

Geociencias UO

Órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca

Julio 2025, Volumen 16, número 2.

<https://geocienciasuo.olmeca.edu.mx>



Imagen de la portada / Cover image / Imagem da capa

Formación El Sábalo. Magmatismo del Margen Continental Norteamericano. Jurásico Superior Oxfordiano. Diabasas y basaltos (pillow basalt) con intercalaciones de espesores variables de argilitas, limolitas y calizas. Localidad estratotipo de la formación: carretera de Montaña, noroeste de Soroa. Ubicados en los 22° 49' 16.82396397" de latitud norte y los 83° 04' 28.12165012" longitud oeste, en la provincia de Artemisa, Cuba. Fotografía: Dr. C. Evelio Linares Cala (bello@ceinpet.cupet.cu).

El Sábalo Formation. North American Continental Margin Magmatism. Upper Jurassic, Oxfordian. Diabases and basalts (pillow basalt) with interbedded layers of varying thicknesses of argillites, siltstones, and limestones. Type locality of the formation: Mountain road, northwest of Soroa. Located at 22°49'16.82396397" N latitude and 83°04'28.12165012" W longitude, in the province of Artemisa, Cuba. Photograph: Dr. C. Evelio Linares Cala (bello@ceinpet.cupet.cu).

Formação El Sábalo. Magmatismo da Margem Continental Norte-Americana. Jurássico Superior, Oxfordiano. Diabásios e basaltos (pillow basalt) com intercalações de espessuras variáveis de argilitos, siltitos e calcários. Localidade-tipo da formação: estrada de montanha, a noroeste de Soroa. Localizados a 22°49'16.82396397" de latitude norte e 83°04'28.12165012" de longitude oeste, na província de Artemisa, Cuba. Fotografia: Dr. C. Evelio Linares Cala (bello@ceinpet.cupet.cu).

Comisión Técnica

Editores	Julio César Javier Quero	Tomás Ramírez Maldonado
Revisores	Héctor de Paz (corrector de estilo)	José Alejandro Chablé Gómez
Trabajo de imágenes	Brenda Ivonne Basurto Aguilar	

Esta publicación es el órgano de divulgación científica de la Universidad Olmeca, en ella se publican artículos originales relacionados con las Ciencias de la Tierra y sus disciplinas, con énfasis en trabajos desarrollados en Iberoamérica. La revista *Geociencias* aceptará solamente aquellos artículos que se apeguen a las normas editoriales, publicadas en <http://www.olmeca.edu.mx/>.

Las contribuciones tienen que estar redactadas en español.

This journal is a scientific disclosure publication of the Olmeca University, This journal publishes original articles related to Earth Sciences and its disciplines, with an emphasis on studies and work developed in Latin America.

The *Geociencias* UO journal will only accept articles that adhere to the editorial standards, Editorial standards are published at <http://www.olmeca.edu.mx>

The contributions must be written in Spanish.

Esta revista é uma publicação científica da Universidade Olmeca, na qual se editarão artigos originais relacionados às Ciências da Terra e suas disciplinas que enfatizem os trabalhos realizados na América Latina. A revista *Geoscience* aceitará apenas os itens que aderirem às diretrizes editoriais, publicado em <http://www.olmeca.edu.mx/>

As contribuições devem ser escritos em espanhol.

Geociencias UO. Órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca, volumen 16, número 2, julio 2025, editada por la Universidad Olmeca, A. C., Carretera federal Villahermosa - Escárcega, km 14.329 margen derecha, ranchería Coronel Traconis 3ra. sección, C. P. 86265, Centro, Tabasco, México Villahermosa, Tabasco, México, a través de la Coordinación Editorial. Teléfono: + 52 (993) 187 9700. Ext. 1140 y 1141, correo electrónicos: editorial@olmeca.edu.mx

Reserva del Derecho al Uso Exclusivo: 04-2019-092513413800-102. ISSN versión impresa: 2683-3174, ISSN versión electrónica: 2954-3533. Certificado de Licitud de Título, en trámite y Certificado de Licitud de Contenido, en trámite, ambos otorgados por la Comisión Calificadora de Publicaciones y Revistas Ilustradas de la Secretaría de Gobernación.

Este número se terminó de editar el 29 de julio de 2025.

Las opiniones expresadas por los autores no necesariamente reflejan la postura de la Universidad Olmeca.

D. R. © 2019. Universidad Olmeca, A. C., Carretera federal Villahermosa - Escárcega, km 14.329 margen derecha, ranchería Coronel Traconis 3ra. sección, C. P. 86265, Centro, Tabasco, México

Queda estrictamente prohibida la reproducción total o parcial de los contenidos e imágenes de la publicación sin previa autorización por escrito de la Universidad Olmeca, A.C.

Geociencias UO

Órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca



UNIVERSIDAD OLMECA
Raíz de Sabiduría

<http://www.olmeca.edu.mx>

EDITORES EN JEFE

Francisco García Hernández

Doctor en Ciencias por la Colorado School of Mines
Investigador y experto en Petróleo.

Heberto Ramos Rodríguez

Maestro en ingeniería Petrolera por la UNAM y
maestro en Administración de Empresas por la
Universidad Olmeca.

CONSEJO EDITORIAL

Emilio Alberto De Ygartua Monteverde

Doctor en Ingeniería Constitucional Electoral por la
Universidad Carlos III de Madrid, España y doctor en
Gobierno y Administración Pública en el IAPET.
Rector Universidad Olmeca, A. C.

Beatriz Zumalacárregui de Cárdenas

Doctora en Ciencias Químicas
Universidad Tecnológica de La Habana, Cuba.

José Luis Naranjo Henao

MCs. docente de geología y fotogeología en la
Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de
Caldas, Colombia

Luzbel Napoleón Solórzano

Maestro en ingeniería petrolera por la UNAM.
Investigador y experto en Petróleo

Marco Antonio Maldonado Sánchez

Maestro en Ingeniería Petrolera por la UNAM.
Catedrático de la Universidad Olmeca.

Nelson Esteban Salinas Rojas

Ingeniero Geólogo con especialidad en petróleo,
por la Universidad de Oriente en Venezuela.

Nelson Esteban Salinas Rojas

Ingeniero Geólogo con especialidad en petróleo,
por la Universidad de Oriente en Venezuela.

Rosa María Prol Ledesma

Especialista en energía geotérmica y en Sistemas de
información geográfica y Teledetección de los recursos na-
turales. Investigadora del Instituto de Geofísica de la UNAM

Tomás Ramírez Maldonado

Doctor en Ciencias de la Ingeniería por la
Universidad Nacional Aeroespacial de Ucrania.
Catedrático de la Universidad Olmeca.

Gabriel Enrique Baquedano Moreno

Maestro en Ciencias por el Centro interdisciplinario de
Investigación y Docencia en Educación.

Oswaldo Federico Donoso

Ingeniero en Minas por la Universidad de Santiago de
Chile. Investigador y experto en Petróleo.

Geociencias UO

Órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca



UNIVERSIDAD OLMECA
Raíz de sabiduría

<http://www.olmeca.edu.mx>

COMITÉ DE ARBITRAJE

Oswaldo Rodríguez Morán

Presidente del Comité de Arbitraje

Manuel Enrique Pardo Echarte

Doctor en Ciencias Geológicas.
Universidad Tecnológica de La Habana (CUJAE).
Investigador del Centro de Investigación del
Petróleo de Cuba.

Claudio Bartolini

Geólogo por la Universidad de Sonora, México;
Master en Geología/Ciencias de la Tierra,
Universidad de Arizona. Ph.D. en Geología/Ciencias de la
Tierra, Universidad de Texas en El Paso, EUA.
Miembro de la American Association of
Petroleum Geologists.

Oswaldo Rodríguez Morán

Master en Geología Petrolera, Universidad de Pinar del
Río, Cuba. Doctor en Ciencias Técnicas,
Universidad Tecnológica de La Habana.

Jorge Luis Torres Zafra

Máster en Ciencias Geológicas.
Instituto de Geología y Paleontología (IGP).
Servicio Geológico de Cuba.

Olga Castro Castiñeira

Doctora en Ciencias Geológicas.
Centro de Investigación del Petróleo.
Universidad Tecnológica de La Habana.

Norma Rodríguez Martínez

Doctora Ciencias Geológicas.
Académica de Mérito de la Academia de
Ciencias de Cuba.

Héctor Fernández Núñez

Master en Ingeniería Geofísica.
Doctor en Ciencias Técnicas.
Universidad Tecnológica de La Habana.

Reinaldo Rojas Consuegra

Master en Geología.
Doctor en Ciencias Geológicas.
Centro de Investigación del Petróleo de Cuba.

Sumario

Presentación	<i>Emilio Alberto De Ygartua Monteverde</i>	84
Carta al editor	<i>José Lastra</i>	85
Kappametría y la Pedogeoquímica sobre las estructuras sísmicas Vía Crucis y Mayabeque, La Habana, Cuba.	<i>Manuel Enrique Pardo Echarte, Osvaldo Rodríguez Morán</i>	87
Caracterización petrográfica y determinación de facies de la Formación Vega Alta en pozos del yacimiento Varadero Oeste.	<i>Arlety Fraginal Hernández, Rogelio Agüero López</i>	94
Sección Cretácico tardío–Paleógeno temprano de aguas profundas en el lecho del «Río Peñas» en la Sierra de Los Órganos, Cuba occidental.	<i>Isabel Beatriz Griñan Ferrer, Silvia Blanco Bustamante, Reinaldo Rojas Consuegra, Mercedes Torres La Rosa, Wilmer Pérez Gil, Esther María Cruz Gámez, Sujai Banzo Morales</i>	106
Actualización del modelo geológico del yacimiento de Boca de Jaruco.	<i>Danalys Juliá Bello, Osvaldo López Corzo</i>	116
Litoteca geólogo-petrolera de la República de Cuba. Caso de estudio: Sector Yumurí, provincia Matanzas.	<i>Yalena García Gil, Olga Castro Castiñeira, Esther María Cruz Gámez, Yanet Rosell Armenteros</i>	125
Análisis morfotectónico de la red de drenaje superficial y su implicación en la exploración petrolera. Caso de estudio en el municipio Martí, provincia Matanzas, Cuba.	<i>Ailadi García García, Ramón Cruz Toledo, Miguel Ángel Porres García</i>	136



Presentación



Es para mí un gusto presentar el número especial de la revista Geociencias UO, dedicado a difundir los resultados de la 8va Edición de la Maestría en Geología, mención Geología del Petróleo, de la Universidad de Pinar del Río "Hnos Saíz Montes de Oca", Cuba.

Este número especial constituye un esfuerzo conjunto entre instituciones académicas comprometidas con la generación de conocimiento aplicado al estudio de los sistemas petroleros del Caribe. Los artículos aquí reunidos son reflejo de una rigurosa labor investigativa que articula metodologías avanzadas en geología del petróleo, exploración y análisis de datos geocientíficos, con una visión integradora entre la investigación básica y sus aplicaciones prácticas.

Las contribuciones abarcan desde la caracterización litofacial de formaciones complejas como la Vega Alta en el yacimiento Varadero Oeste, hasta el desarrollo de modelos geológicos actualizados en yacimientos maduros como Boca de Jaruco. Asimismo, se abordan investigaciones de frontera en el campo de la bioestratigrafía cretácico-paleógena, la creación de litotecas para la conservación del patrimonio geólogo-petrolero, y el análisis morfotectónico como herramienta para la prospección de hidrocarburos. Este número también incluye una nota científica sobre kappametría y pedogeoquímica, que aporta nuevas perspectivas para la identificación indirecta de estructuras cargadas de hidrocarburos en contextos tectónicos complejos.

La publicación de este volumen especial fortalece los lazos de cooperación académica entre nuestras universidades y contribuye a la consolidación de una comunidad científica latinoamericana más integrada y propositiva, frente a los desafíos actuales de la exploración energética sostenible.

Agradecemos al Comité Académico de la Maestría en Geología de la Universidad de Pinar del Río, y a todos los autores, por su valiosa participación y compromiso con la excelencia académica.

Estoy convencido de que los contenidos aquí publicados serán de gran interés para investigadores, docentes, estudiantes y profesionales del sector energético, y que fomentarán nuevas líneas de investigación, cooperación y desarrollo tecnológico en las geociencias del siglo XXI.

Dr. Emilio De Ygartua Monteverde
Rector

Carta al editor¹:

A: Mtro. Julio César Javier Quero
Responsable Editor de la Editora Olmeca

Reciba usted mis más calurosos saludos. A nombre del Comité Académico de la 8va Edición de la Maestría en Geología (mención: Geología del Petróleo) de la Universidad de Pinar del Río «Hnos Saíz Montes de Oca», le agradecemos la oportunidad que nos ofrece, al difundir los resultados de las investigaciones de esta maestría, en este número especial de la revista Geociencias UO.

El impacto de los resultados de la maestría, están centrados en:

- El reconocimiento, desde el punto de vista taxonómico y bioestratigráfico cuantitativo, de solo una biozona, dada la conservación limitada del material muestreado, deformado durante la orogénesis y la posterior hipergénesis. La biozona definida de Radotruncana calcarata, indica la edad Cretácico tardío, Campaniano- Maastrichtiano, para la micrita (mudstone-wackestone recristalizado) de ambiente de aguas profundas.
- Que las escamas tectónicas, en el yacimiento Varadero Oeste, tienden a tener espesores mayores, además, son destacadas algunas microfacies que no están identificadas en algunas de estas facies, lo cual demuestra la gran complejidad que tiene la Formación Vega Alta en el yacimiento Varadero Oeste.
- En la actualización de la base de datos de la litoteca del Centro de Investigación del Petróleo, el cual incluye el material físico inventariado para el sector seleccionado, con el material vinculado al mismo, con la posibilidad de preparar consultas, y tener una traza de los préstamos realizados. Además, fueron preparados los procedimientos para la utilización de los distintos tipos de muestras, con la creación de plantillas.
- La actualización del modelo geológico del yacimiento, donde se integran nueva información: geológica, geofísica: métodos geofísicos, correlación estratigráfica y de registros de pozos para determinar propiedades físicas de las rocas.
- El análisis cualitativo de la red de drenaje superficial en el municipio Martí, lo cual permitió elaborar un esquema morfotectónico que evidencia la existencia de estructuras con alto potencial para la prospección petrolera. La identificación de alineamientos con direcciones predominantes NW-SE y NE-SW, junto con la delimitación de divisorias de aguas asociadas a levantamientos geomorfológicos, propició la inferencia de posibles trampas estructurales y vías de migración de hidrocarburos.

Lastra, J., 2025, Carta al Editor: Geociencias UO. v. 16, núm. 2, julio 2025. pp. 5-6

Le reiteramos el agradecimiento por contribuir a que los resultados de la maestría se agrupen en esta, tan prestigiosa revista.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Lastra', with a stylized flourish above the letters.

Dr. Cs. José Lastra
Pdte. Comité Académico
8va Edición de la Maestría en Geología
Mención: Geología del Petróleo
Universidad de Pinar del Río
«Hnos Saíz Montes de Oca»

Kappametría y la Pedogeoquímica sobre las estructuras sísmicas Vía Crucis y Mayabeque, La Habana, Cuba

Manuel Enrique Pardo Echarte¹, Osvaldo Rodríguez Morán²

¹ *Licenciado en Microbiología. Máster en Negocio de Petróleo y Gas. Centro de Investigación del Petróleo. La Habana, Cuba. Correo electrónico: thaishg89@gmail.com. Ingeniero Geofísico, Doctor en Ciencias Geológicas, Investigador Titular y Profesor Titular del Centro de Investigación del Petróleo, Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, Cerro, La Habana, CP 10 600. ORCID ID: 0000-0003-0669-4413. Correo E.: manuel.pardo@ceinpet.cupet.cu; mpar-doecharte@gmail.com.*

² *Ingeniero Geofísico. Máster en Geología Petrolera. Doctor en Ciencias Técnicas. Profesor Titular e Investigador Titular de la Universidad Tecnológica de La Habana, «José Antonio Echeverría», Cujae, Ave 114 No. 11901, entre Ciclovía y Rotonda, Marianao, C.P. 19390, La Habana, Cuba. ORCID ID: 0000-0001-9153-4603, Correo E.: ormoran2016@gmail.com.*

RESUMEN

En condiciones sismogeológicas complejas, el establecimiento de la carga de hidrocarburos de una estructura por los métodos sísmicos se dificulta considerablemente. Resulta entonces necesario recurrir a la Exploración Geoquímica Superficial con métodos indirectos y directos. Uno de los métodos indirectos empleados con este propósito es la Pedogeoquímica (V, Ni, Fe, Pb y Zn). Como regla, se asiste de la Kappametría para establecer, en condiciones de campo, los posibles intervalos de interés en el perfil (presencia de presumible magnetita diagenética) donde prestar atención con los métodos geoquímicos directos. El objetivo de la investigación consistió en establecer la presencia de intervalos con valores anómalos (mayor que 3 veces el fondo local) y/o con incrementos (mayor que 2 veces el fondo local) de los elementos V, Ni y Fe (el Pb y el Zn no son indicadores confiables) y su regularidad, a lo largo de un perfil N-S transversal a cada una de las dos estructuras sísmicas cartografiadas (Vía Crucis y Mayabeque).

Los estudios se hicieron a partir de muestras de suelo tomadas a una profundidad de 10-30 cm, con un paso aproximado de 500 m en los perfiles mencionados. El procesamiento de la Pedogeoquímica consistió en la digestión ácida total (con clorhídrico) de las muestras tamizadas y la determinación del contenido de cada elemento mediante la Espectroscopía con Plasma Inductivamente Acoplado (ICP). Según los resultados de la Pedogeoquímica, ambas estructuras (Vía Crucis y Mayabeque), de dimensiones transversales semejantes, parecen estar cargadas de hidrocarburos, al presentar una respuesta típica de halo: microfiltraciones intensas en sus límites y de menores proporciones en su centro o parte apical.

Palabras clave: Estructuras sísmicas; Exploración geoquímica superficial; Kappametría; Pedogeoquímica; Halos.

ABSTRACT

Under complex seismogeological conditions, determi-

Pardo-Echarte, M. E., Rodríguez-Móran, O., 2025, Kappametría y la Pedogeoquímica sobre las estructuras sísmicas Vía Crucis y Mayabeque, La Habana, Cuba: Geociencias UO. v. 16, núm. 2, julio 2025. pp. 87-93.

ning the hydrocarbon load of a structure using seismic methods becomes considerably difficult. It is therefore necessary to resort to surface geochemical exploration using indirect and direct methods. One of the indirect methods used for this purpose is pedogeochemistry (V, Ni, Fe, Pb, and Zn). As a rule, kappametry is used to establish, under field conditions, potential intervals of interest in the profile (presence of presumed diagenetic magnetite) where direct geochemical methods should be used. The objective of the investigation was to establish the presence of intervals with anomalous values (greater than 3 times the local background) and/or with increases (greater than 2 times the local background) of the elements V, Ni and Fe (Pb and Zn are not reliable indicators) and their regularity, along a N-S profile transversal to each of the two mapped seismic structures (Vía Crucis and Mayabeque). The studies were carried out from soil samples taken at a depth of 10-30 cm, with an approximate step of 500 m in the aforementioned profiles. The Pedogeochemical processing consisted of total acid digestion (with hydrochloric acid) of the sieved samples and the determination of the content of each element by means of Inductively Coupled Plasma Spectroscopy (ICP). According to the results of pedogeochemistry, both structures (Vía Crucis and Mayabeque), with similar cross-sectional dimensions, appear to be hydrocarbon-laden, exhibiting a typical halo response: intense microseepage at their boundaries and smaller ones at their centers or apexes.

Keywords: Seismic structures; Surface geochemical exploration; Kappametry; pedogeochemistry; Halos.

RESUMO

Em condições sismogeológicas complexas, estabelecer a carga de hidrocarbonetos de uma estrutura por métodos sísmicos torna-se consideravelmente mais difícil. É então necessário recorrer à Exploração Geoquímica de Superfície com métodos indiretos e diretos. Um dos métodos indiretos utilizados para esse fim é a Pedogeoquímica (V, Ni, Fe, Pb e Zn). Via de regra, a Kappametria é utilizada para estabelecer, em con-

dições de campo, os possíveis intervalos de interesse no perfil (presença de presumida magnetita diagenética) onde se deve atentar com métodos geoquímicos diretos. O objetivo da investigação foi estabelecer a presença de intervalos com valores anômalos (maiores que 3 vezes o fundo local) e/ou com aumentos (maiores que 2 vezes o fundo local) dos elementos V, Ni e Fe (Pb e Zn não são indicadores confiáveis) e sua regularidade, ao longo de um perfil N-S transversal a cada uma das duas estruturas sísmicas mapeadas (Vía Crucis e Mayabeque). Os estudos foram realizados utilizando amostras de solo coletadas na profundidade de 10-30 cm, com distância aproximada de 500 m nos perfis citados. O processamento da Pedogeoquímica consistiu na digestão ácida total (com ácido clorídrico) das amostras peneiradas e na determinação do teor de cada elemento por meio de Espectroscopia de Plasma Indutivamente Acoplado (ICP). De acordo com os resultados da Pedogeoquímica, ambas as estruturas (Vía Crucis e Mayabeque), com dimensões transversais semelhantes, parecem estar carregadas de hidrocarbonetos, apresentando uma resposta típica de halo: microvazamentos intensos em seus limites e menores em seu centro ou parte apical.

Palavras-chave: Estruturas sísmicas; Exploração geoquímica de superfície; Capametria; Pedogeoquímica; Auréolas.

INTRODUCCIÓN

Uno de los métodos geoquímicos de superficie indirectos empleados para establecer la carga de hidrocarburos en las estructuras sísmicas cartografiadas y/o en posibles trampas estratigráficas vinculadas a complejos anómalos de métodos no sísmicos, es la Pedogeoquímica (V, Ni, Fe, Pb y Zn) (Pardo Echarte y Rodríguez Morán, 2016). Como regla, se asiste de la Kappametria para establecer, en condiciones de campo, los posibles intervalos de interés en el perfil (presencia de presumible magnetita diagenética) donde prestar atención con los métodos geoquímicos directos, como el registro de gases hidrocarburos.

El objetivo de la investigación consistió en es-

tablecer la presencia de intervalos con valores anómalos (mayor que 3 veces el fondo local) y/o con incrementos (mayor que 2 veces el fondo local) de los elementos V, Ni y Fe (el Pb y el Zn no son indicadores confiables) y su regularidad, a lo largo de un perfil N-S transversal a cada una de las dos estructuras sísmicas cartografiadas (Vía Crucis y Mayabeque). En algunos casos, la Kappametría reproduce los resultados de interés con buena precisión (como en Vía Crucis), en otros no tanto (como en Mayabeque).

Como antecedente de este estudio se tiene el Reporte de Investigación «Interpretación geofísico-morfométrica en apoyo a la exploración petrolera del Bloque 7», atendiendo a las estructuras sísmicas cartografiadas” (Pardo Echarte, 2023).

Su objetivo consistía en apoyar con una interpretación integrada geofísico-morfométrica a la exploración petrolera del área al atender a las estructuras sísmicas cartografiadas (**Figura 1**). La misma consideraba la aplicación de los métodos gravi-magnético y la morfometría no-convencional para cartografiar los

máximos locales relacionados, de una u otra forma, con posibles focos de microfiltración, mientras que para cartografiar esos focos se empleó la Espectrometría Gamma Aérea (EGA). Los resultados de esta investigación arrojaron que la estructura Mayabeque estaba posiblemente cargada. En el caso de Vía Crucis no se pudo decir otro tanto, dada la falta de información EGA en ese territorio.

MATERIALES Y MÉTODOS

Los estudios se hicieron a partir de muestras de suelo tomadas a una profundidad de 10-30 cm, con un paso aproximado de 500 m en sendos perfiles de dirección N-S transversales a las respectivas estructuras.

El procesamiento de la Kappametría consistió en calcular el valor medio a partir de 7 lecturas tomadas sobre cada saco de muestra; establecer el valor de Fondo local (promedio de los valores mínimos) y normalizar todas las observaciones a partir del mismo. Los resultados de la Kappametría de presentan en las **Figuras 2 y 3**, respectivamente.

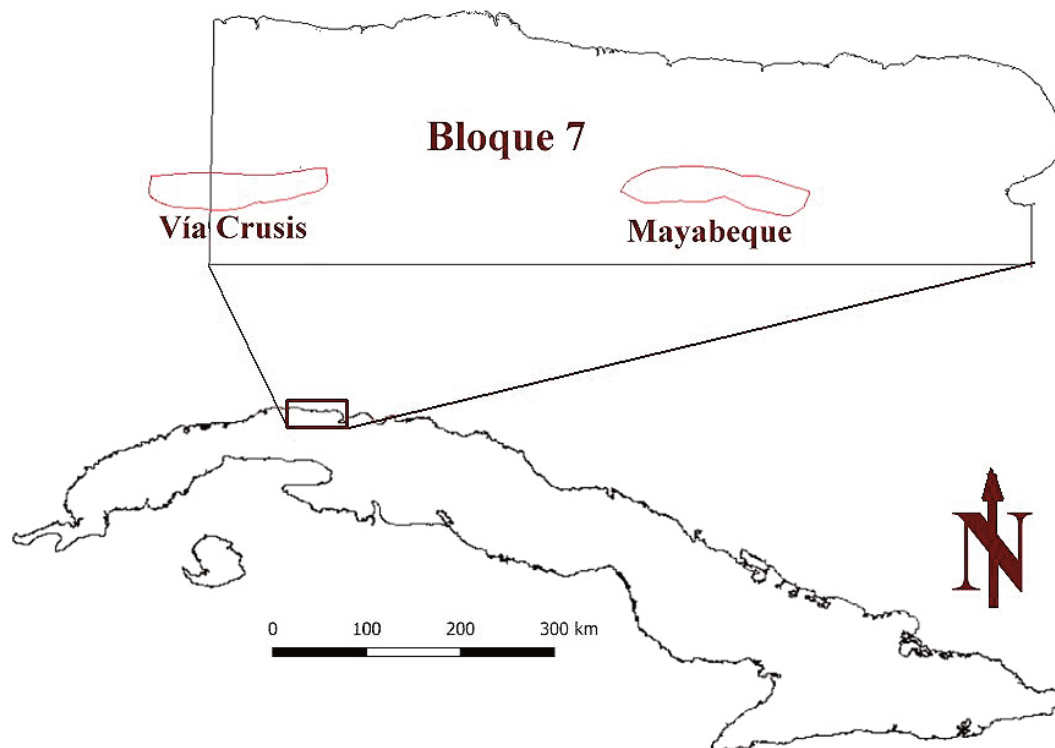


Figura 1. Ubicación espacial de las estructuras sísmicas cartografiadas en el Bloque 7.



Figura 2. Resultados de la Kappametría sobre la estructura Vía Crucis.

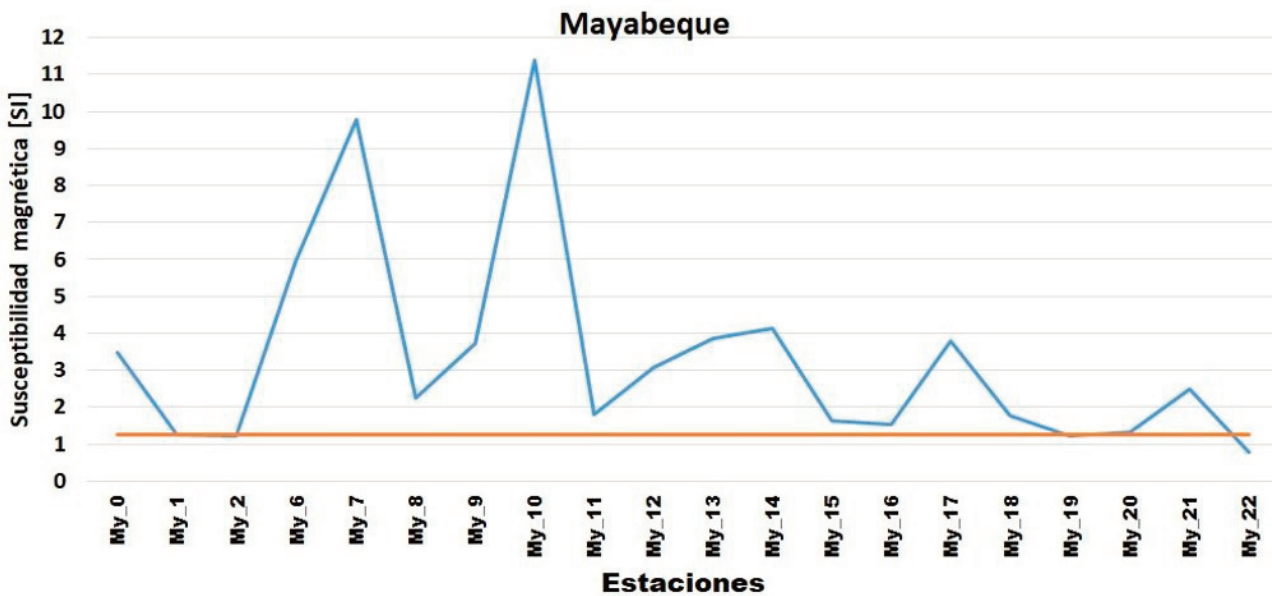


Figura 3. Resultados de la Kappametría sobre la estructura Mayabeque.

El procesamiento de la Pedogeoquímica consistió en la digestión ácida total (con Clorhídrico) de las muestras tamizadas y la determinación del contenido de cada elemento mediante la Espectroscopía con

Plasma Inductivamente Acoplado (ICP). Los resultados de la Pedogeoquímica se presentan en la **Tabla 1** y el análisis numérico de los mismos se resume en la **Tabla 2**.

PERFIL VÍA CRUSIS						PERFIL MAYABEQUE					
ID. Muestra	Fe	Ni	Pb	V	Zn	ID. Muestra	Fe	Ni	Pb	V	Zn
0	27712	157.6	<10,0	74.434	143.93	0	83640	142.63	<10,0	274.24	188.57
1	19841	197.17	<10,0	48.031	104.22	1	82588	106.97	<10,0	275.46	291.64
2	41811	732.21	<10,0	79.78	86.691	2	76187	116.86	<10,0	255.48	154.57
3	68615	271.78	<10,0	184.05	143.53	6	29357	335.53	<10,0	81.597	124.85
4	26069	226.43	<10,0	66.851	97.03	7	43364	55.112	<10,0	138.75	108.37
5	22725	232.16	<10,0	55.119	61.361	8	14499	30.891	<10,0	57.925	52.389
6	23697	634.78	<10,0	34.066	69.437	9	21713	39.955	<10,0	69.208	100.18
7	8628.6	100.17	<10,0	27.711	62.34	10	37901	53.166	<10,0	132.83	81.38
8	32784	63.114	<10,0	93.062	87.922	11	48583	36.796	<10,0	146.92	108.83
9	32658	67.754	<10,0	100.4	95.002	12	15637	41.84	<10,0	56.966	47.877
10	38864	93.537	<10,0	125.36	132.44	13	42634	66.256	<10,0	153.05	101.95
11	44934	61.09	<10,0	137.67	114.26	14	29421	39.393	<10,0	103.35	73.244
12	34092	58.58	<10,0	97.292	89.952	15	23360	84.373	<10,0	76.168	89.738
13	15425	150.74	25.115	43.69	54.908	16	32402	51.824	<10,0	116.47	97.562
14	13186	91.943	<10,0	41.589	46.025	17	28884	56.55	<10,0	85.419	165.31
15	22865	81.688	<10,0	68.668	96.759	18	22910	94.292	<10,0	58.923	66.747
16	36596	561.92	<10,0	75.75	84.473	18	31498	58.952	<10,0	98.31	175.69
17	23363	494.18	<10,0	42.304	54.065	19	21623	71.339	<10,0	64.01	121.19
19	25049	542.74	<10,0	44.357	75.281	20	36656	194.04	<10,0	115.07	80.812
21	44601	508.89	<10,0	92.258	95.409	20	18313	64.12	<10,0	94.243	89.892
22	35217	252.09	<10,0	117.61	86.121	21	25201	63.009	<10,0	75.992	174.17
						22	43707	90.651	<10,0	146.19	98.909

Tabla 1. Resultados químicos en los perfiles Vía Crucis y Mayabeque.

El análisis numérico de los datos químicos consistió en establecer los valores de Fondo local para los elementos V, Ni y Fe (los contenidos de Pb y Zn no reproducen la regularidad observada en el grupo anterior de elementos) a partir del promedio de los valores mínimos observados. Posteriormente, se calculan dos

niveles de corte (valores de interés): anómalo (menor que 3 veces el Fondo) e incrementado (menor que 2 veces el Fondo).

A los fines interpretativos, para cada punto de observación, se consideran tanto el número y tipo de elementos involucrados, así como su nivel.

Estructura	Puntos de observación	Elementos involucrados	Nivel
Vía Crucis	02-03	V, Ni, Fe	anómalo
	09-10-11-12	V, Fe	incrementado
	20-21-22	V, Ni, Fe	anómalo
Mayabeque	00-01-02	V, Ni, Fe	anómalo
	10-11	V, Fe	incrementado
	22	V, Ni, Fe	anómalo

Tabla 2. Resumen de los resultados del análisis numérico de los datos químicos.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los resultados de la Kappametría sobre la estructura Vía Crucis (Figura 2), reproduce la regularidad observada en la Tabla 3 en cuanto a los posibles intervalos de interés (probables microfiltraciones). No ocurre así para la estructura Mayabeque (Figura 3) donde, al parecer, la influencia de la respuesta litológica de la Susceptibilidad Magnética resulta mayor.

Los resultados de la Pedogeoquímica revelan una regularidad bien establecida para las dos estructuras (de modo independiente a su diferente ubicación espacial): valores anómalos de V, Ni y Fe en los límites septentrional y meridional de las estructuras e incrementados de V y Fe en sus partes centrales (apicales). Eso se interpretaría como microfiltraciones muy intensas en sus límites y de menores proporciones en su centro o parte apical, típicas de una respuesta de «Halo». Hasta este momento, no se tiene explicación para la no aparición del Ni incrementado en esta última situación.

En la literatura especializada no existen muchos trabajos donde se aborde con suficiente profundidad el problema de la aparición de los «Halos» como respuesta típica para algunos atributos (valores incrementados en los límites del depósito gasopetrolífero y disminuidos o ausentes en su centro o parte apical). Para otros atributos, como el registro de gases hidrocarburos y la densidad microbiana, la respuesta es apical típica.

A continuación, se refieren algunas consideraciones que hace el investigador Price (1985) relativo al comportamiento de halo de algunos atributos (radiación, resistividad, Pedogeoquímica y otros) y la posible explicación de su naturaleza, las cuales se aceptan como válidas para esta investigación:

Las anomalías de halo tienen formas de rosquilla con un anillo de altos valores que rodean la traza superficial de un depósito de hidrocarburos (HC) y los valores centrales son inferiores a valores de fondo. Los halos pueden ser continuos, pero aparentemente, son más frecuentes los discontinuos. Las anomalías de halo y apicales de forma presumible se deben de forma esencial, a la microfiltración de HC.

Como han señalado muchos investigadores, las anomalías de halo son la forma más común encontrada en el análisis de HC ocluidos en el suelo. Es digno de mención que varios otros atributos que han sido investigados como potenciales guías en la búsqueda de hidrocarburos también presentan anomalías en forma de halo (radiactividad, electricidad-conductancia y (o) resistividad-, Pedogeoquímica y otros), excepto para la densidad microbiana y el registro superficial de gases, que presentan objetivos completos a modo de una anomalía apical.

De todas las hipótesis avanzadas para explicar la célebre anomalía de halo encontrado en el análisis de HC ocluidos en el suelo (y otros métodos de exploración geoquímica superficial-EGS), el más popular es que los sedimentos (cubierta rocosa) sobre el depósito de HC se ha obstruido debido a la mineralización diagenética. Esto forma un sello endurecido, lo que obliga a que la microfiltración de HC ocurra solo o principalmente, en los bordes del depósito donde tal mineralización no ha tenido lugar. La evidencia muestra que esta teoría no debe ser correcta. Primero, si este fuera el caso, el análisis de HC suelo-aire, los HC absorbidos por el suelo y los estudios microbiológicos no producirían anomalías apicales, sino sólo producirían anomalías de halo. Las anomalías apicales son la evidencia indiscutible de que se está al producir una microfiltración de HC en la parte central del depósito y no solo en los bordes del mismo.

Una segunda línea de evidencia contra la teoría de la obstrucción es la del registro de gas HC en profundidad. Se sabe que las concentraciones aumentan de forma continua y alcanzan valores altos justo por encima del depósito HC. Estas observaciones muestran que la formación de anomalías de halo no puede deberse a la capa de roca obstruida, sino a un efecto cercano a la superficie.

Así, otros investigadores plantearon la hipótesis de que, la actividad bacteriana intensa en las

capas superiores del suelo, destruyeron la mayor parte de los HC que migraban de forma vertical sobre el centro de la traza superficial de un depósito de HC. Cuando uno se movía de forma lateral fuera del centro del depósito, la concentración de HC que migra de modo vertical, aumentaba. Así, el análisis de HC ocluidos en el suelo casi siempre debería arrojar anomalías de halo mediante el modelo anterior. Sin embargo, el análisis de HC absorbidos por el suelo y el análisis de HC suelo-aire podría producir halos o anomalías apicales al depender de la intensidad de la actividad microbiana. De hecho, debido a que la actividad microbiana puede ser estacional, el análisis de HC absorbidos por el suelo o el análisis de HC suelo-aire podrían realizarse en una época del año donde se produce una anomalía de halo y en otro momento se produce una anomalía apical. También una anomalía intensa en una época del año podría desaparecer por completo en otro tiempo del año.

CONCLUSIONES

Según los resultados de la Pedogeoquímica, ambas estructuras (Vía Crucis y Mayabeque), de dimensiones transversales semejantes, parecen estar cargadas de hidrocarburos, al presentar una respuesta típica de halo:

microfiltraciones intensas en sus límites y de menores proporciones en su centro o parte apical.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al Centro de Investigación del Petróleo por permitir la publicación de la información ordinaria de la investigación y al Dr. Cs. Reinaldo Rojas Consuegra y a la Dra. Cs. Olga M. Castro Castiñeira por la revisión crítica del manuscrito.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Pardo, Echarte, M. E. y Rodríguez Morán O. (Monography)**, 2016, Unconventional Methods for Oil & Gas Exploration in Cuba. The Redox Complex. Springer Briefs in Earth System Sciences, DOI 10.1007/978-3-319-28017-2.
- Pardo, Echarte, M. E.**, 2023, Reporte de Investigación «Interpretación geofísico-morfométrica en apoyo a la exploración petrolera del Bloque 7, atendiendo a las estructuras sísmicas cartografiadas». Inédito, Centro de Investigación del Petróleo, La Habana, 5pp.
- Price, L. C.**, 1985, A critical overview of and proposed working model for hydrocarbon microseepage. US Department of the Interior Geological Survey. Open-File Report 85-271.



Caracterización petrográfica y determinación de facies de la Formación Vega Alta en pozos del yacimiento Varadero Oeste

Arletys Fragonal Hernández¹, Rogelio Agüero López².

¹ *Maestrante de la 7ma Edición de la Maestría en Geología (mención: Geología del Petróleo) de la Universidad de Pinar del Río «Hnos Saíz Montes de Oca». Ingeniera Geóloga, Especialista III en Investigación, Innovación y Desarrollo del Centro de Investigación del Petróleo, Churrucá, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, Cerro, La Habana, CP 10 600. ORCID ID 0009-0005-0105-7176. Correo E.: arletys.fraginal@ceinpet.cupet.cu*

² *Ingeniero Geólogo, Especialista III en Investigación, Innovación y Desarrollo del Centro de Investigación del Petróleo, Churrucá, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, Cerro, La Habana, CP 10 600. ORCID ID 0009-0005-7373-7470. Correo E.: ral.fino@gmail.com.*

RESUMEN

La Formación Vega Alta presenta una gran variabilidad litólogo–facial, a lo largo de la Franja Norte Petrolera Cubana. En el yacimiento Varadero Oeste se han desencadenado una serie de problemas de perforación ante la presencia de dicha formación, es necesaria la utilización del fluido base aceite. Esta investigación tiene como objetivo principal la caracterización petrográfica del corte, identificación de facies de la Formación Vega Alta presente en el yacimiento y la posterior definición del fluido de perforación más factible a utilizar en cada una de ellas. Para realizar la determinación de dichas facies, se estudiaron las descripciones previas realizadas a las muestras de recortes (cuttings), las cuales fueron examinadas bajo el microscopio estereoscópico y se analizaron muestras aisladas a los 3 pozos seleccionados, a modo de validar las descripciones anteriores. Los datos obtenidos de las tablas de porcentajes litológicos, fueron reflejados en gráficos de pastel, esto permitió identificar el porcentaje de cada litotipo presente. Este estudio arrojó que existen dos grandes paquetes de la formación: el paquete de inter-

calaciones carbonatado silíceo arcilloso y el paquete olistostrómico, de los que se encuentran presentes de forma sistemática 3 facies y 2 subfacies subordinadas a las mismas, facies arcillosa + facies subordinada areno-arcillosa + olistostroma polimíctico + facies silícea + facies subordinada carbonatada-arcillosa. De acuerdo con los datos obtenidos se confeccionó una correlación estratigráfica que muestra la variabilidad litólogo–facial. Una vez conocidas las facies presentes en dicho yacimiento se propone en cuales de estas es más conveniente perforar con fluido base aceite, lo cual ayuda a mitigar futuros problemas medioambientales.

Palabras Clave: Facies, fluido de perforación, Formación geológica, Formación Vega Alta, yacimiento Varadero Oeste, muestras de cuttings.

ABSTRACT

The Vega Alta Formation presents high lithological–facial variability along the Cuban Northern Oil Belt. In the Varadero Oeste field, a series of drilling problems have arisen due to the presence of this formation, ma-

king the use of oil-base fluid necessary. The main objectives of this investigation are the petrographic characterization of the cutting, identification of the facies of the Vega Alta Formation present in the field, and subsequent definition of the most feasible drilling fluid to use in each of them. To determine these facies, previous descriptions of cutting samples were studied, examined under a stereoscopic microscope, and isolated samples from the three selected wells were analyzed to validate the previous descriptions. The data obtained from the lithological percentage tables were reflected in pie charts, this allowed to identify the percentage of each lithotype present. This study showed that there are two large packages of the formation: the carbonate-siliceous-clayey intercalation package and the olistostromic package, of which 3 facies and 2 subordinate subfacies, are systematically present: clayey facies + subordinate sandy-clayey facies + polymictic olistostrome + siliceous facies + subordinate carbonate-clayey facies. Based on the data obtained, a stratigraphic correlation was made that shows the lithological-facial variability. Once the facies present in said deposit were known, a proposal was made as to which of these would be most convenient to drill with oil-base fluid, which would help mitigate future environmental problems.

Keywords: Facies, drilling fluid, Geological formation, Vega Alta Formation, Varadero Oeste Reservoir, cuttings samples.

RESUMO

A Formação Vega Alta apresenta uma grande variabilidade litológico-facial, ao longo da Faixa Norte de Petróleo de Cuba. No campo Varadero Oeste, uma série de problemas de perfuração surgiram devido à presença desta formação, tornando necessário o uso de fluidos à base de óleo. O objetivo principal desta pesquisa é a caracterização petrográfica do corte, identificação das fácies da Formação Vega Alta presentes no reservatório e a posterior definição do fluido de perfuração mais viável para utilização em cada uma delas. Para determinar essas fácies, foram estudadas des-

crições anteriores das amostras de corte, que foram examinadas em microscópio estereoscópico, e amostras isoladas dos três poços selecionados foram analisadas para validar as descrições anteriores. Os dados obtidos nas tabelas de porcentagem litológica foram refletidos em gráficos de pizza, que permitiram identificar a porcentagem de cada litotipo presente. Este estudo mostrou que existem dois grandes pacotes de formação: o pacote de intercalação carbonática siliceosa-argilosa e o pacote olistostromico, dos quais 3 fácies e 2 subfácies subordinadas estão sistematicamente presentes: fácies argilosa + fácies arenosa-argilosa subordinada + olistostroma polimítico + fácies siliceosa + fácies carbonática-argilosa subordinada. Com base nos dados obtidos, foi feita uma correlação estratigráfica que mostra a variabilidade litológico-facial. Uma vez conhecidas as fácies presentes no depósito, é feita uma proposta sobre qual delas seria mais adequada para perfuração com fluido à base de óleo, o que ajudaria a mitigar futuros problemas ambientais.

Palavras-chave: Cartografia geológico-estrutural; Mapeamento de áreas favoráveis para hidrocarbonetos; Gravimetria; Aeromagnetometria; Modelo Digital de Elevação; Espectrometria Gama Aérea.

INTRODUCCIÓN

En los yacimientos petrolíferos que se ubican en la zona litoral de las provincias Habana y Matanzas, existe la presencia de la Formación Vega Alta conocida como el sello regional de Cuba. En el yacimiento Varadero Oeste se encuentra la presencia de arcillas muy reactivas al agua, esto provoca que aumenten su volumen. La hinchazón de la arcilla no es más que un resultado directo del aumento del espaciamiento y la expansión del volumen cuando los cationes intercambiables se hidratan en solución acuosa. Esta expansión tiende a provocar complejidades geológico técnicas (pérdida del caño original de un pozo, pega de tuberías, hinchamiento de las paredes del pozo, derrumbe de las paredes del pozo, etc.) en el momento en el que se perfora el pozo. Por tanto, resulta necesario la utilización del lodo base aceite o diesel conocido por sus

siglas en inglés (oil based mud) OBM, que, a pesar de no erradicar estos grandes problemas, los disminuye considerablemente.

Se han realizado investigaciones a lo largo de la Franja Norte Petrolera Cubana (FNPC) para la Formación Vega Alta, donde se han determinado las facies que la componen (Morales 2008, 2021). Esto ayuda a entender la complejidad que representa perforar en zonas donde se encuentre esta formación. Es necesario, especificar cuáles de estas facies está presente en el yacimiento Varadero Oeste, para mitigar los problemas causados por la misma. Por este motivo el presente trabajo tiene como objetivo principal la caracterización petrográfica del corte en los 3 pozos seleccionados y la identificación de las facies presentes. En función de esto se plantea el siguiente diseño de investigación:

Objeto de estudio:

Facies de la Formación Vega Alta en el yacimiento Varadero Oeste.

Problema científico:

Se desconocen las distintas facies presentes en la Formación Vega Alta del yacimiento Varadero Oeste, que permitan determinar los intervalos con mayor conte-

nido arcilloso, lo que ayudaría a definir en cuales de estas facies será más conveniente la utilización de un fluido OBM.

Objetivo general:

Determinar las facies presentes en la formación Vega Alta del yacimiento Varadero Oeste.

Objetivos específicos:

Determinar las facies presentes en la Formación Vega Alta del yacimiento Varadero Oeste. Precisar en cuales de estas facies con contenido arcilloso será más conveniente la utilización de un fluido OBM.

Hipótesis:

Si se determinan las distintas facies presentes en la Formación Vega Alta del yacimiento Varadero Oeste, será posible detectar los intervalos con mayor contenido arcilloso dentro de la formación, para precisar en cuales de estas facies es más conveniente la utilización de un fluido OBM.

Ubicación Geográfica

El área de estudio se encuentra ubicada en el municipio Cárdenas, en la localidad Boca de Camarioca. Solo

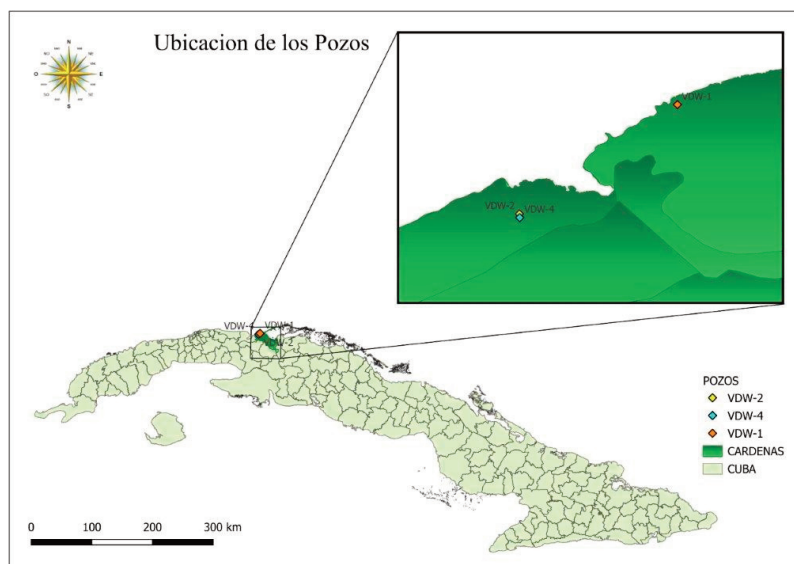


Figura 1. Ubicación geográfica del área de investigación donde se reflejan los 3 pozos (VDW-2, VDW-2C, VDW-4) perforados en el yacimiento Varadero Oeste.

se realiza el análisis para 3 pozos (VDW-2, VDW-2C, VDW-4) del yacimiento Varadero Oeste. (Figura 1).

MATERIALES Y MÉTODOS

Materiales y sus fuentes

Los materiales utilizados y sus fuentes fueron los siguientes:

- Los estudios petrográficos y el análisis de la bibliografía existente en el área.
- La nomenclatura empleada para la descripción de las muestras de canal o cuttings, de cada uno de estos pozos, está en correspondencia con las clasificaciones empleadas. Para el caso de los carbonatos se utiliza la clasificación de Dunhan y Wentwork (Dunhan 1962) en ocasiones y para el caso de las areniscas se clasificaron según Pettijohn 1975 (modificado de Dott 1964) (Rosell, 2015).

Materiales necesarios, aparecen registrados en la **Tabla I**.

- La caracterización litólogo petrográfica, estuvo enfocada en el análisis de muestras de canal en pozos perforados con fluido OBM en el yacimiento Varadero Oeste. Se realizó la selección aleatoria de tres pozos

(VDW-2, VDW-2C, VDW-4), cercanos unos de otros para poder correlacionarlos y observar la variabilidad facial de la Formación Vega Alta. Se hizo un análisis exclusivo para los intervalos donde se reportó la presencia de dicha formación. El muestreo se realizó de forma puntual, en intervalos de 10 m.

La determinación, de estos aspectos es de vital importancia para tener en cuenta que, los datos obtenidos resultan de gran valor en el instante de realizarla correlación.

Métodos

La metodología empleada en este artículo fue tomada de Morales (2021), donde se definieron y caracterizaron a profundidad dos paquetes, uno de intercalaciones carbonatado silíceo arcilloso, dentro del cual se detectaron cuatro facies (arcillosa, carbonatada, silícea y radiolárica) y otro de naturaleza olistostrómica (grano sostenido y matriz sostenido). Los análisis que se realizaron tanto en superficie como en el subsuelo, confirmaron la presencia del componente arcilloso. Además, se identifican facies subordinadas como la limo-arcillosa, areno arcillosa, carbonatada arenosa y carbonatada arcillosa (**Tablas II y III**).

Yacimiento Varadero Oeste							
Nombre del Pozo	Muestras de Canal	Informes finales de pozos	Complejidades geológico-técnicas	Registros geofísicos	Descripciones Petrográficas	Descripciones paleontológicas	Columnas geológicas de pozos
VDW-1	x	x	x	x	x	x	x
VDW-2	x	x	x	x	x	x	x
VDW-4	x	x	x	x	x	x	x

Tabla I de materiales empleados en la investigación.

Paquete carbonatado silíceo arcilloso				
Facies	Características esenciales	Facies subordinadas	Características esenciales	Microfacies
Arcillosa	<ul style="list-style-type: none"> Se caracterizó por presentar un componente mayor del 50% de arcilla. Las arcillas presentan colores verde, gris y pardo. Se muestra intercalada entre la facies carbonatada, silícea y radiolarica, incluso aparecen horizontes arcillosos intercalados en el paquete olistostrómico. El espesor promedio determinado fue de 60 m. 	Limo arcilloso	<ul style="list-style-type: none"> Las arcillas presentan colores verde, gris y pardo. La característica principal de esta corresponde a que está compuesta por un mayor porcentaje de limo, el cual oscila entre 50 y 60 % con respecto al contenido arcilloso. Las facies subordinadas limo arcillosa presenta una naturaleza poligenética. 	<ul style="list-style-type: none"> Arcilita (claystone) Lutita Arcilita limosa (claystone limoso) Arcilita arenosa (claystone arenoso) Arenisca
		Areno arcillosa	<ul style="list-style-type: none"> Las facies subordinadas areno arcillosa presenta una naturaleza poligenética. La característica principal de esta corresponde a que la fracción arenosa supera el 50 % con respecto al contenido arcilloso. Las areniscas polimicticas, se observan con una matriz arcillosa-calcárea de color verde, con granos blancos, pardos y grises oscuros de calizas arcillosas (calcilititas), calizas blancas lechosas recristalizadas (mudstone calcáreo arcilloso, wackestone bioclástico arcilloso, grainstone intraclástico arenoso y margas). 	
Carbonatadas	<ul style="list-style-type: none"> Se caracterizó por el elevado contenido de carbonatos, calcilititas, calcarenitas, algunas muy organógenas, intercaladas entre rocas de composición silícea, arcillosa, limosa y arenosa. El espesor promedio determinado fue de 44 m. 	Carbonatada arenosa	<ul style="list-style-type: none"> La característica principal de esta corresponde a la presencia de cretas y margas de color gris claro a blanco grisáceo, masiva, cretosa, friable, arenosa. Se subordinan areniscas grises polimictica con granos de limolitas de color gris a pardo rojizo, calizas, cuarzo, plagioclasa, pedernal (gris, verde claro), traza de radiolarios sueltos bien preservados, la matriz está representada por la marga antes descrita. 	<ul style="list-style-type: none"> Creta(marga) arenosa Creta (marga) arcillosa
		Carbonatada arcillosa	<ul style="list-style-type: none"> La característica principal de esta son las calcilititas arcillosas de color verde, bandeadas con granos limosos arenosos subordinados y se observó su posición como intercalación entre los reservorios 	
Silícea	<ul style="list-style-type: none"> Se caracterizó por ubicarse generalmente, en la base de la formación, en la mayoría de los casos cerca de los reservorios o intercalada entre estos. El espesor promedio determinado fue de 85 m. La característica principal de esta corresponde a la presencia de pedernales de diferentes colores; pero los de color verde manzana son los que caracterizaron la formación, conjunto con la observación macroscópica de la fractura concoidal. 			<ul style="list-style-type: none"> Pedernal Pedernal arcilloso
Radiolarica	<ul style="list-style-type: none"> Se caracterizó por ubicarse de manera general en la base de la formación, de los pozos dirigidos próxima a los reservorios. La característica principal de esta corresponde a la presencia de radiolarios, con sus caparzones de ópalo bien preservado, es un elemento distintivo. se describieron importantes espesores de creta radiolarica, entre los 1170 m y los 1400 m 			<ul style="list-style-type: none"> Creta(marga) radiolarica Radiolaritas Pedernal arcilloso Arcilla radiolarica (claystone radiolarico)

Tabla II. Caracterización de las facies descritas por Morales (2021) para el paquete carbonatado-silíceo-arcilloso.

Paquete olistostrómico		
Grano sostenido mayor 80 %		
Olistostroma polimíctico	Olistostroma calcáreo	Matriz sostenido menor 80 %
Características esenciales		Características esenciales
<ul style="list-style-type: none"> • En los pozos dirigidos, el olistostroma polimíctico fue el más observado. • El espesor promedio determinado fue de 250 m. • La matriz es arcillosa algo carbonatada, limo arcillosa y areno arcillosa, estos depósitos pudieron distinguirse limitados entre sí por pequeñas intercalaciones de arcillita (<i>claystone</i>) de color verde, componente principal de la matriz del olistostroma. • El Olistostroma polimíctico se presentó con mayor madurez textural en los pozos dirigidos, donde ocurre un mayor redondeamiento de los fragmentos y mejor selección y además, un mayor predominio del componente silíceo 	<ul style="list-style-type: none"> • Es característico el predominio de fragmentos de calizas en más de un 50% • El espesor promedio determinado fue 65 m, por datos de pozos verticales 	<ul style="list-style-type: none"> • El espesor promedio determinado fue de 270 m • De forma litológica se caracterizó por alto contenido arcilloso, <i>claystone</i> gris claro, verdoso, masivo, friable, calcáreo. Esta arcilla constituye la matriz de estos fragmentos <p>Textura de la matriz</p> <ul style="list-style-type: none"> • Arcillosa • Limo arcillosa • Areno arcillosa • Pederal arcilloso • Serpentinitas • Calizas • Arenisca polimíctica

Tabla III. Caracterización de las facies descritas por Morales (2021) para el paquete olistostrómico.

- Paquete de intercalaciones carbonatado silíceo arcilloso y paquete olistostrómico

Paquete de intercalaciones carbonatado silíceo arcilloso

La parte baja de la formación se caracterizó por las intercalaciones de las facies arcillosa, carbonatada, silícea y radiolárica, variaciones debidas tanto a los procesos tectónicos de la época, como a la procedencia del material clástico. Estas facies suelen ser las que constituyen la unidad sellante de la formación, dada la presencia de arcilla y su mayor homogeneidad con relación al paquete olistostrómico. Una de las características que definen este intervalo son los cambios faciales laterales y verticales, aspecto que hizo muy difícil su correlación.

Paquete olistostrómico

El paquete olistostrómico constituye el mejor estu-

diado tanto en pozos como en superficie. Se caracterizó por la amplia presencia de fragmentos de diversos orígenes. Entre los bloques más frecuentes se observaron clastos de areniscas, diabasas, silicitas, calizas y en menor proporción, serpentinitas y rocas metamórficas (esquistos).

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

A continuación, se describe de forma litológica los diferentes intervalos, a los cuales se les asocia las facies que más se ajustan de acuerdo con sus características esenciales y los litotipos que las definen, de tal manera se hará una comparación con las facies definidas en la metodología utilizada.

Además, de corroborar si existe una variabilidad facial en cada uno de los pozos y permite identificar la presencia de facies con un elevado contenido arcilloso.

VDW-1

Formación Vega Alta (2660-4470 mMD) (mMD largo del instrumento).

El corte se encuentra representado por 1 solo paquete: Este intervalo va desde (2660-4470 m), tiene como litología predominante el claystone el cual muestra una coloración que oscila desde el gris oscuro a pardo oscuro, se aprecia compacto y semiduro. Los demás litotipos presentes se muestran en menor cantidad; la caliza varía su coloración de blancas a cremas claras, son compactas, arcillosas y margosas. Se detectan también pedernal, el cual adopta una coloración que hace transición de verde a negro, son compactos. En forma de traza se observan arenisca polimíctica, blancas verdosas con granos medios, mal seleccionados y compactos. El espesor promedio observado es de 1810 m. Facies arcillosa (**Figura 2**).

VDW-2

Formación Vega Alta (4855-5010mMD).

El corte se encuentra representado por 4 paquetes con características litológicas diferentes:

El primer paquete va desde (4855-4960 m), se observa un predominio de la arenisca, blanca rosada a blanca grisácea, cuarcífera-sub-arcósica (cristales de cuarzo, feldespato y menos plagioclasas), de grano fino a medio, sin matriz o cemento visible, algún cemento basal silíceo, en menor proporción la caliza de coloración blanca a crema clara, recristalizada y compacta, además del claystone, que varía su coloración desde gris verdoso a negro, es limoso, en bloque y masivo. En forma de traza se muestra el pedernal con una coloración de blanco a pardo claro, es compacto y duro. El espesor promedio observado es de 105 m. Facies subordinada areno arcillosa (**Figura 3**).

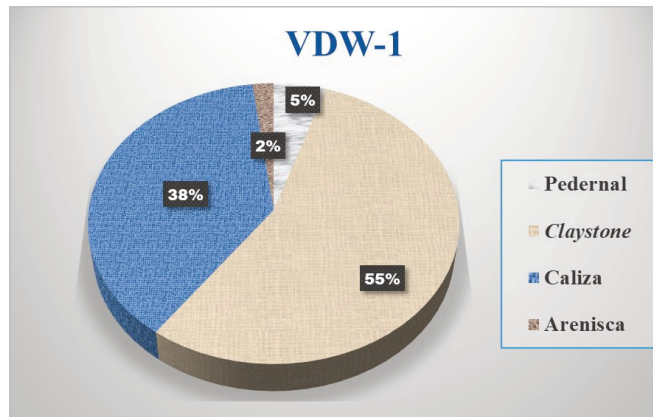


Figura 2. Intervalo donde se aprecia un incremento del claystone por encima de los demás litotipos

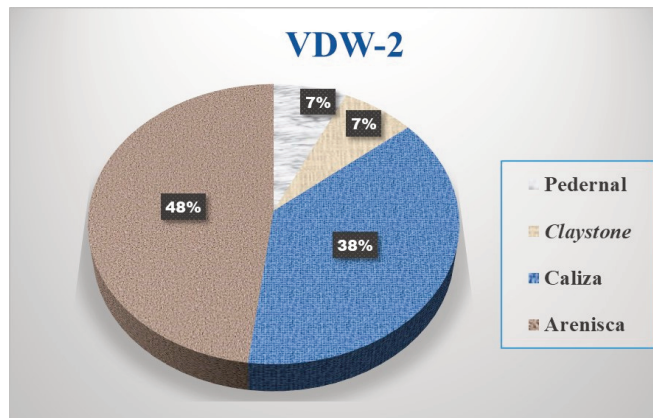


Figura 3. Intervalo donde se aprecia un incremento de la arenisca por encima de los demás litotipos

El segundo paquete va desde (4960-5010 m), se observa un predominio de claystone, su coloración hace una transición de gris verdoso a negro, es limoso, en bloque y masivo. Además, se observa la caliza de color blanca a crema clara, recristalizada y compacta, En menor proporción la arenisca, que presenta una transición de color de blanca rosada a blanca grisácea, cuarcífera-sub-arcósica (predominan cristales de cuarzo, feldespato y menos plagioclasas), de grano fino a medio, sin matriz o cemento visible, algún cemento basal silíceo. En forma de traza se muestra el pedernal que su coloración varía desde blanco a pardo claro, es compacto y duro. El espesor promedio observado es de 50 m. Facies arcillosa (**Figura 4**).

El tercer paquete va desde (5010-5355 m), el litotipo predominante es el pedernal varicolor, su colo-

ración sufre una transición desde el verde claro hasta el gris humo, algunos compactos, con fractura concooidal y duros. Además, se aprecia la arenisca polimíctica, que varía su coloración desde gris claro a blanca, de granos medio a grueso, moderadamente seleccionada, sub-redondeada, poco friable, con matriz arcillosa. El claystone presenta varios colores como el gris (claro, oscuro, verdoso), raro pardo rojizo, limoso, compacto y medianamente duro transición a lutita, se aprecia la lutita negra, físil. En menor cantidad la caliza blanca margosa, poco consolidada, algunos fragmentos con superficie de fricción pulida, algunos bandeados por procesos de disolución, otras cremas claras y blancas recristalizadas en parte. El espesor promedio observado es de 345 m. Facies silíceas (**Figura 5**).

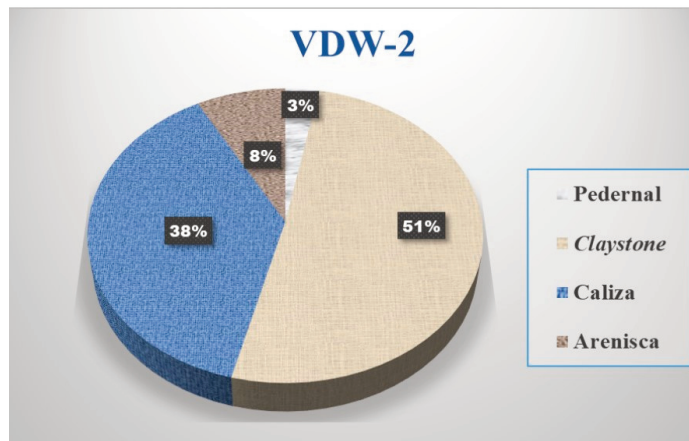


Figura 4. Intervalo donde se aprecia un incremento del claystone por encima de los demás litotipos

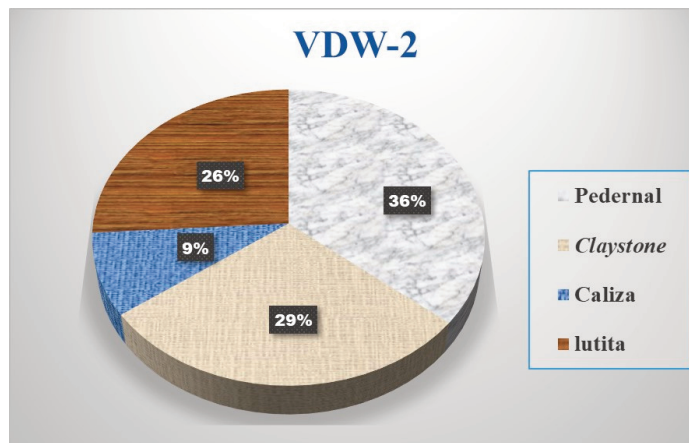


Figura 5. Intervalo donde se aprecia un incremento del pedernal por encima de los demás litotipos

El cuarto paquete va desde (5355-5560 m), el litotipo predominante es la caliza blanca, crema, compacta, con escasa impregnación. Además, se encuentra el claystone que presenta varios colores como el gris (oscuro, claro, verdoso), escasos pardo rojizo, limoso-arenoso, en bloque, poco calcáreo, duro, se observa la lutita negra, fisil. En menor cantidad se observa el pedernal gris (humo, claro, oscuro), escasos pardos, y cremas, radioláricos, compactos. El espesor promedio observado es de 205 m. Facies subordinada carbonatada arcillosa (**Figura 6**).

VDW-4

Formación Vega Alta (2260-2920mMD).

El corte se encuentra representado por 1 solo paquete:

Este intervalo va desde (2260-2920 m), la litología predominante son las serpentinitas de color negro, verde claro a oscuro, duras, fracturadas, otras rojizas, deleznales, algunas alteradas. Presencia de caliza de color blanca, arcillosa, deleznable y pedernal de color verde claro-oscuro, humo, arcilloso. Además, se aprecia la arenisca cuarcífera a sub-arcósica, blanca, gris claro, de grano medio de cuarzo y feldespato, sub-redondeados, moderadamente seleccionada, sin matriz visible y otra arenisca polimíctica, gris claro, con fragmentos de efusivos alterados, cuarzo, serpentinita, crisotilo, grano fino a medio, moderadamente seleccionada con matriz arcillosa. El claystone limoso-arenoso, gris oscuro y claro, gris verdoso, escasos pardo rojizo, en bloque, poco calcáreo. El espesor promedio observado es de 660 m. Facies Olistostroma polimíctico (**Figura 7**).

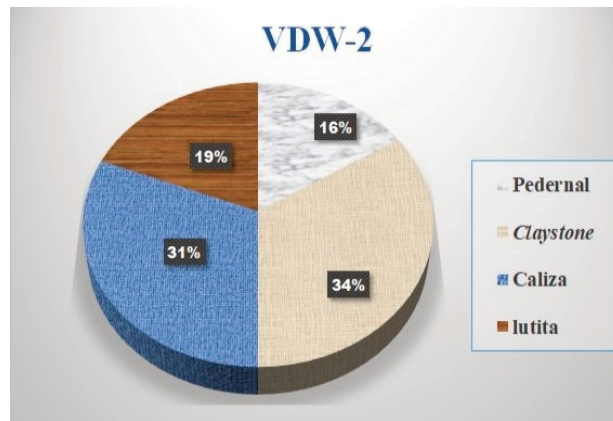


Figura 6. Intervalo donde se aprecia un incremento del claystone por encima de los demás litotipos

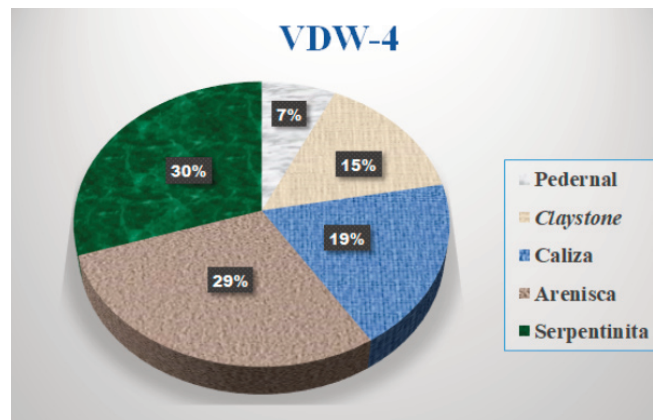


Figura 7. Intervalo donde se aprecia un incremento de la serpentinita por encima de los demás litotipos

Análisis comparativo de las facies propuestas

En los intervalos perforados se aprecia una similitud con las características litológicas y petrográficas de cada facies planteada en la metodología. Los parámetros comparativos que se tuvieron en cuenta fueron la litología descrita en la misma, las microfacies y litotipos que las definían, la posición estratigráfica en la que se encontraban, además del espesor promedio de cada una de ellas. (Tabla IV).

Facies arcillosa

Se infiere que existe la presencia de la facies arcillosa, pues el porcentaje de arcilla es superior al 50% además, las características litológicas y petrográficas son iguales a las descritas en la metodología utilizada, aunque en algunos casos donde ocurre la aparición de esta facies aparecen nuevas microfacies (pedernal y caliza). Los espesores promedio varían entre los 50 a 1200 m, mucho mayores de los definidos. En cuanto a la posición estratigráfica que debe encontrarse en el corte, aparece intercalada con la facies subordinada areno arcillosa, carbonatada y silícea como debe ser.

Facies subordinada areno arcillosa

Se infiere que existe la presencia de las facies subordinadas areno arcillosa pues la fracción arenosa supera el 50 % con respecto al contenido arcilloso; además las características litológicas y petrográficas son iguales a las descritas en la metodología utilizada, aunque en algunos casos donde ocurre la aparición de esta facies aparecen nuevas microfacies (pedernal y caliza). Los espesores promedio varían, muchos mayores de los definidos. En cuanto a la posición estratigráfica que debe encontrarse en el corte, aparece intercalada con la facies arcillosa, carbonatada y silícea como debe ser.

Facies subordinada carbonatada arcillosa

Se infiere que existe la presencia de la facies subordi-

nada carbonatada arcillosa pues las características litológicas y petrográficas son iguales a las descritas en la metodología utilizada. Los espesores promedio varían, muchos mayores de los definidos. En cuanto a la posición estratigráfica que debe encontrarse en el corte, aparece intercalada entre los reservorios como debe ser.

Facies silícea

Se infiere que existe la presencia de la facies silícea pues es representativa la presencia de pedernales de diferentes colores; los de color verde manzana son los que la definen además las características litológicas y petrográficas son iguales a las descritas en la metodología utilizada, aunque en algunos casos donde ocurre la aparición de esta facies aparecen nuevas microfacies (claystone y lutita). Los espesores promedio varían, muchos mayores de los definidos. En cuanto a la posición estratigráfica que debe encontrarse en el corte, generalmente, en la base de la formación, en la mayoría de los casos cerca de los reservorios o intercalada entre estos, como debe ser.

Facies Olistostroma polimíctico

Se infiere que existe la presencia de la facies Olistostroma polimíctico pues las características litológicas y petrográficas son iguales a las descritas en la metodología utilizada. Los espesores promedio varían, muchos mayores de los definidos. En cuanto a la posición estratigráfica que debe encontrarse en el corte, generalmente, en el tope de la formación, como debe ser.

Correlación Facial de los pozos presentes en el yacimiento Varadero Oeste.

Se observa en las siguientes columnas las facies presentes en los 3 pozos (VDW-2, VDW-2C, VDW-4), donde se aprecia la variabilidad litológico facial, presente en la formación en el yacimiento (Figura 8).

Parámetros esenciales	Litología y microfacies
	Posición estratigráfica en el corte
	Espesor promedio en pozos dirigidos

Tabla IV. Tabla de parámetros esenciales

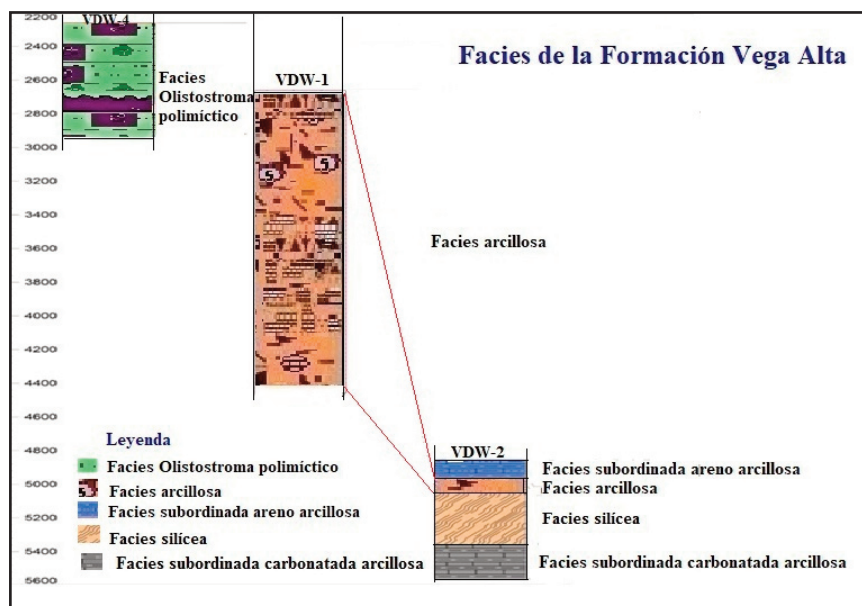


Figura 8. Correlación Facial de tres pozos del yacimiento Varadero Oeste.

Facies con elevado contenido arcilloso

A pesar de existir la presencia de facies con contenido arcilloso como son la subordinada areno arcillosa, la que es necesario perforar con fluidos base aceite es la arcillosa, puesto que su principal característica es presentar un componente mayor del 50% de arcilla. Cabe resaltar que las facies con alto contenido arcilloso se encuentran oscilando entre las profundidades de los 2060 hasta 5030 metros (Figura 9).

CONCLUSIONES

Es de suma importancia destacar que los espesores no coincidieron, pues estos pozos son direccionales y se

tienen a perforar a lo largo de las escamas tectónicas, de manera que se incrementan los metros en los que se perforan las mismas. Los pozos analizados en la metodología eran direccionales, lo cual lleva a deducir que en el yacimiento Varadero Oeste las escamas tectónicas tienden a tener espesores mayores. Solo ocurrió una excepción en el pozo VDW-2C en la primera facies arcillosa descrita, puesto que los espesores se asemejan mucho a los definidos que van desde los 50 a los 60 m. Además, aparecen algunas microfacies que no están identificadas en algunas de estas facies, esto demuestra la gran complejidad que tiene la Formación Vega Alta en el yacimiento Varadero Oeste:

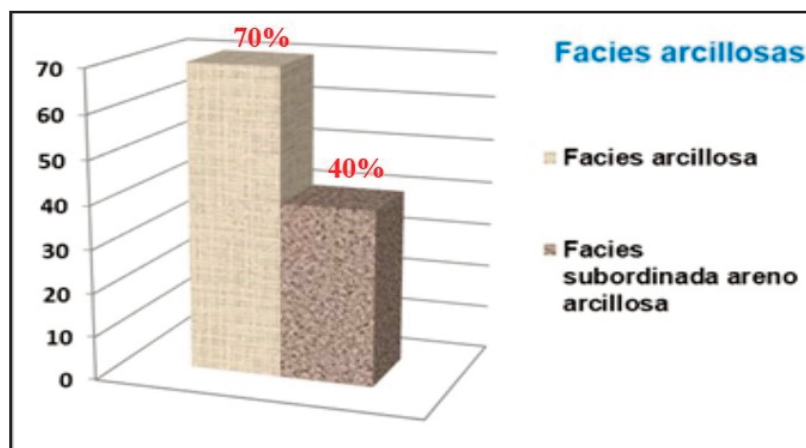


Figura 9. Facies con mayor contenido arcilloso de los tres pozos del yacimiento Varadero Oeste.

- La correlación estratigráfica se realizó a partir de la existencia de datos litológicos, lo cual permitió la definición de las distintas facies en la formación y su distribución espacial.
- Se muestra una formación de naturaleza clástica donde se describen facies, con intervalos no correlacionables de manera litológica en estos 3 pozos, lo que demuestra que presenta una gran variabilidad facial.
- Se identifica la presencia de 5 facies (Facies silíceas, facies subordinada carbonatada-arcillosa, facies subordinada arenarcillosa, facies arcillosa, Olistostroma polimíctico) en el yacimiento Varadero Oeste.
- Se detecta como más conveniente la utilización de fluido base aceite OBM en las facies arcillosas, presentes en la parte superior del corte de cada pozo analizado en el yacimiento Varadero Oeste.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Amorocho, P., & Badillo, J. (2012). Influencia de la composición mineral de rocas arcillosas en la estabilidad de pozos petroleros. *Boletín de Geología*, 34(1).

Dunham, R. J. (1962). Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Textures. 38, 108-121. <http://archives.datapages.com/data/specpubs/carbona2/data/a038/a038/0001/0100/0108.htm>

Espinosa, A. C., George, E., Legón, M., Rodríguez, G., & Acosta, R. (2011). Estudios de nuevos fluidos inhibidores para el control de estabilidad del cano del pozo debido a las arcillas complejas.

Eusebio, I. F. (2018). Optimización de fluidos de perforación base agua para shales. 23. Departamento de Ingeniería en Petróleo –.

Gressly, A. (1938). Observations géologiques sur le Jura Solenois.

González, F. (2020). Valoración fisicoquímica mineralógica de roca sello y núcleos para la extracción de petróleo. *Avances en Ciencias e Ingeniería*

Morales, C. (2008). Estudio Litológico Facial del Sello en la Franja Norte de Crudos Pesados. Hermanos Saiz Montes de Oca.

Morales, C. (2021). Estudio litológico facial del sello en la Franja Petrolera Norte Cubana. *Cujae*.

Rosell, Y. (2015). Integración de datos geológico-geofísico para la caracterización de reservorio en el yacimiento habana del este.



Sección Cretácico tardío–Paleógeno temprano de aguas profundas en el lecho del «Río Peñas» en la Sierra de Los Órganos, Cuba occidental

Isabel Beatriz Griñan Ferrer¹, Silvia Blanco Bustamante², Reinaldo Rojas Consuegra³, Mercedes Torres La Rosa⁴, Wilmer Pérez Gil⁵, Esther María Cruz Gámez⁶, Sujai Banzo Morales⁷.

¹ Maestrante de la 7ma Edición de la Maestría en Geología (mención: Geología del Petróleo) de la Universidad de Pinar del Río «Hnos Saíz Montes de Oca». Licenciada en Biología. Centro de Investigación del Petróleo, Cuba. Churrucá No.481, Cerro, La Habana, Cuba, CP. 12000. ORCID ID 000-0003-4225-8467. Correo E: ibeatriz.ferrer@ceinpet.cupet.cu.

² Licenciada en Biología. Investigador Auxiliar. Centro de Investigación del Petróleo, Cuba. Churrucá No.481, Cerro, La Habana, Cuba, CP. 12000. ORCID ID 0009-0004-4224-0501. Correo E: sblanco@ceinpet.cupet.cu.

³ Doctor en Ciencias Geológicas. Centro de Investigación del Petróleo, Cuba. Churrucá No.481, Cerro, La Habana, Cuba, CP. 12000. ORCID ID 0000-0003-1572-2527. Correo E: rojas@ceinpet.cupet.cu.

⁴ Master en Ciencias Geológicas. Instituto de Geología y Paleontología, Servicio Geológico de Cuba. Vía Blanca No.102, San Miguel del Padrón, La Habana, Cuba. ORCID ID 0000-0001-5299-6098. Correo E: mercedes.torres@ceinpet.cupet.cu.

⁵ Master en Ciencias Geológicas. Investigador Agregado. Universidad de Pinar del Río. Calle José Martí #270. CP:20100, Cuba. ORCID ID 0000-0001-9667-3258. Correo E: wilmerperezgil5@gmail.com. ⁶ Doctor en Ciencias Geológicas. Investigador Agregado. Universidad de Pinar del Río. Calle José Martí #270. CP: 20 100, Cuba. ORCID ID 0000-0001-8887-7277.

⁷ Licenciado en Ciencias Geológicas. Centro de Investigación del Petróleo, Cuba. Churrucá No.481, Cerro, La Habana, Cuba, CP. 12000. ORCID ID 0009-0008-1709-2390. Correo E: sujai.banzo@ceinpet.cupet.cu.

RESUMEN

Se llevó a cabo una investigación bioestratigráfica en una sección integrada por la unidad informal «Calizas Peñas» de edad Campaniano-Maastrichtiano, que es cubierta por la Formación Ancón del Paleoceno tardío–Eoceno temprano, ubicada en la Cordillera de Guaniguanico de la Sierra de los Órganos, en la provincia Pinar del Río, Cuba occidental. Las «Calizas Peñas» aunque han sido estudiadas desde el punto de vista estratigráfico desde la década del 70, tienen insuficiente información estratigráfica según el Léxico

Estratigráfico de Cuba. Con el objetivo de aumentar el conocimiento bioestratigráfico del límite Mesozoico / Cenozoico en la región, se realizó una caracterización y evaluación de la secuencia que aflora en el del río Peñas. En el Laboratorio de Bioestratigrafía del Centro de Investigaciones del Petróleo se analizaron 22 muestras de superficie, realizándose análisis petrográfico y micropaleontológico, mediante secciones delgadas, con la toma de microfotografías. El análisis taxonómico y bioestratigráfico de foraminíferos planctónicos permitió reconocer nuevas asociaciones de

Griñan-Ferrer, I. B., Blanco-Bustamante, S., Rojas-Consuegra, R., Torres-La Rosa, M., Pérez-Gil, W., Cruz-Gámez, E. M., Banzo-Morales, S 2025, Sección Cretácico tardío–Paleógeno temprano de aguas profundas en el lecho del «Río Peñas» en la Sierra de Los Órganos, Cuba occidental: Geociencias UO. v. 16, núm. 2, julio 2025. pp. 106-115

taxa fósiles, pertenecientes a: 5 familias, 10 géneros y 15 especies, de los grupos: globotruncánidos, heterolícidos, hedbergélicos, morozovellas, acarininas, planorotalites y subbotinas. Fue reconocida la Biozona de *Radotruncana calcarata* en las Calizas Peñas. Este registro microfósil señalan un paleoambiente tropical a subtropical y pelágico. Se comprobó la existencia del límite Cretácico-Paleógeno en ambiente de aguas profundas, entre Calizas Peñas y Formación Ancón.

Palabras Clave: Foraminíferos planctónicos, Calizas Peñas, Formación Ancón, límite K-Pg.

ABSTRACT

A biostratigraphic investigation was carried out in a section comprising the informal unit «Peñas limestones» of Campanian-Maastrichtian age, which is overlain by the late Paleocene-early Eocene Ancón Formation, located in the Guaniguanico Mountain Range of the Sierra de los Órganos, in Pinar del Río province, western Cuba. The «Peñas limestones» have been studied from the stratigraphic point of view since the 1970s, but have insufficient stratigraphic information according to the Cuban Stratigraphic Lexicon. In order to increase the biostratigraphic knowledge of the Mesozoic/Cenozoic boundary in the region, a characterization and evaluation of the sequence that outcrops in the Peñas River was carried out. In the Biostratigraphy Laboratory of the Petroleum Research Center, 22 surface samples were analyzed, performing petrographic and micropaleontological analysis, using thin sections, with the taking of microphotographs. The taxonomic and biostratigraphic analysis of planktonic foraminifera allowed to recognize new associations of fossil taxa, belonging to: 5 families, 10 genera and 15 species, of the groups: globotruncanids, heteroliceids, hedbergellids, morozovellas, acarininas, planorotalites and subbotinas. The *Radotruncana calcarata* Biozone was recognized in the Peñas limestones. This microfossil record indicates a tropical to subtropical and pelagic paleoenvironment. The existence of the Cretaceous-Paleogene boundary was confirmed in a relatively deep water

environment, between the Peñas limestones and the Ancón Formation.

Keywords: Planktonic foraminifers, Peñas limestone, Ancón Formation, K-Pg boundary.

RESUMO

Foi realizada uma investigação bioestratigráfica numa secção que compreende a unidade informal «calcário Peñas» de idade Campaniano-Maastrichtiana, que é coberta pela Formação Ancón do Paleocénico tardio-Eocénico inicial, localizada na Cordilheira Guaniguanico da Sierra de los Órganos, na província de Pinar del Río, oeste de Cuba. Os «calcários de Peñas», embora tenham sido estudados do ponto de vista estratigráfico desde a década de 70, apresentam informação estratigráfica insuficiente segundo o Léxico Estratigráfico Cubano. Com o objetivo de aumentar o conhecimento bioestratigráfico do limite Mesozóico/Cenozóico na região, foi realizada uma caracterização e avaliação da sequência que aflora no Rio Peñas. No Laboratório de Bioestratigrafia do Centro de Investigação de Petróleo foram analisadas 22 amostras de superfície, realizando análises petrográficas e micropaleontológicas através de lâminas delgadas e realização de microfotografias. A análise taxonómica e bioestratigráfica de foraminíferos planctónicos permitiu o reconhecimento de novas associações de taxa fósseis, pertencentes a: 5 famílias, 10 géneros e 15 espécies, dos grupos: globotruncanídeos, heteroliceídeos, hedbergelídeos, morozovelas, acaríníneos, planorotalitos e subbotíneos. A Biozona *Radotruncana calcarata* foi reconhecida no calcário de Peñas. Este registo de microfósseis indica um paleoambiente tropical a subtropical e pelágico. A existência da fronteira Cretácico-Paleógeno foi confirmada num ambiente de águas relativamente pouco profundas.

Palavras-chave: Foraminíferos planctónicos, calcário Peñas, Formação Ancón, limite K-Pg.

INTRODUCCIÓN

El estudio de las secuencias de la Unidad Informal Calizas Peñas, ubicadas en la región del Valle Pons, Sie-

rra de los Órganos, provincia de Pinar de Río, no ha sido un tema amplio muy abordado. Esta unidad fue definida por Hatten en 1957 y luego se realizaron investigaciones por un equipo de la Academia de Ciencias de Polonia y Cuba, durante la primera mitad y parte de la segunda mitad de la década del 70 del siglo XX, durante el levantamiento geológico realizado a la provincia de Pinar del Río (Pszczólkowski, 1978; 1999).

Con el objetivo de aumentar el conocimiento bioestratigráfico del límite Mesozoico / Cenozoico en la región, se realizó una caracterización y evaluación de la secuencia que aflora en río Peñas. La sección estudiada se encuentra ubicada en el lecho del mencionado río, a unos 850 m aproximadamente, al SW del entronque de la carretera que conecta el poblado de Pons y Viñales, a unos 1500 m al SW del poblado Pons, Sierra de Los Órganos, en la provincia de Pinar del Río, Cuba occidental. El sitio se haya situado en las coordenadas Lambert X: 201382; Y: 304237, en la Hoja Topográfica ICGC Minas de Matahambre, 3483-IV (Figura 1).

Esta unidad del Cretácico tardío, Campaniano-Maastrichtiano, muestra un reducido espesor y limi-

tada distribución en superficie. Es probable que haya sido erosionada durante los fuertes procesos tectónicos del Eoceno Inferior que provocaron la formación de mantos tectónicos en la región (Linares, 2022).

A pesar de los trabajos realizados con anterioridad, aún existe una escasa literatura orientada a la micropaleontología de esta secuencia, por esta razón, se tiene en cuenta recomendaciones realizadas por el Léxico Estratigráfico de Cuba (IGP, 2024), fue necesario continuar las investigaciones de estos sedimentos orogénicos, a través de la Bioestratigrafía y así aportar al reconocimiento de esta unidad informal Calizas Peñas. Por otro lado, se nota la insuficiente información para esclarecer la bioestratigrafía de los sedimentos del Campaniano–Maastrichtiano y su relación con aquellos del Paleoceno en el área del valle de Pons y contribuir al reconocimiento del límite K-Pg en Cuba occidental (Rojas-Consuegra y Núñez-Cambra, 2017).

Los resultados finales estudio de la bioestratigrafía de la unidad informal Calizas Peña, contribuyen a un mayor conocimiento de las litofacies y biofacies de esta nueva sección del límite Cretácico-Paleógeno de ambiente de aguas profundas en la Sierra de Los Órganos, lo cual tributa a la ejecución del proyecto

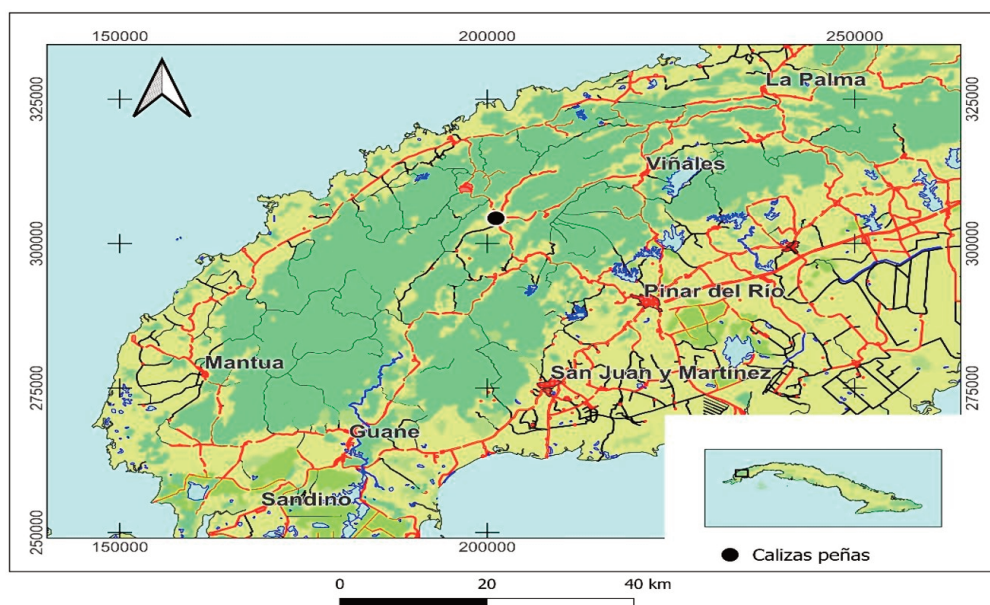


Figura 1. Localización geográfica del afloramiento estudiado en el río Peñas, al SE del poblado Pons, en la Sierra de los Órganos, provincia Pinar del Río (Banzo, 2024).

«Unidad clástica compleja del límite Cretácico/Paleógeno en Cuba y su relación con la evolución geológica» (Rojas-Consuegra, 2024), que desarrolla el Centro de Investigación del Petróleo (CEINPET, 2024-2026), de conjunto con el Departamento de Geología de la Universidad de Pinar del Río (MES), dentro del Programa de Ciencia, Tecnología e Innovación de interés sectorial «Caracterización integral de la geología de Cuba», del Instituto de Geología y Paleontología / Servicio Geológico de Cuba (MINEM).

MATERIALES Y MÉTODOS

Para realizar el análisis de las asociaciones de microfósiles en sedimentos correspondientes a esta capa, se estudiaron 22 muestras de superficie. Se realizó la revisión bibliográfica con materiales de apoyo al proyecto «Unidad Clástica Compleja del Límite Cretácico-Paleógeno en Cuba y su relación con la evolución geológica».

Durante varias visitas de campo se preparó la documentación de la sección estudiada y se levantó su columna estratigráfica (**Figura 2**); además, se llevó a cabo el muestreo en el lecho del río Peñas (Banzo, 2024; Banzo et al., 2025).

El análisis realizado corresponde a láminas o secciones delgadas de las muestras colectadas. Para las observaciones se utilizó el microscopio biológico binocular MEIJI MT 5300 H. La preparación de las muestras estuvo basada en la Norma Ramal para la preparación de lavado (LV), láminas delgadas (SD) de muestras de rocas para su estudio paleontológico o petrográfico, vigente a partir de 1979 hasta la actualidad, en el Grupo de muestreo del Departamento de Bioestratigrafía del Centro de Investigación del Petróleo (CEINPET).

Para la clasificación textural de las facies estudiadas se utilizó el modelo de Dunham (1962). Por su parte, el reconocimiento biozonal de foraminíferos planctónicos estuvo basado en los criterios de Premoli Silva (1994, 2004); se comparó sus taxa nominales con los equivalentes en territorio cubano, se tuvo en cuenta la primera y última aparición de un taxón, indicadas como: «LO» –aparición más tardía y «FO» –aparición más temprana de un morfotipo.



Figura 2. Área del afloramiento estudiado en el contacto de las Calizas Peñas del Campaniano-Maastrichtiano y la Formación Ancón del Paleoceno-Eoceno, con la ubicación de las muestras tomadas.

RESULTADOS

A continuación, se ofrecen los resultados generales de los análisis litológico, petrográfico y micropaleontológico de las muestras correspondientes a las unidades Peñas y Ancón, que comprende la sucesión del Cretácico tardío al Paleógeno temprano en el valle de Pons, Sierra de Los Órganos.

Piotrowska (en Pszczólkowski et al. 1975 y Piotrowska, 1978) consideró las Calizas Peñas como indistinguible de la Formación Pons debido a su litología y así también fue reconocida por Pszczólkowski (1987), con un rango estratigráfico desde el Albiano al Campaniano tardío (Pszczólkowski, 1987).

Años más tarde, Calizas Peñas fue separada de la Formación Pons ubicándola en la parte más alta de dicha formación. Pszczólkowski (1999 a) y De La Torre (1978) sobre la base del estudio en secciones delgadas de foraminíferos planctónicos indica una edad Cretácico tardío Campaniano–Maastrichtiano, definida por: *Radotruncana calcarata*, *Globotruncanella havanensis* y *Contusotruncana fornicata*.

La Formación Ancón se desarrolla en forma de faja estrecha y discontinua en la Cordillera de Guanguanico y yace discordante sobre las Calizas Peñas. La litología está formada por calizas de color gris, li-

molitas con intercalaciones de argilita de color verdoso, areniscas finas y gruesas, de composición polimícticas y con un rango estratigráfico que indica un Paleoceno tardío–Eoceno temprano definido por una asociación faunal formada por: *Morozovella aequa*, *Morozovella acuta*, *Morozovella formosa*, *Morozovella velascoensis*, *Igorina broedermanni*, *Pseudohastigerina wilcoensis*, *Planorotalites* sp. (Léxico Estratigráfico, 2023).

Los resultados finales de este trabajo permitirán el estudio de la bioestratigrafía de la unidad informal Calizas Peña, contribuirá a dar respuestas a las recomendaciones realizadas en el Léxico Estratigráfico, lograr un mayor conocimiento de las biofacies de esta unidad y así contribuir a la validez de esta unidad como formación y poder realizar trabajos futuros de caracterización y correlación.

1. Resultados litológicos y petrográficos

Entre las litologías reconocidas en el en campo en la unidad informal Calizas Peñas (Hatten, 1957) predominan, desde el punto de vista macroscópico, las Calizas grises a negras, de grano muy fino o microcristalinas, en estratos de aspecto masivo, de hasta 30 cm de espesor. Presentan intensa deformación con brechamiento, fracturación abundante, recristalización y estilolitos, revelado por numerosas vetillas de calcita de diferentes tipos y grosores. Aparecen intercalaciones de silicitas, de color negro, de hasta 10 cm de espesor. Las capas buzan en ángulos de 30-45° al N-NW.

La caracterización petrográfica de las Calizas Peñas muestra que se trata de una micrita, con textura de mudstone-wackestone recristalizado, en partes wackestone-mudstone a wackestone brechado, que contienen foraminíferos y radiolarios del Cretácico tardío (Figura 3).

Sobre éstas yacen capas de caliza biodetrítica, de grano fino, laminada, de color violáceo, finas y estratificadas, en capas de 1 y 2 cm, pertenecientes a la Formación Ancón (Truitt, 1956). Esta secuencia muestra sistemas de grietas que sugieren cizallamiento, algunas rellenas de mineral de calcita de color blanco. Posee grietas rellenas de calcita, en general, comparables con la unidad cretácica subyacente, pero con

mucho menor grado de deformación y con algunos sistemas diferentes.

La calcarenita a caliza biodetrítica laminada, paleogénica, son wackestone, es raro observar wackestone-packestone, en partes brechado con wackestone en lentes, con fósiles (30-40%) orientados y cortas vetillas de calcita, óxidos de hierro y bitumen (Figura 3).

La textura de los sedimentos estudiados muestra un cambio, ligero pero evidente, entre las facies cretácicas y las paleogénicas (Figura 3). De las seis muestras cretácicas, cuatro exhiben textura mudstone-wackestone y dos wackestone-mudstone; en general, presentan un 10-20 hasta 30 % de bioclastos. En cambio, de las 16 muestras paleogénicas, 15 tienen textura de wackestone y solo una de packestone. En estas últimas se distingue un predominio de entre 30 y 40 % de bioclastos, con alta presencia de radiolarios y abundantes foraminíferos planctónicos hacia arriba en la sucesión. Este hecho, indica una variación del paleoambiente post-impacto en la cuenca, con influencia en el medio de deposición profundo.

Un dato que corrobora la presencia del límite K-Pg en la sección estudiada, es la aparición de raros granos de cuarzo de impacto, con típicas deformaciones planares (PDF – planar deformation features), sobre la micrita muy recristalizada y bajo el carbonato daniano de la Fm. Ancón (Banzo, 2024; Banzo et al., 2025).

2. Resultados bioestratigráficos

En el estudio bioestratigráfico se identificaron abundantes foraminíferos planctónicos del Paleógeno temprano (Tablas 1).

Previamente, en las Calizas Peñas se habían reportado los foraminíferos siguientes: *Globigerina* cf. *Globigerina cretacea*, *Globotruncana lapparenti*, *Rugoglobigerina* sp., *Globotruncanita calcarata*, según el Léxico Estratigráfico de Cuba (IGP, 2024).

Como resultado general, el presente estudio permitió reconocer nuevas asociaciones de taxa fósiles, pertenecientes a: 5 familias, 10 géneros y 15 especies, de los grupos: globotruncánidos, heterolícidos, hedbergélicos, morozovellas, acarinas, planorotalites y subbotinas, con un rango de edad de Cretácico tardío

SD petrográficas	Textura predominante (Duham, 1962)			
	Mud-wack	Wack-mud	Wackestone	Wack.Packestone
PÑ-7				
PÑ-6.2				
PÑ-6.1				
PÑ-5.5-2				
PÑ-5.5-1				
PÑ-5.3.2				
PÑ-5.3.1				
PÑ-5.2.1				
PÑ-5.2				
PÑ-5.1.2				
PÑ-5.1.1				
PÑ-5a-2				
PÑ-5a-1				
PÑ-5				
PÑ-4.5-2				
PÑ-4.5-1				
Limite K-Pg				
PÑ-4a				
PÑ-4				
PÑ-3				
PÑ-2a-2				
PÑ-2a				
PÑ-2				
PÑ-1				

Figura 3. Esquema de distribución de la textura predominante en la sección de río Peñas. Nótese el cambio en la sedimentación post-impacto de Chicxulub. Muestras: 1 a la 4a corresponden a la unidad Calizas Peñas y de 4.5 hasta la 7 a la Formación Ancón.

a Paleógeno temprano-medio. En la sección investigada se reconoció la Biozona de Rango Total (caracterizada por la primera y última ocurrencia) de la especie *Radotruncana calcarata*, su edad es Campaniano (75.9-75.1 Ma). Entre ambos bioeventos hay un espesor de unos 125 cm, para una tasa de deposición aproximada de 0.156 cm/ka o 1.56 m/Ma, la cual se revela en una forma significativa alta. Esto permite lograr definir la edad con más precisión por ser este taxón índice por excelencia y realizar futuras correlaciones estratigráficas. La utilización de fósiles y microfósiles para determinar la edad de las rocas se fundamenta en el hecho de que los organismos cambian de manera permanente en un proceso evolutivo progresivo e irreversible (Molina, 2004).

En particular, se identificó una diversa asociación de foraminíferos planctónicos del Campaniano-Maastrichtiano, integrada por: *Clavhedbergella* sp., *Clavhedbergella* cf. *C. simplex*, *Globotruncanella* sp., *Laeviheterohelix* sp., *Globotruncanella* sp., *Globigerinelloides* sp., *Globotruncana* sp., *Rugoglobigerina* sp., *Globotruncana linneiana*, *Radotruncana calcarata*, *Globotruncanita angulata*, *Planoheterohelix* sp., *Muricohedbergella holmdelensis*, *Pseudotextularia* sp., *Globotruncanita conica*, *Globotruncanita* sp., *Contusotruncana fornicata*, *Contusotruncana* sp., *Globotruncana ventricosa*, *Globotruncanella havanensis*, *Heterohelix* sp., *Globotruncana rosetta* y *Globigerinelloides* cf. *G. ultramicrus* (**Figura 4; Tabla 1**). También son comunes los radiolarios.

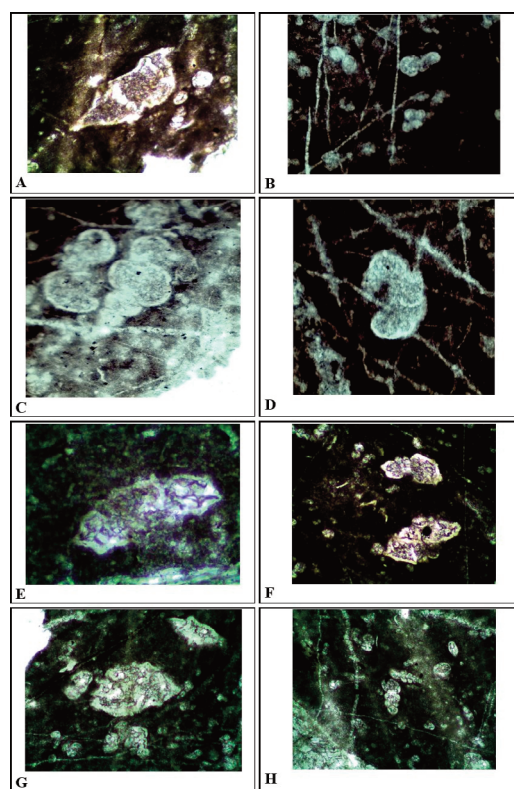


Figura 4. Foraminíferos planctónicos determinados en muestras de las Calizas Peñas: A. *Radotruncana calcarata* x 100 (PÑ-2.2 y 4.1), B. *Muricohedbergella holmdelensis* x 100(PÑ-3.1), C. *Pseudotextularia* sp. x 100 (PÑ-3.1), D. *Rugoglobigerina* sp. x 100(PÑ-3.1), E. *Globotruncana linneiana* x 100(PÑ-3.1), F. *Globotruncana ventricosa* x 100(PÑ-4.1).

Premoli Silva (1994, 2004) establece para el Campaniano las especies de foraminíferos planctónicos *Radotruncana calcarata*, *Globotruncanella havanensis* y la *Globotruncana aegyptiaca*, así como para el Maastrichtiano *Gansserina gansseri*, *Contusotruncana–Racemiguembelina fructicosa* y el *Abathomphalus mayaroensis*.

De acuerdo con el análisis paleontológico realizado, los bioeventos más importantes en esta secuencia, lo constituyen la primera aparición de *Radotruncana calcarata* (muestra 2.2), que define la biozona de este taxón y marca el Campaniano (75.9–75.1 Ma) según Premoli Silva (2004). Mientras, la última aparición de esta especie define el tope de la biozona, que se registró más hacia arriba (muestra 4.1). Por encima de este tope se identificaron moldes recristalizados de la familia Globotruncanidae, *Globotruncanella havanensis*, en general mal preservados, lo que requerirá un muestreo más detallado para una determinación de mayor exactitud.

Se observa un cambio bioestratigráfico en la asociación fosilífera (muestra 4.5), que contiene formas redondeadas pequeñas, donde se registra los géneros *Eoglobigerina* sp. y *Chiloguembelina* sp.; además, un molde de la familia Globotruncanidae, lo cual indica alguna redeposición en esta facies (Tabla 1). La edad de este depósito es Paleoceno temprano Daniano, con influencia al menos ligera de proceso de reelaboración tafonómica (Fernández-López, 2000). Esto aportó algunas entidades conservadas (entidades o taxoregistros reelaborados), debido a la ocurrencia de una erosión en secuencias cretácicas, al menos momentáneamente, tal vez más posible, como intraclastos. Se identificó una asociación de foraminíferos planctónicos del Paleógeno temprano a medio, integrada por: *Chiloguembelina* sp., *Eoglobigerina* sp., *Subbotina* sp., *Morozovella* sp., *Morozovella gracilis*, *Acarinina* sp., *Planorotalites* sp. y *Igorina* cf. *I. pusilla* (Figuras 5, Tabla 1).

Como se comprueba, en la sección se halla ubicado el límite Cretácico- Paleógeno, entre la micrita cretácica y la calcarenita paleogénica. Estos resultados muestran que la deposición del Daniano, perteneciente a la Fm. Ancón, tuvo lugar en la cuenca donde

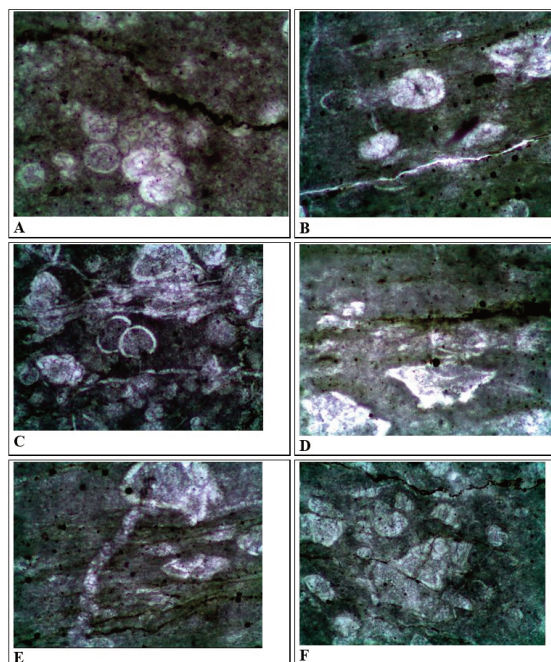


Figura 5. Foraminíferos planctónicos determinados en muestras de la Formación Ancón: A. *Eoglobigerina* sp.x100 (PÑ-4.5-1), B. *Acarinina* sp. x 100 (PÑ-5.1-1), C. *Subbotina* sp. x 100(PÑ-5.3-2), D. *Morozovella gracilis* x100 (PÑ-5a), E. *Planorotalites* sp. x 100 (PÑ- 5a-1), F. *Morozovella* sp. x 100(5a-2).

se depositaba la micrita cretácica Campaniano-Maastrichtiano (en un medio profundo con condiciones cercanas al nivel de compensación del carbonato (CCD – *compensation carbonate deep*).

3. Paleoambiente

La distribución de los microfósiles depende de varios factores: selección de morfotipos, abundancia y diversidad y estos a su vez están controlados por varios factores ecológicos como la concentración de oxígeno disuelto en el agua, la temperatura, los nutrientes, la luz y la salinidad, entre otros, por lo que un análisis de la composición y calidad de la asociación faunal permite conocer características del medio de deposición.

El registro microfósil de la sección de río Peñas señala la existencia de un paleoambiente tropical a subtropical y pelágico al final del Cretácico tardío e inicios del Paleógeno temprano en la región del Procaribe occidental.

Taxa de Foraminíferos Planctónicos del Paleógeno Temprano-Medio		Taxa de Foraminíferos Planctónicos del Cretácico																						
		Clavohedbergella sp.	Clavohedbergella cf. C. simplex	Globotruncanella sp.	Laeviheterohelix sp.	Globotruncanella sp.	Globigerinelloides sp.	Globotruncana linneiana	Rugoglobigerina sp.	Globotruncana sp.	Radotruncana calcarata	Globotruncanella cf. G. argulata	Planoheterohelix sp.	Muricohedbergella holmdelensis	Pseudotextularia sp.	Globotruncanella conica	Globotruncanella sp.	Contusotruncana formicata	Contusotruncana sp.	Globotruncanella havanensis	Heterohelix sp.	Globotruncana rosetta	Globigerinelloides cf. G. ultramicus	
PÑ-7																								
PÑ-6.1																								
PÑ-5.2.1																								
PÑ-5.2																								
PÑ-5.1.2																								
PÑ-5.1.1																								
PÑ-5.1																								
PÑ-5.3-2																								
PÑ-5.3-1																								
PÑ-5a-2																								
PÑ-5a-1																								
PÑ-4.5-2																								
PÑ-4.5-1																								
PÑ-4.2																								
PÑ-4.1																								
PÑ-3.2																								
PÑ-3.1																								
PÑ-2.2																								
PÑ-1.2																								
PÑ-1																								

Tabla 1. Distribución de los taxa registrados en las muestras tomadas en el afloramiento de río Peñas.

La relación de las Calizas Peñas con el límite K-Pg ya había sido supuesta por Pszczółkowski (1978), dadas sus deformaciones, observadas en el área del valle de Pons. Este autor también señala que esta cuenca permaneció aislada de la influencia de aportes continentales. Hecho que condicionaba la deposición de los carbonatos en ambiente profundo, en relación con la acumulación de las silicitas radioláricas o radiolaritas, indicativas de anoxismo temporal en el fondo marino.

Dentro de la asociación faunal se registran formas globosas, simples, biseriadas, de pequeño tamaño como Heterohelix y Globigerinelloides. Sliter (1994) plantea que estas formas de estrategias de vida (r) son oportunistas, de baja estabilidad, alto potencial reproductivo, lo cual, les permite establecerse de forma rápida en nuevos hábitats y eutróficas, es decir necesitan altas concentraciones de nutrientes.

En el caso de los otros morfotipos grandes, quillados, complejos (*Radotruncana*, *Globotruncana*, *Contusotruncana*, etc.), Sliter (1994) los ubica en el grupo de las formas (k), oligotróficas, es decir necesitan poca cantidad de nutrientes, tienen bajo potencial de reproductivo y alta estabilidad. Esta asociación registrada presenta valores de oxigenación bajos.

Será necesario comprobar la ausencia de las biozonas del Maastrichtiano en la secuencia cretácica tardía, para corroborar si existe una discordancia erosional en el límite K-Pg, como ocurre en la base de la Formación Cacarajícara (Kiyokawa *et al.*, 2002); o por el contrario, se conserva la continuidad en la sucesión estratigráfica entre estos pisos, como sí se preservó a techo de la Fm. Moncada (Tada *et al.*, 2002; Arenillas *et al.*, 2016; 2022; Arz *et al.*, 2022). Este hecho determinará la mayor importancia de esta nueva sección para conocer los efectos del impacto de Chicxulub, al este del cráter, en el fondo marino profundo en el Procaribe occidental.

CONCLUSIONES

Desde el punto de vista taxonómico y bioestratigráfico cuantitativo se obtuvo un resultado óptimo, pues en las facies investigadas se identificaron 2 familias, 13 géneros y 18 especies de foraminíferos planctónicos tanto del Cretácico tardío como del Paleógeno temprano.

En contraste, desde punto de vista cualitativo, se logró el reconocimiento con mayor seguridad de solo una biozona, dada la conservación limitada del material muestreado, deformado durante la orogenia y

la posterior hipergénesis. La biozona definida de *Radotruncana calcarata*, indica la edad Cretácico tardío, Campaniano- Maastrichtiano, para la micrita (*mudstone-wackestone* recristalizado) de ambiente de aguas profundas. Por encima del tope de *R. calcarata*, se registró un cambio litológico y textural notable, que corresponde al límite Cretácico–Paleógeno, revelado por los datos bioestratigráficos y mineralógicos.

RECOMENDACIONES

Esta nueva sección del K-Pg, dado el paleoambiente profundo a que corresponde, representa una excepcional oportunidad de nuevas investigaciones sobre la temática en la región paleogeográfica del Protocaribe occidental, las cuales se recomienda continuar a corto plazo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Arz, J.A., Arenillas, I., Grajales-Nishimura, J.M., Liesa, C.L., Soria, A.R., Rojas [-Consuegra], R., Calmus, T., and Gilabert, V.,** 2022, No evidence of multiple impact scenario across the Cretaceous/Paleogene boundary based on planktic foraminiferal biochronology. In Koeberl, C., Claeys, P., and Montanari, A., eds., From the Guajira Desert to the Apennines, and from Mediterranean Microplates to the Mexican Killer Asteroid: Honoring the Career of Walter Alvarez: Geological Society of America, Special Paper, 557: 1–34.
- Arenillas, I., Arz, J.A., Grajales-Nishimura, J.M., Rojas, R.,** 2016, The Chicxulub impact is synchronous with the planktonic foraminifera mass extinction at the Cretaceous/Paleogene boundary: new evidence from the Moncada section, Cuba. *Revista Geological Acta*, 14(1): 35-51.
- Arenillas, I., Arz, J.A., Metsana-Oussaid, F., Gilabert, V., Belhai, D.,** 2022, Hypothesis testing on the planktic foraminiferal survival model after the KPB mass extinction: evidence from Tunisia and Algeria. *Fossil Record* 25 (1): 43–63.
- Banzo Morales, S.,** 2024, Deformaciones frágiles en las calizas Peñas, Sierra de los Órganos. Tesis de Diploma en Dpto. de Geociencias, Fac. Ciencias Técnicas, UPR «Hermanos Saiz Monte de Oca». 60 pp.
- Banzo Morales, S., Rojas Consuegra, R., Cruz Gámez, E.M., Pérez Gil, W., Torres La Rosa, M., Griñan Ferrer, I.B.,** 2025, Deformaciones frágiles en las calizas Peñas, Sierra de los Órganos. Resumen y Resumen ampliado, en: *Geociencias'2025*. 6 pp.
- Dunham, R.J.,** 1962, Classification of carbonate rocks according to the depositional texture, in Hamp, W.E. (ed.), *Classification of Carbonate rocks: American Association of Petroleum Geologists Memoir*, 1: 108-121.
- Fernández-López, S.,** 2000, Temas de Tafonomía: España, Departamento de Paleontología, Universidad Complutense de Madrid, 167 pp.
- Hatten, C.W.,** 1957, Geologic report on Sierra de los Órganos. (Inédito). La Habana. Fondo Geol. Minbas
- Kiyokawa, S., Tada, R., Iturralde-Vinent, M., Matsui, T., Tajika, K., Yamamoto, S., Oji, T., Nakano, T., Goto, K., Takayama, H., García, D., Díaz, C., Rojas [-Consuegra], R.,** 2002, Cretaceous-Tertiary boundary sequence in the Cacarajicara Formation, western Cuba: An impact-related high-energy, gravity flow deposit. *Geological Society of América Special Paper*, 356: 125-144.
- Linares, E.,** 2022, Texto Explicativo al Mapa de los Dominios Paleogeográficos y Conjuntos Petrotectónicos de la República de Cuba Escala 1:500 000. 200 pp.
- Molina, E.,** 2004, Micropaleontología. 2 ed. Prentiss Universitarias de Zaragoza. España. 704 p.
- Premoli Silva, I.,** 2004, Practical Manual of Cretaceous Planktonic Foraminifera. University of Milano (Italy), 39 pp.
- Pszczółkowski, A.,** 1999, The exposed passive margin of North America in western Cuba. En:

- Mann, P., (Editor) 1999. Caribbean Basins. Sedimentary Basins of the World. Elsevier Science B.V., Amsterdam, The Netherlands, 93-121.
- Pszczółkowski, A.**, 1978, Geosynclinal sequences of the Cordillera de Guaniguanico in western Cuba; their lithostratigraphy, facies development, and paleogeography. *Acta Geol. Polonica*, 28 (1): 1-96.
- Rojas-Consuegra**, 2024, Proyecto de investigación y desarrollo «Unidad clástica compleja del límite Cretácico – Paleógeno en Cuba y su relación con la evolución geológica». Código PS104LH002-023. Instituto de Geología y Paleontología / Servicio Geológico de Cuba (IGP/SGC), Ministerio de Energía y Minas.
- Rojas-Consuegra, R. y Núñez Cambra, K.**, 2017, Guía para la excursión al límite K-Pg en Cuba occidental. En: Memorias de VII Convención de Ciencias de La Tierra. Excursiones post convención No.4. Sociedad Cubana de Geología. La Habana. CD ROM, 34 pp.
- Sliter, W.** 1994, Cretaceous Planktic Foraminifers examined in thin section. US Geological Survey. USA. Curso Práctico Inédito.
- Tada, R., Y. Nakano, M.A. Iturralde-Vinent, S. Yamamoto, T. Kamada, E. Tajika, K. Toyoda, S. Kiyokawa, D. García Delgado, T. Oji, K. Goto, H. Takayama, R. Rojas [-Consuegra], T. Matsui**, 2002, Complex tsunami waves suggested by the Cretaceous-Tertiary boundary deposit at the Moncada section, western Cuba. *Geological Society of America Special Paper*, 356: 109-123.
- Truitt, P.**, 1956, Geologic Memorandum PT-48. Geology of Pinar del Río and Isla de Pinos, Cuba. Oficina Nacional de Recursos Minerales. La Habana (Inédito).



Actualización del modelo geológico del yacimiento de Boca de Jaruco

Danalys Juliá Bello¹, Osvaldo López Corzo².

¹ *Maestrante de la 8va Edición de la Maestría en Geología (mención: Geología del Petróleo) de la Universidad de Pinar del Río «Hnos Saíz Montes de Oca». Ingeniero Geólogo, Geólogo de Pozo, Especialista III de Investigación, Innovación y Desarrollo del Centro de Investigación del Petróleo, Churrucá, No 481, entre Vía Blanca y Washington, Cerro, La Habana, CP 10600. ORCID ID 0000-0001-8747-2534. Correo E.: jdanalys96@gmail.com*

² *Máster en ciencias, Jefe de Exploración de Unión CUPET, Avenida Salvador Allende # 666 entre Oquendo y Soledad. Centro Habana. La Habana. ORCID ID 0009-0008-6317-9227 Correo E.: olopez@union.cupet.cu*

RESUMEN

La Franja Petrolera Norte Cubana posee en la actualidad más de 10 yacimientos en explotación, la mayoría se encuentran en fase de agotamiento. Los pozos del yacimiento Boca de Jaruco han sido explotados durante más de 50 años, desde su descubrimiento en 1969, lo que ha provocado una declinación en la producción en los últimos 10 años. La investigación realizada tiene como objetivo fundamental proponer futuros pozos exploratorios en el área, a partir de la actualización del modelo geológico del yacimiento Boca de Jaruco, con la incorporación de nuevos datos (sobre todo los datos del pozo más reciente: BJN-1002, perforado en el 2016). Para cumplir el objetivo general de la investigación fue necesario integrar datos de 7 pozos perforados: (estratigrafía, registros de pozos y datos sísmicos). A partir de la reinterpretación de la imagen sísmica, se realizaron tres mapas estructurales que dieron paso a la estimación de recursos naturales de los mantos cortado por el pozo y la estimación de la probabilidad de éxito de un manto profundo no cortado en la trayectoria.

Palabras clave: modelo geológico, mapas estructurales, registros geofísicos, sísmica.

ABSTRACT

The Northern Cuban Oil Belt currently has more than 10 fields in operation, most of which are in the depletion phase. The wells in the Boca de Jaruco field have been exploited for more than 50 years, since their discovery in 1969, causing a decline in production over the last 10 years. The primary objective of the research is to propose future exploratory wells in the area, based on the update of the geological model of the Boca de Jaruco field and the incorporation of new data (particularly data from the most recent well: BJN-1002, drilled in 2016). To fulfill the overall objective of the research, it was necessary to integrate data from seven drilled wells (stratigraphy, well logs, and seismic data). Based on the reinterpretation of the seismic image, three structural maps were created, leading to an estimation of the natural resources of the seams cut by the well and an estimation of the probability of success in a deep seam not cut along the trajectory.

Keywords: geological model, structural maps, geophysical log, seismic.

RESUMO

O Cinturão Petrolífero do Norte de Cuba conta atualmente com mais de 10 campos em operação, a maioria dos quais em fase de esgotamento. Os poços do campo Boca de Jaruco vêm sendo explorados há mais de 50 anos, desde sua descoberta em 1969, o que causou um declínio na produção nos últimos 10 anos. O objetivo principal da pesquisa é propor futuros poços exploratórios na área, com base na atualização do modelo geológico do campo Boca de Jaruco e na incorporação de novos dados (particularmente dados do poço mais recente: BJN-1002, perfurado em 2016). Para atingir o objetivo geral da pesquisa, foi necessário integrar dados de sete poços perfurados (estratigrafia, perfis de poço e dados sísmicos). Com base na reinterpretação da imagem sísmica, foram criados três mapas estruturais, que levaram a uma estimativa dos recursos naturais das camadas cortadas pelo poço e a uma estimativa da probabilidade de sucesso em uma camada profunda não cortada ao longo da trajetória.

Palavras-chave: modelo geológico, mapas estruturais, perfil geofísico, sísmica.

Palavras-chave: modelo geológico, mapas estruturais, perfil geofísico, sísmica.

INTRODUCCIÓN

La Franja Norte Petrolera Cubana se extiende desde La Habana hasta Matanzas, en la que se encuentra la mayor producción de petróleo del país. El yacimiento Boca de Jaruco se explota a 32 km al este de La Habana y al este de Brisas del Mar (**Figura 1**). Ocupa un sector costero de 8 km de largo y 1.5 km de ancho, además de una franja marina de 1.5 km (López, 2016). Dicho yacimiento se encuentra en actual declinación de la producción, producto a que ha sido explotado por más de 50 años.

Para proponer nuevos pozos de interés en el área, será necesario partir de la actualización del modelo geológico del yacimiento donde se integró nueva

información geológica y geofísica. Se utilizaron métodos geofísicos, correlación estratigráfica y de registros de pozos para determinar propiedades físicas de las rocas en determinados intervalos y la relación espacial entre estas a lo largo y ancho del yacimiento. Una vez que se realice la integración de datos geológicos, geofísicos y sísmicos se podrá actualizar el modelo del yacimiento Boca de Jaruco y proponer futuros pozos exploratorios.

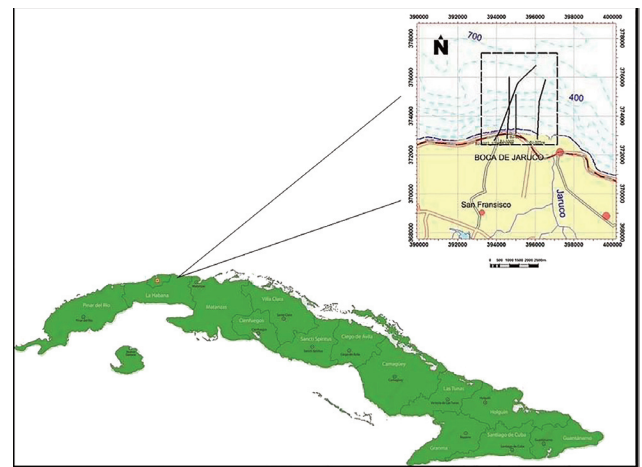


Figura 1. Ubicación del área de investigación

Contexto histórico y referencial

Para la ejecución de una investigación científica es necesario el conocimiento de los trabajos ejecutados con anterioridad en la zona. El yacimiento Boca de Jaruco fue descubierto en el año 1969 y tiene más de 100 pozos perforados en la actualidad, de los cuales sólo más de 30 se encuentran activos. La producción diaria del yacimiento en octubre del 2023, fue de unas 40 ton (250 bl/d) de petróleo crudo y 70000 m³ de gas natural (García, 2011).

Después del año 2010 debido a los resultados positivos obtenidos en Puerto Escondido en pozos horizontales dirigidos a apilados profundos, por debajo de los 2100 m verticales, Sherritt perforó los pozos BJ-1000 y BJ-1001, con el objetivo de buscar estructuras profundas con saturación de petróleo, por debajo de los 2200 m verticales. Los resultados fueron negativos y no se registró producción de petróleo ni de gas (López, 2016).

MATERIALES Y MÉTODOS

Para actualizar el modelo geológico del área se utilizaron datos de 7 pozos del yacimiento Boca de Jaruco (BJ-800, 801,802re, 803,805re, 806 y BJN-1002). Se partió de la revisión de los datos existentes de los pozos que se estudiaron. Se clasificaron y separaron los datos en geológicos, geofísicos y sísmico. Para obtener una caracterización física- geográfica y geológica del área, además de la estratigrafía, se utilizaron los topes y bases de las formaciones obtenidas de los informes de pozos.

Se analizaron los registros geofísicos para identificar los mantos cortados por el pozo y se reinterpretó el registro sísmico del yacimiento, al utilizar como herramienta el software Petrel, para así tener una visualización estructural del área con mapas estructurales

en 2D y 3D. A partir de estos mapas en 3D se pudo calcular recursos y tener un aproximado de lo que produce cada manto cortado por el pozo, al considerar si es factible la inversión en la perforación de otros pozos en el área. Con la integración de esta información se logró actualizar el modelo geológico y proponer futuros pozos exploratorios.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El pozo Boca de Jaruco Norte 1002 (BJN-1002), en el año 2016 se perforó alrededor de los 5000 m, con una profundidad vertical (TVD) de 1285 m. A medida que avanzó la perforación no se reportaron muestras de carbonatos, la calcimetría era baja y las manifestaciones de hidrocarburos débiles. Para lograr el objetivo de la investigación fue necesario partir del modelo ge-

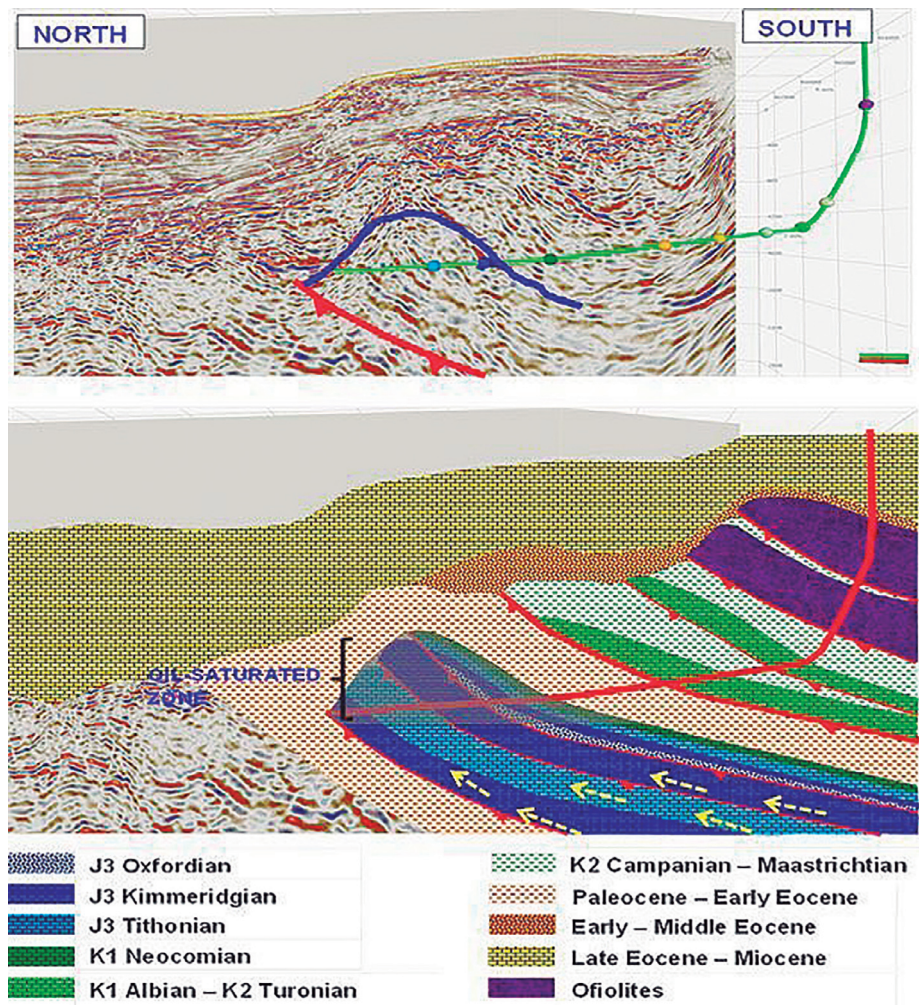


Figura 2. Mapa geológico inicial del pozo Boca de Jaruco Norte 1002

ológico anterior del yacimiento Boca de Jaruco (López, 2025) (Figura 2). En el modelo anterior el objetivo del pozo era cortar un manto que se encontraba a una profundidad de 5180 m. Al llegar a esta resultó que el pozo era seco y no existían manifestaciones de hidrocarburos, a pesar de que la interpretación sísmica y los registros geofísicos dieron indicios de estas.

Al perforar sobre los 1200 m se estuvo próximo a la estructura, donde era probable que existieran manifestaciones de hidrocarburos debido a las condiciones que presenta este manto. A partir de esta interpretación sísmica en el pozo BJN-1002 se obtuvo un mapa estructural que mostró la envolvente (man-

tos cartografiados en el perfil sísmico del pozo generados como uno en un mapa geológico) del yacimiento (López, 2016) (Figura 3).

En este mapa estructural se observa la variedad en los comportamientos en la zona. En el centro se está en presencia de estructuras de elevados espesores, mientras que el relieve se muestra más suave. En el norte y sur del mapa se percibe todo lo contrario.

Registros geofísicos de pozo

En la investigación se utilizó una serie de registros geofísicos (resistividad, rayos gamma, neutrónico) (Figura 4).

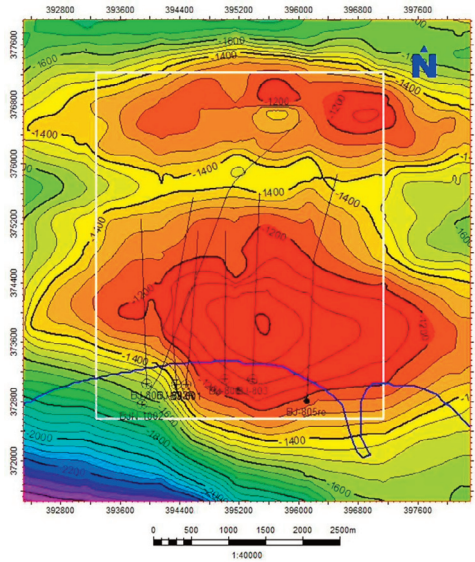


Figura 3. Mapa estructural de la envolvente Boca Jaruco (Dominguez et al. 2016). Líneas negras: pozos perforados), (línea azul: línea de costa), (polígono blanco: área de estudio)

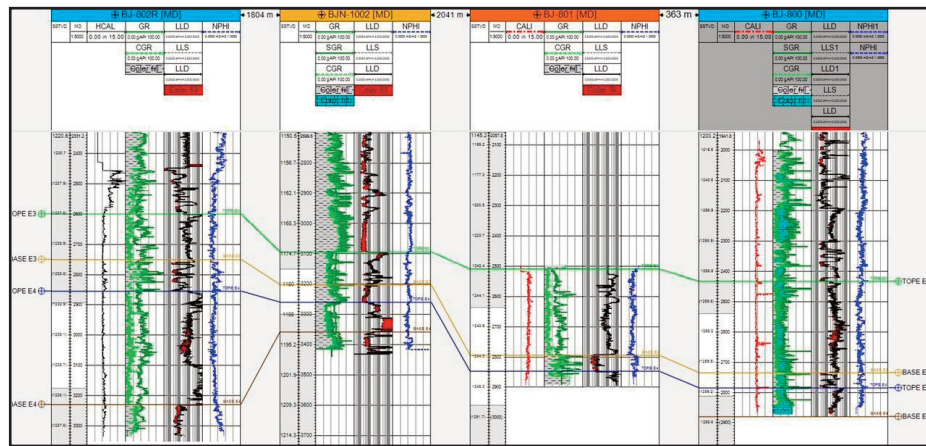


Figura 4. Registros geofísicos de los pozos investigados

Los registros geofísicos reflejan el comportamiento de cada variable en los mantos reinterpretados. Para lograr correlacionar fue necesario interpretar la geofísica de pozos más cercanos a BJA-1002. (González, 2014).

Interpretación geofísica del Manto E3

A partir de esta zona se logra observar un aumento de la separación entre las curvas CGR y SGR, CGR disminuye, disminuye el contenido de arcilla, la resistividad aumenta y la porosidad es de 15 %. Se comporta como un reservorio.

Interpretación geofísica del Manto E4

Se observó una disminución en la separación entre las curvas CGR y SGR, CGR aumenta. Aumenta el contenido de arcilla y la porosidad es de 18 %. Estos valores indican que este manto no presenta las mejores condiciones como reservorio.

Interpretación geofísica del Manto Profundo

No se reportan arcillosidad considerable, presenta un gamma bajo, la resistividad es variada y disminuye la porosidad a 12 %. El modelo litológico refleja un corte carbonatado. Se comporta como un reservorio.

Interpretación sísmica

En el área se ejecutó varias campañas sísmicas 2D y 3D, esta última de carácter regional. Primeramente, se interpretaron las fallas en el polígono de trabajo basándose en datos de pozos y en segundo lugar se interpretó los mantos. Cuando se encuentran carbonatos más viejos sobre carbonatos jóvenes y luego arcillas mucho mayores que estos carbonatos, se está en presencia de una falla. Con esta información se trazó la línea de falla a través del contacto de estas litologías (Chelotti, 2020).

A partir de esta interpretación se pudo identificar los diferentes mantos que se encuentran en el horizonte, para así poder realizar un mapeo estructural que permitió tener una visión más completa de las profundidades que deben tener los pozos para poder acceder a las mejores zonas del reservorio.

La información registrada parte de la creación de los topes y bases de formaciones de cada uno de los pozos. Fue necesario asignar el nombre del pozo, coordenadas, profundidad y elevación (**Figura 5**).

Se cartografiaron las fallas, que no son más que la base de los carbonatos o tope de Vega Alta, a partir de la creación de líneas que facilitan la interpretación sísmica. En segundo lugar, se mapearon los mantos

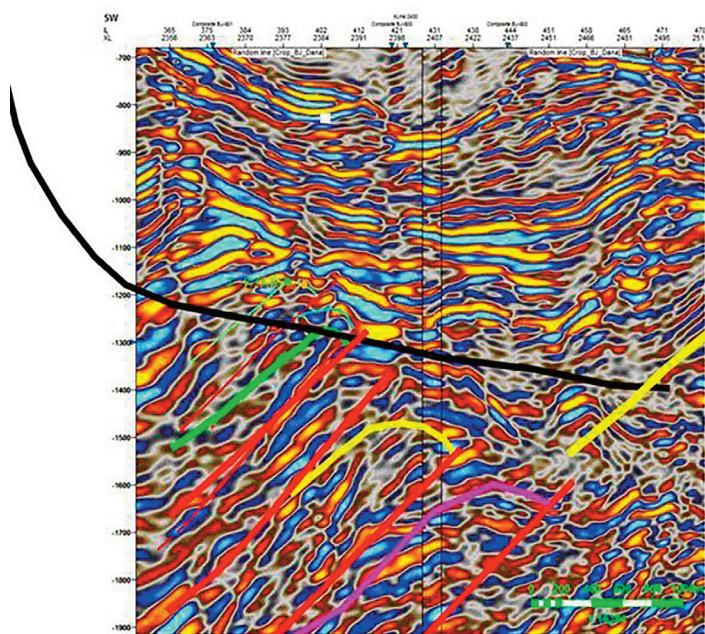


Figura 5. Perfil sísmico reinterpretado del pozo BJA-1002

que son cortados por algunos de los pozos estudiados. Existen dos mantos bien identificados y un tercer manto que no es cortado por los pozos. Los mantos identifican el tope del reservorio que en estos perfiles sísmicos se identifican en las anomalías bastantes visibles por su alta energía, reflectores cortos y bien diferenciados de los que los rodean.

Mapas Estructurales

A partir de la interpretación sísmica se procedió a contornear la estructura en planta del área de estudio para cada uno de los horizontes cortados por los pozos. Al observar el mapa presentado se hace evidente la variabilidad de espesores en el área. En las zonas donde las líneas tienden a ser más espaciadas se encuentran los mayores espesores. En el modelo anterior el pozo BJJ-1002 pasaba por una superficie más suave y con altos espesores. Con el nuevo modelo, el manto E3 se logra visualizar con menores espesores y morfologías

más abruptas, mientras que los pozos BJ-806, 802r, 800 y 803 tienen comportamientos similares.

El pozo BJ-801 presenta algunas diferencias con respecto al resto de los pozos entre los 1300-1400 m, donde se observan espesores menores y relieve abrupto (**Figura 6**).

En el manto E4 los pozos coinciden en comportamiento. Los espesores son similares hasta los 1270 m, a partir de esta profundidad los espesores de la estructura van aumentando. De acuerdo con lo reflejado las zonas más prospectivas están al sur del área (**Figura 7**).

El manto profundo refleja los mayores espesores al sureste del área, mientras se observa un brusco cambio en la disminución de estos espesores al suroeste entre las profundidades de 1900 m y 2200 m. En estas zonas pudiese existir saturación de petróleo por presentar un gran espesor de Vega Alta entre los mantos E3, E4 y este manto profundo (**Figura 8**).

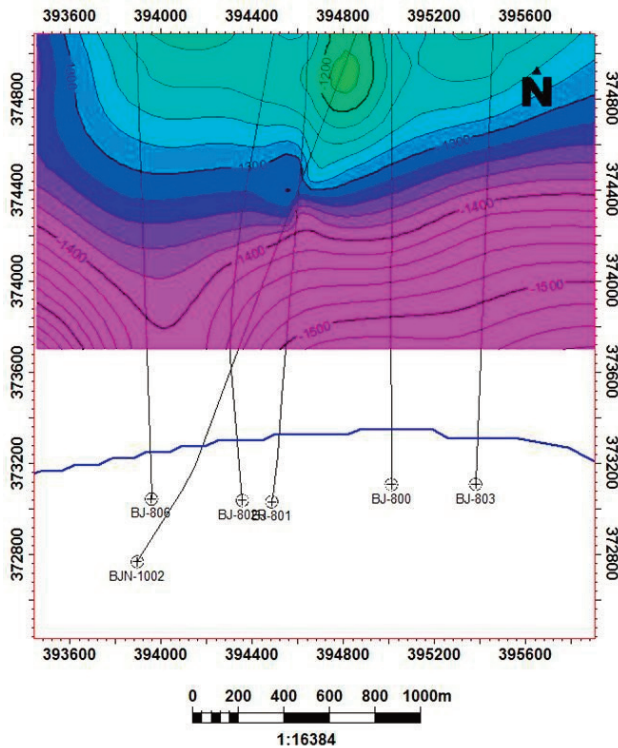


Figura 6. Mapa estructural del manto E3. (Líneas negras: pozos perforados y línea azul: línea de costa)

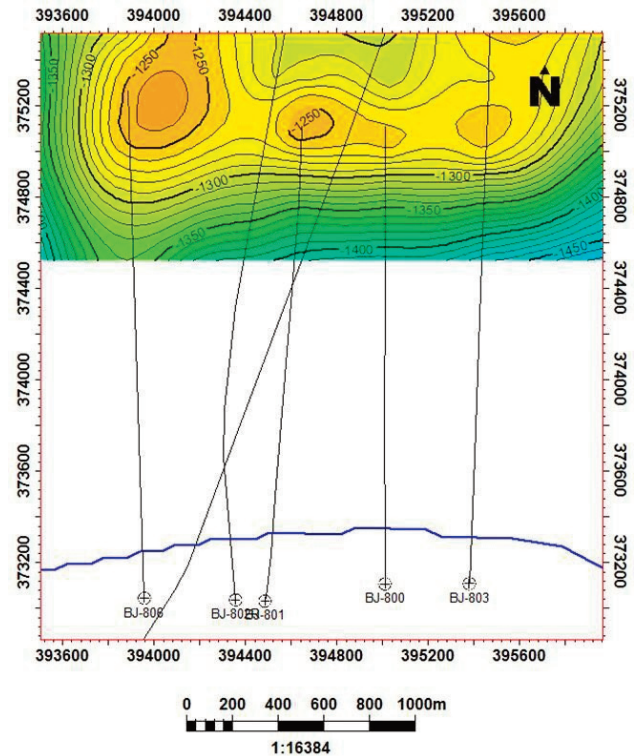


Figura 7. Mapa estructural del manto E4. (Líneas negras: pozos perforados), (línea azul: línea de costa)

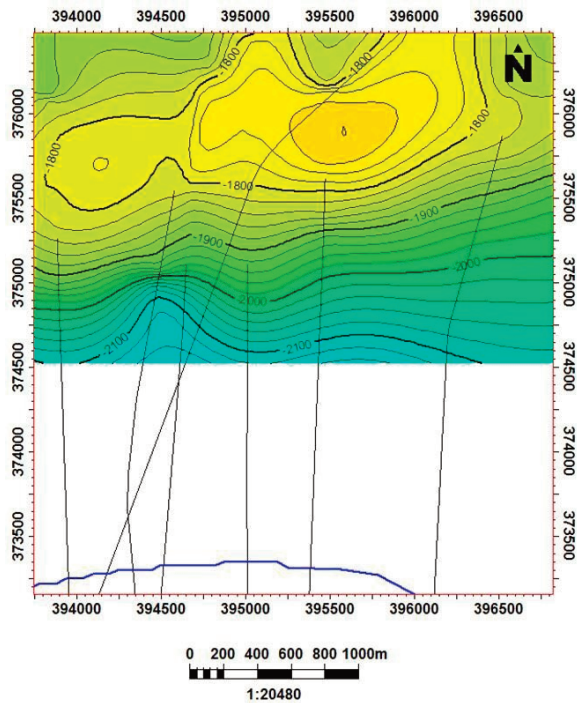


Figura 8. Mapa estructural del manto profundo. (Líneas negras: pozos perforados), (línea azul: línea de costa)

Cálculo de recursos

A partir de los mapas 2D obtenidos para cada uno se pudo realizar un mapa 3D de cada uno, que marca el contacto agua-petróleo de cada superficie (Domínguez, 2013). Por cuestiones de seguridad no fue permitido poner coordenadas en dichos mapas estructurales. Una vez generados estos mapas se calculan los recursos para cada manto y así obtener un aproximado de lo que produce cada uno al considerar si es factible la inversión en la perforación de otros pozos en el área. Es necesario:

1. Calcular el volumen de roca en Petrel (el techo del volumen es la superficie 3D y la base es el contacto agua-petróleo) (CAP).
2. Aplicar la siguiente ecuación:

$$Recursos = V_R \cdot \emptyset \cdot S_0 \cdot \frac{Net}{Gross} \cdot \frac{1}{Bo} \cdot Fr \quad (1)$$

- VR: Volumen de roca. Donde el techo del volumen es la superficie 3D y la base el CAP.

- \emptyset : Porosidad. Las porosidades se obtienen a partir de los registros geofísicos.
- So: Saturación de petróleo. Saturación de hidrocarburo en los poros de la rocas.
- El Net/Gross: neto / efectivos (espesor neto). Se utiliza porque no todo el volumen de roca dentro de un yacimiento es reservorio, en los yacimientos del cinturón plegado cubano este valor oscila entre 0.60-0.80.
- 1/Bo: Factor volumétrico. Compresibilidad de los hidrocarburos.
- Fr: Factor de recobro.

Cálculo de recursos para el manto E3

En los mapas se observa el contacto agua-petróleo, cortado por la proyección sísmica del manto, la variabilidad en el relieve de la estructura y su espesor (**Figura 9 y 10**).

Datos

CAP: 1350 m (TVDss)	Net/Gross: 0.75
VR: 160963000m ³	1/Bo: 0.90
\emptyset : 0.15	Fr: 0.06
	So: 0.70

Recursos= 160963000 m³ * 0.15 * 0.70 * 0.75 * 0.90 * 0.06

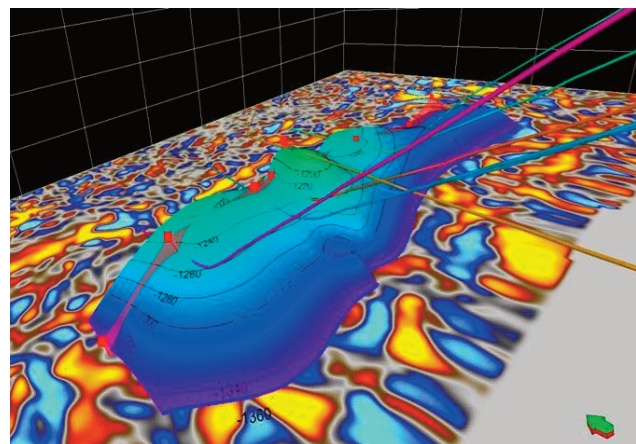


Figura 9. Mapa 3D del manto E3 que ubica el contacto agua-petróleo

Cálculo de recursos para el manto E4

Datos:

CAP: 1300m(TVDss)	Net/Gross: 0.75
VR: 41329500m ³	1/Bo: 0.90
Ø: 0.18	Fr: 0.06
	So: 0.70

Recursos= 41329500m³* 0.18 * 0.70* 0.75 * 0.90 * 0.06

Recursos= 1324479barriles

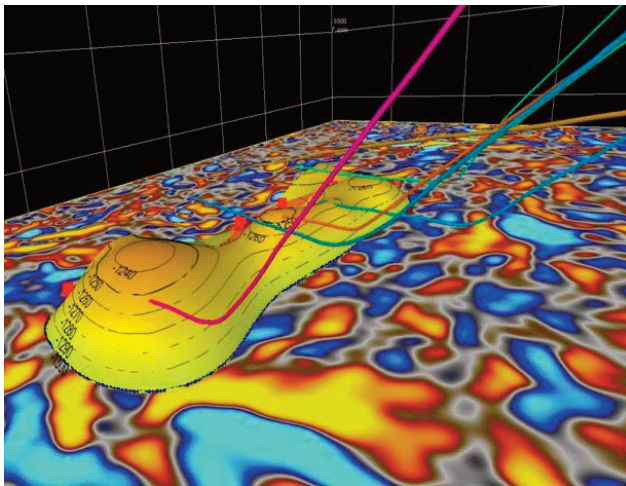


Figura 10. Mapa 3D del manto E4 que ubica el contacto agua-petróleo

Cálculo de recursos para el manto profundo

Como se observa, el manto profundo no es cortado por ninguno de los pozos, por lo que además del cálculo volumétrico para conocer el volumen de petróleo en dicho manto se ha realizado un cálculo de riesgo. Para el cálculo volumétrico se tuvieron en cuenta los siguientes datos (**Figura 11**).

Datos

CAP: 1850 m(TVDss)	Net/Gross: 0.65
VR: 166854000 m ³	1/Bo: 0.90
Ø: 0.12	Fr: 0.06
	So: 0.65

Recursos= 41329500 m³* 0.18*0.75*0.90*0.06

Recursos= 2868784.89 barriles

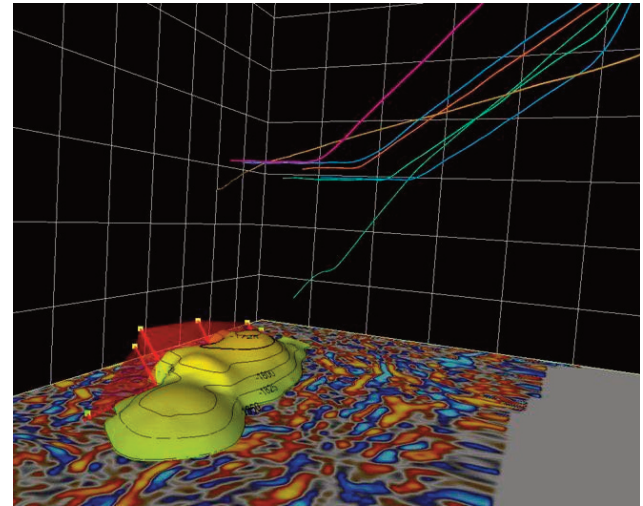


Figura 11. Mapa 3D del manto profundo que ubica el contacto agua-petróleo

Cálculo de riesgo

Existe un riesgo de que este manto esté saturado de agua. No se conoce la probabilidad por la que se calculará a partir de la siguiente fórmula:

Probabilidad de éxito=Carga·Reservorio·Trampa·Retención·100 (2)

Datos

Carga: 0.5	Retención: 0.7
Reservorio: 0.05	Trampa: 0.6

Probabilidad de éxito = 0.5*0.5*0.6*0.7

Probabilidad de éxito= 0.105*100

Probabilidad de éxito = 10.5%

Existe una probabilidad de éxito para el manto profundo de sólo 10.5 %, lo que aumenta el riesgo de que el manto no tenga saturación de petróleo.

CONCLUSIONES

1. Con la interpretación sísmica del pozo BJN-1002 se estimó que una reentrada del pozo puede perforar el manto E3 a una profundidad de 1200m.

2. El volumen de hidrocarburos estimado para los mantos E3 y E4 asciende a 5623108 barriles, una cantidad considerable para la perforación de nuevos pozos que corten estos mantos.

3. El volumen de hidrocarburos estimado para el manto profundo es 2868784 barriles, pero con una baja probabilidad de éxito (10.5 %), lo que aumenta el riesgo de que el manto no esté saturado de petróleo. Por tanto no es factible perforar pozos que corten este manto.

4. Para futuras perforaciones se deben realizar pozos que corten el manto profundo con profundidades mayores a 8000 m.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Chelotti, L., Acosta, N.,** 2020, Interpretación sísmica de Reflexión. Cátedra de Geofísica Aplicada, U.N.P.S.J.B. Chebut. Argentina.
- Domínguez, A., Zulueta J.,** 2013, Metodología para la interpretación sísmica 3D estructural en la Faja Septentrional Cabalgada de Cuba. La Habana.
- García, D.R., Gil S., Linares, E., García, Y. W., Blanco, S. Y.; Pérez, L.,** 2011, Caracterización geológica del área aflorada de la región Guanabo-Seboruco. Archivo del CEINPET. Proyecto 7035. La Habana.
- González, G.,** 2014, Aplicación de los registros geofísicos de pozos en la búsqueda y caracterización petrofísica del yacimiento de Shale Gas. Tesis presentada en opción al Título Académico de Ingeniero Geofísico. México, DF.
- López, O.,** 2016, Interpretación parcial de la sísmica-3D desde La Habana hasta Seboruco. Presentación. La Habana.
- López, O.,** 2025, Oil & Gas Production in Cuba. Presentación. La Habana.
- #### BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA
- Chappé-Pacheco,** 2015, Precisión de las edades en los intervalos reservorios petrolíferos de tres pozos del área Seboruco, a partir de consideraciones litológicas, petrográficas y geofísicas. Tesis presentada en opción al Título Académico de Master en Geología, Universidad «Hermanos Saíz Monte de Oca». Pinar del Río.
- Linares E., Lobachev A.,** 1971, Informe Geológico sobre la región Habana - Matanzas. O.N.R.M. La Habana.
- Núñez, L.,** 2016, Indicadores de paleosismicidad derivados de espeleotemas fracturados en cavernas del campo gasopetrolífero de Boca de Jaruco. Universidad Tecnológica de La Habana «José Antonio Echeverría». La Habana
- Pirela, M., Ramírez, R.,** 2016, Modelo geológico-estructural del yacimiento VEN1 del noroeste del lago Maracaibo. Revista Minería y Geología. Universidad de Moa.
- Socorro, R., López, S., Zulueta, M.,** 2004, Sobre la interpretación Geólogo–Geofísica de la sísmica 3D, del Litoral Norte Habana-Matanzas. Archivo del CEINPET. La Habana
- Tamayo, Y.,** 2016, Exploración en el sector Yumurí–Seboruco de la Franja Norte Petrolera Cubana. La Habana



Litoteca geólogo-petrolera de la República de Cuba. Caso de estudio: Sector Yumurí, provincia Matanzas

Yalena García Gil¹, Olga Castro Castiñeira², Esther María Cruz Gámez³, Yanet Rosell Armenteros⁴.

¹ *Maestrante de la 8va Edición de la Maestría en Geología (mención: Geología del Petróleo) de la Universidad de Pinar del Río «Hnos Saíz Montes de Oca». Ingeniera Forestal, Centro de Investigación del Petróleo. Churruca 481 e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. La Habana CP 12000. ORCID 0009-0006-7701-0081. Correo E.: yalena@ceinpet.cupet.cu*

² *Ingeniera Geofísica, Doctora en Ciencias Técnicas, Centro de Investigación del Petróleo. Churruca 481 e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. La Habana CP 12000. ORCID 0000-0003-4285-6774. Correo E.: olgac@ceinpet.cupet.cu*

³ *Ingeniera geóloga. Doctor en Ciencias Geológicas. Investigador Agregado. Universidad de Pinar del Río. Calle José Martí #270. CP: 20 100, Cuba. ORCID ID 0000-0001-8887-7277. Correo E.: ecruz2405@hotmail.com*

⁴ *Ingeniera Geóloga, Máster en Geofísica Petrolera, Centro de Investigación del Petróleo. Churruca 481 e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. La Habana CP 12000, Cuba. 0009-0008-6542-6041. Correo E.: yrosell@ceinpet.cupet.cu*

RESUMEN

En la geología de un país, los afloramientos son representativos de las formaciones que se encuentran en profundidad. Los restos de la perforación de pozos, es decir, los ripios o muestras de canal y los núcleos, son los materiales que constituyen la única evidencia física de las rocas que conforman los yacimientos de petróleo. También lo constituyen las secciones delgadas y registros geofísicos de pozo como material primario, así como los mapas geológicos. El patrimonio geólogo-petrolero del Centro de Investigación del Petróleo (CEINPET), sobre el cual se erigen los proyectos de investigación y los servicios, está mal preservado, porque no existe una infraestructura adecuada para su preservación, e inadecuado sistema de control de la documentación y no contar con un local con condiciones óptimas. Todo esto repercute en la ineficiencia de la conservación a la hora de interactuar con dicho patrimonio en el campo de la exploración, las investigacio-

nes, la docencia y los servicios. El área de estudio hasta el momento cuenta con un total de 74 pozos perforados. El levantamiento realizado en el almacén de muestras y en el archivo técnico reportó que, este yacimiento cuenta con un total de 57 pozos con muestras de canal, 250 secciones delgadas, 450 ditches y 287 núcleos de 22 pozos. Con la creación de la litoteca se evita la pérdida del material y permite la conservación del patrimonio geólogo-petrolero. Se obtiene un diseño de litoteca que cuenta con todos los materiales físicos existentes, un sistema digital de información de muestras en tiempo real, más el material vinculado al mismo, con la posibilidad de preparar consultas, además de tener traza de los préstamos realizados y establecer el flujo de trabajo a partir del cual se organice el resto de los materiales de la litoteca. Una base de datos actualizada, con la novedad de la creación de un código de barra para cada muestra, una fototeca y un procedimiento para la utilización de los distintos tipos de muestras.

García-Gil, Y., Castro-Castiñeira, O., Cruz-Gámez, E. M., Rosell-Armenteros, Y., 2025, Litoteca geólogo-petrolera de la República de Cuba. Caso de estudio: Sector Yumurí, provincia Matanzas: Geociencias UO. v. 16, núm. 2, julio 2025. pp. 125-135.

Palabras clave: litoteca, Sector Yumurí, patrimonio, conservación, base de datos.

ABSTRACT

In a country's geology, outcrops are representative of the formations found at depth. The remains of well drilling, i.e., cuttings or channel samples and cores, are the only physical evidence of the rocks that make up petroleum reservoirs. Thin sections and geophysical well logs are also primary sources, as are geological maps. The geological and petroleum heritage of the Center for Petroleum Research (CEINPET), upon which research projects and services are based, is poorly preserved due to the lack of adequate infrastructure for its preservation, an inadequate documentation control system, and the lack of a facility with optimal conditions. All of this impacts the ineffectiveness of conservation when interacting with this heritage in the fields of exploration, research, teaching, and services. The study area currently has a total of 74 wells drilled. The survey carried out in the sample warehouse and in the technical archive reported that this deposit has a total of 57 wells with channel samples, 250 thin sections, 450 ditches, and 287 cores from 22 wells. The creation of the lithotheque prevents the loss of material and allows for the conservation of the geological and petroleum heritage. A lithotheque design is achieved, incorporating all existing physical materials, a real-time digital sample information system, and the associated materials. It also offers the ability to prepare queries, track loans, and establish a workflow for organizing the rest of the lithotheque's materials. An updated database includes the new addition of a barcode for each sample, a photo library, and a procedure for using different types of samples.

Key words: lithotheque, Yumurí sector, heritage, conservation, database.

RESUMO

Na geologia de um país, os afloramentos são representativos das formações encontradas em profundidade. Os restos da perfuração de poços, ou seja, cortes

ou amostras de canais e núcleos, são a única evidência física das rochas que compõem os reservatórios de petróleo. Inclui também seções finas e perfis de poços geofísicos como material primário, bem como mapas geológicos. O patrimônio geológico e petrolífero do Centro de Pesquisas de Petróleo (CEINPET), no qual se baseiam projetos de pesquisa e serviços, encontra-se mal preservado devido à ausência de infraestrutura adequada para sua preservação, a um sistema de controle de documentação inadequado e à ausência de uma instalação em condições ótimas. Tudo isso impacta na ineficiência da conservação ao interagir com esse patrimônio campos de exploração, pesquisa, ensino e serviços. A área de estudo tem um total de 74 poços perfurados até o momento. O levantamento realizado no depósito de amostras e no arquivo técnico relatou que este depósito possui um total de 57 poços com amostras de canal, 250 lâminas delgadas, 450 valas e 287 testemunhos de 22 poços. A criação da litoteca evita a perda de material e permite a conservação do patrimônio geológico e petrolífero. É obtido um projeto de litoteca que inclui todos os materiais físicos existentes, um sistema de informações de amostras digitais em tempo real e o material vinculado a ele. Este sistema oferece a capacidade de preparar consultas, rastrear empréstimos feitos e estabelecer um fluxo de trabalho para organizar o restante dos materiais da litoteca. Um banco de dados atualizado, com a adição de um código de barras para cada amostra, uma biblioteca de fotos e um procedimento para usar diferentes tipos de amostras.

Palavras-chave: litoteca, Setor Yumurí, patrimônio, conservação, banco de dados.

INTRODUCCIÓN

En la geología de un país, los afloramientos son representativos de las formaciones que se encuentran en profundidad. Los restos de la perforación de pozos, es decir, los ripios o muestras de canal y los núcleos, son los materiales que constituyen la única evidencia física de las rocas que conforman los yacimientos de petróleo. También lo constituyen las secciones delgadas

y registros geofísicos de pozo como material primario, así como los mapas geológicos.

Por muchos años el Centro de Investigación del Petróleo ((CEINPET) ha recolectado miles de muestras geológicas en las investigaciones de campo y durante la perforación de los pozos, para su posterior análisis en los laboratorios. Con estos análisis se obtiene un estudio más detallado: determinar edad a partir de los fósiles, estudiar las propiedades físicas de la roca, caracterizar los reservorios y los sellos, así como definir su calidad y apoyar el trabajo geológico de interpretación. Por lo que no se prescindirá de esta información para el crecimiento de la actividad. Con el avance tecnológico, el desarrollo de las geociencias y la ingeniería de yacimientos, se necesitan reanalizar las muestras para aplicar nuevos conocimientos y obtener nuevos resultados, de ahí la gran importancia de su preservación, sin embargo, esta información no se encontraba centralizada, mucha se ha perdido o estaba incompleta.

Desde el inicio de las perforaciones en Cuba, se trabaja en la creación de condiciones para la conservación de las muestras obtenidas. Estas han sido custodiadas en varios lugares, donde han sufrido una pérdida innumerable de material, en las mudanzas y cambios de locales. En el año 2000, se propuso el proyecto «Conservación de muestras geológicas» con el objetivo central de la recuperación y la conservación del patrimonio geólogo- petrolero de Cuba, que se ejecutó a partir del año 2003 hasta el 2007 y que acumuló buenos resultados, se cumplió con parte de sus objetivos. En el año 2021 se aprobó el proyecto «Organización de la litoteca del centro de investigaciones del petróleo». A partir de entonces se ha comenzado a trabajar en modificar la no existencia de una infraestructura adecuada para su preservación y el inadecuado sistema de control de la documentación. Todo esto repercute en la ineficiencia a la hora de interactuar con dicho patrimonio en el campo de la exploración, las investigaciones, la docencia y los servicios.

Según Del Castillo et al. (2024), el término LITOTECA es la designación que se le da a un archivo de roca, es decir el equivalente a una biblioteca (archivo de libros), cuya función es custodiar, catalogar,

clasificar, informatizar y difundir toda la información de la misma. Son muchos los beneficios de contar con una litoteca dentro de las organizaciones geológicas. Se hace mención: (1) ser un repositorio único que permita consultas eficientes a los investigadores, alumnos etc., (2) disponibilidad de las muestras y (3) óptimo aprovechamiento de los recursos con diferentes objetivos. En el escenario donde conviven las organizaciones contemporáneas, se hace cada vez más necesaria la adopción de una perspectiva estratégica para los sistemas de gestión documental, que para el caso que se presenta, sería la gestión de datos geológicos obtenidos en las investigaciones.

Los modelos de gestión del conocimiento se consideran necesarios tanto para empresas, como para organizaciones y sistemas educativos, en razón a que una gestión efectiva del conocimiento garantiza la eficiencia de las operaciones internas y la productividad, la innovación, el aprendizaje organizacional y la adaptabilidad al cambio (Correa, Moreno & González Castro, 2022; Machuca-Contreras et al., 2023). Los modelos de gestión del conocimiento se han convertido en una herramienta de planeación, pues permiten organizar el conocimiento disponible, de tal forma que se maximiza la utilidad y la accesibilidad a la comunidad investigativa (Valencia Celis et al., 2024).

Ortega (2010), en su artículo «Proyecto de creación de la litoteca arqueológica del departamento de prehistoria y arqueología de la Universidad de Granada», propone una organización de acuerdo con un criterio cronológico que respondería, en términos generales, al proceso de desarrollo histórico del utillaje de piedra tallada, aunque se restringe la representatividad territorial a medida que se avanzara en el tiempo. La misma, además de organizar una numerosa colección de materiales arqueológicos, cumpliría sobre todo funciones pedagógicas e investigativas.

Dicho trabajo sirve de precedente metodológico para diseñar la propuesta que hoy se presenta, se tiene en cuenta que además de los distintos tipos de muestras de rocas, así como integrar aspectos didácticos en su creación que incluyen plataformas interactivas, con fines investigativos y pedagógicos.

Según lo expuesto, se hace necesaria la organización de la litoteca, que facilite el manejo y conservación de las colecciones de roca del país proveniente de la actividad geólogo-petrolera, contará con la actualización de la base de datos en formato relacional, que provea el adecuado procesamiento de la información, para promover su estudio sistemático orientado a la exploración y aprovechamiento sostenible de los recursos minero energéticos, que aporta elementos vitales para la investigación de los procesos geológicos naturales.

Con este trabajo de investigación, en el caso de estudio situado en el sector del yacimiento Yumurí, se proyecta diseñar la estructura de la litoteca, en un local adecuado que sirva de reservorio donde se reciba, al-

macene, verifique y administre toda la información de la exploración petrolera y demostrar la funcionalidad de la litoteca geólogo-petrolera de la República de Cuba.

Características geológicas del yacimiento Yumurí

El yacimiento Yumurí, fue descubierto en el año 1971, con la perforación del pozo Yumurí 1. Está localizado en la Costa Norte de la provincia de Matanzas, muy cerca de los límites con la provincia de Mayabeque. Se encuentra en un área de 11 Km al Noroeste de la ciudad capital del mismo nombre (Ríos, 2002; **Figura 1**). El primer pozo perforado vertical, tuvo una profundidad del caño de 2175 m y el de mayor alcance es el pozo Yumurí 211R con 5024 m de profundidad por el largo del instrumento.

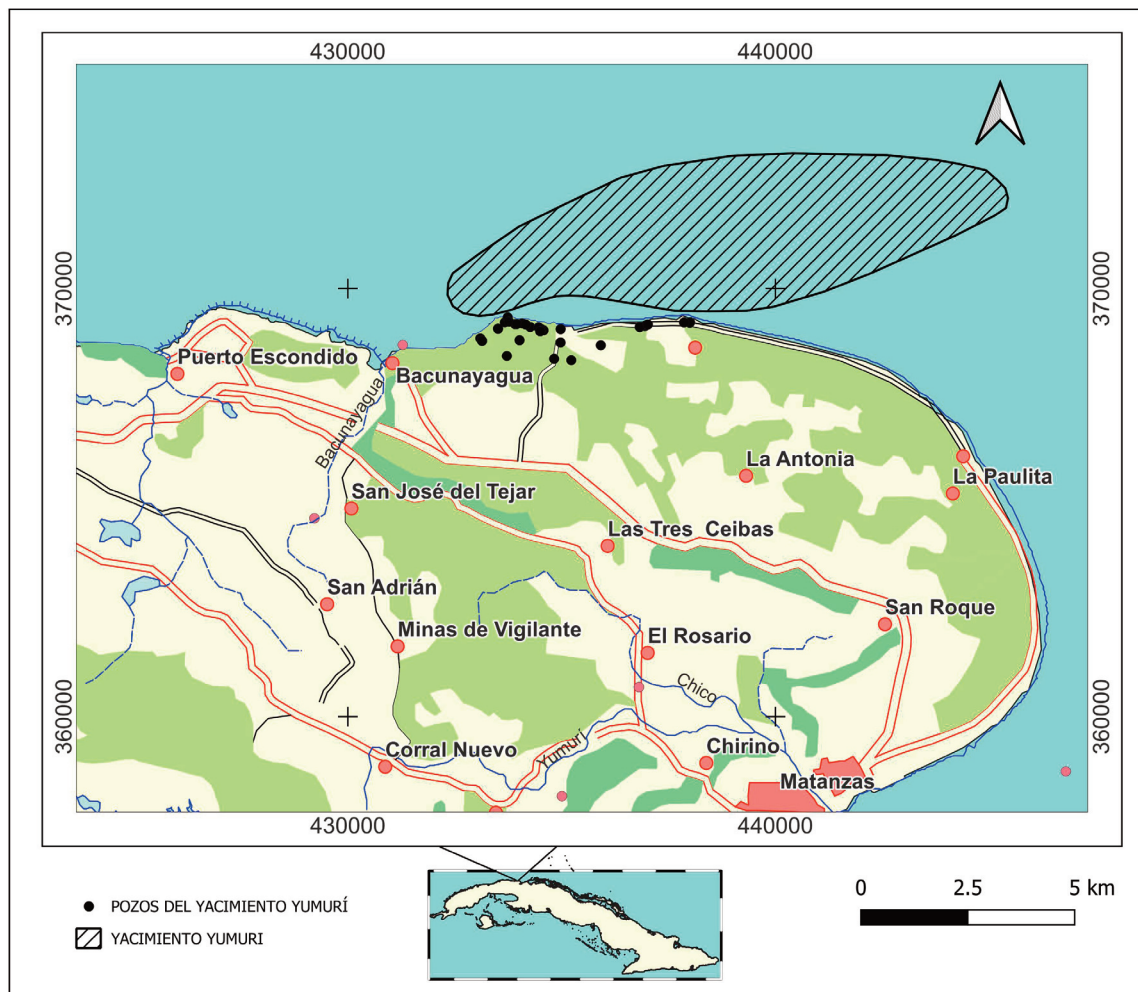


Figura 1. Mapa de ubicación del yacimiento Yumurí, a escala original 1:100 000, IGP, 2016.

Según Castro (2002), el yacimiento Yumurí presenta una estructura compleja; al igual que los demás yacimientos de la Franja Norte Petrolera Cubana, está estructurado en mantos de cabalgamientos que forman trampas muy efectivas en dúplex, los cuales están limitados en su base y tope por fallas de sobrecorrimientos, en los que las rocas involucradas son las carbonatadas del paleomargen continental de Bahamas, muy agrietadas como resultado de los esfuerzos compresivos a que fueron sometidas y a la corrosión neogénica debida a la acción de fluidos corrosivos que dio lugar a una porosidad adecuada, de modo que constituyen las rocas reservorios de la mayoría de los yacimientos cubanos.

En la constitución geológica de la zona participan las rocas del Margen Continental, representadas por las Formaciones de la Unidad Tectónica Estratigráfica (UTE) Placetas, representada por el Grupo Veloz del Jurásico Superior – Cretácico Inferior. También algunos autores mencionan el hecho de la presencia en el área del complejo sinorogénico de la UTE Camajuaní, que se relacionará con la Formación Vega. Esta ha sido registrada en el pozo Yumurí 20 en la parte más profunda del corte (Linares, 2011).

MATERIALES Y MÉTODOS

El área de estudio hasta el momento cuenta con un total de 74 pozos perforados. Los pozos tienen dife-

rentes clasificaciones según el estudio a desarrollar: exploratorios y de desarrollo. En el yacimiento se perforaron 28 pozos de búsqueda o exploración, 35 pozos de desarrollo, 2 pozos de explotación y sin descifrar 9 (Figura 2).

El levantamiento realizado en el actual almacén de muestras y en el archivo técnico del CEINPET, reportó que el yacimiento Yumurí cuenta con un total de 57 pozos con: muestras de canal, 250 secciones delgadas, 450 ditches y 287 núcleos de 22 pozos.

Tratamiento de la información que se incluye en la litoteca

Muestras

- Núcleos: se preservan envueltos en papel y se amarran con soga, orientados (se señala el tope y la base) de la sección, se colocan en cajas plásticas o de madera, resistentes, largas o cortas.
- Muestras de canal o ripios (húmedas o secas): se almacenan en bolsas plásticas, en pomitos plásticos o bolsas de papel kraft.
- Secciones delgadas o ditches: se preservan en cajas pequeñas porta objeto.
- Placas Micropaleontológicas: se preservan en cajas pequeñas porta objeto.
- Fragmentos de rocas: se conservan en bolsas de telas.

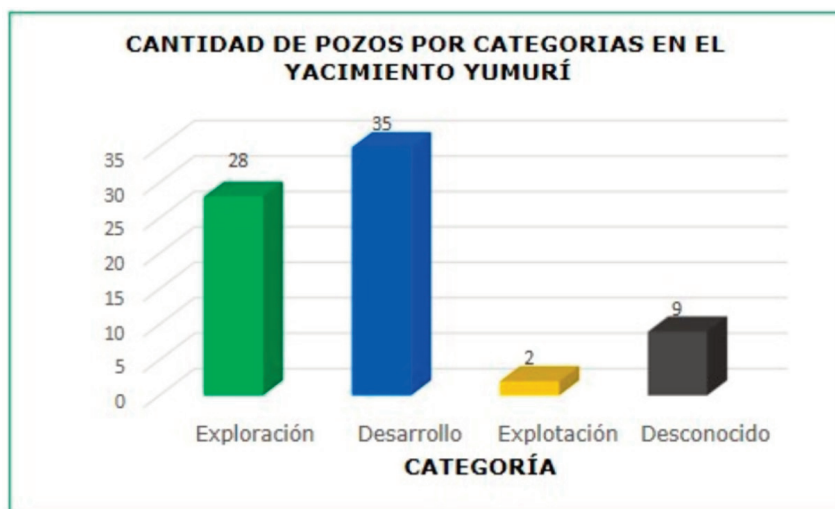


Figura 2. Representación gráfica de los pozos del yacimiento por categoría.

Para la clasificación de las muestras de rocas, hay que tener en cuenta su origen: Las rocas se dividen en dos grupos, las de superficies (fragmentos y muestras deleznales) que provienen de un levantamiento geológico o trabajo de campo en general y las que provienen de la perforación de los pozos (núcleos y muestras de canal seca o húmeda).

Muestras de superficies

Son muestras tomadas durante los viajes de campo, ya sea para levantamiento de geológico o cualquier otro tipo de trabajo relacionado con la exploración geológico-petrolera. Estas serán rocas sólidas o muestras deleznales. De las primeras se preparan secciones delgadas y a las rocas blandas se les hacen los lavados (de aquí se preparan ditches y placas portafósiles que formarán parte del material preservable).

El almacenamiento de las muestras será en bolsas de tela o nylon individuales, a su vez son guardadas en cajas, etiquetadas con un código de barra. Para su conservación se prevé la utilización de estanterías con cajas pequeñas o grandes, dependiendo de las características del material.

Muestras de los pozos

Durante la perforación de los pozos de petróleo se obtienen dos tipos de muestras: los núcleos y las muestras de canal (secas o húmedas). De las muestras de canal se preparan secciones delgadas, ditches, lavados y placas portafósiles.

En el caso de los núcleos, se realizan diferentes tipos de cortes, para estudios petrofísicos, petrográficos y paleontológicos. Todos ello constituye la mayor parte del material preservable.

Preparación de Muestras:

- Las secciones delgadas se elaboran, se toma una porción de roca dura o consolidada, mediante el desgaste de la misma hasta obtener una superficie plana y muy fina. Se montan sobre placas de cristal. Son obtenidas de cortes de núcleos de pozos y de rocas recolectadas en superficie.

- Los lavados son con agua por decantación y tamizado de la roca deleznable, para la posterior elaboración de placas portafósiles; lavado con agua oxigenada y lavado con gasolina o nafta.
- Placas portafósiles: suelen ser de cartón o plástico horadado, que contiene microfósiles obtenidos de un proceso de lavado por decantación y tamizado de las rocas deleznales que proceden de las muestras de canal.
- Ditches: son fragmentos seleccionados de roca (procedente de muestras de canal de pozos o de fragmentos de rocas deleznales o trituradas), rebajados o desgastados hasta un espesor milimétrico para ser observado en microscopio biológico y petrográfico con el objetivo de realizar el estudio paleontológico o petrográfico.
- Según López (2010), la metodología para el procesamiento de las muestras consiste en seguir o tener en cuenta una serie de paso desde que la muestra es recolectada hasta su preservación en la litoteca. (**Figura 3**)
- En dependencia del origen de la muestra y el tipo de estudio que se quiere obtener, ya sea litológico o paleontológico, las mismas son llevadas al grupo de Muestrería, para realizar: sección delgada, lavado y ditches.

Pasos a seguir desde que las muestras son tomadas hasta su almacenamiento final.

Paso 1. Recepción, integración y almacenamiento de la muestra geológica de la cual se necesita la descripción litológica y paleontológica. Una vez recibida, se da entrada en los libros de registros.

Paso 2. a) Elaboración de la sección delgada, lavado y ditches a partir del ejemplar de roca, muestra de canal húmeda o seca según sea posible. b) Entrega de lavados para la elaboración de placas portafósiles.

Paso 3. Determinación litológica y paleontológica de las muestras de roca elaboradas (descripción de la muestra por los especialistas de Sedimentología, Estratigrafía y Micropaleontología).

Paso 4. Entrega a la custodia de las muestras de roca. Una vez terminados los estudios, las muestras regresarían a la litoteca para la salvaguarda y conservación de las mismas.

Paso 5. Prestación de servicios a clientes. Entrega y recepción de los fondos de archivo.

Para desarrollar la base de datos se tomó como punto de partida un trabajo realizado por Pérez Peña, (2023). Para el control, conservación y acceso, se realizaron dos bases de datos, una que abarca las informaciones

contenidas en las tarjetas de levantamiento geológico de superficies denominada Tarjetas SUP y otra que refleja el control de los testigos de pozos en general, tanto núcleos, como muestras de canal, denominada Almacén de Muestras, incorporada como un módulo dentro del Portal SUIE (Sistema Único de Información para la Exploración). Este *software* tiene como objetivo o función principal, el registro digital de las informaciones reflejadas en las tarjetas de muestras de superficie, así como el control de la tarea de introducción de los datos. Pico Peña, R. (2017)

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Estructura de la litoteca

Sistema de almacenamiento

Las muestras deben ser conservadas en un local con condiciones adecuadas de espacio y climatización, em-

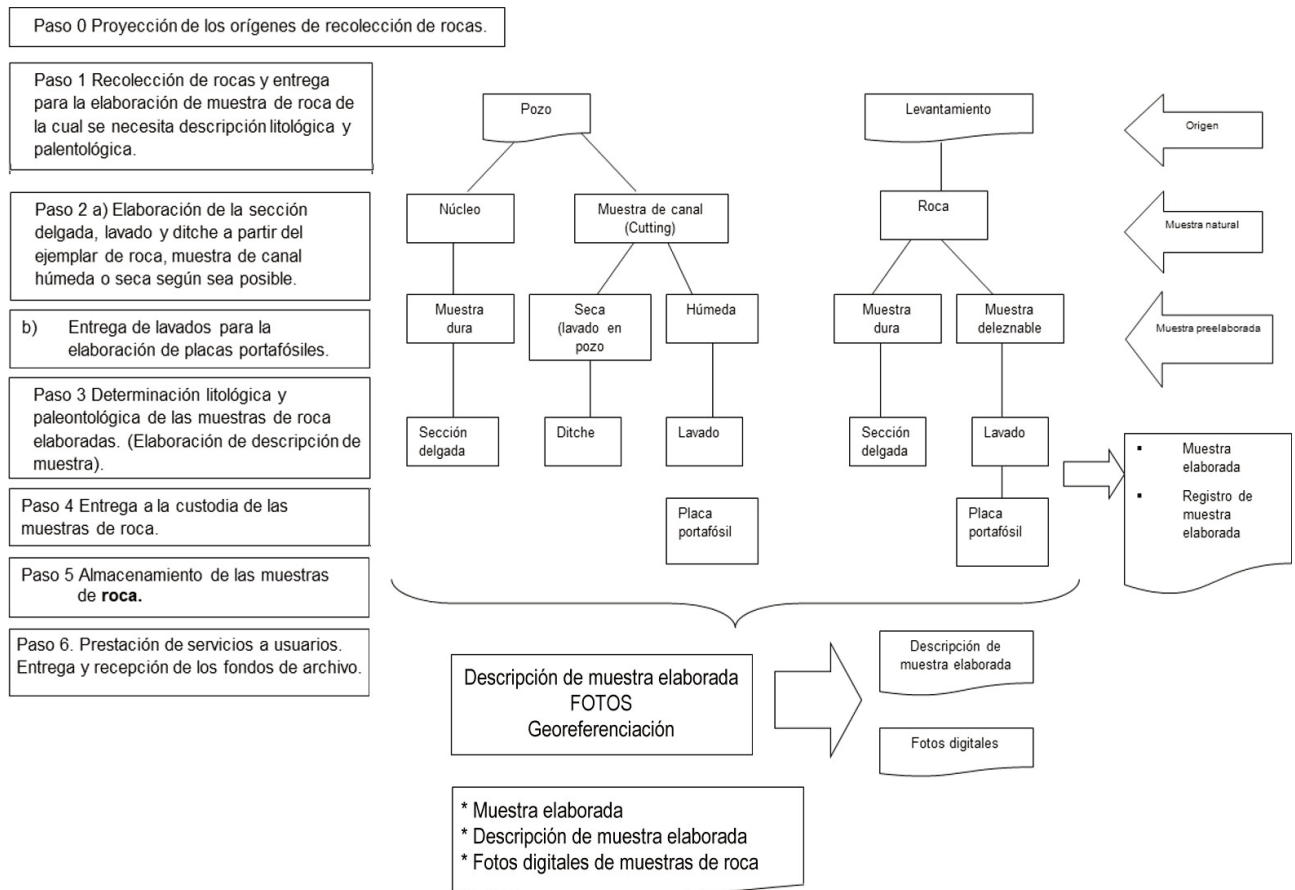


Figura 3. Esquema de proyección de los orígenes de recolección de las rocas (López, M., 2010).

balaje óptimo y ubicación en estantes o muebles modulares, con una organización tipo archivo. Se acondicionó un local para las muestras del yacimiento Yumurí.

Se pretende establecer una estructura de litoteca que cuente con todo el material físico existente. A partir de la información del yacimiento Yumurí se propone la siguiente organización:

❖ Bodega A. Se ubicarán en los estantes las cajas de núcleos de los pozos del yacimiento Yumurí, desde los más antiguos hasta los más recientes.

- Bodega B. Se ubicarán los estantes para las muestras de canal de los pozos del yacimiento Yumurí, desde los más antiguos hasta los más recientes.
- Bodega C. Se almacenarán las cajas las secciones delgadas y los ditches.
- Bodega D. Destinada para almacenar las

cajas con los saquitos de muestras de superficies.

- Área de recepción, preparación y preservación de muestras de todo tipo.
- Sala de observaciones, con microscopios estereoscópico y óptico.
- Sala de consulta con una computadora donde se pueda tener acceso a la base de datos, revisar las muestras que están en la litoteca, más el material vinculado al mismo y una fototeca que exponga el estado de conservación de las muestras.
- Los estantes metálicos se ubicarán en los salones, se utilizarán diferentes tipos de cajas plásticas según el tipo de muestras a guardar, tienen diferentes dimensiones (**Figura 4**).

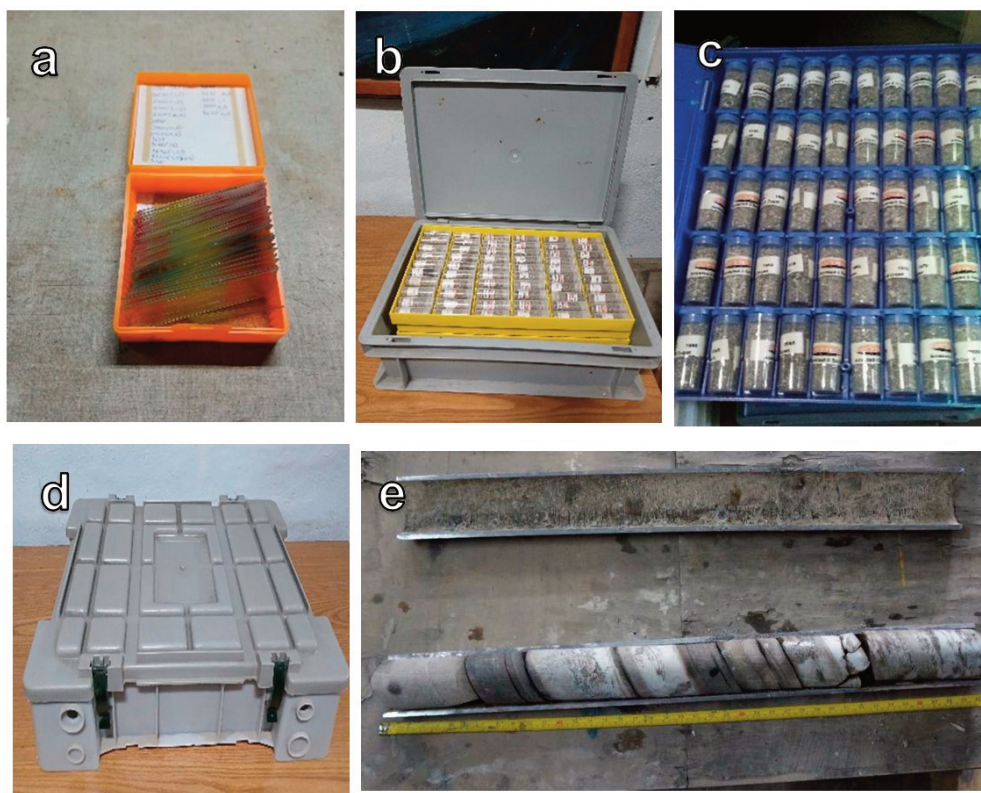


Figura 4. (a) Caja plástica pequeña para preservación de secciones delgadas, ditches y placas portafósiles, (b) Contenedor de polipropileno con nervios de refuerzo y tapa utilizada para la preservación de muestras de canal, (c) Cajas de polipropileno con frascos de 3 g para la preservación de muestras de canal, (d) Contenedor de polipropileno con nervios de refuerzo y tapa utilizada para la preservación de núcleos, (e) Fragmento de núcleo en vaina metálica antes de guardar para su preservación.

Para la ubicación final de las cajas en los estantes se utilizará un código de barra generado a través de una aplicación, con los siguientes datos: (Figura 5)

- Tipo de bodega o área (se identifica con una letra mayúscula)
- Pasillo (en cada pasillo se posicionan varios estantes)
- Estante (formado por 6 niveles y 2 posiciones)
- Nivel
- Posición.

Se tomaron como ejemplo para modelar la litoteca, los pozos del yacimiento Yumurí. Se recopiló todo el material físico existente y la información disponible en el almacén de muestras y en el archivo técnico del centro. Se seleccionaron los núcleos que mantienen la información completa, se les realizó una limpieza, cambio de papel y amarre a los que lo requirieron y su colocación en las cajas plásticas nuevas (Figura 6). Los núcleos que no contaban con la infor-

mación necesaria para su identificación se dejaron para estudios docentes. Se recuperaron 287 núcleos, de 22 pozos. Las 81 cajas con los núcleos preservados, se ubicaron en la Bodega A, ocupa 4 estantes metálicos. Las muestras de canal de 57 pozos perforados, fueron ubicadas en la Bodega B, ocupa 12 estantes, de 6 pisos cada uno.

Con el material primario se trabajó en la recuperación de 250 secciones delgadas de las muestras de los núcleos y 450 ditches de las muestras de cutting. Se realizaron acciones como: limpieza de las muestras, se colocaron en cajitas plásticas pequeñas con su identificación, revisión de la información completa (nombre del geólogo, año, número de muestra, nombre del pozo), se colocaron en la Bodega C.

Estructura de la base de datos

La base de datos tiene como objetivo fundamental, dejar registrada toda la información relacionada con las muestras almacenadas dentro de la litoteca. Esta permitirá tener un mejor control y organización del

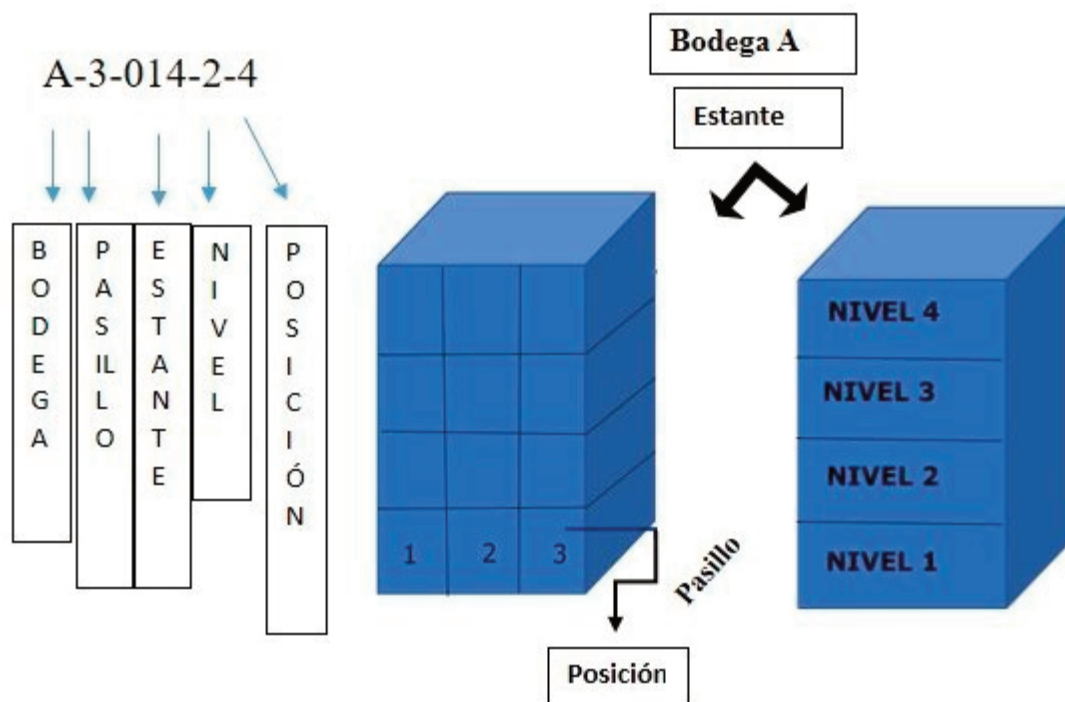


Figura 5. Representación gráfica del código de barra y su significado por estantería y niveles.

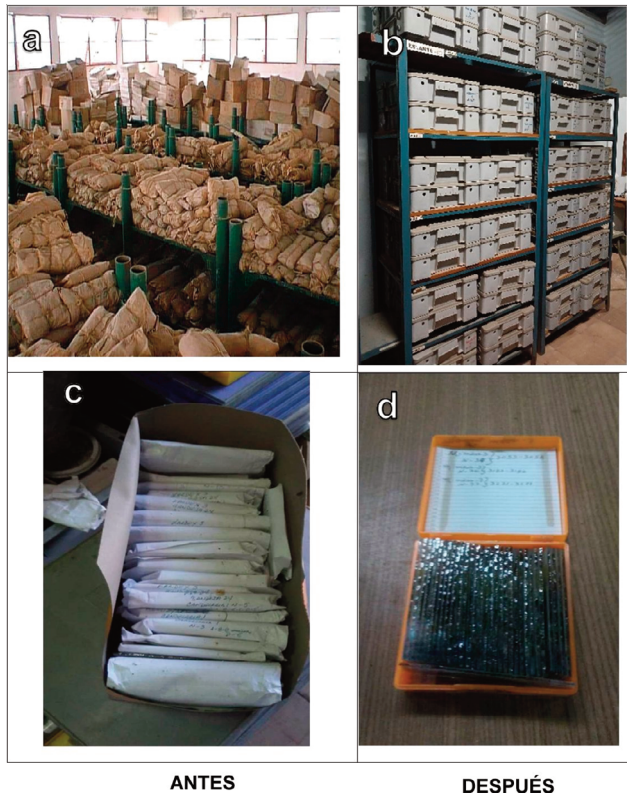


Figura 6. (a) Núcleos envueltos en papel kraft; (b) Núcleos preservados en cajas plásticas ubicados en los estantes en la Bodega A; (c) Secciones delgadas envueltas en papel en cajas de cartón; (d) Cambio de envase y limpieza de las secciones delgadas.

material preservable. Permitirá, además, interactuar de forma directa tanto al cliente como a los operarios, se establece distintos niveles de acceso según categoría y necesidades, (operarios de la litoteca, clientes externos, internos o visitantes en general). Será posible establecer un registro de entrada, salida y préstamos de muestras, realizados a los especialistas.

La misma estará conformada por los siguientes campos:

- Área
- Bloque
- Yacimiento
- Coordenadas
- Profundidad
- Tipo de material a preservar (Se incluye si es SD, ditches, núcleos, etc.).

- Información documentada
- Estado de la muestra (calidad de préstamo o en almacén).
- Fotos de las muestras.
- Entregado por / Receptor
- Observaciones

Con toda esa documentación se siguieron los siguientes pasos:

1. Ordenamiento y reclasificación de los registros de los datos de las bases de datos originales.
2. Se crearon las tablas de Almacén de Muestras.
3. Se realizó una actualización del estado físico de: las muestras de canal, núcleos, secciones delgadas y ditches de todos los pozos del yacimiento Yumurí, se tomaron en cuenta los inventarios y registros del almacén de muestras.

CONCLUSIONES

- Con la litoteca se evita la pérdida del material y permite la conservación del patrimonio geólogo-petrolero.
- Fue propuesto un diseño de litoteca en local apropiado, que cuenta con todos los materiales físicos existentes, organizados por orden; un sistema digital de muestras en tiempo real, más el material vinculado al mismo, con la posibilidad de preparar consultas y tener una traza de los préstamos realizados y establecer o modelar el flujo de trabajo a partir del cual se organice el resto de los materiales de la litoteca.
- La base de datos fue actualizada e incluye el material físico inventariado para el sector seleccionado, con el material vinculado al mismo, con la posibilidad de preparar consultas y tener una traza de los préstamos realizados.
- Se cuenta con los procedimientos para la

utilización de los distintos tipos de muestras, con la creación de plantillas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Castro O., Segura R. y otros. Proyecto 2415 «Conservación de Muestras Geológicas» La Habana, septiembre, 2004-2007.** Archivo técnico CEINPET.
- Correa Moreno, M. C., & González Castro, G. L.** (2022). «Strengthening Governance in Caquetá: The Role of Web-based Transparency Mechanisms for Public Information». *Meta-verse Basic and Applied Research*, 1, 16. <https://doi.org/10.56294/mr202216>.
- Del Castillo Guevara, J; Monagas Docasal, M; Mena Mugica, M.M;** (2024). «Propuesta de metodología para el diseño de una estrategia de gestión documental». *Bibliotecas. Anales de Investigación*; 20(1), 1-11.
- Instituto Colombiano del Petróleo,** «Innovación, competitividad y mejoramiento continuo.» *Petroleum, la Revista Petrolera de América Latina*, Enero-Febrero 2004, año 17, no. 170, p 35 - 36.
- Linares, E., García D., López J.G., Strazhevich V.,** «Yacimiento y manifestaciones de Hidrocarburos de la República de Cuba» La Habana, 2011, ISBN 978-959-7117-33-9. p 241-243.
- Machuca-Contreras, F., Canova-Barrios, C., & Castro, M. F.** (2023). «Una aproximación a los conceptos de innovación radical, incremental y disruptiva en las organizaciones». *Región Científica*, 2(1), 202324. <https://doi.org/10.58763/rc202324>.
- López M.,** «Procedimiento organizativo para la captación de datos procedentes de la elaboración de la información litopaleontológica» La Habana, abril 2010 Archivo Técnico CEINPET.
- Ortega, A., Proyecto** «Creación de la litoteca arqueológica del departamento de prehistoria y arqueología de la Universidad de granada». 2010, Antonio Jesús Ortega Pereña.
- Pérez, M. V. Proyecto de Trabajo Metodológico-Experimental:** «Organización de la Litoteca del Centro de Investigación del Petróleo» La Habana, noviembre, 2020- 2023. Archivo técnico CEINPET.
- Pico Peña, R. C., Portal WEB:** «Sistema único de Información de la actividad de exploración». *GEOINFO 2017 (ISSN 2307-499X)*.
- Celis. A.U; Rosas Patiño, G; Sánchez Castillo, V.** (2023). Aproximaciones conceptuales para Sucapuca J., « Litoteca INGEMMET: Preservando y construyendo el patrimonio geológico», Instituto Geológico Minero Metalúrgico, Peru, July 2017, csucapuca@ingemmet.gob.p
- Valencia,** la construcción de un modelo de gestión del conocimiento en educación ecocientífica. *Bibliotecas. Anales de Investigación*; 19(3), 21.

BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

- Contreras Enrique y García Pablo.,** 2007. Importancia de las actividades de planificación, corte, manejo y análisis de los núcleos de perforación de pozos petroleros, *Boletín IIE*.
- MINEM,** 2020. Decreto 11/2020 Del Patrimonio Geológico de Cuba (GOC-2020- 632-O69).
- Sucapuca J.,** «Litoteca INGEMMET, una herramienta indispensable para la investigación de las ciencias de la tierra y su aplicación a la exploración», Instituto Geológico Minero Metalúrgico, Perú January 2016, csucapuca@ingemmet.gob.p

Análisis morfotectónico de la red de drenaje superficial y su implicación en la explotación petrolera. Caso de estudio en el municipio Martí, provincia Matanzas, Cuba

Ailadi García García¹, Ramón Cruz Toledo², Miguel Ángel Porres García³.

¹ *Maestrante de la 8va Edición de la Maestría en Geología (mención: Geología del Petróleo) de la Universidad de Pinar del Río «Hnos Saíz Montes de Oca». Licenciada en Geografía. Centro de Investigación del Petróleo, Cuba. Churrucá No.481, Cerro, La Habana, Cuba, CP. 12000. ORCID ID 0009-0005-3100-9133. Correo E: ailadi.garcia@ceinpet.cupet.cu.*

² *Master en Ciencias Geológicas. Investigador Agregado. Centro de Investigación del Petróleo, Cuba. Churrucá No.481, Cerro, La Habana, Cuba, CP. 12000. ORCID ID 0009-0007-8575-1856. Correo E: cruzt@ceinpet.cupet.cu*

³ *Licenciado en Geografía. Contaminación Atmosférica. Centro Meteorológico de Cienfuegos, Cuba. Calle 51ª S/N, Cienfuegos, Cuba, CP. 55100. ORCID ID 0000-0001-6159-2132. Correo E: miguelangelporresgarcia@gmail.com*

RESUMEN

La presente investigación se desarrolló en el municipio Martí, ubicado al noreste de la provincia de Matanzas y relacionado con la Franja Norte de Crudos Pesados (FNCP). El problema de investigación se centró en el insuficiente grado de conocimiento para elaborar el esquema morfotectónico a partir del análisis cualitativo de la red de drenaje superficial con objetivos petroleros. Se aplicó el método cualitativo del drenaje como herramienta geomorfológica para la prospección de depósitos de petróleo y gas, con la finalidad de crear un esquema morfotectónico que oriente a la búsqueda de petróleo y gas en el territorio. Los materiales utilizados incluyeron mapas topográficos digitales a escala 1:25000, modelos digitales de elevación y mapas geológicos. Los resultados mostraron la presencia de diferentes alineamientos con direcciones fundamentales NW (rumbo cubano) y NE (dirección de las fallas opuestas). A partir de la interpretación de la red de drenaje superficial se logró dividir el municipio Martí en

dos sectores fundamentales y se elaboró un esquema morfotectónico que mostró las principales fallas des- trales, siniestrales, las posibles fallas inversas producto del esfuerzo principal y se determinaron estructuras favorables para cada sector con prioridad en las existentes en el sector occidental. El área de estudio se valora como perspectiva con objetivos petroleros.

Palabras Clave: Petróleo, Hidrogeología, Tectónica, Geomorfología.

ABSTRACT

This research was conducted in the Martí municipality, located northeast of Matanzas province and related to the Northern Heavy Crude Oil Belt (FNCP). The research problem focused on the insufficient level of knowledge to develop a morphotectonic scheme based on a qualitative analysis of the surface drainage network for oil purposes. The qualitative drainage method was applied as a geomorphological tool for

García-García, A., Cruz-Toledo, R., Porres-García, M. A., 2025, Análisis morfotectónico de la red de drenaje superficial y su implicación en la explotación petrolera. Caso de estudio en el municipio Martí, provincia Matanzas, Cuba: Geociencias UO. v. 16, núm. 2, julio 2025. pp. 136-149.

prospecting for oil and gas deposits, with the goal of creating a morphotectonic scheme to guide the search for oil and gas in the territory. The materials used included digital topographic maps at a scale of 1:25,000, digital elevation models, and geological maps. The results showed the presence of different alignments with fundamental directions: NW (Cuban strike) and NE (opposing fault directions). Based on the interpretation of the surface drainage network, the Martí municipality was divided into two main sectors. A morphotectonic diagram was developed, showing the main dextral and sinistral faults, as well as possible reverse faults resulting from the main stress. Favorable structures were identified for each sector, with priority given to those in the western sector. The study area is considered a potential oil prospect.

Keywords: Petroleum, Hydrogeology, Tectonics, Geomorphology

RESUMO

Esta pesquisa foi realizada no município de Martí, localizado a nordeste da província de Matanzas e relacionado ao Cinturão Norte de Petróleo Pesado (FNCP). O problema de pesquisa centrou-se no nível insuficiente de conhecimento para desenvolver um esquema morfotectônico baseado em uma análise qualitativa da rede de drenagem superficial para fins petrolíferos. O método de drenagem qualitativa foi aplicado como ferramenta geomorfológica para prospecção de depósitos de petróleo e gás, com o objetivo de criar um esquema morfotectônico para orientar a busca de petróleo e gás no território. Os materiais utilizados incluíram mapas topográficos digitais na escala 1:25.000, modelos digitais de elevação e mapas geológicos. Os resultados mostraram a presença de diferentes alinhamentos com direções fundamentais: NW (direção cubana) e NE (direções de falhas opostas). Com base na interpretação da rede de drenagem superficial, o município de Martí foi dividido em dois setores principais. Um diagrama morfotectônico foi desenvolvido, mostrando as principais falhas dextral e sinistral, bem como possíveis falhas reversas resultan-

tes do estresse principal. Estruturas favoráveis foram identificadas para cada setor, com prioridade para aquelas no setor oeste. A área de estudo é considerada uma potencial prospecção de petróleo.

Palavras-chave: Petróleo, Hidrogeologia, Tectônica, Geomorfologia

INTRODUCCIÓN

El petróleo se destaca como uno de los puntos estratégicos más importantes para el desarrollo de la economía de un país y Cuba no es ajena a esto. La exploración petrolera es uno de los sectores priorizados para la inversión extranjera en Cuba, así como la base imprescindible para la generación eléctrica del país. Por esta razón se hacen necesarios nuevos estudios en empresas y centros de investigaciones que potencien el descubrimiento de yacimientos que logren estabilizar e incrementar la extracción de petróleo en Cuba y sus disímiles usos para el beneficio nacional.

El área donde se desarrolla la presente investigación es el municipio Martí, el cual forma parte del Bloque 9. El municipio está ubicado al noreste de la provincia de Matanzas y es bien conocido por su potencialidad de rocas asfálticas, así como importantes manifestaciones superficiales de hidrocarburos, por lo cual, ha sido objeto de investigaciones in situ, incluyendo perforaciones de pozos de poca profundidad hasta pozos más profundos.

Las primeras investigaciones que se realizaron en el área de interés, fueron dirigidos a la prospección de hidrocarburos y para aumentar el conocimiento geológico, estos datan del siglo XIX; entre ellos se incluyen los trabajos realizados por el conocido científico Humboldt, A. (1827). No obstante, se ha requerido de la implementación de nuevos métodos en la búsqueda de los yacimientos gasopetrolíferos para un menor riesgo exploratorio, relacionados con trabajos de detalle (escalas grandes como 1:50000 y/o 1:25000), desde el punto de vista geomorfológico.

Esta investigación se orienta hacia el estudio de la morfología de la red fluvial, a partir de que, gracias a su trazado y los distintos patrones que adopta, ayuda

en la identificación de secciones rectas y cambios bruscos de las corrientes, lo que se encuentra relacionado con sistemas de agrietamiento, zonas de fallas profundas, morfoestructuras y afloramientos de rocas consistentes, entre otros aspectos.

A partir de la determinación de los alineamientos fluviales, es posible determinar las áreas con características favorables para la prospección petrolera, las que son confirmadas luego de aplicar los métodos geofísicos que otorgan un mayor grado de eficacia. Por tanto, fue seleccionado el método cualitativo de la red de drenaje superficial para llevar a cabo la investigación, por ser un método económico y rápido, además de aportar los elementos necesarios para el desarrollo de esta.

El insuficiente grado de conocimiento para elaborar el esquema morfotectónico a partir del análisis cualitativo de la red de drenaje superficial con objetivos petroleros en el municipio Martí, provincia Matanzas, motivó la realización de esta investigación. Se plantea como hipótesis que el análisis cualitativo de la red de drenaje superficial permitirá realizar el esquema morfotectónico para la orientación de posibles áreas favorables para la búsqueda de petróleo en el municipio Martí, provincia Matanzas. El objetivo general consiste en elaborar el esquema morfotectónico a partir del análisis cualitativo de la red de drenaje superficial con objetivos petroleros en el municipio Martí, provincia Matanzas.

MATERIALES Y MÉTODOS

Para la realización de la presente investigación fueron utilizados los siguientes materiales:

- Mapa topográfico en formato digital a escala 1:25000 procedente del Grupo Empresarial GeoCuba.
- Modelo digital de elevación a partir del plugin SRTM – *Downloader* (el cual obtiene los datos de elevación desde la NASA *Shuttle Radar Topography Mission*) de 25x25 m, del software libre *QGis*.
- Mapa geológico de García (2010), en formato digital a escala 1: 10 000, procedente

del Instituto de Geología y Paleontología (IGPP).

- Diferentes publicaciones realizadas en el Centro de Investigación del Petróleo (CEIN-PET).
- Artículos científicos y educativos de diferentes autores.
- Tesis de maestría y de diploma procedentes de la Facultad de Geografía de la Universidad de La Habana.
- Libros en relación con el tema en cuestión.

Para el procesamiento de toda la información referida en esta investigación fueron utilizadas las siguientes herramientas: *Microsoft Word*, 2016, *MapInfo* 10.5 y *QGis* 3.10.

Fue aplicada la metodología diseñada por Cruz (1999) para la orientación de objetivos petroleros y obtuvo resultados alentadores en todo el territorio nacional y que aún en la actualidad se aplican. La metodología se basa en el principio elaborado por dicho autor, que asegura la existencia de dos direcciones fundamentales en Cuba: una SE-NW. Esto es debido a la formación de los plegamientos en la etapa orogénica y que se relaciona con las trampas actuales y otra dirección SW-NE asociada al postorogénico y debe estar relacionada con las vías de migración (Cruz, 2009).

Para la aplicación de esta metodología se realizó el levantamiento digital de los sistemas de drenaje superficial a través del mapa topográfico del municipio Martí a escala 1:25000. Una vez levantado el drenaje se identificaron los alineamientos fluviales y parteaguas que orientan sobre posibles vías de migración y trampas estructurales de petróleo respectivamente.

Método cualitativo del drenaje

El método morfológico íntegro (morfométrico y morfográfico) sería lo ideal para el estudio complejo del área, ya que brindaría una información más completa, pero esta investigación responde a un objetivo general, al que le es suficiente el método descriptivo, por lo que el análisis de la morfología del drenaje basta para acarear los resultados deseados (Cruz y otros, 2005).

Este método posibilita la confección de mapas de alineamientos orientados a determinar zonas relacionadas con posibles vías de migración y trampas estructurales para la exploración petrolera (Cruz, 2008). Desde el punto de vista tectónico, la configuración de la red de drenaje está relacionada con el tipo de estructuras y con las características tectónicas.

Las formas que el drenaje adopta en determinadas condiciones geológicas y geográficas, conforman la configuración de la red fluvial.

La interpretación de la red de drenaje a partir de la relación drenaje-litología-estructura fue un gran apoyo en la delimitación e identificación de estructuras y alineamientos.

Ubicación geográfica

El área de estudio pertenece a la provincia de Matanzas, ubicada en la región occidental de Cuba; esta provincia cubre 11 798 km², que incluye los cayos adyacentes, lo que la coloca en el segundo lugar en extensión territorial en el país, lo que representa, el 10.7 % de su superficie total. El área donde se ubica la presente investigación, es el municipio Martí, el cual forma parte del bloque 9 petrolero, se encuentra al noreste de la provincia, con una extensión superficial de 1 012.3 km²; limita al norte con el estrecho de la Florida, al sur con los municipios Perico y Colón, al este con la provincia de Villa Clara y al oeste con el municipio de Cárdenas (Figura 1).

Ubicación del municipio Martí

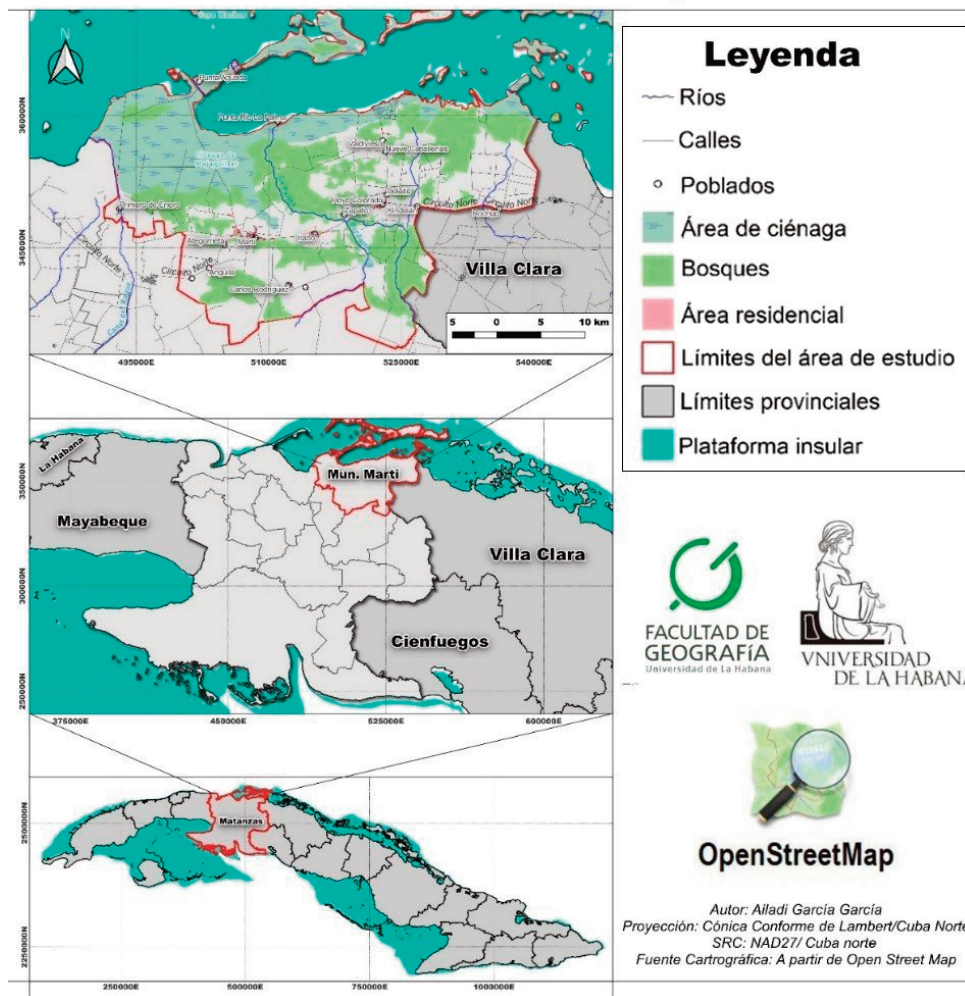


Figura 1. Mapa de ubicación del área de investigación

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Uno de los primeros trabajos revisados como referente a la investigación fue el realizado por los especialistas Toledo y Ganfo (1998) bajo el título «Aplicación de los métodos geólogo-geomorfológicos para la búsqueda de petróleo en un área del sector noroccidental de la provincia de Matanzas». En esta investigación se aplicaron los métodos geólogo-geomorfológicos y otros métodos geólogo-geofísicos, los cuales corroboraron las ideas existentes sobre la constitución geológica compleja y las relaciones entre las secuencias estratigráficas que aparecen en superficie, que a su vez se conjugaron con los datos de perforaciones profundas en el área y se destacaron los sectores más perceptivos para la búsqueda de nuevos yacimientos petrolíferos. Otras de las investigaciones revisadas, fue «Evaluación morfotectónica de los bloques 6, 7, 9 y 10, con un objetivo petrolero», llevada a cabo por Toledo y otros (2003) aquí mediante la interpretación de materiales cartográficos y de otros métodos de superficie, fueron elaborados diferentes esquemas morfo-métricos y del drenaje que propiciaron la elaboración de esquemas de alineamientos y otros diagramas. Estos esquemas mostraron los accidentes que evidencian los sistemas compresivos y extensivos, en bloques y alineados, que se corresponden con estructuras de posibles trampas en la dirección del rumbo cubano y la dirección de los esfuerzos principales que muestran las posibles vías de migración (noreste) en los bloques 7, 9 y 10. Los alineamientos en dirección noreste se relacionan con la dirección de dos grandes fallas, Pinar e Hicacos, al corroborar sus desplazamientos sinestrales en la morfología de la costa. También fue consultada la investigación de Toledo y otros (2005) «Geomorfología fluvial con un objetivo petrolero». En Toledo y otros (2005) fueron definidos los lineamientos fundamentales, en la dirección noreste con rumbo deslizante de tipo sinistral responsable de las posibles vías de migración y otros en la dirección noroeste relacionado con la falla de las Villas, al utilizar el elemento cualitativo del drenaje, mediante el análisis geomorfológico. En Meizoso y otros (2009) titulado «Los estudios microtectónicos y estructurales en la re-

gión Habana-Matanzas. Implicaciones para la exploración petrolera», fue interpretada la imagen de radar del territorio cubano y a través de ella, fueron definidos los más sobresalientes sistemas transcurrentes de la región. De forma complementaria, se elaboró el mapa de drenaje y el modelo digital del terreno, en los que se corroboró la extraordinaria coincidencia de los sistemas estudiados con los accidentes del terreno mostrados por ellos. La confección de los mapas de la primera derivada de los campos potenciales, con un enfoque en la transformada de la gravedad, resultaron de importancia para comprobar la coincidencia de estos con los sistemas transcurrentes, al exhibir rasgos particulares en las áreas donde se ubican casi la totalidad de los yacimientos de hidrocarburos de la FNCP, de forma que se mantiene una coexistencia sorprendente con las zonas de mínimos gravimétricos exhibidos.

Con base en el trabajo de Peña (2015) «Análisis geólogo-geomorfológico para la búsqueda de hidrocarburos en el sector majaguillar-coralillo», se utilizó el método cualitativo del drenaje, la disección vertical y las morfoisohipsas. Todo esto apoyado con trabajos de campos y la interpretación de campos potenciales (gravimetría y magnetometría), como resultado se obtuvo la integración de las disciplinas con vistas a la determinación de áreas favorables para la ocurrencia de depósitos de hidrocarburos. A partir del mapa de la quinta generalización de las morfoisohipsas, se identificaron levantamientos hacia la parte central del área geomorfológica I, donde se conjugan las dos direcciones fundamentales de lineamientos, noreste-suroeste y noroeste-sureste, asociadas a las posibles vías de migración y trampas estructurales, que coinciden con zonas de mínimos magnéticos y gravimétricos, asociados a la presencia en el subsuelo de rocas del margen continental de la Plataforma de Bahamas (las de mayor potencial petrolero en Cuba). Esa área fue la seleccionada como la más favorable desde el punto de vista exploratorio al presentar un mayor grado de coincidencia a partir del análisis integrado de los resultados geológicos, geomorfológicos y geofísicos. Otros de los trabajos consultados fue el de Fierro (2021) el cual lleva el título de «Estudio del potencial

y la factibilidad económica de la explotación de los yacimientos de rocas asfálticas y manifestaciones de asfaltos en el municipio Martí, provincia de Matanzas».

También fueron consultados algunos trabajos de diplomas realizados por los exalumnos de la Facultad de Geografía de la Universidad de La Habana. Los trabajos que más relación guardan con la presente investigación son:

- Pérez, Y. D. (2010), «Análisis morfológico de la red de drenaje superficial para la prospección de hidrocarburos. Sector septentrional Morro-Jaruco». En el mismo se realiza un análisis del sector Morro-Jaruco mediante el empleo del método cualitativo del drenaje, para examinar el área desde un punto de vista petrolero y donde el esquema de alineamientos demostró que las dos direcciones fundamentales de agrietamiento y fracturación, constituyen vías de migración y posibles trampas.
- Hernández, J. A. (2012), «Nuevos aportes a la caracterización geomorfológica de la falla Pinar en el escenario petrolero, desde un contexto estructural y tectónico, en el sector San Andrés- San Cristóbal, Pinar del Río y Artemisa. Cuba». En esta investigación el autor aplicó uno de los métodos de la Geomorfología Aplicada a la prospección de depósitos de petróleo y gas (método cualitativo del drenaje) que le permitió identificar otro alineamiento, muy similar a lo descrito en sus inicios, desde el punto de vista geomorfológico, en la falla denominada San Andrés-San Diego. Él mismo realiza una propuesta tectónica donde presenta características del desplazamiento dextral, justificado por la morfología de la costa, desplazamiento en la geología de superficie, así como alineamientos en los sistemas de drenaje y datos litológicos, cambio de rumbo en la dirección SE-NW desde la divisoria cen-

tral de las aguas. Estas evidencias geomorfológicas, así como su vinculación con las manifestaciones de superficie, facilitaron la orientación sobre la posible existencia de ese alineamiento tectónico, que llega a ser también, de interés petrolero.

- Ferrer, E. D. (2019), «El método geomorfológico de apoyo a la exploración petrolera en el sector de Sancti Spíritus-Ciego de Ávila, Cuenca Central de Cuba», fue otro de los trabajos revisados. Este se enfocó en estudios a escala de detalle de la red de drenaje superficial en un sector de las provincias de Sancti-Spíritus y Ciego de Ávila. También se identificaron zonas levantadas, a partir de la interpretación de los sistemas de drenaje fluvial, obtenidos sobre la base del análisis cartográfico. Se determinaron las direcciones principales de los alineamientos NW-SE y NE-SW y se obtuvieron resultados relacionados con zonas de interés estructural favorable para la búsqueda de petróleo en diferentes escenarios geólogo-geomorfológicos.

En Santiago (2019) se utilizó uno de los métodos de la geomorfología aplicada a la prospección de depósitos de petróleo y gas, el método cualitativo del drenaje.

Fue utilizado el mapa topográfico del área de estudio a escala 1:100000 para el levantamiento e interpretación del mapa de drenaje, al definirse estructuras alineadas en la dirección NW y NE, las cuales orientan al rumbo cubano con la dirección de los frentes de cabalgamientos, las posibles trampas para petróleo y la otra dirección del esfuerzo principal asociado con las posibles vías de migración. Esta investigación es la que tiene más relación con este artículo.

Análisis del relieve

En el mapa topográfico del área de estudio, se observa una posible división del municipio Martí, marcada por

el río La Palma y la morfología de la costa. Esta característica divide la región en dos sectores principales: el sector occidental y el sector oriental. Considerados por los autores, a partir de los cuales se realizan los diferentes análisis desde el punto de vista geólogo–geomorfológico (Figura 2).

En el sector occidental se observa hacia la parte septentrional, un área desprovista de curvas de nivel, lo que indica que es una zona llana, en esta área se encuentran la Ciénaga de Majaguillar y la Ciénaga de Bibanásí, lo que significa que además de ser una zona llana es también una zona cenagosa (Figura 2). Hacia la parte más meridional se existe un escalonamiento de alturas mayores, con alturas más pronunciadas en la parte occidental, relacionadas con la Sierra de Bibanásí, la cual posee una dirección noroeste–suroeste. En este sector, existe una gran inestabilidad desde el punto de vista tectónico, lo que da como resultado un fuerte desmembramiento vertical del relieve (Seco, 2004).

En el sector oriental existe una zona de llanuras en la parte más septentrional, que se estrecha en esa dirección desde el sector occidental (Figura 2). Hacia el centro y sur del sector se observan alturas pronunciadas que oscilan entre los 10–80 metros de altura sobre el nivel medio del mar, pero estas poseen una menor disección vertical, lo que indica que este es un sector más homogéneo con respecto al sector occi-

dental, dado por una disminución en el número de áreas levantadas.

Análisis de la red de drenaje superficial

Mediante la interpretación cartográfica a una escala de detalle de 1:25000 y la interpretación de la altimetría, se logró levantar la red de drenaje superficial para todo el municipio Martí, con la ayuda de los métodos tradicionales, se obtuvo una densificación de toda la red de drenaje superficial en el área de estudio, a pesar de ser esta un área bastante llana.

A partir de la interpretación de la red de drenaje superficial, se determinó una división geomorfológica, que se realizó desde el cauce de la corriente principal La Palma, por lo que fue nombrada alineamiento La Palma. La misma se extiende de noreste–sureste, comienza en el área occidental de Majaguillar, en la línea de costa y continúa por los alineamientos de las divisorias de las aguas y los alineamientos de la red de drenaje superficial, en lo fundamental con el propio río de La Palma y finaliza en el extremo suroeste del municipio, con mayor inclinación y en la misma dirección. Con este resultado se logra dividir el área en dos sectores uno occidental y el otro oriental, que se diferencian en cuanto a la morfología de la red de drenaje superficial, en el relieve y en las manifestaciones de petróleo (Figura 3).

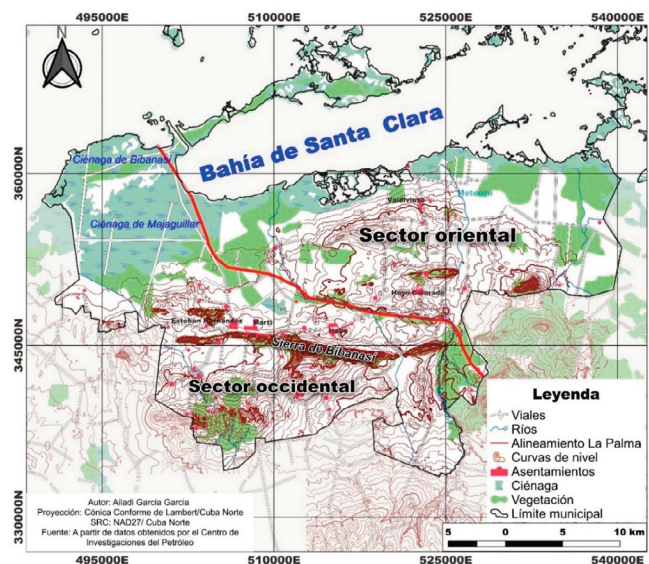


Figura 2. Mapa topográfico combinado con alineamiento central del municipio Martí.

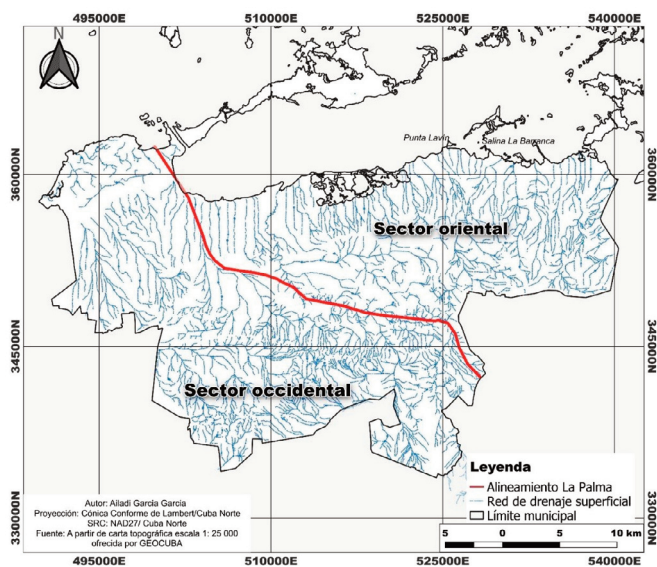


Figura 3. Mapa de la red de drenaje superficial del municipio Martí con la división geomorfológica, Alineamiento La Palma

En el Sector occidental se extiende al oeste del «Alineamiento La Palma» (Figura 3). En él se observa hacia el norte, una red de drenaje superficial de tipo paralelo en una zona muy llana, donde se encuentran la Ciénaga de Bibanasí y la Ciénaga de Majaguillar. No obstante, se logran definir pequeñas estructuras abiertas hacia el norte del municipio, expresadas en la red de drenaje superficial, que se ratifican en Cruz y otros (2003), con diferentes levantamientos geomorfológicos (divisorias de las aguas), según la terminología del CEINPET, de pequeños tamaños y en las principales direcciones tectónicas para Cuba, dirección noroeste–sureste.

En la parte central del sector occidental se observa la estructura 1 (Figura 4) bien diferenciada, que coincide con el punto de confluencia de la estructura abierta antes mencionada. Al norte del municipio, en las principales direcciones tectónicas para Cuba, relacionada con las posibles vías de migraciones de petróleo y las posibles trampas, acondicionado con levantamientos geomorfológicos (divisorias de las aguas) de mayor magnitud, donde el mismo Alineamiento La Palma se muestra como un posible frente de cabalgamiento, lo que justifica un área, que desde la orientación y condiciones estructurales, se muestra

como una zona muy favorable para la prospección de petróleo, que se incluye y amplía con la estructura 2 (Figura 4) al sur de la Sierra de Bibanasí, en un área donde se distinguen levantamientos, acompañados con la gran divisoria de las aguas del municipio de este–oeste.

La red de drenaje superficial para la parte sur y occidental del alineamiento La Palma se muestra con una mayor inestabilidad tectónica, desmembramiento vertical del relieve. Esto es debido a la complejidad de alineamientos, ríos principales y afluentes de mucha densificación, en todas direcciones. Los patrones de drenaje se caracterizan por ser de tipo rectangular en lo fundamental, propio de una zona de mayor inestabilidad tectónica que se corresponde con el relieve (Figura 3).

En el Sector oriental aparecen varios sistemas de red de drenaje superficial relacionados con posibles desplazamientos en la tectónica, que están muy bien definidos en las rotaciones o rumbos que expresan las mayores alturas hacia esta parte del sector. Se llega a apreciar esta área, como una faja este–oeste, con una red de drenaje superficial de tipo paralelo hacia el norte (Figura 3), con un punto de confluencia en las direcciones tectónicas fundamentales para Cuba (NW–

SE; NE-SO), muy interesante, en la parte septentrional del sector, ubicándose desde la Punta Lavín y Salina La Barranca y se extiende hacia el oriente del área. Estos elementos resultan de interés, ya que se asocian a estructuras semi-cerradas (estructuras 3 y 4) (Figura 4), con mayor regularidad, con levantamiento geomorfológico (divisoria de las aguas) hacia el centro y con diferentes direcciones de la red fluvial. Estas estructuras (3 y 4) también son de utilidad para objetivos petroleros, con predominio de las principales direcciones tectónicas para Cuba (NW-SE; NE-SO). También se observan alineamientos del drenaje superficial casi con dirección este-oeste, aunque en los ríos principales y afluentes también aparecen las dos direcciones fundamentales para Cuba (NW-SE; NE-SO), con menor complejidad e inestabilidad tectónica, lo que indica mayor preservación de posibles yacimientos (Figura 3).

Divisoria de las aguas

A partir del análisis del drenaje superficial y la altimetría del municipio Martí, fue posible obtener las divisorias de las aguas en el área de estudio, las cuales están relacionados con áreas levantadas por neotectónica y en algunos casos desde el punto de vista estructural, producto de la orogenia, por conocimientos de la geología petrolera. La determinación de las divi-

sorias de las aguas es un elemento fundamental del análisis, ya que se parte del principio de que la tectónica reciente tuvo efectos significativos sobre las trampas y que por ello se reflejan en la superficie (Figura 5).

De forma general, los levantamientos geomorfológicos (divisoria de las aguas), terminología usada por el CEINPET, muy cercanos a norte-sur hacia la parte septentrional y más pronunciados hacia la dirección noroeste-sureste que de alguna manera podrían estar asociados a diferentes frentes de cabalgamiento a partir del esfuerzo principal y que se manifiesta esta dirección hacia el río principal La Palma, en su brusco cambio hacia el noroeste-sureste (Figura 5). Es de destacar que estos levantamientos geomorfológicos (divisorias de las aguas) están relacionados con estructuras geológicas también levantadas y que cumple las condiciones de posibles vías de migración y posibles trampas (direcciones principales NE-SW; NW-SE), se podría decir que constituyen zonas favorables para petróleo y gas, como se observa en el esquema morfotectónico presentado.

Análisis de alineamientos

El área de investigación contiene una gran cantidad de alineamientos del drenaje superficial que responden a posibles debilidades del terreno, o sea, a la ocurrencia de fracturas y fallas expresadas en la superficie. Según

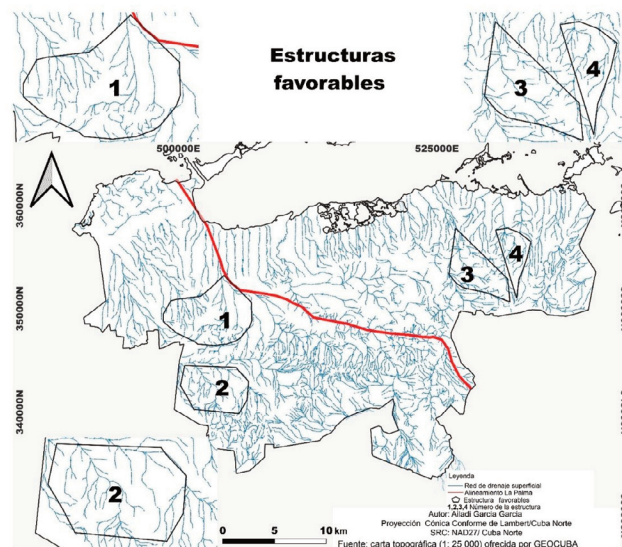


Figura 4. Mapa de estructuras favorables para la prospección de petróleo en el municipio Martí.

Cruz y otros (2003) a través del análisis del drenaje se reconocieron de forma general dos direcciones principales de los alineamientos: una NW-SE (rumbo cubano) y otra NE-SW (dirección de las fallas transcurrentes en Cuba) asociadas estas últimas a las fallas rumbo deslizantes responsables de la migración del petróleo (Figura 3) (Aubouin y otros, 1980).

Se corrobora en el área de estudio que los alineamientos tienen las direcciones muy bien definidas, de acuerdo con la orientación y los cambios bruscos

de la cuenca del río La Palma, esto es fundamental para cualquier análisis estructural del territorio. Las direcciones NW-SE podrían estar relacionadas con fallas de cabalgamiento que se corresponden a las principales fallas inversas en esta área. Además, existen algunos sistemas paralelos que coinciden con esa dirección ya descritas, responsables de la relación con las posibles trampas y las posibles vías de migración (Figura 6). Esta singularidad muestra que a pesar de existir una fracturación caótica identificada en la ex-

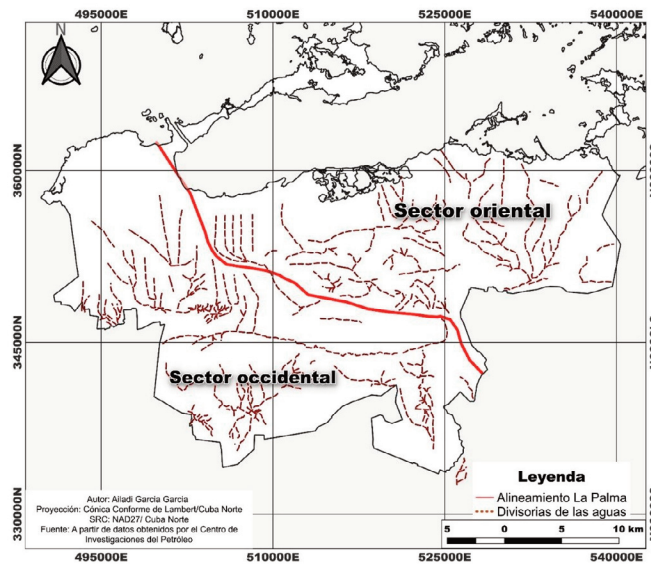


Figura 5. Mapa de las divisorias de las aguas en el municipio Martí

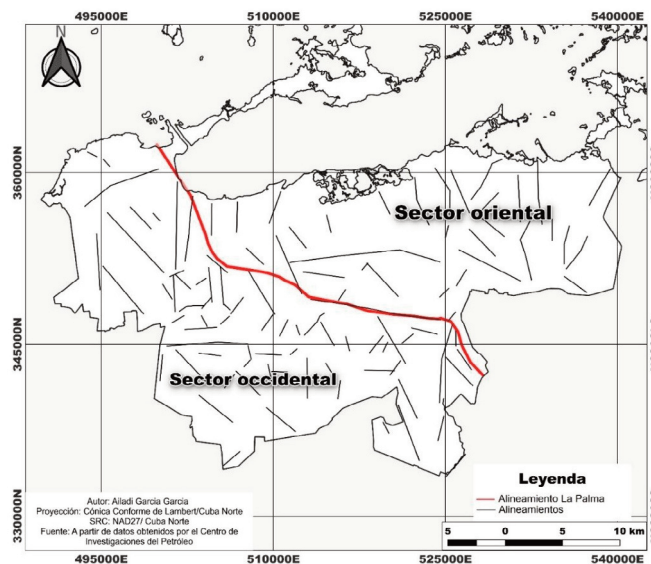


Figura 6. Mapa de alineamientos del municipio Martí

presión de la red de drenaje superficial a escala 1:25 000 (**Figura 3**), es posible precisar estas dos direcciones fundamentales descritas con anterioridad (**Figura 6**). Estas características geomorfológicas vinculadas a zonas levantadas, podrían orientar a la existencia de reservorios de hidrocarburos (trampas), constituyen objetivos de interés petrolero, en el caso de este estudio, se vinculan estas estructuras hacia la zona occidental del área con mayor prioridad (estructuras 1 y 2, **Figura 4**), con la existencia de posibles sellos desde el punto de vista geológico, ya que como se especifica en los datos geológicos de superficie, afloran rocas antiguas como ventanas tectónicas y las rocas con posibilidades del sello regional vinculado con la Formación Vega Alta.

El área de investigación no es muy extensa, sin embargo, su ubicación recibe gran influencia de dos grandes fallas: la falla Hicacos (NE-SW) y la falla Cochinos (NW-SE), cuyas direcciones, de tipo regional, se ratifican.

Análisis del esquema morfotectónico

Con todo el análisis de la interpretación cartográfica en el área de estudio, los esquemas de algunos alineamientos relacionados con el drenaje superficial y las divisorias de las aguas acompañado con la morfología de la costa, se logra combinar los resultados en un esquema morfotectónico (**Figura 7**), donde se pudieron ratificar fallas transcurrentes de tipo sinistral y dextral que posibilitan la identificación de dos sectores con características tectónicas y estructurales muy favorables y que muestran diferentes estructuras propias con objetivos petroleros.

El alineamiento La Palma, desde el criterio de los autores, es el alineamiento fundamental que divide el área de estudio en dos sectores, está asociado al río más importante del área, objeto de estudio, el cual se expresa como una posible falla de tipo dextral por la morfología de la costa, alineamientos del drenaje superficial y que tienen un símil hacia la parte más occidental del bloque nueve con la falla Cochinos (**Figura 7**). Esta área se encuentra cubierta por rocas postorogénicas. La geología de superficie exhibe sobrecorri-

mientos, en el que las rocas del margen continental afloran como ventanas tectónicas y las rocas de la Unidad Tectónica Estratigráfica (UTE) Placetas se observan en la superficie, mientras que las de Camajuani estarían cubiertas al norte y se conocen solo por perforaciones profundas. La presencia de estas rocas es un indicador de mucho interés por la existencia de estos reservorios a diferentes profundidades, lo que da más probabilidad a la búsqueda de ocurrencias de petróleo.

La **Figura 7** exhibe un esquema donde se muestran diferentes estructuras cerradas y semicerradas, según la configuración del drenaje superficial, donde están las condiciones de tipo geomorfológico favorables para la prospección de petróleo, ya que confluyen las direcciones NW-SE y NE-SW para las posibles trampas y vías de migración, incluido que su ubicación se asocia a levantamientos geomorfológicos (divisorias de las aguas) y alineamientos fluviales propios de las estructuras regionales.

Los resultados obtenidos se extrapolan al sector nororiental del Bloque 7, ya que presenta condiciones tectónicas y estructurales equivalentes. La orientación NE-SW constituye el factor determinante para el cierre estructural al sur del área estudiada. Esta interpretación se fundamenta en el análisis cartográfico que identifica la falla Hicacos como estructura sintética, alineada en la dirección bahía de Matanzas siguiendo la morfología costera, la cual define el límite occidental del área de Varadero. Esta dirección según la metodología aplicada, es responsable de las posibles vías de migración, por lo que esta dirección predominante se establece de forma regional y pone en condiciones, que además exista la dirección NW-SE. Esto está muy relacionado con la división septentrional y meridional del área nororiental del Bloque 7, lo que indica una relación bastante similar a las que se desarrollan en el municipio de Martí, con la diferencia de que para esta parte del área existe de forma fundamental y regional la dirección del rumbo cubano propio de la dirección NW-SE relacionada con las posibles trampas. Es por ello que el sector nororiental del Bloque 7 y el municipio de Martí, en su conjunto,

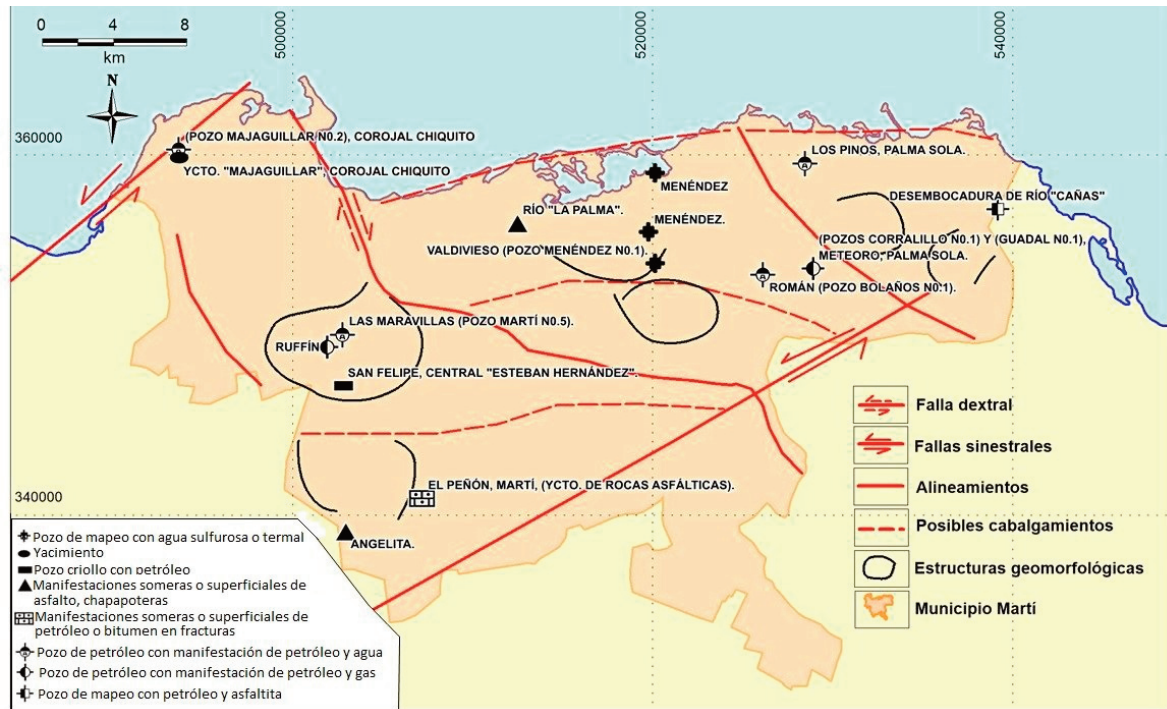


Figura 7. Esquema morfoestructural del municipio Martí

combinan estas dos direcciones fundamentales relacionadas con las direcciones de las posibles trampas, posibles vías de migración y por supuesto, levantamientos geomorfológicos, que hacen de esa área, a nivel regional, un área perspectiva para la búsqueda de ocurrencias de petróleo. Por lo que se ratifica la metodología de Cruz (1988).

En el sector más occidental del área de investigación, hay dos estructuras que revisten gran interés, por encontrarse entre posibles frentes de cabalgamientos y entre sistemas de fallas alienados, en ellas existen evidencias de manifestaciones de petróleo y perforaciones profundas que orientan al grado de acierto de estas estructuras y los resultados existentes para petróleo (Figura 7). Así, para este sector (occidental) reviste una gran importancia que además de la estructura Majaguillar al norte, limitada por dos encuentros de fallas, también al sur se delimitan estructuras de gran interés. Se señaló con una flecha gris la dirección del esfuerzo principal, perpendicular a las fallas inversas, como posibles trampas y paralelo a las fallas sinestrales como vías de migración en la direc-

ción más regional SW-NE, lo que mostró que esta área desde el punto de vista geomorfológico presenta muy buenas condiciones y llega a ser favorable para la búsqueda de petróleo y gas (Figura 7).

En el esquema morfoestructural de la Figura 7, aparecen las manifestaciones y perforaciones profundas realizadas en el municipio Martí. En dicho esquema se observa hacia el área occidental, de norte-sur, el pozo Majaguillar No.2 con manifestaciones de petróleo y agua, el yacimiento Majaguillar, el pozo Martí No.5 (Las Maravillas) con manifestaciones de petróleo y agua, el pozo Ruffín con manifestaciones de petróleo y gas, el pozo criollo con petróleo San Felipe, Central (Esteban Hernández), El Peñón, Martí con manifestaciones someras o superficiales de petróleo o bitumen en fracturas (yacimiento de rocas asfálticas) y el pozo la Angelita con manifestaciones someras o superficiales de asfalto, chapapoterías.

Hacia el sector oriental también se asocian diferentes estructuras entre posibles frentes de cabalgamientos. Estas estructuras se expresan en forma de bloques, circulares y semicirculares, las cuales podrían

estar asociadas a futuras investigaciones con objetivos petroleros, ellas también se asocian a manifestaciones y perforaciones profundas y se considera que se necesita un grado mayor de estudio, y puesto que presentan un menor número de manifestaciones de interés petrolera, se consideran estructuras que revisten un segundo interés para la investigación, desde el punto de vista regional (**Figura 7**).

En el esquema morfotectónico se observan las manifestaciones y perforaciones profundas hacia el área oriental del municipio: la manifestación superficial o somera de asfalto río La Palma, le sigue el pozo Menéndez con aguas sulfurosas, el pozo somero Valdivieso (Menéndez No.1), también con aguas sulfurosas, el pozo Los Pinos (Palma Sola) con manifestaciones de petróleo y agua, el pozo con petróleo o asfaltitas en la desembocadura de río Cañas, los pozos Corralillo No. 1 y Guadal No.1, (Meteoro, Palma Sola) con manifestaciones de petróleo y gas y por último el pozo Román (Bolaños No.1) con manifestación de petróleo y agua. De manera general el municipio se valora de perspectivo con objetivos petroleros dada el número de manifestaciones y perforaciones presentes en el área.

CONCLUSIONES

El análisis cualitativo de la red de drenaje superficial en el municipio Martí permitió elaborar un esquema morfotectónico que evidencia la existencia de estructuras con alto potencial para la prospección petrolera. La identificación de alineamientos con direcciones predominantes NW-SE y NE-SW, junto con la delimitación de divisorias de aguas asociadas a levantamientos geomorfológicos, permite inferir posibles trampas estructurales y vías de migración de hidrocarburos. Se determinó que el sector occidental presenta condiciones más favorables desde el punto de vista estructural, con la presencia de estructuras cerradas y semicerradas asociadas a manifestaciones de petróleo y perforaciones previas. Estos resultados validan la aplicación del método cualitativo del drenaje como herramienta preliminar eficaz en la exploración petrolera, en correspondencia con la metodología desarrollada

por Cruz (1998). Por tanto, se concluye que el área de estudio posee un carácter perspectivo y se recomienda su priorización para futuros trabajos exploratorios con métodos geofísicos y perforaciones profundas.

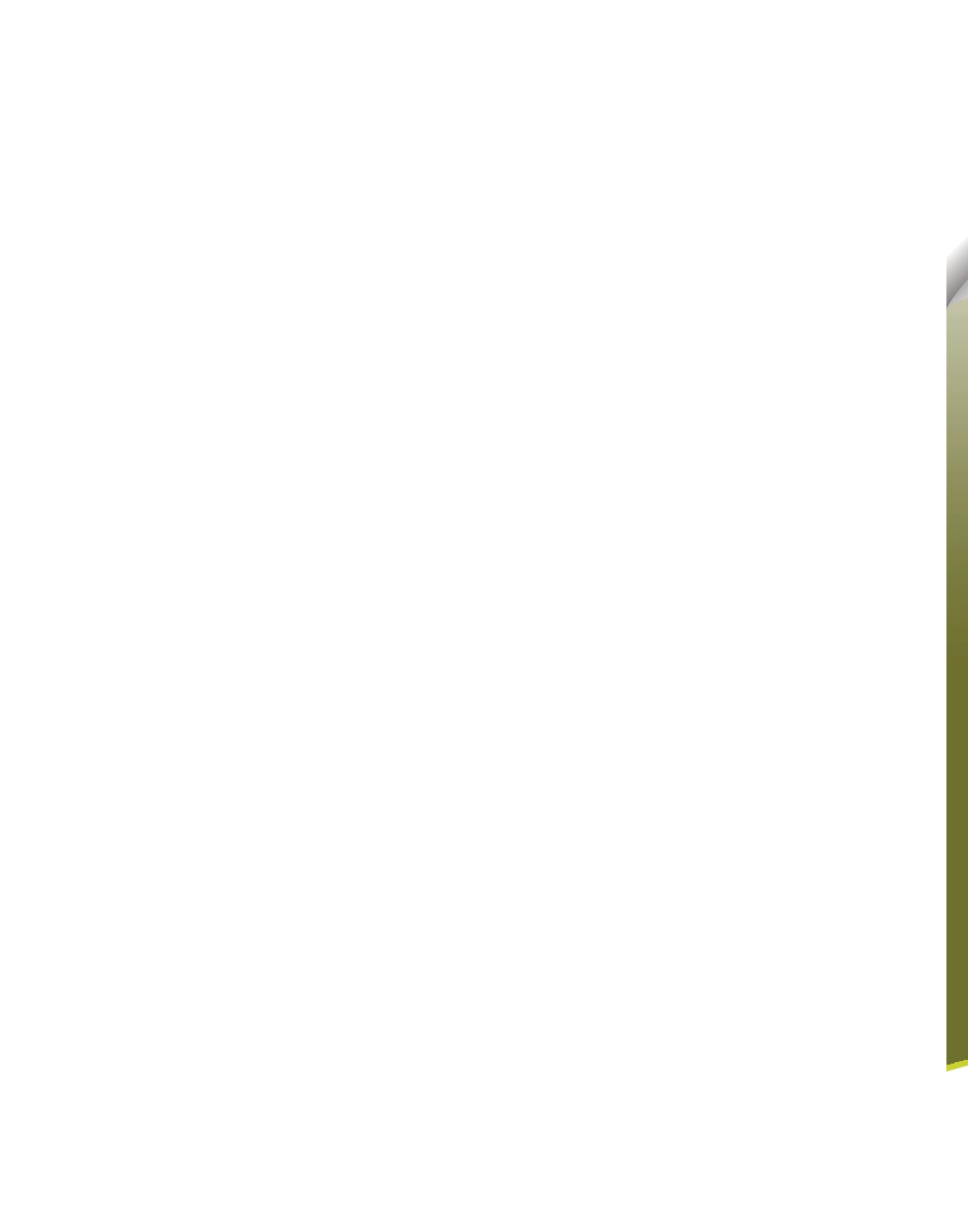
RECOMENDACIONES

- Profundizar la investigación con métodos morfométricos y geofísicos para corroborar la presencia de estructuras favorables.
- Realizar campañas de campo dirigidas a validar los alineamientos identificados y confirmar la interpretación cartográfica.
- Aplicar análisis satelital para detectar zonas de fracturación superficial que refuercen la identificación de posibles fallas y trampas estructurales.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Álvarez, J., Aballí, P., Cruz, R.,** 1998, Proyecto 2132, Etapa #1. Evaluación de Lead para los bloques 6, 7, 9 y 10. La Habana: Archivo del CEINPET.
- Aubouin, J., Brousse, R., Lehman, J.,** 1980, Tratado de Geología, Tectónica, Tectonofísica y Morfología. Barcelona: Omega S.A.
- Cruz, R.,** 2008, Efectividad de los métodos geomorfológicos en la búsqueda de petróleo y gas desde la región de Bijabos hasta Pina. Ciudad de La Habana: Archivo del CEINPET.
- Cruz, R.,** 2009, Geomorfología Regional con objetivo petrolero. Su relación con la tectónica de cizalla en el área de cuenca central de Cuba. La Habana: Memorias de II Congreso de petróleo y gas.
- Cruz, R., Hernández, J.,** 1988), Aplicación de los métodos geólogo-geomorfológicos para la búsqueda de petróleo en un área del sector nor-occidental de la provincia de Matanzas. La Habana: Facultad de Geografía.
- Cruz, R., Álvarez, J., Mejías, L.,** 2003, Evaluación Morfotectónica de los bloques 6, 7, 9 y 10 con un objetivo petrolero. La Habana: Memorias del V Congreso de Geología y Minería

- Cruz, R., Álvarez, J., Mejías, L.,** 2005, Geomorfología fluvial con un objetivo petrolero. Ciudad de La Habana: VI Congreso de Geología.
- Ferrales, J. A.,** 2012, Nuevos aportes a la caracterización geomorfológica de la falla pinar en el escenario petrolero, desde un contexto estructural y tectónico, en el sector San Andrés - San Cristobal, Pinar del Río y Artemisa. Cuba. La Habana: Facultad de Geografía.
- Ferrer, E. d.,** 2019, El método geomorfológico de apoyo a la exploración petrolera en el sector de Sancti Spíritus - Ciego de Ávila, Cuenca Central de Cuba. La Habana: Facultad de Geografía.
- Fierro, A.,** 2022, Estudio del potencial y la factibilidad económica de la explotación de los yacimientos de rocas asfálticas y manifestaciones de asfaltos en el municipio Martí, provincia de Matanzas. La Habana: Archivo CEINPET.
- Ganfo, R. C.,** 1998, Aplicación de los métodos geólogo-geomorfológicos para la búsqueda de petróleo en un área del sector noroccidental de la provincia de Matanzas. La Habana: Facultad de Geografía.
- García, D.,** 2010, Mapa geológico de Cuba (1: 100 000) en formato digital. Cuba.: Instituto de Geología y Paleontología.
- Hernández, J. A.,** 2012, Nuevos aportes a la caracterización geomorfológica de la falla Pinar en el escenario petrolero, desde un contexto estructural y tectónico, en el sector San Andrés-San Cristóbal, Pinar del Río y Artemisa. Cuba. La Habana: Facultad de Geografía.
- Humboldt, A.,** 1827, Ensayo Político sobre la isla de Cuba. Venezuela. ISBN 980 - 276 - 402 - 203.
- Meizoso, C. S., & García R. S., J. G.,** 2009, Los estudios microtectónicos y estructurales en la región Habana - Matanzas. Implicaciones para la exploración petrolera. La Habana: Archivo del CEINPET.
- Peña, M. V.,** 2015, Análisis geólogo-geomorfológico para la búsqueda de hidrocarburos en el sector majaguillar-corrallillo. La Habana: Archivo del CEINPET.
- Pérez, C.,** 1989, Esquema de lineamientos del Nuevo Atlas Nacional de Cuba. La Habana: Instituto de Geografía de la Academia de Ciencias de Cuba, Instituto Cubano de Geodesia y Cartografía, Instituto Geográfico Nacional de España.
- Pérez, Y. D.,** 2010, Análisis morfológico de la red de drenaje superficial para la prospección de hidrocarburos. Sector septentrional Morro-Jaruco. La Habana: Facultad de Geografía.
- Santiago, Y. R.,** 2019, Método cualitativo del drenaje de apoyo a la exploración petrolera en el sector bahía de Matanzas-Boca de Jaruco. La Habana: Facultad de Geografía.
- Seco, R.,** 2004, Geomorfología. La Habana: Félix Varela.
- Toledo, R. C., & Ganfo, J. H.,** 1998, Aplicación de los métodos geólogo-geomorfológicos para la búsqueda de petróleo en un área del sector noroccidental de la provincia de Matanzas. La Habana: Facultad de Geografía.
- Toledo, R. C., Castro, J. Á., Marrero, R. O., & Rodríguez, J. G.,** 2003, Evaluación Morfotectónica de los bloques 6, 7, 9 Y 10, con un objetivo petrolero. La Habana: Archivo del CEINPET.
- Toledo, R. C., & Rodríguez, J. Á.,** 2005, Geomorfología Fluvial con un objetivo petrolero. La Habana: Archivo del CEINPET.





A través de la Coordinación Editorial

CONVOCA

A profesores, investigadores, centros de investigación, alumnos universitarios nacionales y extranjeros, profesionistas y empresas relacionadas con los ámbitos cultural y académico a niveles nacional e internacional, a postular sus artículos originales para su publicación en nuestra revista *Geociencias UO*, de acuerdo con las siguientes bases:

- 1** Todos los artículos deben ser originales, no haber sido publicados antes y deben estar en idioma español, pueden ser uno o más autores.
- 2** Deberán observar las normas editoriales disponibles para su consulta en: <https://geocienciasuo.olmeca.edu.mx>
- 3** Los trabajos se reciben en formato Word que permita modificaciones; deben ser enviados a: editorial@olmeca.edu.mx
- 4** Los postulantes deberán aceptar el proceso de arbitraje y en su caso realizar las correcciones necesarias en tiempo y forma para ser incluidos.
- 5** La revista tiene periodicidad semestral.

Mayores informes:
Coordinación Editorial

   uolmeca | olmeca.edu.mx | +52(993)187 9700 Ext. 1141

Carretera Villahermosa-Macuspana km 14, Poblado Dos Montes, C.P. 86280, Centro, Tabasco, México



UNIVERSIDAD OLMECA

Raíz de sabiduría



<https://geocienciasuo.olmeca.edu.mx>

ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0003-2783-2248>

Versión impresa



ISSN-2683-3174

Versión electrónica



ISSN-2954-3533