

CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LAS SECUENCIAS TERCIARIAS EN LA REGIÓN OCCIDENTAL DE CUBA

PETROPHYSICAL CHARACTERIZATION OF TERTIARY SEQUENCES IN WESTERN CUBA

 **NORMA RODRÍGUEZ MARTÍNEZ***

*Academia de Ciencias de Cuba. Instituto de Geología y Paleontología Servicio Geológico Nacional, Via Blanca 1002. Reparto Los Ángeles.
SMP. La Habana, Cuba*

* Correspondencia: normarodmartinez@gmail.com

RESUMEN: La definición de nuevas áreas potenciales donde aplicar métodos de recuperación secundaria partiendo de los resultados en la capa M (Yacimiento Boca de Jaruco), impuso la necesidad de reanalizar el territorio mencionado. La investigación tuvo como objetivo la caracterización petrofísica por núcleos de los sedimentos terciarios en la región de estudio (Pinar del Río, Artemisa, La Habana, Mayabeque y Matanzas). Se analizaron las determinaciones petrofísicas de contenido de carbonatos, porosidad y saturación máxima probable de hidrocarburos, así como las manifestaciones superficiales y en pozos hasta 1000m en el norte de estas provincias. Se evidenció la gran cantidad de manifestaciones de hidrocarburos en las secuencias terciarias, aunque también se reportaron manifestaciones en rocas del Cretácico y más antiguas. El grado de estudio petrofísico por núcleos de los pozos perforados en esta región, donde tenemos determinaciones de parámetros, está limitado significativamente. Se analizaron 284 núcleos de 157 pozos con los que se construyeron mapas de porosidad y saturación de hidrocarburos considerando la carbonatosidad de las muestras. Los mejores valores en los carbonatos se observaron: por porosidad en los pozos de la provincia Mayabeque y en los pozos de Cantel-Camarioca de la provincia Matanzas, por saturación de petróleo máxima probable ($Sp=1-Sar$) en Pinar del Río y Matanzas (al este del yacimiento Varadero), valores medios en Pinar del Río (Puerto Esperanza) y en Matanzas (cercano al yacimiento Camarioca). En las rocas no carbonatadas se observó una distribución más regular pero poco representativa.

Palabras clave: reservorios, porosidad, saturación, petróleo, rocas terciarias.

ABSTRACT: The definition of new potential areas where to apply secondary recovery methods based on the results in layer M (Boca de Jaruco reservoir), imposed the need to reanalyze the mentioned territory. The research had as objective the petrophysical characterization by cores of the Tertiary sediments in the study region (Pinar del Río, Artemisa, Havana, Mayabeque and Matanzas). The petrophysical determinations of carbonate content, porosity and maximum probable saturation of hydrocarbons were analyzed, as well as the superficial manifestations and in wells up to 1000m in the north of these provinces. The large amount of hydrocarbon occurrences was evidenced in the Tertiary sequences, although occurrences in Cretaceous and older rocks were also reported. The degree of petrophysical study by cores from the wells drilled in this region, where we have parameter determinations, is significantly limited. A total of 284 cores from 157 wells were analyzed and porosity and hydrocarbon saturation maps were constructed considering the carbonatosity of the samples. The best values in carbonates were observed: for porosity in the wells of Mayabeque province and in the Cantel-Camarioca wells of Matanzas province, for maximum probable oil saturation ($Sp=1-Sar$) in Pinar del Río and Matanzas (east of Varadero reservoir), average values in Pinar del Río (Puerto Esperanza) and in Matanzas (near Camarioca reservoir). In the non-carbonate rocks, a more regular but not very representative distribution was observed.

Keywords: reservoirs, porosity, saturation, oil, tertiary rocks.

Recibido: 12/12/2023

Aceptado: 02/02/2024



Este artículo se encuentra bajo los términos de la licencia Creative Commons Attribution-NonCommercial (CC BY-NC 4.0).
<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>



INTRODUCCIÓN

Los trabajos de recuperación secundaria y mejorada, en la actualidad tienen su área de ejecución en la llamada capa M del yacimiento Boca de Jaruco, donde se emplean métodos de inyección de vapor para aumentar el coeficiente de recuperación de hidrocarburos de esa secuencia carbonatada de edad Eoceno Medio. Los resultados alcanzados estimulan el análisis de estas secuencias en toda la región para realizar una estimación del volumen de hidrocarburos que potencialmente contienen estos sedimentos, por lo que el objetivo primordial de esta investigación lo constituye la caracterización petrofísica por núcleos de los sedimentos terciarios en la región de estudio (VNIIneft, 2014 y 2017).

Para lograr este objetivo se establecieron los siguientes objetivos específicos:

1. Analizar las manifestaciones superficiales y en pozos hasta 1000m en el norte de las provincias Pinar del Río, Artemisa, La Habana, Mayabeque y Matanzas.
2. Establecer el grado de estudio petrofísico por núcleos de los pozos perforados en esta región.
3. Caracterizar las propiedades de las rocas encontradas.

MATERIALES Y MÉTODOS

Para el estudio se partió de la información brindada sobre manifestaciones superficiales en las formaciones geológicas del Eoceno, Oligoceno, Mioceno, Plioceno y Cuaternario (Nuñez, 1998 y Linares, 2011), además se consultó el informe del proyecto 7093 de Rojas (2019), el informe de la etapa 9 del proyecto 9014 (Rodríguez, 2017) en proceso actualmente (Tabla 1) y la información de las determinaciones petrofísicas de los núcleos (CEINPET, 2014). Fueron analizados 284 núcleos de 157 pozos (Tabla 2). Como método se utilizó la elaboración de la información petrofísica que incluye el filtrado de la misma, seleccionándose aquellos núcleos con buena recuperación (>1m) representativos de la gran variedad litológica de todas las formaciones atravesadas por los pozos.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

1. Manifestaciones superficiales (Linares, 2011), (Rojas, 2019)

El análisis de las manifestaciones superficiales y en pozos hasta 1000m en el norte de las provincias Pinar del Río, Artemisa, La Habana, Mayabeque y Matanzas evidencia la gran cantidad de manifestaciones de hidrocarburos en las secuencias terciarias, aunque también se reportan manifestaciones en rocas del Cretácico y más antiguas (Figura 1).

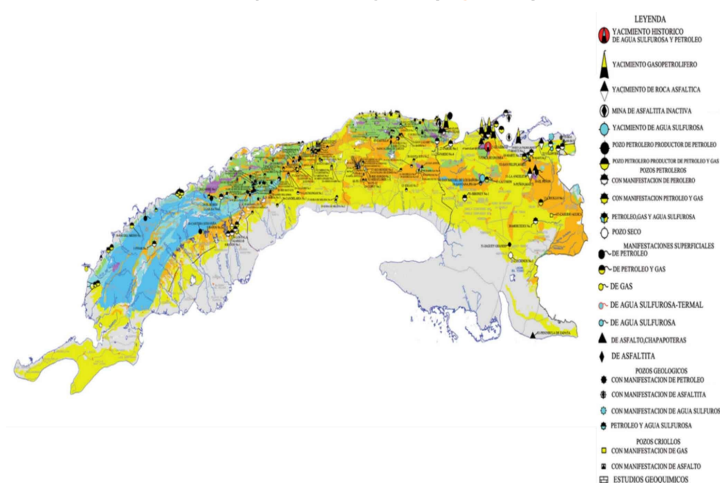


Figura 1. Mapas de manifestaciones de hidrocarburos en las diferentes provincias analizadas (Linares, 2011)

Tabla 1. Ejemplo de las manifestaciones de hidrocarburos (superficiales y en pozos) en la región Pinar-Matanzas (Linares, 2011)

Provincia	Manifestaciones superficiales	Manifestaciones en pozos
Pinar del Río		Cerca de la antigua Grúa Verdún fueron perforados los pozos Versalles Fernández de Castro 20, 21 y 22, uno de los cuales, el 22, alcanzó la profundidad de 930 m y se obtuvo gas en el intervalo 449-506 m. (cerca de Cayajabos y Chacón 2).
Artemisa	<p>En el poblado del central Abraham Lincoln se reportó una manifestación de gas en un pozo para agua de la fábrica de azúcar. Afloramientos de petróleo, asfaltitas y rocas asfálticas cerca del pozo Paulina 1.</p> <p>Manifestación El Morrillo. Esta manifestación sale del fondo del mar como a 300 m de la costa.</p> <p>Minas de asfaltita. Desde el siglo XIX se explotaron las minas de asfaltitas de las zonas de Mariel y Cabañas que antes pertenecían a la provincia de Pinar del Río. En la década de los cuarenta se explotó hacia el oeste la mina de Cacarájicara. Las más orientales se pueden agrupar en dos zonas: Cayajabos-Mariel y zona de Banes. Mina Manuela (Mariel)</p> <p>Manifestación Las Lajas. Consiste de afloramientos de calizas bituminosas muy negras, de yacencia 336° con 24° de inclinación.</p> <p>Presa La Coronela (El petróleo viscoso corría por el río desde las rocas del Paleógeno)</p> <p>Regalado. En el área hay varias chapapoterías, pero los afloramientos de rocas son escasos. Al parecer la mayor chapapotería, desde donde sale petróleo grueso o asfalto con gas, coincide con el antiguo pozo Tomasita (Havana Oil) de 670 m de profundidad.</p> <p>Don Mariano constituye una manifestación de asfalto o petróleo grueso que está contenida en rocas del intervalo Eoceno Medio-Superior de la Formación Punta Brava.</p> <p>La Tomasita, un salidero superficial de petróleo. Un fuerte surtidor de petróleo grueso, de color negro, en el lecho de una cañada que solo</p>	<p>Pozos Chacón 2 y CHD-1X. 0-340 m: Formación Guanajay, edad: Oligoceno Superior; 340-432 m: Formación Capdevila, edad: Eoceno Inferior; 432-576 m: Paleoceno (?). Durante la perforación se presentaron las siguientes manifestaciones de hidrocarburos: de 346-1600 m se presentaron trazas de petróleo medio.</p> <p>El pozo de exploración (vertical), CHD-1-X fue perforado en 1996 hasta la profundidad de 3330 m. El corte del pozo fue el siguiente: 0-410 m: Formación Jaruco, edad: Mioceno Inferior; 410-550 m: Formación Guanajay, edad Oligoceno Superior. A 540 m se observan trazas de bitumen en la calcita.</p> <p>Pozos Versalles Fernández de Castro 22 y 21. El 22 alcanzó la profundidad de 933 m. La litología principal está integrada por rocas carbonatadas y silicoclásticas de la llamada Formación Martín Mesa. Las manifestaciones de petróleo fueron encontradas en las fracturas de areniscas y limolita-arenosa, pero se estimaron como no comerciales. Se trataba de petróleo en los intervalos: 493.7-505.9 m; 518.1 m; 569.9-579.1 m; 883.9-899.1 m y manifestaciones de gas: 493.7-505.9 m; 624.8 m.</p> <p>El pozo Caridad 4 desde la boca reveló la Formación Capdevila, que se extiende hasta los 150 m. Los cuatro pozos presentaron abundantes manifestaciones de petróleo durante la perforación: Caridad 1: manifestó petróleo desde los 305 hasta los 823 m; Caridad 2: manifestó petróleo desde los 21 hasta 664 m; Caridad 3: manifestó petróleo desde los 549 hasta los 553 m y desde 305 hasta 402 m; Caridad 4: manifestó petróleo desde los 740 hasta los 760 m de 18.2° API, y produjo 20 b/d de petróleo en el intervalo de 380 a 435 m.</p> <p>Pozo Mariel 2 de 0-70 m: Mioceno. Pozo Ariguanabo 1: 0-715.1 m, edad: Oligoceno-Mioceno, Formaciones Guanajay y Güines; 715.1-786.7 m, edad: Eoceno Superior, Formación Jabaco; 786.7-1082.7 m, edad: Eoceno Medio, Formación Loma Candela. Este pozo presentó manifestaciones de hidrocarburos en los intervalos siguientes: 121.9-304.8 m, petróleo ligero en rocas de la Formación Guanajay; 786.3-932.6 m, asfalto en rocas del Eoceno Medio; 1006.8-1014.4 m, petróleo en lutitas.</p> <p>Pozo Ariguanabo1: 0-715.1 m, edad: Oligoceno-Mioceno, Formaciones Guanajay y Güines; 715.1-786.7 m, edad: Eoceno Superior, Formación Jabaco; 786.7-1082.7 m, edad: Eoceno Medio, Formación Loma Candela. Este pozo presentó manifestaciones de hidrocarburos en los intervalos siguientes: 121.9-304.8 m, petróleo ligero en rocas de la Formación Guanajay; 786.3-932.6 m, asfalto en rocas del Eoceno Medio.</p> <p>Pozo Ariguanabo 2: 0-557 m, edad: Oligoceno-Mioceno, formaciones Guanajay y Güines; 557-719.9 m, edad: Eoceno, formaciones Loma Candela y Jabaco. Este pozo presentó numerosas manifestaciones de hidrocarburos por debajo del terciario.</p> <p>Pozos Sinclair William 1 (Guayabal 1) y 2 (Guayabal 2) Alcanzaron profundidades de: Sinclair William 1, 477 m, y Sinclair William 2, 815 m. Sinclair William 1: calizas y areniscas -fundamentalmente estas</p>

Provincia	Manifestaciones superficiales	Manifestaciones en pozos
	corre en época de lluvias, produce de las areniscas polimícticas de la Formación Capdevila, de edad Eoceno Inferior,	<p>últimas-, con buena impregnación de petróleo. Las manifestaciones de hidrocarburos y aguas sulfurosas y saladas: agua sulfurosa a 116.4 m; 243.8-245 m; gas: 163 m; 226-245 m; 276.7-305.7 m; petróleo: 38.1 m; 277.9 m; 397 m; agua salada: 358.1 m. Sinclair William 2, la litología registrada por este pozo en sus primeros 183 m es la siguiente: arcillas, calizas, areniscas, lutitas arenosas, y calcáreas, margas. Estas rocas posiblemente pertenecen a la Formación Güines y al Grupo Nazareno. Las manifestaciones de hidrocarburos en este pozo se limitaron a impregnación de petróleo en las areniscas a 574.5 m.</p> <p>Pozo Soroa 1. Alcanzó 965 m de profundidad. El pozo comenzó cortando las rocas de la cobertura sedimentaria más joven de la Cuenca Los Palacios, que se extiende desde el Neógeno hasta el Oligoceno. Presentó manifestaciones de petróleo y gas a las profundidades siguientes: 674.5m; 769.6 m; 800 m y 944.8 m, y exhibió asfalto a la profundidad de 964 m.</p> <p>Pozo Candelaria 1. Se caracteriza por presentar un gran espesor de los depósitos del Mioceno (2050 m), el mayor reportado en el subsuelo de Cuba, y del Paleógeno (1750 m). El pozo Candelaria 1 presentó impregnaciones de hidrocarburos en numerosos núcleos de diferentes intervalos: 920 hasta 1740 m; 2200 a 2208 m; 2657 a 2662 m; 3200 a 3203 m; 3343 a 409 m y 3627 a 3632 m.</p> <p>Pozo Taco-Taco 1. Alcanzó 1224 m de profundidad. Comenzó cortando las rocas del Neógeno, sobre las que está emplazado, hasta el Oligoceno. Después cortó las rocas orogénicas del Eoceno. Se manifestaron hidrocarburos en los siguientes intervalos: 682.7-697.9 m, pequeña impregnación de petróleo; 783.3 m: petróleo y gas; 1185.6 m: asfalto.</p> <p>Pozo San Claudio (pozo PE-8). Manifestó hidrocarburos en los siguientes intervalos de la Formación Capdevila: 17-41.5 m, petróleo en limolitas; 86.4-107.4 m, petróleo en areniscas y limolitas; 134.7-146.7 m, petróleo en limolitas; 151.8-170 m, petróleo en limolitas. La presencia de asfaltita o manifestaciones de petróleo en rocas del Eoceno Inferior de la Formación Capdevila.</p>

Tabla 2. Grado de estudio petrofísico por núcleos. (CEINPET, 2014)

No	Provincia	Áreas y/o yacimientos	Cantidad, u	
			Pozos	Núcleos
1	Pinar del Río	San Ramón	1	2
		Río del Medio	1	1
		Puerto Esperanza	4	8
		Pinar	3	12
		Sub total	9	23
2	Artemisa	Cayajabos	1	4
		Chacón	1	4
		Caridad	1	5
		Mariel	2	3
		Martin Mesa	19	35
		Las Mangas	1	3
Sub total		25	54	
3	La Habana	Guanabo	5	7
		Santa María	1	1
	Sub Total		6	8

No	Provincia	Áreas y/o yacimientos	Cantidad, u	
			Pozos	Núcleos
4	Mayabeque	Puerto Escondido	2	3
		Vía Blanca	9	21
		Yumurí	7	12
		Boca de Jaruco	41	58
		Sub Total	59	94
5	Matanzas	Camarioca	14	37
		Varadero Sur	6	13
		Guásimas	3	7
		Cantel	25	35
		Varadero	8	12
		Majaguillar	2	9
		Sub Total	58	113
Total			157	284

Basado en las determinaciones petrofísicas se elaboraron los mapas de porosidad y de saturación máxima probable de petróleo. La caracterización petrofísica por núcleos de los sedimentos terciarios en la región de estudio (Pinar del Río, Artemisa, La Habana, Mayabeque y Matanzas) se estableció a partir de las determinaciones petrofísicas de contenido de carbonatos, porosidad y saturación máxima probable de hidrocarburos (Rodríguez, 2021).

El grado de estudio petrofísico por núcleos de los pozos perforados en esta región, donde tenemos determinaciones de parámetros, está limitado significativamente. Se asumió como criterio analizar aquellas muestras hasta 1000m, pues no en todos los casos está definido a qué formación geológica se puede asociar el núcleo cortado y aquellos núcleos con una recuperación >1m, para garantizar que el núcleo analizado sea representativo de la secuencia de donde fue cortado. Se analizaron 284 núcleos de 157 pozos.

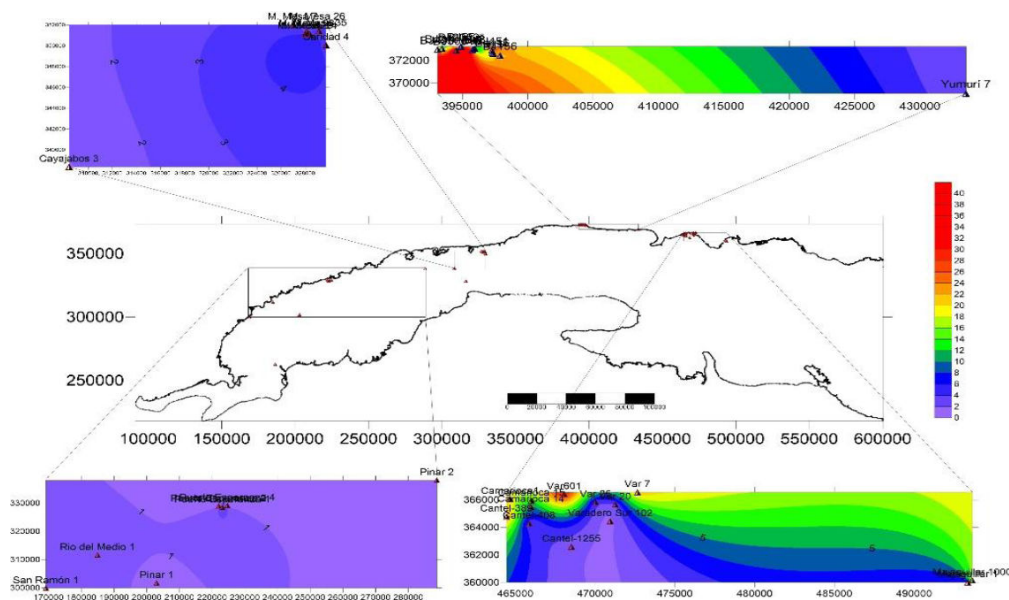


Figura 2. Mapa de distribución de la porosidad en las rocas terciarias carbonatadas en la región Pinar del Río-Matanzas

Los mayores valores de porosidad en las rocas con Carbonatosidad >50% se obtuvieron en los pozos de la provincia Mayabeque y en los pozos de Cantel-Camarioca de la provincia Matanzas (Figura 2). No hay datos para obtener un mapa de La Habana. En cuanto a la saturación de

petróleo máxima probable (Sp=1-Sar) presenta valores más altos en Pinar del Río y Matanzas (al este del yacimiento Varadero), presenta valores medios en Pinar del Río (Puerto Esperanza) y en Matanzas (cercano al yacimiento Camarioca). (Figura 3), (Tabla 3).

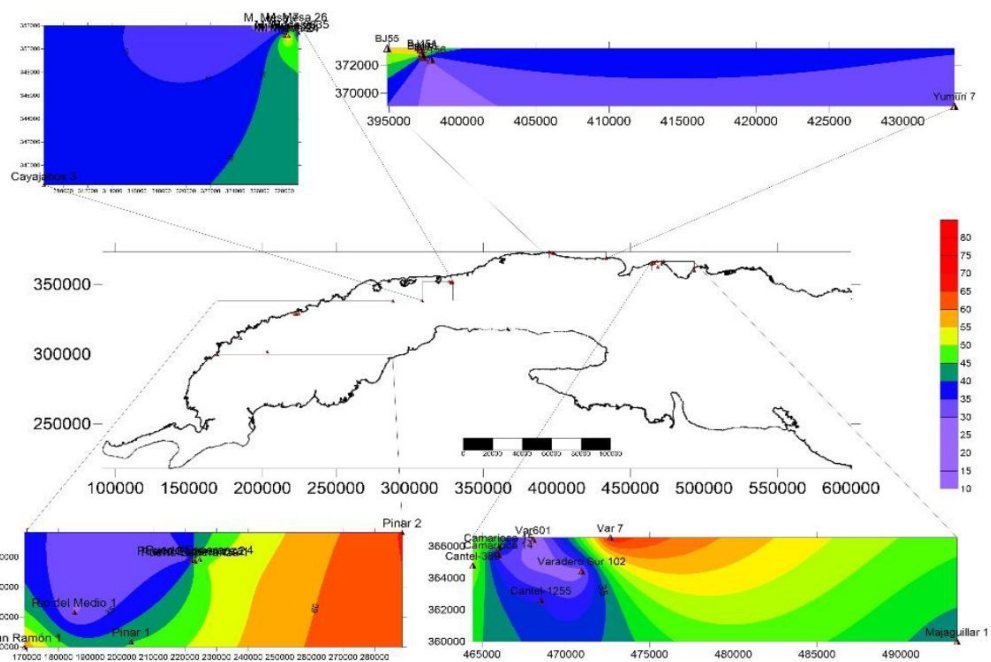


Figura 3. Mapa de distribución de la saturación de petróleo máxima probable en las rocas carbonatadas en la región Pinar del Río-Matanzas

Estudiando las rocas con Carbonatosidad menor del 50% se observa una mejor distribución de la porosidad en cada una de las provincias estudiadas (Figura 4). En cuanto a la distribución de la saturación de petróleo máxima posible se observan algunos valores más altos en San Ramón en Pinar del Río, Martín Mesa en Artemisa, en Vía Blanca y en algunos pozos de Boca de Jaruco en Mayabeque y en las proximidades del Varadero 2 y 20, valores medios en Camarioca y Cantel en Matanzas (Figura 5).

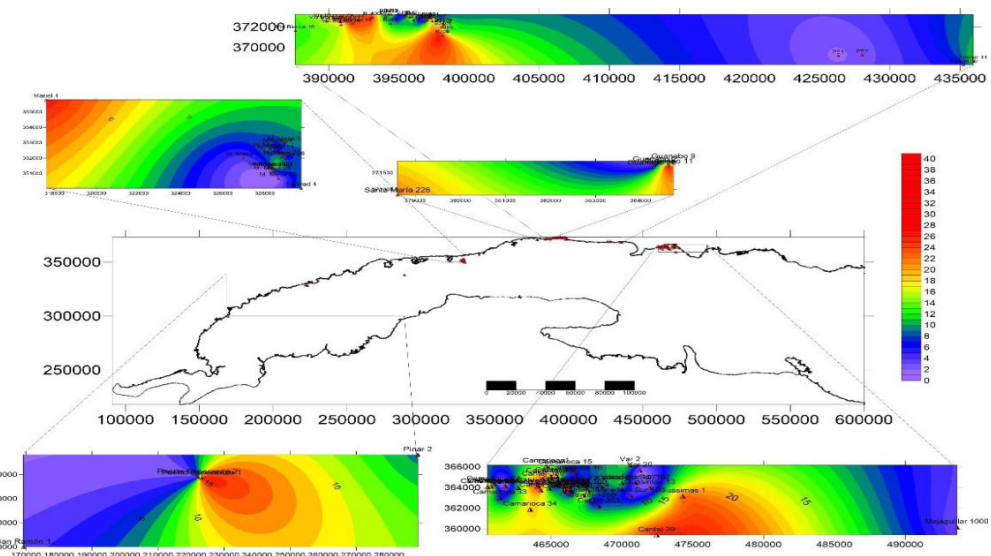


Figura 4. Mapa de distribución de la porosidad en las rocas terciarias no-carbonatadas en la región Pinar del Río-Matanzas

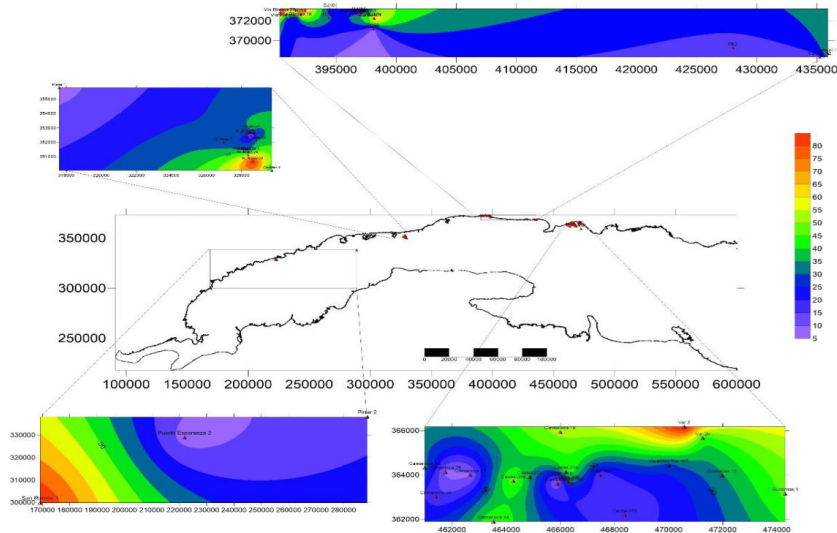


Figura 5. Mapa de distribución de la saturación máxima probable de petróleo en las rocas terciarias no-carbonatadas en la región Pinar del Río-Matanzas

El análisis de las manifestaciones superficiales y en pozos hasta 1000m en el norte de las provincias Pinar del Río, Artemisa, La Habana, Mayabeque y Matanzas evidencia la gran cantidad de manifestaciones de hidrocarburos en las secuencias terciarias, aunque también se reportan manifestaciones en rocas del Cretácico y más antiguas.

Tabla 3. Resultados de la caracterización de los intervalos por parámetro analizado

Parámetro petrofísico	Características establecidas a partir del estudio	
	>50%	<50%
Carbonatosidad		
Porosidad	alta	Buena distribución en todas las áreas estudiadas
Saturación de petróleo máxima probable $Sp=1-Sar$	alta	En los núcleos del pozo San Ramón 1, Pinar del Río, en los pozos de Martín Mesa, Artemisa, en los pozos de Vía Blanca- Boca Jaruco, Mayabeque y en las proximidades de los pozos Varadero 2 y 20, Matanzas.
	media	En los núcleos de los yacimientos Camarioca y Cantel, Matanzas.
	Núcleos de Mayabeque y de Cantel-Camarioca, Matanzas.	
	Núcleos de Pinar y al este del yacimiento Varadero, Matanzas.	
	Núcleos de Puerto Esperanza, Pinar del Río y en las proximidades del yacimiento Camarioca, Matanzas.	

CONCLUSIONES

Las propiedades de los reservorios encontrados se dividieron en rocas con Carbonatosidad >50% y las rocas con Carbonatosidad <50%. Los mayores valores de porosidad en las rocas con Carbonatosidad >50% se obtuvieron en los pozos de la provincia Mayabeque y en los pozos de Cantel-Camarioca de la provincia Matanzas. En cuanto a la saturación de petróleo máxima probable ($Sp=1-Sar$) presenta valores más altos en Pinar del Río y Matanzas (al este del yacimiento Varadero), presenta valores medios en Pinar del Río (Puerto Esperanza) y en Matanzas (cercano al yacimiento Camarioca). En las rocas con Carbonatosidad menor del 50% se observa una mejor distribución de la porosidad en cada una de las provincias estudiadas. En cuanto a la distribución de la saturación de petróleo máxima posible se observan algunos valores más altos en el pozo San Ramón 1 en Pinar del Río, en pozos de Martín Mesa en Artemisa, en pozos de Vía Blanca y en algunos pozos de Boca de Jaruco en Mayabeque y en las proximidades de los pozos Varadero 2 y 20, existen valores medios en los yacimientos Camarioca y Cantel en Matanzas, pero son poco representativos.

REFERENCIAS

- CEINPET (2014): *Base de datos petrofísicas actualizada*. Archivo Técnico CEINPET. La Habana. Cuba.
- Linares Cala E, García D., Delgado O., López J.G y Strazhevich V. (2011): *Yacimientos y manifestaciones de hidrocarburos de la República de Cuba*. Editorial CNDIG. La Habana. Cuba. ISBN: 978-959-7117-33-9.
- Núñez Jiménez A. (1998): *Geología. Colección Cuba: La Naturaleza y el Hombre*. Ediciones Mec. Graphic Ltd. ISBN: 959-230-001-1.
- Rojas R y Nieves A (2019): Informe: *ICT sobre sondeos con manifestaciones de hidrocarburos en las secuencias sedimentarias ($K_2^{cp-m} - N$) en la región Mariel-Corralillo (Artemisa, La Habana, Mayabeque, Matanzas)*. Proyecto 7093. Petróleo no convencional. Archivo Técnico CEINPET. La Habana, Cuba.
- VNIINEft (2014): Informe del trabajo de Investigación científica " *Estudio detallado de las propiedades petrofísicas y de filtración en los núcleos de tres pozos del yacimiento Boca de Jaruco*". Archivo Técnico CEINPET. La Habana, Cuba.
- VNIINEft (2017): Informe: *Investigación de las principales propiedades de filtración-capacidad de las rocas del área Majaguillar*. Informe de trabajo científico. (en ruso y español). Archivo Técnico CEINPET. La Habana, Cuba.
- Rodríguez N, Barrios M y Queralta RC. (2017): Informe técnico: *Caracterización petrofísica de las muestras de núcleos, áreas de petróleo no convencional*. Etapa 9. Proyecto 9014. Archivo Técnico CEINPET. La Habana, Cuba.
- Rodríguez N, Barrios M. Ibonet R. (2021): *Caracterización petrofísica de las secuencias terciarias en la región Pinar-Matanzas*. [Sesión de conferencia en la IX Convención de Ciencias de la Tierra]. La Habana. Cuba.

Norma Rodríguez Martínez. Ingeniera geofísica graduada en la antigua URSS y Doctora en Ciencias Geológicas. Académica de Mérito de la Academia de Ciencias de Cuba. Miembro fundador de la Sociedad Cubana de Geología, con conocimientos en las determinaciones petrofísicas a muestras de rocas, sistema de procesamiento e interpretación de registros geofísico-geológicos. Actualmente trabaja también en el Instituto de Geología y Paleontología/Servicio Geológico de Cuba (IGP/SGC) con la categoría de Investigadora Titular. Es Profesora Titular, Consultante, jubilada del Instituto Superior de Tecnologías y Ciencias Aplicadas (InSTEC) de la UH. Participante en eventos científicos nacionales e internacionales, autora de más de 40 artículos científicos, informes y reportes técnicos. Miembro del Consejo Editorial de la revista Geoinformativa.