \Delta t_{ma})$$

donde: ϕ = porosidad de la formación (fracción)

Δt = tiempo de tránsito de la formación ($\mu s/pie$)

Δt_{ma} = tiempo de tránsito de la matriz ($\mu s/pie$)

Δt_r = tiempo de tránsito del fluido ($\mu s/pie$)

La fig. 1.13 muestra la velocidad y tiempo de tránsito para algunos materiales.

A menudo es necesaria una corrección adicional para el efecto de zonas no consolidadas, es decir, aquellas en donde la compactación es incompleta. Esta corrección se requiere según sea el tiempo de tránsito en las lutitas adyacentes; cuando el tiempo de tránsito de las lutitas (Δt_{ln}) es mayor a 100 microsegundos, es necesario hacer una corrección a fin de obtener una mayor aproximación en los valores de porosidad. Ello se lleva a cabo multiplicando el valor calculado de la porosidad por $100/\Delta t_{ln}$.

El registro sísmico de porosidad no toma en cuenta la porosidad que se presenta en forma de cavernas o fracturas. Así, la porosidad calculada en base al registro acústico se compara con la porosidad obtenida de los registros neutrón y densidad a fin de obtener una estimación de la porosidad secundaria. La porosidad secundaria puede, por lo tanto, considerarse como la diferencia entre la porosidad obtenida de la combinación de los registros neutrón-densidad y la porosidad obtenida del registro sísmico ($\rho_{nd} - \rho_s$). Se puede definir un índice de porosidad secundaria como:

$$IPS = (\rho_{nd} - \rho_s) / \rho_{nd}$$

donde:

IPS = índice de porosidad secundaria

ρ_{nd} = porosidad obtenida de la combinación neutrón-densidad

ρ_s = porosidad obtenida del registro sísmico

Generalmente, mientras mayor sea el IPS se tendrá una mayor permeabilidad para una porosidad total dada, suponiendo que las fracturas o cavernas se encuentran interconectadas. Esta es una información muy valiosa para estimar la productividad de la formación.

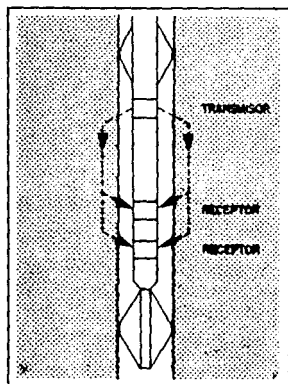


Fig 112 - CONFIGURACION DE LA Sonda DEL REGISTRO SONICO DE POROSIDAD

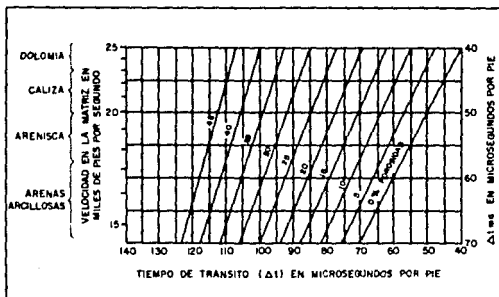


Fig. 113 - TIEMPO DE TRANSITO PARA DIFERENTES FORMACIONES

CAPITULO II

DETERMINACION DE POROSIDAD Y LITOLOGIA EN YACIMIENTOS CON LITOLOGIA COMPLEJA UTILIZANDO EL METODO DE LITOPOROSIDAD POR GRAFICAS CRUZADAS

2.1 METODO DE LITOPOROSIDAD POR GRAFICAS CRUZADAS

En yacimientos carbonatados es una práctica común el uso de gráficas cruzadas densidad vs. porosidad neutrón con el fin de determinar la litología de la formación y calcular la porosidad de ésta en forma más precisa. Los cálculos basados en este tipo de gráficas son muy útiles, pero, cuando la litología es una mezcla compleja de minerales, la interpretación se vuelve muy ambigua.

Con la información obtenida de los registros geofísicos neutrón, densidad y sísmico, y el uso de una computadora para el procesamiento de datos, el método de litoporosidad tiene una gran aplicación en el campo de la evaluación de formaciones, como por ejemplo:

- El cálculo de la porosidad en yacimientos carbonatados con litología compleja, incluyendo la detección y evaluación de porosidad secundaria.
- La determinación de la litología para estudios estratigráficos y ambientales.

2.1.1 DEFINICION DE LOS PARAMETROS "M" Y "N"

La fig. 2.1-a muestra la gráfica de tiempo de tránsito vs. densidad para un cierto mineral "A". El punto cero por ciento de porosidad está representado por el punto cien por ciento matriz (Δt_{ma} , ρ_{ma}); mientras que el punto cien por ciento fluido representa el punto cien por ciento de porosidad. Si se representa al mineral "A" en términos de la pendiente de la recta resultante de unir estos dos puntos nos queda:

$$M = \frac{\Delta t_r - \Delta t_{ma}}{\rho_{ma} - \rho_r} \times 0.01 \quad (2.1)$$

donde el factor 0.01 se introdujo arbitrariamente para hacer compatibles los valores de M con los de N para su graficación.

La fig. 2.1-b muestra una gráfica de porosidad neutrón vs. densidad para el mismo mineral "A". Haciendo un tratamiento similar al de la fig. 2.1-a se obtiene la ecuación que define a N:

$$N = \frac{(\rho_n)_r - (\rho_n)_{ma}}{\rho_{ma} - \rho_r} \quad (2.2)$$

Los valores de tiempo de tránsito (Δt), densidad (ρ_{11}) y porosidad neutrón (ρ_n) para una formación compuesta por el mineral "A" caerán a lo largo de la línea que une los puntos 100% matriz y 100 % fluido, en las figs. 2.1-a y 2.1-b. De este modo, en términos de las lecturas de los registros geofísicos, las pendientes M y N están dadas por:

$$M = \frac{\Delta t_r - \Delta t}{\rho_{11} - \rho_r} \times 0.01 \quad (2.3)$$

$$N = \frac{(\rho_n)_r - \rho_n}{\rho_{11} - \rho_r} \quad (2.4)$$

SONICO - DENSIDAD

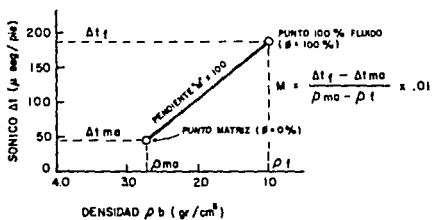


Fig. 2.1 - A - TIEMPO DE TRANSITO VS. DENSIDAD

NEUTRON - DENSIDAD

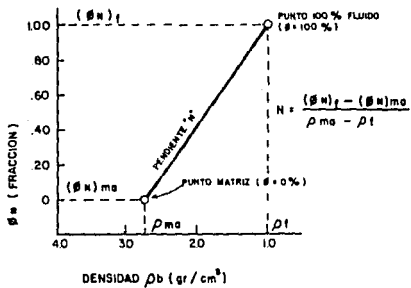


Fig. 2.1 - B - POROSIDAD NEUTRON VS. DENSIDAD

de esta manera, los parámetros M y N son independientes de la porosidad de la roca y sólo dependen de las características del fluido y de la matriz.

Esto es estrictamente cierto para el mineral "A" debido a que la respuesta de porosidad se considera lineal entre los puntos 100 % matriz y 100 % fluido.

2.1.2 EFECTO DE NO LINEALIDAD

En algunos casos los efectos de no linealidad sobre los registros sísmico y neutrón deberá de considerarse para el cálculo de M y N.

El registro sísmico responde al tipo de porosidad así como a la cantidad. Para algunos minerales, dolomía en particular, la respuesta del registro neutrón no es lineal con respecto a la porosidad.

En este caso, se debe de usar una aproximación para suministrar valores representativos de porosidad neutrón de matriz, $(\rho_N)_{ma}$, en el cálculo de N.

La fig. 2.2 muestra una gráfica de porosidad calculada con el registro de densidad vs. porosidad del registro SNP, en unidades de porosidad de caliza; para determinar la porosidad neutrón de matriz, $(\rho_N)_{ma}$.

2.1.3 GRAFICA DE LITOPOROSIDAD Y TRIANGULOS LITOLOGICOS

La fig. 2.3 muestra un ejemplo de la gráfica M vs. N para un caso donde se usó un lodo salado.

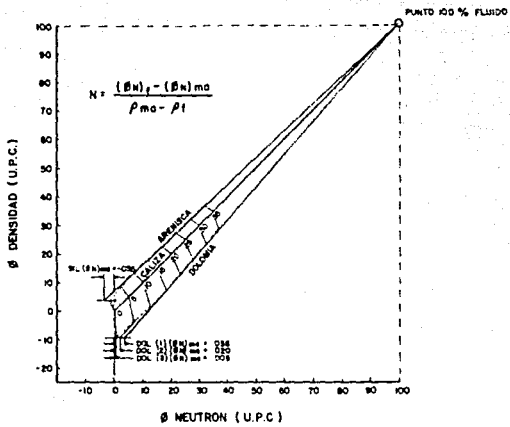


Fig. 2.2 - APROXIMACION LINEAL DE LA RESPUESTA DEL REGISTRO NEUTRON EN EL CALCULO DE "N"

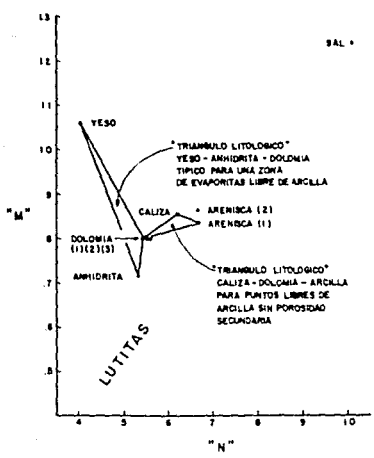


Fig. 2.3 - GRAFICA DE LITOPOROSIDAD (LODO SALADO)

Los valores de M se grafican en el eje de las ordenadas mientras que los de N en el eje de las abscisas. Los puntos correspondientes a un mineral puro tienen valores de M y N bien definidos en este sistema coordenado que es independiente de la porosidad. Los coeficientes de M y N para los minerales comúnmente encontrados en los yacimientos petroleros se listan en la tabla 2.1.

En la fig. 2.3 se muestran dos triángulos litológicos, uno que une los puntos de yeso, dolomia y anhidrita, y otro que une los puntos de yeso, caliza y anhidrita. Cualquier roca compuesta de tres minerales estará situada, en la gráfica de M vs. N, dentro del triángulo formado por los tres minerales constituyentes de la roca. Por ejemplo, los triángulos mostrados en la fig. 2.3 serían los adecuados para describir una zona de carbonatos con evaporitas, libre de arcillas.

2.1.4 ZONA DE LUTITAS EN LA GRAFICA DE M vs. N

La lutita no se incluye en la tabla 2.1, debido a que no se representa por un punto en la gráfica de litoporosidad, sino que más bien se representa por una región marcada con la palabra "LUTITAS" (fig. 2.3).

Puesto que las lutitas están compuestas por varias clases de arcillas y otros materiales asociados como agua, sílice y carbonatos, tienden a variar sus características dependiendo de la formación de que se trate. De este modo no existe un punto único que represente a las lutitas en la gráfica de M vs N. Más adelante se explicará la manera de obtener los valores de M y N para la lutita de un caso en específico.

2.1.5 DETERMINACION DE LA POROSIDAD SECUNDARIA

La gráfica de M vs. N se puede usar para determinar la presencia de porosidad secundaria en forma de cavidades y/o fracturas. Esta propiedad de la gráfica de litoporosidad se debe a que los registros de densidad (FDC) y porosidad neutrón (CNL) responden a la porosidad total de la formación mientras que el registro sónico de porosidad (BHC) solo responde a la porosidad que está homogéneamente distribuida en toda la roca matriz.

De este modo, la porosidad calculada a partir del registro sónico de porosidad en una formación con fracturas es menor a la porosidad calculada con los registros neutrón y densidad. La presencia de porosidad secundaria no afecta el cálculo de N, pero el parámetro M se incrementa en formaciones con porosidad secundaria.

La fig. 2.4 muestra una gráfica de litoporosidad para una formación en la cual se utilizó lodo dulce como fluido de perforación. La región de porosidad secundaria se encuentra arriba de la línea dolomía-caliza-sílice, marcada con las letras B y C, las cuales no tienen un límite superior.

En la tabla 2.2 se pueden ver los coeficientes de fluido usualmente utilizados para los dos tipos de porosidad.

2.1.6 TRIANGULOS LITOLÓGICOS PREFERENCIALES PARA YACIMIENTOS CARBONATADOS

Muchos pueden ser los factores que influyen en la composición mineral de los carbonatos. La composición de los precipitados químicos depende del ambiente de depositación.

| TIPO DE FORMACION | COEFICIENTES DE MATRIZ | | | LODO SALADO $\Delta t_f = 185$ $\rho_f = 1.10$ | | LODO DULCE $\Delta t_f = 180$ $\rho_f = 1.00$ | |
|--|------------------------|----------|-------------------|--|-------|---|------|
| | Δt_{ms} | P_{ms} | $(\Delta h)_{ms}$ | M | N | M | N |
| ARENISCA (1) ($V_{ms} = 18000$) | 55.5 | 2.05 | -0.35 | .835 | .069 | .810 | .028 |
| ARENISCA (2) ($V_{ms} = 19500$) | 51.2 | 2.05 | -0.35 | .862 | .069 | .835 | .028 |
| CALIZA | 47.6 | 2.71 | 0.00 | .854 | .021 | .827 | .585 |
| DOLOMIA (1) ($\rho = 0.5 \text{ g} \div 30 \text{ g}$) | 43.5 | 2.87 | .035 | .800 | .544 | .778 | .513 |
| DOLOMIA (2) ($\rho = 0.0 \text{ g} \div 1.5 \text{ g}$) | 43.5 | 2.87 | 0.02 | .800 | .564 | .778 | .524 |
| DOLOMIA (3) ($\rho = 0.0 \text{ g} \div 0.5 \text{ g} \text{ y } > 30 \text{ g}$) | 43.5 | 2.87 | .005 | .800 | .561 | .778 | .532 |
| ANHIDRITA | 50.0 | 2.98 | 0.04 | .718 | .532 | .702 | .505 |
| YESO | 52.0 | 2.35 | 2.35 | 1.080 | .408 | 1.015 | .378 |
| SAL | 67.0 | 2.05 | 2.05 | 1.240 | 1.010 | 1.180 | .914 |

TABLA 2.1 .- COEFICIENTES DE MATRIZ Y VALORES DE M Y N PARA ALGUNOS TIPOS DE FORMACIONES COMUNES.

| FLUIDOS | Δt_f | ρ_f | $(\Delta h)_f$ |
|-----------------------------|--------------|----------|----------------|
| POROSIDAD PRIMARIA | | | |
| SATURADA CON: LODO DULCE | 189.0 | 1.00 | 1.00 |
| LODO SALADO | 185.0 | 1.10 | |
| POROSIDAD SECUNDARIA | | | |
| EN DOLOMIA: LODO DULCE | 43.5 | 1.00 | 1.00 |
| LODO SALADO | | 1.10 | |
| EN CALIZA: LODO DULCE | 47.6 | 1.00 | 1.00 |
| LODO SALADO | | 1.10 | |
| EN ARENISCA (1): LODO DULCE | 55.5 | 1.00 | 1.00 |
| LODO SALADO | | 1.10 | |

TABLA 2.2 .- COEFICIENTES DEL FLUIDO PARA POROSIDAD PRIMARIA Y SECUNDARIA.

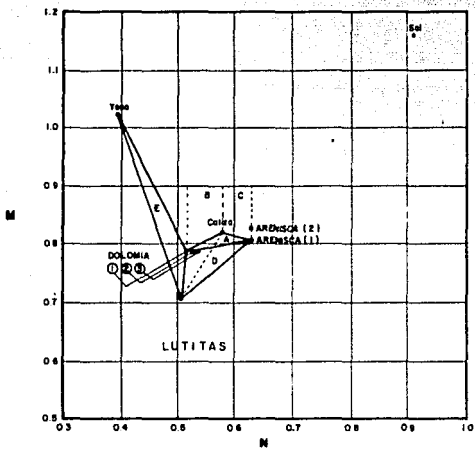


Fig. 2.4 - GRAFICA DE M vs. N MOSTRANDO LOS TRIANGULOS LITOLÓGICOS PREFERENCIALES

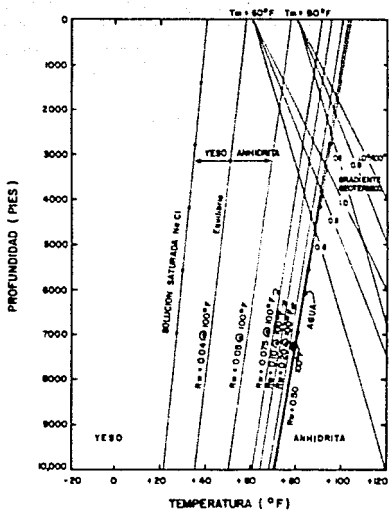


Fig. 2.5 - EQUILIBRIO TERMODINAMICO
YESO - ANHIDRITA

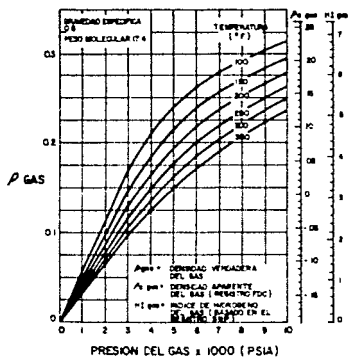


Fig. 2.6 - GRAFICA PARA DETERMINAR
 ρ_a y ϕ SNP DEL GAS

Debido a que los precipitados generalmente son solubles se pueden dar muchos cambios después de la depositación. Muchos precipitados se pueden encontrar en diversas formas, dependiendo del equilibrio termodinámico que exista entre ellos.

Además, algunas veces las rocas sedimentarias se combinan con detritos y minerales químicamente precipitados, lo cual hace aún más compleja su composición.

Los minerales de una secuencia evaporítica son precipitados de soluciones salinas por mecanismos complejos. La presión, la temperatura, la intervención de organismos, la concentración de los minerales puros en la solución y la salinidad de la solución, entre otros, son factores determinantes en la depositación de una evaporita.

En la evaporación de una solución de agua de mar, el carbonato de calcio (CaCO_3) es uno de los primeros minerales precipitados; seguido de dolomía primaria ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$), anhidrita (CaSO_4), cloruro de sodio (NaCl) y sales de magnesio. El sílice (SiO_2) se precipita a muy bajas concentraciones, tales que cualquier sílice que esté siendo acarreado dentro del sistema se precipita casi inmediatamente con cualquier otro mineral que se esté depositando a la vez. El sílice, por lo tanto, es un componente adicional común en calizas; una dolomía secundaria también, comúnmente, puede estar presente. Por lo tanto, una combinación lógica de tres minerales en una secuencia evaporítica es: Sílice-Caliza-Dolomía.

La dolomía primaria es un precipitado de soluciones considerablemente más concentradas, que están presentes cuando se precipita el carbonato de calcio. Los sulfatos de calcio (yeso y anhidrita) son separados del carbonato de calcio por dolomía primaria en la secuencia de precipitación. Si el origen del sulfato de calcio es primario, el mineral más apropiado para asociarse

con estos es la dolomía; y el menos probable es la caliza.

La anhidrita y el yeso son afines termodinámicamente, como puede observarse en la fig. 2.5. Las condiciones a las cuales estas dos formas coexisten (están en equilibrio) depende principalmente de la temperatura y salinidad del agua en la cual se encuentre el sulfato de calcio; la presión juega un papel menos importante.

La conversión de anhidrita a yeso es fácilmente reversible si se cambian las condiciones. Las condiciones de equilibrio entre el yeso y la anhidrita pueden darse abajo de los 3500 pies de profundidad aproximadamente, si la formación contiene agua dulce; antes de esta profundidad, lo más probable es que se forme yeso. A medida que la salinidad del agua se incrementa, la temperatura de equilibrio decae, de manera que la profundidad a la cual el equilibrio ocurre también disminuye. En la mayor parte de los yacimientos de hidrocarburos con más de 3000 pies de profundidad, las condiciones presentes son más favorables para la formación de anhidrita. De este modo, al aumentar la profundidad del yacimiento aumenta la posibilidad de encontrar el sulfato de calcio en forma de anhidrita. Sin embargo, el sulfato de calcio en forma de anhidrita en el yacimiento fácilmente se puede transformar en yeso cuando surge a la superficie debido a la absorción de agua de alguna fuente o incluso de la atmósfera.

En la gráfica de litoporosidad se puede apreciar, si se encuentran en equilibrio uno con otro el yeso y la anhidrita, una serie de puntos graficados a lo largo de la línea que une los puntos de yeso y anhidrita.

El cubrir todos los posibles juegos de minerales (triángulos litológicos) es una enorme tarea, además de que pueden eliminarse algunos juegos de minerales. Sin embargo, con algún estudio cuidadoso en cada área, se pueden agrupar juegos preferenciales de probables minerales, lo cual nos dará interpretaciones más

razonables.

En ausencia de información proporcionada por un estudio detallado de las rocas de la formación a analizar, se pueden usar juegos "estándar" de triángulos litológicos (fig. 2.4), los cuales representan las combinaciones con más probabilidades de encontrarse en yacimientos carbonatados libres de arcillas. Estos triángulos, denominados con las letras A a la E (fig. 2.4), depositacionalmente tienen una muy alta probabilidad de ocurrencia.

Con base en lo anteriormente dicho, los triángulos litológicos con mayores probabilidades de ocurrir en yacimientos carbonatados limpios son:

DOLOMIA - ANHIDRITA - SILICE

DOLOMIA - CALIZA - SILICE

DOLOMIA - ANHIDRITA - SILICE

DOLOMIA - ANHIDRITA - YESO

2.1.7 YACIMIENTOS CARBONATADOS CON PRESENCIA DE ARCILLAS

Las lutitas son otros de los minerales comúnmente encontrados en los yacimientos carbonatados. Las lutitas están compuestas por una combinación de minerales arcillosos, silice, carbonatos y varios otros constituyentes. Por esta razón, al no ser las lutitas un mineral puro, no podemos fijar un punto sobre la gráfica de M vs. N que nos represente a las lutitas; sino que más bien estas están representadas por una área marcada con la palabra "LUTITAS". Más adelante veremos la manera de calcular los coeficientes para la lutita en una formación en particular.

2.1.8 GRAFICAS DE APOYO PARA EL METODO DE LITOPOROSIDAD

La gráfica de litoporosidad (M vs. N) es complementada con un juego de gráficas que sirven de apoyo para determinar los triángulos litológicos a usar en el análisis de una formación. Estas gráficas de apoyo son:

- Densidad vs. Neutrón
- Densidad vs. Sónico
- Neutrón vs. Sónico

Las gráficas de apoyo y la gráfica de litoporosidad se generan, usualmente, por medio de una computadora, la cual lee la información de una cinta magnética. Generalmente se utilizan dos formas de representar los puntos graficados:

- Gráfica de frecuencia. Donde cada número de la gráfica representa el número total de puntos graficados con las mismas coordenadas.
- Gráfica de porcentaje. En la cual cada número sobre la gráfica representa el porcentaje de puntos que tienen las mismas coordenadas con respecto al número total de puntos graficados para el intervalo dado.

Las gráficas de apoyo son muy útiles para verificar la interpretación de la gráfica de litoporosidad (M vs. N). Estas nos sirven para ayudar a determinar el punto correcto de dolomía, los parámetros de las lutitas y a identificar minerales no conocidos en la formación.

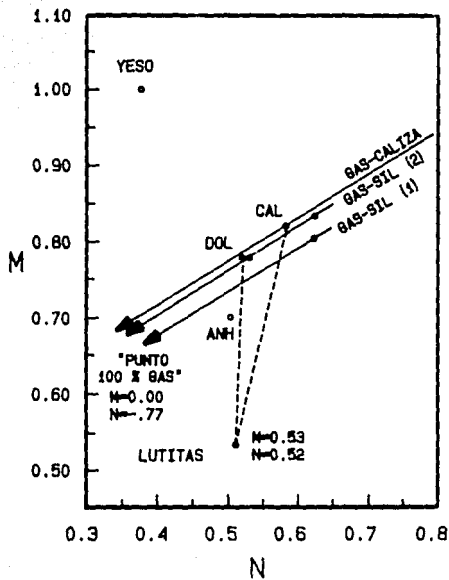


FIGURA 2.7 .- GRAFICA DE M vs. N PARA UN YACIMIENTO CON GAS Y CALIZA ARCILLOSA COMO LITOLOGIA

formación en particular, se procede al cálculo de la litología y la porosidad a partir de las siguientes relaciones:

$$\rho_s = \rho(\rho_w)_r + V_1(\rho_w)_{m_1} + V_2(\rho_w)_{m_2} + V_3(\rho_w)_{m_3} \quad (2.5)$$

$$\rho_b = \rho_r \rho + V_1 \rho_{m_1} + V_2 \rho_{m_2} + V_3 \rho_{m_3} \quad (2.6)$$

$$\Delta t = \rho \Delta t_r + V_1 \Delta t_{m_1} + V_2 \Delta t_{m_2} + V_3 \Delta t_{m_3} \quad (2.7)$$

$$1 = \rho + V_1 + V_2 + V_3 \quad (2.8)$$

donde: ρ = porosidad (fracción)

V = fracción de volumen

* (los subíndices 1, 2 y 3 se refieren a los minerales que forman el triángulo litológico).

Cuando se resuelve el sistema para un punto que está situado dentro del triángulo litológico, las tres fracciones de mineral son positivas. La suma de estas tres fracciones, más el valor de porosidad es igual a uno.

Considerando el caso en que sólo existan dos minerales (una mezcla binaria), no todos los puntos caen exactamente sobre la línea que une a esos dos minerales, debido a la naturaleza estadística de las mediciones de los registros geofísicos. Esto da la posibilidad de que algunos puntos caigan ligeramente fuera de cualquier triángulo litológico seleccionado. Para estos puntos se tendría como resultado del cálculo algún valor negativo de V (fracción de mineral) para el mineral que no está presente en la formación. Entonces, la suma de los otros dos valores de V más la porosidad será mayor a uno por una cantidad igual al valor absoluto de la fracción de volumen negativa que corresponde al mineral no presente en la formación.

Cuando se presenta este caso, el analista deberá substituir la fracción negativa por cero y distribuir este error

estadístico ponderadamente entre las otras dos fracciones de mineral y la porosidad, de manera que la suma de las dos fracciones de mineral más la porosidad sea igual a uno.

Cuando algunos puntos de la mezcla binaria caigan ligeramente dentro del triángulo darán como resultado que aparezca un pequeño porcentaje de un supuesto tercer mineral en el cálculo de la litología.

Cuando la determinación de la litología es acertada la porosidad calculada es muy aproximada a la porosidad verdadera, siempre y cuando los puntos graficados caigan dentro del triángulo litológico que se este usando, o dentro de los límites estadísticos discutidos anteriormente.

Además, en formaciones compuestas por dolomia, caliza, sílice o anhidrita, la porosidad calculada tendrá un error máximo de alrededor de 1.5 unidades de porosidad siempre y cuando se haya seleccionado el triángulo o los triángulos litológicos adecuados.

2.1.11 CALCULO DE LA POROSIDAD SECUNDARIA

Ya previamente se mencionó que la presencia de porosidad secundaria en la formación no afecta el cálculo del parámetro N, ya que este depende de la porosidad neutrón y de la densidad de formación.

Mientras que para el cálculo de M interviene el tiempo de tránsito, el cual responde solamente a la porosidad primaria, sin tomar en cuenta la porosidad por cavidades y/o fracturas.

En la tabla 2.2 se listan los coeficientes de tiempo de tránsito del fluido (Δt_r) para dolomia, sílice y calizas con porosidad secundaria.

Generalmente la porosidad secundaria se presenta en rocas compuestas por varios minerales. Para calcular la cantidad de porosidad secundaria presente es necesario considerar que el tiempo de tránsito del fluido (Δt_r) es igual al tiempo de tránsito de la matriz para la combinación de minerales.

Por ejemplo, si se tiene una roca compuesta por 60 % de dolomía y 40 % de caliza tendremos que:

$$\Delta t_r = \Delta t_{ma} = (0.6 \cdot 43.5) + (0.4 \cdot 47.6) = 45.14$$

Para cada punto litológico que se encuentre dentro de un triángulo litológico que involucre porosidad secundaria, Δt_{ma} se debe de calcular antes de calcular la porosidad.

Usando este valor (Δt_{ma}) como el tiempo de tránsito correspondiente a la porosidad secundaria (Δt_{sec}), se procederá a obtener los valores de porosidad primaria, porosidad secundaria y litología con el uso de las siguientes ecuaciones:

$$P_N = P(P_N)_r + P_{sec}(P_N)_r + V_1(P_N)_{m1} + V_2(P_N)_{m2} \quad (2.9)$$

$$f_N = P P_r + P_{sec} P_r + V_1 P_{m1} + V_2 P_{m2} \quad (2.10)$$

$$\Delta t = P \Delta t_r + P_{sec} \Delta t_r + V_1 \Delta t_{m1} + V_2 \Delta t_{m2} \quad (2.11)$$

$$1 = P + P_{sec} + V_1 + V_2 \quad (2.12)$$

donde:

P = porosidad primaria en fracción

P_{sec} = porosidad secundaria en fracción

V_1, V_2 = son las fracciones de volumen de los minerales 1 y 2

Y la porosidad total como la suma de las porosidades primaria y secundaria.

$$P_t = P + P_{sec} \quad (2.13)$$

2.2 APLICACION DEL METODO DE LITOPOROSIDAD EN FORMACIONES CARBONATADAS LIBRES DE ARCILLAS

Para ilustrar la aplicación del método de litoporosidad en el análisis de yacimientos carbonatados limpios se escogieron cuatro formaciones carbonatadas porosas y libres de arcillas.

En cada caso la gráfica de M vs. N nos proporciona una buena descripción de las características de las rocas. Las gráficas de apoyo ayudan a seleccionar el triángulo o los triángulos litológicos adecuados.

Estos ejemplos fueron realizados utilizando datos de campo reales.

FORMACION A

En este ejemplo, la gráfica de litoporosidad (fig. 2.8) nos muestra que la formación A está compuesta, principalmente, por dos mezclas binarias de minerales; dolomia-caliza y dolomia-anhidrita. También se puede apreciar la ausencia de arenisca (sílice) y la presencia de porosidad secundaria en pequeñas cantidades, indicada por los puntos que están graficados ligeramente arriba de la línea dolomia-caliza.

La gráfica de A_1 vs. β_1 describe con claridad la litología. Es evidente, en esta gráfica, que la formación está compuesta por caliza, dolomia y anhidrita; más sin embargo, es imposible evaluar si existe o no porosidad secundaria. También es evidente en esta gráfica que las porosidades más altas se presentan en la mezcla dolomia-caliza.

En la gráfica de A_1 vs. Δ_1 existe confusión para determinar si hay o no arenisca en la formación. Esta confusión la podemos aclarar en la gráfica de M vs. N , o en la gráfica de A_1 vs. β_{11} .

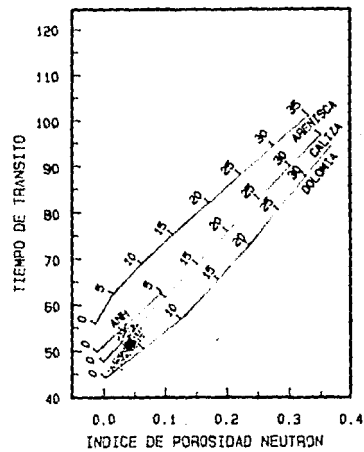
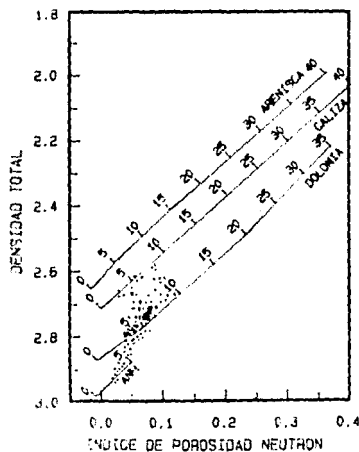
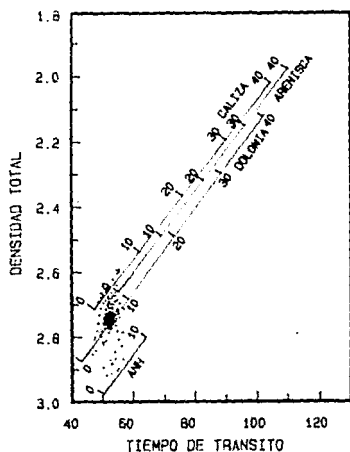
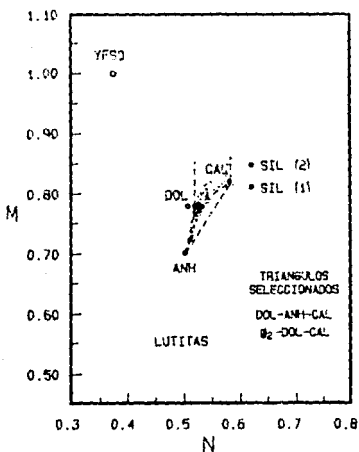


FIGURA 2.8 .- FORMACION 'A'

En la gráfica de ϕ_w vs. Δt vemos que no es tan evidente la existencia de dos mezclas binarias. En esta gráfica se puede apreciar que la porosidad promedio es menor a 5 %, con algunos pocos puntos con porosidades mayores.

FORMACION B

En esta formación, la gráfica de M vs. N (fig. 2.9) es similar a la de la formación A. En esta gráfica se puede apreciar dos mezclas binarias de minerales; una formada por la combinación dolomía-caliza y otra por dolomía-anhidrita, y además sílice en pequeñas cantidades.

También se nota una mayor porosidad secundaria, así como un mayor volumen de dolomía en comparación con la formación A.

En la gráfica de ρ_b vs. ϕ_w se aprecia un aumento en la porosidad conforme se incrementa el volumen de dolomía hasta cerca de 20 % en la mezcla dolomía-caliza. Sin embargo, en esta gráfica no es posible detectar o evaluar la fracción de porosidad secundaria.

Debido al efecto que tiene la porosidad secundaria sobre las mediciones del registro sísmico de porosidad, en la gráfica de ρ_b vs. Δt se enmascara la alta porosidad de la dolomía. Además, en esta gráfica existe confusión en cuanto a la presencia de caliza o arenisca.

En la gráfica de ρ_w vs. Δt no es tan evidente la existencia de dos mezclas binarias de minerales. Esta ambigüedad se aclara fácilmente recurriendo a la gráfica de M vs. N.

Comparando la formación A y la B, ambas son mezclas de dolomía-caliza y dolomía-anhidrita libres de arcillas. Además, se aprecia que la formación B muestra un más alto grado de dolomitización y presenta porosidad secundaria, la cual se encuentra prácticamente ausente en la formación A.

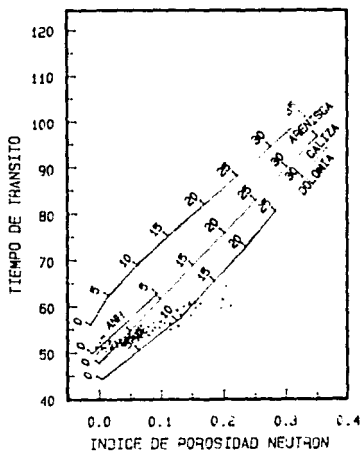
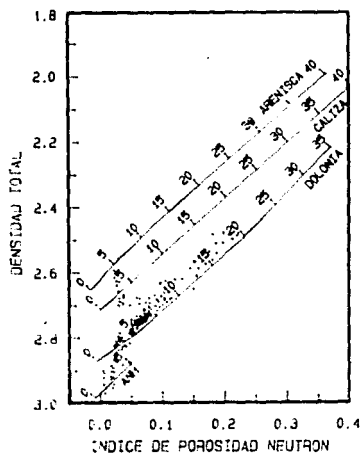
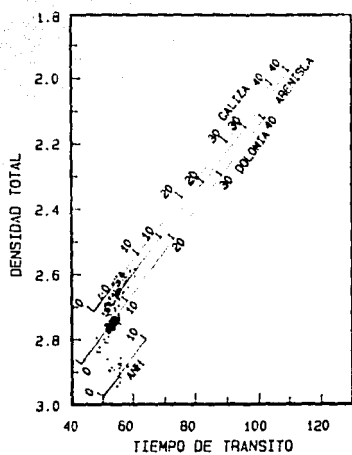
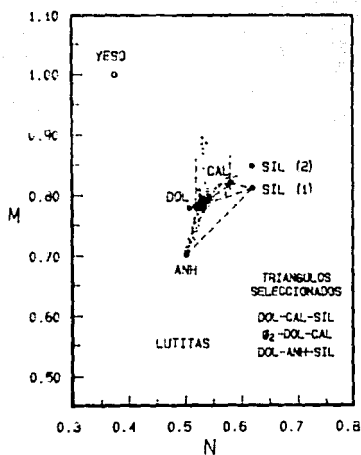


FIGURA 2.9 .- FORMACION 'B'

En la formación B la porosidad total es, aproximadamente, el doble de la porosidad que existe en la formación A.

FORMACION C

En la gráfica de M vs N (fig. 2.10) para esta formación se observa que se trata de una formación fracturada (nos lo indica los puntos graficados por encima de la línea dolomia-caliza). Por lo que el principal triángulo litológico para esta formación es el formado por dolomia-caliza-porosidad secundaria. Si se examinan las gráficas de apoyo, el triángulo dolomia-caliza-arenisca presenta baja porosidad.

Los puntos graficados a la izquierda de la línea dolomia-porosidad secundaria pueden deberse al efecto que provoca el enjarre de lodo en el registro SNP ó CNL.

Cuando no se hacen correcciones por efecto del enjarre de lodo antes de generar la gráfica de litoporosidad, el parámetro N se ve disminuido en 0.01, aproximadamente, por cada 0.25 pulgadas de espesor del enjarre de lodo.

En la gráfica de ρ_v vs. ρ_w se aprecia que la dolomia presente tiene una alta porosidad, mientras que por el contrario la caliza presenta baja porosidad.

La porosidad secundaria presente en la dolomia causa que se aprecie, en la gráfica de ρ_b vs. Δt , una mayor cantidad de caliza o arenisca de la que en realidad existe. Nótese que la porosidad en esta gráfica se muestra erróneamente baja.

En la gráfica de ρ_w vs. Δt se observa la presencia de porosidad secundaria, representada por los puntos graficados abajo de la línea de dolomia.

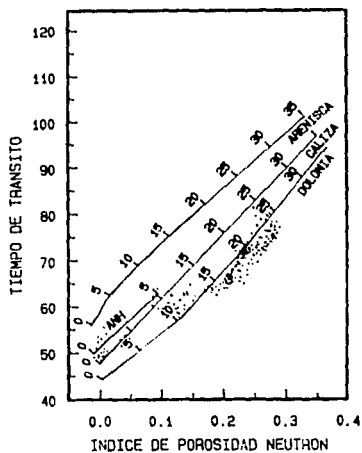
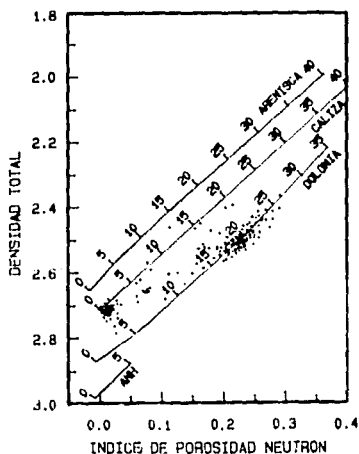
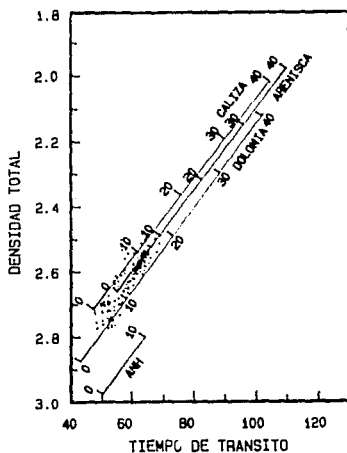
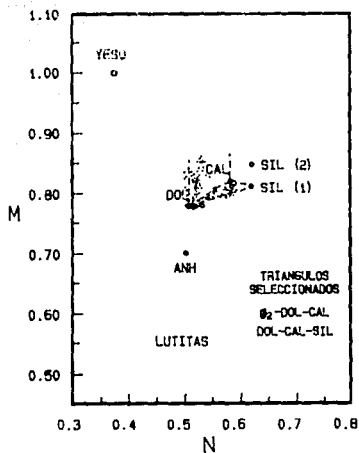


FIGURA 2.10 .- FORMACION "C"

Ahora, comparando la formación C con las formaciones A y B, existe mayor porosidad secundaria en la formación C y es la única de no contiene anhidrita.

Los puntos graficados a la izquierda del punto de dolomia, en la gráfica de M vs N de la formación C, probablemente se deben al efecto que produce el enjarre de lodo en el registro SNP.

FORMACION D

En la gráfica de M vs. N para esta formación (fig. 2.11) se puede ver que el mineral mas abundante en esta formación es la caliza. También se puede apreciar la presencia de dolomia con poca o sin porosidad secundaria. El triángulo litológico principal para esta formación es: dolomia-caliza-arenisca.

Los puntos graficados abajo de la línea dolomia-arenisca pueden ser indicativos de la presencia de anhidrita o de lutita. Si se examinan las gráficas de apoyo se verá que estos puntos indican la existencia de una ligera arcillosidad.

En la gráfica de P_b vs. A , se observa que la formación está compuesta por una mezcla de minerales, siendo la caliza el que se presenta en mayor cantidad. Además, también se aprecia la ausencia de anhidrita.

En la gráfica de A vs. Δt se confirma la ausencia de anhidrita. Los puntos graficados a la derecha de la línea de dolomia indican la presencia de lutitas pero en muy pequeños porcentajes, lo cual nos permite no tener que evaluar los parámetros del punto 100 % lutita.

Analizando la gráfica de P_w vs. Δt no se puede discernir entre si existe o no anhidrita en la formación. Los puntos graficados arriba de la línea de arenisca podrían ser representativos de la arcillosidad de esta formación. Estos puntos

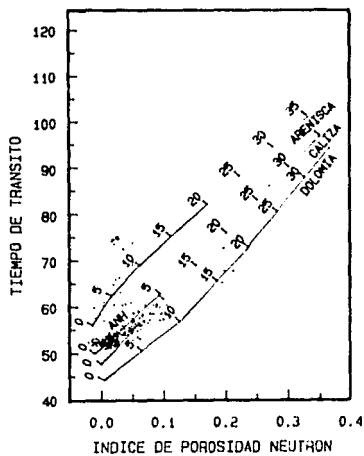
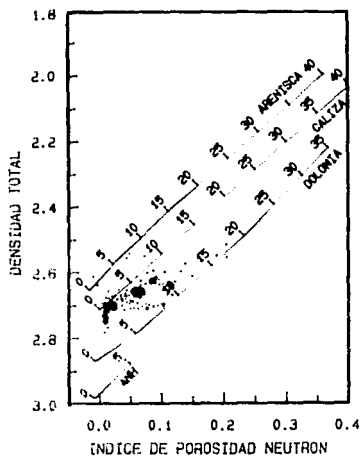
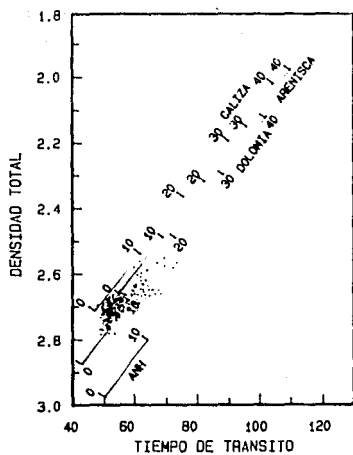
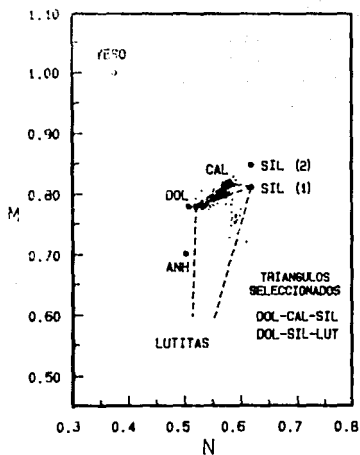


FIGURA 2.11 .- FORMACION "U"

sugieren que el contenido de lutita en la formación es bajo.

Del análisis de estas cuatro formaciones, podemos decir que las características más favorables para una buena producción de hidrocarburos se presentan en las formaciones A, B y C; mientras que la formación D muestra características menos favorables para aportar una buena producción, en el caso de que estas contengan hidrocarburos. En esta formación, como ya se dijo antes, los puntos graficados abajo de la línea dolomia arenisca nos da un indicio de que la formación contiene arcilla.

Del análisis efectuado se concluye que la formación D es una caliza algo dolomitizada, ligeramente arcillosa y no presenta porosidad secundaria.

En estos casos para poder diferenciar las zonas limpias de las zonas arcillosas se deberá recurrir a otro tipo de registro, como por ejemplo el registro SP o el registro de Rayos Gamma.

2.3 APLICACION DEL METODO DE LITOPOROSIDAD EN FORMACIONES CARBONATADAS CON PRESENCIA DE YESO

En esta formación se observa en la gráfica de M vs. N (fig. 2.12) la presencia de yeso. Se trata de una formación a 1000 pies de profundidad, con una temperatura de 75 °F y una Rw de 0.1, lo cual hace que, en la gráfica de equilibrio termodinámico yeso-anhidrita (fig. 2.5), caiga ligeramente del lado del yeso. Además, se observa que no existe alguna zona que esté formada ya sea totalmente por yeso o totalmente por anhidrita. El triángulo litológico yeso-anhidrita-dolomia representa bien la zona de la formación que contiene yeso.

Las gráficas de apoyo muestran que los puntos graficados abajo de la línea dolomia-arenisca son arcillas no asociadas a la anhidrita.

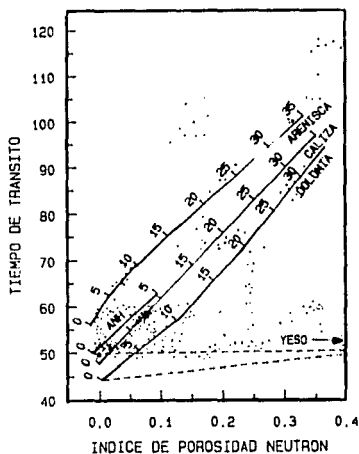
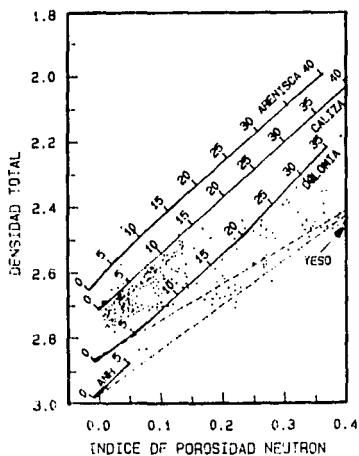
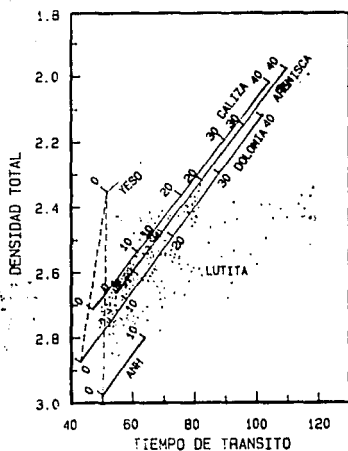
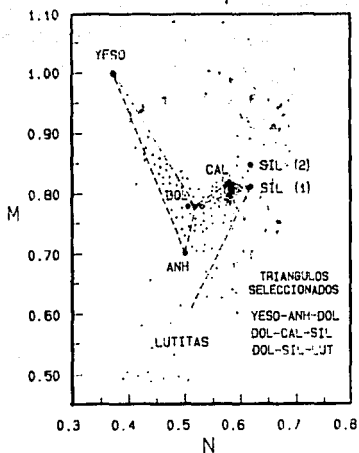


FIGURA 2.12 .- FORMACION CON PRESENCIA DE YESO

La dispersión de los puntos en la región de lutitas es causada probablemente por la rugosidad del agujero.

La gráfica de A_1 vs. ρ_1 , indica claramente la presencia de yeso en la formación. Sin embargo, el intervalo de los carbonatos con arcilla no se puede identificar fácilmente.

Por el contrario, en la gráfica de ρ_1 vs. Δt se puede apreciar la presencia de arcillas, más no así la existencia de yeso, la cual se encuentra enmascarada por la porosidad de la sección carbonatada.

En la gráfica de ρ_1 vs. Δt es más visible la presencia de yeso. Nótese la tendencia de puntos graficados arriba de las líneas dolomía-yeso y anhidrita-yeso, la cual indica que la formación es ligeramente porosa.

El método de litoporosidad nos muestra que esta formación está compuesta por sulfato de calcio, en forma de yeso y anhidrita en equilibrio, además de una zona con caliza dolomitizada ligeramente arcillosa. La porosidad existente es primaria, presentándose la mayor parte en la zona de caliza limpia.

2.4 APLICACION DEL METODO DE LITOPOROSIDAD EN FORMACIONES CARBONATADAS ARCILLOSAS

Como se mencionó anteriormente, la lutita es una combinación de minerales arcillosos, sílice, carbonatos y varios otros componentes. Por tal razón, en la gráfica de litoporosidad la lutita no se representa con un punto, sino con una región en el plano en donde se puede localizar dicho punto dependiendo de la composición específica de la lutita en cuestión.

En las gráficas de apoyo la lutita se representa por una línea cuya posición depende de los parámetros de la lutita que se esté analizando.

Debido a lo mencionado, cuando existe lutita en la formación se deben de determinar los parámetros M , N , σ_{lutita} , $\sigma_{arenisca}$ y σ_{caliza} para esa lutita en particular. Una técnica para determinar estos parámetros es a partir de un análisis de difracción con rayos x de una muestra de la lutita en particular. En caso de no contarse con un estudio de esta naturaleza, se pueden determinar estos parámetros a partir de las gráficas de apoyo del método de litoporosidad. Los dos ejemplos siguientes ilustraran la forma de hacerlo.

FORMACION E

El análisis del registro de rayos gamma indica que en esta formación existe lutita, debido a las altas radioactividades registradas por esta herramienta.

En la gráfica de M vs. N (fig. 2.13) se observa la tendencia de puntos que indica la presencia de minerales arcillosos. Esta tendencia de puntos se asemeja a un triángulo cuya base esta formada por la línea que une los puntos caliza y arenisca, y su vértice se encuentra en la región de lutitas.

En este caso, para determinar el punto 100 % de lutita se trazan dos líneas, una a partir del punto de caliza y la otra a partir del punto de arenisca, dirigidas a la región de lutitas (formando un triángulo, cuyos vértices son los puntos de caliza, arenisca y lutita), que traten de encerrar a la mayoría de los puntos graficados y cuya intersección da como resultado el punto 100 % de lutita. Para este caso el punto de lutita encontrado es:

$$M = 0.55$$

$$N = 0.50$$

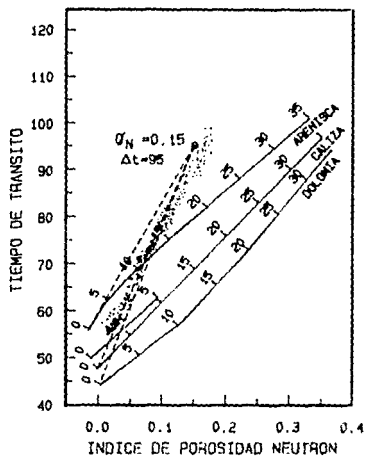
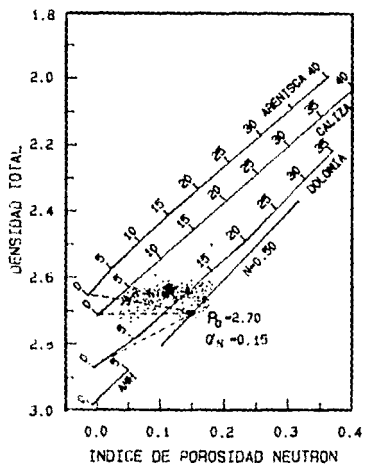
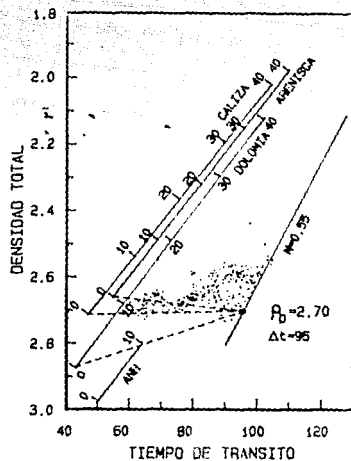
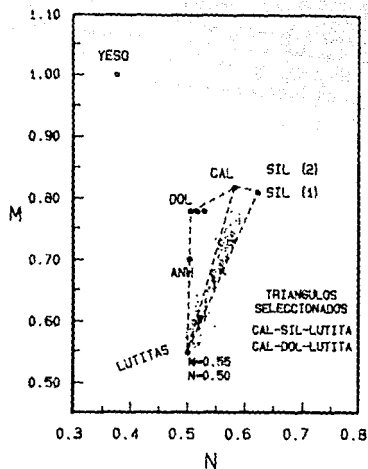


FIGURA 2.13 .- FORMACION "E"

La línea dolomía-lutita se trazó para incluir algunos puntos que quedaron fuera del triángulo litológico sílice-caliza-lutita.

Gráfica de ρ_u vs. ρ_N . Puesto que el parámetro N es función de la densidad y la porosidad neutrón, en esta gráfica se puede trazar la recta que representa $N = 0.50$. Si se trazan líneas a partir de los puntos sílice y caliza con porosidad de cero y que pasen por el contorno de los puntos inferiores (para eliminar efectos de porosidad), la intersección de éstas y la recta de $N = 0.50$ nos dará los valores de ρ_{lim} y ρ_{lim} para la lutita. Para esta formación, los valores para la lutita son:

$$\rho_u = 2.70 \text{ gr/cm}^3 \quad \rho_N = 0.15$$

En la gráfica de ρ_u vs. Δt , al igual que en la gráfica anterior, se traza la línea que representa el valor de $M = 0.55$. Trazando líneas a partir de los puntos de arenisca y caliza con porosidad igual a cero que pasen por el contorno inferior de los puntos graficados, para evitar efectos de porosidad, se tiene que estas intersectan a la línea de $M = 0.55$ en el punto:

$$\rho_u = 2.70 \text{ gr/cm}^3 \quad \Delta t = 95 \text{ } \mu\text{s/pie}$$

con lo que se confirma en esta segunda gráfica el valor de ρ_u , por lo que los valores de ρ_u , ρ_N y Δt encontrados son los valores de matriz de la lutita.

Gráfica de ρ_N vs. Δt . Siguiendo el mismo procedimiento se verifican en esta gráfica los valores de ρ_N y Δt encontrados en las gráficas anteriores.

Una vez determinados los parámetros de la matriz lutita (ρ_{matriz} , ρ_{matriz} y Δt_{matriz}) se procede a calcular la litología y la porosidad de la formación en la misma forma que en el caso de

las formaciones carbonatadas libres de arcillas.

FORMACION F

Para esta formación, la gráfica de M vs. N (fig. 2.14) es bastante similar a la gráfica de la formación anterior. Siguiendo el procedimiento explicado en el ejemplo anterior, esto es, trazando sobre la gráfica de M vs. N dos líneas, una a partir del punto de dolomia y la otra a partir del punto de sílice (formando el triángulo litológico dolomia-sílice-lutita), que traten de encerrar a la mayoría de los puntos graficados se encontro que éstas líneas se intersectan en el punto:

$$M = 0.54 \qquad N = 0.52$$

Como se puede ver, los valores de M y N encontrados para la formación F son bastante similares a los valores de M y N de la formación E :

| | M | N |
|-------------|------|------|
| FORMACION E | 0.55 | 0.50 |
| FORMACION F | 0.54 | 0.52 |

Esto nos podría hacer pensar que los valores de matriz para las lutitas de estas dos formaciones serán similares, lo cual, como se verá, no es necesariamente verdadero.

Si se traza una línea para todos los puntos que cumplan con $N = 0.52$ sobre la gráfica de ρ_s vs. ϕ_s , se podrá ver que esta coincide con la línea de dolomia. Trazando una recta a partir del punto de sílice con 0 % de porosidad y que pase por el límite inferior de los puntos graficados, se encuentra que esta interseca a la recta de $N = 0.52$ en el punto:

$$\rho_s = 2.55 \text{ gr/cm}^3 \qquad \phi_s = 0.205$$

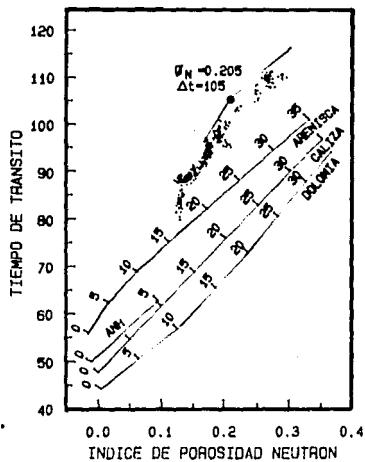
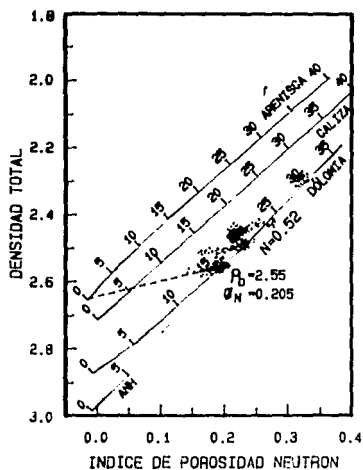
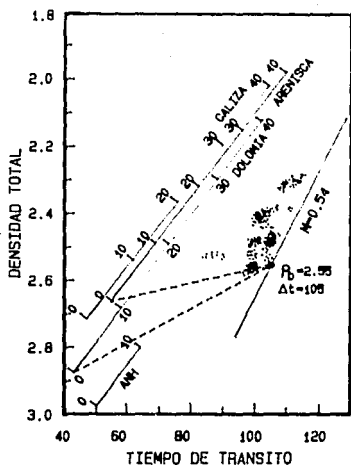
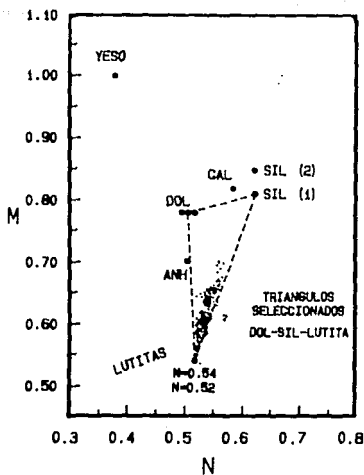


FIGURA 2.14 .- FORMACION "F"

Ahora, si se traza la recta $M = 0.54$ en la gráfica de ρ_b vs. Δt y se trazan líneas a partir de los puntos con porosidad igual a 0 % de las curvas de arenisca y de dolomía, que pasen por el contorno inferior del área formada por los puntos graficados se encuentra que estas rectas intersectan a la recta $M = 0.54$ en el punto $\rho_b = 2.55$, $\Delta t = 105$; con lo cual se determina que los valores de matriz para esta lutita son:

$$\rho_{ma} = 2.55 \text{ gr/cm}^3 \quad \rho_{fma} = 0.205 \quad \Delta t_{ma} = 105 \text{ us/pie}$$

En la gráfica de ρ_b vs Δt se verifican los valores de Δt_{ma} y ρ_{fma} para esta lutita, encontrados en las otras gráficas.

Con esto podemos concluir que los valores de matriz de la lutita para esta formación son muy diferentes a los valores de la lutita para la formación E, no obstante de tener valores de M y N bastante similares.

| | M | N | ρ_{fma} | ρ_{ma} | Δt_{ma} |
|-------------|------|------|--------------|-------------|-----------------|
| FORMACION E | 0.55 | 0.50 | 0.15 | 2.70 | 95 |
| FORMACION F | 0.54 | 0.52 | 0.205 | 2.55 | 105 |

2.5 PRESENCIA DE PIRITA EN FORMACIONES CARBONATADAS

2.5.1 LA PRESENCIA DE PIRITA EN ROCAS SEDIMENTARIAS

La pirita (FeS_2) y la calcopirita (CuFeS_2) son de los minerales "pesados" más comúnmente asociados a rocas sedimentarias. La pirita sobrevive a la alteración química en un medio ambiente de reducción. Esta es, probablemente, la razón por la cual es encontrada con frecuencia en arcillas y carbonatos ricos en material orgánico. La mayor parte de la pirita en rocas sedimentarias es autogenerada y no es el resultado de un proceso

de transportación-depositación. Sin embargo, la pirita tiende frecuentemente a concentrarse en bandas planas paralelas a los planos de estratificación, con espesores que varían desde unas cuantas pulgadas hasta unos cuantos pies.

La pirita se manifiesta en forma de pequeños "racimos" de cristales distribuidos aleatoriamente en la porosidad intergranular de las rocas. Estos "racimos" fácilmente pueden formar una red continua aún a bajas concentraciones de pirita.

De manera contraria a los minerales comunes en las rocas sedimentarias, la pirita exhibe buena conductividad eléctrica, usualmente parecida o mayor a la conductividad del agua de formación. Esta conductividad es de naturaleza metálica y, consecuentemente, cualquier transferencia de corriente entre agua y pirita involucra un proceso de conversión de conducción iónica a conducción electrónica y viceversa.

2.5.2 EFECTO DE LA PIRITA SOBRE ALGUNOS DE LOS REGISTROS GEOFISICOS

Registros de densidad y litodensidad.

La densidad verdadera de la pirita es de 5.0 gr/cm³. La densidad aparente que mide la herramienta de densidad es de 4.985 gr/cm³; esta densidad aparente toma en cuenta la densidad electrónica de la pirita y la calibración de la herramienta de densidad.

El factor fotoeléctrico de absorción para la pirita es alto ($\tau = 17.0$) lo que conduce a un número atómico efectivo, "Z", igual a 22.0 .

El corto espaciamiento del contador de las mediciones de densidad es un tanto sensitivo al factor fotoeléctrico de absorción; esto nos lleva a valores negativos erróneos de la compensación.

ción de densidad, $\Delta\rho$, frente a zonas que contienen pirita. Por esta causa, la ρ_0 compensada es menor, también, en una cantidad aproximadamente igual al error introducido por $\Delta\rho$. Esta lectura de densidad puede corregirse sumándole el valor de $\Delta\rho$.

Aún después de esta corrección, el registro de densidad es de poca utilidad para determinar la porosidad en una formación con pirita, cada 1 % de volumen de pirita en la formación modifica la lectura del registro de densidad en 0.023 gr/cm³, lo cual equivale a un error en el cálculo de la porosidad de 1.4 unidades de porosidad.

El registro de densidad puede utilizarse para determinar el contenido de pirita si se conoce la porosidad y el efecto causado por la presencia de hidrocarburos en la formación.

La alta absorción fotoeléctrica de la pirita nos ofrece otra alternativa para determinar el contenido de pirita. La fig. 2.15 muestra la relación entre el número atómico efectivo (Z_{eff}) medido por el registro de litodensidad y el contenido de pirita en la formación. Note la poca influencia que la porosidad tiene sobre estas mediciones.

Registro Sónico de Porosidad

El tiempo de tránsito (medido por el registro sónico de porosidad) para la pirita es de 66 ± 2 μ s/pie; este valor fue obtenido de mediciones en grandes trozos de pirita. Puesto que las muestras están contaminadas con calcita, se corrigieron las mediciones de tiempo de tránsito por esta razón, de acuerdo a la relación de tiempo promedio de Wyllie.

Cada 1 % de volumen de pirita incrementa los valores de Δt en 0.11 μ s/pie, lo cual se refleja en un error en el cálculo de la porosidad menor a 0.1 unidades de porosidad.

Registro Neutrón de Porosidad

La porosidad de la pirita medida por el registro SNP es de -3.2 unidades de porosidad de areniscas. La porosidad de la pirita medida por el registro CNL es de 0.0 unidades de porosidad de caliza.

Un 1 % en volumen de pirita reduce la porosidad aparente del registro SNP en 0.03 unidades de porosidad, aproximadamente.

Registros de Resistividad

Se ha encontrado que las propiedades eléctricas de las rocas que contienen pirita, para el rango de frecuencias que manejan las herramientas que miden la resistividad de la formación, dependen fuertemente de la distribución de la pirita y de la frecuencia que maneje la herramienta que mide la resistividad.

En los casos en que el contenido de pirita es bajo y no provee una continuidad eléctrica, las mediciones de resistividad a baja frecuencia no se alteran de manera significativa.

Se ha determinado, de estudios con núcleos, que para que exista esta continuidad eléctrica el porcentaje de pirita en la roca debe de ser mayor al 7 %, aproximadamente.

En formaciones que presentan un contenido de pirita menor al 7 % se pueden utilizar las figs. 2.16 y 2.17 para corregir la resistividad por efecto de la pirita. De estas figuras se deduce que la sonda doble laterolog da mejores resultados, en estas formaciones, que la sonda de inducción o doble inducción.

En formaciones donde el contenido de pirita es superior al 7 %, es probable que exista continuidad eléctrica a través de la pirita, lo cual provoca que las mediciones de resistividad se decrecienten muy bruscamente con cualquier tipo de herramienta que se esté usando. En estos casos, la resistividad medida no puede

usarse en el cálculo de la saturación de agua. En el registro esta situación se caracteriza por una baja resistividad anormal.

| FRECUENCIA APROXIMADA (Hz) | TIPO DE SONDA O DE CURVA |
|-------------------------------|--|
| 15 | Laterolog 7 |
| 35 | Doble laterolog, laterolog profundo |
| 280 | Laterolog somero, normal corta |
| 1000 | Laterolog 3, Laterolog 8, esferico enfocado, y todos los registros microenfocados |
| 20000 | Inducción |

En conclusión, para el tipo de rocas carbonatadas y rangos de resistividad encontrados en los yacimientos petroleros, los registros de tipo laterolog son los que dan mejores resultados, siempre y cuando el volumen de pirita en la formación no sea mayor al 7 % .

2.5.3 CALCULO DE LA POROSIDAD Y EL PORCENTAJE DE PIRITA EN FORMACIONES CARBONATADAS CON PIRITA

El objetivo de esta técnica es permitir al analista de registros geofísicos reconocer la presencia de pirita, estimar el volumen fraccional de esta y compensar los cálculos de porosidad debido a su presencia.

CONSIDERACIONES PRELIMINARES

Dos técnicas que inmediatamente vienen a la mente siempre que se estudia volumetricamente el tipo de roca son:

- a). La gráfica de litoporosidad
- b). La gráfica MID

Gráfica de Litoporosidad.

Como ya se había visto anteriormente, los valores de los parámetros de los registros para la pirita son:

$$\begin{array}{ll}
 \rho_{ma} = 4.985 \text{ gr/cm}^3 & ; \text{ densidad de la matriz} \\
 \Delta t_{ma} = 65 \text{ } \mu\text{s/pie} & ; \text{ tiempo de tránsito de la matriz} \\
 A_{vma} = 0 \text{ u.p. de caliza} & ; \text{ porosidad neutrón de la matriz}
 \end{array}$$

Con estos valores, suponiendo un lodo dulce, los valores de M y N para la pirita son:

$$M = 0.311 \qquad N = 0.251$$

Debido a la alta densidad de la pirita los valores de M y N son pequeños, de manera que para incluir los valores de M y N de la pirita con los valores de M y N de los minerales más comunes en forma gráfica se necesita una escala de cero a uno en los ejes M y N. La fig. 2.18 muestra tal gráfica.

El punto x puede representar un intervalo formado por pirita, caliza y/o dolomía. Si se elige una solución en base a la relación espacial, que es una solución geométrica del punto x en el triángulo PDL, tendremos una resolución muy pobre en cuanto a las fracciones de caliza y dolomía. Cualquier cambio pequeño en las lecturas de los registros puede provocar cambios significativos en las fracciones de volumen calculadas (fig. 2.18).

Si, de otro modo, se considera una relación de distancias entre los respectivos puntos, tal como se muestra en la fig. 2.19, nos encontramos con otro problema. Si se supone que la matriz base es dolomía, se puede calcular:

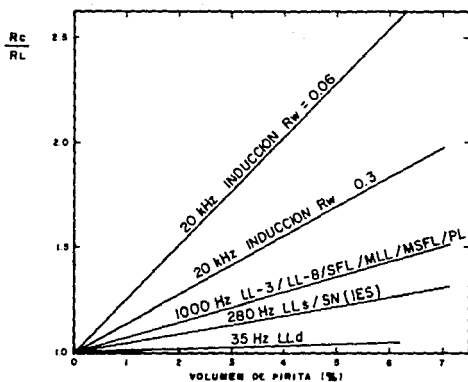


Fig. 2.17:- CORRECCION PARA VARIOS REGISTROS DE RESISTIVIDAD EN FORMACIONES IMPREGNADAS CON ACEITE POR EFECTO DEL CONTENIDO DE PIRITA

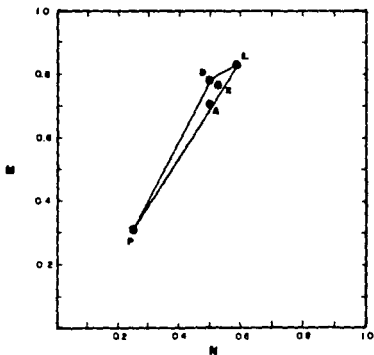


Fig. 2.18 - GRAFICA DE M vs. N CONTIENIENDO EL MINERAL PIRITA. RELACION ESPACIAL

$$V_{D.L.} = \frac{DX}{DP} \quad (2.14)$$

sin embargo, si se supone que la matriz es una dolomia:

$$V_{D.L.} = \frac{LX}{LP} \quad (2.15)$$

La ecuación 2.15 da un valor de $V_{D.L.}$ de aproximadamente el doble del que resulta de la ecuación 2.14.

Considerando una formación compuesta por dolomia y caliza, la fracción de pirita deberá variar entre los resultados obtenidos de las ecuaciones 2.14 y 2.15.

Además, adicionalmente se esta introduciendo otro error debido al uso de una relacion lineal entre estos puntos, ya que M y N son las pendientes de las respuestas de los registros, en el método de litoporosidad, y por lo tanto son funciones tangente.

Gráfica MID

La fig. 2.20 es una gráfica de porosidad CNL (p_n) en unidades de caliza vs. tiempo de tránsito (Δt). Los puntos L, D, A, Q y P representan a la caliza, dolomia, anhidrita, arenisca y pirita; respectivamente, como minerales puros.

La fig. 2.21 es una gráfica de porosidad CNL vs. densidad (P_n) y los puntos L, D, A y Q representan a los mismos minerales que en la fig. 2.20. Nótese que P esta fuera de esta gráfica debido a su alta densidad (4.985 gr/cm³).

La fig. 2.22 es una gráfica de tiempo de tránsito aparente de matriz (Δt_{ma}) vs. densidad aparente de matriz (P_{ma}), donde los puntos L, D, A, Q y P representan otra vez a los mismos minerales.

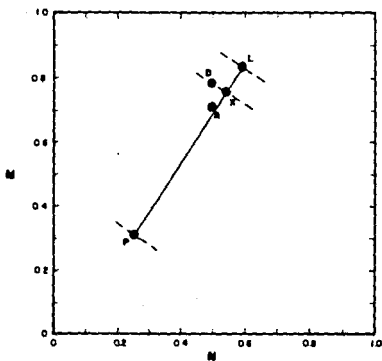


Fig. 2.19- GRAFICA DE M vs. N CONTENENDO EL MINERAL PIRITA. RELACION LINEAL

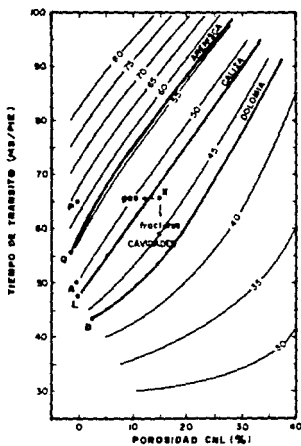


Fig. 2.20.- TIEMPO DE TRANSITO vs. POROSIDAD CNL

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

Se puede establecer una relación volumétrica para determinar la fracción de pirita a partir de la gráfica de $(\Delta t_{ms})_a$ vs. $(\rho_{ms})_a$, la cual es relativamente independiente de la mezcla dolomía-caliza.

En la fig. 2.22 se observa que un punto que represente a una formación compuesta por dolomía y caliza deberá de situarse sobre la línea que une a los puntos L y D. Si se traza una línea que vaya desde el punto de pirita (P) hasta la línea \overline{LD} , el punto de intersección de las dos líneas, designado por la letra Y, representa a la mezcla de dolomía y caliza.

Debido a que las líneas \overline{PY} y \overline{LD} son aproximadamente perpendiculares y que el punto P está lo suficientemente alejado de la línea \overline{LD} , no influye mucho donde se localice el punto Y entre los puntos L y D, la longitud de la línea \overline{PY} permanece razonablemente constante.

Por ejemplo, se tienen los siguientes datos para el punto X:

$$\begin{aligned} \rho_L &= 2.8 \text{ gr/cm}^3 \\ \Delta t &= 66 \text{ } \mu\text{s/pie} \\ \rho_w &= 15 \text{ u.p. de caliza} \end{aligned}$$

De las figs. 2.20 y 2.21 se obtiene, respectivamente, el tiempo de tránsito de matriz y la densidad de matriz aparentes:

$$(\Delta t_{ms})_a = 47.5 \text{ } \mu\text{s/pie} \quad (\rho_{ms})_a = 2.95 \text{ gr/cm}^3$$

estos valores son las coordenadas del punto X el cual se grafica en la fig. 2.22. Después se traza una línea que pase por los puntos P y X, y que interseccione a la línea \overline{LD} . De este modo, el volumen de pirita presente en la formación compuesta por dolomía y caliza está dado por:

$$V_{pirita} = \frac{\overline{XY}}{\overline{PY}}$$

Puesto que $(\Delta t_{ms})_x$ y $(\rho_{ms})_x$ son ambos lineales, se puede establecer esta ecuación en términos de cualquiera de sus ejes. Si se toma el eje de las ordenadas se tiene que:

$$V_{pirita} = \frac{X - Y}{P - Y} = \frac{(2.91 - 2.775)}{(4.985 - 2.775)} = 0.061$$

o sea, casi 6 % de pirita.

De este modo muy simple, se tiene un modelo para calcular el volumen de pirita. Sin embargo, diferentes causas pueden influir en esta técnica de solución. Las principales causas son:

- Presencia de anhidrita en la formación.
- Presencia de porosidad secundaria
- Presencia de gas en la formación
- Presencia de arcillas

Presencia de Anhidrita en la formación.

Refiriéndonos a la fig. 2.22, una zona de anhidrita, parcial o pura se manifiesta en forma parecida a una zona de caliza-dolomía con algo de pirita, de manera que se necesita de un discriminador para determinar cuando son necesarias las correcciones por presencia de pirita en la formación.

El detector de corto espaciamento de la herramienta de densidad compensada (FDC) es sensible a la absorción fotoeléctrica. Como ya se ha visto antes, el valor de absorción fotoeléctrica para la pirita es alto, $\gamma = 17$, mientras que para la anhidrita es de 5.05. Esto causa valores de $\Delta\rho$ negativos cuando existe pirita en la formación, por lo que se puede usar $\Delta\rho$ como discriminador para determinar si hay o no pirita en la formación, aunque se recomienda tener cuidado ya que el uso de lodos muy densos causan, también, valores de $\Delta\rho$ negativos.

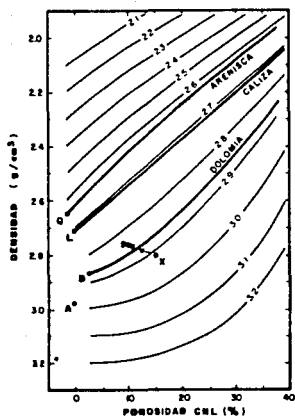


Fig. 2.21: DENSIDAD vs. POROSIDAD CNL

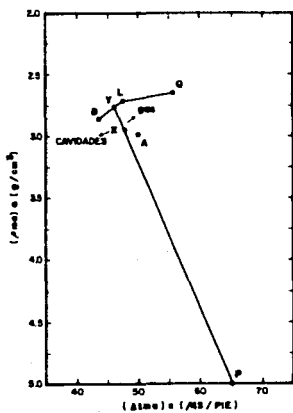


Fig. 2.22: DENSIDAD DE MATRIZ APARENTE vs. TIEMPO DE TRANSITO DE MATRIZ APARENTE

Presencia de Porosidad Secundaria.

Las fracturas y/o cavernas causan como resultado mediciones de tiempo de tránsito menores de acuerdo a la ecuación de tiempo promedio de Wyllie. Esto causa en la fig. 2.22, una desviación del punto X a la izquierda, reduciendo la fracción de pirita calculada. Para resolver este problema se utiliza una aproximación iterativa, como se vera más adelante.

Presencia de Gas en la Formación.

La presencia de gas en el yacimiento frecuentemente altera las lecturas de los registros de densidad y neutrón. También es posible que en algunos casos afecte las mediciones de tiempo de tránsito, pero en este modelo se considera que las rocas normalmente encontradas en los yacimientos petroleros pueden sostener un tren de ondas acústicas y que cualquier efecto causado por el gas es despreciable.

En la fig. 2.20 se aprecia el efecto del gas sobre el registro de porosidad neutrón, el cual reduce la porosidad neutrón aparente, $(\rho_{N_{neu}})_a$ e incrementa el valor de $(\Delta t_{neu})_a$.

El efecto que causa el gas sobre la fig. 2.21 es un poco más complejo. El valor de la porosidad neutrón deberá moverse hacia la izquierda, mientras que el valor de densidad deberá de reducirse o moverse hacia arriba. El resultado neto es una reducción del valor de $(\rho_{neu})_a$.

Si se trasladan estos efectos a la fig. 2.22 resultan en recorrer el punto X hacia arriba y a la derecha. Al igual que en el problema de la porosidad secundaria, se utiliza una solución iterativa para resolver este problema.

Presencia de Arcillas.

Las arcillas solo causan un ligero efecto sobre el registro de densidad, pero provocan un fuerte incremento en la porosidad determinada por los registros neutrón y sónico de porosidad, el punto X se moverá a la derecha y hacia abajo, causando una alta corrección a la fracción de pirita. La solución a este problema es restar los efectos de las arcillas sobre cada herramienta antes de determinar $(\Delta t_{ne})_p$ y $(\rho_{ne})_p$. Además, es necesario usar un indicador de arcillas que no involucre a los registros neutrón, densidad y sónico. Este indicador puede ser, por ejemplo, el índice de arcillosidad obtenido con el registro de rayos gamma.

2.5.4 DESCRIPCION DEL MODELO

Para ayudar a la comprensión de la lógica del modelo se presenta un diagrama de flujo simplificado (fig. 2.24).

Para ejemplificar los resultados obtenidos con esta técnica se tomaron los siguientes datos de una formación real que contiene pirita.

$R_t = 65 \text{ ohm-m}$
 $\phi_{1s} = 15 \text{ u.p. de caliza}$
 $\Delta t = 71 \text{ } \mu\text{s/pie}$
 $\rho_{1s} = 2.51 \text{ gr/cm}^3$
 $\Delta\rho = -0.03 \text{ gr/cm}^3$
 $R_w = 0.05 \text{ ohm-m}$

Aplicando este método se obtuvieron los siguientes resultados:

| | |
|--------------------|--------|
| Volumen de pirita | 1.6 % |
| Porosidad | 16.2 % |
| Saturación de agua | 19.5 % |

Si bien, en este ejemplo no dió como resultado una alta fracción de pirita ($V_{pirita} = 0.016$), las correcciones efectuadas causaron un incremento a la porosidad efectiva en casi dos unidades de porosidad.

Los efectos son mucho mas dramáticos cuando la fracción de pirita existente en la formación alcanza valores de 7 u 8 % y las porosidades reales son menores a un 10 %. Si en estos casos se despreciaran las correcciones a la porosidad debido a los efectos producidos por la presencia de pirita en la formación, esto traería como consecuencia que se pasara totalmente por alto un intervalo con altas probabilidades de producir hidrocarburos.

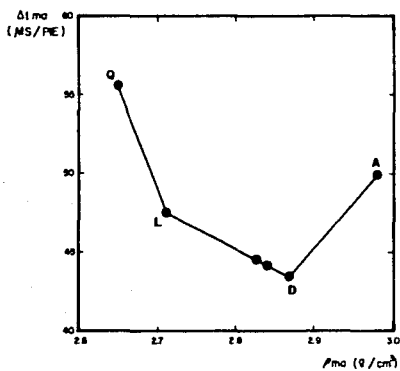
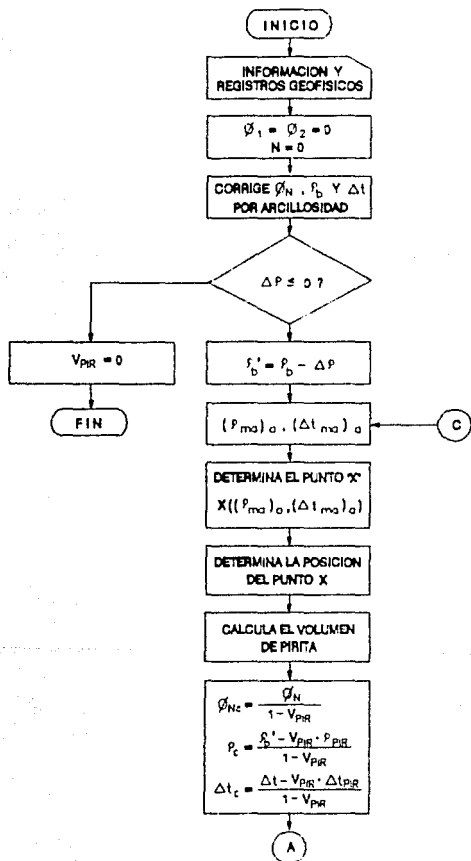
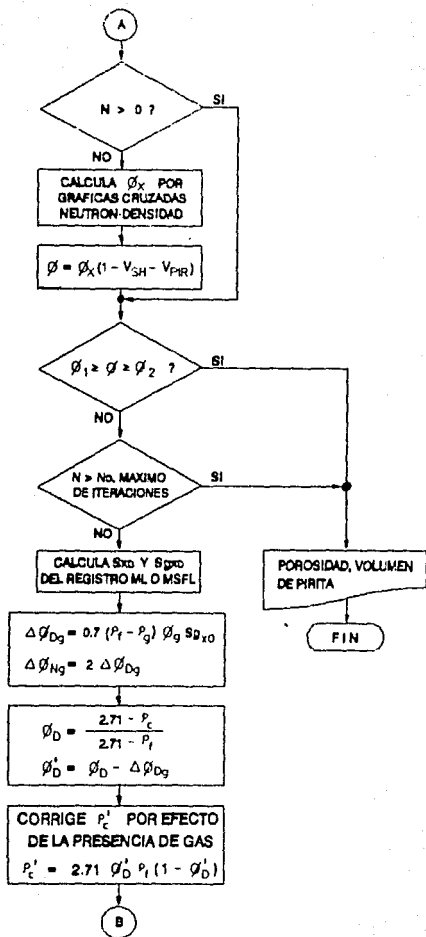


Fig. 2.23 - TIEMPO DE TRANSITO DE MATRIZ
VS. DENSIDAD DE MATRIZ

FIG. 2.24 .- DIAGRAMA DE FLUJO DEL METODO PARA CALCULAR EL VOLUMEN DE PIRITA EN LA FORMACION





CAPITULO III

IMPORTANCIA DE LOS PARAMETROS "m" Y "n" EN LA DETERMINACION DE SATURACION DE AGUA EN YACIMIENTOS DE LITOLOGIA COMPLEJA

3.1 ANTECEDENTES

La variación de la saturación de agua con respecto a la porosidad y a la medición de resistividad ha sido el tema de muchas investigaciones y publicaciones desde que Archie publicó su ecuación en 1942.

| | | |
|-------------------|---------------------------------------|-----|
| Zona no invadida: | $R_t = a R_w / \phi^n S_w^m$ | 3.1 |
| Zona invadida: | $R_{xo} = a R_{mf} / \phi^n S_{xo}^m$ | 3.2 |

La forma tradicional de calcular S_w y S_{xo} por medio de registros geofísicos es obteniendo valores de porosidad y resistividad en las zonas no invadida e invadida, respectivamente, a partir de mediciones de registros geofísicos. Los parámetros R_w , R_{mf} , m y n se suponen constantes ó, en el caso de m , se supone que es función de otros parámetros, tales como la porosidad.

El objetivo final, por supuesto, es calcular valores de S_w y S_{xo} que sean representativos de los valores reales de saturación en las zonas no invadida e invadida. El uso de valores constantes para m y/o ecuaciones empíricas para obtener los valores de m causan errores en la estimación de S_w y S_{xo} cuando el valor verdadero de m difiere de los valores supuestos.

Si el valor verdadero de m es menor que el valor supuesto, entonces los valores calculados de S_w y S_{xo} resultarán menores que los valores de S_w y S_{xo} verdaderos y viceversa. Además, el uso de un valor constante para m enmascara algunas de las características de la formación, tales como:

- Cambios de la textura de las rocas de la formación con respecto a la profundidad.
- Presencia de cavernas.
- Presencia de fracturas.
- etc.

Estas características mencionadas aparecerán, en forma errónea, como simples cambios en la saturación.

Las ecuaciones 3.1 y 3.2 son para formaciones libres de arcillas. Los trabajos posteriores al de Archie se han avocado a extender la aplicación de éste a formaciones arcillosas impregnadas con hidrocarburos.

Esto llevó al desarrollo de un número de ecuaciones comúnmente denominadas: ecuaciones para arenas arcillosas. Estas incluyen ecuaciones tales como la ecuación de Indonesia, la de Waxman-Smiths, la de Nigeria, el modelo de doble-agua, etc.

Sin embargo, una gran parte de los yacimientos carbonatados en el mundo tienen un bajo contenido de arcillas. Por el contrario, el análisis y las observaciones de núcleos de carbonatos revelan que, frecuentemente, las formaciones carbonatadas muestran fuertes cambios en su textura (distribución de poros) y presencia de cavernas y fracturas, lo cual puede producir variaciones en el valor de m en un rango, aproximado, de 1.2 a 5.5.

Con esto se puede concluir que el determinar el valor correcto de m es más importante en la determinación de la saturación.

ción de agua en yacimientos carbonatados que el seleccionar la ecuación de arenas arcillosas a usar.

Las heterogeneidades inherentes a los carbonatos causan variaciones en la textura y facies, lo que produce variaciones en los valores de m .

Anteriormente se intentó utilizar una m con valores variables utilizando dos aproximaciones:

1. Aproximación Empírica. Se derivaron correlaciones entre ρ y m (Humble, Shell, etc). Estas aproximaciones tienen algunas aplicaciones en formaciones homogéneas.
2. Modelos Teóricos. Se derivaron ecuaciones teóricas para describir la variación de m , basadas en modelos geométricos de esferas (Maxwell, Fricke, Perez-Rosales, etc.). Estas aproximaciones tienen algunas aplicaciones en sistemas de areniscas limpias donde el tamaño, compactación y clasificación del grano son conocidos y homogéneos.

Sin embargo, ambas aproximaciones tienen limitadas aplicaciones en yacimientos carbonatados. Ninguna de estas aproximaciones describe la variación de m en cada punto de la formación. Ambas aproximaciones tampoco toman en cuenta el hecho de que los valores de m pueden variar en cada punto, de la misma manera que la porosidad o la litología. Tampoco reconocen que m tiene un significado geológico y petrofísico, y no es necesariamente correlacionable a otras variables del sistema, tal como la porosidad.

3.2 VARIABLES EN LA DETERMINACION DE LA SATURACION DE AGUA EN YACIMIENTOS CARBONATADOS

Además del exponente m de la ecuación de Archie, existen otras variables que intervienen en el cálculo de S_w y S_{xo} . Estas son: R_w , R_{mf} , n y a .

Resistividad del Agua y del Filtrado del Lodo

R_w representa la resistividad del agua de formación en la zona no invadida. Este valor es, generalmente, bien conocido y se puede determinar a partir del análisis de registros geofísicos en una zona limpia saturada 100 % de agua o del análisis de una muestra de agua del yacimiento.

R_{mf} es la resistividad del filtrado del lodo y es frecuentemente usada para representar la resistividad del fluido en la zona invadida. Esto es suponiendo que el filtrado del lodo ha desplazado completamente el agua de formación que originalmente se encontraba presente en esa zona.

El Exponente m y el Coeficiente a .

Al exponente " m " de la ecuación de Archie se le llama, comúnmente, "exponente de cementación". Esto es siguiendo la publicación original, la cual concluye que las variaciones del exponente m se encuentran relacionadas solamente con el grado y tipo de cementación del grano de la matriz, e ignora factores que son más importantes como, por ejemplo, textura y formación del grano, heterogeneidades causadas por la presencia de fracturas y cavernas, etc.

Cuando se establece una corriente eléctrica entre dos puntos de una matriz porosa, el exponente m de la ecuación de Archie representa dos cantidades físicas:

1. La tortuosidad del camino seguido por la corriente eléctrica entre los dos puntos.
2. Los cambios en el área de la sección transversal del camino seguido por la corriente .

El exponente n varía en un amplio rango para yacimientos carbonatados. La fig. 3.1 muestra los resultados obtenidos a partir de núcleos, graficados en escala log-log, del factor de formación (R_o/R_w) contra la porosidad (ϕ) para dos zonas de interés. Sobre esta gráfica se superpusieron las siguientes líneas:

- a). Líneas de iso-valores de n en el rango de 1.0 a 3.5
- b). Una línea que representa la fórmula de Shell para n
- c). Una línea representando la ecuación de Humble para F
- d). Una línea ajustada usando mínimos cuadrados. Esta línea representa valores de $n = 1.9$ y $a = 1.65$

En esta gráfica se puede observar que una línea promedio no puede definir adecuadamente la variación de n . Si se usa una línea promedio para tratar de definir a n (por ejemplo, mínimos cuadrados, Shell, Humble, etc.), entonces cualquier variación de n con respecto al valor verdadero producirá errores en la determinación de S_w y S_{xo} de la siguiente forma:

Si el valor verdadero de n se encuentra por arriba del valor promedio supuesto (esto es, el valor verdadero de n se encuentra graficado por arriba de la línea promedio de la fig. 3.1) la resistencia adicional causada por la suposición de una n menor a la real se interpreta como si existieran hidrocarburos en el yacimiento. Esto es, usar un valor de n menor al verdadero provoca el cálculo de valores de S_w menores a los valores reales.

Si por el contrario, el valor verdadero de m es menor al valor promedio supuesto de m , entonces los valores de S_w calculados serán mayores a los valores de saturación reales.

La sensibilidad de los valores calculados de S_w con respecto a las variaciones en el valor de m se pueden observar en la fig. 3.2. Esta gráfica nos muestra la magnitud del error en que se puede incurrir al calcular S_w utilizando valores erróneos de m . A medida de que la porosidad es menor, la magnitud del error (en que se podría incurrir al utilizar un valor erróneo de m) aumenta. Por ejemplo: Un error en m de 0.25 arriba del valor promedio usado causaría un error de 35 % en S_w cuando la porosidad sea igual a 10 %, y un error del 80 % cuando la porosidad sea de 1 %.

El coeficiente "a" en la ecuación de Archie se explica mejor en la fig. 3.1. El coeficiente a es un parámetro empírico que se ajusta cuando no se tienen los valores de m y se emplea una técnica promedio.

El valor de $a = 1$ es el único valor verdadero y significativo para usarse en las ecuaciones 3.1 y 3.2. El uso de un valor de a diferente de uno fue una forma de reconocer que m no es constante, y fué un primer intento de incorporar al cálculo de S_w un valor de m variable. Cuando se utiliza el valor verdadero de m para cada punto de la formación esta implícito que a vale 1.

Los caminos convencionales para obtener los valores de m y a son los siguientes:

- a). Análisis especial de núcleos. Este usualmente se basa en la obtención de m a partir de análisis de núcleos. Posteriormente se grafican los resultados de estos y se construye una línea promedio para obtener los valores de a y m , como se muestra en la fig. 3.1.

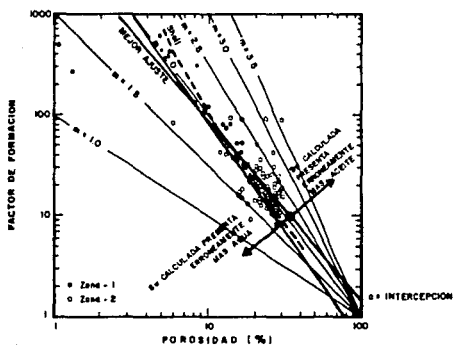


Fig. 3.1 - GRAFICA DE FACTOR DE FORMACION VS. POROSIDAD PARA DATOS DE NUCLEOS DE DOS FORMACIONES CARBONATADAS

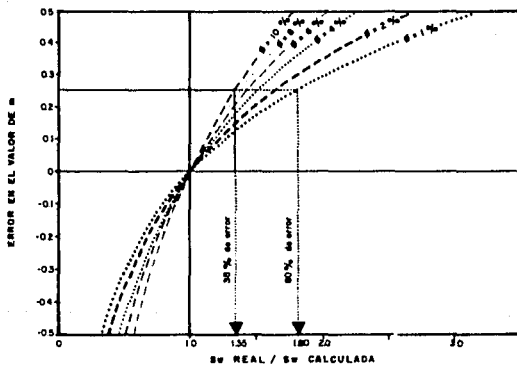


Fig 3.2 - ESTA GRAFICA MUESTRA LOS ERRORES EN QUE SE PUEDE INCURRIR AL CALCULAR SW CON DIFERENTES VALORES DE m EN LA ECUACION DE ARCHIE

b). Evaluación de registros. Esta se hace en zonas saturadas 100% con agua donde se obtienen los valores de m a partir de las ecuaciones 3.1 y 3.2. Luego se grafican estos valores para obtener los valores promedio de a y de m .

c). Ecuaciones empíricas para m , tales como la ecuación de Humble o la ecuación de Shell.

Las técnicas correspondientes a los incisos b) y c) hacen tres grandes suposiciones:

- Que m es función solo de la porosidad.
- Que la formación es homogénea.
- Que las correlaciones obtenidas sobre un intervalo (frente a la pared del pozo) son aplicables para todos los intervalos de ese pozo, para todos los pozos de ese campo e, inclusive, para otros campos.

Estas suposiciones no son siempre válidas, observándose grandes variaciones de m no sólo entre diferentes intervalos de un mismo pozo, sino para cada punto de un mismo intervalo.

De esto se deduce la necesidad de calcular el valor de m para cada punto del intervalo que va a ser analizado.

El Exponente de Saturación (n)

El parámetro n en la ecuación de Archie es, normalmente, obtenido del análisis de núcleos. El procedimiento es el siguiente:

Se determinan, primero, la porosidad y el exponente m de Archie para la muestra del núcleo que se está analizando. Posteriormente se inyecta a la muestra una mezcla de aceite y agua

previamente determinadas (donde S_w y R_w son conocidas) y se mide la resistividad de la muestra, R_t . Estas mediciones se repiten para diferentes valores de S_w y después se construye una gráfica escala log-log de:

$$RI = \frac{R_t \cdot \rho^{2n}}{R_w} \text{ vs. } \frac{1}{S_w^n}$$

La pendiente de la línea ajustada a estos puntos tendrá el valor de $-n$.

La fig. 3.3 muestra una gráfica de este tipo para dos zonas de interés en un yacimiento carbonatado. En esta gráfica se puede deducir que el valor de n es de 1.9 ± 0.2 . En la práctica, debido a la falta de datos derivados del análisis de núcleos, se supone un valor de $n = 2.0$.

La fig. 3.4 muestra los errores en que se incurriría en la determinación de S_w para una variación de n de ± 0.2 sobre el valor medio de 2.0. Como se puede apreciar, tales errores son relativamente pequeños.

El exponente de saturación n representa una resistencia adicional al flujo de la corriente eléctrica debido a:

- La reducción en la porosidad que contiene agua por la fracción $(1-S_w)$ en la zona no invadida y $(1-S_{xo})$ en la zona invadida.
- Un incremento en la tortuosidad de la trayectoria seguida por la corriente eléctrica.
- Un decremento en el área efectiva de la sección transversal del poro a través de la cual fluye la corriente. Esto ocurre, por ejemplo, cuando existen hidrocarburos taponando los poros.

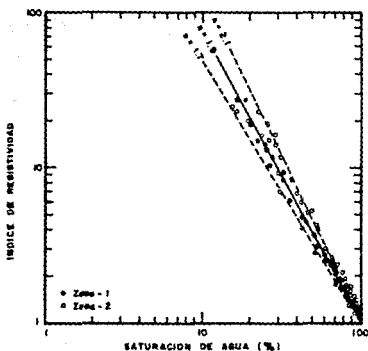


Fig. 3.3.- VARIACION DEL EXPONENTE DE SATURACION (n) OBTENIDA DEL ANALISIS DE NUCLEOS DE DOS FORMACIONES CARBONATADAS

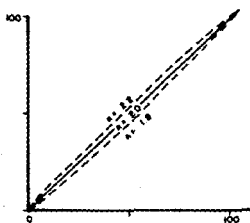


Fig. 3.4.- ESTA GRAFICA MUESTRA EL ERROR EN QUE SE PUEDE CAER AL CALCULAR S_w CON UN VALOR DE n DE 1.8 a 2.2

De este modo en algunos casos, tales como cuando se tiene un yacimiento mojado por aceite, el valor de n varía en un amplio rango, lo cual provoca fuertes errores en el cálculo de la saturación de agua.

En yacimientos mojados por agua, el agua irreductible proporciona un canal continuo a la corriente eléctrica lo cual trae consigo que la variación de n se confina a un rango muy pequeño.

En yacimientos mojados por aceite, donde el medio continuo es el aceite, el camino de la corriente eléctrica es altamente tortuoso, lo cual causa una alta resistencia al paso de la corriente eléctrica y, por lo tanto, un valor alto de n . Sin embargo para la mayor parte de los yacimientos carbonatados los cambios en n son pequeños y la suposición de un valor de n constante no produce un error significativo en la determinación de S_w y S_{xo} .

3.3 DETERMINACION DE LA SATURACION DE AGUA UTILIZANDO "m" VARIABLE Y LA COMBINACION DE LOS REGISTROS EPT-ML

La combinación de los registros de Propagación Electromagnética y MicroLog (EPT-ML) es la combinación de una de las más sencillas herramientas eléctricas (ML) con una de las más modernas y sofisticadas herramientas electromagnéticas (EPT). Estas herramientas tienen en común que:

- Ambas son del tipo de patín (transmisor y receptor montados en el patín).
- Las dos tienen una alta resolución vertical y una profundidad de investigación muy somera.
- Las dos proporcionan información concerniente a la existencia de hidrocarburos.

- La velocidad de registro para ambas herramientas es de 2 000 pies/hora aproximadamente.

El Registro ML

El principal uso del Micro-Log es la detección de zonas permeables. Esto lo hace monitoreando la presencia o ausencia de enjarre del lodo. Las zonas permeables permiten la invasión del filtrado del lodo, lo cual provoca la formación del enjarre sobre la pared del pozo. En las zonas impermeables no existe invasión.

El Micro-Log es, hoy en día, el mejor indicador de zonas permeables, sin embargo, no nos da indicación alguna de la magnitud de la permeabilidad.

El Registro EPT

La medición del tiempo de propagación de una onda electromagnética en un medio poroso, a diferencia de las herramientas de resistividad, permite una evaluación de la saturación de agua casi independiente de la salinidad del agua de formación o del filtrado del lodo. Esto es debido a que la constante dieléctrica del agua, que es el principal factor que afecta la propagación de la onda electromagnética a través de esta, es relativamente independiente de la salinidad del agua.

La herramienta EPT (Electromagnetic Propagation Tool) tiene una profundidad de investigación muy somera que le permite explorar exclusivamente la zona invadida de la formación y determinar con precisión la saturación de hidrocarburos residuales.

El registro consiste en la medición del tiempo de tránsito (nanosegundos/m) y la atenuación de una onda electromagnética entre dos receptores, en forma similar a los equipos sísmicos. El espaciamiento muy corto entre los dos receptores le confiere la resolución vertical nominal de dos pulgadas. El muestreo del

programa de adquisición es, generalmente, de 1.2 pulgadas (5 veces más que las herramientas convencionales).

| MATERIAL | TIEMPO DE PROPAGACION ELECTROMAGNETICA (ns/m) |
|-----------|---|
| ARENISCA | 7.2 |
| CALIZA | 9.1 |
| DOLOMIA | 8.7 |
| ANHIDRITA | 8.4 |
| ACEITE | 4.9 |
| GAS | 3.3 |
| AGUA | 25 - 30 |

TABLA 3.1 .- TIEMPO DE PROPAGACION ELECTROMAGNETICA PARA ALGUNOS MATERIALES

3.3.1 SECUENCIA DE CALCULO DE LA SATURACION DE AGUA UTILIZANDO "m" VARIABLE

1. Cálculo de la saturación de agua en la zona invadida, (Sxo).

La ecuación de respuesta de la herramienta EPT para una zona limpia es:

$$tp_1 = tp_m \rho Sxo + tp_{m1}(1-\rho) + tp_{m2} \rho (1-Sxo) \quad 3.3$$

donde el tiempo de propagaación en la matriz (tp_{m1}) es la suma ponderada, con respecto al volumen, de los tiempos de propagaación de los componentes individuales de la matriz. Esto es:

$$tp_{m1} = \frac{\sum V_i tp_i}{\sum V_i} \quad 3.4$$

donde:

V_i es la fracción de volumen del componente i de la matriz.

tp_i es el tiempo de propagación electromagnética del componente i .

si la formación contiene arcillas, la ecuación 3.3 queda como:

$$tp_i = tp_w \phi Sxo + tp_{ma}(1-\phi V_{c1}) + tp_{c1} V_{c1} + tp_{nc} \phi(1-Sxo) \quad 3.5$$

donde:

V_{c1} es el volumen fraccional de la arcilla.

tp_{c1} es el tiempo de propagación de la arcilla.

despejando Sxo de la ecuación 3.5, se tiene que:

$$Sxo = \frac{(tp_i - tp_{ma}) + \phi(tp_{ma} - tp_{nc}) + V_{c1}(tp_{ma} - tp_{c1})}{\phi(tp_w - tp_{nc})} \quad 3.6$$

esta ecuación es aplicable, también, a formaciones carbonatadas limpias (donde $V_{c1} = 0$).

En estas ecuaciones se consideran a los parámetros tp_{nc} , tp_i y tp_{c1} como constantes para la formación que se este analizando (ver tabla 3.1).

Las variables ϕ y V_{c1} se obtienen de la interpretación de otros registros (por ejemplo: Neutrón, Densidad, Sónico, Espectroscopia de rayos gamma, etc.). La variable tp_i es la lectura del registro EPT.

El parámetro tp_w es el tiempo de propagación electromagnética del agua en la zona invadida. Este es función de la temperatura de la formación (fig. 3.5).

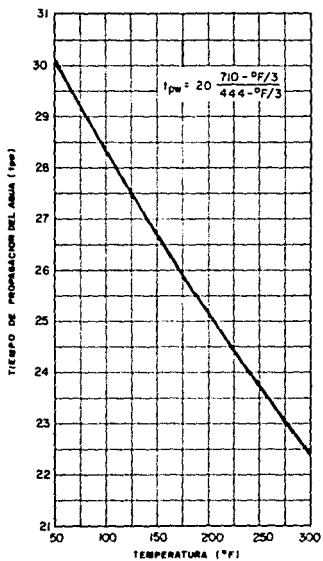


Fig. 3.5- GRÁFICA PARA OBTENER EL TIEMPO DE PROPAGACION ELECTROMAGNETICA DEL AGUA EN FUNCION DE LA TEMPERATURA DEL YACIMIENTO

2. Cálculo de m .

Una vez obtenido el valor de S_{xo} , se utiliza para calcular el exponente m a partir de algunas de las ecuaciones de saturación de agua para formaciones arcillosas. Para este caso se seleccionó la ecuación de Indonesia por haberse obtenido con ella buenos resultados en el cálculo de S_w en yacimientos carbonatados del Medio Oriente, (ver referencia no. 9). La ecuación de Indonesia para la zona invadida es:

$$\frac{1}{S_{xo}^m} = \left[\frac{V_{cl}^{1-0.5 V_{cl}}}{R_{cl}} + \frac{\phi^n}{R_{mf}} \right]^2 \cdot R_{xo} \quad 3.7$$

despejando el exponente m de la ec 3.7, nos queda:

$$m = \frac{\log \left[\frac{R_{mf}}{(S_{xo} R_{xo})^2} - \frac{R_{mf} V_{cl}^{1-0.5 V_{cl}}}{R_{cl}} \right]}{\log \phi} \quad 3.8$$

donde:

S_{xo} se obtiene en el paso 1 a partir del registro EPT, R_{xo} es la lectura de un registro de resistividad microenfocado y R_{mf} es la resistividad del filtrado del lodo. Los parámetros R_{cl} y n , como ya se explicó, pueden considerarse constantes para la formación analizada sin que esto cause un error significativo.

3. Cálculo de S_w .

Con el valor de m se calcula S_w a partir de alguna ecuación para formaciones con arcillas, en este caso la ecuación de Indonesia:

$$\frac{1}{S_w} = \left[\frac{V_{cl}^{1-0.5 V_{cl}}}{R_{cl}} + \frac{\rho^m}{R_w} \right]^2 \cdot R_t \quad 3.9$$

En esta ecuación la saturación de agua depende de los parámetros V_{cl} , ρ y m los cuales se calcularon en los pasos 1 y 2; también depende de R_w , la cual se supone constante para la formación que se está analizando; y de R_t , el cual es el valor de resistividad para la zona no invadida leído de algún registro laterolog o de inducción.

De esta forma se puede calcular la saturación de agua en las zonas invadida y no invadida de una manera mucho más exacta que la calculada suponiendo una m constante.

Probables Fuentes de Error en el Cálculo de S_w con esta Técnica

Esta técnica de m variable se basa en las ecuaciones de respuesta de los registros EPT y microfocados en la zona lavada. Esto supone que las dos herramientas investigan la zona a la misma profundidad. Si esto no es así, los errores en el cálculo de S_w se incrementan.

Otra posible fuente de error se presenta en capas muy delgadas, donde la resolución vertical de las dos herramientas puede diferir.

También se pueden presentar errores en el caso de que existan heterogeneidades laterales en la formación en muy pequeñas distancias y entonces puedan existir variaciones de m entre las zonas invadida y no invadida. Esto es debido a que con esta técnica se calcula una m en la zona invadida para después ser aplicado en la zona no perturbada.

Para la mayor parte de los casos a analizar con esta técnica se espera que estas probables fuentes de error no causen errores significativos.

SUPOSICIONES EN ESTE METODO

En este método se esta suponiendo que el filtrado del lodo desplaza totalmente al agua de formación. Esto no es cierto, ya que cuando el filtrado del lodo desplaza al agua de formación una fracción de esta, definida como FRW, queda en suspensión en la zona invadida. La resistividad de la mezcla compuesta por agua de formación y filtrado del lodo, denominada Rin se puede calcular suponiendo un modelo de resistencias en paralelo con la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{Rin} = \frac{FRW/\rho Sxo}{Rw} + \frac{1 - (FRW/\rho Sxo)}{Rmf} \quad 3.10$$

El problema de este modelo es el determinar FRW. Existe muy poca literatura al respecto. La mayor parte de los analistas de registros geofisicos supone un valor de FRW = 0.0, esto quiere decir que la zona fue 100 % lavada. Otros suponen algunos valores para los numeradores de la ecuación 3.10, por ejemplo 0.1 para el termino $FRW/\rho Sxo$ y 0.9 para $1 - (FRW/\rho Sxo)$. lo cual significa que un 90 % de agua de formación fué desplazada por el filtrado del lodo.

Sibbit y Boyeldieu en 1981 supusieron que FRW es igual al producto de la porosidad por la saturación de agua irreductible, ($FRW = \rho Sirr$).

Se ha determinado que no todas estas suposiciones son siempre representativas de las condiciones de la mezcla en la zona invadida.

3.4 DETERMINACION DE LA SATURACION DE AGUA, CON m A PARTIR DE CORRELACIONES

En caso de no contar con el registro EPT, se pueden utilizar las correlaciones determinadas por J. W. Focke y D. Munn (1987) a partir del análisis de núcleos.

Estas correlaciones se basan en el tipo de porosidad que presenta la formación. En la fig. 3.6 se muestra un esquema simplificado de la clasificación genética de los tipos de porosidad correlacionados con los diferentes tipos de roca.

Para las rocas tipo I y II, caliza y dolomía (grainstone) con porosidad interpartícula (fig. 3.6-a), y del tipo III, dolomías sucrosas con porosidad intercrystalina y textura cristalina usualmente muy abierta (fig. 3.6-b), los autores encontraron una relación lineal entre F (factor de formación) y la porosidad con $m = 2.0$ y $a = 1.0$, como se muestra en la fig. 3.7. Sin embargo, a bajas porosidades (aproximadamente menores de 5 %) los valores de m tienden a disminuir. Este efecto se discutirá más adelante.

Para las rocas del tipo IV, calizas (grainstone) con una porosidad móldica muy bien desarrollada (fig. 3.6-c), Focke y Munn encontraron cuatro tendencias que dependen de la permeabilidad (fig. 3.8, 3.9, 3.10 y 3.11):

| | |
|----------------------|-------------------------|
| $m = 1.2 + 0.1286 p$ | para $K < 0.1$ md |
| $m = 1.4 + 0.0857 p$ | para $0.1 < K < 1.0$ md |
| $m = 1.2 + 0.0829 p$ | para $1.0 < K < 100$ md |
| $m = 1.22 + 0.034 p$ | para $K > 100$ md |

Para las rocas del tipo V, dolomías con porosidad móldica (las cuales son muy similares a las calizas con porosidad móldica), los autores no pudieron determinar una tendencia por lo que sugieren utilizar un valor de m igual a 2.4 (fig. 3.12).

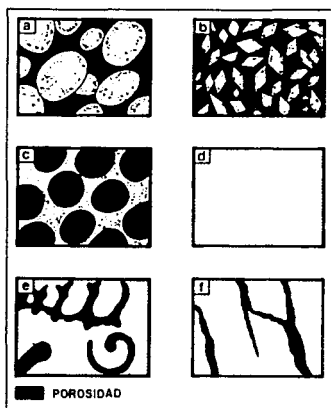


Fig. 3.6- CLASIFICACION DEL TIPO DE POROSIDAD
CORRELACIONADO CON EL TIPO DE ROCA

- a). INTERGRANULAR (ROCAS TIPO I y II)
- b). INTERCRISTALINA (ROCAS TIPO III)
- c). MOLDICA (ROCAS TIPO IV y V)
- d). DE MATRIZ (MUDSTONES, ROCAS TIPO VI)
- e). MOLDICA Y VUGULAR (ROCAS TIPO VII)
- f). DE FRACTURA (ROCAS TIPO VIII)

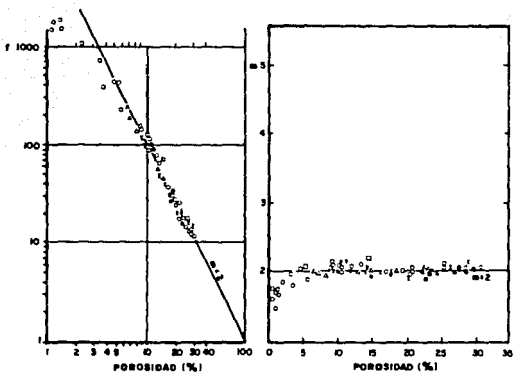


Fig. 3.7- f y m vs. β PARA ROCAS DEL TIPO I AL III.
(LOS DIFERENTES SIMBOLS SE REFIEREN A DIFERENTES POZOS)

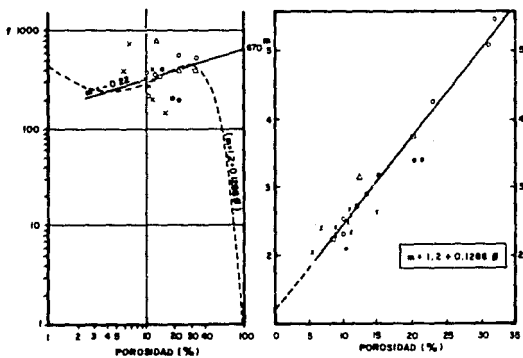


Fig. 3.8- f y m vs. β PARA ROCAS DEL TIPO IV Y PERMEABILIDAD
MENOR A 0.1 md.

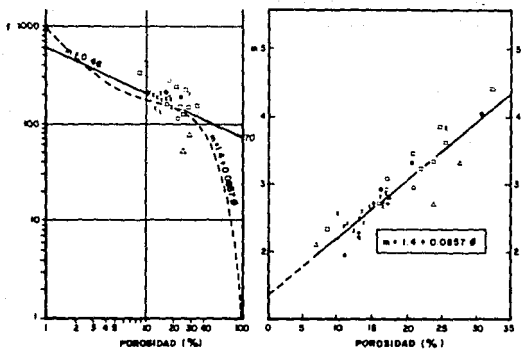


Fig. 3.9- $f y m$ vs. β PARA ROCAS DEL TIPO IV Y $0.1 < k < 1.0$ md

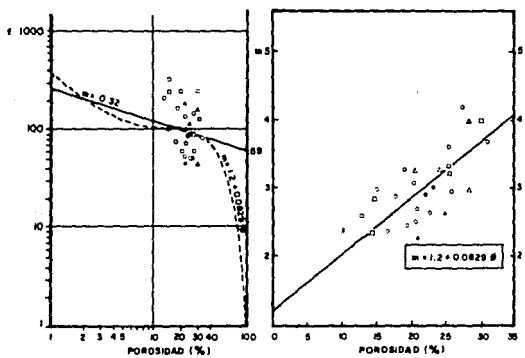


Fig. 3.10- $f y m$ vs. β PARA ROCAS DEL TIPO IV Y $1.0 < k < 100$ md

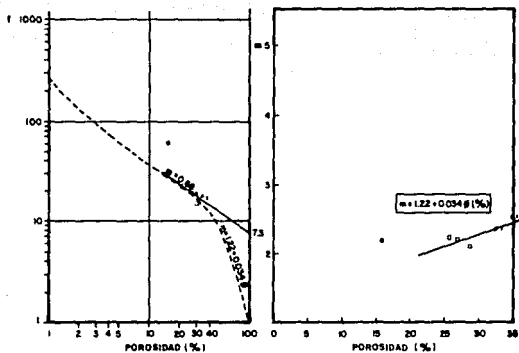


Fig. 3.11 - $f y m$ vs. β PARA ROCAS DEL TIPO IV Y PERMEABILIDAD MAYOR A 100 md

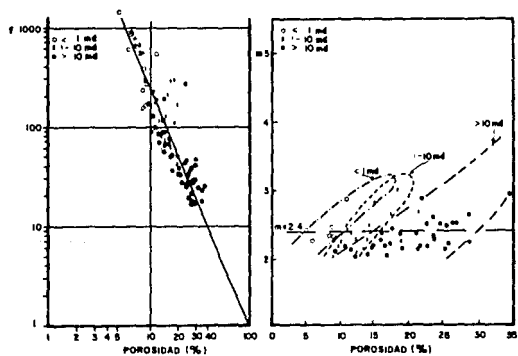


Fig. 3.12 - $f y m$ vs. β PARA DOLOMIAS CON POROSIDAD MOLDICA (ROCAS TIPO V). LOS SIMBOLOS SE REFIEREN A DIFERENTES PERMEABILIDADES

Para las rocas del tipo VI formadas por mudstone con porosidad de matriz, sin cavernas ni fisuras, el valor de m permanece razonablemente cercano a dos.

Las rocas del tipo VII son packstones y wackstones con porosidad vugular y porosidad de matriz muy pobre. Para las rocas de este tipo, m tiende a ser mayor a 2.0, dependiendo del grado de interconexión de la porosidad vugular.

Para las rocas del tipo VIII, rocas con porosidad de fractura, el valor de m decrece a partir de 2.0 y hasta el límite teórico de 1.0, dependiendo del grado de fractura de la roca.

Estas correlaciones se aplicaron en yacimientos carbonatados del Medio Oriente, donde se obtuvieron muy buenos resultados al compararse estos con información obtenida de núcleos y del registro EPT.

Para aplicar estas correlaciones en la evaluación de formaciones el yacimiento deberá dividirse en capas tomando como base el tipo de roca predominante. Las capas pueden definirse en base a núcleos, si se dispone de estos, registro de hidrocarburos y/o un modelo detallado del campo apoyado en el análisis de núcleos, registros y correlaciones.

3.5 EL EXPONENTE "m" EN YACIMIENTOS CARBONATADOS DE BAJA POROSIDAD

En yacimientos carbonatados cuando los valores de porosidad son menores de alrededor del 5 % aproximadamente, los valores del exponente m tienden a ser menores a 2.0 (fig. 3.13), contrario a lo esperado, debido a que al disminuir la porosidad la roca se encuentra mejor cementada y la tortuosidad debe ser mayor, lo cual supuestamente debería incrementar el valor de m .

Es posible que este supuesto comportamiento "anormal" del exponente m a bajas porosidades se deba a microfracturas (ya sea inducidas o naturales), pero no se ha encontrado evidencias que soporten esta hipótesis.

A. M. Borai estableció, en 1987, a partir del análisis de registros geofísicos y de núcleos una nueva relación para yacimientos carbonatados de baja porosidad:

$$m = 2.2 - (0.35 / (\rho + 0.042)) \quad 3.11$$

En la fig. 3.13 se representan las ecuaciones de Shell, Archie, la obtenida por Borai y datos de campo obtenidos a partir del análisis de núcleos.

En esta figura se observa que mientras que para la ecuación de Shell el valor de m aumenta a bajas porosidades, para los datos de campo sucede lo contrario, es decir, el valor de m disminuye al tenerse bajas porosidades. Esta tendencia se confirmó con el uso de la herramienta EPT (fig. 3.14).

Esta correlación tiene una gran aplicación práctica en matrices de baja porosidad, donde pequeños cambios en m producen fuertes variaciones en el valor de saturación de agua. Con esta correlación se obtienen como resultado valores de saturación de agua, en carbonatos de baja porosidad, mucho menores que los calculados con la ecuación de Shell. En este caso, el uso de la correlación de Shell o de cualquier otra correlación tienden a dar como resultado valores de saturación de agua más altos, lo cual nos lleva a calcular volúmenes de hidrocarburos menores a los reales.

Un estudio de las formaciones carbonatadas de Abu Dhabi dió como resultado que las correlaciones comúnmente usadas para obtener el exponente m fallan al calcular la saturación de agua

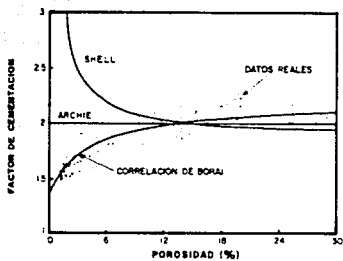


Fig. 3.13 - COMPARACION DE LA CORRELACION DE A. M. BORAI CON OTRAS CORRELACIONES COMUNES

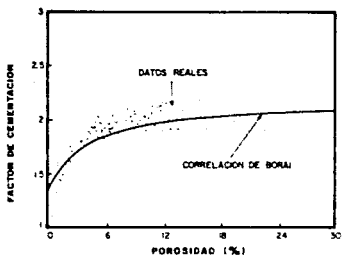


Fig. 3.14 - COMPARACION DE LA TENDENCIA DEL FACTOR DE CEMENTACION OBTENIDA CON EL REGISTRO E.P.T. Y LA CORRELACION DE BORAI

en carbonatos de baja porosidad, mientras que la correlación aquí presentada proporcionó buenos resultados.

El uso de esta correlación reduce significativamente los cálculos de saturación de agua en carbonatos de baja porosidad, además de proporcionar resultados más exactos.

C A P I T U L O I V

METODOLOGIA PROPUESTA PARA EL ANALISIS DE YACIMIENTOS DE LITOLOGIA COMPLEJA

En este capitulo se describe el procedimiento de cálculo para el análisis de yacimientos carbonatados basado en las técnicas explicadas en los capitulos anteriores.

El objetivo de este procedimiento es, mediante el uso de una computadora, determinar la litología, porosidad y saturación de agua en yacimientos carbonatados, tomando en cuenta la posible existencia de pirita en la formación.

Para el cálculo de porosidad y litología este procedimiento se basa en el método de Litoporosidad propuesto por Burke y en el método de Donald G. Davis para cuantificar el contenido de pirita en la formación.

Por otro lado, para la cuantificación de la saturación de agua se utiliza un valor de m variable, el cual es calculado por medio del registro EPT ó, en caso de no contarse con este registro, a partir de correlaciones basadas en el tipo de porosidad que presenta la formación. Adicionalmente, en el caso de que la porosidad sea muy baja, se usa la correlación de A. M. Borai para determinar el valor de m .

INFORMACION REQUERIDA

La información requerida para aplicar éste procedimiento es la siguiente:

- Registro de Porosidad Neutrón
- Registro de Litodensidad
- Registro Sónico de Porosidad
- Registro de Resistividad
- Registro de Microresistividad
- Registro de Tiempo de Propagación Electromagnética
- Resistividad del agua de formación

Adicionalmente, para mejorar la calidad de los resultados, es conveniente contar con la siguiente información:

- Análisis de agua de la formación
- Análisis de núcleos (análisis mineralógico, tipo de porosidad, permeabilidad, etc.)
- Registro de Calibración del pozo
- Perfil de Temperatura del pozo
- Características del lodo de perforación
- Diámetro de la barrena

PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO DE POROSIDAD Y LITOLOGIA

1. Checar que las lecturas de los registros no presenten valores fuera de rango.
2. Calcular el índice de arcillosidad por medio del registro de Rayos Gamma.
3. Corregir las lecturas de los registros por efectos de arcillosidad y diámetro de agujero.

4. Determinar los valores de M y N (ecs. 2.3 y 2.4) y se construye la gráfica de M vs. N .
5. Se construyen las gráficas de apoyo: ρ_N vs. ρ_U , ρ_N vs. Δt y ρ_U vs. Δt .
6. En base a la gráfica de M vs. N y con la ayuda de las gráficas de apoyo se seleccionan los triángulos litológicos a usar. En caso de que exista arcilla en la formación se determinan los valores de ρ_{min} , ρ_{max} y Δt_{m} como se explicó en el capítulo 2.
7. Se construye el sistema de ecuaciones, para cada triángulo (excepto para los que presenten porosidad secundaria), en forma matricial ($A \cdot \vec{b} = \vec{x}$) y se obtiene la matriz inversa de la matriz de coeficientes (A^{-1}).
8. Se toma un punto a analizar y se determina a que triángulo litológico corresponde.
9. Se selecciona la matriz A^{-1} correspondiente al triángulo litológico determinado en el punto anterior.
10. Se obtienen la porosidad y las fracciones de minerales (vector \vec{x}) multiplicando la inversa de la matriz de coeficientes (A^{-1}) por el vector formado por las lecturas de los registros (vector \vec{b}).
11. Se ajusta la suma de las fracciones de minerales y porosidad, de modo que sea igual a 1.0 y que no existan valores negativos. Este ajuste se realiza de la siguiente manera:

Si alguna fracción de mineral o la porosidad tiene un valor negativo, se le asigna el valor de cero.

Se suman los valores de las fracciones que resultaron negativas y se distribuye algebraicamente esta suma entre los valores de fracciones de minerales y porosidad que sean positivas.

12. Si no existe porosidad secundaria se pasa al punto 16.
13. En caso de existir porosidad secundaria, se calcula el valor de Δt_{ms} con las fracciones de volumen encontradas en el punto 11 y se forma el sistema de ecuaciones que representa a este triángulo, tomando en cuenta que el tiempo de tránsito para el fluido en las fracturas es igual a Δt_{ms} .
14. Se resuelve este sistema para obtener los valores de porosidad primaria y secundaria, y las fracciones del mineral 1 y 2 que constituyen la roca.
15. Se ajusta la suma de las fracciones de minerales y porosidad, del mismo modo que en el punto 11.
16. Se determina la presencia de pirita en la formación, si el valor de ΔP es negativo o menor a algún valor de corte dado se asume la presencia de pirita en la formación. En el caso contrario se pasa al punto 32.
17. Establece los límites de porosidad, ϕ_1 y ϕ_2 , para la iteración, e inicia un contador para establecer un número máximo de iteraciones. Para la primera iteración: $\phi_1 = \phi_2 = 0$.
18. Corrige el valor de ϕ_1 por efecto de la pirita, restándole algebraicamente el valor de ΔP .
19. Determinar los valores de $(\Delta t_{ms})_n$ y $(\rho_{ms})_n$, los cuales son las coordenadas del punto X. Ver figs. 2.20 y 2.21.

20. Comprobar si el punto X cae entre las líneas \overline{PQ} y \overline{PD} ; si no, se mueve el punto X hasta la línea que se encuentre más cercana a él.

21. Si X cae a la derecha de la línea \overline{PL} , establecer el punto Y sobre la línea \overline{DL} , en caso contrario, si X cae a la izquierda de la línea \overline{PL} establecer el punto Y sobre la línea \overline{LD} .

22. Calcular el volumen de pirita con la siguiente ecuación.

$$V_{pir} = \frac{\overline{XY}}{\overline{PY}}$$

23. Corregir el valor de porosidad por efecto de la pirita.

$$\rho_c = \rho (1 - V_{pir})$$

24. Corregir los valores de ρ_N , ρ_b y Δt por efecto del contenido de pirita en la formación.

$$\rho_{Nc} = \rho_N / (1 - V_{pir})$$

$$\rho_{bc} = (\rho_b - (V_{pir} \cdot \rho_{pir})) / (1 - V_{pir})$$

$$\Delta t_c = (\Delta t - (\Delta t \cdot \Delta t_{pir})) / (1 - V_{pir})$$

25. Probar si el valor de ρ se encuentra entre los límites de la iteración. Si la prueba es satisfactoria pasar al punto 31; en caso contrario continúe.

26. Actualice los límites de ρ para la iteración.

$$\rho_1 = \rho + 0.002$$

$$\rho_2 = \rho - 0.002$$

27. Checar si se ha llegado al número máximo de iteraciones. De ser esto cierto pasar al punto 31, indicando que para este punto se llegó al número máximo de iteraciones. Si no, continúe.

28. Calcular Δt_m .

$$\Delta t_m = \rho \cdot \Delta t_r + (1 - \rho) \Delta t_{ma}$$

29. Si Δt_c es menor que Δt_m , Δt_c toma el valor de Δt_m ; en caso contrario, Δt_c toma el valor de Δt .

30. Pase al punto 19.

31. Calcula las fracciones de los otros minerales utilizando el método de gráficas cruzadas con los registros CNL y FDC o Litodensidad.

32. ¿Se han analizado todos los puntos del intervalo? Si la respuesta es no, regresar al paso número 8. Si ya se han analizado todos los puntos continúe.

33. Resultados. Se presentan resultados de porosidad primaria y/o secundaria en forma tabulada, al igual que los resultados de litología. También se elabora una gráfica de litología y porosidad primaria y/o secundaria vs. profundidad.

PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO DE LA SATURACION DE AGUA

A). Con "m" a partir de los registros EPT-Microlog.

34. Checa que se cuente con el registro EPT y con Rxo. En caso de no contarse con alguno de estos dos registros, pasar al punto número 42.

35. Se toma un punto a analizar y se checa el contenido de pirita. Si este es mayor de 7 %, el valor de S_w para este punto no será confiable.
 36. Si existe pirita en la formación y su volumen es inferior al 7 % ($0 < V_{\text{pirita}} \leq 0.07$) se corrige el valor de R_t y R_{xo} de acuerdo con las figs. 2.16 y 2.17.
 37. Calcular el valor de tp_{ma} con la ec 3.4, utilizando la litología calculada anteriormente, y el valor de tp_w utilizando la fig. 3.5.
 38. Determinar la saturación de agua en la zona invadida con la ecuación 3.6.
 39. Calcular el valor de m con la ecuación 3.8, o con algún otra ecuación para determinar S_{xo} .
 40. Se obtiene el valor de S_w a partir de la ecuación 3.9, o con algún otra ecuación de S_w . Además, si se desea, se calcula S_w con la ecuación de Archie y m igual a 2.
 41. ¿Se han analizado todos los puntos del intervalo? Si la respuesta es no, regresar al paso número 35. Si ya se han analizado todos los puntos continúe con el punto no. 51.
- B). Con "m" obtenido a partir de correlaciones.**
42. Se subdivide el intervalo a analizar en "paquetes" o subintervalos según el tipo de porosidad que posean.
 43. Se toma un "paquete" y se determina su tipo de porosidad. En caso de que la porosidad de este sea del tipo IV se necesita conocer la permeabilidad de este subintervalo.

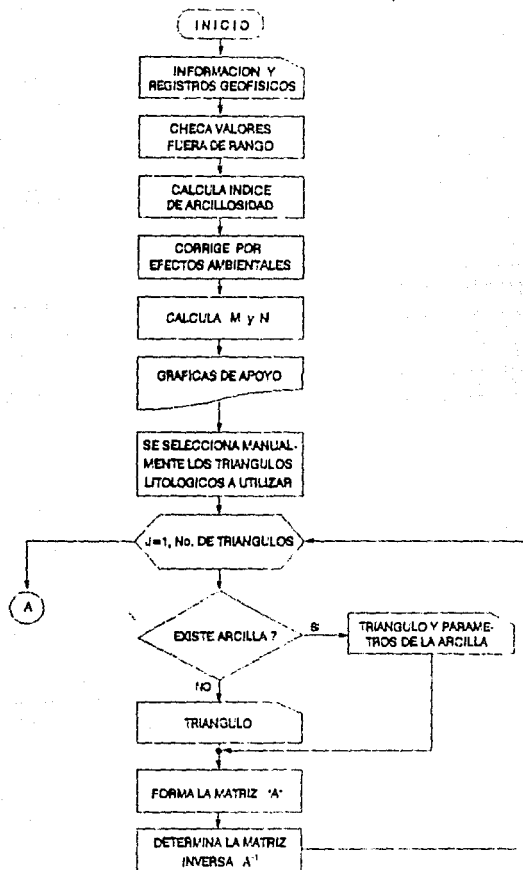
44. Se toma un punto del subintervalo a analizar y se checa el contenido de pirita. Si este es mayor de 7 %, el valor de S_w para este punto no será confiable.
45. Si existe pirita en la formación y su volumen es inferior al 7 %, ($0 < V_{pir} \leq 0.07$), se corrige el valor de R_t y R_{xo} de acuerdo con las figs. 2.16 y 2.17.
46. Si la porosidad es menor a algún valor de corte dado (ver referencia no. 17) se calcula m con la correlación de A. M. Borai, ecuación 3.11, y se salta al paso no. 49. En caso contrario continúe.
47. Se selecciona la correlación de m a utilizar en base al tipo de porosidad. Si la porosidad es del tipo IV se selecciona la correlación a usar en base al valor de permeabilidad de la formación.
48. Se calcula el valor de m con la correlación seleccionada en el paso anterior.
49. Se calcula S_w y S_{xo} a partir de las ecuaciones 3.9 y 3.7, o con algún otra ecuación para determinar S_w y S_{xo} . Además, se calcula S_w con la ecuación de Archie y m igual a 2.
50. ¿Se han analizado todos los puntos del subintervalo? Si la respuesta es no, regrese al paso número 44. Si ya se han analizado todos los puntos del subintervalo y todavía queda algún otro subintervalo por analizar pase al punto no. 43. Si ya se han analizado todos los "paquetes" o subintervalos en que fue dividido el intervalo principal continúe.
51. Se presentan resultados de S_w calculada con m variable y S_w determinada con $m = 2.0$ en forma gráfica y tabular. Además se indican los intervalos donde los valores de saturación de

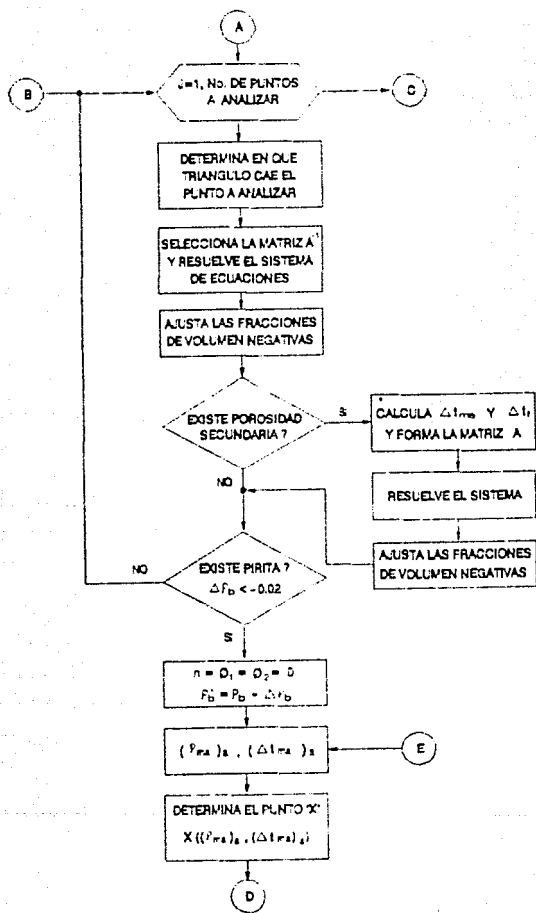
agua no son confiables debido a un alto contenido de pirita en la formación.

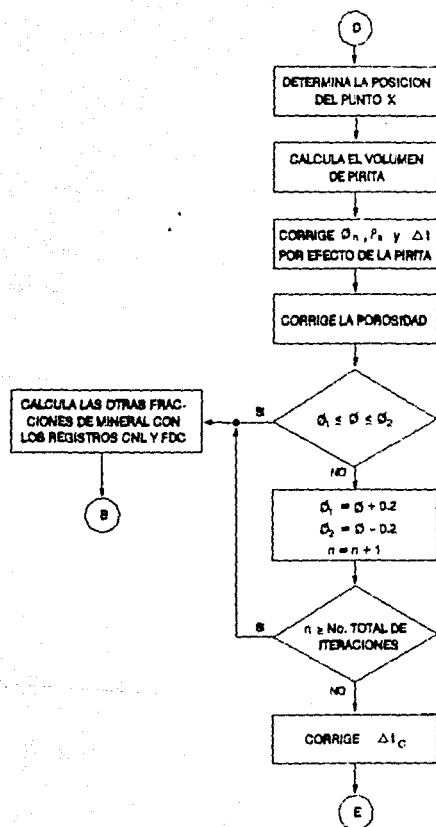
Además se presentan los valores de S_{xo} y m en forma gráfica y tabular.

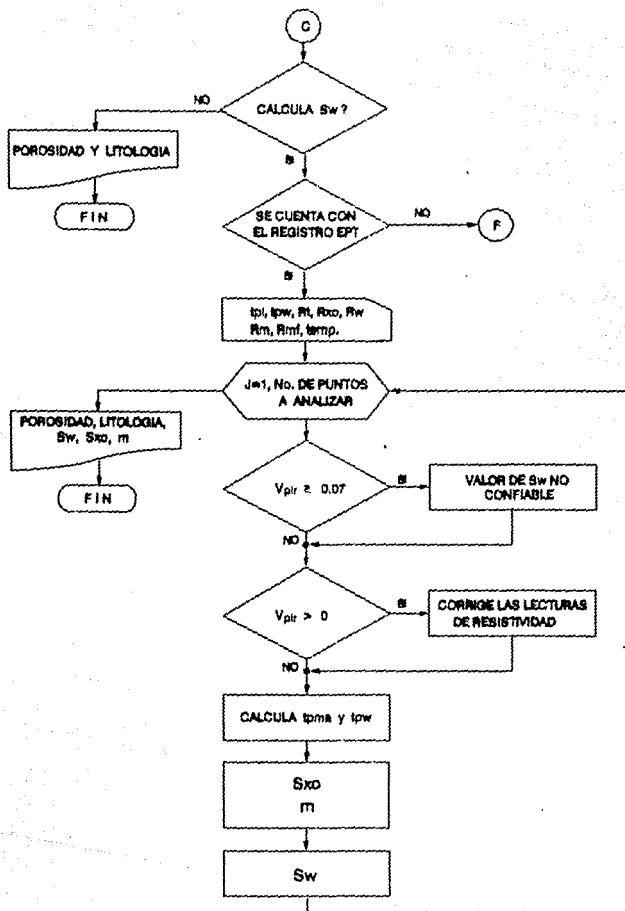
En la fig. 4.1 se presenta el diagrama de flujo simplificado correspondiente a esta metodología.

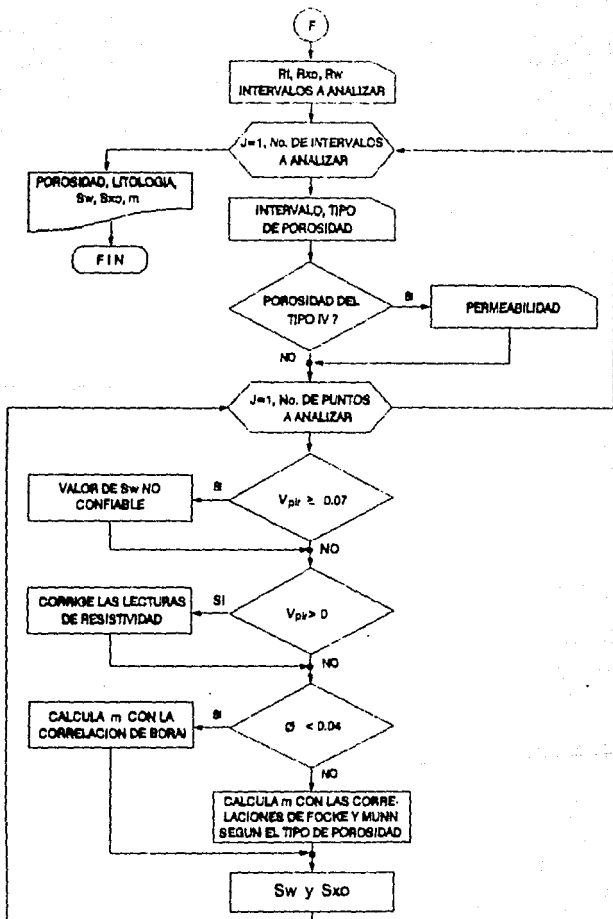
FIG. 4.1 - DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGIA PROPUESTA











CAPITULO V

EJEMPLOS DE APLICACION

Para ejemplificar la metodología de cálculo propuesta en el capítulo anterior, se presentan en éste capítulo el análisis de dos pozos pertenecientes a la Región Marina.

CASO 1 : Pozo "A"

El primer caso corresponde a un pozo de la Región Marina, en el cual se calculó la porosidad, litología y distribución de fluidos en el intervalo 5138 - 5195 m.b.m.r. perteneciente al Cretácico Medio.

En la fig. 5.1 se presentan las gráficas de apoyo para el método de litoporosidad obtenidas para este intervalo.

En la gráfica de M vs. N se aprecia que ésta formación esta compuesta, principalmente, de caliza; con arcilla en algunos puntos y, en menor cantidad, dolomía. Además, el tipo de porosidad predominante es primaria. Esta composición se aprecia claramente en la gráfica de f_v vs. ρ_{ll} .

Los parámetros determinados para la arcilla a partir de éstas gráficas fueron los siguientes: $\rho_{N_{max}} = 0.15$; $\rho_{l_{max}} = 2.65$ gr/cm³ y $\Delta t_{max} = 80$ μ s/pie.

En la fig. 5.2 se presentan los resultados de porosidad y litología correspondientes a este intervalo. Estos resultados

muestran que se trata de una caliza arcillosa con pequeñas cantidades de dolomía en algunos intervalos; prácticamente no presenta porosidad secundaria. A partir de 5178 m. la porosidad es muy baja.

Estos resultados se pueden comparar con los obtenidos por una compañía privada con el método llamado ELAN, los cuales se muestran en la fig. 5.3. Para este caso, los resultados obtenidos con la metodología propuesta y la técnica ELAN son bastantes similares. Los resultados en forma tabulada de la metodología aquí propuesta se presentan en la tabla 5.1.

Para la determinación de la distribución de fluidos se utilizó el método de m variable obtenida a partir de la combinación de los registros EPT - MSFL. Los resultados obtenidos se presentan en la fig. 5.2.

Como se puede ver, en este intervalo la Saturación de agua obtenida con esta técnica es un poco mayor a la obtenida con la ecuación de Archie y $m = 2$, excepto a partir de 5177 m., donde los resultados obtenidos con ambas técnicas son muy similares.

Estos resultados se pueden comparar, nuevamente, con los con la técnica ELAN, los cuales se presentan en la fig. 5.3. Como se ve, ambos resultados son similares.

En la tabla 5.1 se presentan en forma tabular los resultados obtenidos con la metodología aquí propuesta.

CASO 2 : Pozo "B"

Este caso corresponde, también, a un pozo del área marina. El intervalo analizado (3090 - 3140 m.b.m.r.) pertenece a la Brecha del Paleoceno.

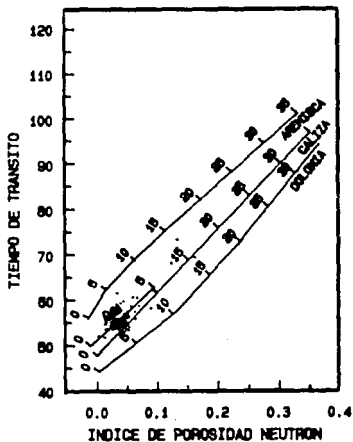
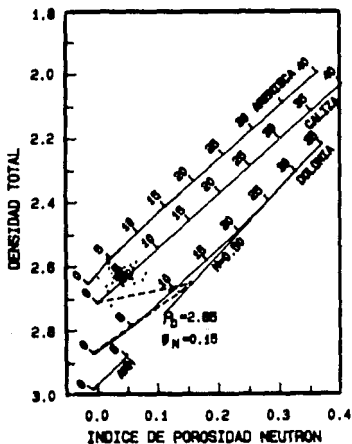
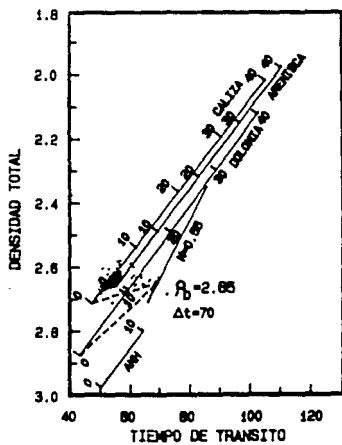
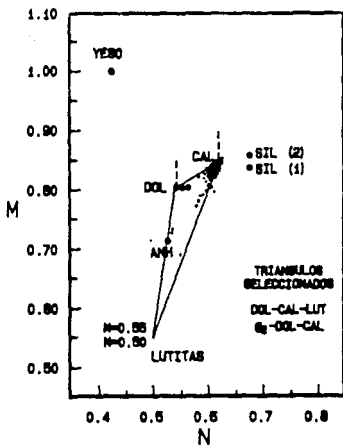


FIG. 5.1.- GRAFICAS DE APOYO PARA LA DETERMINACION CUANTITATIVA DE POROSIDAD Y LITOLOGIA DEL POZO "A"

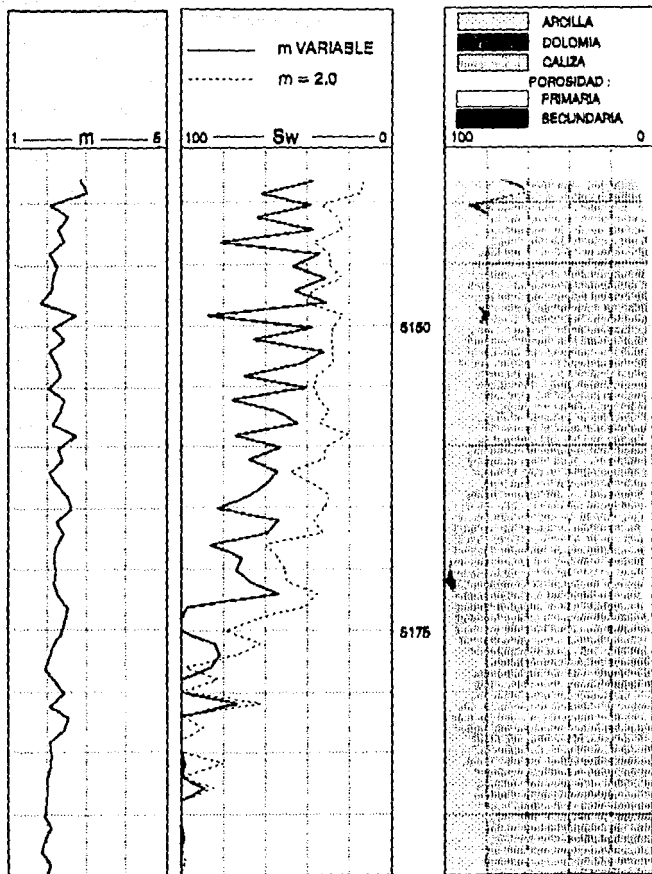


FIG. 5.2.- RESULTADOS DEL POZO "A", OBTENIDOS CON LA METODOLOGIA AQUI PROPUESTA (CASO 1).

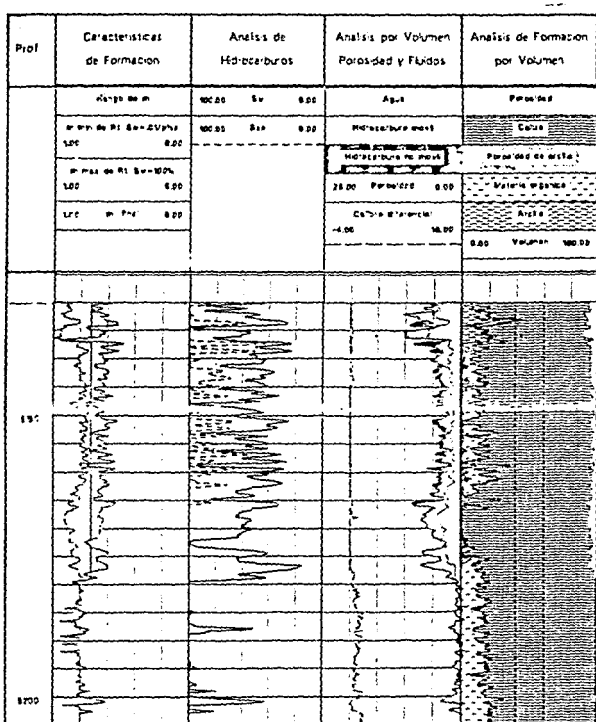


FIG. 5.3 .- RESULTADOS DEL POZO "A" OBTENIDOS CON LA TECNICA ELAN. (CASO 1)

| PROFUNDIDAD (m) | VELOCIDAD (m/s) | | TIEMPO (s) | | | SALIDA DEL DEBAGUAY | | |
|-----------------|-----------------|------------|------------|--------|--------|---------------------|--------|--------|
| | PRIMARIA | SECUNDARIA | CALIZA | DILOMA | LUTITA | m | h = 2 | |
| 5128 | 3.39 | 0.00 | 80.23 | 0.00 | 20.33 | 0.55 | 35.37 | 12.59 |
| 5129 | 5.41 | 0.00 | 82.76 | 0.00 | 40.54 | 3.04 | 51.30 | 14.70 |
| 5130 | 4.76 | 0.00 | 10.23 | 0.00 | 9.29 | 0.19 | 17.93 | 13.00 |
| 5141 | 3.58 | 0.00 | 74.95 | 0.00 | 21.40 | 0.55 | 37.81 | 20.41 |
| 5142 | 4.26 | 0.00 | 78.52 | 0.00 | 16.22 | 0.29 | 18.57 | 23.62 |
| 5143 | 2.52 | 0.00 | 74.53 | 0.00 | 20.55 | 2.44 | 51.43 | 35.50 |
| 5144 | 2.12 | 0.00 | 81.55 | 0.00 | 15.65 | 0.08 | 14.00 | 26.51 |
| 5145 | 2.67 | 0.00 | 84.43 | 0.00 | 12.24 | 0.20 | 45.42 | 29.33 |
| 5146 | 3.99 | 0.00 | 83.20 | 0.00 | 12.25 | 0.17 | 30.99 | 23.54 |
| 5147 | 2.31 | 0.00 | 83.57 | 0.00 | 5.41 | 0.11 | 45.42 | 35.62 |
| 5148 | 2.83 | 0.00 | 83.44 | 0.00 | 14.22 | 1.59 | 30.52 | 40.82 |
| 5149 | 2.77 | 0.00 | 75.12 | 0.00 | 18.25 | 2.74 | 57.15 | 23.12 |
| 5150 | 2.59 | 0.00 | 92.25 | 0.00 | 14.55 | 2.17 | 21.55 | 27.95 |
| 5151 | 2.31 | 0.00 | 86.58 | 0.00 | 7.32 | 2.44 | 65.27 | 28.28 |
| 5152 | 2.50 | 0.00 | 87.71 | 0.00 | 16.27 | 2.07 | 22.10 | 26.00 |
| 5153 | 3.19 | 0.00 | 81.32 | 0.00 | 8.60 | 2.25 | 42.59 | 37.46 |
| 5154 | 2.35 | 0.00 | 80.10 | 0.00 | 17.51 | 3.16 | 69.06 | 35.52 |
| 5155 | 1.42 | 0.00 | 24.16 | 0.00 | 13.19 | 0.00 | 42.35 | 35.40 |
| 5156 | 2.56 | 0.00 | 78.21 | 0.00 | 19.16 | 1.43 | 75.52 | 34.34 |
| 5157 | 2.79 | 0.00 | 65.90 | 0.00 | 27.25 | 2.32 | 83.81 | 25.93 |
| 5158 | 2.03 | 0.00 | 45.90 | 0.00 | 12.03 | 0.14 | 44.42 | 31.54 |
| 5159 | 3.65 | 0.00 | 71.77 | 0.00 | 24.67 | 0.26 | 74.14 | 25.65 |
| 5160 | 2.83 | 0.00 | 88.41 | 0.00 | 6.28 | 2.29 | 52.35 | 31.22 |
| 5161 | 2.40 | 0.00 | 57.59 | 0.00 | 8.44 | 0.40 | 67.21 | 51.95 |
| 5162 | 1.94 | 0.00 | 86.45 | 0.00 | 12.70 | 2.05 | 53.87 | 47.78 |
| 5163 | 2.65 | 0.00 | 78.59 | 0.00 | 15.43 | 0.29 | 59.45 | 38.96 |
| 5164 | 4.42 | 0.00 | 85.43 | 0.00 | 9.65 | 3.54 | 67.60 | 29.21 |
| 5165 | 4.72 | 0.00 | 86.25 | 0.00 | 9.99 | 2.52 | 52.54 | 32.00 |
| 5166 | 6.50 | 0.00 | 90.97 | 0.00 | 4.52 | 2.24 | 53.55 | 36.91 |
| 5167 | 5.65 | 0.00 | 90.35 | 0.00 | 3.81 | 2.41 | 58.54 | 32.55 |
| 5168 | 3.49 | 0.00 | 81.59 | 0.00 | 4.50 | 0.22 | 55.18 | 56.53 |
| 5169 | 4.17 | 0.00 | 83.22 | 0.00 | 2.81 | 2.15 | 70.97 | 53.82 |
| 5170 | 1.20 | 0.00 | 94.75 | 0.00 | 2.22 | 1.20 | 72.55 | 50.81 |
| 5171 | 3.53 | 0.13 | 60.75 | 0.00 | 7.00 | 2.18 | 58.20 | 49.22 |
| 5172 | 5.32 | 0.00 | 59.55 | 0.00 | 4.83 | 2.29 | 53.31 | 34.63 |
| 5173 | 4.12 | 0.00 | 81.50 | 0.00 | 4.25 | 1.04 | 37.00 | 41.03 |
| 5174 | 2.47 | 0.00 | 63.50 | 0.00 | 4.53 | 2.46 | 170.00 | 53.52 |
| 5175 | 2.14 | 0.00 | 92.81 | 0.00 | 6.31 | 2.23 | 100.00 | 78.69 |
| 5176 | 2.33 | 0.00 | 88.56 | 0.00 | 7.25 | 2.17 | 93.42 | 61.94 |
| 5177 | 1.26 | 0.00 | 82.55 | 0.00 | 15.46 | 2.05 | 61.57 | 73.74 |
| 5178 | 1.12 | 0.00 | 85.12 | 0.00 | 18.75 | 1.94 | 85.62 | 95.18 |
| 5179 | 1.23 | 0.00 | 87.61 | 0.00 | 11.25 | 2.22 | 100.00 | 82.80 |
| 5180 | 0.00 | 0.00 | 84.03 | 0.00 | 15.47 | 2.43 | 100.00 | 100.00 |
| 5181 | 0.62 | 0.00 | 91.24 | 0.00 | 3.64 | 2.07 | 72.19 | 82.11 |
| 5182 | 0.50 | 0.00 | 77.05 | 0.00 | 2.45 | 2.55 | 100.00 | 100.00 |
| 5183 | 0.26 | 0.00 | 96.93 | 0.00 | 3.72 | 3.45 | 100.00 | 85.77 |
| 5184 | 0.28 | 0.00 | 88.40 | 0.00 | 11.55 | 0.29 | 100.00 | 100.00 |
| 5185 | 0.15 | 0.00 | 87.91 | 0.00 | 18.31 | 2.12 | 100.00 | 100.00 |
| 5186 | 0.00 | 0.00 | 90.24 | 0.00 | 8.47 | 2.09 | 93.45 | 85.21 |
| 5187 | 0.82 | 0.10 | 81.84 | 0.00 | 10.43 | 2.07 | 100.00 | 100.00 |
| 5188 | 0.92 | 0.00 | 85.26 | 0.00 | 14.02 | 1.70 | 89.36 | 85.27 |
| 5189 | 0.00 | 0.00 | 87.12 | 0.00 | 10.97 | 0.90 | 100.00 | 100.00 |
| 5190 | 0.21 | 0.00 | 76.45 | 0.00 | 14.11 | 1.95 | 100.00 | 100.00 |
| 5191 | 0.45 | 0.00 | 81.17 | 0.00 | 16.35 | 2.13 | 100.00 | 100.00 |
| 5192 | 0.91 | 0.20 | 78.90 | 0.00 | 22.19 | 1.84 | 85.57 | 100.00 |
| 5193 | 0.18 | 0.00 | 82.42 | 0.00 | 19.12 | 1.57 | 100.00 | 100.00 |
| 5194 | 0.22 | 0.10 | 81.24 | 0.00 | 18.24 | 2.10 | 100.00 | 85.21 |
| 5195 | 0.36 | 0.10 | 79.31 | 0.00 | 20.53 | 2.07 | 100.00 | 100.00 |

TABLA 51 - RESULTADOS DEL POZO 'A' OBTENIDOS A PARTIR DE LA METODOLOGIA AQUÍ PROPUUESTA (CASO 1)

En la fig. 5.4 se presentan las gráficas de apoyo del método de litoporosidad para este intervalo.

En la gráfica de M vs. N se observa que se trata de una formación compuesta de caliza y dolomía principalmente, con arcilla en pequeñas cantidades. Además, se aprecian algunos puntos con porosidad secundaria.

En la gráfica de ρ_t vs. Δt se determinó el tiempo de tránsito y densidad de matriz para la arcilla ($\Delta t_{ma} = 80 \mu s/pe$ y $\rho_b = 2.65 \text{ g/cm}^3$).

En la gráfica de ρ_b vs. ρ_w se observa claramente que la formación está compuesta, principalmente, por una mezcla binaria caliza-dolomía. En esta gráfica se determinó que la ρ_{NMA} de la arcilla es 15 %.

En la fig. 5.5 se muestran los resultados obtenidos con esta técnica. Se observa que en el intervalo 3090 - 3127 m. la litología es una mezcla de dolomía (60 %) y caliza (40 %) limpia, con algunos puntos que presentan porosidad secundaria.

En la fig. 5.6 se presentan los resultados obtenidos con la técnica de procesamiento de registros por computadora denominada GLOBAL". En este caso, los resultados obtenidos con ambos procesos son similares. En la tabla 5.2 se presentan en forma tabular los resultados obtenidos con la metodología aquí propuesta.

La Saturación de agua se calculó utilizando la técnica de variable obtenida con los registros geofísicos EPT - ML.

Los resultados se presentan en forma tabular en la tabla 5.2 y en forma gráfica en la fig. 5.5. En este caso, la Saturación de Agua calculada con la metodología aquí propuesta y la calculada con la ecuación de Archie y α igual a 2 son muy

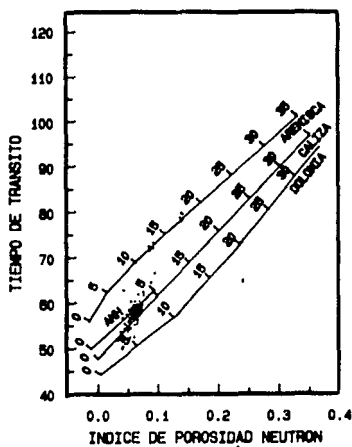
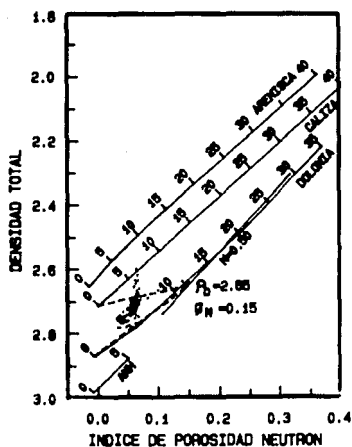
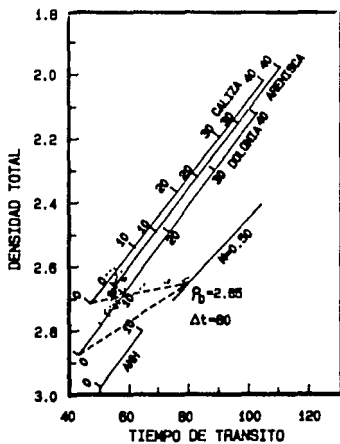
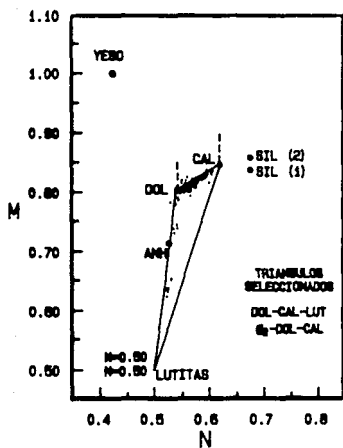


FIG. 5.4 .- GRAFICAS DE APOYO PARA LA DETERMINACION CUANTITATIVA DE POROSIDAD Y LITOLOGIA DEL POZO "B"

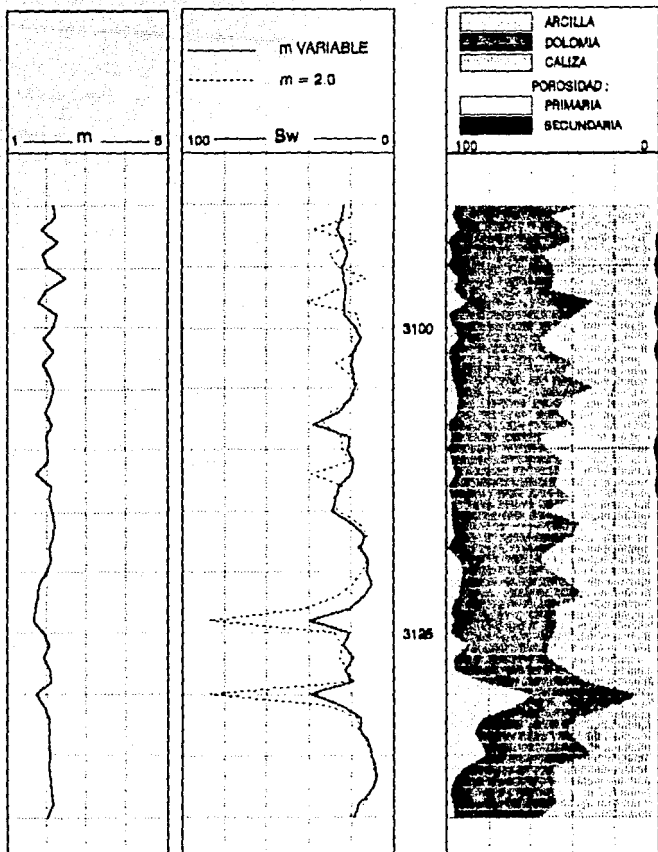


FIG. 5.5.- RESULTADOS DEL POZO "B", OBTENIDOS CON LA METODOLOGIA AQUI PROPUESTA (CASO 2).

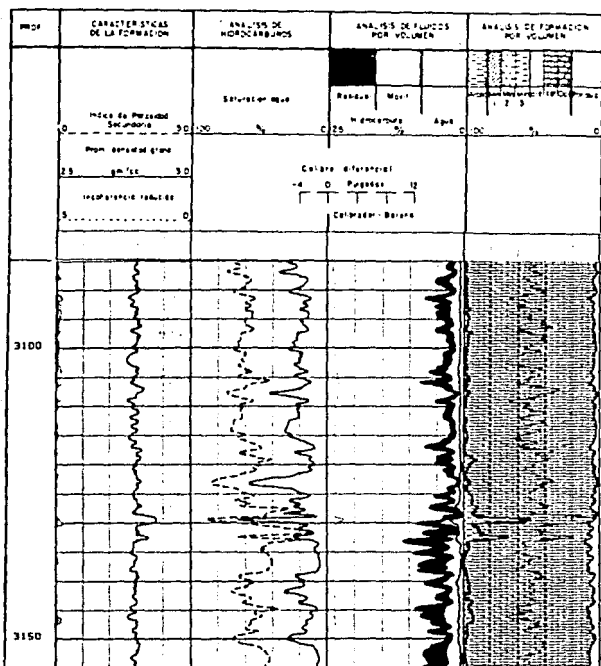


FIG. 5.6 .- RESULTADOS OBTENIDOS CON LA TECNICA GLOBAL PARA EL POZO "B" (CASO 2)

| PROF. (m) | POROSIDAD (%) | | LITOLÓGICA (%) | | | m | SATURACION DE AGUA (%) | |
|-----------|---------------|------------|----------------|--------|--------|------|------------------------|-------|
| | TRAMPA | SECUNDARIA | CALIZA | DILOMA | LUTITA | | VARIABLE | m = 2 |
| 3090 | 3.92 | 0.00 | 54.19 | 59.02 | 3.17 | 2.18 | 23.45 | 20.17 |
| 3091 | 4.53 | 0.00 | 48.17 | 48.58 | 3.82 | 2.23 | 24.42 | 18.85 |
| 3092 | 2.17 | 0.00 | 41.03 | 51.33 | 5.41 | 1.89 | 25.47 | 37.94 |
| 3093 | 5.32 | 0.72 | 35.97 | 59.40 | 0.00 | 2.29 | 23.11 | 17.40 |
| 3094 | 2.85 | 0.00 | 51.71 | 43.18 | 2.48 | 1.90 | 31.35 | 30.11 |
| 3095 | 3.77 | 0.94 | 48.84 | 50.00 | 0.00 | 2.02 | 23.53 | 24.43 |
| 3096 | 5.65 | 0.00 | 43.00 | 45.33 | 4.82 | 2.51 | 21.03 | 12.85 |
| 3097 | 3.32 | 0.00 | 47.39 | 45.12 | 3.17 | 1.93 | 22.31 | 26.91 |
| 3098 | 2.08 | 0.00 | 28.97 | 59.92 | 9.35 | 1.79 | 22.25 | 40.37 |
| 3099 | 4.26 | 1.23 | 33.36 | 51.15 | 0.00 | 2.26 | 22.82 | 17.52 |
| 3100 | 4.92 | 0.00 | 43.45 | 45.40 | 3.18 | 2.19 | 17.30 | 15.81 |
| 3101 | 3.72 | 0.00 | 51.71 | 34.39 | 5.21 | 1.93 | 14.26 | 20.32 |
| 3102 | 4.35 | 0.99 | 48.52 | 45.12 | 0.00 | 2.17 | 11.58 | 18.79 |
| 3103 | 4.25 | 0.00 | 35.29 | 57.74 | 1.72 | 1.90 | 19.46 | 25.80 |
| 3104 | 4.29 | 0.00 | 41.45 | 52.18 | 2.10 | 2.05 | 18.51 | 14.94 |
| 3105 | 4.52 | 0.00 | 28.01 | 55.31 | 4.18 | 2.13 | 17.95 | 18.07 |
| 3106 | 4.34 | 0.00 | 40.52 | 42.93 | 5.21 | 2.12 | 20.30 | 19.74 |
| 3107 | 2.97 | 0.00 | 44.09 | 45.58 | 4.35 | 1.97 | 25.95 | 29.87 |
| 3108 | 2.42 | 0.00 | 28.44 | 59.13 | 0.00 | 2.14 | 37.20 | 20.83 |
| 3109 | 3.30 | 0.00 | 52.44 | 40.29 | 1.97 | 1.95 | 20.74 | 24.81 |
| 3110 | 3.39 | 0.78 | 48.70 | 47.55 | 0.00 | 2.03 | 21.35 | 23.78 |
| 3111 | 3.68 | 0.00 | 42.13 | 52.03 | 2.12 | 2.04 | 18.85 | 20.85 |
| 3112 | 2.41 | 0.00 | 44.90 | 45.92 | 3.75 | 1.73 | 14.54 | 31.78 |
| 3113 | 3.48 | 0.87 | 44.39 | 51.05 | 0.00 | 2.12 | 25.34 | 23.73 |
| 3114 | 2.72 | 0.90 | 38.41 | 55.71 | 2.15 | 2.05 | 26.45 | 27.46 |
| 3115 | 3.27 | 0.00 | 50.09 | 44.70 | 1.30 | 2.13 | 21.42 | 28.05 |
| 3116 | 4.05 | 0.00 | 33.00 | 50.73 | 2.15 | 2.20 | 19.32 | 16.50 |
| 3117 | 4.31 | 0.00 | 35.22 | 55.82 | 3.64 | 2.17 | 13.69 | 12.75 |
| 3118 | 4.42 | 0.01 | 48.01 | 48.56 | 0.00 | 2.07 | 15.95 | 16.87 |
| 3119 | 3.52 | 0.00 | 50.51 | 38.09 | 0.00 | 2.11 | 12.25 | 12.70 |
| 3120 | 2.85 | 0.00 | 45.77 | 42.93 | 7.42 | 2.01 | 12.31 | 18.16 |
| 3121 | 2.37 | 0.00 | 37.37 | 53.57 | 9.23 | 1.79 | 10.07 | 19.28 |
| 3122 | 2.48 | 0.00 | 33.35 | 59.06 | 5.19 | 1.78 | 14.22 | 26.28 |
| 3123 | 2.11 | 0.00 | 45.93 | 49.44 | 1.47 | 1.71 | 20.43 | 42.39 |
| 3124 | 1.83 | 0.00 | 48.02 | 49.02 | 3.32 | 1.82 | 38.25 | 58.78 |
| 3125 | 3.07 | 0.00 | 48.18 | 49.83 | 1.15 | 1.92 | 20.00 | 27.49 |
| 3126 | 3.55 | 0.00 | 49.34 | 38.80 | 2.61 | 2.05 | 23.42 | 24.59 |
| 3127 | 3.75 | 0.00 | 45.85 | 46.41 | 1.15 | 1.93 | 19.11 | 25.31 |
| 3128 | 3.07 | 0.00 | 40.01 | 54.02 | 2.10 | 2.10 | 22.87 | 20.13 |
| 3129 | 2.32 | 0.00 | 31.99 | 48.90 | 18.78 | 2.11 | 19.55 | 13.89 |
| 3130 | 5.78 | 0.00 | 5.15 | 49.17 | 40.92 | 1.73 | 31.80 | 66.92 |
| 3131 | 2.85 | 0.00 | 17.33 | 47.75 | 32.25 | 1.95 | 33.54 | 35.19 |
| 3132 | 3.94 | 0.00 | 24.84 | 44.70 | 18.82 | 2.05 | 18.31 | 18.75 |
| 3133 | 3.43 | 0.00 | 31.59 | 44.22 | 12.73 | 2.03 | 16.58 | 18.83 |
| 3134 | 3.87 | 0.00 | 30.31 | 49.87 | 18.15 | 2.07 | 11.43 | 12.79 |
| 3135 | 3.72 | 0.00 | 27.02 | 43.45 | 13.24 | 2.10 | 12.07 | 11.12 |
| 3136 | 3.94 | 0.00 | 45.34 | 43.18 | 7.88 | 2.07 | 8.01 | 9.84 |
| 3137 | 3.70 | 0.00 | 45.24 | 47.52 | 2.35 | 2.11 | 7.70 | 8.71 |
| 3138 | 3.31 | 0.00 | 48.45 | 49.07 | 1.17 | 2.14 | 10.41 | 10.47 |
| 3139 | 3.58 | 0.00 | 45.41 | 49.00 | 2.35 | 2.19 | 16.82 | 14.15 |
| 3140 | 2.25 | 0.00 | 52.85 | 41.72 | 3.00 | 2.02 | 18.90 | 21.59 |

TABLA 92 - RESULTADOS DEL POZO 121, OBTENIDOS CON LA METODOLOGIA AGU-FROFLESTA (CASO 2)

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con la información obtenida de la gráfica de M vs. N, la ecuación de balance de materia y las ecuaciones correspondientes a los tres registros de porosidad (CNL, FDC y BHC) se resuelven simultáneamente para obtener valores de porosidad y litología en forma sencilla y precisa.

La gráfica de M vs. N permite identificar la existencia de porosidad secundaria en forma de cavidades y/o fracturas. Esto es debido a que los registros CNL y FDC responden a la porosidad total de la roca, mientras que el registro Sónico de Porosidad (BHC) sólo responde a la porosidad que está homogéneamente distribuida en toda la roca. Por lo tanto, el parámetro M se incrementa en formaciones con porosidad secundaria.

Debido a que las lutitas son una mezcla de arcillas y algunos otros materiales, no se puede fijar un punto sobre la gráfica de M vs. N que las caracterice. Por esta razón se representan por una región, la cual se encuentra marcada con la palabra "LUTITAS" (fig. 2.4).

Las gráficas de apoyo del método de Litoporosidad son muy útiles para verificar la interpretación de la gráfica de M vs. N e identificar minerales no conocidos en la formación. Además, en formaciones arcillosas, nos sirven para determinar los parámetros de matriz de la lutita.

El hecho de que dos formaciones arcillosas diferentes tengan valores de M y N parecidos o iguales para la lutita no necesariamente significa que los valores de matriz de las lutitas de ambas formaciones sean parecidos entre sí.

El método aquí presentado para calcular el contenido de pirita en la formación es poco sensible a la composición de la mezcla dolomía-caliza.

Cuando la porosidad es menor a 10 % y el contenido de pirita en la formación alcanza valores superiores al 7 % u 8 %, los efectos que causa la pirita sobre la porosidad pueden traer como consecuencia el pasar totalmente por alto un intervalo con altas probabilidades de producir hidrocarburos.

Comparando los resultados de porosidad y litología, obtenidos con el método aquí propuesto, de los pozos "A" y "B" (figs. 5.2 y 5.5, respectivamente) con los resultados obtenidos para los mismos pozos con las técnicas ELAN y GLOBAL (figs. 5.3 y 5.6) y con datos derivados del análisis de núcleos, se concluye que la metodología propuesta produce resultados confiables.

En formaciones que contienen pirita el registro de Inducción, debido a su alta frecuencia, ofrece resultados malos. En este tipo de formaciones se recomienda tomar el registro Doble Laterolog.

Cuando el volumen de pirita en la formación es mayor, aproximadamente, a 7 % se establece un canal continuo al flujo de corriente, lo cual trae como consecuencia la imposibilidad de calcular la saturación de agua a partir de registros eléctricos.

El exponente n no es función de la porosidad solamente, sino que también depende de los cambios de textura en la roca y de heterogeneidades causadas por cavidades y/o fracturas.

Las formaciones con litología compleja frecuentemente presentan fuertes cambios en la textura de la roca y/o cavidades y fracturas, lo cual provoca fuertes variaciones en el valor de m .

Los modelos empíricos y teóricos desarrollados para el cálculo de m tienen limitadas aplicaciones en yacimientos de litología compleja, ya que no describen la variación de m en cada punto de la formación ni reconocen el significado geológico y petrofísico de m .

La sensibilidad de los valores calculados de S_w con respecto a la variación en el valor de m es muy alta. Se puede incurrir en errores de $\pm 100\%$ en el cálculo de S_w .

El coeficiente a en la ecuación de Archie es un parámetro empírico que se ajusta cuando no se tiene el valor real de m y se emplea una técnica promedio para determinarlo. Cuando se usa el valor real de m , esta implícito que a es igual a uno en la ecuación de Archie.

La sensibilidad de los valores calculados de S_w con respecto a la variación de n es muy baja.

En yacimientos mojados por agua, el agua irreductible proporciona un canal continuo al flujo de la corriente eléctrica, lo cual trae consigo que la variación de n se confina a un rango muy pequeño. De esto se concluye que el usar un valor de n igual a dos, en yacimientos mojados por agua, no produce errores significativos en el cálculo de S_w .

El determinar un valor variable de m para cada punto permite alcanzar una mayor precisión en la evaluación de la saturación de hidrocarburos.

Comparando los resultados de Sw obtenidos con el método propuesto (figs. 5.2 y 5.5) con los resultados obtenidos por la compañía privada (figs. 5.3 y 5.6) y con información de campo, se concluye que los resultados obtenidos con el método aquí propuesto son confiables.

Las correlaciones usadas comúnmente para calcular el valor de μ arrojan resultados erróneos en formaciones carbonatadas de baja porosidad. La correlación de A. M. Borai ofreció buenos resultados en yacimientos carbonatados de baja porosidad.

De la combinación de los registros EPT y ML (MSFL ó PL) se ha desarrollado un método que permite calcular el valor de μ para cada punto, lo cual permite determinar de manera indirecta la textura de la roca y definir la heterogeneidad del sistema poroso; además de proporcionar una mayor precisión en el cálculo de la saturación de hidrocarburos.

. NOMENCLATURA

a = Coeficiente en la Ecuación de Archie
BHC = Registro Sónico de Porosidad
CNL = Registro de Porosidad Neutron Compensado
EPT = Registro de Tiempo de Propagación Electromagnética
F = Factor de Formación
FDC = Registro de Densidad Compensado
FRW = Fracción de Agua de Formación que no es Desplazada por el filtrado del lodo
IPS = Índice de Porosidad Secundaria
k = Permeabilidad (md)
ML = Microlog
m = Exponente de Cementación
n = Exponente de Saturación
Rin = Resistividad de la Mezcla de Agua de Formación y Filtrado del Lodo (ohm-m)
Rmf = Resistividad del Filtrado del Lodo (ohm-m)
Rmc = Resistividad del Enjarre del Lodo (ohm-m)
Rt = Resistividad de la Zona no Invasada (ohm-m)
Rxo = Resistividad de la Zona Invasada (ohm-m)
Rw = Resistividad del Agua de Formación (ohm-m)
So = Saturación de Aceite
Sxo = Saturación de Agua en la Zona Invasada
Sw = Saturación de Agua
tp = Tiempo de Propagación Electromagnética (ns/m)
 ρ_n = Porosidad Neutron (u.p.c.)
 ρ_{nd} = Porosidad a Partir de los Registros Neutron y Densidad
 ρ_s = Porosidad Secundaria
 ρ_b = Densidad de la Formación (g/cm³)
 $\Delta\rho$ = Corrección del Registro de Densidad (g/cm³)
 Δt = Tiempo de Tránsito de la Formación (μ s/pie)
 τ = Factor de Absorción Fotoeléctrica

Subíndices

a = Aparente
anh = Anhidrita
cal = Caliza
cl = Arcilla
dol = Dolomita
f = Del Fluido
hcs = Hidrocarburos
lut = Lutita
ma = De Matriz
o = Aceite
sh = Lutita
w = Agua

B I B L I O G R A F I A

1. **J.T. Dewan** - Essentials of Modern Open-Hole Log Interpretation. Tulsa, Oklahoma. 1983.
2. **Welex** - Analysis of Wells Logs.
3. **J.A. Burke, R.L. Campbell, W. Schmidt** - The Litho-porosity Cross Plot. SPWLA Tenth Annual Logging Symposium, May, 1969
4. **A. Poupon, W.R. Hoyle, A.W. Schmidt** - Log Analysis in Formations with Complex Lithologies. JPT. App. 1971
5. **N. Ruhovets, D.W. Oliver** - Log Analysis Problems and Solutions in Complex Lithology Reservoirs. SPE 14187. Sep. 1985
6. **M.H. Harris, R.B. McCannon** - A Computer-Oriented Generalized Porosity-Lithology Interpretation of Neutron, Density and Sonic Logs. JPT. Feb. 1981
7. **D.G. Davis** - Pyrite in Carbonates Rocks - A Computer technique. SPWLA Twentieth Annual Logging Symposium. Jun. 1979
8. **C. Clavier, A. Heim, C. Scala** - Effect of Pyrite on Resistivity and Other Logging Measurements. SPWLA 17th Annual Logging Symposium. Jun. 1976
9. **A.T. Amin, M. Matfa, M.A. Awad** - Accurate Estimation of Water Saturations in Complex Carbonate Reservoirs. SPE 15714 Mar. 1987

10. **W.H. Fertl** - Openhole Crossplot Concepts-A Powerful Technique in Well Log Analysis. JPT. Mar. 1981
11. **M. Watfa** - Important Variables in Carbonate Interpretations Schlumberger. Paris 1985
12. **C. Perez-Rosales** - Teoría sobre la Relación entre Factor de Resistividad y Porosidad. Revista IMP. Oct. 1983
13. **G. Archie** - The Electrical Resistivity Logs as an Aid in Determining Some Reservoirs Characteristics. Trans. Aime 1942
14. **C. Boyeldieu, A. Sibbit** - A More Accurate Water Saturation Evaluation in the Invaded Zone. SPWLA 22nd Annual Logging Symposium. Jun. 1981
15. **T.J. Calvert, L.E. Wells** - Electromagnetic Propagation... A New Dimension in Logging. Paper SPE 6542. 1977
16. **J.W. Focke, D. Munn** - Cementation Exponents in Middle Eastern Carbonates Reservoirs. SPE. Jun. 1987
17. **A.M. Borai** - A New Correlation for the Cementation Factor in Low-Porosity Carbonates. SPE. Dic. 1987
18. **Schlumberger** - Evaluación de Formaciones en México. México D.F. 1984
19. **Ing. Moisés Cobos B.** - Comunicación Personal.