

CARACTERIZACION DE LAS LITOLOGIAS Y COLECTORES PRESENTES EN LA SECUENCIA SERPENTINITICA ALOCTONA DE ALGUNOS YACIMIENTOS DE LA COSTA NORTE DE CUBA

Silvia Valladares Amaro, Ingeniera Geofísica, Investigadora del Centro de Investigaciones Geológicas del MINBAS

José Álvarez Castro, Licenciado Geólogo, Investigador del Centro de Investigaciones Geológicas del MINBAS

RESUMEN

En Cuba existen varios yacimientos de rocas serpentiniticas, gabroides y diabasicas, las que forman parte del complejo denominado eugeosinclinal aloctono, que aparece en la parte norte de la isla de Cuba, asociado a la zona de recubrimiento tectónico.

La producción de petróleo en estas zonas está relacionada con porosidades de tipo secundaria y varía desde cientos de toneladas hasta una unidad o menos por día, siendo las fracturas las vías de filtrado de los fluidos.

En el trabajo se señalan los tipos de colectores presentes en el corte, relacionándolos con los diferentes litotipos establecidos por los autores y con la constitución geológica de Cuba; se establece además una regularidad en la aparición de las zonas con mejores y peores propiedades colectoras.

INTRODUCCION

El estudio de los horizontes serpentiniticos ha sido un objetivo de gran importancia para muchos investigadores; esto se debe al interés que presentan desde todos los puntos de vista: ornamental y como material de construcción por su relación con los minerales sólidos y con los yacimientos de petróleo.

El presente trabajo está enfocado hacia el análisis de la yacencia de los horizontes serpentiniticos, sus particularidades litológicas y la relación de estos con los tipos de colectores presentes en los mismos, a la vez que se definen las zonas de mayor y menor producción de petróleo; para esto presentamos perfiles transversales a las estructuras de tres yacimientos gasopetrolíferos, la caracterización petrofísica de todas las muestras analizadas en dicha secuencia, correlaciones entre algunos parámetros

ABSTRACT

There are in Cuba, several petroleum deposits, in the serpentinitic, gabroid and diabasic rocks, which are of the so called eugeosynclinal alloctone complex, located in the northern part of Cuba, associated to the tectonic overlying zone.

Oil production in these zones is related to secondary porosities and ranges from hundreds of tons to one unit or less daily, fractures being the ways of fluids filtration.

This work names the different kinds of collectors presents in the profile, relating them to different lithotypes established by the authors and to the geological constitution of Cuba. It is too established a regularity in the appearance of zones with the best or the worst collecting properties.

y fotos de núcleos saturados con resinas colorantes y sustancias luminiscentes.

CONSTITUCION GEOLOGICA DE LA SECUENCIA SERPENTINITICA Y SU RELACION CON LOS TIPOS DE COLECTORES QUE PRESENTA

Numerosos investigadores, entre los que se encuentran Hess, Hatten, Kniper, Meyerhof, Judoley, Furrázola, Shein e Iturralde han tratado de establecer la edad, origen y yacencia actual de los cuerpos serpentiniticos; las teorías [ 2 ] son diversas pero convergen en algunos puntos que exponemos a continuación.

Todos coinciden en que la faja o cinturón ultrabásico del Caribe tiene gran extensión: desde México, Guatemala, Cuba, Santo Domingo, Puerto Rico,

Venezuela, Colombia y que es mayor en Cuba donde alcanza 900-1 000 km de largo y varias decenas de km de ancho: que dicha faja sale al exterior a través de fallas profundas; en Cuba la zona de sutura marginal; que su posición actual es aloctona en la parte norte, lo cual es producto de sobre-corrimientos por encima del miogeosinclinal; que su origen es pre-Cretácico y que los movimientos que la sitúan en su actual posición ocurrieron entre el Cretácico Inferior y Paleógeno, precisando cada autor los pisos y subpisos en que se estima sucedieron estos fenómenos; todos relacionados con las orogenias Subherciniana y Larámica.

Shein [ 4 ] especifica que las ofiolitas al alcanzar el escalón geomorfológico correspondiente al talud continental fueron comprimidas formando un cinturón ofiolítico. Posteriormente, como resultado de los plegamientos y desplazamientos horizontales ulteriores, se fracturaron y cataclastizaron, formando placas y charriages individuales de la zona de recubrimiento tectónico la cual se dividió en dos: las meridionales que no están prácticamente desplazadas y las del norte que están desplazadas a grandes distancias.

La posición que ocupa dicha secuencia en la zona de estudio, tanto en superficie como en pozos, coincide con esta teoría, o sea, en forma de pliegues escamas con una zona olistostrómica en su parte inferior, como consecuencia del sobreempuje principal, y otra en la parte norte del borde frontal del sobreempuje eugeosinclinal principal.

Lo anterior se muestra en las Figuras 1, 2 y 3, que se corresponden con los perfiles (por pozos) transversales a la estructura (S-N) de los yacimientos Guanabo, Vía Blanca y Boca de Jaruco; las zonas marcadas en negro son áreas con producción de petróleo; de ello podemos establecer las siguientes regularidades:

Las zonas con mejores propiedades colectoras (producciones iniciales del orden de cientos de toneladas), se relacionan con el borde frontal del sobreempuje eugeosinclinal (pto. 1, Figuras 2 y 3).

Las zonas con regulares propiedades colectoras (producciones del orden de decenas de toneladas) se relacionan con las zonas de fracturas provocadas por las fallas de tipo inversas (pto. 11, Figuras 1 y 3).

Ambas presentan colectores de tipo fracturado, fracturado poroso, o fracturado cavernoso, siendo la fractura la vía principal de filtrado del fluido; en estos casos se presentan pérdidas de circulación y surgencias durante el proceso de perforación.

Las zonas con pobres propiedades colectoras (producciones iniciales del orden de la unidad o menos de la unidad de toneladas), se encuentran en las partes olistostrómicas (pto. 111, Figuras 2 y 3) formando acumulaciones lenticulares, y en las partes donde la influencia de la fracturación intensa (provocada por la falla) se pierde (aproximadamente 200 m al sur de esta), (pto. 1v, Figura 1).

Las zonas con ausencia de propiedades colectoras, que pueden constituir sellos, son las serpentiniticas denominadas alteradas o "hidratadas" [ 3 ] y los cuerpos masivos, sin ningún grado de fracturación o con las fracturas selladas por procesos secundarios (pto. v, Figuras 1, 2 y 3).

Además de existir esta estrecha relación entre la yacencia actual de los cuerpos serpentiniticos, la aparición de colectores y de acumulaciones de petróleo, existe otra que depende de las litologías presentes en este corte.

CARACTERIZACION LITOLOGICA Y DE TIPOS DE COLECTORES DE LA SECUENCIA SERPENTINITICA

La que hemos denominado hasta ahora secuencia serpentinitica en este trabajo, está compuesta por diferentes tipos litológicos, los que se pueden considerar relacionados en su génesis y emplazamiento posterior; ellos son: serpentinitas apohazburguíticas, piroxenitas, wherlitas, hazburguitas (todas del tipo intrusivo ultrabásico) gabros, troctolitas (todas del tipo intrusivo básico del grupo gabroide) y gabro-diabasas, diabasas con estructura porfirítica (todas ellas del tipo hipabasal del grupo diabasa); además existen las serpentinitas alteradas o "hidratadas" y cataclasitas o las rocas antes mencionadas cataclastizadas [ 3 ].

Basados en la gran variedad de rocas que aparecen en dicha secuencia y en la caracterización dada, de acuerdo con los datos petrofísicos hemos diferenciado en nuestro trabajo 4 litotipos diferentes:

Litotipo nº 1: Serpentinitas, serpentinitas brechadas, fracturadas.

Litotipo nº 2: Cataclasitas y serpentinitas, gabros, diabasas y otras cataclastizadas.

Litotipo nº 3: Serpentinita alterada o "hidratada" y arcillosa.

Litotipo nº 4: Gabros, wherlitas, lherzolitas, diabasas, diabasas con estructura porfirítica, gabro-diabasas y otros.

A continuación hacemos un análisis con los datos petrofísicos que conllevan a distinguir estos 4 litotipos.

Por las propiedades físicas:

Para esto se han confeccionado histogramas con las propiedades de carbonatosidad (C, %), capacidad de intercambio catiónico, que es un índice de arcillosidad (Q 100' meg/100g) y densidad volumétrica ( $\gamma_v$ , g/cm<sup>3</sup>).

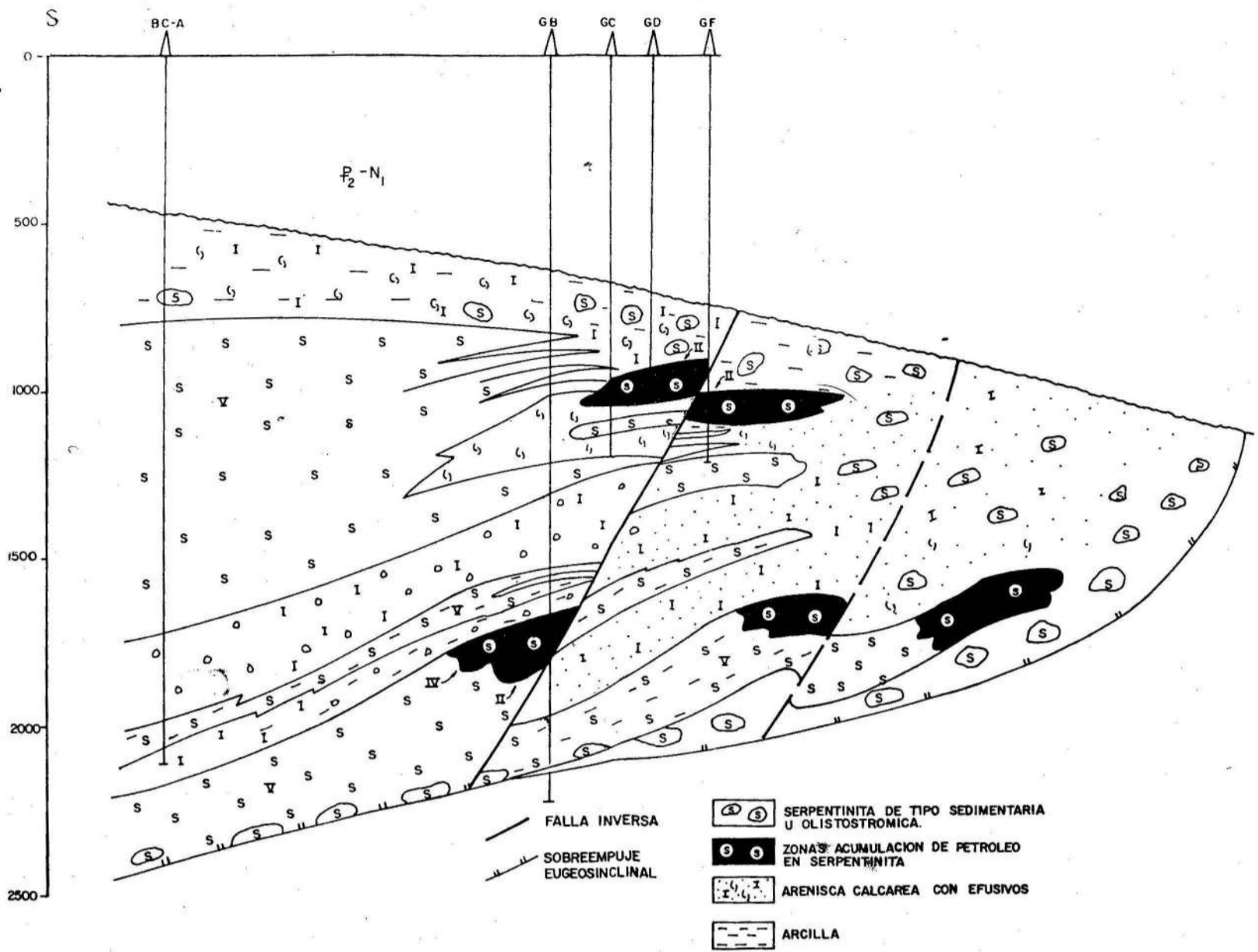


Fig. 1.

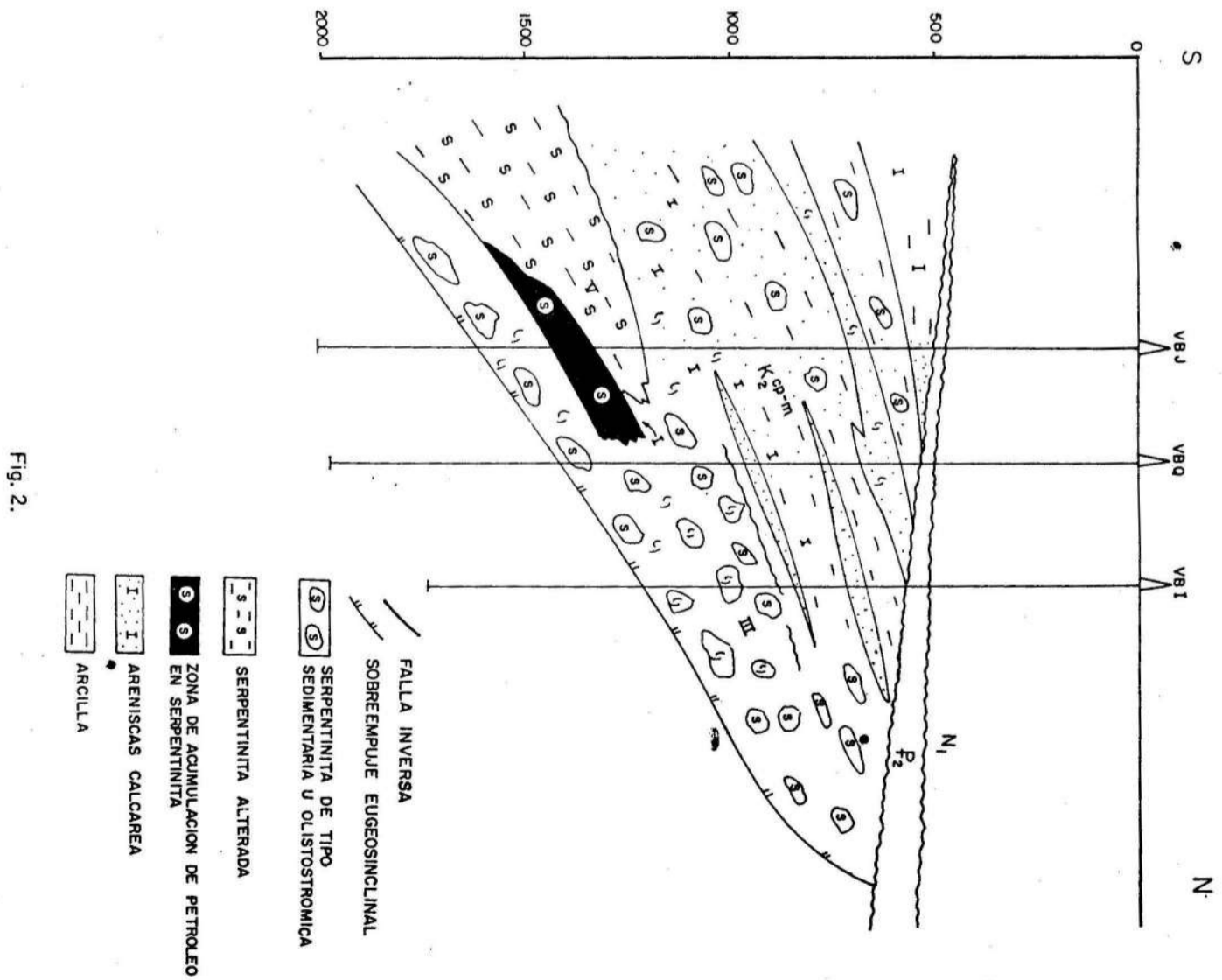


Fig. 2.

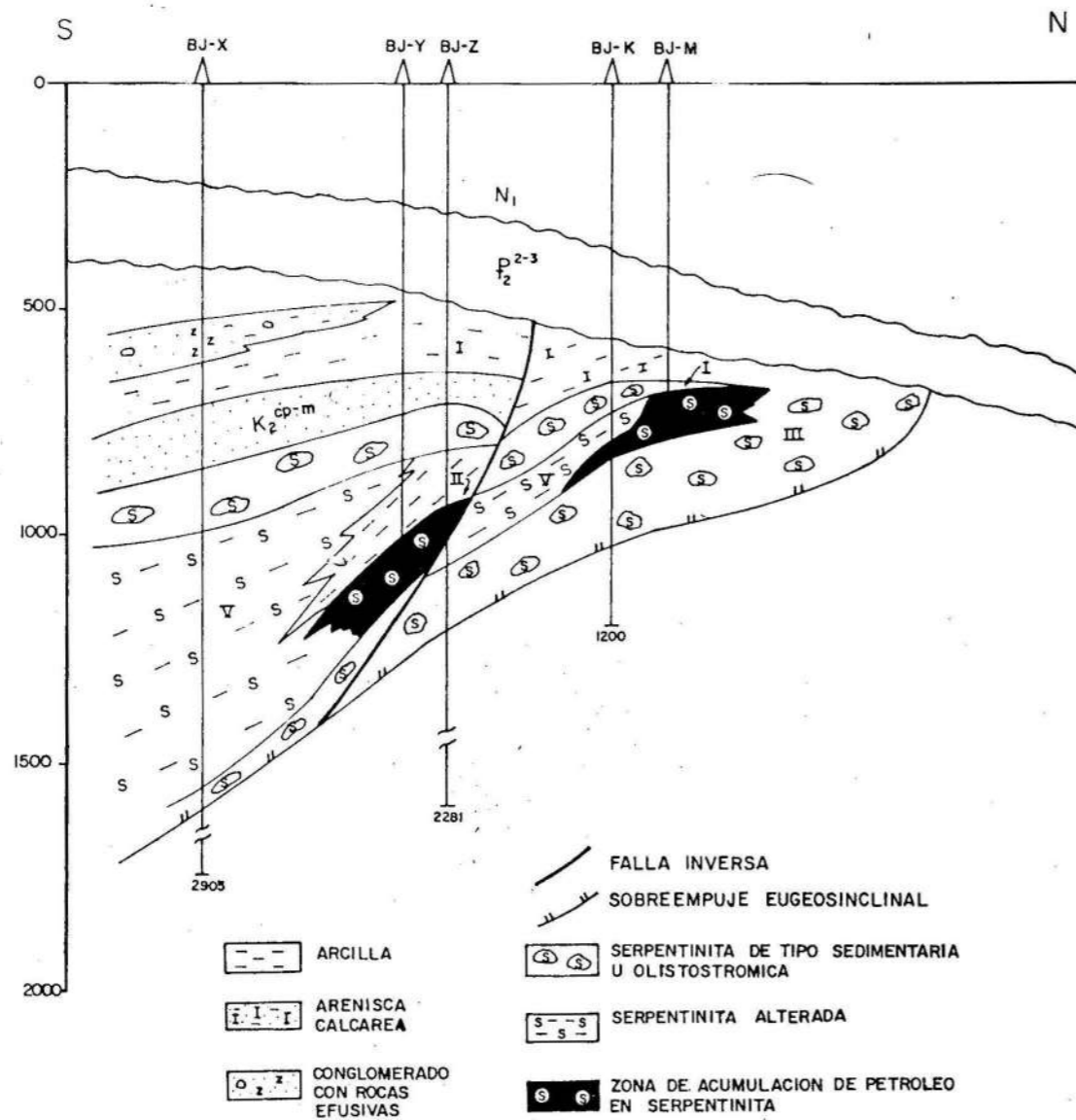


Fig. 3.

En la Figura 4a se observa que el parámetro carbonatosidad tiene para todos los litotipos un valor modal de 5%, aunque el No. 1 presenta una distribución más amplia, lo que puede deberse a calcitas de origen secundario en las fracturas.

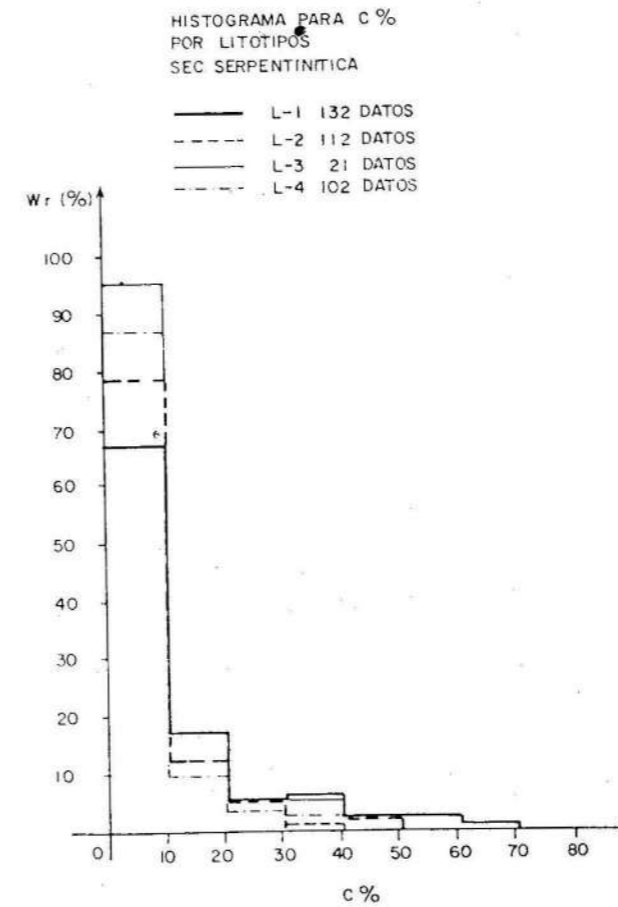


Fig. 4a. Histograma para  $c\%$  por litotipos sec. serpentinitica.

En la Figura 4b se observa que, aunque el valor modal del parámetro Q100 en todos los litotipos es de 5 meg/100 g, el No. 3 presenta una segunda distribución entre los valores 30-60 meg/100 g, debido a que en este se encuentran agrupadas las serpentinitas alteradas y arcillosas.

HISTOGRAMA PARA Q100 (meg/100g) POR LITOTIPOS SEC. SERPENTINITICA

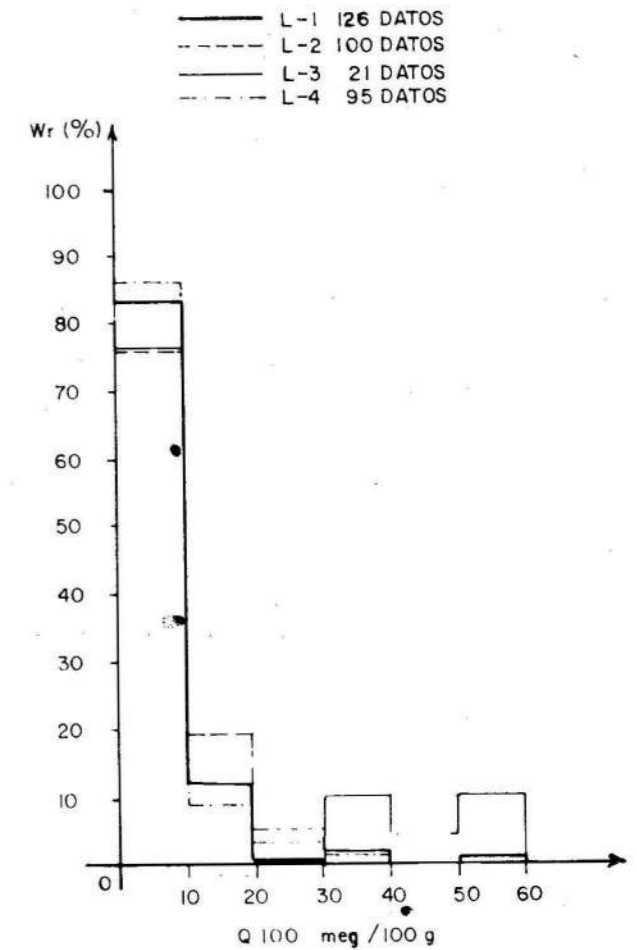


Fig. 4b. Histograma para Q100 (meg/100 g) por litotipos sec. serpentinitica.

En la Figura 4c se representa el parámetro  $\gamma_v$ , en el que cada litotipo se diferencia bien; así el n° 1 tiene un rango de variación entre 2 y 3 g/cm<sup>3</sup> con una moda muy definida en 2,5 g/cm<sup>3</sup>; el n° 2 tiene un amplio rango de variación, desde 1,6 hasta 3,2 g/cm<sup>3</sup> y aunque su moda es igual a la del No. 1 (2,5 g/cm<sup>3</sup>), tiene un valor alto de frecuencia (28%) también en la moda 2,3 g/cm<sup>3</sup>. El n° 3 presenta una distribución no representativa (pues sólo hay un dato); no obstante este debe ser su valor modal 2,1 g/cm<sup>3</sup> o menor, pues son rocas blandas, deleznales; el n° 4 está bien caracterizado por este parámetro, ya que su rango de distribución está entre 2,2 y 3,2 g/cm<sup>3</sup> y su valor modal es de 2,7 g/cm<sup>3</sup> aunque también hay una frecuencia alta en los valores de 2,8 a 3,0 g/cm<sup>3</sup>.

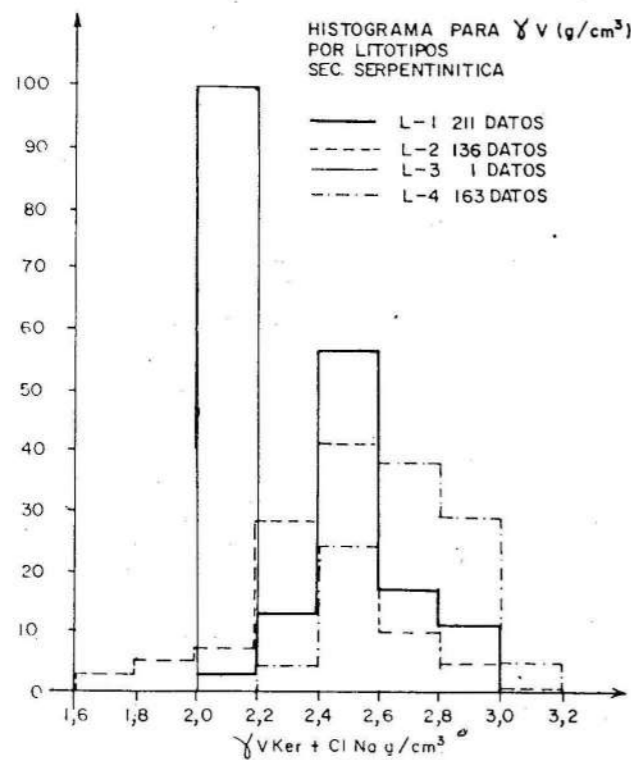


Fig. 4c. Histograma para  $\gamma_v$  ( $g/cm^3$ ) por litotipos, sec. serpentinitica.

Por las propiedades colectoras:

En la Figura 5 se muestran los histogramas de los análisis petrofísicos que incluyen las siguientes propiedades: porosidad ( $\phi$ ; %), saturación de agua residual ( $\alpha$ , %) y permeabilidad (K, md).

En la Figura 5a se observa que el valor del parámetro porosidad para los litotipos 1 y 4 tiene una moda de 2,5%, con frecuencia de 52 y 68% respectivamente; el n° 2 se diferencia muy bien en este caso, con una distribución más amplia y prácticamente igual en el rango de 5-15%, aunque su moda es de 7,5%, el n° 3 tiene una distribución no representativa (pues sólo hay dos datos), con una moda de 25%, lo que puede ser típico para esta litología.

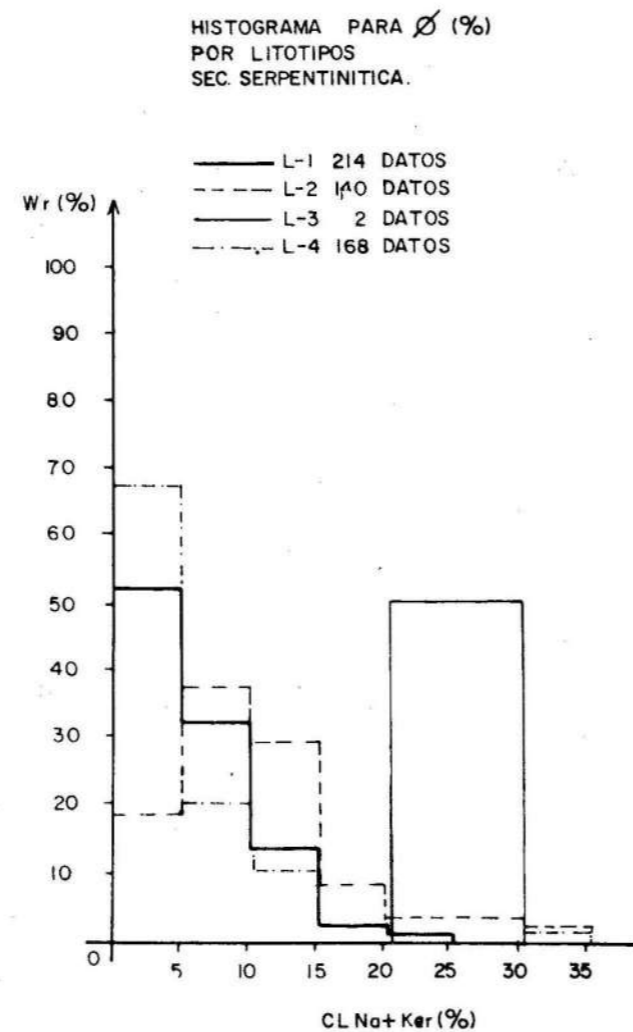


Fig. 5a. Histograma para  $\phi$  (%) por litotipos, sec. serpentinitica.

En la Figura 5b se muestran los valores que alcanza el parámetro  $\alpha$ , teniendo una distribución amplia para todos los litotipos; sin embargo, estos se diferencian bien en sus modas, siendo de 90% para el n° 1, de 65% para el n° 2 y del 80% para el n° 4; del n° 3 no tenemos datos.

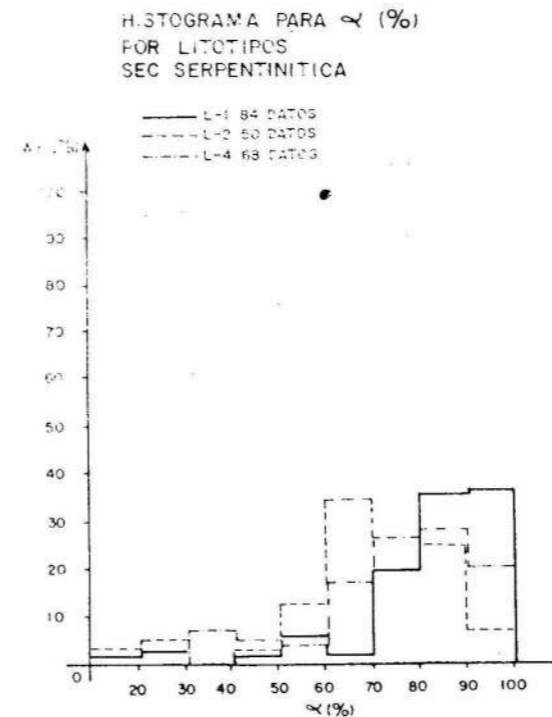


Fig. 5b. Histograma para  $\alpha$  (%) por litotipos, sec. serpentinitica.

En la Figura 5c se observa que para el parámetro K todos los litotipos presentan el mismo valor modal, de 5 md (en realidad es < 1 md), pero para el litotipo 2 aparecen valores de 100 md y más, lo que indica propiedades diferentes a las restantes.

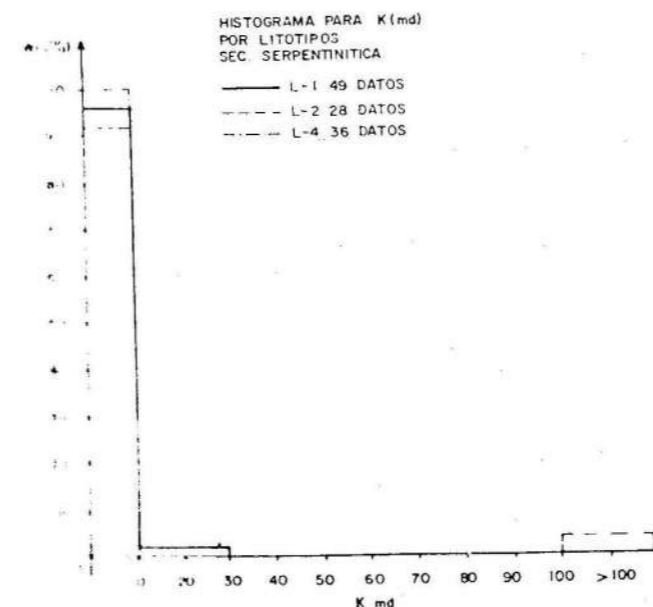


Fig. 5c. Histograma para K (md) por litotipos, sec. serpentinitica.

Como colofón de lo explicado en los párrafos anteriores, podemos observar que por la evaluación de las propiedades físicas se diferencian 3 grupos litológicos, las serpentinitas (por C y  $\gamma_v$ ) y las diabasas, gabros, etcétera por V.

Por la evaluación de las propiedades que caracterizan el colector se distinguen algunas de ellas, y otro grupo, que aunque no se puede considerar litológicamente diferente (pues presentan todas estas litologías), se define por sus propiedades petrográficas (textura) debido a los procesos que sufren durante su formación y estas son las cataclitas o rocas cataclastizadas, que se distinguen tanto por la porosidad como por su contenido de agua residual, así como por la permeabilidad.

Por los tipos de colectores:

Para establecer los tipos de colectores presentes en esta secuencia y que corresponden a cada litotipo analizado (a excepción del n° 3 que se considera sello), confeccionamos dependencias entre la porosidad y la saturación de agua residual, la que está teóricamente argumentada en la literatura [5], y además elaboramos una dependencia entre cada etapa del régimen de centrifugación y su correspondiente valor de saturación de agua ( $S_a$ ), incluyendo los resultados de ensayo, con el fin de establecer el límite colector-no colector (para la matriz) y demostrar los tipos existentes. Esta última dependencia no aparece en la literatura y la probamos, al observar durante nuestro trabajo los diferentes comportamientos que tienen estos litotipos en el proceso de pérdida de agua durante la centrifugación; ambas dependencias se corresponden, por lo que consideramos nuestro análisis como válido.

En la Figura 6 se muestra la relación entre el valor del contenido de agua residual y la porosidad, para núcleos analizados de las áreas Boca de Jaruco, Guanabo, Vía Blanca, Cantel, Camarioca, Varadero Sur y Basilio.

En la Figura 6a se muestra esta dependencia para el litotipo n° 1; en ella se observa que prácticamente no hay variación de  $\alpha$  con el aumento de  $\phi$ ; esto se debe a que la matriz de estas rocas no es colectoras; en el gráfico aparecen 2 zonas: la 1 que corresponde a la matriz, donde hay dependencia (la explicada anteriormente) y la 2 en la que no hay dependencia debido a que se analizan núcleos con fracturas. De esto se desprende que este litotipo sólo presenta colectoras de tipo fracturado (Fotos 1 y 2).

CORRELACION ENTRE EL COEFICIENTE DE AGUA RESIDUAL  $\alpha$  Y LA POROSIDAD  $\phi$  PARA EL LITOTIPO 1

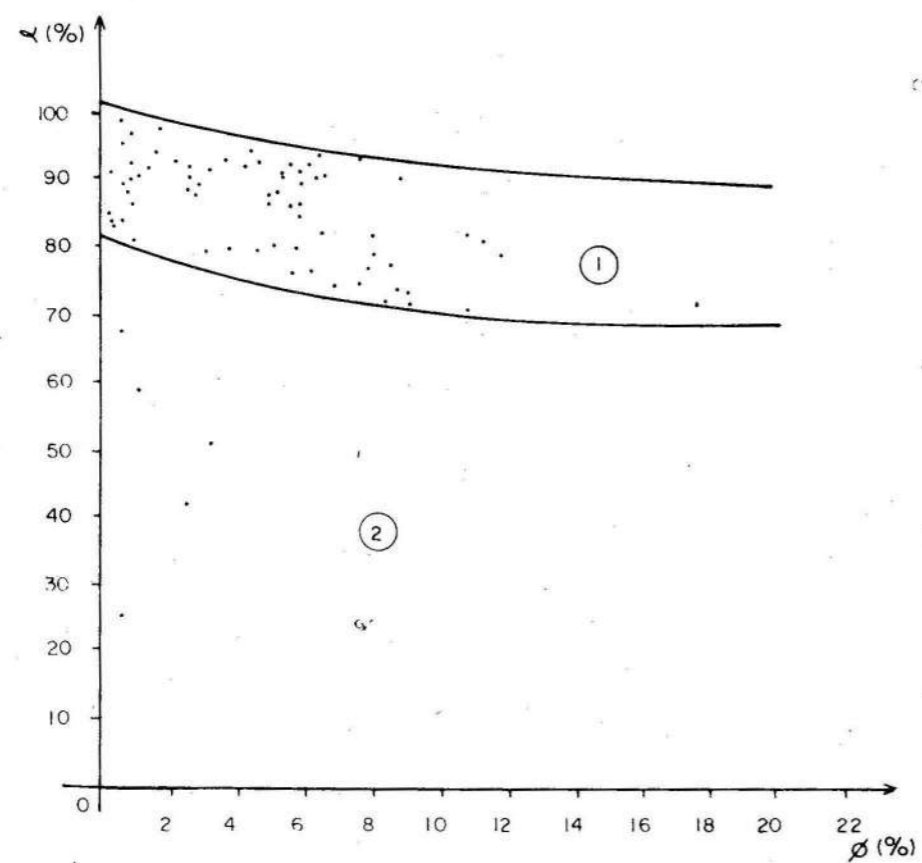


Fig. 6a. Correlación entre el coeficiente de agua residual  $\alpha$  y la porosidad  $\phi$  para el litotipo 1.

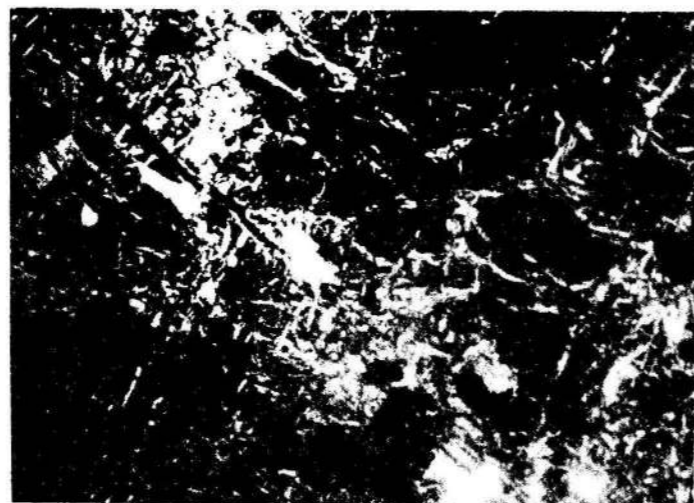


Foto 1. Muestra saturada con resina coloreante. Serpentinita con microfracturas. La resina rellena las microfracturas (extremo superior izquierdo). Aumento x 24. Nicoles



Foto 2. Muestra saturada con sustancia luminiscente (luminiform). Serpentinita fracturada con venillas rellenas con crisotilo. El luminiform rellena las fracturas (partes blancas). Tamaño natural.

En la Figura 6b se muestra esta dependencia para el litotipo n° 2; en este caso es normal, pues en la medida que aumenta  $\phi$  disminuye  $\alpha$ ; esto se debe a que para este litotipo la matriz es porosa lo cual corresponde con sus propiedades petrográficas (granos redondeados cuyo espacio intergranular puede o no estar relleno por material secundario) y las petrofísicas analizadas en epígrafes anteriores; no obstante, en esta también se observan

2 zonas, la 1 que muestra lo antes señalado (Foto 3) y la 2 donde hay cierta relación pero cuyos puntos salen fuera de la zona 1. En este caso consideramos que se presentan colectores de tipo poroso o intergranular-fracturado. Por encima de la zona 1, tenemos 4 puntos que pueden corresponder con partes de núcleos sin propiedades colectoras en la matriz (con relleno secundario) que también poseen un comportamiento irregular en la Figura 7a.

CORRELACION ENTRE EL COEFICIENTE DE AGUA RESIDUAL ( $\alpha$ ) Y POROSIDAD ( $\phi$ ) PARA EL LITOTIPO 2

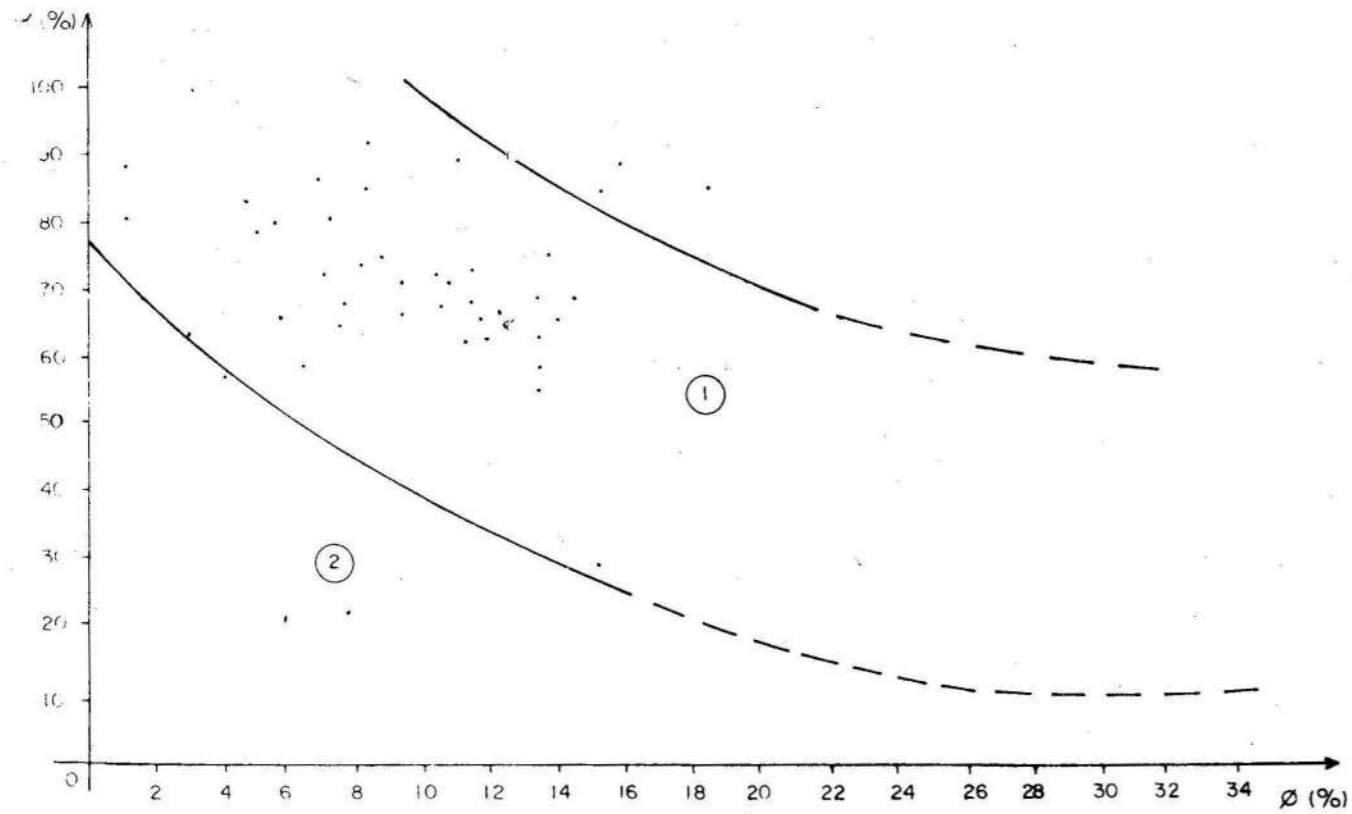


Fig. 6b. Correlación entre el coeficiente de agua residual ( $\alpha$ ) y porosidad ( $\phi$ ) para el litotipo 2.



Foto 3. Muestra saturada con resina coloreante. Cataclasita. La resina rellena la parte intergranular (zona oscura que bordea los granos, parte superior y media derecha). Aumento x 24. Nícoles



Foto 4. Muestra saturada con sustancia luminiscente (luminiscente). Cataclasita o roca cataclásica. El luminoform rellena poros y fracturas (partes blancas). Tamaño natural.

En la Figura 6c se grafica la correlación entre ambos parámetros para el litotipo n° 4, no obteniéndose dependencia alguna, ya que el mismo presenta todos los casos, o sea, partes no colec-

toras, colectores de tipo fracturado-cavernoso o con propiedades similares al intergranular y fracturado (Foto 5); esto se verá más claro cuando se expliquen las Figuras 7a y b.

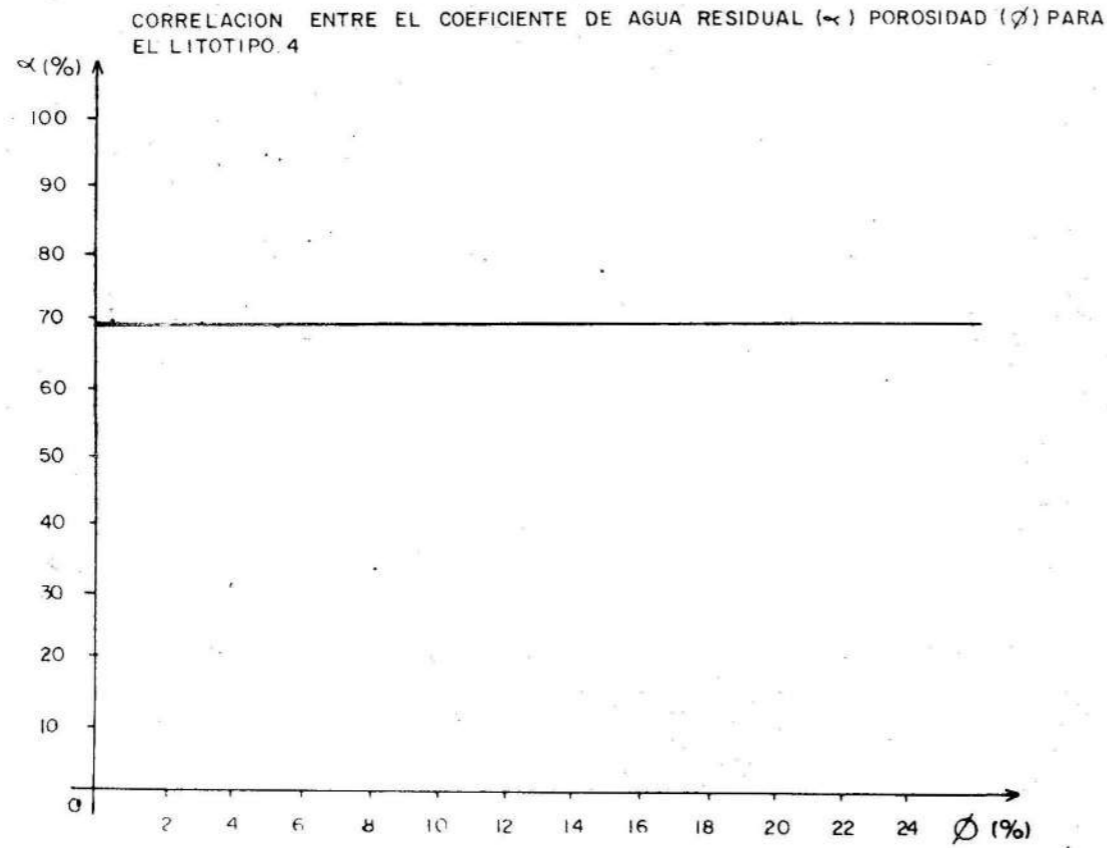


Fig. 6c. Correlación entre el coeficiente de agua residual ( $\alpha$ ) y porosidad ( $\phi$ ) para el litotipo 4.

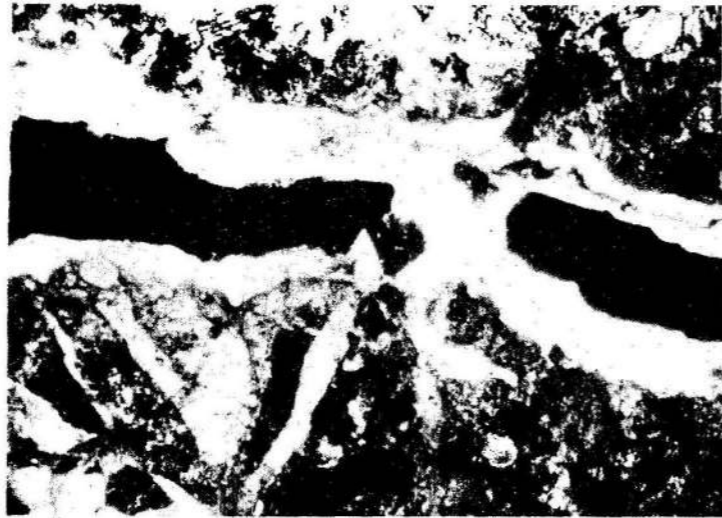


Foto 5. Muestra saturada con resina colorante. Gabro fracturado. La resina rellena las fracturas (parte oscura entre lo blanco que atraviesa de izquierda a derecha la foto). Aumento x 24

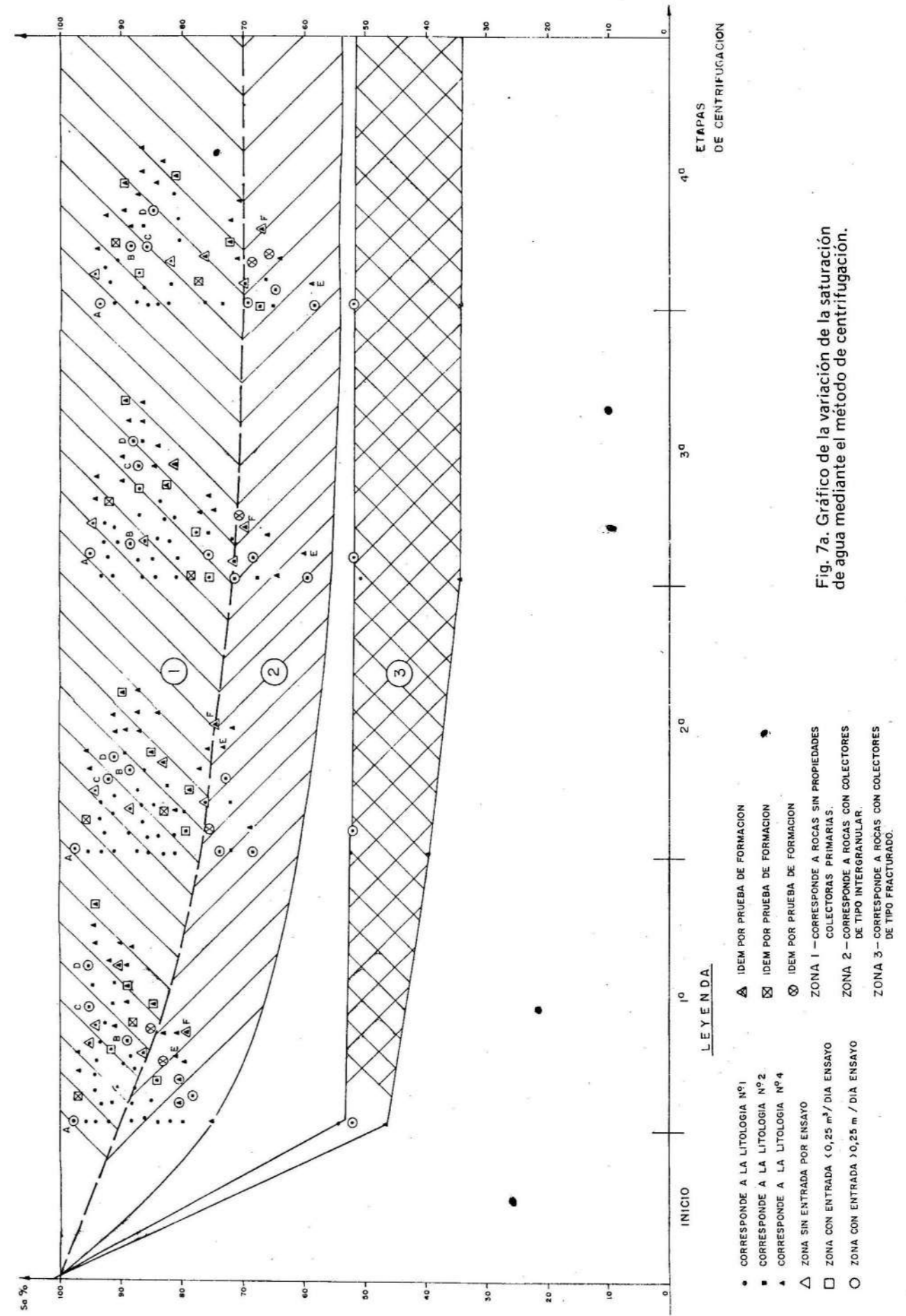


Fig. 7a. Gráfico de la variación de la saturación de agua mediante el método de centrifugación.

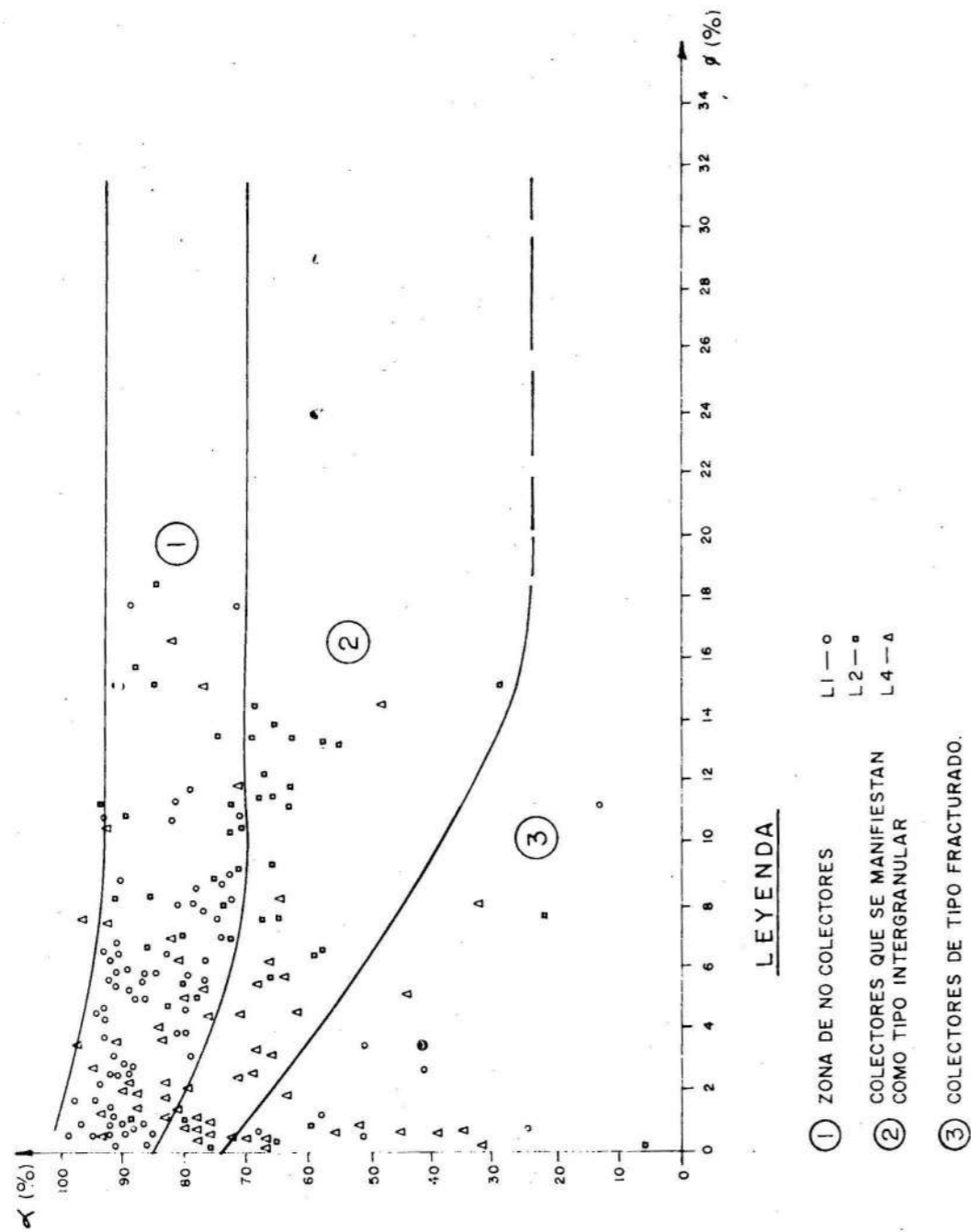


Fig. 7b. Correlación entre el coeficiente de agua residual  $\alpha$  y la porosidad  $\phi$  para los litotipos 1, 2 y 4.

En la Figura 7a se grafican los valores de  $S_a$  en cada etapa de centrifugación; en cada etapa aplicada existe una determinada presión; por ello la muestra pierde agua, hasta llegar al valor de  $\alpha$ ; el proceso que se aplica en el laboratorio es simple y no totalmente confiable. Para estos fines en otros países usan el capilarímetro, porosímetro de mercurio u otro tipo de equipo; nosotros poseemos el capilarímetro en la actualidad, pero está en etapa de prueba.

A pesar de lo anterior obtuvimos un resultado muy interesante que explicaremos a continuación.

En la zona delimitada como 1 se encuentran los puntos que no presentan prácticamente variación en el contenido de agua durante la aplicación de las diferentes etapas de centrifugación, lo que se explica porque poseen una matriz impermeable o casi impermeable; como se ve, casi todos pertenecen a los litotipos n° 1 ó 4 y algunos al n° 2. Por los resultados de ensayo, casi todos los que caen dentro de las zonas ensayadas no presentan entrada o tienen una débil entrada ( $< 0,25$  t/día, en general se informan como con manifestaciones de petróleo y gas), existiendo sólo cuatro puntos que no corresponden con esta regularidad, que son: el punto A, que también aparece en la zona 3 y que corresponden al litotipo n° 1 (el cual hemos señalado sólo posee colectores de tipo fracturado) que no tienen matriz porosa; el punto B que está en un intervalo de ensayo que incluye este, y otro que se encuentra en la zona 2, por lo que se puede considerar que el resultado se corresponde con el otro punto y no con este. Los puntos C y D, en los que se obtuvo durante el ensayo petróleo por surgencia y que pertenecen al litotipo n° 2, podemos explicarlos como cataclásitas con la parte porosa rellena por material secundario y que produce por fracturas; ambos puntos se muestran también irregulares en la Figura 6b.

En la zona delimitada como 2 se encuentran los puntos que poseen una variación paulatina de la saturación de agua durante el proceso de centrifugación, lo que es típico para colectores intergranulares. Como es de suponer, la mayor cantidad de puntos corresponden al litotipo n° 2, aunque algunos son del grupo n° 4, de los que revisamos en detalle su descripción petrográfica y observamos que todos ellos tienen fracturas rellenas por zeolitas, lo que al parecer provoca que comporten como colectores de tipo intergranular; el punto E tiene además cavernosidad.

En la zona 2 todos los puntos están dentro de intervalos de ensayo, presentan una entrada mayor que  $0,25$  t/día, a excepción del tipo F, que corresponde al litotipo n° 4 y que en la 2da. y 5ta. etapas aparecen por debajo de la línea límite; esto puede deberse a que estos valores de  $S_a$  no estén bien, que, en las condiciones de colector "intergranular" no presentan entrada, o sea, que sólo producen petróleo cuando tienen las fracturas sin relleno.

En la zona delimitada como 3, se encuentran los puntos que presentan una brusca caída del valor de  $S_a$  en la 2da. etapa y después prácticamente se mantienen constantes; esta característica la asociamos a colectores fracturados, donde es lógico que se pierda rápidamente el agua a través de las fracturas y después actúe la matriz, que puede ser impermeable (límite superior de la zona) o algo permeable (límite inferior de la zona). En esta parte hay un solo núcleo que coincide con una zona de ensayo y que tuvo entrada.

En la Figura 7b, se muestran los mismos resultados que en la 7a, pero correlacionando  $\alpha$  y  $\phi$ . En ella hay tres zonas que se correlacionan con las de la Figura 7a; se mantiene el mismo límite colector-no colector para la matriz ( $\alpha = 70\%$ ), pero no se obtuvo el mismo valor de  $\alpha$  para el límite entre colector intergranular y fracturado; sin embargo, consideramos que el obtenido en este es más real, pues se traza por cuatro puntos.

Sobre la base de lo descrito en las dos figuras anteriores podemos señalar que cada litotipo presenta tipos de colectores que corresponden con sus propiedades petrográficas, así: el litotipo n° 1 presenta colectores de tipo intergranular (el fundamental), intergranular-fracturado y fracturado (cuando los poros están rellenos de material secundario); el litotipo n° 4 presenta colectores fracturados (el fundamental) que pueden comportarse como intergranular cuando sus fracturas están rellenas por zeolitas y cavernoso o cavernoso fracturado.

El límite colector-no colector para la matriz corresponde al contenido de agua residual de  $70\%$ .

## CONCLUSIONES

Los tipos de colectores, así como las zonas de mayor o menor producción, están acorde con la constitución geológica presentada.

Los yacimientos en la secuencia serpentinitica se pueden encontrar sólo asociados a las zonas de fallas y al borde frontal del sobreempuje eugeosinclinal principal, siendo las acumulaciones en olistolitos de posibilidades limitadas.

Los colectores son de diferentes tipos: fracturados (todos los litotipos, pero fundamentalmente los del n° 1 y 4), intergranular o intergranular fracturado (cataclásitas o rocas cataclastizadas) y cavernoso-fracturados; por ejemplo, diabasas, gabros, pero la permeabilidad es por las fracturas, ya que las mayores y más constantes entradas se producen en este tipo de colector.

Existen tres litotipos diferenciados por sus propiedades colectoras, por lo que hemos escogido 4 litotipos.



## RECOMENDACIONES

La búsqueda y explotación de petróleo debe encaminarse hacia las zonas de fallas y el borde frontal del sobreempuje eugeosinclinal (siendo de gran importancia el distinguir la secuencia serpentinitica como tal), por lo que deben evaluarse métodos geofísicos de superficie que detecten tales condiciones.

En caso de encontrarse cuerpos serpentiniticos de gran espesor, deben ubicarse los pozos de exploración al noreste.

Los ensayos con el fin de obtener buenas producciones, deben realizarse en las partes con colectores fracturados, los que coinciden en la mayoría de los casos con las zonas de pérdidas de circulación.

Con el fin de obtener una óptima evaluación de algunos litotipos y continuar la caracterización de los tipos de colectores, es necesario cortar algunos núcleos en dicho horizonte y aumentar la cantidad de análisis con resinas colorantes y sustancias lumiscentes.

## REFERENCIAS

1. DIXON, W. y F. Masev: **Introducción al análisis estadístico**. 2d. ed. Ed. Revolucionarias, La Habana, 1965.
2. ECHEVARRIA, G. y otros: "Informe sobre los cuerpos serpentiniticos. Resumen de las ideas, hipótesis y planteamientos principales de su origen y relación dentro de la historia y evolución geológica de Cuba y áreas adyacentes" (inédito), 1982.
3. FURRAZOLA, G. y otros: **Geología de Cuba**. Ed. Revolucionarias, La Habana, 1964.
4. SHEIN, V. y otros: Informe del tema "Tectónica de Cuba y su plataforma litoral en relación con la evaluación de las perspectivas petrogasíferas". Tema nº 4. Centro Nacional de Fondo Geológico, La Habana, 1975.
5. TULBOVICH, B. L.: **Métodos de estudio de los colectores porosos de petróleo y gas**. Ed. Nedra, Moscú, 1979.

CDU : 549.02 : 541.7 : 535.65 : 552.1 (729.1)

## ESTUDIO DE LA COMPOSICION MINERALOGICA DE LAS LATERITAS DE MOA POR EL METODO DE DIFRACCION DE RAYOS X

Ingeniero Mijail N. Ostroumov, Candidato en Ciencias Geólogo-Mineralógicas, Instituto de Minas de Leningrado

Ingeniero Luis Rojas Purón, Instructor del Departamento de Ciencias-Geológicas Básicas del ISMMMoA

Licenciado Carlos Sánchez Delgado, Instructor del Departamento de Física-Matemática del ISMMMoA

### RESUMEN

En el trabajo se presentan los resultados del estudio de la composición mineralógica de las menas lateríticas primarias del yacimiento Moa, obtenidos por el análisis roentgenográfico, que fue realizado en los laboratorios del Instituto de Minas de Leningrado y el Instituto Superior Minero-Metalúrgico de Moa. Fueron investigados dos cortes primarios del yacimiento de varias zonas de las cuales fueron tomadas aproximadamente 40 muestras.

Se establecen las particularidades principales, índices comunes y diferencias en la composición mineralógica de los horizontes productivos y no productivos de los cortes investigados. Al final se discuten algunos problemas de la génesis y las dificultades del análisis difractométrico de las menas lateríticas.

### ABSTRACT

This paper presents the results of the study of the mineralogical composition of the primary lateritic ores of Moa.

They were obtained through the roentgenographic analyses made in the MIL (Mining Institute of Leningrad), and the ISMM (Mining Metallurgical Higher Institute) in Moa. Two of the main profiles of the deposit were analyzed, and approximately 40 samples were taken from different areas.

The essential peculiarities, common indicators, and differences in the mineralogical composition of the productive and non-productive horizons in the investigated profiles were all established.

Finally, some problems of genesis, as well as the difficulties of the diffractometric of lateritic ores are discussed.

### INTRODUCCION

Entre las actuales direcciones de investigación de los yacimientos de lateritas, posee gran importancia el estudio de la composición mineralógica de los minerales útiles. La poca valoración de la importancia de las investigaciones mineralógicas en el transcurso de todo el período de exploración y explotación de estos yacimientos ha producido toda una serie de dificultades imprevistas en los trabajos de la industria minera.

A pesar de que los yacimientos de níquel empezaron a explorarse hace ya 70 años, ha sido en los últimos años en que han aparecido algunos estudios sobre la mineralogía de la corteza de intemperismo en Cuba. [4, 6, 8].

Diferentes investigadores han hecho algunos intentos en esta dirección, pero hasta hoy día no han realizado un trabajo completo del estudio de los minerales lateríticos. Las tareas más acuciantes en la actualidad son:

1 Valoración de la composición mineralógica general de los yacimientos lateríticos.

2 Establecimiento de todas las fases de los minerales útiles en estos yacimientos.

Laterita es un término que se utiliza para designar las mezclas minerales de óxidos e hidróxidos de hierro y del aluminio con los minerales arcillosos. Su composición varía ampliamente: de las lateritas de hierro, que no contienen prácticamente aluminio, hasta las lateritas de aluminio que casi no contienen hierro (bauxitas).