

11. SEGURA, R.: Introducción a la petrografía. Ed. URMO. España, 1973.
12. SEMIONOV, Y., I. TIJOMIROV, A. LISITSIN, R. SEGURA y G. FURRAZOLA: "Magmañismo intrusivo y metalogenia de Cuba". Informe geológico, Fondo Geológico, La Habana, 1968.
13. VUAGNAT, M.: "Preliminary Report on the Investigation of Ultramafic Rocks in Cuba". Informe inédito. Fondo Geológico, MINBAS, 1959.

CDU: 550.812:551.2 (729.1)

## EVALUACION GEOFISICA DE PROPIEDADES COLECTORAS DE UNA SECUENCIA CARBONATADA CON POROSIDAD SECUNDARIA EN LA COSTA NORTE DE CUBA

### RESUMEN

En este artículo se presentan los resultados del uso práctico de una metodología de interpretación para la detección de zonas de hidrocarburos, y la evaluación de la saturación de petróleo en colectores fracturados, mediante la graficación de los datos obtenidos de los registros de laterolog y neutrón gamma, en pozos de la región norte de Cuba.

La metodología se basa en la relación de Archie en forma logarítmica para determinar la saturación de agua.

Los valores obtenidos de saturación de agua y de porosidad, conjuntamente con los resultados de ensayos, han servido para establecer criterios sobre los colectores petrolíferos y sus límites.

REVISTA MINERIA Y GEOLOGIA, 2-84

ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА КОЛЛЕКТОРНЫХ СВОЙСТВ КАРБОНАТНОЙ ТОЛЩИ  
СО ВТОРИЧНОЙ ПОРИСТОСТЬЮ НА СЕВЕРНОМ ПОБЕРЕЖЬЕ КУБЫ

Резюме

В статье представлены результаты практического использования методики интерпретации по выявлению продуктивных зон и оценке их нефтенасыщенности в трещиноватых коллекторах путем графического конструирования данных нейтронного гамма-каротажа в скважинах севера Кубы.

Представленный метод базируется на выражении АРЧИ для определения водонасыщенности в логарифмической форме.

Полученные значения водонасыщенности и пористости, совместно с результатами испытаний пластов использовались для выделения нефтеносных коллекторов и оценки их граничных значений.

EVALUACION GEOFISICA DE PROPIEDADES COLECTORAS  
DE UNA SECUENCIA CARBONATADA CON POROSIDAD  
SECUNDARIA EN LA COSTA NORTE DE CUBA

Valeri E. Korablinov, Ingeniero geólogo e Ingeniero  
geofísico

Asesor del Grupo de Interpretación Geofísica de Pozos  
Centro de Investigaciones Geológicas

Olga Castro Castiñeira, Ingeniero geofísico  
Centro de Investigaciones Geológicas

Para hacer una evaluación más completa de las propiedades colectoras de las rocas de la secuencia estudiada, se aplicó una metodología de interpretación compleja de los registros de neutrón gamma y laterolog, que en otros países se utiliza preferentemente con el registro acústico; como no disponemos de él, se empleó el de neutrón gamma como una variedad de registro de porosidad.

Con los resultados obtenidos, y con los que se poseían anteriormente, de porosidad y saturación determinadas a partir de la interpretación del Sondeo Eléctrico Lateral (SEL) y de las dependencias construidas en el laboratorio, se definieron una serie de criterios con vista a mejorar los objetivos de ensayo propuestos hasta el momento y tenerlos en cuenta para los que se programen en el futuro.

APLICACION DE LA METODOLOGIA DE INTERPRETACION  
COMPLEJA CON LOS REGISTROS DE NEUTRON GAMMA Y LATEROLOG

Este método gráfico de interpretación se fundamenta en la utilización de los datos del carotage neutrón gamma y de

resistividad aparente obtenida por medio del laterolog [1, 2] al igual que el método de normalización, pero efectuando a diferencia de este, una evaluación cuantitativa de la saturación.

Conocemos la relación de Archie:

$$\rho_c = \Phi^{-m} \rho_a S_a^{-n}$$

donde:

- $\rho_c$  - resistividad de capa
- $\rho_a$  - resistividad del agua de capa
- $S_a$  - saturación de agua
- $\Phi$  - porosidad
- $m$  - factor de cementación
- $n$  - exponente de saturación

que logarítmicamente se expresa:

$$\log \rho_c = -m \log \Phi + \log \rho_a - n \log S_a$$

y según la cual, podemos apreciar que para las capas con igual saturación de agua, los puntos de  $\rho_c$  vs.  $\Phi$  en un gráfico a escala logarítmica, deben formar líneas rectas paralelas con pendiente  $-m$  (factor de cementación) respecto al eje de ordenadas, cuando la mineralización del agua de capa es constante. Como ejemplo presentamos los gráficos de la Figura 1.

Los valores de  $\rho_c$  son tomados de la interpretación del SEL o directamente de la curva del laterolog, y se trata, en este caso, de la resistividad aparente ( $\rho_{aLL}$ ), que debe ser proporcional a la real.

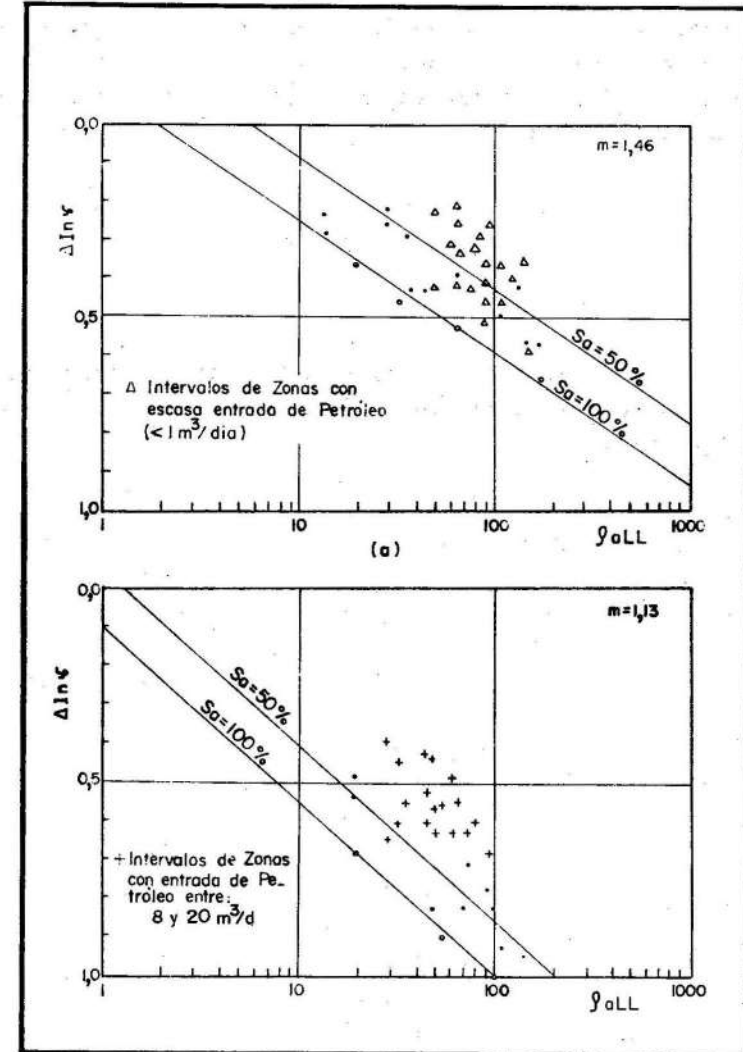


Fig. 1. Determinación de la saturación de petróleo con:  $\Delta \ln \rho$  vs.  $\rho_{aLL}$ .

Debido a que los equipos con que se registró el neutrón gamma no estaban calibrados en unidades de porosidad, se utilizaron los datos tomados directamente de las curvas en unidades convencionales, pues como se conoce, existe una relación logarítmica entre la intensidad de radiación y la porosidad total [3]:

$$\log \Phi = A \cdot I \cdot \bar{\gamma} + B$$

donde A y B son coeficientes constantes que dependen del tipo de equipo utilizado, de las condiciones del pozo y de otros factores.

Con los valores de intensidad calculamos  $\Delta I$  (parámetro duplo diferencial); esto, desde el punto de vista práctico, es más correcto que la conversión de las unidades en valores de porosidad mediante las dependencias confeccionadas por núcleos y datos de registros para algunas áreas, pues no tienen gran exactitud a causa de la poca representación de los núcleos y el bajo grado de correlación que presentan.

En la práctica, para construir el gráfico se fijan los puntos de  $\Delta I \cdot \bar{\gamma}$  y  $P_{ca}$  en papel logarítmico; se traza la línea correspondiente a la saturación de 100 % de agua por los puntos extremos inferiores del gráfico cuya pendiente es  $-m$ ; el resto de las líneas las situamos al evaluar la fórmula de Archie en la forma:  $S_a = (P_{ca}/P_c)^{\frac{1}{n}}$ , donde  $P_{ca}$  - resistividad de la capa acuífera, considerando  $m = -n$ .

Los valores del coeficiente de saturación se determinan para cada punto; conociendo el de la saturación de agua, se obtiene el del petróleo:

$$S_{pg} = 1 - S_a$$

donde:

$S_{pg}$  - saturación de petróleo y gas

#### ASPECTOS PRINCIPALES DURANTE LA INTERPRETACION

La interpretación tuvo varias etapas, entre ellas las más importantes son:

1. La revalorización de los materiales de geofísica de pozo para establecer su utilidad en relación con la metodología que empleamos.
2. El análisis de los materiales geofísicos para establecer zonas colectoras, sellos, mineralización de las aguas de capa, y con ello determinar la precisión de la interpretación.
3. Determinación de los límites de los intervalos que hay que interpretar. Se utilizan los que sean homogéneos en las curvas del laterolog y del neutrón gamma; se excluyen de ellos las deflexiones negativas correspondientes a rocas más arcillosas o a rocas fracturadas que impliquen una invasión profunda. Es decir, cuando esté presente un colector intergranular fracturado (intervalos interpretados e intervalos excluidos de la interpretación) que constituya un sistema hidrodinámico único, saturado por un mismo tipo de fluido; cuando los objetos interpretados se caracterizan como petrolíferos, el carácter de los excluidos es el mismo. Se tiene en cuenta la posible presencia de contactos gas-petróleo, agua-petróleo y gas-agua en los cortes atravesados por la perforación.

FACTORES QUE DEBEN TENERSE EN CUENTA  
PARA LOGRAR OPTIMOS RESULTADOS EN LA INTERPRETACION

Los factores que influyen en los resultados de la interpretación pueden ser divididos en tres grupos:

1. Los condicionados por la utilización de equipos sin calibrar, por su trabajo inestable y por la experiencia del operador.
2. Debido a las condiciones geólogo-técnicas de la perforación (velocidad de perforación, velocidad de circulación del lodo, peso específico del mismo, etcétera; estos factores influyen en el tiempo y la profundidad con que se forma la zona de invasión.
3. Entre los factores que influyen en la calidad de los materiales de la geofísica de pozo, y por lo tanto en la información que se obtiene a partir de ellos, el mayor por ciento de errores se relaciona con los siguientes:
  - a) Falta de recubrimiento de control en zonas registradas anteriormente.
  - b) Velocidad mayor que la establecida para los registros.
  - c) Ausencia de mediciones de calibración, y, como resultado, elección incorrecta del régimen de trabajo del equipo.
  - d) Realización de registros parciales de neutrón gamma y gamma natural con diferentes equipos y fuentes radiactivas, lo que no permite la interpretación conjunta de varios intervalos en un mismo pozo cuando no hay calibración en escala de porosidad.

Pueden mencionarse someramente problemas de otra índole que influyen en los resultados de la interpretación, como los fenómenos negativos que aparecen durante la perforación, entre ellos:

- a) La erosión de las paredes del pozo.
- b) Las distintas velocidades y profundidades en la formación de las zonas de invasión y la presencia de zonas de admisión.
- c) El tiempo transcurrido entre la perforación de un intervalo y el paso de los registros.

Todo ello puede provocar que en algunos pozos o intervalos, cuando se considera que se registra la resistividad de la zona virgen, en realidad esta es influida por la zona invadida, lo que ocasiona el cálculo erróneo del coeficiente de saturación de petróleo en esos lugares.

Por otra parte, la variación del diámetro del pozo influye considerablemente en la intensidad del gamma natural y del neutrón gamma y ocurre una disminución de estas intensidades al aumentar el diámetro, lo que es proporcional al aumento de la porosidad. Para realizar correcciones en este sentido, es necesario que la cavernometría se obtenga durante el registro radiactivo, ya que puede conocerse con suficiente claridad la posición de la sonda con respecto a las paredes del pozo; en el presente caso esto no es posible, porque la cavernometría se registra independientemente.

Después de elegir y separar los materiales defectuosos, el problema analizado se reduce a:

1. La interpretación de la saturación y determinación de su valor, con la evaluación de  $n$ .
2. El análisis conjunto de los datos obtenidos con los resultados de ensayo del pozo.
3. En los casos en que el coeficiente  $S_{gp}$  no coincide con los resultados de ensayo, se deben investigar los motivos.



RESULTADOS DE LA INTERPRETACION  
DE LOS POZOS EN EL AREA DE ESTUDIO

Con el fin de determinar las limitaciones en la aplicación de la presente metodología y el valor mínimo del coeficiente de saturación de petróleo para que un objetivo sea de interés industrial, se experimentó en pozos con resultados de ensayo para estudiar su comportamiento, y en pozos con ensayos programados para su reevaluación y revelación de nuevos intervalos perspectivas.

En esta metodología, recomendable para colectores carbonatados con porosidad secundaria [1], resulta determinante la evaluación de los coeficientes m, factor de cementación y n, exponente de saturación, ya que de su buena elección depende la correcta evaluación de las zonas perspectivas.

Como ya se mencionó al explicar la construcción del gráfico, m se toma como la pendiente de la línea de saturación de agua 100 % con respecto a las ordenadas, y n se iguala a m. Según R. Aguilera, la porosidad secundaria desarrollada puede ser descubierta al evaluar el coeficiente m gráficamente, y es menor que el de la matriz o bloque (mb) determinado en el laboratorio; en este caso los valores probables de n están entre 1,5 y 2,2, y se obtienen buenos resultados de saturación para  $n = 2$ .

R. Desbrandes [4] señala que para las rocas con porosidad secundaria n es menor que 2, llegando a veces hasta 1,3 (generalmente los valores menores de n corresponden a rocas con grandes cavernas, y los mayores, a rocas finamente cristalizadas), por lo que el valor de 2,0 no da buenos resultados para la saturación en este tipo de colectores. La experiencia práctica ha demostrado que los mejores resultados se obtienen cuando se toma el valor de n igual al de m [1].

R. Aguilera, basándose en el trabajo práctico con los pozos y en los estudios teóricos, señala que m y correspondientemente n, pueden variar en un límite de  $\pm 1,1$  hasta mb en dependencia del grado de fracturación de la roca.

Para evitar errores al tomar diferentes litologías o aguas de formación, la interpretación se hizo en secuencias de rocas litológicamente homogéneas de una misma edad, a partir de los datos de estratigrafía, de la recuperación de cortes del registro de hidrocarburos y de otros elementos.

En total fueron interpretados seis pozos con resultados de ensayo; en la Tabla 1 se aprecian los valores obtenidos del coeficiente m.

TABLA 1. Relación del coeficiente m con los resultados de ensayos.

m	Resultados de ensayos
1,26-	Tiene cuatro zonas ensayadas sin entrada, dos con entrada no industrial de petróleo y una de agua de 0,04 m <sup>3</sup> /día.
1,41-	Correspondiente al tope de la capa: dos ensayos con entrada industrial de petróleo.
1,48-	Las entradas no sobrepasan a 1,0 m <sup>3</sup> /día de petróleo.
1,30-	En tres intervalos ensayados se obtuvieron entradas de petróleo mayores que 1,0 m <sup>3</sup> /día; en otras dos zonas fue de petróleo pesado y asfalto de 1,4 y 0,4 m <sup>3</sup> /día, respectivamente.
1,41-	Se obtuvo entrada de petróleo de 0,41 m <sup>3</sup> /día.
1,13-	Las entradas fueron desde 8,0 hasta 20,0 m <sup>3</sup> /día de petróleo.
1,46-	Un intervalo ensayado tuvo entrada de 1,5 m <sup>3</sup> /día de petróleo; la segunda zona estaba seca.

De esta manera, vemos la variación que puede haber en el diapason de  $m$ , que asociado al grado de fracturación, relacionando las entradas con este último, y dada la cantidad de datos con que contamos, podemos dar el siguiente resultado preliminar.

Tenemos que las mejores entradas se obtuvieron para los menores valores de  $m$ : 1,13 y 1,30. Lo contrario se observa para los valores mayores de  $m$ : 1,41; 1,46 y 1,48; las entradas son pequeñas (menores que 1,0 metro cúbico por día) o las zonas resultan secas. En las figuras 1 a) y b) vemos un ejemplo de cada caso.

Cuantitativamente, tenemos que para valores de  $m$  menores que 1,30, las entradas son industriales, y para valores mayores que 1,41, las mismas son menores que 1,0 m<sup>3</sup>/día, de donde se ve claramente la influencia de las fracturas: para un horizonte carbonatado de baja porosidad, el mayor grado de fracturación ayuda a la salida del fluido contenido en el espacio poral de la roca.

Existe un pozo aislado en un bloque con variaciones de  $m$  entre 1,26 y 1,41, lo que puede considerarse como valores intermedios con los que se puede obtener cualquier cantidad de fluido.

Si comparamos los valores de saturación de petróleo con los resultados de ensayo, obtenidos por esta metodología y por la tradicional, sobre la base de la interpretación del SEL, tendremos el siguiente cuadro.

En 28 zonas ensayadas se pudo determinar el coeficiente de porosidad a partir del SEL en el 93 % de ellas, mientras que el de saturación sólo se halló en un 39 %, y no es, en algunos casos, representativo de toda la zona; recordemos la limitación del SEL para determinar la resistividad de la capa y por tanto el coeficiente de saturación.

Los registros de laterolog y neutrón gamma pueden interpretarse de forma continua y obtener para cada intervalo el carácter de la saturación y el valor de su coeficiente, por lo que esto pudo obtenerse en el 100 % de las zonas analizadas.

Por otra parte, el valor de  $m$  ayuda a explicar la entrada cuantitativamente. En general, con esta metodología se obtuvieron valores de saturación que se corresponden mejor con los resultados de ensayo; en ella resulta una gran ventaja el hecho de que no necesita apoyarse en análisis de laboratorio para su aplicación.

Para estudiar las variaciones de las propiedades colectoras en la secuencia analizada, así como para determinar los límites de los parámetros colectores para obtener una producción industrial de petróleo, se hizo un estudio estadístico [5], de los datos de porosidad obtenidos a partir de la interpretación del SEL y los de saturación con la del neutrón gamma y laterolog.

#### ANALISIS DE LA AGRUPACION ESTADISTICA DE LOS DATOS DE INTERPRETACION

Se construyeron histogramas para dos tipos de agrupaciones:

- a) Para datos correspondientes a intervalos que no han tenido entrada en ensayos, o que la misma ha sido escasa: hasta 1,0 m<sup>3</sup>/día.
- b) Para los que están dentro de zonas ensayadas con entradas mayores de 1,0 m<sup>3</sup>/día.

Para caracterizar las distribuciones se tomaron los valores estadísticos más generales: la media aritmética y la desviación estándar.

POROSIDAD

Los histogramas se confeccionaron con intervalos de clase de 0,75 %. Para el caso de la distribución de valores correspondientes a entradas hasta de 1,0 m<sup>3</sup>/día (Figura 2 a), la máxima frecuencia está entre 1,50 y 2,25 %, el valor promedio es de 2,54 % y la desviación estándar de ± 0,94 %, lo que indica que el 70,6 % de los valores se encuentran entre 1,60 y 3,48 %. Este último valor nos permite conocer el límite del colector industrial, conjuntamente con el resto de los análisis.

En la distribución de valores para entradas mayores que 1,0 m<sup>3</sup>/día (Figura 2 a), la frecuencia máxima se observa entre 4,50 y 5,25 %, el valor promedio es de 4,70 % y la desviación estándar de ± 1,49 %, para un 61,11 % del total de valores entre 6,19 y 3,21 %. Este resultado apoya al criterio anterior: el límite de porosidad está entre 3,21 y 3,48 %.

En un gráfico de frecuencia acumulativa para los dos casos vistos (Figura 2 b) puede verse un ejemplo: para la porosidad de 3,10 % en la curva de valores con entradas mayores de 1,0 m<sup>3</sup>/día, tenemos el 20 % de los datos, mientras que en la de entradas menores, tenemos el 80 %, por lo que un colector con estas características, sin otros elementos, no presenta interés industrial.

SATURACION DE PETROLEO Y GAS

Se utilizaron intervalos de clase de 10 % en las agrupaciones. El rango de variación es el mismo para los histogramas correspondientes a las diferentes entradas de petróleo (Figura 2 c). La diferencia entre ambas es pequeña, pero puede apreciarse que para las entradas meno-

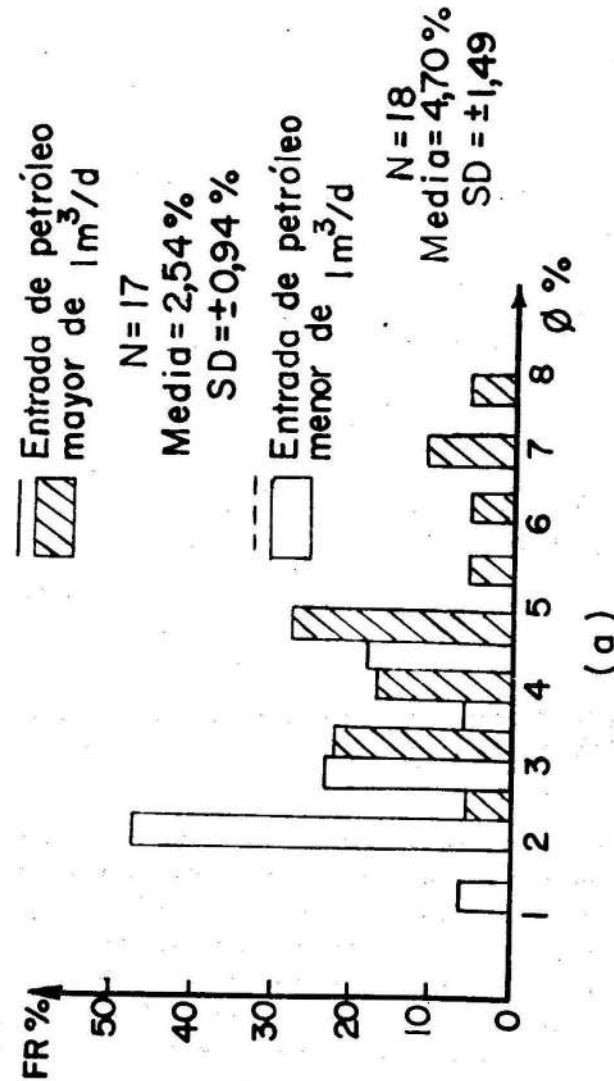


Fig. 2 a. Distribuciones estadísticas para distintas entradas de petróleo.



res, la frecuencia máxima se presenta entre 70 y 80 %, lo que puede ser debido a la presencia de petróleo pesado y asfalto que no fluyen, o a capas prácticamente secas (correspondientes a porosidades por debajo del límite establecido).

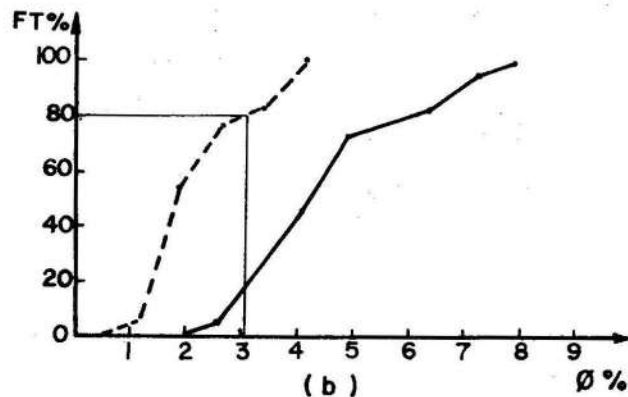


Fig. 2 b. Distribuciones estadísticas para distintas entradas de petróleo.

Teniendo en cuenta que se pueden obtener intervalos con entrada industrial en un amplio rango de saturación, hay que analizar también la desviación estándar, que para la distribución de datos de entradas mayores que  $1,0 \text{ m}^3/\text{día}$  es de  $\pm 19,88 \%$ . Esto representa que el 65 % de los valores está comprendido entre 39,92 y 79,68 %, por lo que no deben ensayarse capas con saturaciones menores que 39,29 % ni mayores que un 70 % por lo visto anteriormente, si la porosidad no es satisfactoria.

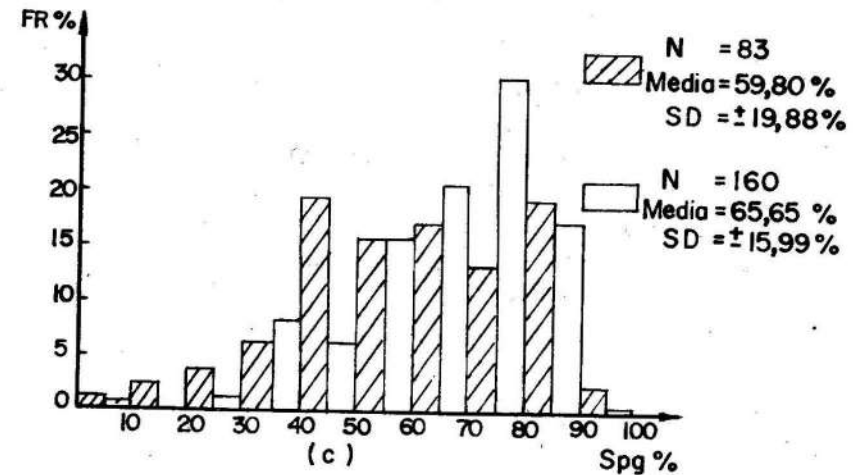


Fig. 2 c. Distribuciones estadísticas para distintas entradas de petróleo.

#### CONCLUSIONES

Con la aplicación de la metodología de interpretación compleja con los registros de laterolog y neutrón gamma se obtuvieron los siguientes resultados:

1. A los valores menores del coeficiente  $m$ , generalmente corresponden mayores entradas de fluido, ya que se relaciona con un grado mayor de fracturación de la roca.
2. La saturación obtenida se corresponde mejor con los resultados de ensayos que la de interpretación del SEL, además de dar valores donde el SEL no puede brindarlos por diferentes motivos.
3. No es necesario apoyarse en análisis de los núcleos en el laboratorio para efectuar la interpretación.

4. Las agrupaciones estadísticas dan, sobre las propiedades colectoras estudiadas, los siguientes criterios:
- Los histogramas para la porosidad de los intervalos con diferente entrada demuestran que el límite inferior de los colectores industriales está entre 3,21 y 3,48 %.
  - El análisis de la saturación da como resultado que la mayor probabilidad de obtener una entrada industrial de petróleo existe cuando la saturación está entre un 40 y un 70 %.

#### REFERENCIAS

1. AGUILERA, ROBERTO: Formation Evaluation by Well Log. Naturally Fractured Reservoirs. Petroleum Publishing Company. Tulsa, Oklahoma, 1980.
2. DESBRANDES, ROBERT: Détermination de la saturation. Théorie et interprétation des diagraphies. Editions Technip. Paris, 1968, pp. 225-275.
3. DESBRANDES, ROBERT: Diagraphies de neutrons. Théorie et interprétation des diagraphies. Editions Technip. Paris, 1968, pp. 151-172.
4. DESBRANDES, ROBERT: "Determination de la porosité" en Théorie et interprétation des diagraphies. Editions Technip. Paris, 1968, pp. 241-254.
5. SPIEGEL, M. R.: Teoría y problemas de estadística. Ed. Pueblo y Educación, La Habana, 1977.

CDU: 550.812;553.6 (729.1)

## NUEVAS AREAS PERSPECTIVAS PARA LA PROSPECCION GEOLOGICA DE ARENA SILICE EN LA PROVINCIA DE PINAR DEL RIO

#### RESUMEN

En este trabajo se plantean algunas regularidades geológicas importantes de los yacimientos de arena sílice de la provincia de Pinar del Río, las cuales se toman como índices de búsquedas para la determinación de nuevas áreas perspectivas de yacimientos de este tipo. Se define y argumenta la fuente de suministro principal de los sedimentos silíceos de los yacimientos de arena sílice en Pinar del Río y por último se definen cuatro nuevas áreas con posibilidades de localización de yacimientos de arena, al menos una de las cuales augura resultados positivos.