

Las opiniones científico-técnicas vertidas en los artículos es responsabilidad exclusiva de los autores.

## SUMARIO

Estratigrafía de los depósitos mesocenoicos de la costa norte del Occidente de Cuba (Habana-Matanzas). **G. Furrázola Bermúdez; V. I. Kuznetsov; R. García Sánchez; V. A. Basov.** (2)

Comportamiento corrosivo-electroquímico del Titanio BTI-1 en soluciones de ácido sulfúrico a distintas concentraciones y temperaturas . . . . . **Ing. José F. Couso; María Sánchez Campillo y Pilar Rodríguez Bacot.** 14

Hablemos de metrología . . . . . **Sergio Blanco.** 24

Características generales del magmatismo Sierra Maestra . . **Dra. Mireya Pérez; Ing. María Gorova y Guenadi Kuzakov.** (32)

Empleo de explosivos para trabajos de cantera **Ing. José Luis González.** 39

Estudio mineralógico y petrográfico de rocas presentes en las Formaciones **Cobre y Sabaneta**: Flanco sur de la Sierra Cristal . . . **Ing. Gerardo Orozco; Ing. Margarita Hernández.** (45)

Algunos resultados del estudio de la introducción retardada de aire con lixiviación amoniacal M. H. Caron . . **Químico Diplomado Edgar Dix; Ing. Martha Serrano; Ing. Osvaldo Franco.** 55

Metodología de interpretación de las rocas carbonatadas de la costa norte de Cuba **Ing. Silvia Valladares; Ing. Valentín Vashenko; Téc. Néido San Román.** (59)

Aplicación de receptores múltiples . . . . . **Ivan Polcz.** 68

El CAME y a metalurgia no-ferrosa 72

Breves Técnicas 76

Inscripta como impreso periódico en la Dirección Nacional de Correos, Telégrafo y Prensa. Número 81 905-164.

AÑO 5 No. 1 ENERO-MARZO 1979  
AÑO XX DE LA VICTORIA

Editada por la Dirección de Ciencia y Técnica  
Ministerio de Minería y Geología

DIRECTOR:

Jorge Emilio González Villa

DIRECCION ARTISTICA:

Roberto Infante Espinosa

JEFE DE REDACCION:

Lic. Pura E. Hevia de la Nuez

FOTOS:

Antonio Zanini

CONSEJO DE REDACCION:

Ing. Abilio García Merlot

Sirio Morales

Ing. Enrique Saunders

Ing. Ramón Cortés

Ing. Osvaldo Granda

Dr. Gustavo Furrázola

CSc. Ing. Orestes Santana Maurell

REDACCION-ADMINISTRACION:

Empedrado 113, esq. a Mercaderes  
Habana Vieja, C. Habana. Teléf. 617956

Impresa en la Unidad 01 "Osvaldo Sánchez"



PORTADA Y CONTRAPORTADA:  
ficio del Fondo Geológico de Cuba

# METODOLOGIA DE INTERPRETACION DE LAS ROCAS CARBONATADAS DE LA COSTA NORTE DE CUBA

Centro de Investigación y Desarrollo del Petróleo.  
Trabajo presentado en el Primer Foro Científico  
de la Academia de Ciencias de Cuba. Diciembre 1977

Ing. Silvia Valladares  
Ing. Valentin Vashenko  
Téc. Neldo San Román

Se ofrece una metodología detallada mediante ecuaciones y gráficos, la cual generaliza todos los aspectos posibles de la interpretación de los datos del carotage, basándose en la similitud existente entre las características físicas de las rocas carbonatadas de los yacimientos situados en la costa norte del país, zona geológicamente similar. Mediante su aplicación se simplifica el proceso de interpretación, garantiza mayor precisión en los resultados y reduce el tiempo de su obtención, por cuanto fueron construidos nomogramas a partir de las dependencias, los cuales permiten tomar decisiones rápidas.

## INTRODUCCION

Anteriormente en nuestro país no existía una metodología de interpretación aplicada a las rocas carbonatadas cubanas, donde se incluyeran todos los pasos a seguir y datos necesarios para la interpretación de éstas; solamente existían dependencias con las que trabajábamos los interpretadores, las cuales fueron perfeccionadas. La forma metodológica es muy similar a la planteada en sus trabajos por Marrero y Petersilie (1970), y Petersilie y otros (1972).

Un aspecto nuevo en ésta, consiste en la construcción de nomogramas que anteriormente no se utilizaban y su objetivo fue el brindar a los ingenieros interpretadores que se dedican a esta especialidad una compilación de los datos y fórmulas gráficas que viabilicen su trabajo.

La presente metodología generaliza todos los aspectos posibles de la interpretación de los datos de carotage, basándose en la similitud entre las características físicas de las rocas carbonatadas de los yacimientos situados en la costa norte de Cuba y la cantidad de datos de laboratorio existentes en la actualidad, garantizando una mayor precisión de los resultados, así como, el empleo de una menor cantidad de tiempo en su obtención, ya que fueron construidos nomogramas a partir de las dependencias lo cual simplifica el trabajo.

### 1. Criterios tomados para establecer las dependencias y métodos de determinación de los parámetros.

Para la determinación de la porosidad abierta se hace necesario establecer las siguientes dependencias:

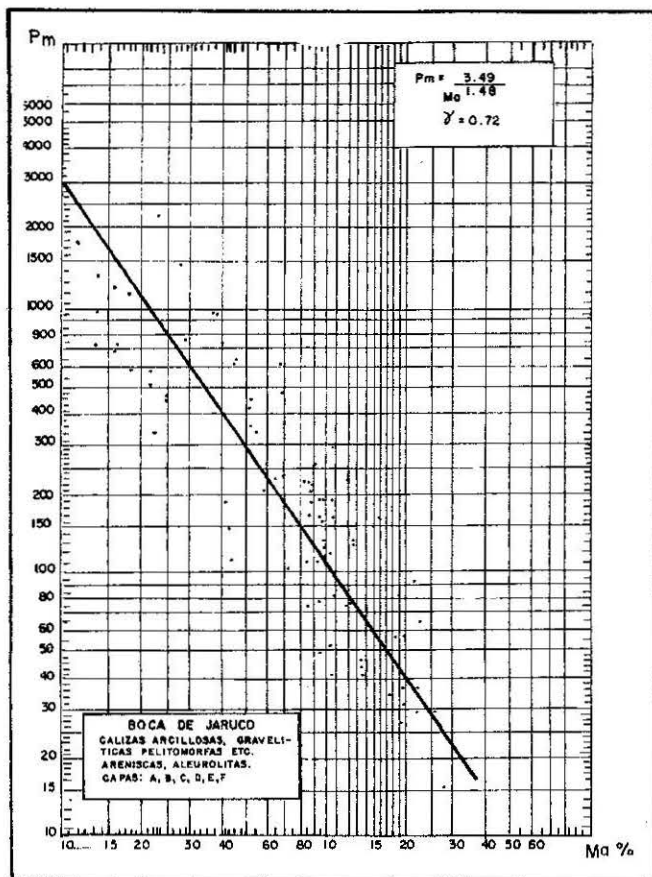
Parámetro de Porosidad y Porosidad Abierta  $P_m = f(Ma)$

Saturación de Petróleo Residual y Porosidad Abierta  $S_{pr} = f(Ma)$

Conductividad Superficial y Capacidad de Intercambio Iónico  $\pi = f(qf \text{ y } Qr)$

A partir de los datos de laboratorio y resistividad del filtrado y resistividad del lodo que fue tomada de la literatura  $qf = f(ql \text{ y } t_c)$ .

Las dependencias  $P_m = f(Ma)$  aparecen en las figuras 1 y 2, en las cuales, para Boca de Jaruco, se determinó confeccionar una general para todas las rocas ya que la separación litológica trae como consecuencia valores anormales en los coeficientes y exponentes de la expresión del parámetro de porosidad.



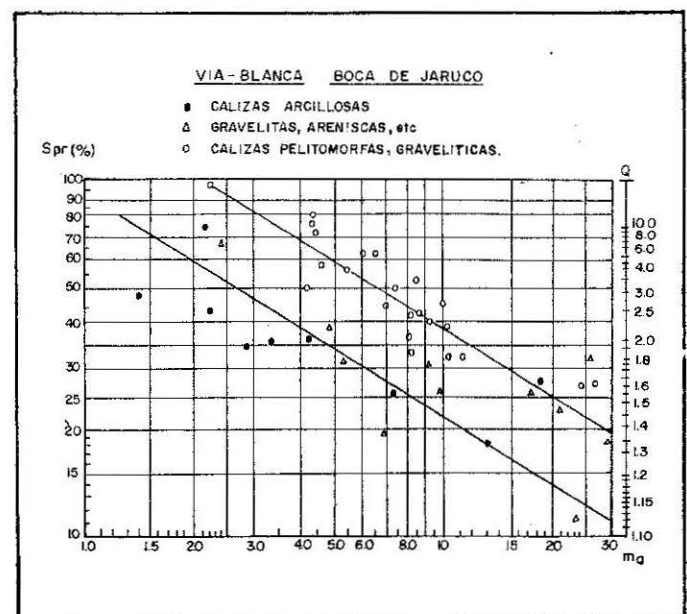
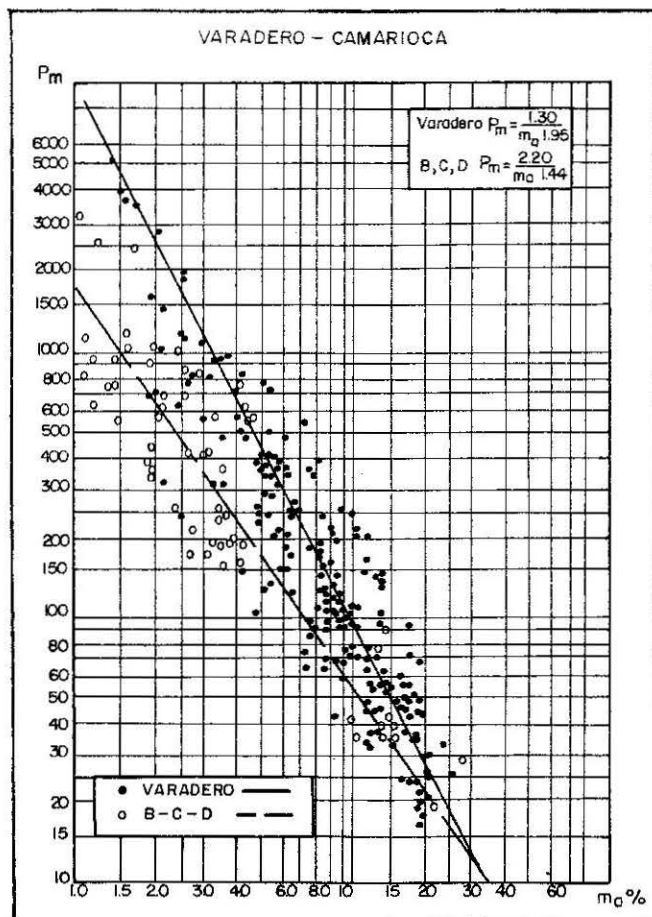
En Varadero sí fue posible dividir las dependencias de acuerdo a las características litológicas y se obtuvieron dos líneas de regresión, una para los horizontes B, C, D y la otra para los horizontes intercalaciones, Varadero y Flysch. Las ecuaciones obtenidas fueron:

$$P_m = \frac{3,49}{M_a^{1,48}} \text{ para Boca de Jaruco}$$

$$P_m = \frac{2,20}{M_a^{1,44}} \text{ para BCD de Varadero-Camarioca}$$

$$P_m = \frac{1,30}{M_a^{1,95}} \text{ para Intercalaciones, Varadero y Flysch}$$

Las dependencias  $Spr = f(Ma)$  aparecen en las figuras 3 y 4, se hacen necesarias para la evaluación del coeficiente  $Q$ , que caracteriza la saturación residual de petróleo. En estas dependencias se observa una alta dispersión lo cual pensamos se debe al método de determinación del laboratorio que no es preciso. A pesar de ello creemos más correcto trazar las líneas promedios y evaluar la saturación residual de petróleo a partir de ellas, que establecer valores promedios sobre la base de intervalos de porosidad.



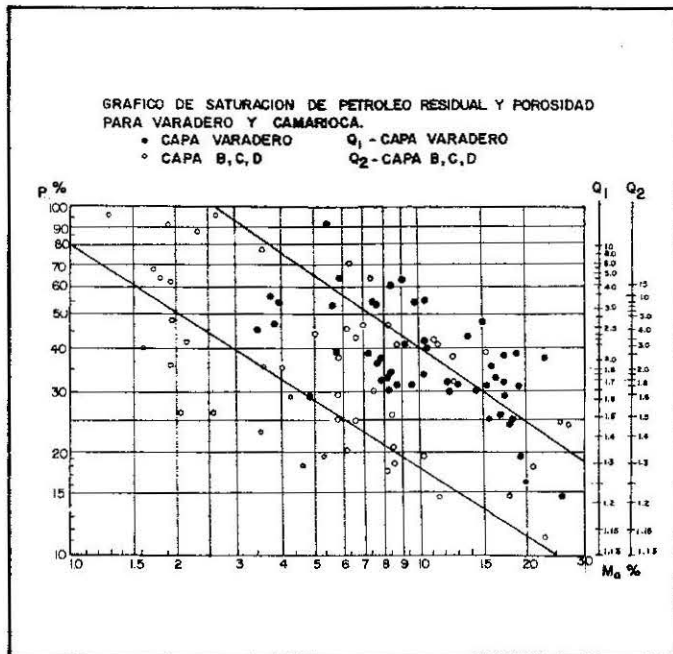
La evaluación de  $Q$  a partir del valor de saturación de petróleo residual se lleva a cabo mediante la

$$\text{expresión: } Q = \frac{1}{(1 - Spr)^a} \quad (1)$$

considerando que la saturación de agua ( $S_a$ ) es igual a:

$$S_a = \left( \frac{\rho_{ca}}{\rho_c} \right)^{1/n} = \left( \frac{1}{P_s} \right)^{1/n} \quad (2)$$

donde;  $\rho_c$  y  $\rho_{ca}$ : son las resistividades de la capa saturada parcialmente y totalmente con agua,  $P_s$  es el parámetro de saturación.



Como para la determinación de  $S_a$ , la muestra se limpia de bitumen, el lugar que ocupaba el petróleo residual en la zona invadida, no puede ser ocupado nuevamente al saturar en el laboratorio. Este espacio vacío se comporta de igual forma con respecto a las propiedades conductivas del petróleo, de aquí podemos pensar que el porcentaje de poros ocupados por la mezcla de agua y filtrado de lodo en la zona invadida es similar al valor de saturación de agua obtenido en el laboratorio, o sea:

$$S_a = S_{af} = 1 - S_{pr}$$

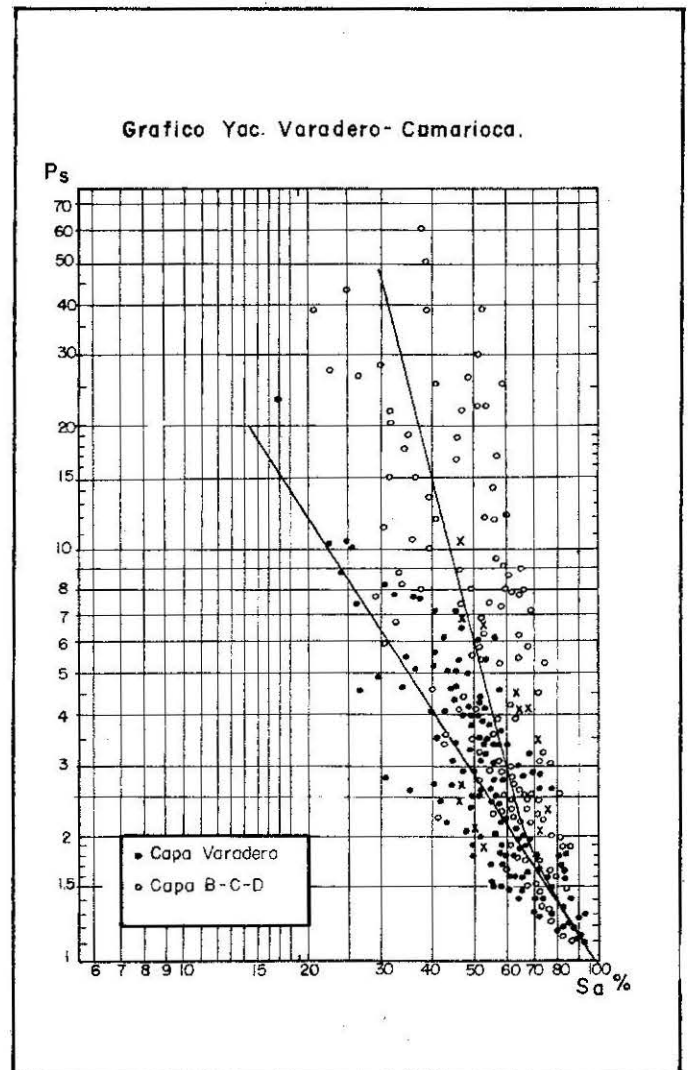
En la que  $S_{af}$  es el % de poros saturados con la mezcla de agua y filtrado de lodo.

De lo anterior tenemos igualando (1) y (2)

$$\left( \frac{1}{Q} \right)^{1/n} = \left( \frac{1}{P_s} \right)^{1/n} \therefore P_s = Q$$

O sea que  $Q$  es el parámetro de saturación en la zona invadida y por tanto su valor puede ser determinado a partir de los gráficos de las figuras 5 y 6.

El nomograma para la determinación de la resistividad del lodo  $\rho_l$  (Figura 7) fue tomado de la literatura.



El gráfico para la determinación de la temperatura de capa  $t$  °C se construyó considerando que el gradiente geotérmico en nuestro país es 2 °C cada 100 m (Figura-8).

La dependencia  $\pi = f(\rho_f, Q_r)$  (Figura 9) se determinó por datos de laboratorio de la siguiente forma: Teniendo en cuenta que la expresión de  $\pi$  es

$$\pi = \frac{P_{m0}}{P_{m1}} \quad (3)$$

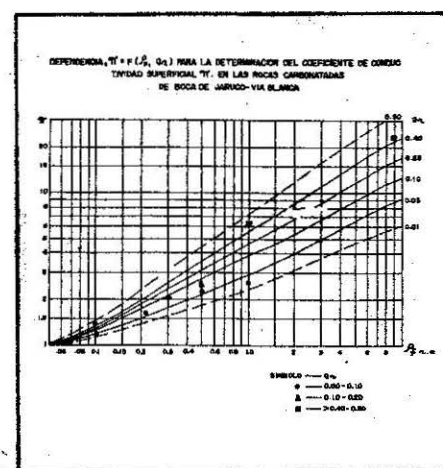
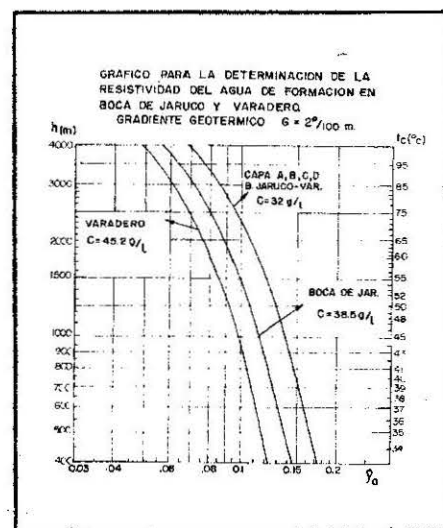
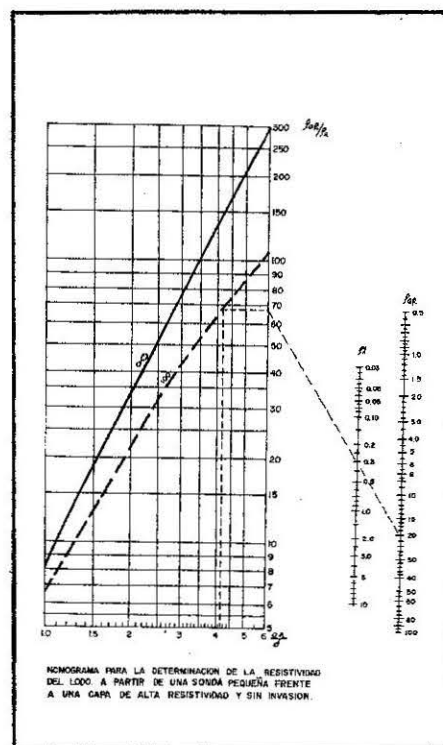
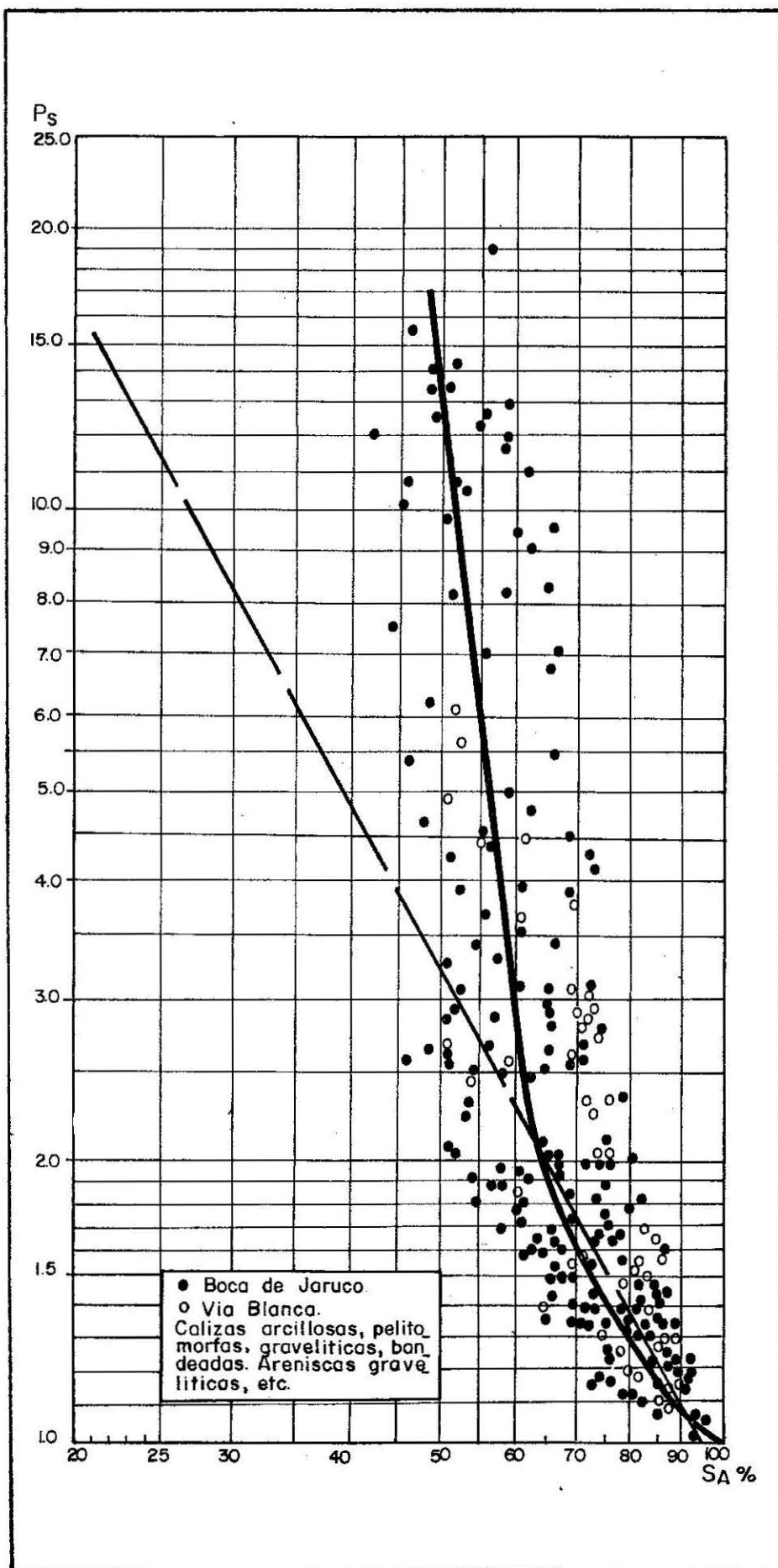
En la que el  $P_{m0}$  es el parámetro de porosidad determinado cuando la muestra se satura con concentraciones mínimas variadas.

$P_{m1}$  es el parámetro de porosidad cuando la saturación se efectúa con una concentración máxima.

La resistividad del filtrado corresponderá a diferentes  $\rho_a$  para las concentraciones mínimas.

La capacidad de intercambio catiónico se determina a partir de los datos de laboratorio.



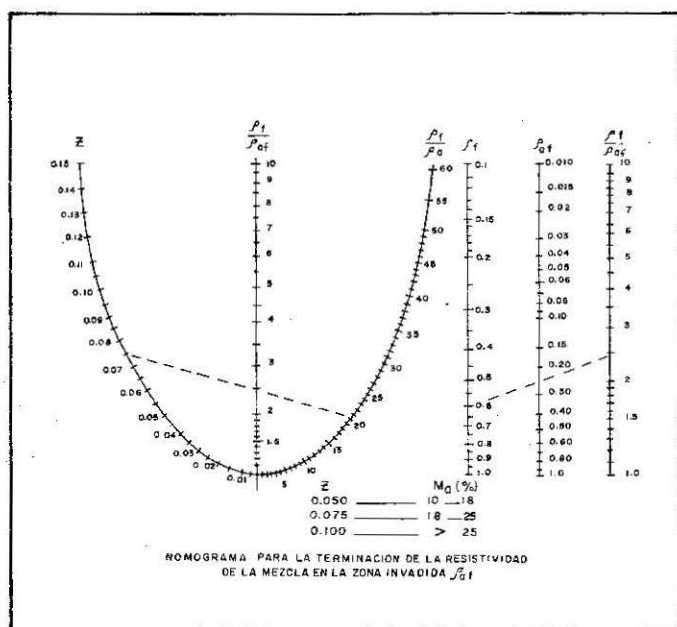


Con todos los parámetros hallados anteriormente ya puede ser evaluado el parámetro de porosidad en colectores petrolíferos.

$$P_m = \frac{\rho_A \cdot \pi}{\rho_f \cdot Q} \quad (4)$$

En la que  $\rho_A$  es la resistividad de la zona invadida determinada por SEL, o Microlaterolog.

Cuando el colector es acuífero se hace necesario evaluar la resistividad de la mezcla agua de formación con el filtrado de lodo  $\rho_{af}$ , lo cual se puede realizar mediante el nomograma de la figura 10 que fue tomado, en parte, de la literatura.



Para determinar la resistividad del agua de formación se confeccionó la dependencia entre temperatura, profundidad y resistividad de agua (Figura 8).

$T \text{ } ^\circ\text{C} = f(H) = f(\rho_a, C)$ . Para lo cual se tomaron valores promedios de concentración para los diferentes horizontes, los cuales fueron:

A, B, C y D en Varadero y Boca de Jaruco	$C = 32,0 \text{ g/l}$
E y F de Boca de Jaruco	$C = 38,5 \text{ g/l}$
Intercalaciones, Varadero y Flysch	$C = 45,2 \text{ g/l}$

La evaluación del parámetro de porosidad en estas rocas se realiza mediante la expresión:

$$P_m = \frac{\rho_A \cdot \pi}{\rho_{af}} \quad (5)$$

Para la determinación del coeficiente de saturación de petróleo y gas se confeccionaron las dependencias entre el parámetro de saturación y el porcentaje de agua. (Figuras 5 y 6).

En estas dependencias para el yacimiento de Varadero fue posible realizar la división de acuerdo a las características litológicas de las dos dependencias que aparecen, una para las capas Intercalaciones, Varadero y Flysch y la otra para BCD.

En Boca de Jaruco esta dependencia es mas compleja ya que, según puede verse en la figura 6 para valores del parámetro de saturación superiores a 2,2 la saturación de agua no varía apreciablemente. Este fenómeno puede ser explicado debido al alto contenido de agua residual que presentan estas rocas, también los puntos comprendidos en esa zona no presentan buenas propiedades colectoras y los resultados de ensayo dieron petróleo viscoso en esos intervalos.

Teniendo en cuenta lo anterior se decidió trazar la recta que aparece con líneas discontinuas, la cual presenta el promedio de los puntos que están por debajo de  $P_s = 2,2$  y su extrapalación para valores de  $P_s > 2,2$ , con el objetivo de controlar los valores de porosidad mediante el factor  $Q$  que de otra forma aumentaría en forma desproporcionada; esto provocaría grandes aumentos en el valor de porosidad, no correspondiendo ello con la realidad.

Para determinar la saturación de petróleo se utilizará la dependencia real establecida, pero las capas que presentan valores del  $P_s > 3$  se analizarán y propondrán en algunos pozos para determinar el tipo de fluido que satura la capa y sus propiedades colectoras. Cuando se tengan datos suficientes se analizará a qué características se relaciona dicha parte de la curva y posiblemente sirva como método para obtener los criterios mencionados.

Para la evaluación de la saturación de petróleo y gas se establece que este valor viene dado por la diferencia entre el volumen de poros y el volumen de agua que los satura, que dicho de otra forma sera:

$$S_p = 1 - S_a$$

Como el parámetro de porosidad en la zona virgen de un colector acuífero se define como

$$P_m = \frac{\rho_{ca}}{\rho_{ca}} \quad (6)$$

En donde  $\rho_{ca}$  es la resistividad de capa del colector acuífero y  $\rho_a$  es la resistividad del agua de formación,  $\rho_{ca} = P_m \cdot \rho_a$  (7) como el coeficiente de aumento de resistividad o parámetro de saturación se define por la relación entre la resistividad de

capa cuando está saturada parcialmente por agua y cuando lo está al ciento por ciento.

$$P_s = \frac{0.01}{q \cdot c_a} \quad (8)$$

finalmente sustituyendo 7 en 8

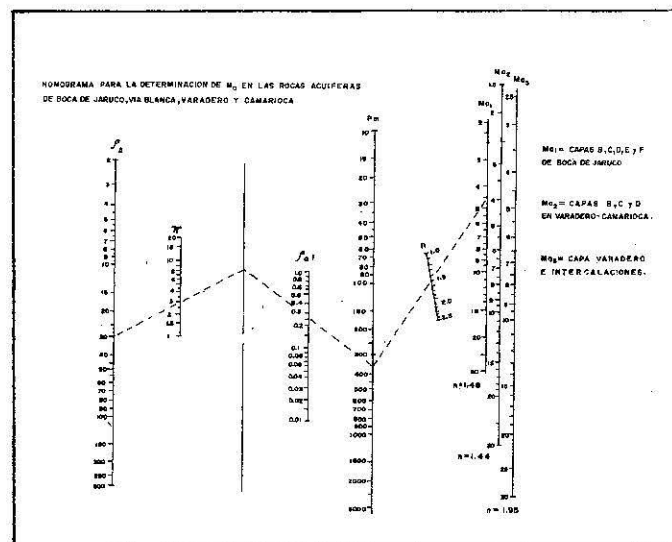
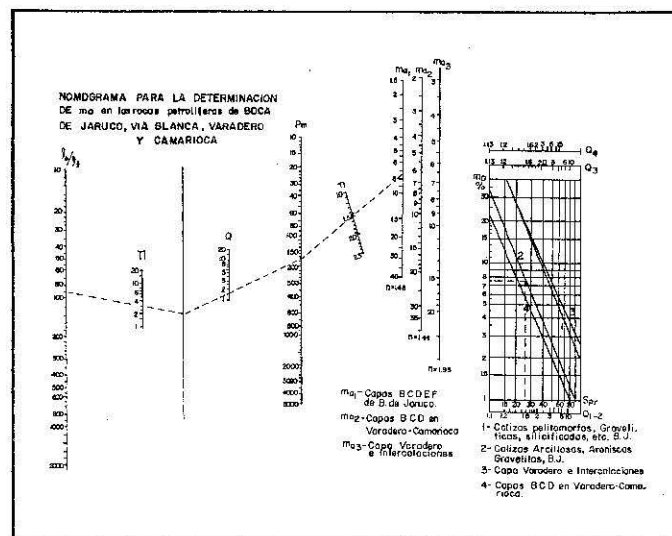
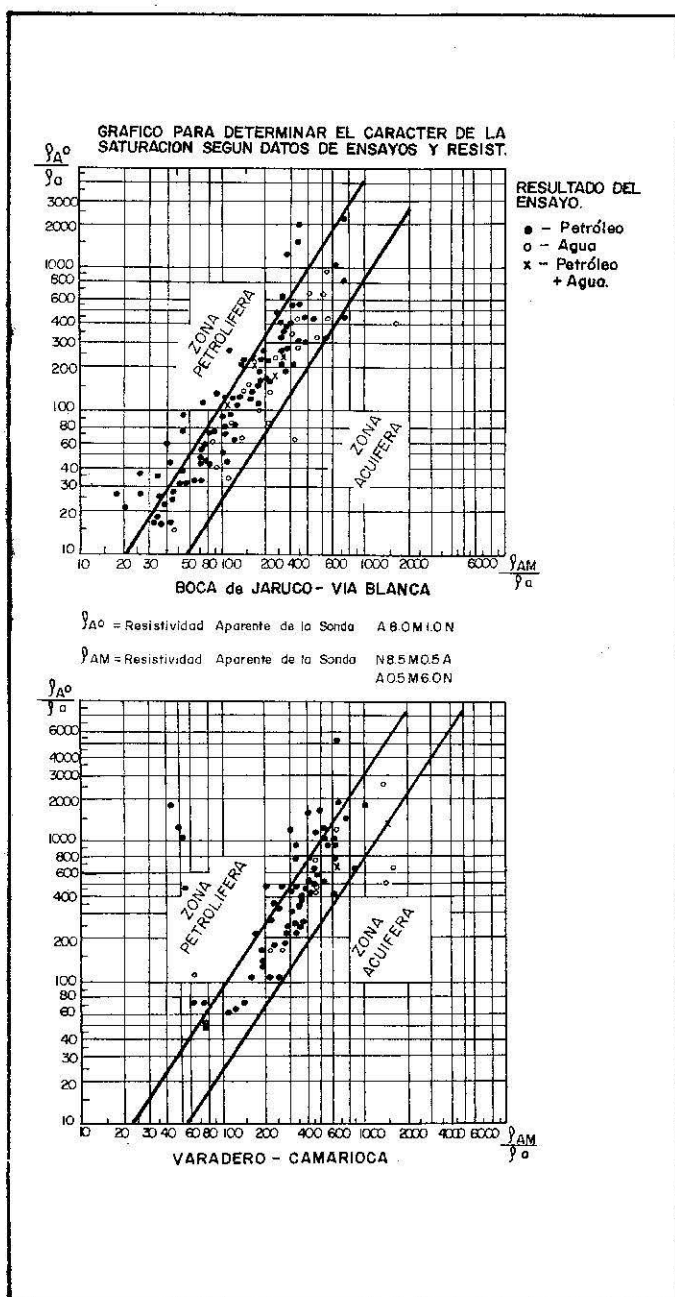
$$P_s = \frac{q \cdot c}{p_m \cdot q_a} \quad (9)$$

Mediante la expresión (9) y a partir de las dependencias de las figuras 5 y 6 y considerando lo dicho anteriormente puede determinarse la saturación de petróleo del intervalo interpretado.

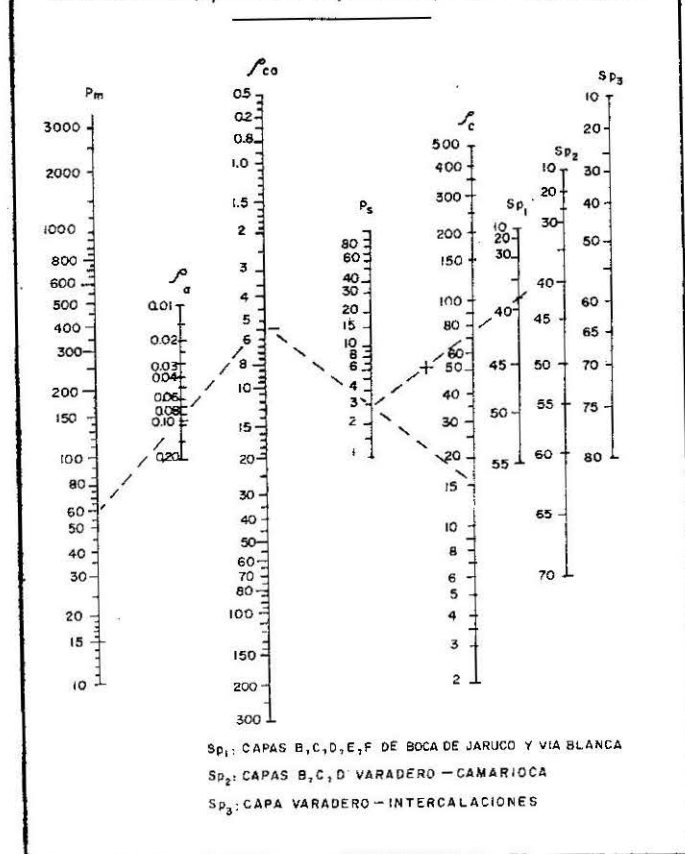
Para poder elegir la metodología de interpretación se hace necesario definir con seguridad el carácter de la saturación del colector. Para ser utilizado como un criterio más, fue construido el gráfico de la figura 11 sobre la base de las resistividades aparentes de dos sondas, una potencial que abarca la zona invadida y otra gradiente que abarca la zona virgen; y a los resultados de ensayos obtenidos en el intervalo al cual corresponden las resistividades.

Para hacer menos complicado el trabajo operativo inherente a la interpretación se decidió confeccionar los nomogramas de las figuras 12, 13 y 14 mediante los cuales puede simplificarse el trabajo y por consiguiente reducir el tiempo de interpretación. Dichos nomogramas están confeccionados tomando como base las dependencias establecidas, o sea, que en zonas donde existen dependencias diferentes a las obtenidas en esta metodología no pueden ser empleados.

La forma de trabajo en ellos aparece claramente indicada.



NOMOGRAMA PARA LA DETERMINACION DE LA SATURACION DE PETROLEO ( $S_p$ ), EN B. JARUCO, V. BLANCA, VARADERO, CAMARIOCA.



## 1. SELECCION DE LOS COLECTORES

## II. METODOLOGIA DEL TRABAJO

Para seleccionar los intervalos con características colectoras pueden ser tenidos en cuenta los siguientes aspectos:

- Existencia de invasión del filtrado del lodo, lo cual se determina por datos del SEL; comparando los valores de resistividad aparente de una sonda, medidos en un mismo intervalo, en diferentes fechas.
- Existencia de costra en las paredes del pozo, lo cual se determina mediante el empleo de la microsonda, microcaliper y con menos precisión con el caliper.
- Comparación entre las resistividades aparentes de la sonda potencial ( $AM = 0,5 \text{ m}$ ) y gradiente ( $AO = 8,5 \text{ m}$ ).
- Disminución de los valores de la curva Neutrón Gamma con respecto a las zonas poco porosas.
- Como criterios complementarios pueden ser utilizadas las descripciones de litología, de núcleos, y el carotage mecánico.

## 2. SEPARACION DE LOS COLECTORES ACUERDO AL CARACTER DE LA SATURACION, EN PETROLIFEROS Y ACUIFEROS

Esto puede realizarse atendiendo a lo siguiente:

- Por resultados de ensayo de la capa en cuestión en los pozos aledaños o por resultados de prueba de formación.
- Localización del contacto agua-petróleo cuando puede definirse con seguridad.
- Mediante los gráficos de la figura 11 en los cuales es necesario plotear un punto cuyas coordenadas serán  $q_{am}/q_a$ ,  $q_{ao}/q_a$  o similarmente  $q_{\Delta}/q_a$ ,  $q_c/q_a$ . Si este punto cae sobre la recta superior el colector es petrolífero, si cae por debajo de la inferior es acuífero y si cae en la zona intermedia la solución es indeterminada, ya que en este caso podemos obtener agua o petróleo por separado o ambas cosas a la vez.
- Mediante la interpretación cualitativa del registro de hidrocarburos y con mayor seguridad con la cuantitativa.
- Otros criterios geológicos generales.

## 3. DETERMINACION DE LA RESISTIVIDAD DEL LODO

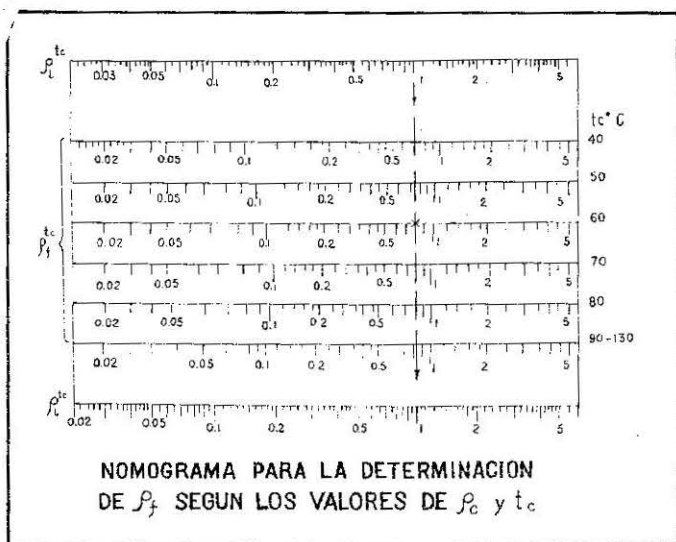
En la interpretación del SEL y para determinar la resistividad del filtrado es necesario determinar la resistividad del lodo, lo cual puede realizarse mediante el gráfico de la figura 7

Para esto debe utilizarse el valor de resistividad aparente de una sonda gradiente pequeña, frente a una capa de alta resistividad y sin invasión y considerando el diámetro de la capa  $d$ . Es necesario suponer un valor de la relación  $q_{ap}/q_l$ , lo cual expresa el módulo de la curva. Si esta relación es un número próximo a 100, debe utilizarse la curva del módulo  $q_{ap}/q_l = 100$ , si la relación es un número mayor que 100 puede utilizarse la curva al módulo  $q_{ap}/q_l = \infty$ . Este valor puede ser mejorado cuando se realiza la interpretación de SEL.

## 4. DETERMINACION DE LA RESISTIVIDAD DEL FILTRADO DE LODO

Para esto primero es necesario determinar la temperatura de capa ( $T^\circ\text{C}$ ) lo cual puede realizarse mediante el gráfico de la figura 8 con la profundidad y considerando un gradiente geotérmico de  $2^\circ\text{C}$  en  $100 \text{ m}$ , leyendo la temperatura que corresponde a una profundidad determinada, con el valor de resistividad del lodo, y la temperatura de capa mediante el nomograma de la figura 15 podemos hallar el valor de resistividad del filtrado.





## 5. DETERMINACION DE LA CORRECCION DEBIDO A LA CONDUCTIVIDAD SUPERFICIAL

El factor  $\pi$  puede determinarse mediante el gráfico de la figura 4 teniendo en cuenta que los valores de capacidad de intercambio catiónico de las rocas  $Q_r$  promedios determinados por horizontes son en Boca de Jaruco y Vía Blanca.

Capa A .....	$Q_r = 0,068 \text{ mg eq/cm}^3$ .....	en 18 muestras
Capa B y C .....	$Q_r = 0,137 \text{ mg eq/cm}^3$ .....	en 118 muestras
Capa D .....	$Q_r = 0,099 \text{ mg eq/cm}^3$ .....	en 118 muestras
Capa E .....	$Q_r = 0,101 \text{ mg eq/cm}^3$ .....	en 120 muestras
Capa I .....	$Q_r = 0,268 \text{ mg eq/cm}^3$ .....	en 21 muestras
Capa F .....	$Q_r = 0,087 \text{ mg eq/cm}^3$ .....	en 95 muestras
En Varadero y Camarioca:		
Capa A .....	$Q_r = 0,056 \text{ mg eq/cm}^3$ .....	en 11 muestras
Capa B, C y D .....	$Q_r = 0,070 \text{ mg eq/cm}^3$ .....	en 49 muestras
Capa Intercalaciones .....	$Q_r = 0,028 \text{ mg eq/cm}^3$ .....	en 148 muestras
Capa Varadero .....	$Q_r = 0,092 \text{ mg eq/cm}^3$ .....	en 114 muestras

En caso de existir núcleos cercanos a la capa a interpretar se debe tomar el valor de  $Q_r$  de éste. Con estos valores y conociendo la resistividad del filtrado podemos obtener el valor de  $\pi$ . En el futuro se propone que se analice en el laboratorio arcillosidad en vez de  $Q_r$  para la confección del gráfico.

## 6. DETERMINACION DE LA POROSIDAD ABIERTA

Para poder determinar la porosidad abierta  $Ma$  se hace necesario distinguir el tipo de colector de acuerdo al carácter de la saturación. Después de hecho esto podemos elegir la metodología de interpretación.

## A) Determinación de $Ma$ en Colectores petrolíferos.

Determinamos la relación resistividad de la zona invadida ( $\rho\Delta$ ) y resistividad del filtrado ( $\rho_f$ ), con  $\pi$  y con el valor de  $Q$ , que se determina suponiendo un valor de porosidad de la capa que interpretamos mediante la figura 12. Con todos estos valores y de la forma indicada en el nomograma de la figura 12 determinamos un valor de porosidad, con el cual es necesario verificar si el valor de  $Q$  supuesto es el que corresponde a esa porosidad. Si no sucede así es necesario suponer otro valor de  $Q$  y repetir la operación hasta que  $Q$  y  $Ma$  correspondan.

## B) Determinación de $Ma$ en Colectores acuíferos.

En estos colectores se hace necesario la evaluación de la resistividad de la mezcla agua-filtrado ( $\rho_{af}$ ) lo que puede realizarse mediante los nomogramas de la figura 10.

Con los valores de resistividad del filtrado ( $\rho_f$ ) y resistividad de agua ( $\rho_a$ ) y con el valor de  $Z$  que se obtiene de suponer la porosidad del intervalo, determinamos la relación  $\rho_f/\rho_{af}$ , con esto y con  $\rho_f$  hallamos la resistividad de la mezcla  $\rho_{af}$  de la forma indicada en la figura 10. Con  $\rho\Delta$ ,  $\pi$  y  $\rho_{af}$  determina-

mos un valor porosidad abierta  $Ma$  de la forma indicada en la figura 13.

Este valor es tentativo, ya que debe verificarse si cae dentro del intervalo supuesto para hallar  $Z$ . Si no, es necesario por tanteo determinar variando  $Z = f(\rho_{af})$ , hasta que ambos valores ( $Ma$  y  $Z$ ) se correspondan.

## 7. DETERMINACION DE LA SATURACION DE PETROLEO Y GAS

Para esto es necesario determinar los valores que sustituidos en la expresión (9) nos dan como resultado el parámetro de saturación  $Ps$ .

La forma de obtener la saturación de petróleo y gas viene expuesta claramente en la figura 14, para ello

es necesario tener determinado el Parámetro de Porosidad (Pm), la resistividad del agua ( $\rho_a$ ), y la resistividad de capa ( $\rho_c$ ) y procediendo de la forma indicada en la figura 14 se obtiene la saturación de petróleo y gas del intervalo que estamos investigando.

## NOMENCLATURA

- $\rho_a$  — Resistividad del agua de formación
- $\rho_c$  — Resistividad de capa
- $\rho_{ca}$  — Resistividad de capa saturada al ciento por ciento por agua
- $\rho_{ap}$  — Resistividad aparente
- $\rho_{af}$  — Resistividad de la mezcla agua-filtrado
- $\rho_f$  — Resistividad del filtrado de lodo
- $\rho_l$  — Resistividad del lodo
- $\pi$  — Corrección por la conductividad superficial
- $d$  — Diámetro del pozo frente a la capa
- Ma — Porosidad abierta
- Pm — Parámetro de porosidad
- Ps — Parámetro de saturación
- Q — Coeficiente de aumento de resistividad en la zona invadida
- Qr — Capacidad de intercambio catiónico
- Sa — Saturación de agua en %
- Saf — Saturación de la mezcla agua filtrado en la zona invadida
- Spr — Saturación de petróleo residual
- T°C — Temperatura de capa

## BIBLIOGRAFIA

- GIESECKE, MITCHELL. *Spencer Technical Drawing*. Cap. 21 Engineering Graphics por E. F. Misiak, 1968.
- ITEMBERG, S. *Study of Oil and Gas Series from Well Logs*. 1971.
- MARRERO, M. y PETERSILIE. *Elaboración de una metodología para determinar las propiedades colectoras y valores de las rocas petrolíferas cubanas según los datos del registro eléctrico de pozo*. Revista Tecnológica, Volumen VIII, No. 5, 1970, pp. 23-25.
- PETERSILIE, V. YATSENKO, G. y MARRERO, M. *Metodología para la determinación de la porosidad abierta y los coeficientes de la saturación de hidrocarburos en las rocas tobáceas*. Revista Tecnológica. Volumen X, No. 6, 1972, pp. 37-46.
- PIRSON, S. J. *Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos*. 1964. *Handbook of Well Log Analysis for Oil and Gas Formation Evaluation*, 1966.

U.D.C. 552.08 (729.1-17)

## ABSTRACT

Original work which offers a detailed methodology using graphics and equations resuming all the pos-

sible aspects of the electric and radioactive logging interpretation, based in the similarity between different physical characteristic carbonate rocks found in the oil fields of the north coast of our country, which are geologically similar. Using this methodology of interpretation is simplified, even with more accuracy of the results and less time, because were drawn "Nomographs" using the dependences, which allows quicker results.

УДК: 552.08 (729.1-17)

## РЕЗЮМЕ

Статья интересна тем, что в ней детально излагается методика (в виде уравнений и графиков) интерпретации данных каротажа, основываясь на существующую схожесть физических характеристик карбонатных пород месторождений, расположенных на северном побережье страны. При применении этой методики облегчается процесс интерпретации, обеспечивается высокая точность получения результатов и сокращается время на интерпретацию, для чего составлены номограммы на основе зависимости, которые позволяют принимать быстрые решения.



ING. SILVIA VALLADARES

Graduada en la Ciudad Universitaria José Antonio Echeverría en el año 1971. Desde su graduación trabaja en los métodos de interpretación de carotaje aplicado a Petróleo. Dirigió el Departamento de Investigaciones Geológicas de la DGG, 1973-1976. Desde 1977 es jefe de Sección de Geofísica del CIDP actual IIGPG.

Ha presentado varios trabajos sobre su especialidad en diferentes actividades científico técnicas. Tiene un trabajo en publicación en la revista *Juventud Técnica*.