



## RESERVORIOS GASOPETROLÍFEROS FRACTURADOS DE CUBA. CASO DE ESTUDIO: RESERVORIOS CARBONATADOS EN LA FRANJA NORTE DE CRUDOS PESADOS

***Silvia Valladares Amaro<sup>(1)</sup>, Rafael Segura Soto<sup>(1)</sup>; José Álvarez Castro<sup>(1)</sup>, Dania. Brey del Rey<sup>(1)</sup>, Olga Castro Castiñeira<sup>(1)</sup>, Maritza Rodríguez Viera<sup>(in memoriam)</sup>, Dolores González Despaigne<sup>(1)</sup>, Odalys Reyes Paredes<sup>(1)</sup>.***

(1) Centro de Investigaciones del Petróleo. Churrucá 481, Cerro, CP: 12000, la Habana, Cuba

[valladares@ceinpet.cupet.cu](mailto:valladares@ceinpet.cupet.cu), [pepeac@civil.cujae.edu.cu](mailto:pepeac@civil.cujae.edu.cu), [olgac@ceinpet.cupet.cu](mailto:olgac@ceinpet.cupet.cu), [danial@ceinpet.cupet.cu](mailto:danial@ceinpet.cupet.cu), [lola@ceinpet.cupet.cu](mailto:lola@ceinpet.cupet.cu), [emely@ceinpet.cupet.cu](mailto:emely@ceinpet.cupet.cu).

### RESUMEN

Los reservorios cubanos se encuentran en distintos tipos de rocas, a saber: en carbonatos, volcánicos y ofiolitas; en todos los casos se presentan rocas con matriz primaria de baja porosidad y permeabilidad y matriz secundaria y fracturas debidas a procesos diagenéticos ocurridos desde su sedimentación hasta la fase final como reservorio actual. Dentro de ellos se destacan por su extensión, espesor y propiedades, las rocas carbonatadas que se relacionan con el margen continental de Florida - Bahamas y también como sedimentos sinorogénicos. Todos estos reservorios han sido estudiados en diferentes momentos y por diferentes autores entre los que se encuentran sedimentólogos, estratígrafos, geólogos, petrofísicos (mediante análisis de núcleos en laboratorio y por registros geofísicos de pozos).

En este artículo vamos a analizar el caso de los reservorios carbonatados de la Franja Norte de Cudos Pesados pues son los de mayor productividad, desarrollo y constituyen los principales yacimientos de Cuba, Varadero, Boca de Jaruco, Puerto Escondido, Canasí, Seboruco, Yumurí, Santa Cruz, Guanabo.

En el artículo se resumen las principales características de estas rocas atendiendo a su deposición, porosidad primaria y los factores que la afectaron dando lugar a los reservorios actuales, los que fueron clasificados atendiendo al ambiente de deposición y a los procesos diagenéticos que los afectaron y se ejemplifican por edades.

### ABSTRACT

Cuban reservoirs are found in different types of rocks, namely: carbonates, volcanic and ophiolites; in all cases these rocks have primary matrix porosity and permeability which is low but exhibit secondary matrix porosity and fractures due to diagenetic processes that have occurred since its sedimentation until the final phase as current reservoir. Among them are notable for its length, thickness and properties, carbonate rocks that belong to the continental Florida - Bahamas margin as well as their sinorogenic sediments. All these reservoirs have been studied in different moments and authors that include sedimentologists, stratigraphists, geologists and petrophysicists (through analysis of cores in the laboratory and geophysical logs from wells).

In this paper we will analyze the case of carbonate reservoirs in the Northern Heavy Oil Trend because their high productivity, development and constitute the main oilfields of Cuba, Varadero, Boca de Jaruco, Puerto Escondido, Canasí, Seboruco, Yumurí, Santa Cruz, Guanabo.

The article summarizes the main features of these rocks according to his deposition, primary porosity and the factors that affected it giving rise to current reservoirs, which were classified according to the environment of deposition and the diagenetic processes which have affected them and exemplified by ages.

### INTRODUCCIÓN

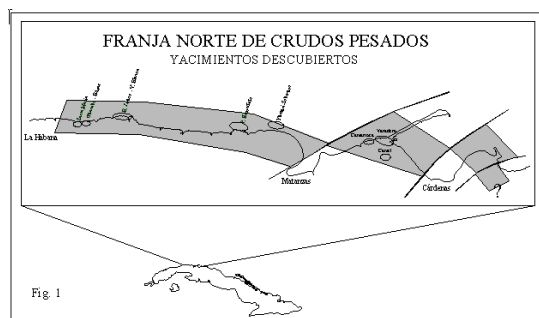
La constitución geológica del archipiélago cubano es altamente compleja, pues debido a su génesis relacionada con la colisión de la placa caribe con la placa norteamericana, en ella se pueden encontrar en la actualidad una gran diversidad de rocas, desde las originales del magma, sus productos, hasta los carbonatos previamente depositados en ambiente marino y sus clastos



redepositados en cuencas de antepaís de edad desde el Cretácico Superior Maastrichtiano hasta el Eoceno Medio producto de la orogenia. Muchas de estas rocas constituyen reservorios de petróleo y gas, entre ellas podemos citar los volcánicos, ofiolitas y los carbonatos, siendo estos últimos los mejores desde el punto de vista de sus propiedades como reservorios, así como, por su extensión, espesor y uniformidad hasta convertirse en un Play favorable para la exploración y explotación de hidrocarburos.

Debido a esta característica deposicional y de procesos secundarios que mejoraron sus propiedades como reservorios, los carbonatos son hoy en día los responsables de la producción sostenida de petróleo de nuestro país.

Estos reservorios carbonatados han sido muy estudiados por diferentes autores desde todos los puntos de vista de la geología del petróleo, en nuestro caso lo hemos estudiado como reservorios los que se encuentran en diferentes edades geológicas apareciendo desde el Jurásico Superior Kimmeridgiano hasta el Cretácico Inferior Neocomiano y después sus clastos se depositaron durante el Cretácico Superior Maastrichtiano hasta el Eoceno Inferior? constituyendo trampas de un estilo estructural de pliegues escamas que conforman el Play denominado por algunos autores Play Veloz y por nosotros Play Veloz – Canasí (Alvarez J, y otros, 2000, Perez Y. y otros 2007) y se encuentran formando los yacimientos conocidos de la denominada Franja Norte de Crudos Pesados cuya extensión no sobrepasa los 200 km de largo y con alrededor de 6 km de ancho, descubiertos hasta el momento, pues por datos sísmicos se extiende mucho más al norte hasta el borde del cinturón plegado y cabalgado cubano (ver figura 1).



Figura, 1 Ubicación esquemática de la FNCP y sus Yacimientos

En este artículo trataremos solamente la formación de estos reservorios en diferentes edades y los procesos que los afectaron ejemplificando algunas de sus características principales.

## MATERIALES Y MÉTODOS

La descripción que se realizará abarca el estudio de los sedimentos que se depositaron en las Unidad Tectonoestratigráfica de Placetas que pertenece al Dominio Las Villas (plataforma Bahamas–Florida) y sus sedimentos sin orogénicos, incluyendo su deposición inicial y procesos diagenéticos que los modificaron, siendo éstos los mejor estudiados por perforaciones y superficie pues constituyen los principales yacimientos descubiertos hasta el momento.

Las formaciones carbonatadas de edad Jurásico hasta el Cretácico Inferior y Medio que se depositaron durante la pre orogenia, incluyen desde facies de plataforma hasta batial, la porosidad se formó a partir de la deposición de sedimentos en un ambiente de energía baja a moderada con algunos episodios de elevada energía en los más cercanos a la plataforma y de turbulencia en los de talud, correspondiendo a los del tipo intramicrita y fenestral (muy subordinada) (segura R y otros 1997 y 1998).

La porosidad primaria sufrió inicialmente procesos diagenéticos de reducción fundamentalmente por: calcitización, dolomitización y recrystalización. Otro proceso importante fue el de compactación



demostrándose que las rocas que se encuentran por debajo de los 2 550m, presentan una brusca reducción de la porosidad que se hace crítica por debajo de los 2 700 m. con valores < del 5% (ver figura 2).

Como procesos diagenéticos que mejoraron la comunicación del espacio poroso e incluso en algunos se incrementaron los valores de porosidad, está en primer lugar, la fracturación que es favorecida por la recristalización, este proceso es tan importante y frecuente que incluso en los casos afectados por la compactación mejora considerablemente su permeabilidad y por ello encontramos capas productivas por debajo de la profundidad crítica, le siguen en importancia el de carsismo (somero y profundo?) que ocurre en la telogénesis pero que afecta a un gran volumen de rocas y los de lixiviación que ocurren desde la eogénesis y la dolomitización idiopática que crea porosidad intercrystalina generalmente muy pequeña pero que puede mantenerse abierta y en conjunto con otros procesos (fracturación - lixiviación) contribuye a la existencia de reservorios (Brey, D y otros 1998, Valladares, S y otros, 1998).

(Vicente, J.C., Quesada, S., Esteban M , 2001) confeccionan una propuesta de hipótesis para la evolución de la porosidad en los reservorios de Cuba que se resume en que existe una tendencia general de reducción de altas porosidades deposicionales por compactación y cementación, seguida de una corrosión a lo largo de una red tridimensional de fracturas, planos de presión – disolución, conductos cársicos y otros tipos de porosidad residual. Se supone que este cambio de tendencia diagenética se produce al final del Paleógeno o Neógeno, tal vez, en asociación con eventos tectónicos post orogénicos, picos máximos de generación de petróleo y reacciones corrosivas en el frente de migración (*roll-front*) u otros procesos de mezclas corrosivas hipogénicas.

Podemos concluir que en las dos hipótesis se hace hincapié en la importancia de la diagénesis para definir nuestros actuales reservorios (Fig. 3) y que estos procesos se pueden observar en los testigos, fundamentalmente fracturación y carso que dieron lugar a una porosidad y permeabilidad excelente y que la misma es independiente del ambiente inicial de sedimentación, de ahí las altas producciones que se están obteniendo en reservorios carbonatados de facies de aguas profundas con porosidades del orden de 15% y permeabilidades del orden de los Darcy.

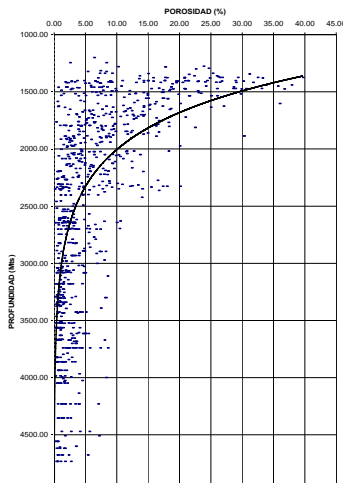
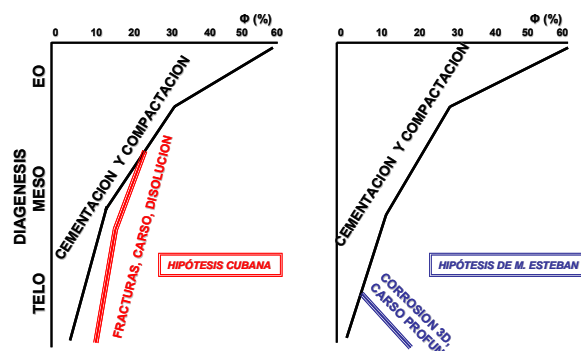


Figura. 2 Gráfico de compactación por datos de núcleos



Figura, 3 Hipótesis de procesos diagenéticos ocurridos en los reservorios carbonatados relacionados con las etapas de la diagénesis

Los sedimentos sin orogénicos que se formaron desde el Cretácico Superior Maastrichtiano hasta el Paleoceno / Eoceno Inferior? no tuvieron el mismo origen que los pre orogénicos, pues al formarse durante la orogenia, presentan clastos de rocas de diversa procedencia y edad, aunque las mas



abundantes son las de los sedimentos carbonatados del Grupo Veloz de edad Jurásico Superior Kimmeridgiense – Cretácico Inferior Neocomiano. Entre estos depósitos sinorogénicos se encuentran las Formaciones Amaro de edad Campaneense Superior – Maastrichtiano y la Fm. Cretas Canasí de edad Paleoceno - Eoceno Inferior. Ambas se formaron en condiciones de sedimentación pelágica profunda en un frente orogénico, con predominio de subsidencia tectónica. Las unidades deposicionales responden a pulsos tectónicos y colapsos gravitacionales durante el periodo orogénico ocurrido en las edades antes señaladas, aunque se destacan grandes similitudes y coincidencias con aspectos del modelo secuencial tradicional y en el ordenamiento de las observaciones estratigráficas locales (Hernández J, y otros 2003).

En cuanto a los procesos diagenéticos son los mismos descritos para las secuencias depositadas durante la pre orogenia, debido precisamente que estos procesos se intensificaron y son mas efectivos durante este periodo y si aceptamos la hipótesis del Dr. Mateu Esteban, ellos ocurrieron durante la migración del petróleo que es posterior al Eoceno.

Lo más importante es que ambos depósitos, pre orogénicos y sinorogénicos constituyen en la actualidad los yacimientos de la FNCP debido a su constitución geológica, (Valladares S y otros, 2007) la cual mostramos en la fig. 4.

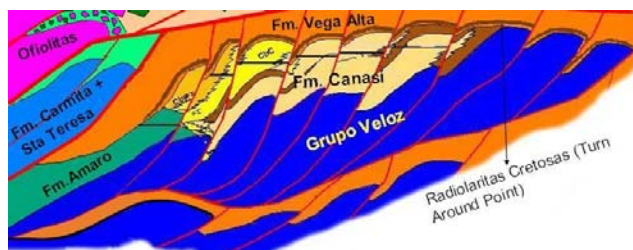


Figura. 4 Estilo estructural de los yacimientos de la FNCP donde se incluyen las rocas carbonatadas del Grupo Veloz y las de la Fm. Cretas Canasí.

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los reservorios carbonatados derivados del margen continental Bahamas – Florida pertenecientes a la UTE Placetas y mas específicamente los de edad Jurásico Superior Kimmeridgiense – Cretácico Inferior Neocomiano, Grupo Veloz (Sánchez J. y otros, 1996), presentan una porosidad que oscila entre 6 – 14 %, una permeabilidad desde 200 mD hasta 10 D, esta última por datos de Investigaciones hidrodinámicas, por registros geofísicos de pozo muestran un valor alto del Gamma integral que después de utilizar los registros de Espectrometría Gamma en los pozos nos percatamos correspondía a un alto contenido de Uranio. El sistema poroso esta definido por la presencia de vórgulos, estilolitos y varios sistemas de fracturas que pueden o no estar sellados (Rodríguez M y otros, 1997). En la figura 5 se muestran algunas características por datos de registros.

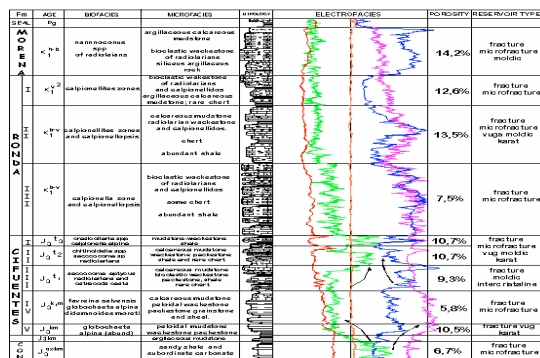
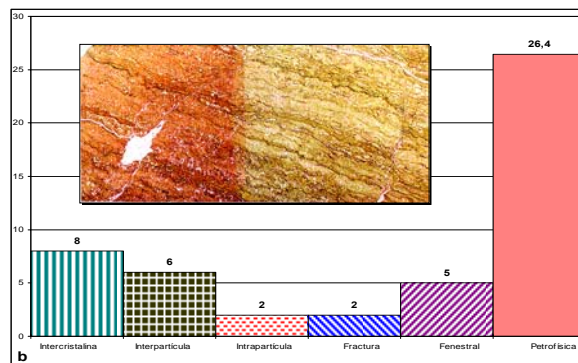


Figura.5 Características de los reservorios del Grupo Veloz



La existencia y ubicación de los sedimentos terciarios, a los que denominaremos aún informalmente Fm. Cretas Canasí, la cual conforma una unidad litoestratigráfica: Conglobrechas cretosas, Creta arenosa y Cretas con ausencia o escasez de clastos y proporciones variables de pedernal o arcillas de edad Paleoceno – Eoceno Inferior? constituye el principal reservorio en varios yacimientos gasopetrolíferos de la Franja Norte Cubana presentando buenas características por poseer un tipo de porosidad mixta donde se combinan procesos diagenéticos y tectónicos que dan origen a la fracturación, vóculos y corrosión que le aportan al reservorio una excelente permeabilidad del orden de los Darcys y una porosidad que oscila entre 10 – 20% aunque posee una microporosidad debida a su matriz de creta de cocolitos (Castro O y otros, 2007), pero la matriz también está afectada por procesos secundarios, o sea, no es totalmente impermeable. Esta secuencia presenta un modelo petrofísico definido de doble o triple porosidad con el cual trabajan los petrofísicos para determinar sus propiedades colectoras, así como, su relación espacial con las secuencias del Grupo Veloz y de la Fm. Vega Alta. En la Figura. 6 se presentan algunos ejemplos de su característica evidenciada por los datos de análisis petrofísico de núcleos.



Figura, 6 Ejemplo de tipos de porosidad en Carbonatos de la Fm. Cretas Canasí por datos petrofísicos de núcleos.

## CONCLUSIONES

1. Los reservorios carbonatados que se encuentran en el reservorio principal del Edad Jurásico-Eoceno Inferior son los de mayor importancia en la exploración y explotación de petróleo y gas en la actualidad.
2. Estos reservorios se formaron en ambientes sedimentarios diferentes pero los procesos diagenéticos que le imparten sus propiedades como reservorios son los mismos ocurriendo en tres etapas diferentes pero la de mayor importancia relacionada con el carsismo es la diagénesis tardía que ocurre durante la etapa post orogénica que comienza en el Eoceno Medio Parte Alta.
3. El tipo de porosidad en todo el paquete carbonatado es mixto con abundantes vóculos, fracturas y porosidad interpartícula, intrapartícula e intercristalina. La mayor importancia para el flujo lo imparte el sistema de fracturas por el cual el reservorio llega a tener valores de permeabilidad del orden de los Darcys.





## BIBLIOGRAFIA

- Alvarez J, O. Rodríguez, J.O. López, S. Valladares. 2000 Estudios integrados para la evaluación de objetivos y prospectos en la Franja norte de Crudos Pesados. Memorias en CD de Geofísica'2000: I Congreso Cubano de Geofísica. Ciudad Habana, Cuba 21-24 marzo, 2000.
- Brey D., J. Hernández. 1998 Diagénesis y su influencia en la creación o destrucción de la porosidad en las secuencias carbonatadas de la Unidad tectonoestratigráfica de Placetas. Pag. 74 – 78, Memorias I Congreso Geología y Minería '98 Ciudad Habana, Cuba.
- Brey D, J. Hernández. 1998 Diagenesis and its influence on the creation and destruction of the porosity in the carbonate sequences of the reservoirs of the Continental Margin of Cuba. Congress AAPG International Conference Exhibition Rio 98 Brazil. Pag. 168 – 169.
- Brey, D., O. Castro, 2005, Catálogo de Imágenes FMS y FMI en pozos de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba, CD Memorias Geofísica'2005, I Convención de Ciencias de la Tierra, 5 al 8 de abril del 2005, La Habana, Cuba, ISBN 959-7117-03-7
- Castro, O., Brey, D. 2007 Las electrofacies en los reservorios sinorogénicos de la Franja Norte de crudos pesados de Cuba. Memorias de la Segunda Convención Cubana de Ciencias de la Tierra; 2007. ISBN 978-959-7117- 16-2.
- Hernandez-León J, Fernández J y Castro O. 2003. Nueva unidad litoestratigráfica del Terciario (costa afuera) en el área de Canasí, Franja Norte de Crudos Pesados de la República de Cuba. CD Memorias 2da Jornadas Científica y de Calidad, CEINPET.
- Pérez Y., S. Valladares, D. Brey, J. Fernández, J. Hernández, O. Castro, J. Alvarez, 2007. Nuevo modelo evolutivo de la cuenca de antepaís terciaria del norte de Cuba y modelo estructural de las trampas. Implicación para la exploración de hidrocarburos. Memorias en CD, Segunda Convención Cubana de Ciencias de la Tierra. 2007. ISBN 978-959-7117- 16-2.
- Sánchez, J. R. and Tenreiro, R. 1996. Stratigraphy and Geological Evolution of the continental margins of Cuba. SAMC NEWS 5, Río de Janeiro, p. 54-57
- Rodríguez M, D. Brey, S. Blanco, J. Rodríguez, B. Villavicencio. 1997. Reservorios del Jurásico Superior en yacimientos de la Cuenca Norte Cubana. Memorias Taller Estratigrafía, Sedimentología, Diagénesis y Petrofísica de las rocas del Jurásico superior en Mexico, Tampico, México,. Pag 92 – 95.
- Segura R. , C. Nuñez , D. Brey, J. Hernández. 1997, Modelos sedimentarios del Jurásico Superior de Cuba. Influencia de la diagénesis en el desarrollo de la porosidad en los yacimientos de hidrocarburos. Taller Estratigrafía, Sedimentología, Diagénesis y Petrofísica de las rocas del Jurásico Superior en México, Tampico Mexico Pág. 73 - 76 de las Memorias
- Segura R., D. Brey, J. Hernández. 1998 Sedimentary models of Drifting Terranes in Central Cuba during the Kimmeridgian – Turonian interval. 15 th International Sedimentological Congress, Alicante España, Pag. 709 – 710 Memorias.
- Valladares S., D. Brey, B. Villavicencio, O. Castro, M. Rodríguez, C. Nuñez, R. Segura, J. Alvarez, J. Hernández. 1998 Reservorios en rocas carbonatadas del margen continental pertenecientes al dominio las Villas y en las bioconstrucciones del Cretácico. Pag. 717'- 721, Memorias I Congreso Geología y Minería '98, Ciudad Habana, Cuba,.
- Valladares S., D. Brey, J. Alvarez. 1998 Carbonate Reservoir Rocks from the Bahamas Continental Margin. AAPG International Conference Exhibition Río 98, Rio de Janeiro, Brasil. Pag. 56.
- Valladares S., J. Alvarez, J. Fernández, J. Hernández, J. G. Lopez, A. Domínguez, Y. Perez, O. Pascual, M. Juara, J. O. Lopez, D. Brey, M. Esteban. 2007. Contribución al conocimiento geólogo – petrolero de la franja norte de crudos pesados cubana, aportado por la Fm. Cretas Canasí. Memorias en CD, Segunda Convención Cubana de Ciencias de la Tierra. 2007. ISBN 978-959-7117- 16-2.
- Vicente, J.C., Quesada, S., Esteban M., 2001 Evaluación Cuba aguas profundas. Informe inédito de la compañía REPSOL – YPF. Archivo Técnico CEINPET. Capítulo III Reservorios y Sellos. Apéndices I y V.