

# Estudio y Caracterización de los reservorios carbonatados del yacimiento Yumurí en la costa norte de Cuba, utilizando el sistema de programas GEONUC.

Autores: Dra. Norma Rodríguez Martínez, \*

Ing. Ana L. Sotolongo García, \*\*

\*Instituto Superior de Ciencias y Tecnología Nucleares, \*\* Empresa Geofísica.

## INTRODUCCIÓN.

La costa norte de Cuba constituye una región gasopetrolífera demostrada por los volúmenes de petróleo y gas extraídos de los yacimientos Boca de Jaruco-Vía Blanca, Varadero, Camarioca, Guásimas, Cantel y más recientemente Yumurí-Puerto Escondido.

En este último se han perforado poca cantidad de pozos, la mayoría de ellos en la década de los 80. En los pozos perforados inicialmente, en particular en los pozos verticales fueron descubiertas secuencias del Jurásico-Neocomiense con evidentes indicios de hidrocarburos y representados por rocas carbonatadas. En la década de los 90 se perforaron menos pozos, pero en su gran mayoría inclinados hacia el mar, donde también encontramos estas secuencias carbonatadas del Jurásico-Neocomiense, pero con mejores características como reservorios. El presente trabajo expone los resultados de la evaluación de estos reservorios utilizando las metodologías que sustentan el sistema de programas GEONUC.

## DESARROLLO.

### Materiales.

El complejo de métodos utilizado en los pozos incluye de forma general (fig1):

- Métodos eléctricos ( Sondeo Eléctrico Lateral SEL, Laterolog LL, Potencial Espontáneo SP y Micrométodos MLL y Mlog),
- Métodos Acústicos ( Sónico de Porosidad),
- Métodos Radiactivos y Nucleares ( Gamma Natural GN y Espectral GR, Neutrón Neutrón Compensado CNL, Gamma Gamma Densidad),
- Métodos de control del estado técnico del pozo ( Caliper, Inclímetro),
- Métodos Geofísicos durante la perforación ( Carotage Gaseoso o Well Control).

En algunos pozos fueron cortados núcleos, pero no en todos los pozos contamos con el complejo completo de métodos.

El complejo modular GEONUC La interpretación cualitativa de los registros incluye la determinación de los parámetros, constantes y propiedades físico-geológicas necesarias para la interpretación cuantitativa mediante técnicas de correlación gráfica ( Crossplot) de los registros y de las variables derivadas de los mismos. La interpretación cuantitativa por su parte incluye el cálculo de la composición volumétrica detallada de la fase sólida ( composición mineralógica de la matriz rocosa) y de la fase líquida ( saturaciones parciales de agua, petróleo móvil y residual), así como la proporción sólido/líquido a las diferentes profundidades del pozo.

### Principales características geológicas de las secuencias productivas estudiadas.

Los núcleos recuperados en los pozos de estas áreas demuestran la presencia de:

- Sedimentos del Jurásico Superior Pre-Tithoniense ( Fm. Constancia). El corte es arcilloso, subordinadamente carbonático, formado por un 70% de arcilla-argilita no

calcárea deleznable con abundante materia orgánica vegetal. Se alterna con capas de arenisca con matriz arcillosa y en menor grado micritas arcillosas y dolomitas. En los núcleos de estas edades en los pozos de Habana-Matanzas se observa fuerte fracturación hasta brechamiento, provocando porosidad del tipo fracturada y a veces fracturado-cavernosa.

- Sedimentos del Jurásico Superior Tithoniense ( Fm. Cifuentes) El corte es de rocas carbonáticas, subordinadamente arcillosas, donde se alternan micritas finamente recrystalizadas, biomicritas, micritas arcillosas, dolomitizadas con arcilla-argilita y bitumen. Existen procesos de dolomitización, silicificación y a veces baritización. Este es un reservorio de tipo fracturado, subordinadamente poroso y en ocasiones fracturado-cavernoso.
- Sedimentos del Cretácico Inferior - Neocomiense (Fm. Ronda) En la región Varadero-Cárdenas el corte es carbonatado-silíceo subordinadamente arcilloso y en la región Habana - Matanzas el corte es carbonático arcilloso-silíceo. La roca almacén es del tipo fracturado y aparecen como horizonte productivo en Boca Jaruco, Yumurí, Puerto Escondido y Varadero.
- Sedimentos del Cretácico Inferior Valanginiense Tardío (Fm. Jobosí) En la región Varadero-Cárdenas presenta un corte carbonatado silicoclástico, constituido por micritas arcillosas, biomicritas radioláricas, micritas limolíticas de cemento arcilloso no calcáreo. La porosidad es de tipo fracturado.

Los reservorios carbonatados son altamente variables, particularmente en términos de porosidad y de la relación porosidad/permeabilidad. La porosidad es básicamente una propiedad de las rocas o sedimentos, mientras que la permeabilidad depende de la porosidad efectiva (los poros interconectados), de las dimensiones de los poros y del diámetro de la garganta de los canales que los comunican. La permeabilidad depende además de las propiedades físicas de los fluidos, tales como su viscosidad, presión capilar y del gradiente de presión a que esta sometida la roca analizada. La porosidad y la relación porosidad/permeabilidad encontrada en los reservorios carbonatados son mucho mas variables que en los reservorios representados por areniscas.

El valor de la porosidad por sí sólo, puede no definir las características del reservorio, es necesario incluir criterios de la estructura, tamaño y forma del espacio poral. Por ejemplo una micrita grainstone y un 20% de porosidad intergranular presenta una elevada permeabilidad. Sin embargo, una micrita con textura de talco, con una porosidad de matriz incluso superior al 30%, pero con microporosidad, presenta una bajísima permeabilidad.

La fracturación en las rocas carbonatadas del margen continental de Cuba es debida a diferentes procesos diagenéticos y fundamentalmente por el intenso tectonismo. En estos yacimientos se reflejan en forma de diferentes generaciones de fracturas, la primera dispersas, ramificadas y en forma de redes caóticas, son generalmente selladas por calcita, la segunda paralelas a la estratificación, vacías o rellenas de bitúmen, pueden llegar al brechamiento y/o microbrechamiento y la tercera, fracturas perpendiculares a las anteriores pueden estar parcialmente selladas por calcita. La segunda y tercera generación de fracturas juegan un papel fundamental en la formación de porosidad y en la permeabilidad del reservorio.

Ahora esta caracterización basada en los resultados de los análisis de núcleos, no deja de ser puntual y no nos brinda una imagen continua de las características , de por sí complejas de estos reservorios. Por ello ampliamos la utilización de los registros geofísicos de pozos y utilizando el sistema modular GEONUC acometemos el estudio y caracterización de estas secuencias carbonatadas con porosidad secundaria (tabla.1) en los pozos de Yumurí-Puerto Escondido.

|                                     |                                           |
|-------------------------------------|-------------------------------------------|
| Porosidad primaria                  | Porosidad secundaria                      |
| Macroporos. Porosidad intergranular | Macroporos: Móldicos. Vugulares. Cavernas |
| Porosidad intragranular             |                                           |
| Microporos: en la textura de        | Porosidad intercristalina                 |
| sedimentos mudstone hasta           |                                           |
| packstone                           |                                           |
|                                     | Fracturas                                 |
|                                     | Canales                                   |

Tabla 1 Clasificación de la porosidad

### Metodología utilizada.

La evaluación cualitativa de las secuencias utilizando las técnicas de Crossplot indica que los parámetros de la Lutita y la matriz son

| Parámetros                  | Matriz | Lutita |
|-----------------------------|--------|--------|
| Densidad, Kg/m <sup>3</sup> | 2710   | 2550   |
| Porosidad Neutrónica        | 0      | 0.33   |
| Delta T, us/m               | 155    | 335    |

Tabla 2. Parámetros para la interpretación cuantitativa

Los Crossplot de matriz indican la presencia de caliza con dolomitización variable, pequeñas intercalaciones de areniscas y alguna dolomita.

Los Crossplot de telaraña indican la presencia de reservorios con porosidad vugular y elevada permeabilidad ubicados en el cuadrante NW, rocas fracturadas de baja porosidad efectiva en el cuadrante SW y rocas reservorios de elevada porosidad efectiva y no elevada permeabilidad en el cuadrante NE. Se ubican en el cuadrante SE las rocas con baja porosidad y baja permeabilidad.(fig,2)

Para la determinación del volumen de lutita se utilizó el registro gamma corregido (Th+K), la porosidad efectiva por el método Neutrón-Densidad para cortes carbonatados arcillosos y las Saturaciones de agua residual y petróleo por Archie. El modelo litológico utilizado es el de caliza-dolomita-arenisca. La elaboración estadística de los resultados se muestran en la fig.3.donde se observa que los valores de porosidad oscilan desde menores de 3 y hasta mayores de 30% con amplio predominio de valores entre 3 y 10%.

En el estudio petrográfico de los núcleos se utilizó la clasificación básica de los tipos de sistemas porales (fig.4)

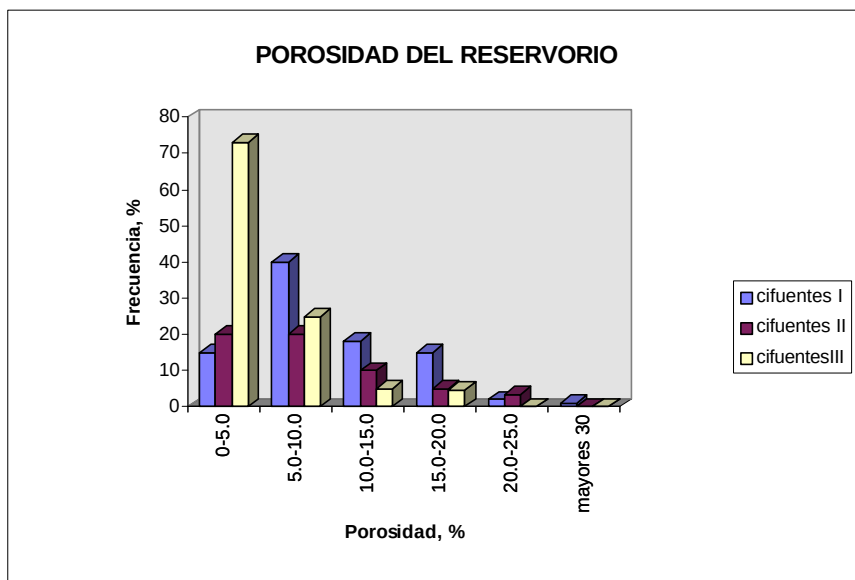


fig.3. Resultados de la interpretación cuantitativa de los registros

### Resultados alcanzados.

El yacimiento Puerto Escondido fue descubierto en el año 1992 ( fig.5) y se puso en explotación experimental durante cinco años con dos pozos dirigidos con poco ángulo de desvío(, pozos PE3 y PE4). Los pozos PE3 y 4 empezaron rápidamente a producir con agua, alcanzando valores críticos de 75-80%, debido a los altos de permeabilidad vertical y a la alta movilidad del agua. La perforación de pozos horizontales perpendiculares a la dirección de la estructura o lo que es igual perpendiculares a la dirección principal de las fracturas (pozos PE5 y 6), que fueron los dos primeros pozos horizontales perforados en Cuba , permitió disminuir substancialmente el contenido de agua en el fluido del pozo y aumentar la producción de petróleo de esta área a partir de 1997.

La fracturación es de tal grado que provoca una porosidad de fractura elevada y de intrapartícula a partir del brechamiento. La segunda y tercera generación de fracturas constituyen la principal vía de comunicación de los fluidos. En los reservorios del Tithoniense toma gran interés la lixiviación que da lugar a la porosidad móldica a partir de los bioclastos y organismos a veces comunicados por finas fracturas, además de la porosidad intercrystalina por recristalización y los vóculos. El brechamiento por la intensa fracturación puede hacer que funcione como un grainstone.

Los valores de porosidad oscilan en un amplio margen con amplio predominio de valores entre 3 y 10%, no obstante debido a la elevada fracturación representan en estos momentos los depósitos más productivos de los yacimientos Yumurí-Puerto Escondido. Utilizando los gráficos de telaraña, desarrollados por Gómez-Rivero, pudimos establecer el predominio de reservorios fracturados, intercalados con reservorios mixtos de una elevada porosidad interpartículas, intergranular y elevada permeabilidad aportada esta última por la presencia de una abundante fracturación abierta. Esto se corrobora con los estudios realizados a algunos núcleos cortados en los pozos Puerto Escondido.(fig.6), al cual le corresponde una descripción de reservorio del Tithoniense, representado por intercalaciones de claystone y caliza recristalizada, con brechamiento e intercalaciones de petróleo, fracturación y formación de vóculos por lixiviación de hasta 3cm. de diámetro.

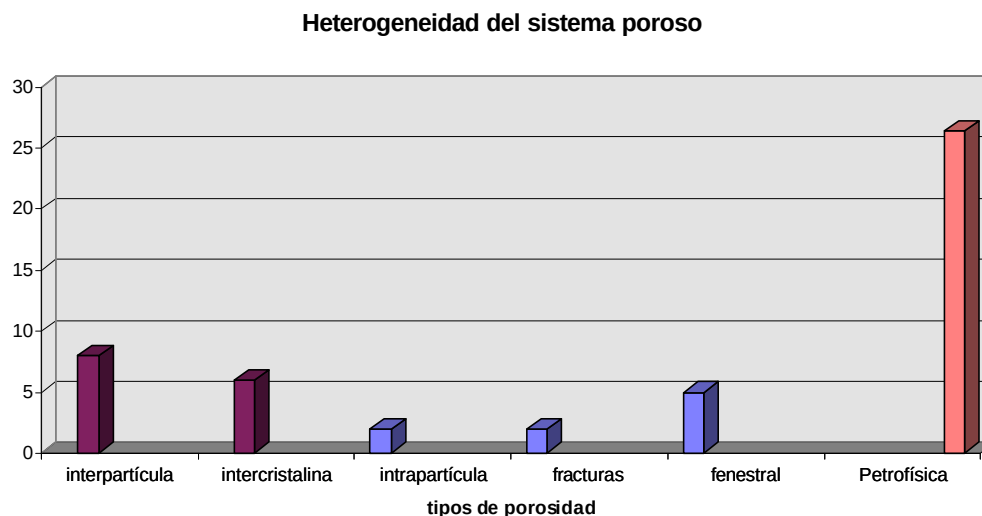


fig.6. Resultados del estudio de núcleos en pozos del área.

### CONCLUSIONES.

La combinación de los estudios y evaluaciones cuantitativas y cualitativas utilizando el sistema de programas GEONUC, para la interpretación de los registros geofísicos corroboran las conclusiones a que se arriban con el estudio y evaluación de núcleos puntuales recuperados en estos pozos en cuanto a la heterogeneidad del sistema poroso, aunque las proporciones no se mantengan de igual forma, lo cual se explica por la diferencia en las geometrías que se estudian. No obstante el estudio y caracterización en base a los registro nos aporta una visión continua del variación del sistema poroso en el reservorio. Todo esto fundamenta sus aplicación en los nuevos pozos horizontales que se perforen en esta área, donde el número de núcleos a cortar disminuye sensiblemente

### BIBLIOGRAFIA

1. N. Rodríguez, D. Frías y otros. GEONUC. Sistema modular para la interpretación compleja de los registros geofísicos de pozos de petróleo y gas. Memorias del VII Congreso Venezolano de Geofísica, Venezuela, 1994.
2. O. Gómez-Rivero. A practical method for determining cementation exponenets and some other parameters as a, n in well log analysis. The log analyst v.17. pag 8-24.
3. O. Gómez-Rivero. Y O. Mera. Aplicación de un nuevo método de análisis de registros de pozos en el sureste de México. Ingeniería petrolera. Septiembre. 1987. P42-48.
4. J. Ríos y otros. Puerto Escondido, un yacimiento de petróleo viscoso con agua de fondo explotado a partir de pozos horizontales, como una solución a los problemas de conificación del agua. Memorias del III Congreso Cubano de Geología y Minería. Marzo 1998. Pag.603-606.

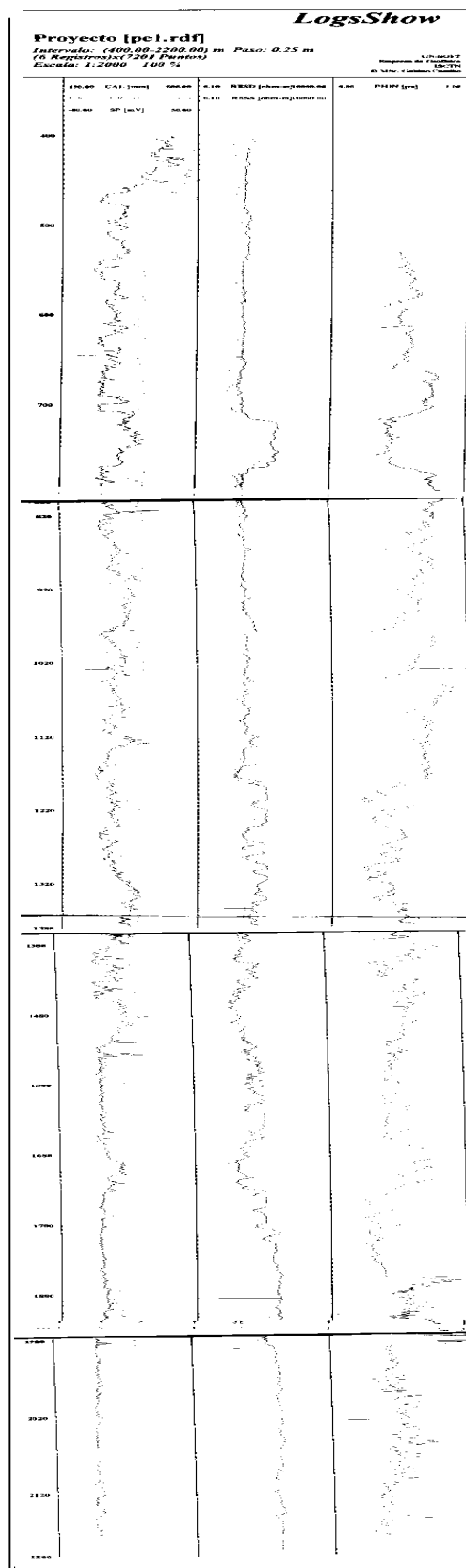


Fig. 1. Registros del Pozo PE 1

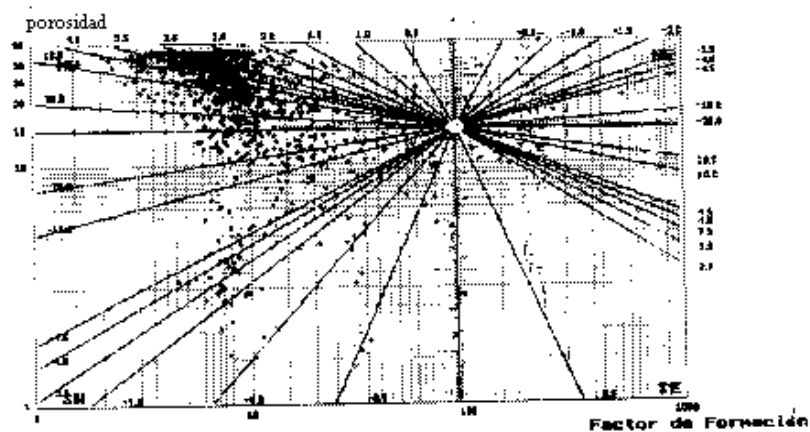


fig. 2. Crossplott de Telaraña .

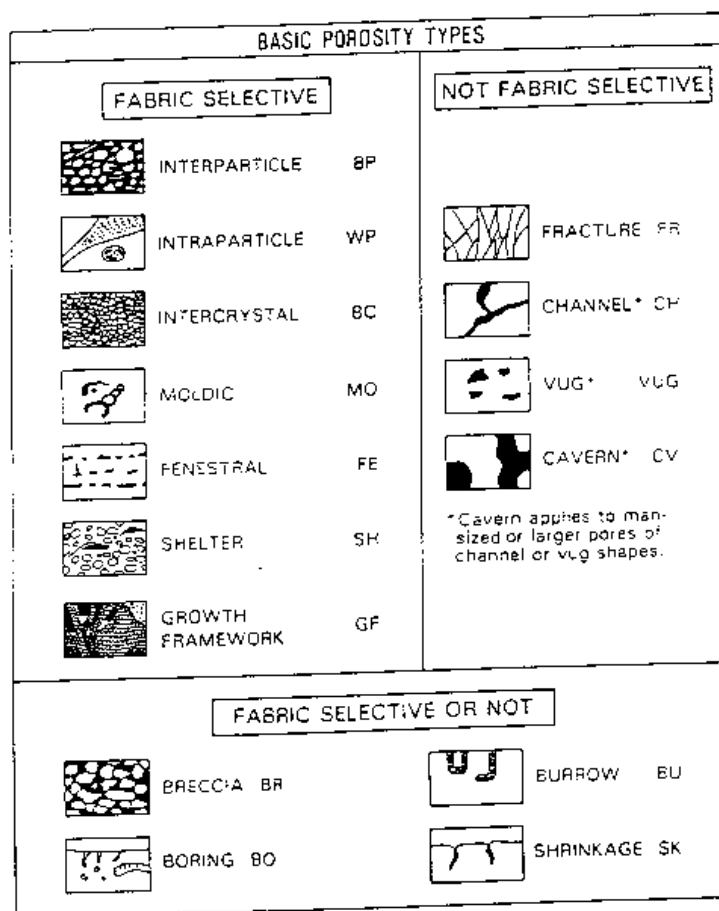


fig. 4 Tipos Básicos de Porosidad

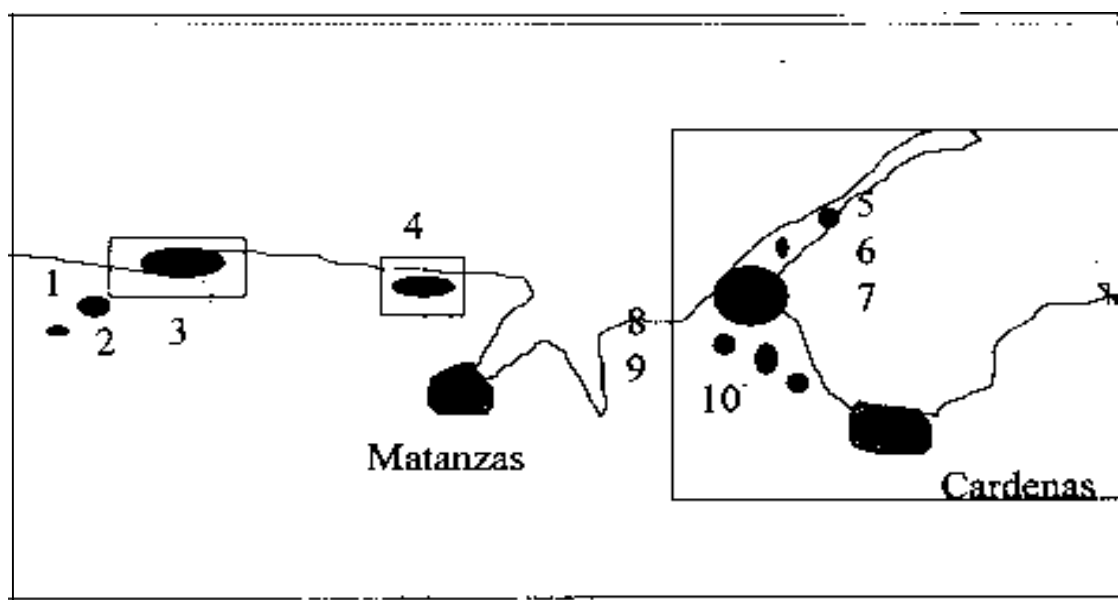


fig. 5. Norte de Habana Matanzas: 1-Cruz Verde, 2- Guanabo, 3- B.Jaruco, 4- Yumuri-Puerto Escondido, 5- Chapelin, 6- Marbella, 7- Varadero, 8- Camarioca, 9- Cantel, 10- Guasimas.