

## Petrofísica de las secuencias terciarias en la región Pinar-Matanzas, Cuba

Norma Rodríguez Martínez <sup>1</sup>.

<sup>1</sup> *Dra. Ciencias Geológicas, Instituto de Geología y Paleontología Servicio Geológico Nacional, dirección Municipio San Miguel del Padrón, La Habana ORCID ID 0000-0001-5527-7718, normarodmartinez@gmail.com*

### RESUMEN

La definición de nuevas áreas potenciales dónde aplicar métodos de recuperación secundaria partiendo de los resultados en la capa M, impone la necesidad de analizar otras áreas. La presente investigación tiene como objetivo la caracterización petrofísica por núcleos de los sedimentos terciarios en la región de estudio que comprende: Pinar del Río, Artemisa, La Habana, Mayabeque y Matanzas. Como resultado, a partir de las determinaciones petrofísicas de contenido de carbonatos, porosidad y saturación máxima probable de hidrocarburos y el análisis de las manifestaciones superficiales y en pozos hasta 1000m en el norte de estas provincias, evidencia la gran cantidad de manifestaciones de hidrocarburos en las secuencias terciarias, aunque también se reportan 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, tomando en cuenta la porosidad, se observaron en los pozos de la provincia Mayabeque y en los pozos de Cantel-Camarioca de la provincia Matanzas. Por saturación máxima probable ( $S_p=1-Sar$ ) de petróleo, se encontraron pozos en Pinar y Matanzas (al este del yacimiento Varadero) y con valores medios en Pinar (Puerto Esperanza) y en Matanzas (cercano al yacimiento Camarioca). En las rocas no carbonatadas se observa 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 the M layer imposes the need to analyze other areas. The present investigation aims at the petrophysical characterization by cores of the Tertiary sediments in the study region that includes: Pinar del Río, Artemisa, Havana, Mayabeque and Matanzas. As a result, from

the petrophysical determinations of carbonate content, porosity and probable maximum hydrocarbon saturation and the analysis of surface manifestations and in wells up to 1000 m in the north of these provinces, it is evident the large amount of hydrocarbon manifestations in the Tertiary sequences, although manifestations are also reported in Cretaceous and older rocks. The degree of petrophysical study by cores of the wells drilled in this region, where we have parameter determinations, is significantly limited. 284 cores from 157 wells were analyzed and maps of porosity and hydrocarbon saturation were constructed, taking into account the carbonatotic nature of the samples. The best values in carbonates, taking into account porosity, were observed in the wells of the Mayabeque province and in the Cantel-Camarioca wells of the Matanzas province. By maximum probable oil saturation ( $S_p=1-S_{ar}$ ), wells were found in Pinar and Matanzas (east of the Varadero field) and with average values in Pinar (Puerto Esperanza) and in Matanzas (close to the Camarioca field). In the non-carbonate rocks a more regular but less representative distribution is observed.

**Keyword:** reservoirs, porosity, Saturation, oil, tertiary rocks.

## RESUMO

A definição das novas áreas potenciais onde aplicar os métodos de recuperação secundária a partir dos resultados na capa M impõe a necessidade de analisar outras áreas. A presente investigação tem como objetivo a caracterização petrofísica por núcleos dos sedimentos terciários na área do estudo (Pinar del Río, Artemisa, La Habana, Mayabeque y Matanzas) Como resultado a partir das determinações petrofísicas do conteúdo dos carbonatos, a porosidade y saturação máxima provavel dos hidrocarbonetos y análise das manifestações superficiais y nos poços ate 1000m no norte das provincias evidencia a grao quantidade das manifestações de hidrocarbonetos nas rochas terciarias, se bem que também se refream manifestações em rochas do Cretácico y máis antigas. O grado do estudo petrofísico por núcleos dos poços perforados na

area, onde temos determinações dos parâmetros, está limitado significativamente. Analisaram 284 núcleos de 157 poços y construyeron mapas de porosidade y saturação de hidrocarbonetos considerando a carbonatossidade das mostras. Os melhores valores nos carbonatos: por porosidade nos poços da provincia Mayabeque y nos poços de Cantel-Camarioca da provincia Matanzas, por Saturação de petróleo máxima provavel ( $S_p=1-S_{ar}$ ) em Pinar y Matanzas (na leste do yacimiento Varadero), valores medios em Pinar (Puerto Esperanza) y em Matanzas (cercano ao yacimiento Camarioca). Nas rochas no carbonatadas ha uma distribuição máis regular mas pouco representativa.

**Palavras chave:** reservorios, porosidade, Saturação, petróleo, rochas terciarias.

## INTRODUCCIÓN

Los trabajos de recuperación secundaria y mejorada tienen su área de ejecución en la actualidad 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 hasta la fecha estimulan a analizar 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

**Materiales:** para el estudio se partió de la información brindada sobre manifestaciones superficiales en las formaciones geológicas del Eoceno, Oligoceno, Mioceno, Plioceno y Cuaternario (Núñez, 1998 y Linares et al., 2011), además se consultó el informe del proyecto 7093 de Rojas *et al.* (2019) y el informe de la etapa 9 del proyecto 9014 (Rodríguez, 2017) en proceso actualmente (**Tabla 1**). La información de las determinaciones petrofísicas de los núcleos (CEINPET, 2014). Fueron analizados 284 núcleos de 157 pozos (**Tabla 2**).

**Métodos:** La elaboración de la información petrofísica incluye el filtrado de esta, seleccionándose aquellos núcleos con buena recuperación (>1m) re-

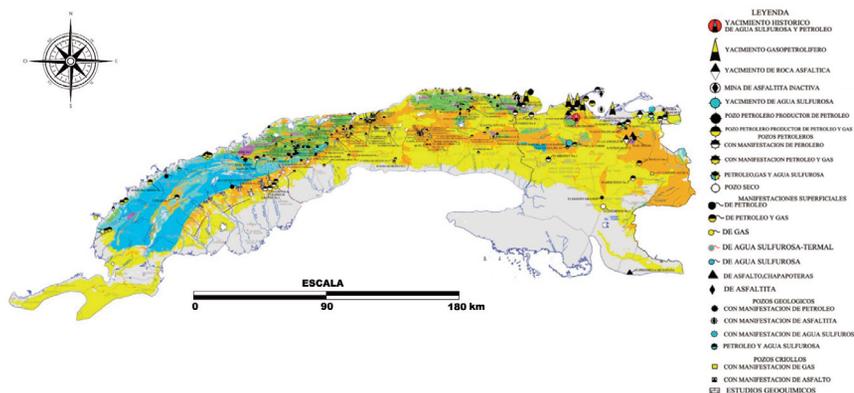
presentativo de la gran variedad litológica de todas las formaciones atravesadas por los pozos.

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

1. Manifestaciones superficiales (Linares et al., 2011; Rojas *et al.*, 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.

2. Grado de estudio petrofísico por provincia.



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

Provincia	Manifestaciones en pozos	Manifestaciones superficiales
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 obtuvo gas en el intervalo de 449 a 506 m. (cerca de Cayajabos y Chacón 2).
	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.	<b>Pozos Chacón 2 y CHD-1X.</b> 0-340 m: Formación Guanajay, edad: Oligoceno Superior, de 340m a 432m: Formación Capdevila, edad: Eoceno Inferior; de 432m a 76m: Paleoceno (?). Durante la perforación se presentaron las siguientes manifestaciones de hidrocarburos: de 346m a 1600m se presentaron trazas de petróleo medio.Cayajabos y Chacón 2).

Artemisa	<p>Manifestación El Morrillo. Esta manifestación sale del fondo del mar como a 300 m de la costa.</p>	<p><b>Pozos Chacón 2 y CHD-1X. 0-340 m:</b> Formación Guanajay, edad: Oligoceno Superior, de 340m a 432m; Formación Capdevila, edad: Eoceno Inferior; de 432m a 76m; Paleoceno (?). Durante la perforación se presentaron las siguientes manifestaciones de hidrocarburos: de 346m a 1600m se presentaron trazas de petróleo medio.</p>
	<p>Minas de asphaltita. Desde el siglo XIX se explotaron las minas de asphaltitas 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 Cacarajicara. Las más orientales se pueden agrupar en dos zonas: Cayajabos-Mariel y zona de Banés, Mina Manuela (Mariel).</p>	<p><b>Pozos Versalles Fernández de Castro 22 y 21.</b> El 22 alcanzó la profundidad de 933m. 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: 493.7m a 505.9m, 518.1m; 569.9m a 579.1m, 883.9m a 899.1m y manifestaciones de gas: 493.7m a 505.9m, 624.8m.</p>
	<p>Manifestación Las Lajas. Consiste en afloramientos de calizas bituminosas muy negras, de yacencia 336° con 24° de inclinación.</p>	<p><b>El pozo Caridad 4</b> desde la boca reveló la Formación Capdevila, que se extiende hasta los 150m. Los cuatro pozos presentaron abundantes manifestaciones de petróleo durante la perforación: Caridad 1: manifestó petróleo desde los 305m hasta los 823m; Caridad 2: manifestó petróleo desde los 21 hasta 664m; Caridad 3: manifestó petróleo desde los 549m hasta los 553m y desde 305m hasta 402m; Caridad 4: manifestó petróleo desde los 740m hasta los 760m de 18.2° API, y produjo 20 b/d de petróleo en el intervalo de 380m a 435m.</p>
	<p>Presa La Coronela (El petróleo viscoso corría por el río desde las rocas del Paleógeno)</p>	<p><b>Pozo Mariel 2:</b> de 0m a 70m, edad: Mioceno. Pozo Ariguanabo 1: de 0m a 715.1m, edad: Oligoceno-Mioceno, Formaciones Guanajay y Güines; 715.1m-786.7m, edad: Eoceno Superior, Formación Jabaco; 786.7m-1082.7m, edad: Eoceno Medio, Formación Loma Candela. Este pozo presentó manifestaciones de hidrocarburos en los intervalos siguientes: de 121.9m a 304.8m, petróleo ligero en rocas de la Formación Guanajay; de 786.3m a 932.6m, asfalto en rocas del Eoceno Medio; de 1006.8m a 1014.4m, petróleo en lutitas.</p>

Artemisa	<p>Regalado. En el área hay varias chapapoteras, pero los afloramientos de rocas son escasos. Al parecer la mayor chapapotera, desde donde sale petróleo grueso o asfalto con gas, coincide con el antiguo pozo Tomasita (Havana Oil) de 670 m de profundidad</p>	<p><b>Pozo Ariguanabo1:</b> de 0m a 715.1m, edad: Oligoceno-Mioceno, Formaciones Guanajay y Güines; de 715.m a 786.7m, edad: Eoceno Superior, Formación Jabaco; de 786.7m a 1082.7m, edad: Eoceno Medio, Formación Loma Candela. Este pozo presentó manifestaciones de hidrocarburos en los intervalos siguientes: de 121.9m a 304.8m, petróleo ligero en rocas de la Formación Guanajay; de 786.3m a 932.6m, asfalto en rocas del Eoceno Medio.</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><b>Pozo Ariguanabo 2:</b> de 0m a 557m, edad: Oligoceno-Mioceno, formaciones Guanajay y Güines; de 557m a 719.9m, edad: Eoceno, formaciones Loma Candela y Jabaco. Este pozo presentó numerosas manifestaciones de hidrocarburos por debajo del terciario.</p>
	<p>La Tomasita, un salidero superficial de petróleo. Un fuerte surtidor de petróleo pesado, de color negro, en el lecho de una cañada que solo corre en época de lluvias, produce de las areniscas polimícticas de la Formación Capdevila, de edad Eoceno Inferior.</p>	<p><b>Pozos Sinclair William 1 (Guayabal 1) y 2 (Guayabal 2) Alcanzaron profundidades de:</b> Sinclair William 1 477m, y Sinclair William 2, 815m. Sinclair William 1: calizas y areniscas –fundamentalmente estas últimas–, con buena impregnación de petróleo. Las manifestaciones de hidrocarburos y aguas sulfurosas y saladas: agua sulfurosa a 116.4m y a 243.m - 245m, gas: a 163m, de m a , de 226m - 245 m y de 276.7m - 305., petróleo: a 38.1m, a 277., y a 397m, agua salada: a 358.1m. Sinclair William 2, la litología registrada por este pozo en sus primeros 183m es la siguiente: arcillas, calizas, areniscas, lutitas arenosas, calcáreas y 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 574.5m.</p> <p><b>Pozo Soroa1</b> Alcanzó 965m 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, 769.6m, 800m y a 944.8m, y exhibió asfalto a la profundidad de 964m.</p>

		<p><b>Pozo Candelaria 1.</b> Se caracteriza por presentar un gran espesor de los depósitos del Mioceno (2050m), el mayor reportado en el subsuelo de Cuba, y del Paleógeno (1750m). El pozo Candelaria 1 presentó impregnaciones de hidrocarburos en numerosos núcleos de diferentes intervalos: 920m a 1740 m, 2200m a 2208m, 2657m a 2662 m, 3200m a 3203m, 3343m a 409m y 3627m a 3632m.</p>
		<p><b>Pozo Taco-Taco1.</b> Alcanzó 1224m 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: pequeña impregnación de petróleo: 682.7m a 697.9m, petróleo y gas: 783.3m, asfalto: 1185.6 m.</p>
		<p><b>Pozo San Claudio</b> (pozo PE-8) Manifestó hidrocarburos en los siguientes intervalos de la Formación Capdevila: petróleo en limolitas: 17m a 1.5m, petróleo en areniscas y limolitas: 86.4m a 107.4m, petróleo en limolitas: 134.7m a 146.7 m y petróleo en limolitas: 151.8m a 170m,. Se observó la presencia de asfaltita o manifestaciones de petróleo en rocas del Eoceno Inferior de la Formación Capdevila.</p>

**Tabla1.** Ejemplo de las Manifestaciones de hidrocarburos (superficiales y en pozos) en la región Pinar-Matanzas (Linares *et al.*, 2011)

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 aquéllos 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. Los mayores valores de porosidad en las rocas con Carbonatidad >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 y Matanzas (al este del yacimiento Varadero), presenta valores medios en Pinar (Puerto Esperanza) y en Matanzas (cercano al yacimiento Camarioca) (**Figura 3**).

No	Provincia	Áreas y/o yacimientos	Cantidad	
			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
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	

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

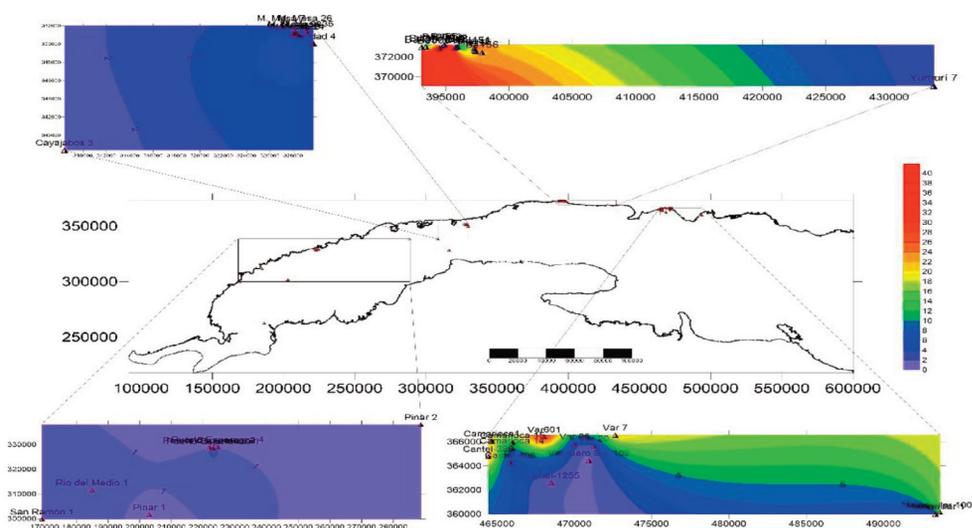
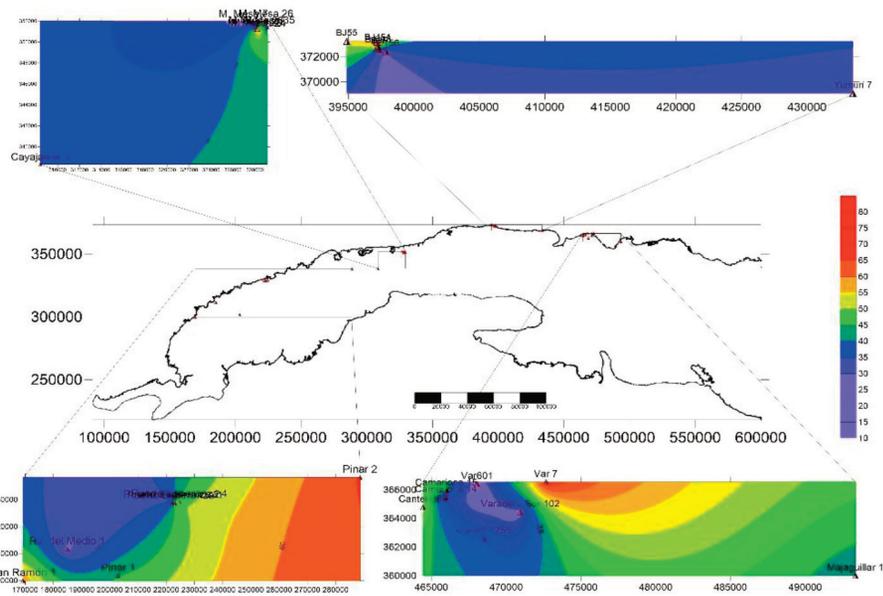


Figura 2. Mapa de distribución de la porosidad en las rocas terciarias carbonatadas en la región Pinar del Río-Matanzas.

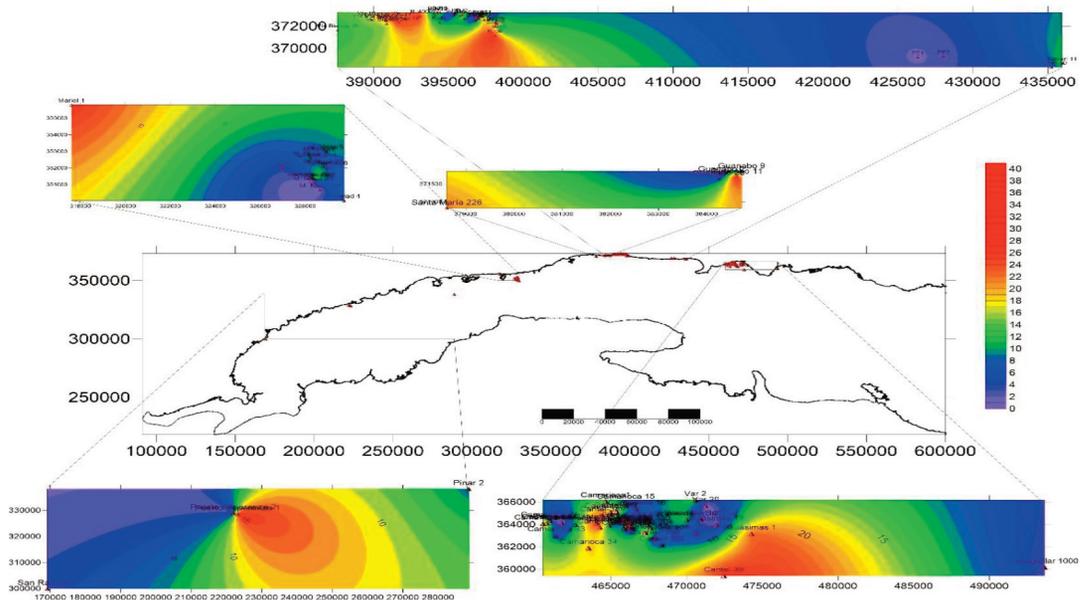
Al estudiar las rocas con carbonatosidad menor del 50 %, se observa una mejor distribución de la porosidad en cada una de las provincias estudiadas (**Figura 4**). En cuanto a la distribución de la saturación de petróleo máxima posible, se observan algunos valores más altos en San Ramón en Pinar del Río, Martín Mesa en Artemisa, en Vía Blanca y 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**).

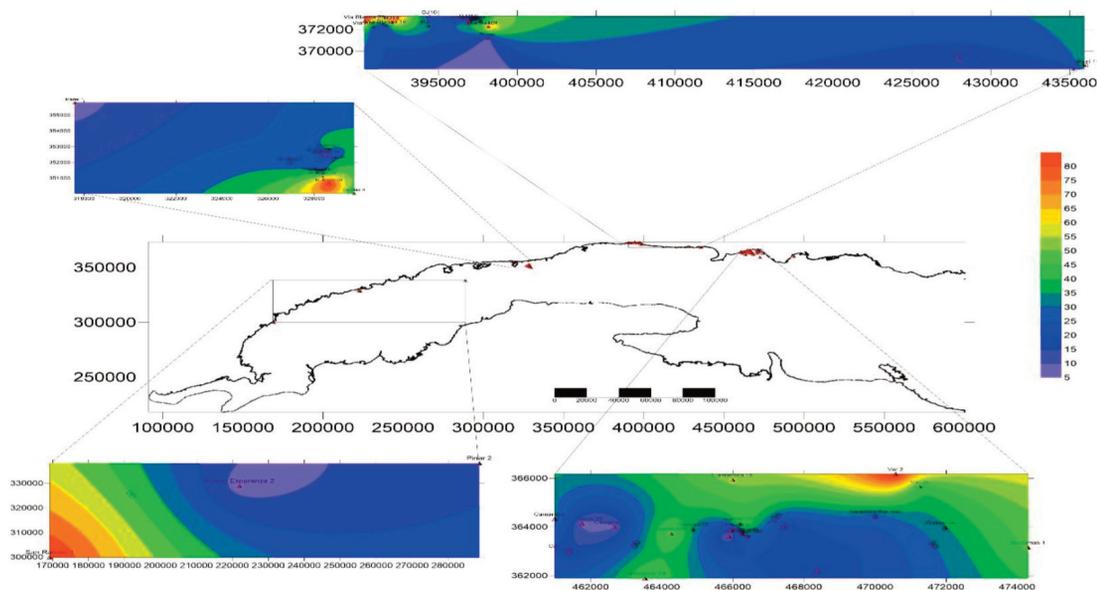
El análisis de las manifestaciones superficiales y en pozos hasta 1000m en el norte de las provincias Pinar del Río, Artemisa, La Habana, Mayabeque y Matanzas, evidencia la gran cantidad de manifestacio-



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



**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.

nes de hidrocarburos en las secuencias terciarias, aunque también se reportan manifestaciones en rocas del Cretácico y más antiguas.

### CONCLUSIONES

Las propiedades de los reservorios encontrados se dividieron en rocas con Carbonatosidad > 50 % y en 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 ( $S_p=1-S_{ar}$ ) presenta valores más altos en Pinar y Matanzas (al este del yacimiento Varadero), presenta valores medios en Pinar (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 San Ramón en Pinar del Río, Martín Mesa en Artemisa, en Vía Blanca y algunos pozos de Boca de Jaruco en Mayabeque y en las proximidades del Varadero 2 y 20, valores medios en Camarioca y Can-

tel en Matanzas, pero son poco representativos.

### REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- CEINPET, 2014, Base de datos petrofísicos. 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. ISBN 978-959-7117-33-9. CEINPET, La Habana, Cuba.
- Núñez Jiménez A., 1998, GEOLOGIA. Colección Cuba: La Naturaleza y el Hombre. Ediciones Mec Graphic Ltd.
- Rojas R. y Nieves A., 2019, ICT SOBRE SONDEOS CON MANIFESTACIONES DE HIDROCARBUROS EN LAS SECUENCIAS SEDIMENTARIAS (K2cp-m - N) EN LA REGIÓN MARIEL-CORRALILLO (Artemisa, La Habana, Mayabeque, Matanzas) Proyecto7093 Petróleo no convencional (en proceso).
- Rodríguez N., Barrios M. y Queralta R.C., 2017, Etapa 9, Proyecto 9014. Caracterización petrofísica de las muestras de núcleos, áreas de petróleo no convencional. Informe técnico,

CEINPET, La Habana, Cuba.

**Rodríguez N., Barrios M. e Ibonet R.,** 2021, Caracterización petrofísica de las secuencias terciarias en la región Pinar-Matanzas. Ponencia en la IX Convención de Ciencias de la Tierra, La Habana, Cuba.

**VNIIneft.,** 2014, Informe del trabajo de Investigación científica " Estudio detallado de las propie-

dades petrofísicas y de filtración en los núcleos de tres pozos del yacimiento Boca de Jaruco". CEINPET, Habana, Cuba.

**VNIIneft.,** 2017, Investigación de las principales propiedades de filtración-capacidad de las rocas del área Majaguillar. Informe de trabajo científico. (en ruso y español). Archivo CEINPET, La Habana, Cuba.

