

Geociencias UO

Órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca

Julio- Diciembre 2024, Volumen 14, número 2.

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



Imagen de la portada / Cover image / Imagem da capa

Planos La Magdalena, ubicados en los 19° 53' 36.388" de latitud norte y los 76° 58' 04.701" longitud oeste, en la provincia de Santiago de Cuba. A lo largo de la costa marina, se disfrutan afloramientos de las rocas del Grupo El Cobre, del Dominio Paleogeográfico Arco Volcánico Paleogénico. El Grupo es de edad Paleoceno-Eoceno Inferior. En esta fotografía, las tobas, tufitas, areniscas vulcanomícticas y calizas, forman planos inclinados en la Formación Pilón, Fotografía: Dr. C. Evelio Linares Cala (bello@ceinpet.cupet.cu).

La Magdalena Plans, located at 19° 53' 36.388" north latitude and 76° 58' 04.701" west longitude, in the province of Santiago de Cuba. Along the seacoast, there are outcrops of the rocks of the El Cobre Group, of the Paleogene Volcanic Arc Paleogeographic Domain. The Group is Paleocene-Early Eocene in age. In this photograph, the tuffs, tuffites, volcanomictic sandstones and limestones form inclined planes in the Pilón Formation. Photograph: Dr. C. Evelio Linares Cala (bello@ceinpet.cupet.cu).

Plano La Magdalena, localizado a 19° 53' 36.388" de latitud norte e 76° 58' 04.701" de longitud oeste, na província de Santiago de Cuba. Ao longo da costa marítima, podem-se apreciar afloramentos rochosos do Grupo El Cobre, do Domínio Paleogeográfico do Arco Vulcânico Paleogénico. O Grupo é de idade Paleoceno-Eoceno Inferior. Nesta fotografia, tufos, tufitos, arenitos vulcanômicos e calcários formam planos inclinados na Formação Pilón. 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 editarán artículos originales relacionados con las Ciencias de la Tierra y sus disciplinas, que hagan 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 publication is the organ of scientific disclosure of the Olmeca University, in it, original articles related to the Earth Sciences and disciplines that make emphasis on works developed in Latin America will be edited.

The magazine *Geociencias* will accept only those articles that are stuck to the publishing standards, published in <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 14, número 2, julio-diciembre 2024, publicación bianual, editada por la Universidad Olmeca, A. C., Carretera Villahermosa - Macuspana, km 14, Dos Montes, Centro, C. P. 86280, Villahermosa, Tabasco, México, a través de la Coordinación Editorial. Teléfono: + 52 (993) 187 9700. Ext. 1140 y 1141, correos 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.

Impresa por MA impresores, S.A. de C. V., Av. Hierro Núm. 3, Cd. Industrial, C. P. 86010, Villahermosa, Tabasco, México.

Este número se terminó de editar el 5 de enero 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 Villahermosa-Macuspana, km 14, Dos Montes, Centro, C. P. 86280, Villahermosa, 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



<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.

Rodiber López Méndez

Ingeniero Bioquímico por el Instituto Tecnológico Superior
de la Región Sierra, Teapa, Tabasco, México.
Director General Académico de la Universidad Olmeca.

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. Catedrático de la
Universidad Olmeca.

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



<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>	68
Carta al editor	<i>Carlos Morales Echevarría</i>	69
Nota Científica	<i>Manuel Enrique Pardo Echarte</i>	71
Determinación de parámetros geomecánicos y la complejidad geológica a partir de registros geofísicos de pozos, asociada al área Bacuranao - Tarrará, Cuba	<i>Luismel Hernández Pérez</i>	76
Grupo Puerto Esperanza. Propuesta para su admisión en el Léxico Estratigráfico de Cuba	<i>Evelio Linares Cala, Yeniley Fajardo Fernández</i>	85
Petrofísica de las secuencias terciarias en la región Pinar-Matanzas, Cuba	<i>Norma Rodríguez Martínez</i>	100
Panorámica de los bloques petroleros terrestres 21A-21 y su entorno en Cuba Central sobre la base de la reinterpretación de métodos no sísmicos de exploración	<i>Manuel Enrique Pardo Echarte, Jessica Morales González, Osvaldo Rodríguez Morán</i>	110
Continuidad del reservorio entre los sectores Fraile Norte y Jibacoa de la Franja Petrolera Norte Cubana mediante la utilización de registros geofísicos de pozo	<i>Olga Castro Castiñeira, Yaneisy Tamayo Castellanos, Yanet Rosell Armenteros, Manuel Enrique Pardo Echarte</i>	122
Carta al editor	<i>Yasmina Ceballos Izquierdo</i>	129

Presentación



Es para mí un privilegio presentar este número de la revista Geociencia UO, una publicación que refleja la excelencia académica y la investigación innovadora de los autores de primer nivel que escriben en ella. Este número reúne un conjunto de artículos que abordan temas de gran relevancia en el campo de las geociencias, con un enfoque particular en la exploración y caracterización de recursos naturales en Cuba. Los artículos incluidos en esta edición abarcan una amplia gama de temáticas, desde la caracterización geomecánica de formaciones rocosas hasta la evaluación de la continuidad de yacimientos petroleros. Una breve descripción de cada uno de ellos es la siguiente:

- "Determinación de parámetros geomecánicos y la complejidad geológica a partir de registros geofísicos de pozos, asociada al área Bacuranao - Tarará, Cuba": Este estudio profundiza en la comprensión de la complejidad geológica del área de Bacuranao-Tará, proporcionando información valiosa para futuras actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

- "Grupo Puerto Esperanza. Propuesta para su admisión en el Léxico Estratigráfico de Cuba": Los autores de este artículo proponen la validación del Grupo Puerto Esperanza, contribuyendo así a una mejor comprensión de la estratigrafía del norte de Pinar del Río.

- "Petrofísica de las secuencias terciarias en la región Pinar-Matanzas, Cuba": Este trabajo presenta una caracterización petrofísica detallada de las secuencias terciarias en una amplia región de Cuba, identificando áreas con potencial para la exploración de hidrocarburos.

- "Panorámica de los bloques petroleros terrestres 21A-21 y su entorno en Cuba Central sobre la base de la reinterpretación de métodos no sísmicos de exploración": Este artículo ofrece una nueva perspectiva sobre la geología estructural de los bloques petroleros 21A-21, utilizando una combinación de métodos geofísicos y geológicos.

- "Continuidad del reservorio entre los sectores Fraile Norte y Jibacoa de la Franja Petrolera Norte Cubana mediante la utilización de registros geofísicos de pozo": Este estudio evalúa la continuidad de los yacimientos en dos sectores importantes de la Franja Norte Petrolera Cubana, con el objetivo de optimizar las operaciones de producción.

Estoy convencido de que los artículos presentados en este número serán de gran interés para la comunidad científica y para todos aquellos interesados en las geociencias. Agradezco a todos los autores por sus valiosas contribuciones y al equipo editorial de la revista Geociencia UO por su dedicación y profesionalismo.

Dr. Emilio De Ygartua Monteverde
Rector

Carta al editor¹:

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

Reciba usted cordiales saludos y respeto en esta carta, con el propósito de opinar sobre el artículo «Caracterización de intervalos potencialmente productores de gas mediante modeladores litofaciales» de los autores Julio Ernesto Gómez Herrera, Osvaldo Rodríguez Morán, José Hernández León, José Arias del Toro, Zulema Domínguez Sardiñas y Yeniley Fajardo Fernández, publicado en el Volumen 2, Número 2, del año 2019, de esta revista.

Ante los altos precios del petróleo mundial es una estrategia definida de forma clara, la utilización del crudo nacional en la generación de energía en Cuba, de manera que disminuya la dependencia externa y asegure en cierta medida la invulnerabilidad económica. En los últimos años el país logra crear una infraestructura para el óptimo aprovechamiento del gas acompañante que se extrae en los yacimientos petroleros del país, un ejemplo son las instalaciones de la empresa cubana Energas en la Franja Petrolera Norte Cubana (FPNC), lo que permite elevar la entrega de ese recurso para la generación de electricidad en la isla caribeña. Al tener en cuenta lo antes planteado se afirmará la importancia del artículo ya referido.

La Formación Vega Alta, constituye el sello regional de la FPNC. Desde la década de los años 70 del pasado siglo, se reportan en estas rocas la existencia de reservorios petroleros. Lo anterior refleja la naturaleza heterogénea de esta formación caracterizada por depósitos sinorogénicos con numerosos cambios faciales longitudinales y transversales. Krushin (1997), durante su investigación en el estudio de la capacidad del sello en arcillas, planteó que la petrología es el factor que mayor controla el desplazamiento en las dimensiones de los poros en las lutitas. Los mayores desplazamientos en las dimensiones porales se asocian con rocas que contienen componentes arenosos gruesos. Lo anterior demuestra que la existencia de litologías clásticas dentro de la formación se manifiesta como reservorios, aspecto tratado y demostrado en el artículo.

Para una mejor comprensión del tema y al tener en cuenta que se aborda esta investigación en una formación desarrollada durante la etapa orogénica, se definirá de forma adecuada la génesis de estos depósitos. Investigaciones anteriores lograron definir en la formación objeto de estudio dos paquetes de rocas, uno de carácter olistostrómico y otro caracterizado por intercalaciones alternantes de sedimentos de origen turbidítico (*flysch*), lo anterior se tendrá en cuenta a la hora de realizar el estudio litológico facial, al tener presente que los olistostromas por lo general obedecen a un evento tectónico. Cuando los deslizamientos no tienen límites bruscos, el olistostroma suele considerarse como resultado de un fenómeno sedimentario, estos pueden intercalarse en el *flysch* (Abbate *et al.*, 1970). Para el caso de la Formación Vega Alta, se está en presencia de un alolistostroma, donde gran parte de sus componentes son derivados de antiguas secuencias deposicionales originadas en otras cuencas, lo que determina el deslizamiento a favor de una pendiente de masas de rocas,

procedentes de un borde con actividad tectónica de levantamiento. Cuando se presentan estructuras de naturaleza turbidítica, las corrientes parecen estar relacionadas con el final del deslizamiento, por lo que una facies turbidítica puede estar integrada por olistolitos y otros productos después de su depósito (Roldán *et al.*, 2012).

Los aspectos explicados con anterioridad se tendrán en cuenta cuando se definan los intervalos de interés para abordar un estudio facial.

El hecho de abordar en este artículo la presencia de reservorios de gas en intervalos asociados a la Formación Vega Alta, constituye un elemento importante que se tendrá en cuenta durante los trabajos de perforación de nuevos pozos de exploración, lo cuales aportan mayor información que enriquecen las investigaciones realizadas.

Se le agradece a usted la posibilidad de brindar los criterios y consideraciones sobre este artículo.



Dr.C. Carlos Morales Echevarría
Geólogo JSC Zarubezhneft

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abbate, E., Bortolotti, V., Passerini P.**, 1970, Olistostromes and olistoliths. *Sedimentary geology*, vol. 4, issues 3-4, pp. 521-557
- Roldán, F. J., Rodríguez, J., Azañón, J.M.**, 2012, La unidad olistostrómica, una formación clave para entender la historia neógena de las Zonas Externas de la Cordillera Bética. *GEOGACETA*, 52. Sociedad Geológica de España.
- Krushin, J.T.**, 1997, Seal capacity of Nonsmectite Shale. *Seals, traps, and the Petroleum, System*. Edited by R. C Surdam Intitute for Energy research. University of Wyoming. AAPG Memoir, 6, pp.31-47.
- Morales, C.**, 2021, Estudio litológico facial del sello en la Franja Petrolera Norte Cubana. Tesis presentada en opción al grado de Doctor en Ciencias Geológicas inédita. Ciudad Habana, Cuba.

Apuntes sobre el empleo de la geofísica para la cartografía geólogo estructural en Cuba

Manuel Enrique Pardo Echarte¹

¹ *Ingeniero Geofísico, Doctor en Ciencias Geológicas, Investigador Titular y Profesor Titular del Centro de Investigación del Petróleo, Churruga, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, Cerro, La Habana, CP 10 600. ORCID ID: 0000-0003-0669-4413. Correo E.: pardo@ceinpet.cupet.cu; mpardoecharte@gmail.com.*

RESUMEN

Como regla, las observaciones geológicas de campo complementadas con la información de sensores remotos resultan insuficientes para los fines de la cartografía geológica subsuperficial de un territorio, en particular, cuando su cuadro estructural es muy complejo. En estos casos, es imprescindible la asistencia de la interpretación geofísica. Se aborda el enfoque de las investigaciones geofísicas para la cartografía geólogo-estructural en Cuba, al tomar en consideración la contribución general de tres campos (gravitatorio, magnético y de espectrometría gamma aérea), a partir del procesamiento e interpretación automatizada de la información georreferenciada. Los materiales utilizados fueron: mallas del campo gravitatorio y magnético a escala 1:50000 y de espectrometría gamma aérea a escala 1:100000 de la República de Cuba y el Mapa Geológico Digital a escala 1:100000 de la República de Cuba. La contribución de los datos geofísicos a la cartografía geólogo-estructural de las diferentes regiones de estudio en Cuba satisface la regularidad, bien establecida, de que los campos potenciales ayudan, básicamente, al desciframiento estructuro-tectónico del territorio y en menor medida, a la cartografía

litológica de las diferentes unidades presentes, al resultar a la inversa la contribución de los datos de espectrometría gamma aérea.

Palabras claves: Cartografía geólogo-estructural, gravimetría, aeromagnetometría, espectrometría gamma aérea.

ABSTRACT

As a rule, field geological observations supplemented by remote sensing information are insufficient for the purposes of subsurface geological mapping of a territory, particularly when its structural framework is very complex. In these cases, the assistance of geophysical interpretation is essential. The approach of geophysical investigations for geological-structural mapping in Cuba is addressed, taking into consideration the general contribution of three fields (gravitational, magnetic and airborne gamma spectrometry), based on the automated processing and interpretation of georeferenced information. The materials used were gravitational and magnetic field grids at a scale of 1:50000 and airborne gamma spectrometry at a scale of 1:100000 of the Republic of Cuba and the Digital Ge-

ological Map at a scale of 1:100000 of the Republic of Cuba. The contribution of geophysical data to the geological-structural mapping of the different study regions in Cuba satisfies the well-established regularity that potential fields basically help in the structural-tectonic deciphering of the territory and, to a lesser extent, in the lithological mapping of the different present units, the contribution of airborne gamma spectrometry data is the opposite.

Keywords: Geological-structural mapping, gravimetry, aeromagnetometry, airborne gamma spectrometry.

RESUMO

Regra geral, as observações geológicas de campo complementadas com informação proveniente de sensores remotos são insuficientes para efeitos de cartografia geológica subterrânea de um território, em particular, quando o seu enquadramento estrutural é muito complexo. Nestes casos, o auxílio da interpretação geofísica é essencial. É abordada a abordagem das investigações geofísicas para mapeamento geológico-estrutural em Cuba, levando em consideração a contribuição geral de três campos (espectrometria gama gravitacional, magnética e aérea), com base no processamento e interpretação automatizados de informações georreferenciadas. Os materiais utilizados foram: malhas de campo gravitacional e magnético na escala de 1:50.000 e espectrometria gama aérea na escala de 1:100.000 da República de Cuba e o Mapa Geológico Digital na escala de 1:100.000 da República de Cuba. A contribuição dos dados geofísicos para a cartografia geológico-estrutural das diferentes regiões de estudo em Cuba satisfaz a regularidade bem estabelecida de que os campos potenciais auxiliam basicamente na decifração estrutural-tectônica do território e, em menor medida, na cartografia litológica do diferentes unidades presentes; já que a contribuição dos dados de espectrometria gama aérea resulta no sentido inverso.

Palavras-chave: Cartografia geológico-estrutural, gravimetria, aeromagnetometria, espectrometria gama aérea.

INTRODUCCIÓN

El empleo de la geofísica en apoyo a la cartografía geológica es muy antiguo. Tradicionalmente, los datos aeromagnéticos han sido el principal parámetro aerogeofísico utilizado. Sin embargo, su empleo combinado con los datos de resistividad aparente (levantamiento aéreo electromagnético-AEM) y de espectrometría gamma aérea (EGA) logra un producto mucho más útil para este propósito. Potencialmente, otros métodos geofísicos pueden ser empleados para resolver problemas geológicos específicos, en particular los estructurales (detección de contactos y fallas y delimitación de cuerpos geológicos), tal es el caso de la gravimetría.

Como regla, las observaciones geológicas de campo complementadas con la información de sensores remotos resultan insuficientes a los fines de la cartografía geológica subsuperficial de un territorio, en particular, cuando su cuadro estructural es muy complejo. En estos casos, es imprescindible la asistencia de la interpretación geofísica. En tal sentido, es conocido que los campos potenciales ayudan, básicamente, al desciframiento estructuro-tectónico del territorio y en menor medida a la cartografía litológica de las diferentes unidades geológicas presentes, al resultar a la inversa la contribución de la espectrometría gamma aérea (Pardo Echarte y Cobiella Reguera, 2017).

MATERIALES, MÉTODOS Y TÉCNICAS

Materiales:

En la ejecución de las investigaciones se utilizan como principales fuentes de información las siguientes:

- Mallas de los campos gravitatorio y magnético a escala 1:50000 y de espectrometría gamma aérea (canales: It, U, Th y K) a escala 1:100000 de la República de Cuba (Mondelo-Diez *et al.*, 2011).
- Mapa Geológico Digital de la República de Cuba a escala 1:100000 (Colectivo de Autores, 2010).

Métodos:

Investigación empírico-teórica, mediante el Método

Hipotético-Deductivo, donde a partir de la información numérica de los campos físicos y mediante las operaciones de análisis y deducción se descompone el fenómeno complejo de la geología y la geofísica de las regiones de estudio en sus partes integrantes estructuro-tectónica y litológica, a fin de delimitar sus rasgos esenciales en virtud de las hipótesis planteadas.

Técnicas:

Sistema de Procesamiento e Interpretación de Datos Geofísico-Geológicos (Oasis Montaj, versión 7.01): procesamiento automatizado de la información geólogo-geofísica georreferenciada (se realizan operaciones aritméticas de matrices, transformaciones de campos físicos y otras).

Procesamiento e Interpretación:

El campo gravitatorio observado (Bouguer [Gb], 2.3 o 2.67 t/m³) para los propósitos de la cartografía geólogo-estructural, se somete a la separación regional-residual a partir de la Continuación Analítica Ascendente (CAA) para las alturas de 500 y 12000 m, dadas por el orden de profundidad media de estudio (subsuperficial) y de la estructura profunda (basamento cristalino) en las regiones investigadas. Los alineamientos tectónicos se determinan a partir de la derivada horizontal total (Gb DHT).

El campo magnético total anómalo se somete a: la reducción al polo (DTrp), el análisis residual del campo (por la CAA) para la altura de 12000 m y la primera derivada vertical (DTrpDV). Los límites tectónicos son fijados por la derivada horizontal total del campo magnético reducido al polo (DTrpDHT) y por la DTrpDV. Se realizan, además, estimaciones cuantitativas de la profundidad a objetivos magnéticos debajo de rocas sedimentarias a partir de la derivada de la inclinación del campo magnético total (Verduzco ., 2004; Fairhead *et al.*, 2009).

El carácter en profundidad de los límites tectónicos se establece, en general, como vertical-subvertical (el cual pudiera hacerse más suave con la profundidad), con buzamiento general al sur.

De igual manera, se trazan los límites de las

principales depresiones al considerar un cambio en las características del campo de DTrpDV (suavización o aplanamiento), coincidente con mínimos gravitatorios regionales.

La espectrometría gamma aérea considera el análisis de cada canal, las relaciones entre canales (K/Th, K/U, U/Th) y los mapas ternarios, fundamentalmente: U, K, Th y K, K/Th, K/U.

La cartografía de diferentes unidades litológicas meteorizadas se realiza, fundamentalmente, a partir de los diferentes mapas ternarios elaborados (zonas con distinto color y textura).

RESULTADOS

Los datos gravimétricos permiten identificar diferentes rasgos geólogo-estructurales: por mínimos, los asociados al Cinturón de Cabalgamientos Norte Cubano, los macizos metamórficos meridionales, las cuencas sin y postorogénicas y depresiones estructurales; por máximos, los vinculados con potentes espesores de rocas volcánicas y los cuerpos ofiolíticos, así como por alineamientos, los principales límites tectónicos dentro del Orógeno cubano.

Los datos aeromagnéticos permiten cartografiar los principales límites tectónicos; por mínimos, los macizos metamórficos meridionales, las cuencas sin y postorogénicas y las depresiones estructurales, los cinturones de granitoides; por máximos, los cuerpos ofiolíticos y el área de desarrollo de las rocas volcánicas. Esto está dado por la mayor facultad de cartografía litológica que le otorga la distribución diferenciada de magnetita en las diferentes unidades rocosas. Estos datos permiten, también, hacer estimaciones cuantitativas de la profundidad a objetivos magnéticos debajo de rocas sedimentarias.

La espectrometría gamma aérea, por su parte, permite identificar por los valores incrementados de U (Ra), las unidades con altos contenidos de grafito (materia orgánica) y las asociadas a rocas ígneas ácidas; los incrementos de potasio se encuentran vinculados, fundamentalmente, a las rocas ígneas alcalinas y medio-ácidas; valores incrementados de torio caracterizan, en general, a las metamorfitas y rocas arcillosas;

algunas cortezas de meteorización muy desarrolladas sobre ultrabasitas se expresan por incrementos de U (Ra) y Th, en contraste con la ausencia característica de radioelementos sobre las ofiolitas.

CONCLUSIONES

Se aborda el enfoque de las investigaciones geofísicas para la cartografía geólogo- estructural en Cuba, al tomar en consideración la contribución general de tres campos (gravitatorio, magnético y de espectrometría gamma aérea), a partir del procesamiento e interpretación automatizada de la información georreferenciada.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Colectivo de Autores**, 2010, Mapa Geológico Digital de la República de Cuba a escala 1:100 000. Inédito. Instituto de Geología y Paleontología, Servicio Geológico de Cuba, La Habana.
- Fairhead, J. D., Ahmed Salem and Williams, S. E.**, 2009, Tilt-Depth: A Simple Depth-Estimation Method Using First Order Magnetic Derivatives. Search and Discovery Article #40390 (Adapted from poster presentation at AAPG International Conference and Exhibition, Cape Town, South Africa, October 26-29, 2008).
- Mondelo Diez, F., Sánchez R. y otros**, 2011, Mapas geofísicos regionales de gravimetría, magnetometría, intensidad y espectrometría gamma de la República de Cuba, escalas 1: 2 000 000 hasta 1: 50 000. Inédito. IGP, La Habana, 278p.
- Pardo Echarte, M.E. y Cobiella-Reguera, J. L.**, 2017, Oil and Gas Exploration in Cuba: Geological-Structural Cartography using Potential Fields and Airborne Gamma Spectrometry. Springer Briefs in Earth System Sciences. DOI 10.1007/978-3-319-56744-0.
- Verduzco, B., Fairhead, J.D., Green, C.M., and MacKenzie, C.**, 2004, New insights into magnetic derivatives for structural mapping. *The Leading Edge*, 23(2), 116-119.



Determinación de parámetros geomecánicos y la complejidad geológica a partir de registros geofísicos de pozos, asociada al área Bacuranao – Tarará, Cuba

Luismel Hernández Pérez¹

¹ *Ingeniero geofísico. Centro de Investigación del Petróleo, Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, Cerro, La Habana, CP 10 600. ORCID ID: ORCID 0000-0002-8998-1583. Correo E.: luismhdezp@gmail.com.*

RESUMEN

El área Bacuranao – Tarará es de interés para la industria petrolera en Cuba, donde el sello regional de la Franja Norte Petrolera Cubana (FNPC) lo constituye la Formación Vega Alta, la que presenta rocas arcillosas que suelen incidir en algunos de los problemas durante el proceso de perforación y generar inestabilidad. La información geomecánica sobre esta, es bastante escasa y la evaluación de los parámetros elásticos y mecánicos para estas rocas, pudiera ser de apoyo en el desarrollo de futuras perforaciones. Por dicha razón esta investigación posee como objetivo determinar la complejidad geológica, desde el punto de vista geomecánico en el área, a través de registros geofísicos de pozo. Para ello se contaba con datos de tres pozos, el Bacuranao 300 (BCL-300), el Santa María Norte 1000 (SMN-1000) y Tarará-200 (TAR-200), así como un conjunto de software que permitieron estimar las propiedades elásticas, mecánicas y las presiones de poro. Basado en esto, se logró detectar las zonas con mayor probabilidad de generar problemas geomecánicos asociados a factores geológicos. En el área, las

rocas que representan mayor complejidad geológica se encuentran alrededor del pozo SMN-1000, correspondiente al manto Tarará Sur, mientras en el BCL-300 están ubicadas en el manto Tarará Norte. En el TAR-200 los riesgos son mucho menores.

Palabras claves: Registros geofísicos de pozo, geomecánica, arcillas, complejidad geológica.

ABSTRACT

The Bacuranao – Tarará area is of interest to the oil industry in Cuba, where the regional seal of the Cuban Northern Oil Belt (FNPC) is the Vega Alta Formation, which presents clayey rocks that often affect some of the problems during the drilling process and generate instability. The geomechanical information on this is quite scarce and the evaluation of the elastic and mechanical parameters for these rocks could be of support in the development of future drilling. For this reason, this research aims to determine the geological complexity, from the geomechanical point of view in the area, through geophysical well logs. For this pur-

Hernández-Pérez, L., 2024, Determinación de parámetros geomecánicos y la complejidad geológica a partir de registros geofísicos de pozos, asociada al área Bacuranao-Tará, Cuba: Geociencias UO. v. 14, núm. 2, diciembre 2024. pp. 75-84.

pose, data from three wells were available, the Bacuranao 300 (BCL-300), the Santa María Norte 1000 (SMN-1000) and Tarará-200 (TAR-200), as well as a set of software programs that allowed estimating the elastic and mechanical properties and pore pressures. Based on this, it was possible to detect the areas with the highest probability of generating geomechanical problems associated with geological factors. In the area, the rocks that represent the greatest geological complexity are found around the SMN-1000 well, corresponding to the Tarará Sur mantle, while in the BCL-300 they are located in the Tarará Norte mantle. In the TAR-200 the risks are much lower.

Keywords: Geophysical well logs, geomechanics, clays, geological complexity.

RESUMO

A área Bacuranao – Tarará é de interesse para a indústria petrolífera em Cuba, donde a venda regional da Franja Norte Petrolera Cubana (FNPC) constitui a Formación Vega Alta, la que apresenta rocas arcillosas que suelen incidir en algunos de los problemas durante el proceso de perfuração. A informação geomecânica sobre esta, é bastante escassa e a avaliação dos parâmetros elásticos e mecânicos para estas rocas, pudiera ser de apoyo no desarrollo de futuras perfurações. Por essa razão, esta investigação tem como objetivo determinar a complexidade geológica, desde o ponto de vista geomecânico na área, a travessias de registros geofísicos. Para saber se contaba com dados de três pozos, el Bacuranao 300 (BCL-300), el Santa María Norte 1000 (SMN-1000) e Tarará-200 (TAR-200), como um conjunto de software que permite estimar as propiedades elásticas, mecânicas y las presiones de poro. Baseado em isto, se logró detectar as zonas com maior probabilidade de gerar problemas geomecánicos asociados a factores geológicos. Na área das rocas que representa a maior complejidad geológica se encuentra ao redor do pozo SMN-1000, corresponde ao manto Tarará Sur, mientras no BCL-300 está ubicadas no manto Tarará Norte, no TAR-200 los riesgos muito menores.

Palabras-chave: Registros geofísicos de pozo, geomecánica, arcillas, complejidad geológica.

INTRODUCCIÓN

Las primeras aplicaciones de la geomecánica en la industria petrolera aparecen en las décadas de los 50's y 60's, con el fin de determinar propiedades de la estabilidad de pozos, subsidencias y compactación. Sin embargo, sólo llega a tomar un papel protagónico en las décadas de los 70's-80's y hasta la actualidad (Terán, 2016).

Al tener en cuenta las condiciones y propiedades mecánicas de las formaciones, es posible generar un modelo que reproduzca su estado geomecánico, el cual constituye una descripción explícita de los datos que son relevantes para la construcción de pozos. Adicionalmente, el modelo captura información relacionada con la composición de la roca, aspecto importante para establecer el comportamiento del pozo, al permitir la reducción de las incertidumbres que aparecen en las actividades de perforación, así como optimizar los planes de desarrollo del campo petrolero y encontrar soluciones de ingeniería para el diagnóstico de problemas.

Desde el punto de vista geológico, los pozos cortan las siguientes secuencias:

➤ **Olisto melange ofiolítico:** En general, presenta una estructura muy compleja relacionada con las secuencias volcánicas y del margen norteamericano, compuesta por serpentinitas, gabros, diabasas, basaltos, conocida como complejo ofiolítico (Rossello y García-Sánchez, 2017).

Durante la perforación de pozos en la FNPC es común observar entre las ofiolitas, intervalos de sedimentos arcillosos y abundante fracción limo-arenosa de serpentinas, producida por la alteración de rocas del complejo ofiolítico (Morales *et al.*, 2014).

➤ **Fm. Bacunayagua:** De edad Cretácico Superior (Campaniano), compuesta por areniscas, grauvacas y gravelitas arcósicas y conglomerados, de color gris claro hasta negro, con lentes e intercalaciones de arci-

llas carbonosas. El cemento de estas rocas es arcilloso y carbonático.

➤ **Fm Vega Alta:** De edad Paleoceno-Eoceno Inferior. En esta unidad predomina una secuencia poli-componente de matriz arcillosa y arcilloso-arenosa que incluye bloques de diferentes dimensiones hasta olistolitos de calizas, areniscas, brechas, silicitas, serpentinitas y rocas volcánicas y metamórficas.

En los pozos perforados dentro de la formación Vega Alta se han podido distinguir dos partes con características litológicas diferentes (Morales, 2008).

- La superior, que es carbonatada arcillosa donde el componente calcáreo corresponde a olistolitos de diferentes tipos de calizas, rocas silíceas, limolitas y rocas de la asociación ofiolítica con matriz arcillosa.
- La parte inferior, formada por sedimentos estratificados donde predominan las arcillas, las limolitas y arcillas limosa. Estas rocas por lo general, son carbonatadas.

De acuerdo con estudios petrofísicos precedentes, los registros geofísicos de los pozos en el área, en las rocas arcillosas muestran una resistividad de baja a media, con algunos intervalos de arcillas puras y valores gamma de medio a alto, aunque no sobrepasa los 75 GAPI. Existe una separación entre las curvas de neutrón y densidad.

A continuación de la Formación Vega Alta conocida, aparecen tres diferentes mantos en el área de estudio, los cuales se describen en la **Tabla 1**.

Sobre los reservorios de la Franja Petrolera Norte Cubana, se reportan varios espesores arcillosos y tales secuencias caracterizan, en lo fundamental, la

base de la Formación Vega Alta, proporcionándole un carácter de sello regional. En esta formación, son similares los problemas asociados con las arcillas durante la perforación, entre ellos, la presencia de zonas no consolidadas, aprisionamiento por presión diferencial, derrumbes y cambios en la geometría del agujero, lo que coadyuva a la inestabilidad del pozo.

A partir de la reinterpretación de los registros geofísicos disponibles en los pozos presentes en el área, es posible realizar una caracterización geomecánica de las formaciones en los pozos TAR-200, SMN-1000 y BCL300, inclinados y con la categoría de exploración, al tener en cuenta que en los dos últimos existieron, durante su perforación, grandes problemas de estabilidad. Este análisis permite complementar los datos para la perforación de futuros pozos en el área o en zonas con igual corte estratigráfico, así como para calibrar modelos geomecánicos 3D.

En Cuba los trabajos realizados son escasos, desarrollados por Ortiz (2018) y Martínez (2019), ambos enfocados principalmente a estimar parámetros geomecánicos para carbonatos.

MATERIALES Y MÉTODOS

Las propiedades geomecánicas se estimaron a partir de registros geofísicos de pozos, con el fin de identificar problemas asociados con complejidades geológicas durante la perforación, de modo principal, en la Fm. Vega Alta, la cual reportó diversos problemas en dos de los pozos de estudio.

En la **Tabla 2** se muestran los pozos de estudio y los registros geofísicos empleados para el cálculo de los parámetros geomecánicos.

El flujo de trabajo se muestra en la **Figura 1**. Los datos necesarios para el primer paso estaban dis-

Manto	Edad	Litología
Tará Sur	Paleoceno-	Radiolaritas arcillosas, <i>claystone</i> limoso, escasas margas
Tará Norte	Eoceno	<i>Claystone</i> limoso, margas, escasos pedernales y areniscas
Santa María	Inferior	Predominio de margas o escasos <i>claystones</i>

Tabla 1. Mantos dentro de la Formación Vega Alta que aparecen en los pozos BCL- 300 y SMN-1000.

Pozo	Tope [m]	Base [m]	Método geofísico empleado	Registros empleados
BCL-300 Cont. S14	1908	5838	Radioactividad natural	CGR, SGR
			Neutrónico	NPHI
			Litodensidad	RHOB
SMN-1000	1557	5090	Sónico	DTCO, DTSM
			Radioactividad natural	CGR, SGR
			Neutrónico	NPHI
TRA-200	2244	4621	Litodensidad	RHOB
			Sónico	DTCO
			Radioactividad natural	CGR, SGR
			Neutrónico	NPHI
			Litodensidad	RHOB
			Sónico	DTCO

Tabla 2. Registros geofísicos empleados para el estudio según profundidades en MD.

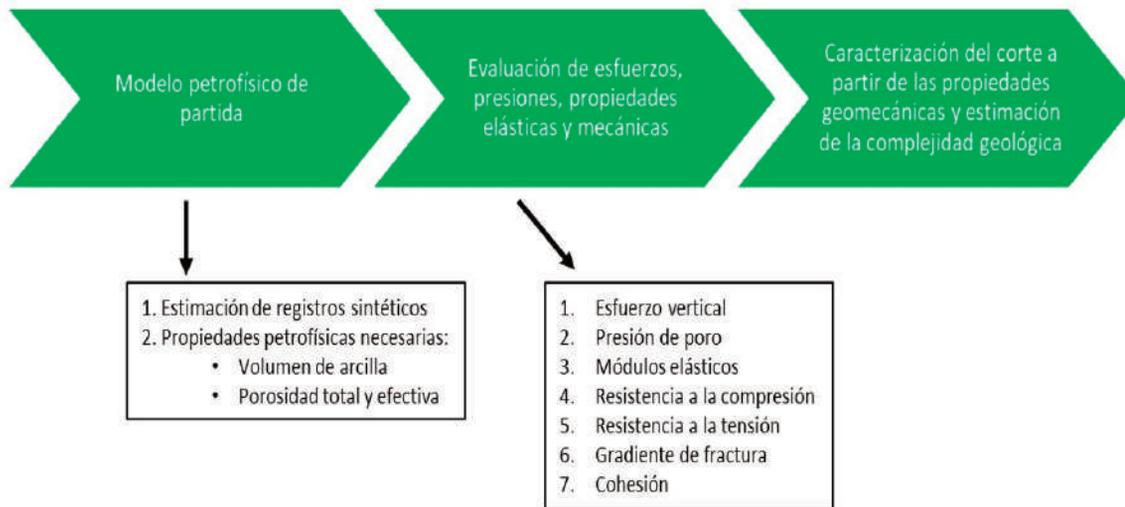


Figura 1. Flujo de trabajo y parámetros estimados

ponibles, los cuales son: los registros sintéticos (DTSM, en SMN-1000 y TAR-200) y los modelos petrofísicos para los tres pozos.

Parámetros geomecánicos evaluados

• Propiedades elásticas

El módulo de Young, de compresibilidad, de cizalla y el coeficiente de Poisson, en su variante dinámica, se determinan a partir de la velocidad de las ondas compresionales, de cizalla y del registro densidad. Para

cálculos posteriores es necesario determinar el módulo de Young estático y el coeficiente de Poisson estático.

Debido a que no existen núcleos con los que se pueda realizar una correlación entre las propiedades elásticas dinámicas y estáticas locales, el módulo de Young estático se determinó a partir de la correlación propuesta por Morales (1993) en función de la porosidad total. Mientras, el coeficiente de Poisson estático se considera igual al dinámico debido a la insuficiencia de datos de laboratorio.

• **Esfuerzo vertical**

Es necesario conocer la densidad desde el inicio del pozo hasta una profundidad dada. Debido a que los pozos con que se cuenta no presentan dicha posibilidad, se emplea el método de extrapolación, en el cual se establece una tendencia a partir de la densidad calculada y luego es extrapolada hacia donde no existe. Además, de forma paralela se emplearon otros dos métodos para lograr un criterio unificado a partir de la modificación de forma iterativa de factores de calibración y valores de apoyo.

• **Presión de poro**

Para determinar la presión de poro fue empleado el método de Eaton (1975) a partir del tiempo de tránsito de las ondas compresionales. En el cual se debe trazar la línea de tendencia normal o tendencia de compactación y para ello tener en cuenta que en condiciones normales (presiones normales), el tiempo de tránsito disminuye con el aumento de la profundidad (Cavero, 2010). Este método de predicción de presión de poro expresa una relación del esfuerzo vertical, presión de poro normal, el registro observado y el valor de este de acuerdo con la tendencia normal. Los dos últimos elevados a un exponente empírico en función del registro sísmico (**Ecuación 1**).

$$Pp = \sigma_v - (\sigma_v - Ph) * a * (\Delta T - \Delta T_{norm})^n \quad (1)$$

Donde:

Pp : Presión de poro [MPa]

σ_v : Esfuerzo vertical [MPa]

Ph : Presión hidrostática [MPa]

ΔT : Tiempo de tránsito de las ondas compresionales [$\mu s/m$]

ΔT_{norm} : Tiempo de tránsito de las ondas compresionales en régimen de compactación normal [$\mu s/m$]

a y n : Parámetros de ajuste llamados factor de Eaton [n adimensional]

Los parámetros de ajuste del factor de Eaton, a y n , se consideran 1 y 1.3 respectivamente, estimados a partir de una calibración cualitativa en función de las pérdidas de fluidos y la surgencia de gases en el pozo SMN-1000 y BCL-300 Cont. st4.

Este es un método que está diseñado para formaciones arcillosas, por eso en zonas limpias (baja arcillosidad) se emplea una interpolación lineal a partir de los valores de presiones de poro por encima y por debajo de la capa.

La presión hidrostática fue calculada a partir de un gradiente de presión de la columna de agua igual a 0.46 psi/ft, correspondiente a agua salina.

• **Resistencia a la compresión (UCS)**

Para este parámetro se empleó el modelo de Coates y Denoo (1980) que, a pesar de ser diseñado para areniscas arcillosas, calcula el UCS, al tener en cuenta el volumen de arcillas, lo que permite una caracterización más detallada.

De acuerdo con la Sociedad Internacional de Mecánica de Rocas o International Society for Rock Mechanics (ISRM) se propone la clasificación que aparece en la **Tabla 3** (Portillo, 2011).

Clasificación de la roca por su resistencia	UCS [MPa]
Muy alta	Mayor que 200
Alta	(60, 200]
Media	(20, 60]
Baja	[6, 20]
Muy baja	Menor que 6

Tabla 3. Clasificación por la resistencia según el ISRM

• Resistencia a la tensión

La resistencia a la tensión (TSTR) será calculada a partir de la resistencia a la compresión no confinada (UCS) y un factor K, el cual es adimensional y se emplea 0.1 como valor por defecto, debido a la ausencia de información para estimar este factor.

• Gradiente de fractura

El gradiente de fractura se estima a través del método de Eaton, el cual relaciona el esfuerzo vertical, la presión de poro y el coeficiente de Poisson.

• Cohesión

La cohesión de las formaciones será estimada a través de la expresión 4, la cual relaciona la resistencia a la compresión y el ángulo de fricción (**Ecuación 2**).

$$COH = UCS \cdot 2[\sqrt{1 + (\tan FANG)^2} + \tan FANG] \quad (2)$$

Donde:

COH: Cohesión [MPa]

UCS: Resistencia a la compresión no confinada [MPa]

FANG: Ángulo de fricción [grados]

El ángulo de fricción es normalmente calculado por pruebas de laboratorio o relaciones empíricas. La correlación aplicada en este caso es la propuesta por Plumb (1994). Esta se aplicará para varias litologías y el valor mínimo que predice el modelo es de 19 grados.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La caracterización geomecánica se realiza desde el punto de vista cualitativo, debido a la compleja litología del área, la escasez de datos para calibrar, así como la ausencia de algunos registros claves que por ende tuvieron que ser creados de forma sintética.

Para evaluar las zonas de mayor complejidad geológica (CG) se empleó solo un conjunto de variables que reflejan el comportamiento general, y se logra así, evitar la redundancia de parámetros con una misma tendencia, influyentes por tanto en la obtención de un idéntico resultado. Las variables a emplear son normalizadas en un rango de 0 a 1, para evitar la in-

fluencia de las diferentes unidades de medida, lo que permite una clasificación cualitativa y posteriormente, se suman o restan para obtener una clasificación detallada, donde los valores mayores indican un aumento de la complejidad geológica asociada.

Las variables empleadas fueron:

- El módulo de Young estático (YME_STA) para evaluar las zonas con un comportamiento plástico (inferior a 5 GPa) o rígido (superior a 5 GPa). Las zonas más plásticas tienden a ser más débiles y a generar problemas de inestabilidad, derrumbes y empaques de la herramienta.
- El coeficiente de Poisson (PR) que representa qué tan deformables son las rocas a medida que aumenta el valor.
- La resistencia a la compresión (UCS), en este caso se emplea la clasificación propuesta por el ISRM (**Tabla 3**). Los valores de resistencia indican qué tan frágiles podrían ser las rocas, con valores bajos aumenta la probabilidad de generar fracturas en las rocas ante menores esfuerzos.
- DPP, es un parámetro creado para establecer la diferencia existente entre la presión de poro y la presión hidrostática. A medida que el valor del DPP aumenta, mayores serán las presiones anormales en el pozo, lo que indica las zonas con más probabilidad de generar influjos y los bajos valores se asociarán a las zonas de pérdidas de circulación en función del peso del lodo. Al emplear la presión de poro como una variable única, podría conducir a errores en la interpretación debido a que, con el aumento de la profundidad, aumenta de modo progresivo la presión a la que está sometido el fluido. Por eso la necesidad de emplear la DPP como la diferencia de dos parámetros geomecánicos que conduce a identificar las zonas con presiones anormales.

Estas variables son representadas a través de una es-

cala de color, que va desde el verde hasta el rojo. Los colores cálidos representan las zonas donde pudo ser más probable que se generasen problemas durante la perforación, mientras los colores fríos corresponden a las zonas o rocas más competentes (baja CG), lo que será graficado para cada pozo a continuación.

◆ Pozo BCL-300 Cont. st4

La Figura 2 presenta los parámetros estimados para el pozo BCL-300 Cont. st4 y las zonas con mayor probabilidad de generar inestabilidad, así como una clasificación de acuerdo con la complejidad geológica.

En la primera sección de pozo, las presiones anómalas son bastante bajas y se percibe un aumento hacia el final del olisto-melange. Las propiedades elásticas y mecánicas en este intervalo son bastante desfavorables, donde predominan las rocas deformables y de baja resistencia, con un aumento de la plasticidad de estas en la parte superior de Vega Alta. Estos factores combinados producen que aumente la CG al perforar entre los 1703 y 1781 m en la TVD, con algunas intercalaciones de rocas más competentes (baja CG).

En la segunda sección del pozo a partir de los 2162 m de TVD las presiones anómalas en los fluidos tienen a aumentar, mientras se logra definir mejor los intervalos que difieren en el comportamiento elástico-mecánico, que son producto de una sucesión de rocas limpias y arcillosas, estas últimas con Módulo de Young, Coeficiente de Poisson y Resistencia a la Compresión más desfavorables, lo que implica que son rocas plásticas deformables y de resistencia baja a media. Se identificaron dos intervalos de mayor complejidad ubicados entre 2220-2295 m y 2317-2347 m (TVD). En esta sección ocurrieron pérdidas de circulación en diferentes puntos, asociadas en su mayoría a facies carbonatadas, donde las presiones de poro eran ligeramente menores, dicho comportamiento podría deberse a la existencia de fracturas en estos intervalos. Además, es posible que durante la perforación el peso del lodo haya generado esfuerzos superiores al gradiente de fractura, lo que trae consigo la aparición de grietas y fisuras en la roca y el movimiento de los fluidos de perforación por estas.

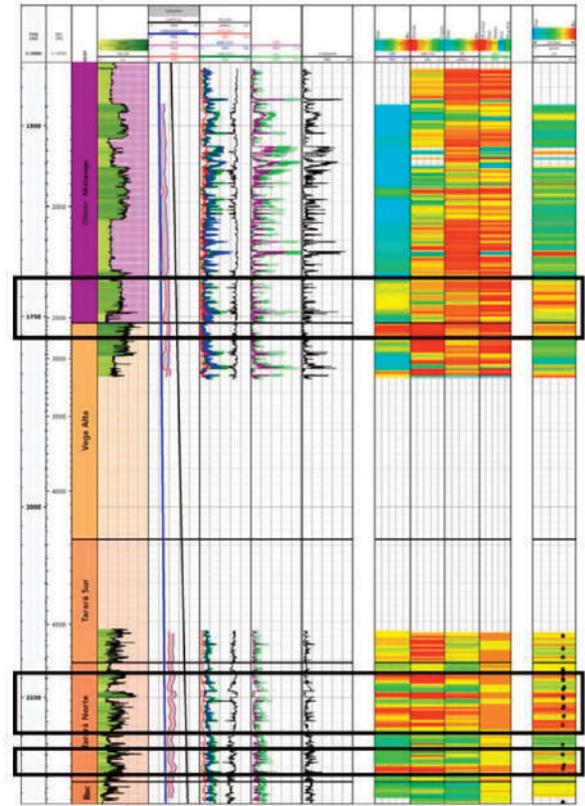


Figura 2. Parámetros geomecánicos y CG para el pozo BCL-300 Cont. st4. Los recuadros negros enmarcan las zonas más complejas. Pistas del registro: 1: Profundidad en TVD; 2: Profundidad en MD; 3: Formaciones geológicas; 4: Volumen de arcilla (VSH); 5: Esfuerzo vertical (SVERTICAL), presión de poro (PPRS), presión hidrostática (HYDROPRESSURE) y gradiente de fractura (FPRS); 6: Módulo de Young dinámico (YME), de cizalla (SMG), de compresibilidad (BMK) y coeficiente de Poisson (PR); 7: Resistencia a la compresión (UCS) y a la tensión (TSTR); 8: Cohesión (COHESION); 9-12: Clasificación para el DPP, YME_STA, S respectivamente; 13: Complejidad geológica (CG) y pérdidas de circulación (●).

◆ Pozo SMN-1000

De acuerdo con la clasificación propuesta, se identifican dos zonas con alta complejidad geológica. La primera se encuentra el olisto-melange, mientras la segunda se ubica entre la Fm. Vega Alta y el manto Tarará Sur.

La Figura 3 muestra los parámetros estimados para el pozo SMN-1000 y las zonas con mayor probabilidad de generar inestabilidad, así como una clasificación de acuerdo con la complejidad geológica. De izquierda a derecha se muestra:

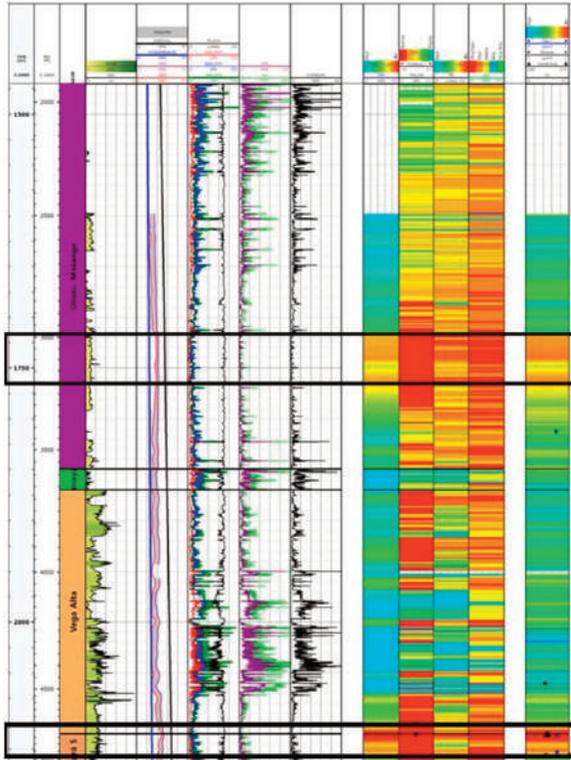


Figura 3. Parámetros geomecánicos y CG para el pozo SMN-1000. Los recuadros negros enmarcan las zonas más complejas. Las pistas siguen el mismo orden de la figura anterior excepto: 9-12: Clasificación para el DPP; YME_STA y empaques de la herramienta (●); PR; UCS respectivamente; 13: Complejidad geológica (CG), gas (●), inestabilidad (▲) y pérdidas de circulación (●).

En el corte se aprecia un predominio de rocas con muy baja a baja resistencia a la compresión, lo que implica que son rocas relativamente frágiles, acompañadas por módulos de Young muy bajos y coeficientes de Poisson elevados, que denota un comportamiento plástico y deformable. Las presiones anormales de los fluidos en las rocas del pozo se mantienen bastante bajas en casi toda la sección, con solo dos zonas con valores relativamente elevados en las que coinciden propiedades elásticas y mecánicas desfavorables, por

ende, son las zonas de mayor complejidad y se enmarcan entre los 1715 y 1763m TVD la menos profunda, mientras la segunda está entre 2099-2127 m TVD.

En la zona que se encuentra hacia el final del pozo se reportó inestabilidad durante la perforación, precisamente donde la variable CG muestra altos valores y la cohesión de la roca es muy baja. En este mismo punto se reportó presencia de gas, lo que indica las altas presiones de poro, las que podrían haber superado el peso del lodo. Además, a profundidades cercanas tuvo lugar empaques de la herramienta, los cuales coinciden con zonas deformables y rocas plásticas que provocan dicha situación. Las pérdidas de circulación se produjeron en las zonas de menores presiones anómalas por lo que tal vez la densidad del lodo generó esfuerzos superiores al gradiente de fractura. En el caso de la primera zona, donde no se reportó ningún problema, implica que fueron empleado los parámetros de perforación adecuados

◆ Pozo TAR-200

La Figura 4 muestra los parámetros estimados para el pozo TAR-200 y las zonas con mayor probabilidad de generar inestabilidad, así como una clasificación según la complejidad geológica.

En el pozo, las presiones de poro oscilan entre valores medios y bajos, estos valores no difieren mucho de los de Presión Hidrostática. Sólo hacia finales del corte se observan presiones anómalas. El Coeficiente de Poisson aumenta con el incremento de la profundidad hacia facies más arcillosas, lo que describe el comportamiento de rocas deformables. Excepto al inicio de la sección, los valores de Módulo de Young son relativamente bajos, inferiores a 5 GPa, que se asocian con rocas plásticas. Al evaluar el comportamiento de la resistencia, se observa cómo es ligeramente mayor en los primeros 1514 m (TVD), pero de forma general existen rocas frágiles de muy baja resistencia.

A pesar de que las propiedades elásticas y mecánicas son desfavorable, en conjunto dos zonas se destacan y se ubican entre 1645-1674 m (TVD) y la segunda desde 1692 a 1709 m de TVD. Para este pozo

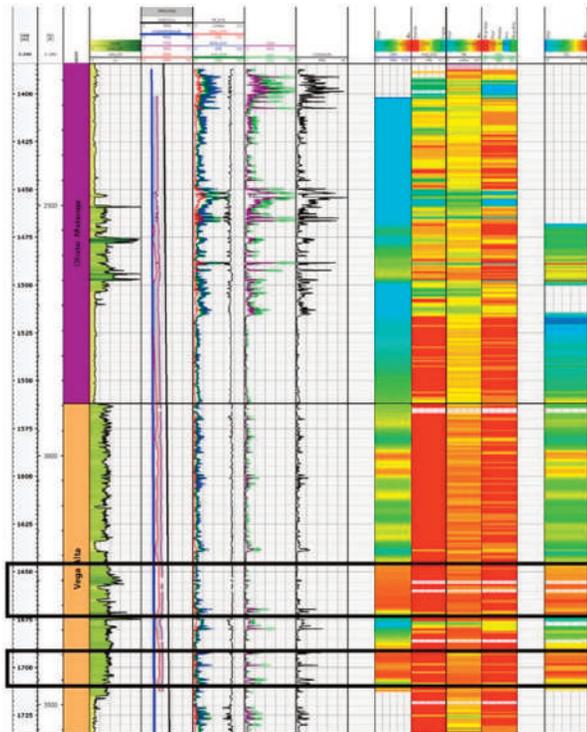


Figura 4. Parámetros geomecánicos y CG para el pozo TAR-200. Los recuadros negros enmarcan las zonas más complejas. Las pistas siguen el mismo orden de la figura anterior excepto: 13: Complejidad geológica (CG)

no se contaba con datos de incidencias durante la perforación.

Los datos interpretados hasta el momento, corresponden a los pozos independientes, con escalas ajustadas para resaltar las zonas de máximos y mínimos en cada caso (comparación relativa). Por esta razón, para poder comparar los resultados de los tres pozos en conjunto y eliminar la influencia de las diferentes escalas, se recalculó la variable CG a partir de la suma o resta y la normalización de 0 a 1 de YME, PR, DPP y UCS con los mínimos y máximos absolutos en los tres pozos.

La Figura 5 muestra la variable CG en los tres pozos, donde se mantienen las dos zonas señaladas para el pozo SMN-1000 con alta complejidad, principalmente la inferior, donde ocurrió la inestabilidad durante la perforación. El resto de las zonas se logran diferenciar, pero desde el punto de vista regional son de menor complejidad que las evidenciadas en el pozo

SMN-1000, lo que implica que las rocas aledañas a este pozo puedan ser menos competentes (baja CG)

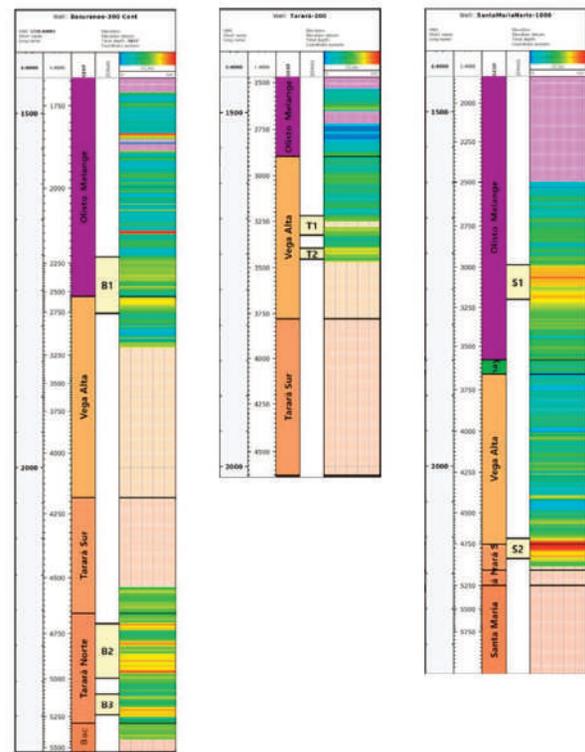


Figura 5. Complejidad geológica en los tres pozos. Los intervalos en la quinta pista corresponden a las zonas delimitadas previamente.

CONCLUSIONES

En el sector Bacuranao-Tarára, a partir de datos geomecánicos 1D, se identificaron siete zonas con mayor probabilidad de generar problemas durante la perforación, dos en el SMN-1000, tres en el BCL-300 Cont. st4 y dos en el TAR200, de las cuales una en el SMN-1000 y dos del BCL-300 Cont. st4 pudieron ser validadas al corroborarse durante la revisión de las operaciones en los pozos SMN-1000 y el BCL-300 Cont. st4, que presentaron complicaciones. Las citadas zonas están constituidas en su mayoría por rocas arcillosas, que se caracterizan por ser deformables y menos rígidas que las rocas limpias presentes, con valores de resistencia de muy baja a baja, lo que conduce a la fractura de la roca al superar estos parámetros. Las presiones de poro son anómalas en estos casos. En el área las rocas que representan

mayor complejidad geológica se encuentran alrededor del pozo SMN-1000 entre 2099 a 2127 m TVD correspondiente al manto Tarará Sur, mientras en el BCL-300 están ubicadas en el manto Tarará Norte.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Coates, G.R., Denoo, S.A.**, 1980, Log derived mechanical properties and rock stress. 21st Annual Logging Symposium, 1-12.
- Cavero, C.**, 2010, Análisis de métodos para la predicción de presión de poros aplicado a la estabilidad de pozos de perforación petrolera. En Escuela Profesional de Ingeniería Civil, Perú: Universidad Ricardo Palma, tesis de grado.
- Eaton, B.A.**, 1975, The equation for geopressure prediction from well logs. Society of Petroleum Engineers, 11.
- Martínez, L.E.**, 2019, Caracterización geomecánica de los reservorios carbonatados del Grupo Veloz del yacimiento Boca de Jaruco sobre la base petrofísica. En Departamento de Geociencias, Cuba: Universidad Tecnológica De La Habana “José Antonio Echeverría”, tesis de grado.
- Morales, C.**, 2008, Estudio litológico facial del sello en la Franja Norte de Crudos Pesados. Cuba: Universidad de Pinar del Río “Hnos. Saíz Montes de Oca”, tesis de Máster
- Morales, C., George De Arma, E., López, S., García, D., Creme, A., Ruíz, M.D., Laza, M., Alonso, A.**, 2014, Mineralogía de las rocas sello en la Franja Norte de Crudos Pesados. Revista CENIC Ciencias Químicas, (45), 120-129.
- Morales, R.H.**, 1993, Marcinew R.P. Fracturing of high-permeability formations: mechanical properties correlations”, SPE 26561.
- Ortiz, G.**, 2018, Estudios petrofísicos y geomecánicos de los depósitos carbonatados del Grupo Veloz, CEINPET.
- Plumb, R.A.**, 1994, Influence of composition and texture on failure properties of clastics rock. Eurock Rock Mechanics, Delft Netherlands.
- Portillo, M.C.**, 2011, Análisis geomecánico en pozos del Yacimiento C-Inferior VLC363, susceptibles a migración de finos. En Facultad de Ingeniería, Venezuela: Universidad del Zulia, tesis de Máster.
- Rossello, E.A., García-Sánchez, R.**, 2017, Trampas no convencionales asociadas con ofiolitas de la faja septentrional de hidrocarburos (La Habana-Matanzas, Cuba). Boletín de Geología, (39), 3.
- Terán, J.C.**, 2016, Acoplamiento de un modelo de flujo de fluidos y geomecánica con el análisis de estabilidad mecánica de pozos en yacimientos naturalmente fracturados. Aplicación a un caso colombiano.



Grupo Puerto Esperanza. Propuesta para su admisión en el Léxico Estratigráfico de Cuba

Evelio Linares Cala¹ y Yeniley Fajardo Fernández²

¹ *Ingeniero geólogo. Doctor en Ciencias Geológicas. Investigador Auxiliar. Centro de Investigación del Petróleo (Ceinpet). Churrucá, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. C.P. 12000. La Habana, Cuba. ORCID ID: ORCID 0000-0003-1246-602X. Correo E.: bello@ceinpet.cupet.cu.*

² *Licenciada en Geografía, Master en Negocios de Petróleo y Gas, Investigador Agregado. Centro de Investigación del Petróleo (Ceinpet). Churrucá, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. C.P. 12000. La Habana, Cuba. ORCID ID: ORCID 0000-0002-5686-6490. Correo E.: yeniley@ceinpet.cupet.cu.*

RESUMEN

Se sugiere al Léxico Estratigráfico de Cuba (LEC), validar el Grupo Puerto Esperanza, integrado por Rocas Calcáreas del Conjunto Petrotectónico (CPT), Rocas Carbonatadas de Aguas Someras y las del CPT Rocas Carbonatadas Pelágicas, del Dominio Paleogeográfico (DP) Margen Continental Norteamericano (MCN). La investigación se justifica, debido a que el Grupo Esperanza y la Formación Esperanza, no reflejan la realidad existente en la profundidad del norte de Pinar del Río. En las unidades mencionadas, se eluden las rocas del Calloviano tardío hasta el Kimmeridgiano, descritas en pozos petroleros y que afloran al sur, representadas por las unidades litoestratigráficas: formaciones Pan de Azúcar, El Sábalo, Jagua y el Miembro San Vicente de la Formación Guasasa, del CPT Rocas Carbonatadas de Aguas Someras.

Varios geólogos reconocieron esta omisión y la necesidad de separar en unidades las rocas carbonatadas pelágicas desde el Jurásico Superior Tithoniano hasta el Cretácico Inferior Barremiano, registradas en perforaciones profundas de la región. No obstante, no presentaron una nueva propuesta. En esta comunicación, se significan como Miembro El Americano,

Miembro Tumbadero, Miembro Tumbitas y la Formación Pons. Estos componentes son descritos con la precisión de edades, fundamentados por publicaciones recientes y cuando fue posible, comparándolos con algunos de CPT similares, reconocidos en los yacimientos gasopetrolíferos cubanos. El Miembro Pan de Azúcar, se elevó a la categoría de formación.

Palabras clave: Calloviano, pozos petroleros, Grupo Puerto Esperanza, unidades litoestratigráficas, rocas carbonatadas, yacimientos gasopetrolíferos.

ABSTRACT

It is suggested to the Cuban Stratigraphic Lexicon the validation of the Puerto Esperanza Group, made up of calcareous rocks from the Shallow Water Carbonate Rocks Petrotectonic Complex (CPT) and those of the Pelagic Carbonate Rocks CPT, from the North American Continental Margin Paleogeography Domain. The investigation is justified, because the Esperanza Group and the Esperanza Formation do not reflect the existing reality in the depth of the northern strip of Pinar del Río. In the aforementioned units, the rocks from the late Callovian to the Kimmeridgian were ignored,

described in oil wells and which also outcrop to the south, represented by the lithostratigraphic units: Pan de Azúcar, El Sábalo, Jagua formations and the San Vicente Member of the Formation Guasasa, from the Shallow Water Carbonate Rocks CPT. Several geologists recognized this omission and the need to separate into units the pelagic carbonate rocks from the Upper Jurassic Tithonian to the Lower Barremian Cretaceous, recorded in deep oil wells in the region. However, he did not present a new suggestion. In this proposition, they are separated as the El Americano Member, Tumbadero Member, Tumbitas Member, and the Pons Formation. These units are described, specifying their ages based on recent publications and, when possible, comparing them with some of the similar CPTs recognized in the Cuban gas-oil fields. The Pan de Azúcar Member was elevated to the training category.

Keywords: Callovian, oil wells, Puerto Esperanza Group, lithostratigraphic units, carbonate rocks, gas-oil fields.

RESUMO

Sugere-se o Léxico Estratigráfico Cubano para validar o Grupo Puerto Esperanza, formado por rochas calcárias do Complexo Petrotectônico de Rochas Carbonáticas de Águas Rasas (CPT) e as de Rochas Carbonáticas Pelágicas CPT, do Domínio Paleogeográfico da Margem Continental Norte-Americana. A investigação se justifica, pois o Grupo Esperanza e a Formação Esperanza não refletem a realidade existente no fundo da faixa norte de Pinar del Río. Nas referidas unidades, foram ignoradas as rochas do caloviano tardio ao kimmeridgiano, descritas em poços de petróleo e que também afloram a sul, representadas pelas unidades litoestratigráficas: Pan de Azúcar, El Sábalo, formações Jagua e o Membro San Vicente de a Formação Guasasa, das Rochas Carbonáticas de Águas Rasas CPT. Vários geólogos reconheceram essa omissão e a necessidade de separar em unidades as rochas carbonáticas pelágicas do Jurássico Superior Tithoniano ao Cretáceo Barremiano Inferior, registradas

em poços profundos de petróleo na região. No entanto, eles não apresentaram uma nova sugestão. Nesta proposição, eles são separados em Membro El Americano, Membro Tumbadero, Membro Tumbitas e a formação Pons. Estas unidades são descritas, especificando suas idades com base em publicações recentes e, quando possível, comparando-as com algumas das CPTs similares reconhecidas nos campos de petróleo de Cuba. O Integrante do Pan de Azúcar foi elevado à categoria de treinamento.

Palavras-chave: Caloviano, pocos de petróleo, Grupo Puerto Esperanza, unidades litoestratigráficas, rochas carbonáticas, campos de petróleo.

INTRODUCCIÓN

La última propuesta del LEC (Bernal y Gil, 2021), sugiere que la Formación Esperanza es susceptible de dividirse en otras unidades y eliminar su nombre. Las versiones del LEC (Franco *et al.*, 1992; 2013) describen la Formación Esperanza sin cambios. La atribuyen a Kuznetsov en: Shein *et al.*, (1980). Sin embargo, Kuznetsov denominó este conjunto rocoso Grupo Esperanza. Este geólogo reflexionó que, en la profundidad de la Unidad Tectonoestratigráfica (UTE) Esperanza, las rocas carbonatadas están imbricadas en más de un manto tectónico, cuyo espesor aparente supera los 4 000 metros. Los mantos se diferencian por la textura y estructura de sus rocas componentes. Segura *et al.*, (1985) describieron la sección carbonatada recristalizada y dolomitizada en disímiles grados, hasta constituir dolomías de mosaicos granoblásticos. Los investigadores atinaron a observar como diferente, un complejo de rocas que denominaron Formación San Ramón, con estratotipo en el pozo homónimo ente 110-3 634 m de profundidad, identificada también en el pozo Dimas 1 entre 330-3 800 m. Rocas similares se reconocen en los pozos Arroyos 1 y 2 y Río del Medio 1. La relación de fósiles permitió fechar esta formación entre el Tithoniano y Berriasiano Inferior. Quiere decir, que se trata sólo de una parte del Grupo Esperanza (en el sentido de Kuznetsov, 1980). En la actual propuesta constituye los Miembros El Americano y

Tumbadero de la Formación Guasasa. En el llamado «Libro Blanco» (SPT-Cupet, 1993), los autores observaron que, en las rocas carbonatadas del Grupo Esperanza, se describían fósiles del Jurásico Superior y Cretácico Inferior, que por aquel entonces eran atribuidos al grupo en cuestión. En ningún caso, reseñaron las rocas de facies de aguas someras que existen en los pozos petroleros de esta franja con edades del Calloviano tardío al Kimmeridgiano.

Cobiella-Reguera (2008) y Cobiella-Reguera y Oloriz (2009), reconocen que: «los cortes del Jurásico Superior–Paleoceno en la cordillera de Guaniguanico pertenecen al paleomargen mesozoico de América del Norte. Las rocas del paleomargen se presentan a todo lo largo del norte de Cuba y contienen sus principales yacimientos gasopetrolíferos» En adición opinan que ... «por tanto, estructuralmente, las capas de la Sierra del Rosario y la Zona Esperanza ocupan la misma posición. Cobiella-Reguera ha publicado varias columnas que contienen una interpretación de varios pozos de la UTE Esperanza, realizadas a partir de los datos litológicos y paleontológicos aportados en las descripciones de los núcleos de las perforaciones. Éstas le permitieron distinguir la presencia de varias unidades típicas del corte de la cordillera de Guaniguanico (formaciones San Cayetano, Artemisa, El Sábalo, Polier, entre otras). Cobiella-Reguera (2008), reflexiona sobre la similar posición estructural y la buena correlación litoestratigráfica que le permiten considerar a la Zona Esperanza (UTE La Esperanza), como la prolongación occidental de la Sierra del Rosario (Pszczolkowski, 1999; Cobiella-Reguera, 2000). Sin embargo, los autores no propusieron integrar las formaciones del Jurásico Superior y del Neocomiano, en una unidad litoestratigráfica de categoría superior, que es el tema que se está tratando.

Hacia el este, se ubican los pozos Esperanza (deberán ser llamados Puerto Esperanza), donde el denominado Grupo Esperanza (Kuznetsov, 1980), presenta variaciones faciales, significándose la disminución de los componentes terrígenos en las rocas, con predominio de calizas y presencia de niveles de dolomías con anhidritas secundarias por fracturas. El reestudio de los

pozos profundos del norte de Pinar del Río, desde el poblado de Puerto Esperanza hasta Arroyos de Mantua, permite proponer la validación de una nueva unidad litoestratigráfica con el nombre Grupo Puerto Esperanza, para incluirla en el LEC. Esta unidad, congregaría las unidades litoestratigráficas Formación Esperanza (LEC) y el Grupo Esperanza (Kuznetsov, 1980) invalidándolas, al tener en cuenta en el nuevo grupo, el total de rocas del CPT de Rocas Carbonatadas Pelágicas y el CPT de Rocas Carbonatadas de Aguas Someras, ambos del DP del Margen Continental Norteamericano (MCN). De manera que, de aguas someras, se describen las formaciones Pan de Azúcar (redefinida por Fernández-Carmona, 1998), Jagua, El Sábalo y el Miembro San Vicente de la Formación Guasasa (comparable con los paquetes IV y V de la Formación Cifuentes de la Franja Noroccidental de Hidrocarburos de Cuba (FNHC). Así, el nuevo grupo reúne las rocas carbonatadas, carbonatado-terrágenas y terrígenas, desde el Jurásico Medio Calloviano tardío hasta el Aptiano, con el nombre Grupo Puerto Esperanza, igual al de los pozos generadores del apelativo. La propuesta del nuevo grupo, considera junto con las rocas del CPT Rocas Carbonatadas de Aguas Someras, las rocas de las unidades mal definidas Formación Esperanza y Grupo Esperanza, que se corresponden al CPT Rocas Carbonatadas Pelágicas de las unidades litoestratigráficas: Miembros El Americano, Tumbadero y Tumbitas de la Formación Guasasa y la Formación Pons.

MATERIALES Y MÉTODOS

Fueron fundamentales los análisis de varios mapas geológicos a diferentes escalas y el empleo de una voluminosa bibliografía e informes geológicos sobre la estratigrafía de la región. Se destacan los mapas geológicos de la República de Cuba a escalas 1: 500 000 (Linares *et al.*, 1985) y 1: 250 000 (Albear *et al.*, 1988) con sus textos explicativos. Se empleó el Libro Estratigrafía de las zonas petroleras de la República de Cuba (Linares *et al.*, 2022) y el texto explicativo al Mapa de DP y CPT de la República de Cuba a escala 1: 500 000 (Linares y Fajardo, 2023). Se estudiaron las versiones del LEC (Franco, 1992 y 2013 y Bernal-Gil,

2021), para verificar el estado de las unidades que se incluyen en la propuesta del grupo, su existencia o no, la edad y las rocas que componen las mismas. De esta manera, se procedió a las comparaciones que fijaron las conclusiones. Se examinan decenas de artículos sobre la estratigrafía de la región de varios geólogos del grupo Cuba-Polonia (1975-2009), los levantamientos geológicos a escalas medias realizados entre 1969-1991 (Martínez *et al.*, 1991 entre otros) y las publicaciones y trabajos temáticos del Centro de Investigación del petróleo (1980-2009) y de otros investigadores del Servicio Geológico Cubano (SGC). La metodología de la Terrenoestratigrafía (Longoria, 1993), fue la base para los análisis estratigráficos que permitieron asignar las rocas de este grupo al DP del MCN y los diferentes CPT. Se analizaron columnas estratigráficas de los pozos: Caridad 4; Cayajabos 3; Dimas 1; Chacón 1; Chacón 1-X; Chacón 2; Los Arroyos 1; Martín Mesa 1; Martín Mesa 2; Martín Mesa 3; Pinar 1; Pinar 2; Puerto Esperanza 1; 2 y 3; Río del Medio 1 y San Ramón 1.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se pretende repasar los nombres Esperanza, Grupo Esperanza, La Esperanza y sus connotaciones tectónicas y estratigráficas. El nombre Esperanza se ha empleado unas veces como apelativo tectónico: Unidad Tectono-Estratigráfica La Esperanza, Zona Estructuro-Facial La Esperanza o para unidades litoestratigráficas: Grupo Esperanza (Kuznetsov: en Shein *et al.*, 1980) o Formación Esperanza (LEC, Franco *et al.*, 1992, 2013). La UTE La Esperanza (SPT-Cupet, 1993), en sus inicios se denominó Zona Estructuro-Facial La Esperanza (Piotrowska, 1972). Comprende rocas en su mayoría de los DP del Prerift, Synrift y Drifting, a las que se han superpuesto mantos tectónicos del CPT Asociación Ofiolítica del DP Corteza Oceánica. Al DP del Drifting se asigna el Grupo Esperanza (Kuznetsov en Shein *et al.*, 1980), que es una unidad litoestratigráfica poco definida. Hasta el presente, se han propuesto dentro del grupo, las formaciones Castellanos, Esperanza y San Ramón, pero estas dos últimas con poca diferencia, son equivalentes. La edad del nuevo Grupo

Puerto Esperanza, se propone como Calloviano tardío-Albiano. La Formación Castellanos, se incluye en el DP del Synrift, considerándola transicional entre las rocas de este Dominio y las del DP del Drifting (MCN). El Grupo Puerto Esperanza sería entonces, representante del DP Drifting y sus CPT de Rocas Carbonatadas de Aguas Someras y Pelágicas.

Unidades Litoestratigráficas del Grupo Puerto Esperanza

Las rocas que integran el Grupo Puerto Esperanza, están descritas en partes del Grupo Esperanza (Kuznetsov, 1980) y otras que no se consideraron del intervalo Calloviano tardío-Kimmeridgiano. Su nombre proviene de los pozos petroleros Puerto Esperanza 1 y Puerto Esperanza 2, perforados en las cercanías del poblado Puerto Esperanza, provincia de Pinar del Río. Como área tipo se reconoce la región noroeste de la provincia de Pinar del Río, en una faja estrecha limitada por fallas profundas que la separa de la Sierra de los Órganos y que se extiende desde el poblado de Arroyos de Mantua hasta Puerto Esperanza, al ser el elemento principal de la UTE La Esperanza. Estas rocas, forman porciones del DP MCN que aquí consta de dos CPT: el de Rocas Carbonatadas de Aguas Someras y el de Rocas Carbonatadas Pelágicas. Al primer CPT corresponden las formaciones Pan de Azúcar, El Sábalo, Jagua y El Miembro San Vicente de la Formación Guasasa. Al segundo, los miembros El Americano, Tumbadero y Tumbitas de la Formación Guasasa y la Formación Pons (**Tabla 1**).

Formación Pan de Azúcar

Es la formación más antigua del Grupo Puerto Esperanza. El nombre Azúcar con el rango de formación, fue propuesto por Hatten *et al.* (1957) y redescrita por Puszczólkowski *et al.*, (1975), con el rango de miembro de la Formación Jagua. El patronímico proviene del mogote Pan de Azúcar en el municipio Minas de Matahambre, en cuyo flanco suroeste afloran sus rocas. De forma diferente analizó el Miembro Pan de Azúcar, Fernández-Carmona (1998), el que consideró que las rocas de este miembro, marcan la sedimenta-

ÉPOCA	EDAD/PISO	UTE ÓRGANOS		UTE LA ESPERANZA
CRETÁCICO INFERIOR	APTIANO	GRUPO PUERTO ESPERANZA	FORMACIÓN PONS	FORMACIÓN PONS: POZOS PINAR 1, DIMAS 1 (4 MANTOS TECTÓNICOS)
	BARREMIANO			
	HAUTERIVIANO			
	VALANGINIANO			
	BERRIASIANO			
JURÁSICO SUPERIOR	TITHONIANO	FORMACIÓN GUASASA	MIEMBRO TUMBITAS	POZO PINAR 1 (532-840 m, 2 790-3 080 m, 3 440-3 680 m)
	KIMMERIDGIANO		MIEMBRO TUMBADERO	POZOS SAN RAMÓN 1, LOS ARROYOS 2, RÍO DEL MEDIO 1 Y PUERTO ESPERANZA
			MIEMBRO EL AMERICANO	MIEMBRO EL AMERICANO: POZOS SAN RAMÓN 1, LOS ARROYOS 1 Y 2, RÍO DEL MEDIO 1, DIMAS 1 (4 MANTOS TECTÓNICOS), PINAR 1 (2 MANTOS TECTÓNICOS), PUERTO ESPERANZA 1 Y 2
			MIEMBRO SAN VICENTE	MIEMBRO SAN VICENTE: POZOS ESPERANZA 2 Y 3, PINAR 1, SAN RAMÓN 1, DIMAS 1, LOS ARROYOS 1 (4 MANTOS TECTÓNICOS) Y RÍO DEL MEDIO 1
JURÁSICO MEDIO	OXFORDIANO	FORMACIÓN EL SÁBALO	FORMACIÓN JAGUA	
			MIEMBRO PIMIENTA	RÍO DEL MEDIO 1
			MIEMBRO JAGUA VIEJA	RÍO DEL MEDIO 1
			MIEMBRO ZACARÍAS	RÍO DEL MEDIO 1
			FORMACIÓN PAN DE AZÚCAR	FORMACIÓN PAN DE AZÚCAR: POZO PUERTO ESPERANZA 2, SAN RAMÓN 1, RÍO DEL MEDIO 1

Tabla 1. Unidades del Grupo Esperanza, norte de Pinar del Río.

ción de carbonatos en el régimen de deriva (DP Rifting), que comenzó entre el Calloviano tardío – Oxfordiano temprano y elevó esta unidad a la categoría de formación de acuerdo con Hatten *et al.* (1957). Según su opinión, se fecha en base a la ocurrencia de *Coniscospirillina basilliensis*, ammonites, braquiópodos y pelecípodos. La Formación Pan de Azúcar es retomada por los investigadores del Centro de Investigación del Petróleo (Fernández-Carmona, 1998; López-Rivera, 1997; Linares, 2003, 2011, 2022, 2023), por su importancia para la búsqueda de hidrocarburos, pues ella se homologa con la Formación Smackover del este de Texas y norte del Golfo de México, conocida generadora del petróleo. La Formación Pan de Azúcar, en el sentido empleado por Fernández-Carmona (1998), coincide por sus componentes litológicos, con la Formación Azúcar propuesta por Hatten *et al.* (1957) y la Formación Pan de Herrera (1961). Fernández-Car-

mona reconoce el mismo estratotipo situado en la ladera suroccidental del mogote Pan de Azúcar. Linares (en Mormil *et al.*, 1980), estudió un excelente afloramiento de las rocas de esta unidad en las coordenadas Lambert X: 208 200 Y: 313 250 (EL-5800-80). Coordenadas Geográficas: N=22° 37' 22.08" W=83° 50' 19.13", en el sitio exacto estudiado por Hatten en 1957 (Figuras 1 y 2). Las condiciones de la sedimentación se infieren por las siguientes microfacies: pelecípodo-equinoderma, de pelecípodos y gasterópodos, de algas y pelecípodos, de pelecípodos y peloides y bioclástica-oolítica. Los autores citados, concluyeron que las calizas bioclásticas y las coquinas del Miembro Pan de Azúcar, fueron depositadas a una profundidad que oscilaba desde unos pocos metros hasta varias decenas entre las áreas de sedimentación arcilloso-aleurítica y arenosas en la proximidad de algunos bancos de arenas oolíticas.

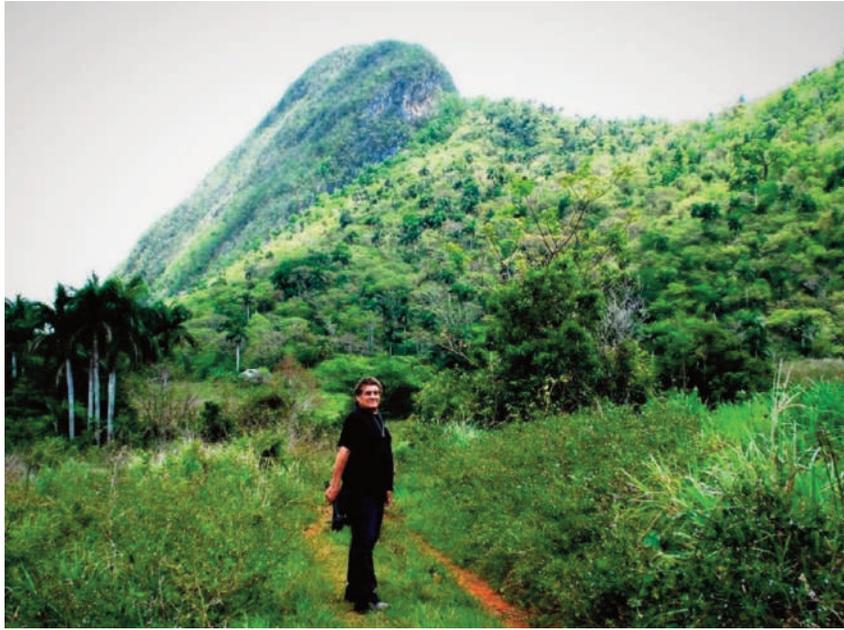


Figura 1. Mogote Pan de Azúcar, municipio Minas de Matahambre, Pinar del Río



Figura 2. Formación Pan de Azúcar en su localidad tipo. Calizas conchíferas, municipio Minas de Matahambre, provincia de Pinar del Río

Formación Pan de Azúcar en la UTE La Esperanza

En el Grupo Esperanza original, no se incluyeron las rocas del Oxfordiano-Kimmeridgiano. Estos pisos están bien representados en los pozos petroleros, razón para proponer el nuevo Grupo Puerto Esperanza. Se revelan pocos afloramientos de estas rocas en la franja Puerto Esperanza-Arroyos de Mantua. En una de las perforaciones que da nombre a la unidad, el Puerto Esperanza, 2, yace un manto sobrecorrido de edad Kimmeridgiano sobre la Formación San Cayetano, entre 1 750 y 2 410 metros. Rocas similares afloran muy cerca

hacia el sur, pertenecientes al Miembro San Vicente de la Formación Guasasa. Estas, se atribuyen al CPT Rocas Carbonatadas de Aguas Someras. De manera que, se propone invalidar la Formación Esperanza del LEC (Franco *et al.* 1992 y 2013), debido a que el conjunto de las rocas de la actual Formación Esperanza, consta en su totalidad de rocas del CPT Rocas Pelágicas que afloran en las sierras de Los Órganos y pertenecen a varias formaciones litoestratigráficas, que serán descritas. En la parte inferior de algunos pozos, se han reportado fósiles representativos de un paleo-

ambiente de mares someros (pozo San Ramón, Núcleo 21), evidenciado por fragmentos de algas y representantes de la familia Miliolidae, también en el Núcleo 42 (3 154-3 157m) espinas de Equinodermos y Textuláridos en el núcleo 39 (2 937-2 940 m).

Segura-Soto *et al.* (2002), por estudios de los pozos del norte de Pinar del Río, establecieron el Kimmeridgiano basados en la presencia de ejemplares de Favreinas. En los pozos Puerto Esperanza 2 y 3 está fechado el Kimmeridgiano, por varios núcleos. También en los pozos San Ramón 1, Dimas 1 y Los Arroyos 1. (filas de pozos de Pinar del Río). Las denominaciones Zona La Esperanza (Piotrowska, 1972) y UTE La Esperanza (SPT-Cupet, 1993), se empleará en esta comunicación sólo para facilitar la ubicación geográfica y connotación tectónica, porque no existen diferencias sustanciales con la UTE Sierra de Los Órganos y Sierra del Rosario, al considerar la composición de las rocas del MCN y las de otros DP y su correspondiente CPT Cobertura Orogénica del MCN (Linares, 2003, Cobiella, 2008 y Cobiella y Oloriz, 2009). Probablemente, la ubicación paleogeográfica de las unidades de la UTE Esperanza, se ubicaban cercanas al Bloque Yucatán, más alejadas de las partes profundas de Proto-Caribe, lo que explicaría por qué sus rocas muestran mayor contenido de elementos terrígenos componentes de las rocas carbonatadas. En el pozo Río del Medio 1, desde 1 195 hasta 4 480 metros de profundidad final (3 285 metros), se registró un corte de rocas del MCN donde están incluidas las formaciones Pan de Azúcar y Jagua, el Miembro San Vicente, además de las del CPT de Rocas Carbonatadas Pelágicas del Tithoniano y Neocomiano.

Formación El Sábalo

En Cuba Occidental se registran varios cortes de mafitas jurásicas. El caso más conocido es el de la Formación El Sábalo (Pszczolkowski, 1989). Pszczolkowski basándose en nuevos resultados que le permitían establecer la posición litoestratigráfica y edad de la misma, propuso reconocerla como una unidad formal con el nombre El Sábalo. La unidad está constituida por diabasas y basaltos con intercalaciones de espesor variable

de sedimentos carbonatados y siliciclásticos. A partir de su contenido de fósiles y posición estratigráfica bajo la Formación Artemisa y sobre la Formación San Cayetano (parte alta), la Formación El Sábalo es fechada con edad Calloviano tardío–Oxfordiano, con más probabilidad Oxfordiano tardío. En la parte norteña de la provincia de Pinar del Río, se han descrito rocas efusivas básicas, en mayor cantidad basaltos afíricos e hialobasaltos.

Formación Jagua

La Formación Jagua se expone en los alrededores del caserío La Jagua Vieja y toma su nombre del mogote homónimo apocopado, en la Sierra de Los Órganos, provincia de Pinar del Río (**Figura 3**). Incluye los miembros: Zacarías, Jagua Vieja y Pimienta. Judoley y Furrázola (1968), situaron a la Formación Jagua en todo el Oxfordiano, al describir varios géneros de macrofauna en mayor cuantía restos de peces, reptiles y numerosos ammonites. Una descripción más formalizada y amplia, se realizó por varios autores de trabajos de cartografía geológica de la provincia de Pinar del Río, quienes llamaron Formación Jagua a los depósitos calcáreos y arcilloso arenosos, que se disponen entre las formaciones San Cayetano y Guasasa. (Pszczolkowski *et al.*, 1975). De acuerdo con sus datos, la Formación Jagua consiste en esencia de micritas grises y negras, calizas margosas, areniscas y argilitas, agrupadas en cuatro conjuntos litológicos diferentes que les permitió identificar cuatro miembros: Pan de Azúcar, elevado a categoría de formación por Fernández-Carmona (1998), Zacarías, Jagua Vieja y Pimienta. El miembro Pan de Azúcar es considerado en esta investigación, como formación y se describen por separado los miembros Zacarías, Jagua Vieja y Pimienta. El espesor alcanza hasta los 160 m. En la Leyenda Zonal del Mapa Geológico de la República de Cuba escala 1: 500 000 (Linares *et al.*, 1985), situaron a la Formación Jagua en el Oxfordiano y su cartografía geológica está en la Hoja No. 1 de dicho mapa, también con esta edad se dibuja en la Hoja 10(F 17-5) del Mapa Geológico 1: 250 000 de la Academia de Ciencias de Cuba (Albear *et al.*, 1988).



Figura 3. Mogote Jagua Vieja. En la base se exponen micritas grises y negras, calizas margosas, areniscas y argilitas bien estratificadas. En la parte alta afloran calizas masivas del Miembro San Vicente de la Formación Guasasa.

Miembro Zacarías

De modo informal, estas rocas fueron nombradas «Esquistos rojos Zacarías» y publicadas por De la Nuez, 1974. Se desarrollan en los alrededores de Laguna de Piedra, teniendo su perfil tipo en el mogote Zacarías, Coordenadas Lambert: X: 223 750, Y: 316 650 Hoja topográfica: ICGC(GeoCuba), Consolación del Sur (3483 I). Como miembro de la Formación Jagua, fue propuesto por Wierzbowski en: Pszczólkowski *et al.*, 1975 y descrito con toda formalidad por Wierzbowski, 1976. El nombre proviene del mogote Zacarías, situado 5 km al norte-noreste del poblado de Viñales, municipio de Viñales, provincia de Pinar del Río.

Desde el punto de vista litológico incluye esquistos arcillosos, de color rojizo en la superficie, cubiertos de forma concordante por el miembro Jagua Vieja. Tiene intercalaciones de coquinas y limolitas. Como fósiles índices se han descrito numerosas impresiones mal conservadas de Ammonites de los géneros *Ochetoceras* y *Perisphinctes*, *Pelecípodos* de los géneros *Liostrea*, *Excogyra*, *Plicatula* y *Ostrea* de edad Jurásico Superior (Oxfordiano Medio). Existen también algunas piezas de maderas fosilizadas. Se depositó en un ambiente de plataforma marina, cercano a un delta. El espesor oscila entre 30 y 40 m.

Miembro Jagua Vieja

Este miembro fue propuesto por Herrera en 1961, el que lo reconoció en la parte media de la Formación Jagua y con posterioridad fue redescrito por Myczynski en: Pszczólkowski *et al.*, (1975). El miembro toma el mismo nombre que la formación y proviene del mogote La Jagua Vieja (**Figura 4**), ubicado a 10 km al noreste del pueblo de Viñales, provincia de Pinar del Río en las inmediaciones de cuya elevación está el holoestratotipo en las Coordenadas Lambert X: 227 850, Y: 321 300 Hoja topográfica: ICGC(GeoCuba) La Palma, 3484 II. Se desarrolla sólo en la Sierra de los Órganos, provincia de Pinar del Río.

Agrupación micritas, estratificadas de forma muy fina, oscuras, casi negras y en ocasiones gris azulosas, fuertemente bituminosas, con intercalaciones de esquistos arcilloso-margosos de color carmelitoso grisáceo, con concreciones calcáreas que contienen abundantes ammonites, a veces peces, *pelecípodos* y restos leñosos. Yace de forma concordante sobre la Formación Pan de Azúcar y el Miembro Zacarías. Está cubierto de forma concordante por el Miembro Pimienta. Como fósiles índices se describen los siguientes: *Cubaochetoceras* sp., *Discosphinctes* spp., *Euaspidoceras* sp., *Glochiceras* sp., *Ochetoceras* spp., *Perisphinctes* spp., *Vinalesphinctes* spp., Bivalvos: *Liostrea* sp., *Neocrassina* sp. Edad: Jurásico Superior (Oxfordiano Medio). Sus rocas se depositaron a una

profundidad que no excedía los 100 m, en condiciones de reducción y en las proximidades de la línea de la costa. El espesor es de alrededor de 60 metros.

Miembro Pimienta

Este miembro fue distinguido por Herrera, (1961) y redescrito con posterioridad por Pszczólkowski en: Pszczólkowski *et al.*, (1975). Ocupa la parte superior de la Formación Jagua. Toma el nombre del caserío La Pimienta, al sureste de la Sierra de Cabezas, provincia de Pinar del Río, al tener su Holoestratotipo en un corte al noroeste del caserío de Cabezas, Coordenadas Lambert: X: 202 750, Y: 298 000, Hoja topográfica: ICGC (GeoCuba) Sumidero, 3483-III. Se desarrolla en la Sierra de los Órganos, provincia de Pinar del Río. De forma litológica, agrupa micritas bien estratificadas, de color gris-azuloso a casi negras. En

ocasiones se presentan finas intercalaciones de esquistos arcilloso-margosos de color gris carmelitoso. En la base, las calizas son finas y de modo regular estratificadas en capas de hasta sesenta centímetros mientras en la parte alta del miembro, pasan a calizas oscuras de estratificación media a gruesa, alcanzando en algunas zonas espesores de dos a cuatro metros. En las calizas existe poco material terrígeno. El Miembro Pimienta, yace de forma concordante sobre los miembros Jagua Vieja y Zacarías. Está cubierto discordantemente por la conglobrecha basal del Miembro San Vicente de la Formación Guasasa (**Figuras 4 y 5**). Myczynski (1976), describió algunos ammonites en esta unidad y existen microorganismos planctónicos en sus calizas. Se distinguen: *Globochaete alpina*; los ammonites: *Glochiceras* sp., *Ochetoceras* spp., *Euaspidoceras* spp., *Cubaspidoceras* sp., *Mirosphinctes* spp., *Lame-*



Figura 4. Contacto entre el Miembro Pimienta de la Formación Jagua (parte señalada en rojo) y el Miembro San Vicente de la Formación Guasasa. Debajo el Miembro Pimienta y arriba las calizas masivas y cavernosas del Miembro San Vicente. Mogote occidental de la Puerta del Ancón, Sierra de Viñales, Pinar del Río.



Figura 5. Calizas estratificadas del Miembro Pimienta bajo la brecha basal del Miembro San Vicente, Localidad *mogote occidental de la Puerta del Ancón, Sierra de Viñales, Pinar del Río.*

llaptychus sp. La edad es Jurásico Superior (Oxfordiano Medio-Superior), depositado en una cuenca marina. Pudiera alcanzar un espesor de 60 metros.

Miembro San Vicente de la Formación Guasasa

En el Kimmeridgiano se describe el miembro San Vicente de la Formación Guasasa que se compone de rocas carbonatadas de una facies marina con profundidades someras entre 50 y 100 metros. Con la categoría de miembro de la Formación Guasasa fue propuesto por Herrera (1961). Una redescipción se hizo por Myczynski en: Pszczólkowski *et al.*, (1975,). Años más tarde, este conjunto carbonatado se incluyó en la Formación Viñales del Grupo homónimo, propuesto por Judoley en: Linares-Cala *et al.*, (1985). El corte típico de esta unidad está ubicado en el extremo suroccidental de la Sierra La Guasasa, a unos 4 km al norte del centro del poblado de Viñales, provincia de Pinar del Río.

Hasta que se reportaron por primera vez rocas neríticas de plataforma interna, en la parte baja de la Formación Cifuentes (Fernández-Carmona, 1998), se creía que el miembro San Vicente, era el único representante de tal paleoambiente en el Kimmeridgiano de Cuba. Excelentes exposiciones del miembro San Vicente se ubican en la margen oriental de la Sierra de San Vicente en forma de enormes mogotes (**Figura 6**). Este miembro congrega calizas grises claras hasta negras, con estratificación masiva o en capas gruesas, por lo general carsificadas. Entre la Formación Jagua y el miembro San Vicente, existe una brecha calcárea sedimentaria, que sirve de horizonte de separación (**Figura 6**). En el pozo Pinar 1, perforado en el valle de Pons, las rocas del miembro San Vicente fueron encontradas en ocho intervalos: 1. Wackestone de oolitas y peloides (5 055-5 200 m), que evidencia la secuencia marina somera del paquete que le sucede. Abunda Favreina salevensis. 2. Grainstone Packestone / Grainstones y escasos Mudstones calcáreos (4 380 - 5 055 m), con anhidrita y yeso. Consta además de dolomías. Abunda Favreina salevensis, aparecen abundantes fragmentos de moluscos, gasterópodos, bivalvos y placas de equinodermos. Son rocas de am-



Figura 6. Mogotes del Miembro San Vicente de la Formación Guasasa. Sierra de San Vicente

biente somero, estratificación masiva que testimonia una alta velocidad de deposición y energía de alta a moderada. 3. Mudstones calcáreos – arcillosos (4 265 - 4 380 m). Escasos fósiles. La energía disminuye, restricción del medio en condiciones anóxicas. 4. Calizas dolomíticas y dolomías (4 088-4 265 m). La biota fundamental son Favreinas mal conservadas. Ambiente Plataforma Interna, carbonatada, de aguas muy someras. Alta velocidad de sedimentación. Temperaturas tropicales. Ambiente no favorable para materia orgánica. Estos son los paquetes inferiores. Los superiores son: 5. Mudstone calcáreo – arcilloso (1 870-2 045 m), de ambiente somero bien protegido. 6. Wackestone / Packestones, Grainstones con peloides, intraclastos y bioclastos (1 550-1 870 m). Los fósiles son más abundantes, caracterizados por Favreina joukowsky. También es de aguas someras. 7. Mudstones, Wackestones / Packestones con peloides y bioclastos (1 035-1 550 m). Fauna fósil Favreina joukowski, energía más baja. 8. Mudstones / Wackestones (875-1 035 m). Velocidad de sedimentación moderada, energía baja, indica una cuenca más abierta. Se fija la edad Kimmeridgiano del Miembro San Vicente por Favreina joukowsky y Favreina salevensis. La profundidad del mar oscilaba entre 20-50 metros (aguas someras).

Formación Guasasa, Miembro El Americano

A principios del Tithoniano ocurrió un aumento del nivel del mar en Proto - Caribe, evidenciado por la deposición de carbonatos pelágicos con radiolarios, *Chitinoidea* sp., *Saccocoma* sp., cámaras embrionarias de ammonites, *Globochaete alpina*, que sugiere una profundidad de deposición superior a 100 metros, en ambiente desde nerítico externo a batial, en condiciones anóxicas, que se manifiestan por la conservación de una fina estratificación, ausencia casi total de fósiles bentónicos, abundancia de pirita y materia orgánica singenética, por lo que resultan rocas madre generadoras de petróleo. Esto fue un episodio a escala global. Sin embargo, en algunas zonas todavía se conservaron condiciones de depósitos someros, lo que se demuestra en singulares afloramientos de las sierras de Los Órganos y del Rosario. En la UTE Sierra de Los Órganos las rocas tithonianas están representadas por el miembro El Americano de la Formación Guasasa.

Los depósitos del miembro El Americano están determinados en el pozo Pinar 1 en los intervalos 3 080 - 3 245 m y 3 660 - 4 088 metros. En el núcleo 64 del pozo Pinar 1 (3 748-3 753 m), se determinaron Calpionélidos que pertenecen a la zona Crassicollaria por su asociación con *Saccocoma* sp. Las rocas del miembro El Americano son comparables a los «paquetes I, II y III» de la Formación Cifuentes (Linares, 2003, 2023). Segura-Soto, describió el miembro El Americano en el pozo Pinar 1 (Jiménez-Brunet, 1988, Linares-Cala, 2003, Linares-Cala *et al.*, 2011, 2022 y 2023) en dos mantos. De abajo hacia arriba, describe un paquete litológico: wackestone / packstone de bioclastos gruesos con escasos intraclastos (3 660-4 088 m), presencia eventual de mudstones calcáreos arcillosos y floestone / rudstones de bioclastos muy gruesos. Hay bandeamiento horizontal muy fino y abundan los radiolarios. Sugiere una lenta circulación de las aguas, poca presencia de oxígeno y pirita que comprueban la clasificación del medio ambiente anóxico. Es buena roca madre por su contenido de materia orgánica. La estratificación laminar demuestra disminución de la velocidad de sedimentación. La abundancia de *Saccocoma* sp. unida con restos de *Aptychus* sp., testimonia a favor

de un ambiente de plataforma externa entre 50 y 200 metros, porque estos microorganismos caracterizan facies transicionales someras a profundas, como ocurrió del Kimmeridgiano hacia el Tithoniano temprano.

Otro paquete del Tithoniano se distingue entre los núcleos 47 al 52. Son packstone / rudstones de bioclastos gruesos y peloides (3 145-3 245 m); wackestones/packstones de bioclastos finos y peloides (3 080-3 145 m). La litología predominante revela una energía baja con abundantes moldes recristalizados de radiolarios (parte alta del miembro El Americano) y *Saccocoma* sp. con eventuales ocurrencias de *Cadosina fusca*, esta define la edad Tithoniano, ya que la especie no baja al Kimmeridgiano.

Formación Guasasa Miembro Tumbadero

La litología diagnóstica consiste en micritas y biomicritas con frecuencia laminadas, bien estratificadas (0.1 - 0.3 metros) y calcilitas con intercalaciones de pedernal negro. El Miembro Tumbadero, aflora en varias secciones de las sierras de Viñales, Guasasa, San Vicente, del Infierno y Guacamaya entre otras. En la localidad Hacienda El Americano, el espesor del miembro alcanza cerca de 40 metros, mientras en otras secciones oscila entre 20-50 metros. Los fósiles más notables son calpionélidos de los géneros *Calpionella* y *Calpionellopsis* que fijan la edad Berriasiano. En la Hacienda El Americano, se observa el tránsito gradual del Jurásico Superior Tithoniano al Cretácico Inferior Neocomiano. En la Sierra de San Vicente se han descrito los fósiles: *Calpionella alpina* Lorenz, *Tintinnopsella* sp., *Calpionellopsis oblonga*/Cadish, *Amphorellina* sp. En la Hacienda El Americano se relacionan, además: *Calpionella* elíptica Cadisch, *Tintinnopsella carphatica*/Murg. y Filip./. En la Sierra del Infierno hay *Crassicollaria brevis* Remane, *Remaniella cadischiana*/Colom, *Remaniella dadayi* Knauer, *Calpionellopsis simplex*/Colom.

Formación Guasasa Miembro Tumbitas

El nombre procede de la localidad Tumbitas situada a unos 6 km al sur del poblado de La Palma, provincia de Pinar del Río. Esta unidad litoestratigráfica ha sido distinguida en la parte superior de la Formación Guasasa,

sobre los depósitos del Miembro Tumbadero. La sección tipo está en la hacienda El Americano. Consta de biomicritas grises claras y oscuras, hasta negras, bien estratificadas, donde se observan fenómenos de bioturbación, lo que causa que las rocas con frecuencia estén moteadas. A diferencia del miembro Tumbadero aquí no hay pedernales. Como ocurre en el miembro subyacente, en esta unidad los ammonites están mal conservados y apenas se observan. Sin embargo, los calpionélidos son abundantes. De acuerdo con los estudios de Fernández-Carmona (1998), la presencia de *Calpionellites darderi*, en estos sedimentos, indican edad Valanginiano. Por consideraciones estratigráficas correspondería a la parte inferior del Valanginiano. Psszczólkowski y Myczynski (2009), lo sitúan desde el Berriasiano Superior lo cual se admite en esta investigación. Los depósitos del Miembro Tumbitas están bien representados en el Pozo Pinar No. 1 en los intervalos 532-840 m; 2 790 - 3 080 m; 3 245-3 370 m y 3 440-3 680 m. En otros intervalos del pozo hay secciones que se atribuyen al Berriasiano (miembro Tumbadero) según opinión de Fernández-Carmona (1998).

Formación Pons

Es la formación más joven del Grupo Puerto Esperanza. El autor de la Formación Pons, fue Hatten (1957) el que agrupó las rocas del Aptiano-Turoniano en esta unidad. Entre 1978 y 1985 en los trabajos para estudios de la metalogenia de la provincia de Pinar del Río (Mormill *et al.*, 1980) y en el Mapa Geológico de la República de Cuba a escala 1: 500 000 (Linares-Cala *et al.*, 1985), se separó en el Neocomiano la Formación Cuajaní, primero de forma aislada y luego como parte del Grupo Los Órganos. Rocas de esta edad fueron registradas en el único pozo petrolero perforado en la zona al sur de Pons, el pozo Pinar 1, también, en varios intervalos del pozo Dimas 1 (Figura 7).

CONCLUSIONES

- Los cortes del Jurásico Medio Calloviano tardío–Cretácico Superior Turoniano, en la Cordillera de Guaniguanico y en la UTE La Esperanza, pertenecen al DP Margen Continen-



Figura 7. Calizas de la Formación Pons en la cantera al este del poblado homónimo, municipio Minas de Matahambre, provincia de Pinar del Río.

tal Norteamericano e incluyen los Conjuntos Petrotectónicos (CPT): Rocas Carbonatadas de Aguas Someras y Rocas Carbonatadas de Aguas Pelágicas.

- Se considera la UTE La Esperanza y sus CPT como la prolongación occidental de la UTE Sierra del Rosario según se consideró hace años por Psszczólkowski, (1999) y Cobiella-Reguera, (2000).
- Las rocas carbonatadas de las UTE sierras de Los Órganos, del Rosario y la UTE La Esperanza, ocupan la misma posición estructural y su deposición original ocurrió al sur en el DP del Margen Continental Norteamericano, testimoniado por las columnas de los pozos petroleros profundos, sus datos petrológicos, paleontológicos y geoquímicos.
- Las conclusiones anteriores permiten distinguir unidades litoestratigráficas similares en las UTE La Esperanza y Órganos y proponer una nueva, con el rango de grupo en la UTE La Esperanza, que agrupa las rocas de los CPT de Rocas Carbonatadas de aguas someras y profundas de edad desde el Calloviano tardío hasta el Aptiano.

RECOMENDACIONES

De acuerdo con las reglas del Código Cubano de Nomenclatura Estratigráfica se recomienda:

- Proponer al LEC la validación del Grupo Puerto Esperanza, que congrega las formaciones: Pan de Azúcar, El Sábalo, Jagua, los miembros San Vicente, El Americano, Tumbadero y Tumbitas de la Formación Guasasa y la Formación Pons.
- Comparar esta unidad litoestratigráfica, con el Grupo Veloz de la Franja Noroccidental de Hidrocarburos de Cuba, por su importancia para la búsqueda de hidrocarburos en el occidente de Cuba.
- Validar en el LEC la elevación del Miembro Pan de Azúcar a la categoría de formación.

Agradecimientos

Se agradece al Centro de Investigación del Petróleo Minem, por permitir publicar datos de trabajos de proyectos de investigación recientes. También, se reconoce a los doctores en Ciencias, Osvaldo Rodríguez-Morán y Manuel Pardo-Echarte y a la ingeniera Dora Elisa García Delgado, por sus acertadas revisiones y observaciones al manuscrito.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Albear, J. F., I. Boyanov, K. Breznyanszky, R. Cabrera, V. Chejovich, B. Echevarría, R. Flores, F. Formell, G. Franco, I. Haydutov, M. Iturralde, I. Kantchev, I. Kartashov, V. Kostadinov, G. Millán, R. Myczynski, E. Nagy, J. Oro, L. Peñalver, K. Piotrowska, A. Pszczolkowski, J., J. Rudnicki, M. Somin.,** 1988, Comisión de Unificación del Mapa Geológico de la República de Cuba escala 1: 250 000, 40 Hojas. Academia de Ciencias de Cuba. Instituto de Geología y Paleontología. Edición Instituto de Geología de la URSS.
- Astajov, K., Solianik, V.; Vasiliev, V.; Martínez, D.; Fernández, de Lara, R.; Oubina, J. Dimidov, S.; Santa María, Z.,** 1981, Levantamiento geológico en la parte noroeste de la provincia de Pinar del Río; a escala 1: 50 000: 760 kilómetros cuadrados. Oficina Nacional de Recursos Minerales, MINBAS, La Habana (inédito).
- Bernal-Rodríguez, L. y Gil-González, S.,** 2021, Propuesta nueva versión LEC, IGP-SGC, La Habana.
- Cobiella-Reguera, J. L.,** 2008, Reconstrucción palinspástica del paleomargen mesozoico de América del Norte en Cuba occidental y el sudeste del Golfo de México. Implicaciones para la evolución del SE del Golfo de México. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, v. 25, núm. 3, 2008, p. 382-401.
- Cobiella-Reguera, J. L. y Oloriz, F.,** 2009, Oxfordian–Berriasian Stratigraphy of the North American Paleomargin in Western Cuba: Constraints for the Geological History of the Proto-Caribbean and the Early Gulf of México, in: C. Bartolini and J. R. Roman Ramos, eds., *Petroleum systems in the southern Gulf of Mexico: AAPG Memoir 90*, p. 421– 451.
- Cobiella-Reguera, J. L.,** 2000, Jurassic and Cretaceous geological history of Cuba: *International Geology Review*, 42(7), 594-616.
- De La Nuez, M. L.,** 1974, Sobre la edad de los esquistos arcillosos rojizos en los alrededores del Mogote Zacarias. Provincia de Pinar del Río. Contribución a la Geología de Cuba, publicación especial No. 2 de la Academia de Ciencias de Cuba, La Habana.
- Fernández- Carmona, J.,** 1998, Bioestratigrafía del Jurásico Superior – Cretácico Inferior Neocomiano de Cuba Occidental y su aplicación en la exploración petrolera: Tesis Doctoral, Archivo del CEINPET, La Habana.
- File de los pozos de Pinar del Río: Esperanza** No. 1, 2, 3 y 4; Dimas 1; Los Arroyos 1; Los Arroyos .2 y 3; Pinar 2; Río del Medio 1; San Ramón .1. Archivo Técnico Ceinpet. La Habana.
- Franco, G. L., Acevedo, M., Álvarez, H., Artime, C., Barrientos, A., Blanco, S., Cabrera, M., Cabrera, R., Carassou, G., Cobiella-Reguera, J. L., Coutin, R., Albear, J.F.,** de

- Huelbes J., Torre A., Delgado, R., Díaz de Villalvilla, L., Díaz C., Dilla-Alfonso, M., Echevarría, B., Fernández J., Fernández G., Flores, R., Flores, E., Fonseca, E., Furrázola G., García-Delgado, D., Gil-García, S., González R. A., Gutiérrez, R., Linares-Cala, E., Milián, E., Millán G., Moncada, M., Montero, L., Orbera, L., Ortega, F., Peñalver, L. L., Perera, C., Pérez J. R., Pérez J., Pérez, E., Piñeiro, E., Recio, A. M., Sánchez-Arango J. R., Saunders, E., Segura-Soto, R., Triff, J., Zuazo A., Pszczółkowski, A., Brezsnyski, K., Slavov, I., y Myczyński, R., 1992 y 2013. *Léxico Estratigráfico de Cuba*. Centro Nacional de Información Geológica, La Habana, 658 p. (Primera versión, 1992, inédita), tercera edición (2013). ISBN: 978-959-7117-58-2. La Habana.
- Hatten, Ch. W., 1957, Geology Report of Sierra de Los Órganos. Unpublished Report, ONRM, Minem. 140 páginas. La Habana.
- Herrera, N. M., 1961, Contribución a la estratigrafía de la provincia de Pinar del Río. *Revista de la Sociedad Cubana de Ingenieros*, N.º 1 y 2, pp. 1-24.
- Jiménez-Brunet, R., 1988, Informe final del pozo Pinar 1: Archivo del CEINPET, (File del Pozo), La Habana.
- Judoley, C. M., Furrázola-Bermúdez, G., 1968, Estratigrafía y Fauna del Jurásico de Cuba: ICRM, Instituto del Libro. La Habana, 123 p.
- Kuznetsov, V. I. y Sánchez-Arango, J. R., 1980, Estratigrafía de los sedimentos mesozoicos y cenozoicos de Cuba. En: Shein, V. S. *et al.*: Constitución geológica de la República de Cuba y su plataforma marina con vistas a la evaluación de las perspectivas gasopetrolíferas. Cap. II, Tema I: Estratigrafía. (Centro de Investigaciones Geológicas). Oficina Nacional de Recursos Minerales, MINBAS, La Habana (inédito).
- Linares-Cala E., 2003, Comparación entre las secuencias mesozoicas de aguas profundas y someras de Cuba Central y Occidental. Significado para la exploración petrolera. Tesis de Doctor en Ciencias Geológicas. Archivos Cujae y Ceinpet, La Habana.
- Linares-Cala, E. y Fajardo-Fernández, Y., 2023, Texto explicativo al Mapa de los Dominios Paleogeográficos y Conjuntos Petrotectónicos de la República de Cuba a escala 1: 500 000. IGP-SGN y Ceinpet. La Habana.
- Linares-Cala, E., García, D. E., Delgado, O. López, J. G., Strazhevich, V., 2011, Yacimientos y manifestaciones de hidrocarburos de la República de Cuba. Centro Nacional de Información Geológica. IGP- Ceinpet. 480 pp. ISBN 978-959-7117-33-9. Imprenta Palcograf, La Habana.
- Linares-Cala, E.; García-Delgado, D.; Blanco-Bustamante, S.; Fajardo-Fernández, Y.; Pérez Machado-Milán, O.; Gil-González, S.; Perera-Falcón, C., 2022, Estratigrafía de las zonas petroleras de la República de Cuba. Centro de Investigación del Petróleo. ISBN-978-959-7117-94-0.
- Linares-Cala, E.; Osadchiy, P. G.; Dovbnia, V. A.; Gil, S. , García, D. E.; García, L.M.; Zuazo, A.; González, R. ; Bello, V.; Brito, A. ; Bush, W. A.; Cabrera, M. ; Capote, C.; Cobiella, J. L.; Díaz de Villalvilla, L.; Eguipko, O.I.; Evdokimov, J.V.; Fonseca, E.; G. Furrázola, G.; Hernández, J.; Judoley, C.M.; Kondakov, L. A.; Markovskiy, B. A.; Pérez, M.; Peñalver, L.; Tijomirov, Y. N.; Vtulochkin, A. N.; Vergara, F.; Zagoskin, A. M.; Zelepugin, V. N., 1985, Mapa Geológico de la República de Cuba a escala 1:500 000. Ministerio de Industria Básica. Fábrica Cartográfica, Instituto de Investigaciones Geológicas A. P. Karpinski, Leningrado.
- Longoria, J. F., 1993, La Terrenoestratigrafía: Un Ensayo de Metodología para el Análisis de los Terrenos con un ejemplo de México: Boletín

- de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros Vol. XLVIII, N0.2, Julio – Diciembre, 1993, p. 30-48.
- López-Rivera, J. G.**, 1997, Importancia de las Rocas del Jurásico Superior en los Sistemas Petrolíferos de Cuba. PEMEX. Estratigrafía, Sedimentología, Diagénesis y Petrofísica de las Rocas del Jurásico Superior en México. Tampico, Tamaulipas. 3-5 nov. 1997.
- Martínez, D.; Fernández de Lara, R.; Peláez, R.; Vázquez, M.; Barrios, E.; Valido, A.; Reinoso, R.; Chang, C.; Fernández, O.; Denis, R.; Gómez, L.; García, D.; Gil, S.; Pérez, D. H.; Reyes, R.; Valdivia, M.; Núñez, R.; Pérez, R.; Piz Langs, J.**, 1991, Informe sobre los resultados del levantamiento geológico y prospección preliminar a escala 1:50 000 Pinar-Habana. Oficina Nacional de Recursos Minerales, MINBAS, La Habana.
- Mormill, S., Norman, A. Varvarov, A. Skosiriev, V. Linares-Cala, E. y Vergara, F.**, 1980, Geología y Metalogenia de la Provincia de Pinar del Río: Instituto de Geología y Paleontología, MINEM, La Habana.
- Piotrowska, K.**, 1972, La tectónica de la Sierra de Los Órganos en el área comprendida entre las localidades del Cangre, Santo Tomás, Santa Lucía, Baja y San Juan y Martínez. Actas 2: 35-38. La Habana.
- Pszczółkowski, A.**, 1989, La edad y posición de la secuencia vulcanógeno – sedimentaria (Fm. El Sábalo) en la estructura geológica de la Sierra del Rosario. Resúmenes Primer Congreso Cubano de Geología, La Habana.
- Pszczółkowski, A.**, 1999, New Data on the Lower Cretaceous microfossil and nannoconid stratigraphy in the Guaniguanico Terrane of Western Cuba: *Studia Geologica Polonica* Vo. 114, Kraków, pp. 7-33.
- Pszczółkowski, A. y R. Myczinski**, 2009, Tithonian – Early Valanginian evolution of deposition along the proto-Caribbean margin of North America recorded in Guaniguanico successions (western Cuba). *Journal of South American Earth Sciences*.
- Pszczółkowski, A.; Piotrowska, K.; Myczinski, R.; Piotrowski, J.; De la Torre, A.; Haczewski, G.**, 1975, Texto explicativo al mapa geológico a escala 1: 250 000 de la provincia de Pinar del Rio (Informe inédito). IGP de la Academia de Ciencias de Cuba, La Habana.
- Segura R.; Milián, E.; Fernández J.**, 1985, Formación San Ramón, definición de una nueva unidad litoestratigráfica en la región noroccidental de Cuba. Serie Geológica, Centro Investigaciones Geológicas, La Habana, No. 1. 1:89 - 101
- Segura-Soto, R., García, R., Pendás, M., Rodríguez, N. López, J.G.** 2002, Reservorios de la provincia de Pinar del Río, U.T.E. La Esperanza G.M. 26, Archivo del CEINPET, La Habana.
- Shein, V. S., Kuznetsov, V. I.**, 1980, Informe sobre el Tema I «Constitución Geológica de la República de Cuba y su Plataforma Marina en Relación con sus Perspectivas Gasopetrolíferas»:O.N.R.M., La Habana (Inédito).
- Simon Petroleum Technology Limited -Cupet.** 1993, The Geology and Hydrocarbon Potential of the Republic of Cuba: Anexo 3.45, Archivo del CEINPET, MINEM. La Habana.
- Sosa-Meisozo, C. y Linares-Cala, E.**, 2000, Informe de, los trabajos de campo en el Valle de Pons-Pozos de agua, Minas de Matahambre. Pinar del Rio. Archivo Técnico Ceinpet. La Habana.
- Wierzbowski, A.**, 1976. Oxfordian Ammonites of Pinar del Río province (western Cuba), their revision and stratigraphical significance. *Acta Geol. Polonica*, 26(2):137-260.

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

Norma Rodríguez Martínez ¹.

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

RESUMEN

La definición de nuevas áreas potenciales dónde aplicar métodos de recuperación secundaria partiendo de los resultados en la capa M, impone la necesidad de analizar otras áreas. La presente investigación tiene como objetivo la caracterización petrofísica por núcleos de los sedimentos terciarios en la región de estudio que comprende: Pinar del Río, Artemisa, La Habana, Mayabeque y Matanzas. Como resultado, a partir de las determinaciones petrofísicas de contenido de carbonatos, porosidad y saturación máxima probable de hidrocarburos y el análisis de las manifestaciones superficiales y en pozos hasta 1000m en el norte de estas provincias, evidencia la gran cantidad de manifestaciones de hidrocarburos en las secuencias terciarias, aunque también se reportan manifestaciones en rocas del Cretácico y más antiguas. El grado de estudio petrofísico por núcleos de los pozos perforados en esta región, donde tenemos determinaciones de parámetros, está limitado significativamente. Se analizaron 284 núcleos de 157 pozos con los que se construyeron mapas de porosidad y saturación de hidrocarburos, considerando la carbonatosidad de las

muestras. Los mejores valores en los carbonatos, tomando en cuenta la porosidad, se observaron en los pozos de la provincia Mayabeque y en los pozos de Cantel-Camarioca de la provincia Matanzas. Por saturación máxima probable ($S_p=1-Sar$) de petróleo, se encontraron pozos en Pinar y Matanzas (al este del yacimiento Varadero) y con valores medios en Pinar (Puerto Esperanza) y en Matanzas (cercano al yacimiento Camarioca). En las rocas no carbonatadas se observa una distribución más regular pero poco representativa.

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

ABSTRACT

The definition of new potential areas where to apply secondary recovery methods based on the results in the M layer imposes the need to analyze other areas. The present investigation aims at the petrophysical characterization by cores of the Tertiary sediments in the study region that includes: Pinar del Río, Artemisa, Havana, Mayabeque and Matanzas. As a result, from

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

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

RESUMO

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

área, onde temos determinações dos parâmetros, está limitado significativamente. Analisaram 284 núcleos de 157 poços y construíram mapas de porosidade y saturação de hidrocarbonetos considerando a carbonatidade das mostras. Os melhores valores nos carbonatos: por porosidade nos poços da província Mayabeque y nos poços de Cantel-Camarioca da província Matanzas, por saturação de petróleo máxima provável ($S_p=1-S_{ar}$) em Pinar y Matanzas (na leste do yacimiento Varadero), valores médios em Pinar (Puerto Esperanza) y em Matanzas (cerca do yacimiento Camarioca). Nas rochas no carbonatadas ha uma distribuição mais regular mas pouco representativa.

Palavras chave: reservorios, porosidade, Saturação, petróleo, rochas terciárias.

INTRODUCCIÓN

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

Para lograr este objetivo se establecieron los siguientes objetivos específicos:

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

MATERIALES Y MÉTODOS

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

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

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

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

1. Manifestaciones superficiales (Linares *et al.*, 2011; Rojas *et al.*, 2019)

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

2. Grado de estudio petrofísico por provincia.

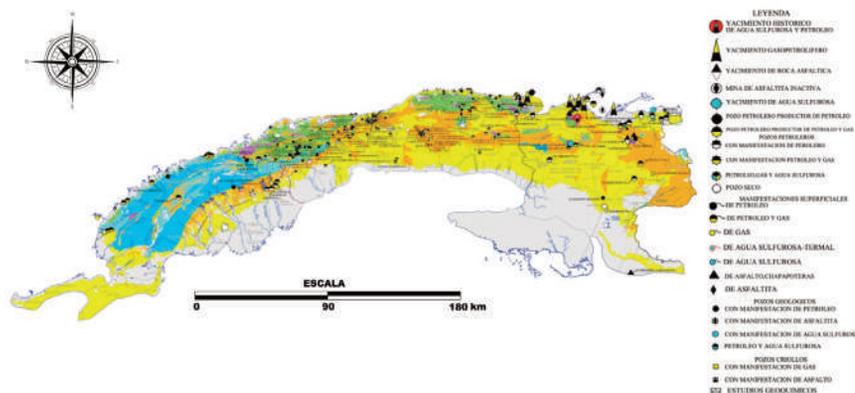


Figura 1. Mapas de manifestaciones de hidrocarburos en las diferentes provincias analizadas (Linares *et al.*, 2011).

Provincia	Manifestaciones en pozos	Manifestaciones superficiales
Pinar del Río		Cerca de la antigua Grúa Verdún fueron perforados los pozos Versalles Fernández de Castro 20, 21 y 22, uno de los cuales, el 22, alcanzó la profundidad de 930 m y obtuvo gas en el intervalo de 449 a 506 m. (cerca de Cayajabos y Chacón 2).
	En el poblado del central Abraham Lincoln se reportó una manifestación de gas en un pozo para agua de la fábrica de azúcar. Afloramientos de petróleo, asfaltitas y rocas asfálticas cerca del pozo Paulina 1.	Pozos Chacón 2 y CHD-1X. 0-340 m: Formación Guanajay, edad: Oligoceno Superior, de 340m a 432m: Formación Capdevila, edad: Eoceno Inferior; de 432m a 76m: Paleoceno (?). Durante la perforación se presentaron las siguientes manifestaciones de hidrocarburos: de 346m a 1600m se presentaron trazas de petróleo medio. Cayajabos y Chacón 2).

Artemisa	<p>Manifestación El Morrillo. Esta manifestación sale del fondo del mar como a 300 m de la costa.</p>	<p>Pozos Chacón 2 y CHD-1X. 0-340 m: Formación Guanajay, edad: Oligoceno Superior, de 340m a 432m; Formación Capdevila, edad: Eoceno Inferior; de 432m a 76m; Paleoceno (?). Durante la perforación se presentaron las siguientes manifestaciones de hidrocarburos: de 346m a 1600m se presentaron trazas de petróleo medio.</p>
	<p>Minas de asphaltita. Desde el siglo XIX se explotaron las minas de asphaltitas de las zonas de Mariel y Cabañas, que antes pertenecían a la provincia de Pinar del Río. En la década de los cuarenta se explotó hacia el oeste la mina de Cacarajicara. Las más orientales se pueden agrupar en dos zonas: Cayajabos-Mariel y zona de Banés, Mina Manuela (Mariel).</p>	<p>Pozos Versalles Fernández de Castro 22 y 21. El 22 alcanzó la profundidad de 933m. La litología principal está integrada por rocas carbonatadas y silicoclásticas de la llamada Formación Martín Mesa. Las manifestaciones de petróleo fueron encontradas en las fracturas de areniscas y limolita-arenosa, pero se estimaron como no comerciales. Se trataba de petróleo en los intervalos: 493.7m a 505.9m, 518.1m; 569.9m a 579.1m, 883.9m a 899.1m y manifestaciones de gas: 493.7m a 505.9m, 624.8m.</p>
	<p>Manifestación Las Lajas. Consiste en afloramientos de calizas bituminosas muy negras, de yacencia 336° con 24° de inclinación.</p>	<p>El pozo Caridad 4 desde la boca reveló la Formación Capdevila, que se extiende hasta los 150m. Los cuatro pozos presentaron abundantes manifestaciones de petróleo durante la perforación: Caridad 1: manifestó petróleo desde los 305m hasta los 823m; Caridad 2: manifestó petróleo desde los 21 hasta 664m; Caridad 3: manifestó petróleo desde los 549m hasta los 553m y desde 305m hasta 402m; Caridad 4: manifestó petróleo desde los 740m hasta los 760m de 18.2° API, y produjo 20 b/d de petróleo en el intervalo de 380m a 435m.</p>
	<p>Presa La Coronela (El petróleo viscoso corría por el río desde las rocas del Paleógeno)</p>	<p>Pozo Mariel 2: de 0m a 70m, edad: Mioceno. Pozo Ariguanabo 1: de 0m a 715.1m, edad: Oligoceno-Mioceno, Formaciones Guanajay y Güines; 715.1m-786.7m, edad: Eoceno Superior, Formación Jabaco; 786.7m-1082.7m, edad: Eoceno Medio, Formación Loma Candela. Este pozo presentó manifestaciones de hidrocarburos en los intervalos siguientes: de 121.9m a 304.8m, petróleo ligero en rocas de la Formación Guanajay; de 786.3m a 932.6m, asfalto en rocas del Eoceno Medio; de 1006.8m a 1014.4m, petróleo en lutitas.</p>

Artemisa	<p>Regalado. En el área hay varias chapapoteras, pero los afloramientos de rocas son escasos. Al parecer la mayor chapapotera, desde donde sale petróleo grueso o asfalto con gas, coincide con el antiguo pozo Tomasita (Havana Oil) de 670 m de profundidad</p>	<p>Pozo Ariguanabo1: de 0m a 715.1m, edad: Oligoceno-Mioceno, Formaciones Guanajay y Güines; de 715.m a 786.7m, edad: Eoceno Superior, Formación Jabaco; de 786.7m a 1082.7m, edad: Eoceno Medio, Formación Loma Candela. Este pozo presentó manifestaciones de hidrocarburos en los intervalos siguientes: de 121.9m a 304.8m, petróleo ligero en rocas de la Formación Guanajay; de 786.3m a 932.6m, asfalto en rocas del Eoceno Medio.</p>
	<p>Don Mariano constituye una manifestación de asfalto o petróleo grueso que está contenida en rocas del intervalo Eoceno Medio-Superior de la Formación Punta Brava.</p>	<p>Pozo Ariguanabo 2: de 0m a 557m, edad: Oligoceno-Mioceno, formaciones Guanajay y Güines; de 557m a 719.9m, edad: Eoceno, formaciones Loma Candela y Jabaco. Este pozo presentó numerosas manifestaciones de hidrocarburos por debajo del terciario.</p>
	<p>La Tomasita, un salidero superficial de petróleo. Un fuerte surtidor de petróleo pesado, de color negro, en el lecho de una cañada que solo corre en época de lluvias, produce de las areniscas polimícticas de la Formación Capdevila, de edad Eoceno Inferior.</p>	<p>Pozos Sinclair William 1 (Guayabal 1) y 2 (Guayabal 2) Alcanzaron profundidades de: Sinclair William 1 477m, y Sinclair William 2, 815m. Sinclair William 1: calizas y areniscas –fundamentalmente estas últimas–, con buena impregnación de petróleo. Las manifestaciones de hidrocarburos y aguas sulfurosas y saladas: agua sulfurosa a 116.4m y a 243.m - 245m, gas: a 163m, de m a , de 226m - 245 m y de 276.7m - 305., petróleo: a 38.1m, a 277., y a 397m, agua salada: a 358.1m. Sinclair William 2, la litología registrada por este pozo en sus primeros 183m es la siguiente: arcillas, calizas, areniscas, lutitas arenosas, calcáreas y margas. Estas rocas posiblemente pertenecen a la Formación Güines y al Grupo Nazareno. Las manifestaciones de hidrocarburos en este pozo se limitaron a impregnación de petróleo en las areniscas a 574.5m.</p> <p>Pozo Soroa1 Alcanzó 965m de profundidad. El pozo comenzó cortando las rocas de la cobertura sedimentaria más joven de la Cuenca Los Palacios, que se extiende desde el Neógeno hasta el Oligoceno. Presentó manifestaciones de petróleo y gas a las profundidades siguientes: 674.5m, 769.6m, 800m y a 944.8m, y exhibió asfalto a la profundidad de 964m.</p>

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

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

Basado en las determinaciones petrofísicas se elaboraron los mapas de porosidad y de saturación máxima probable de petróleo. La caracterización petrofísica por núcleos de los sedimentos terciarios en la región de estudio (Pinar del Río, Artemisa, La Habana, Mayabeque y Matanzas) se estableció a partir de las determinaciones petrofísicas de contenido de carbonatos, porosidad y saturación máxima probable de hidrocarburos (Rodríguez, 2021). El grado de estudio petrofísico por núcleos de los pozos perforados en esta región, donde tenemos determinaciones de parámetros, está limitado significativamente. Se asumió como criterio analizar aquellas muestras hasta 1000m, pues no en todos los casos está definido a qué formación geológica

se puede asociar el núcleo cortado y aquéllos núcleos con una recuperación >1m, para garantizar que el núcleo analizado sea representativo de la secuencia de donde fue cortado. Se analizaron 284 núcleos de 157 pozos. Los mayores valores de porosidad en las rocas con Carbonatidad >50 % se obtuvieron en los pozos de la provincia Mayabeque y en los pozos de Cantel-Camarioca de la provincia Matanzas (**Figura 2**). No hay datos para obtener un mapa de La Habana. En cuanto a la Saturación de petróleo máxima probable ($Sp=1-Sar$) presenta valores más altos en Pinar y Matanzas (al este del yacimiento Varadero), presenta valores medios en Pinar (Puerto Esperanza) y en Matanzas (cercano al yacimiento Camarioca) (**Figura 3**).

No	Provincia	Áreas y/o yacimientos	Cantidad	
			Pozos	Núcleos
1	Pinar del Río	San Ramón	1	2
		Río del Medio	1	1
		Puerto Esperanza	4	8
		Pinar	3	12
	Sub total		9	23
2	Artemisa	Cayajabos	1	4
		Chacón	1	4
		Caridad	1	5
		Mariel	2	3
		Martin Mesa	19	35
		Las Mangas	1	3
	Sub total		25	54
3	La Habana	Guanabo	5	7
		Santa María	1	1
	Sub Total		6	8
4	Mayabeque	Puerto Escondido	2	3
		Vía Blanca	9	21
		Yumurí	7	12
		Boca de Jaruco	41	58
	Sub Total		59	94
5	Matanzas	Camarioca	14	37
		Varadero Sur	6	13
		Guásimas	3	7
		Cantel	25	35
		Varadero	8	12
		Majaguillar	2	9
	Sub Total		58	113
Total		157	284	

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

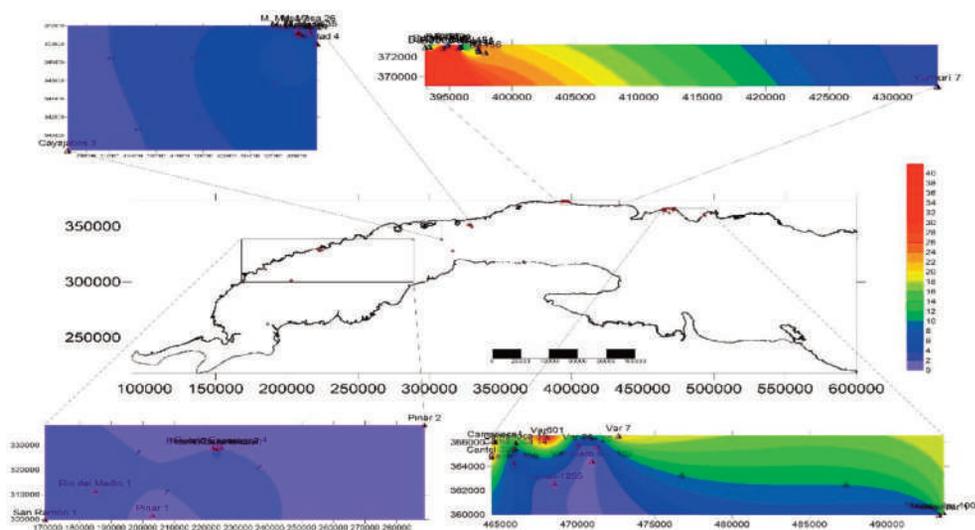


Figura 2. Mapa de distribución de la porosidad en las rocas terciarias carbonatadas en la región Pinar del Río-Matanzas.

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

Boca de Jaruco en Mayabeque y en las proximidades del Varadero 2 y 20, valores medios en Camarioca y Cantel en Matanzas (**Figura 5**).

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

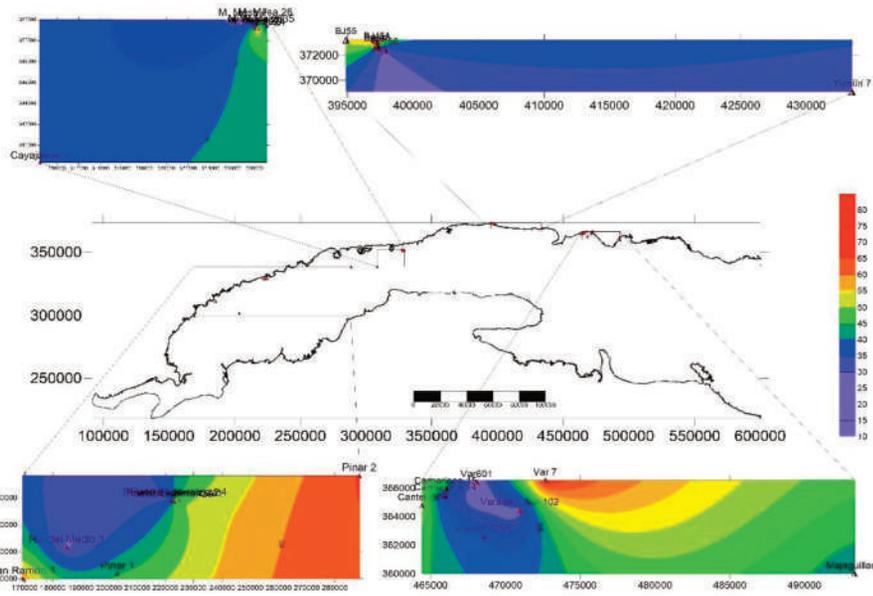


Figura 3. Mapa de distribución de la saturación de petróleo máxima probable en las rocas carbonatadas en la región Pinar del Río-Matanzas.

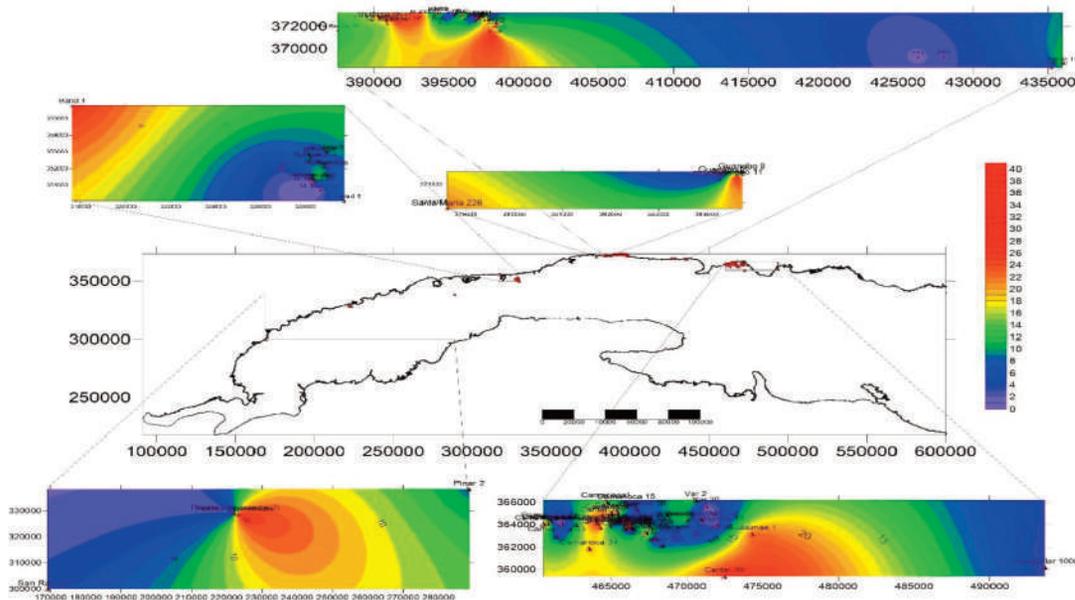


Figura 4. Mapa de distribución de la porosidad en las rocas terciarias no-carbonatadas en la región Pinar del Río-Matanzas.

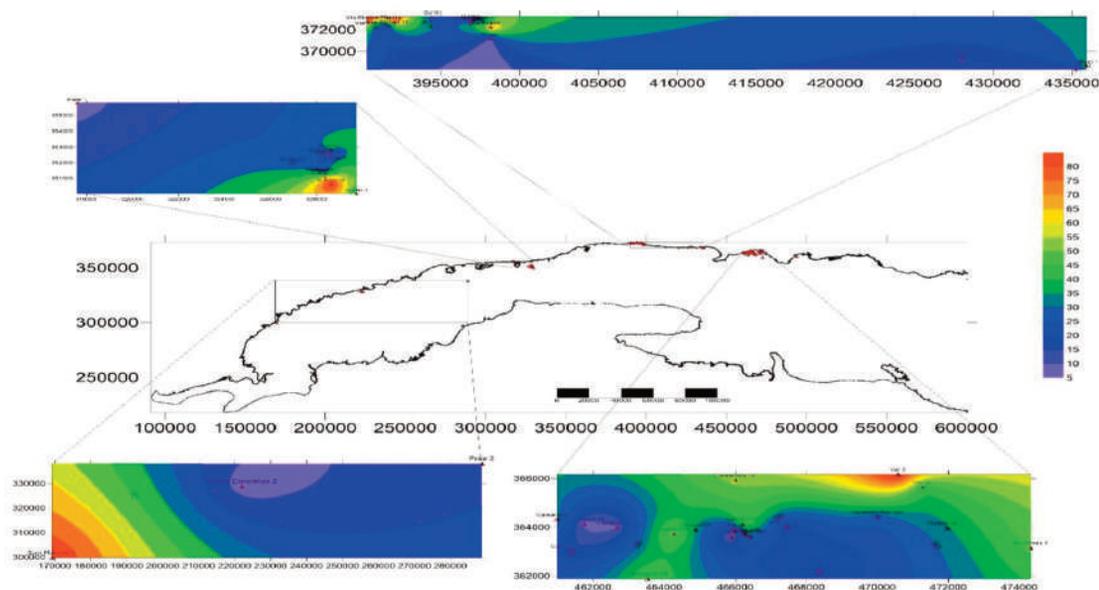


Figura 5. Mapa de distribución de la saturación máxima probable de petróleo en las rocas terciarias no-carbonatadas en la región Pinar del Río-Matanzas.

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

CONCLUSIONES

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

tel en Matanzas, pero son poco representativos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- CEINPET, 2014, Base de datos petrofísicos. CEINPET, La Habana, Cuba.
- Linares Cala E., García D., Delgado O., López J.G y Strazhevich V., 2011, Yacimientos y manifestaciones de hidrocarburos de la República de Cuba. ISBN 978-959-7117-33-9. CEINPET, La Habana, Cuba.
- Núñez Jiménez A., 1998, GEOLOGIA. Colección Cuba: La Naturaleza y el Hombre. Ediciones Mec Graphic Ltd.
- Rojas R. y Nieves A., 2019, ICT SOBRE SONDEOS CON MANIFESTACIONES DE HIDROCARBUROS EN LAS SECUENCIAS SEDIMENTARIAS (K2cp-m - N) EN LA REGIÓN MARIEL-CORRALILLO (Artemisa, La Habana, Mayabeque, Matanzas) Proyecto7093 Petróleo no convencional (en proceso).
- Rodríguez N., Barrios M. y Queralta R.C., 2017, Etapa 9, Proyecto 9014. Caracterización petrofísica de las muestras de núcleos, áreas de petróleo no convencional. Informe técnico,

CEINPET, La Habana, Cuba.

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

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

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

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



Panorámica de los bloques petroleros terrestres 21A-21 y su entorno en Cuba Central sobre la base de la reinterpretación de métodos no sísmicos de exploración

Manuel Enrique Pardo Echarte¹, Jessica Morales González², Osvaldo Rodríguez Morán³

¹ *Ingeniero Geofísico, Doctor en Ciencias Geológicas, Investigador Titular y Profesor Titular del Centro de Investigación del Petróleo, Churruga, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, Cerro, La Habana, CP 10 600. ORCID ID: 0000-0003-0669-4413. Correo E.: pardo@ceinpet.cupet.cu; mpardoecharte@gmail.com.*

² *Ingeniera Geofísica. Doctora en Ciencias Técnicas. Profesora Auxiliar 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: 0000-0001-5394-6893, Correo E.: jessimoglez@gmail.com.*

³ *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

Es conocido que los métodos no sísmicos de exploración ofrecen una necesaria e importante información sobre la cartografía geólogo-estructural de los territorios y sobre la presencia en ellos de zonas activas de microfiltración vertical de hidrocarburos ligeros, testigos de posibles acumulaciones en la profundidad. Es por eso que los beneficios en el uso de los métodos no sísmicos de exploración, integrados con los datos geológicos, se traducen en una mejor comprensión de la geología, así como en una mejor evaluación de los posibles prospectos y del riesgo de exploración. El objetivo de la investigación consistió en presentar una panorámica de la cartografía geólogo-estructural y de los complejos anómalos de espectrometría gamma aérea de interés para la ocurrencia de hidrocarburos, a partir de una reinterpretación integrada geofísico-morfométrica, en la región de los bloques petroleros te-

restres 21A-21 y su entorno en Cuba Central. Los materiales utilizados fueron: Mallas del campo gravimétrico y magnético a escalas 1:50000 y de espectrometría gamma aérea a escala 1:100000 de la República de Cuba; Modelo de Elevación Digital (90x90 m) de la República de Cuba; Mapas digitales de los pozos petroleros y de las manifestaciones de hidrocarburos de la República de Cuba a escala 1:250000 y el Mapa Geológico digital a escala 1:100000 de la República de Cuba. Como resultado, la investigación permitió reconocer: distintos límites tectónicos; la expresión magnética del basamento cristalino de la Plataforma de Bahamas; los volcánicos+ofiolitas y los granitoides; las cuencas sinorogénicas y se esclarece la conjunción estructural entre la Cuenca Central (de rumbo NE-SO) con las estructuras geológicas occidentales de dirección cubana (de rumbo NO-SE) y su continuación al este. También, se ofrece una versión de la cartografía de los

Pardo-Echarte, M., E., Morales-González, J., Rodríguez-Morán, O., 2024, Panorámica de los bloques petroleros terrestres 21A-21 y su entorno en Cuba Central sobre la base de la reinterpretación de métodos no sísmicos de exploración: Geociencias UO. v. 14, núm. 2, diciembre 2024. pp. 110-121

complejos anómalos indicadores de espectrometría gamma aérea, de posible interés gasopetrolífero vinculados al petróleo convencional de las Unidades Tectono-Estratigráficas Camajuaní y Placetas. Toda esta información constituye un complemento imprescindible para la ampliación de los trabajos de métodos no convencionales (Complejo Redox), geoquímicos de superficie, así como de sísmica 2D en el territorio.

Palabras Clave: Cartografía geólogo-estructural; Cartografía de complejos anómalos de espectrometría gamma aérea para hidrocarburos; Gravimetría; Aeromagnetometría; Modelo de Elevación Digital; Espectrometría Gamma Aérea.

ABSTRACT

It is known that non-seismic exploration methods offer necessary and important information on the geological-structural cartography of the territories and on the presence in them of active zones of vertical microseepage of light hydrocarbons, witnesses of possible accumulations at depth. That is why the benefits of using non-seismic exploration methods, integrated with geological data, translate into a better understanding of the geology, as well as a better evaluation of potential prospects and exploration risk. The objective of the research consisted of presenting an overview of the geological-structural cartography and of the anomalous complexes of aerial gamma spectrometry of interest for the occurrence of hydrocarbons, from an integrated geophysical-morphometric reinterpretation, in the region of the onshore oil blocks 21A-21 and its surroundings in Central Cuba. The materials used were: grids of the gravimetric and magnetic fields at scales 1: 50 000 and aerial gamma spectrometry at a scale of 1:100000 from the Republic of Cuba; Digital Elevation Model (90x90 m) of the Republic of Cuba; Digital maps of the oil wells and hydrocarbon shows of the Republic of Cuba at a scale of 1: 250 000 and the digital Geological Map at a scale of 1:100000 of the Republic of Cuba. As a result, the investigation allowed to recognize: different tectonic limits; the magnetic expression of the crystalline basement of the Bahamas

Platform; the volcanic+ophyolites and the granitoids; the synorogenic basins and the structural conjunction between the Central Basin (of NE-SW direction) with the western geological structures of Cuban direction (of NW-SE direction) and its continuation to the east is clarified. Also, a version of the cartography of the anomalous complexes of aerial gamma spectrometry indicators is offered, of possible gas-oil interest linked to conventional oil from the Camajuaní and Placetas Tectono-Stratigraphic Units. All this information constitutes an essential complement for the extension of the work of non-conventional methods (Redox Complex), surface geochemistry, as well as 2D seismic in the territory.

Keywords: Geological-structural cartography; Airborne gamma spectrometry anomalous complex mapping for hydrocarbons; Gravimetry; Aeromagnetometry; Digital Elevation Model; Aerial Gamma Spectrometry.

RESUMO

Sabe-se que os métodos de exploração não sísmica oferecem informações necessárias e importantes sobre a cartografia geológico-estrutural dos territórios e sobre a presença nos mesmos de zonas ativas de microinfiltração vertical de hidrocarbonetos leves, testemunhas de possíveis acumulações em profundidade. É por isso que os benefícios da utilização de métodos de exploração não sísmicos, integrados com dados geológicos, traduzem-se num melhor conhecimento da geologia, bem como numa melhor avaliação dos potenciais prospectos e do risco exploratório. O objetivo da pesquisa consistiu em apresentar um panorama da cartografia geológico-estrutural e dos complexos anómalos de gamaespectrometria aérea de interesse para a ocorrência de hidrocarbonetos, a partir de uma reinterpretção geofísico-morfométrica integrada, na região dos blocos petrolíferos onshore 21A -21 e seus arredores no centro de Cuba. Os materiais utilizados foram: grades dos campos gravimétrico e magnético nas escalas 1:50 000 e espectrometria gama aérea na escala 1:100000 da República de Cuba; Modelo digi-

tal de elevação (90x90 m) da República de Cuba; Mapas digitais dos poços de petróleo e mostras de hidrocarbonetos da República de Cuba na escala 1:250000 e o Mapa Geológico digital na escala 1:100000 da República de Cuba. Como resultado, a investigação permitiu reconhecer: diferentes limites tectónicos; a expressão magnética do embasamento cristalino da Plataforma das Bahamas; os vulcânicos+ofiolitos e os granitóides; esclarece-se as bacias sinorogénicas e a conjugação estrutural entre a Bacia Central (de direção NE-SW) com as estruturas geológicas ocidentais de direção cubana (de direção NW-SE) e sua continuação para leste. Além disso, é oferecida uma versão da cartografia dos complexos anômalos de indicadores de espectrometria gama aérea, de possível interesse gasóleo vinculado ao petróleo convencional das Unidades Tectono-Estratigráficas de Camajuaní e Placetas. Toda esta informação constitui um complemento essencial para a extensão do trabalho de métodos não convencionais (Complexo Redox), geoquímica de superfície, bem como sísmica 2D no território.

Palavras-chave: Cartografia geológico-estrutural; Mapeamento de complexos anômalos por espectrometria gama aerotransportada para hidrocarbonetos; Gravimetria; Aeromagnetometria; Modelo Digital de Elevação; Espectrometria gama aérea.

INTRODUCCIÓN

El aporte de los campos potenciales y la morfometría junto a los datos de espectrometría gamma aérea para la cartografía geólogo-estructural y el establecimiento de áreas favorables para la ocurrencia de hidrocarburos en diferentes regiones de Cuba, satisface una regularidad bien establecida: los campos potenciales ayudan, básicamente, al desciframiento geólogo-estructural del territorio y la espectrometría gamma aérea permite cartografiar las presumibles zonas activas de microfiltración vertical de hidrocarburos ligeros sobre las posibles acumulaciones de hidrocarburos.

Según Pardo Echarte, Rodríguez Morán y Delgado López (2019), está bien documentado el hecho

de que la generalidad de las acumulaciones de hidrocarburos tiene microfiltraciones, predominantemente verticales, así como que sus efectos pueden ser detectados y cartografiados mediante el uso de diversos métodos no sísmicos de exploración. Los beneficios en el uso de estos métodos, integrados con los datos geológicos, otros datos geoquímicos y de la sísmica, se traducen en una mejor evaluación de los prospectos y del riesgo de exploración.

Los datos gravimétricos (Gb) y magnéticos (DTrp) permiten identificar diferentes rasgos geológico-estructurales: por mínimos, los asociados a levantamientos estructurales de rocas del Dominio Paleogeográfico (DP) del Margen Continental Norteamericano (MCN) dentro del Cinturón de Plegamientos y Cabalgamientos Norte Cubano (CPCNC), los macizos metamórficos meridionales, los cuerpos ígneos graníticos, las cuencas sinorogénicas, postorogénicas y depresiones estructurales y por máximos, los vinculados con las rocas volcánicas y los cuerpos ofiolíticos (también, ocasionalmente, granitoides). En el caso de los datos magnéticos se observan también, máximos sobre el Conjunto Petrotectónico (CPT) de Rocas Carbonatadas de la Plataforma de Bahamas, que responden a la presencia de su basamento cristalino (metamórfico-magnético). Para estos datos, la facultad de cartografía litológica es otorgada por la distribución diferenciada de la magnetita en las diferentes unidades rocosas. Los datos magnéticos permiten, a su vez, hacer estimaciones cuantitativas de la profundidad de objetivos magnéticos debajo de una cubierta sedimentaria.

Los alineamientos de campos potenciales (gravitatorio y magnético) y morfométricos, por su parte, permiten trazar los principales límites estructuro-tectónicos dentro del Orógeno cubano.

En la Espectrometría Gamma Aérea (EGA), las zonas activas de microfiltración vertical de hidrocarburos ligeros sobre los depósitos de hidrocarburos se expresan por mínimos de la relación K/Th, rodeados de máximos. También se observan, de forma mayoritaria en su periferia, incrementos locales de U (Ra). Con estas zonas activas coinciden ocasionalmente,

también, sutiles máximos residuales gravimétricos, magnéticos y morfométricos. Para el territorio en cuestión, se conocen pequeños yacimientos que producen petróleo en rocas del Arco Volcánico Cretácico (AVC) y que se expresan, en su casi totalidad, por complejos anómalos EGA.

En el trabajo se utilizó la interpretación integrada gravi-magnética y morfométrica no-convencional para cartografiar los principales rasgos geólogo-estructurales del territorio. También, se empleó la interpretación de la espectrometría gamma aérea para cartografiar las principales áreas de interés para la ocurrencia de hidrocarburos en la región. Todo ello se corresponde con el propósito de la investigación. Como antecedentes de este trabajo se tienen diferentes publicaciones sobre los resultados de la aplicación de los métodos no sísmicos de exploración en diferentes bloques petroleros terrestres de Cuba (Pardo Echarte y Cobiella Reguera, 2017; Pardo Echarte, Rodríguez Morán y Delgado López, 2019; Pardo Echarte, 2020; Morales González, Rodríguez Morán; Pardo Echarte, 2020; Pardo Echarte, Rodríguez Morán y Fajardo Fernández, en prensa; Morales

González *et al.*, 2022 y Morales González, 2023), por citar los principales.

En el trabajo se exponen la ubicación geográfica y los aspectos generales de la geología regional del territorio, las premisas físico-químico-geológicas que fundamentan la aplicación de los métodos no sísmicos de exploración y los materiales y métodos utilizados. La investigación aborda, en primera instancia, los resultados de la cartografía geólogo-estructural del territorio. A continuación, se enfoca en los resultados de la cartografía de espectrometría gamma aérea (EGA). La misma deriva en complejos anómalos EGA de interés para la ocurrencia de hidrocarburos, ubicados dentro de un escenario cartográfico resultado de la interpretación magnética y geológica.

Ubicación Geográfica

Los bloques 21A y 21, en su totalidad terrestres, se encuentran en la región central de Cuba dentro de la provincia de Ciego de Ávila con un área aproximada de 3000 km². Están limitados por los bloques 13 (al oeste), 14 (al norte), 15 (al este), 23 y 23A (al sur) (**Figuras 1 y 2**).

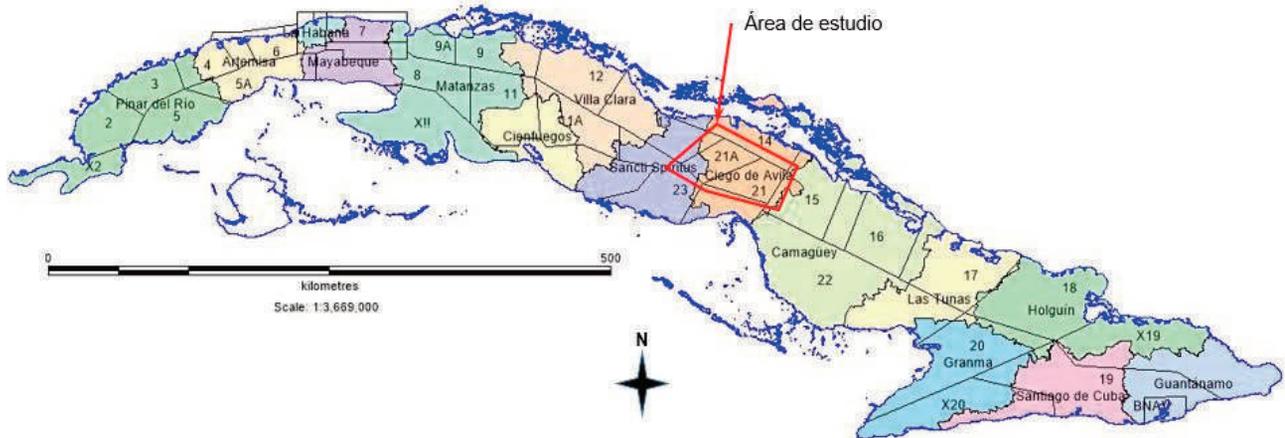


Figura 1. Ubicación geográfica del área de estudio en el plano regional.

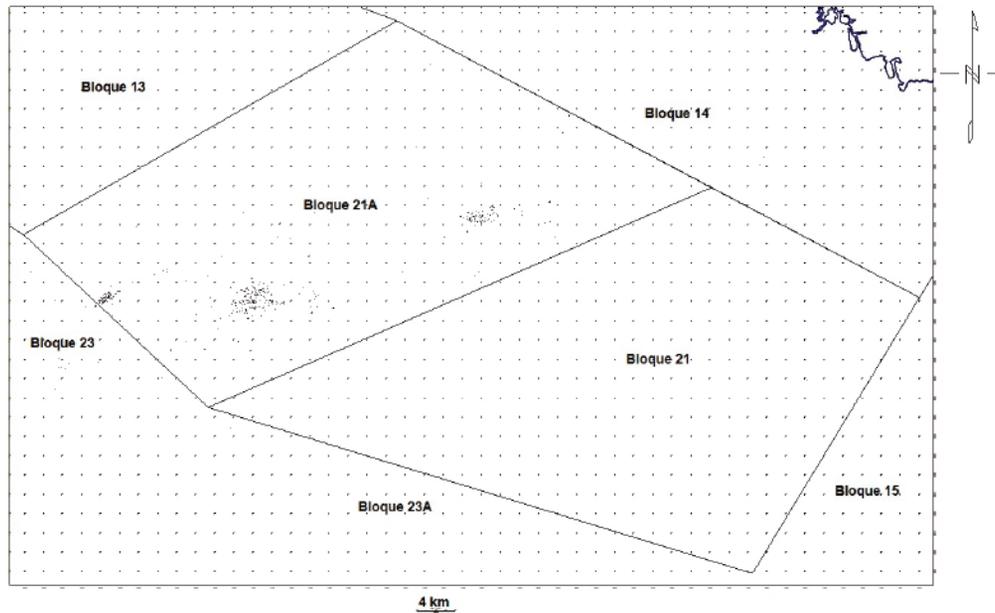


Figura 2. Ubicación geográfica del área de estudio.

Marco Geológico Regional

Según Pardo Echarte y Cobiella Reguera (2017), el corte geológico de Cuba es posible dividirlo en dos grandes unidades estructurales y estratigráficas, denominadas basamento plegado y cubierta eocénica-cuaternaria. En el primero, el piso pre cenozoico está formado por tres complejos de distinta naturaleza:

- Paleomargen continental pasivo mesozoico
- Asociación ofiolítica mesozoica
- Arcos volcánicos cretácicos (incluyendo su basamento metamórfico y la cubierta sedimentaria campaniana-maastrichtiana).

El paleomargen continental pasivo mesozoico considera: un margen distensivo septentrional (MCN), extendido entre Pinar del Río y el NO de Holguín, con una pequeña área en el extremo oriental de Cuba (Maisí) y un margen continental distensivo meridional con dos áreas - Isla de la Juventud y Macizo Escambray.

En el MCN (llamado también, por Linares y Fajardo, 2022, Dominio Paleogeográfico [DP] del MCN y constituido por diferentes Conjuntos Petrotectónico [CPT], en los cortes entre La Habana y Camagüey, en

superficie y en subsuelo, de norte a sur, se reorganizan estas secuencias (durante la orogenia) en las siguientes unidades tectonoestratigráficas (UTE):

- Cayo Coco
- Remedios
- Camajuaní
- Placetas

Las unidades Camajuaní y Placetas están despegadas de su basamento, en tanto Remedios es con probabilidad paraautóctona y Cayo Coco, autóctona. Generalmente, las rocas del CPT Asociación Ofiolítica del DP de Corteza Oceánica se disponen de forma estructural encima de la unidad Placetas, que contiene las capas depositadas de forma originaria más al sur.

La asociación ofiolítica mesozoica (AO), en el cinturón ofiolítico septentrional, está formada por rocas de la litosfera oceánica emplazadas desde el punto de vista tectónico sobre el MCN. Sus rocas están representadas por ultramafitas serpentinizadas, serpentinitas, complejos cumulativos máfico-ultramáficos y rocas máficas (intrusivas y volcánicas).

Respecto a las secuencias vulcanógeno-sedimentarias de la AO, en ocasiones, resulta difícil sepa-

rarlas de las del DP Arco Volcánico del Cretácico (¿parte inferior?), para lo cual se requiere de estudios petroquímicos y petrográficos detallados.

Entre Pinar del Río y Camagüey, las rocas ofiolíticas subyacen a las sucesiones del CPT de Rocas Vulcanógeno-Sedimentarias Cretácicas del DP del Arco Volcánico Cretácico (AVC). El contacto entre ambas es siempre tectónico. Estas últimas contienen una mezcla caótica de serpentinitas y gabroides con rocas de las sucesiones referidas. De hecho, las deformaciones y mezcla tectónica de litologías son tan notables que, en esencia, la faja es un gran melange.

En gran parte de Cuba, ubicados de forma estructural sobre las rocas ofiolíticas y ocupando, en general, una posición más meridional, se disponen los arcos volcánicos (insulares) cretácicos (AVC), formados por cortes volcánicos y vulcanógeno-sedimentarios cretácicos, así como su substrato metamórfico y una cubierta sedimentaria del Cretácico Superior Tardío. En Cuba occidental el afloramiento del CPT de Rocas vulcanógeno-sedimentarias cretácicas del DP del AVC es mucho más limitado que en Cuba Central. Las rocas del Cretácico Inferior están representadas por la Formación Chirino (Ducloz, 1960), que al igual que en Cuba Central, contienen poco material sedimentario. El corte del Cretácico Superior es de limitado espesor y sus vulcanitas son calcoalcalinas y contiene abundantes intercalaciones sedimentarias. A la integración de la AO y los AVC se le denominó Terreno Zaza (Hatten *et al.*, 1988). Más al Este, en las montañas de Maniabón, parte noroccidental de Holguín, algunos rasgos del AVC cambian. Por su composición se distinguen dos unidades estratigráficas. La llamada Formación Iberia contiene lavas y piroclastitas de composición entre andesitas y basaltos y ocupa gran parte del área. La Formación Loma Blanca posee una composición más variada y en general, más ácida y sus tobas a menudo se encuentran zeolitizadas. Aflora hacia la porción occidental de las Alturas de Maniabón. En una y otra formación están presentes muchos cuerpos de serpentinitas, emplazados de forma tectónica (Kozary, 1968; Knipper y Cabrera, 1974), que se mezclan con las rocas vulcanógeno-se-

dimentarias, formando un melange.

Según Pardo Echarte y Cobiella Reguera (2017), el piso paleogénico del basamento plegado está formado por cuatro complejos:

- Arco volcánico Sierra Maestra-Cresta Caimán (AVSMCC).
- Cuencas de antepaís.
- Cuencas a cuevas paleogénicas.
- Cuenca sinorogénica del Eoceno Medio y Superior del Sur de Cuba oriental.

Los vínculos entre los cuatro complejos del basamento paleogénico son mucho más claros y a pesar de las considerables deformaciones y transporte horizontal sufridos por algunos, las relaciones espaciales primarias (paleogeográficas) entre ellos se conservan en esencia.

El AVSMCC y la Cuenca intramontane del Eoceno Medio y Superior del sur de Cuba oriental no son tratadas en este tópico por encontrarse distantes del área de estudio y no ejercer influencia en su composición y estructura geológica.

En cuanto a la cuenca de antepaís a lo largo del norte de Cuba, desde el NO de Pinar del Río hasta Gibara (Holguín), las rocas del MCN son cubiertas por los depósitos de esta cuenca. Estos son sucesiones acumuladas en el frente de los mantos de cabalgamiento generados durante la orogénesis cubana, como consecuencia de la erosión de su región frontal y de la rápida subsidencia de la cuenca, debido al peso de los mantos de cabalgamiento. La sedimentación en estas depresiones es coetánea con las deformaciones orogénicas y el fechado de sus depósitos marca la edad del evento (Campaniano Tardío-Maastrichtiano al Paleoceno-Eoceno Tardío). Existe una estrecha imbricación entre las escamas tectónicas de la porción meridional de la cuenca de antepaís, formadas de manera mayoritaria por olistostromas y las escamas de rocas ofiolíticas, del Arco Volcánico Cretácico y del MCN. Este cinturón escamado es una faja plegada y fallada, con tectónica alpina de finas escamas, originado por una combinación de tectónica compresional y gravitacional (CPCNC).

Según el Colectivo de Autores (2009b), el CPCNC se caracteriza por varios niveles de pliegues de rampa contra falla inversa de rocas del MCN y su cobertura. Estos pliegues han sido, con probabilidad, complicados de forma adicional por accidentes de cizalla. Las rocas deformadas abarcan un intervalo de edad que va desde el Jurásico hasta el Paleógeno (Eoceno). Los apilamientos de varios pliegues anticlinales de rampa es uno de los principales objetivos exploratorios en la región de estudio. Estos conforman antiformas que son cartografiables con mucha dificultad por la sísmica. La pobre imagen obtenida es el principal obstáculo para el desarrollo de los trabajos exploratorios; solo se observa, como horizonte con alta definición dinámica, el relacionado de manera directa con la envolvente de los pliegues escamas.

En cuanto a las cuencas a cuestras (CC) son depresiones, por lo general pequeñas, desarrolladas en el dorso de los mantos de cabalgamiento durante el avance de estos. En el territorio cubano hay evidencias del desarrollo de varias de estas cuencas, en especial durante el Paleógeno Temprano (Cobiella Reguera, 2009; Linares Cala *et al.*, 2011). Al igual que con otras estructuras, las cuencas a cuestras cubanas modifican algunos de sus rasgos de una región a otra.

Según Pardo Echarte y Cobiella Reguera (2017), la cubierta eocénica-cuaternaria comprende los depósitos más jóvenes del corte estratigráfico, poco deformados en relación a las capas subyacentes, casi siempre separados de estas por una discordancia estructural y sin presencia de rocas magmáticas. Sus estratos se acumularon, fundamentalmente, tras el cese de los movimientos principales de la orogénesis cubana. Sin embargo, en varias regiones se incluyen en la porción basal de la cubierta, sucesiones con cierto grado de complicación estructural y evidencias de acumulación en condiciones aún inestables. De acuerdo con esto, la cubierta se divide en dos:

- Sucesiones transicionales (sinorogénico).
- Cubierta *sensu strictu* (postorogénico).

Premisas Físico-Químico-Geológicas

La alta densidad de las rocas carbonatadas, ofiolíticas,

volcánicas y granitoideas permite distinguir, por máximos gravimétricos locales, las elevaciones estructurales de las mismas. Igualmente, la elevada susceptibilidad magnética de los volcánicos, los granitoides y las ofiolitas admite cartografiarlos sin dificultad por la aeromagnetometría.

Por otro lado, una parte de la respuesta morfológica, geofísica y geoquímica a los cambios de la estabilidad mineral producidos por la microfiltración vertical de hidrocarburos, es la siguiente:

- La mineralización secundaria de carbonato de calcio y la silicificación, que resultan en materiales superficiales más densos y resistentes a la erosión (formación de anomalías geomórficas positivas y máximos de resistividad).
- La descomposición de la arcilla, que es la responsable de los mínimos de radiación reportados sobre los yacimientos de petróleo: el potasio es lixiviado del sistema hacia los bordes de la proyección vertical del depósito de hidrocarburos, donde precipita resultando en un "halo" de valores altos. El torio permanece de forma relativa fijo en su distribución original dentro de los minerales pesados insolubles; de ahí que sean observados mínimos de la relación K/Th rodeados de máximos sobre los depósitos gasopetrolíferos. En la periferia se observan, de manera mayoritaria, máximos (o incrementos) de U (Ra).
- En cuanto al papel del gas sulfhídrico, su propia presencia condiciona la formación de una columna de ambiente reductor (mínimos del Potencial Redox) sobre la acumulación. Este ambiente reductor favorece, a su vez, la conversión de los minerales de hierro no magnéticos en variedades magnéticas (diagenéticas) más estables como la magnetita, la maghemita, la pirrotina y la griegita, todas responsables del incremento de la Susceptibilidad Magnética de rocas y suelos, así como de la presencia de sutiles

máximos magnéticos locales sobre la acumulación.

MATERIALES Y MÉTODOS

Información y sus Fuentes

Los materiales utilizados y sus fuentes son las siguientes:

- Mallas del campo gravimétrico y magnético a escala 1:50000 y, de espectrometría gamma aérea (canales: U, Th y K) a escala 1:100000 de la República de Cuba (Mondelo Diez *et al.*, 2011).
- MED (90x90 m) tomado de Sánchez Cruz *et al.* (2015), con fuente en: <http://www.cgiar-csi.org/data/srtm-90m-digital-elevation>.
- Mapas Digitales de las Manifestaciones de Hidrocarburos y de los Pozos Petroleros de la República de Cuba a escala 1:250000 (Colectivo de Autores, 2008 y 2009a, respectivamente).
- Mapa Geológico de Cuba a escala 1:100000 del IGP-SGC (Colectivo de Autores, 2010).

Métodos y Técnicas

Los métodos utilizados en la investigación fueron:

- Gravimetría (Gb)
- Aeromagnetometría (DT)
- Espectrometría Gamma Aérea (EGA).
- Morfometría no-convencional (MED)

El procesamiento de la información geofísica-geoquímica-morfométrica se llevó a cabo utilizando el software Oasis Montaj versión 7.01.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para la cartografía geólogo-estructural gravimétrica (Figura 3), se utilizó la primera derivada vertical (DV), equivalente a una residual a 500 m y la derivada horizontal total (DHT) para el trazado de los alineamientos tectónicos. En esta figura, los máximos están asociados a la presencia de ofiolitas, rocas volcánicas y granitoides del AVC y los mínimos a cuencas sinorogénicas y depresiones estructurales.

La litología magnética (volcánicos+granitoides+ofiolitas) se distingue de forma directa sobre la base de las observaciones del campo magnético redu-

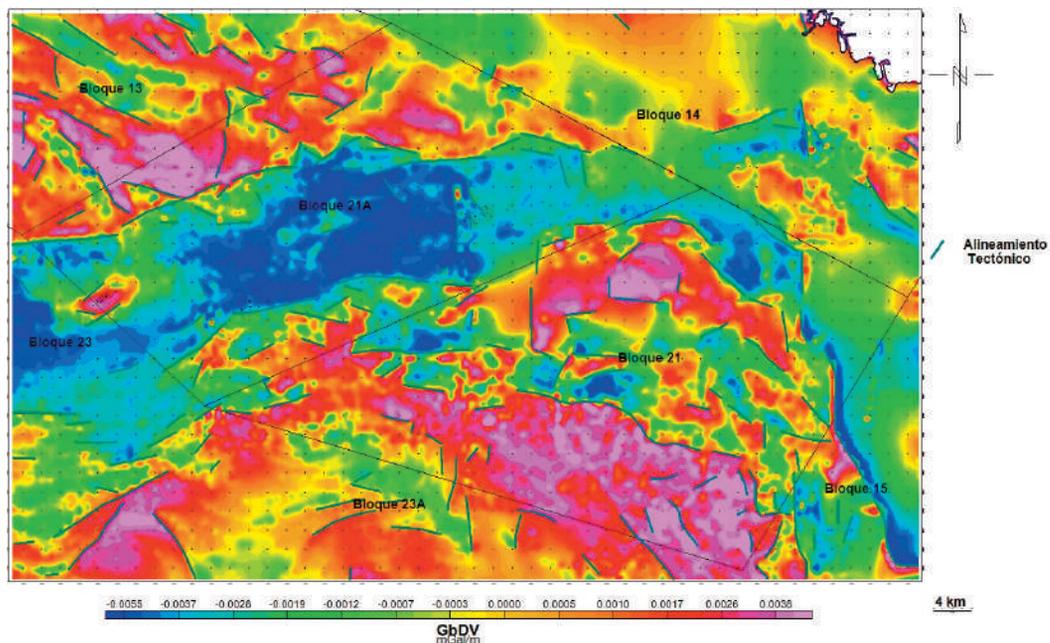


Figura 3. Cartografía geólogo-estructural a partir de datos gravimétricos. En trazo gris-verdoso, alineamientos tectónicos. Los máximos están asociados a la presencia de ofiolitas, rocas volcánicas y granitoides del AVC y los mínimos a depresiones estructurales.

cido al polo. Por eso, el campo magnético se sometió a la Reducción al Polo (RP) y los alineamientos tectónicos fueron trazados a partir de la derivada vertical del campo magnético RP (DTrpDV). La cartografía geólogo-estructural en base a datos aeromagnéticos se presenta en las figuras 4 y 5. En la Figura 4, los máximos están asociados a la presencia del basamento cristalino de la Plataforma de Bahamas (al norte), las

ofiolitas y del AVC (volcánicos+granitoides) y los mínimos a depresiones estructurales.

La litología magnética (volcánicos+granitoides+ofiolitas) se distingue de forma directa sobre la base de las observaciones del campo magnético reducido al polo. Por eso, el campo magnético se sometió a la Reducción al Polo (RP) y los alineamientos tectónicos fueron trazados a partir de la derivada vertical

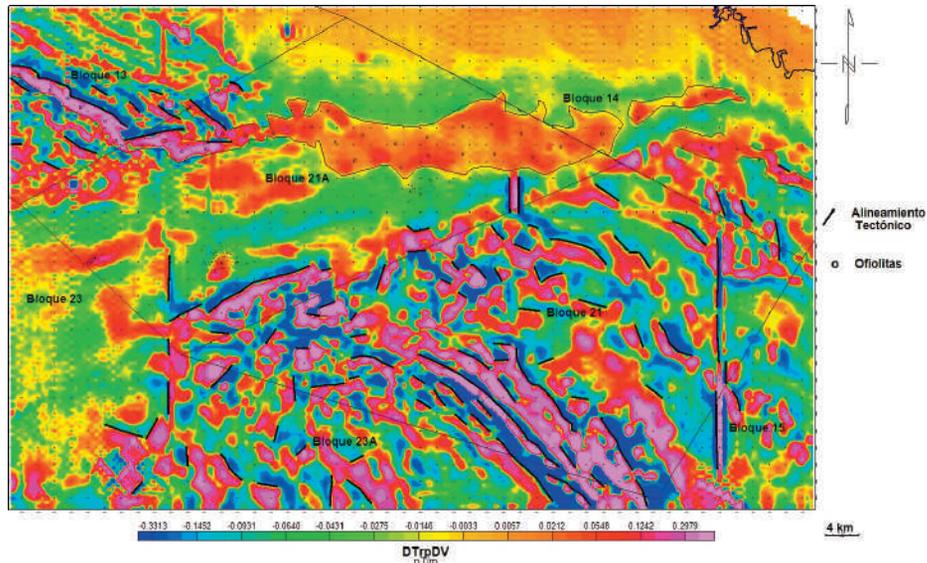


Figura 4. Cartografía geólogo-estructural a partir de datos aeromagnéticos RP (DV). En trazo negro, alineamientos tectónicos.

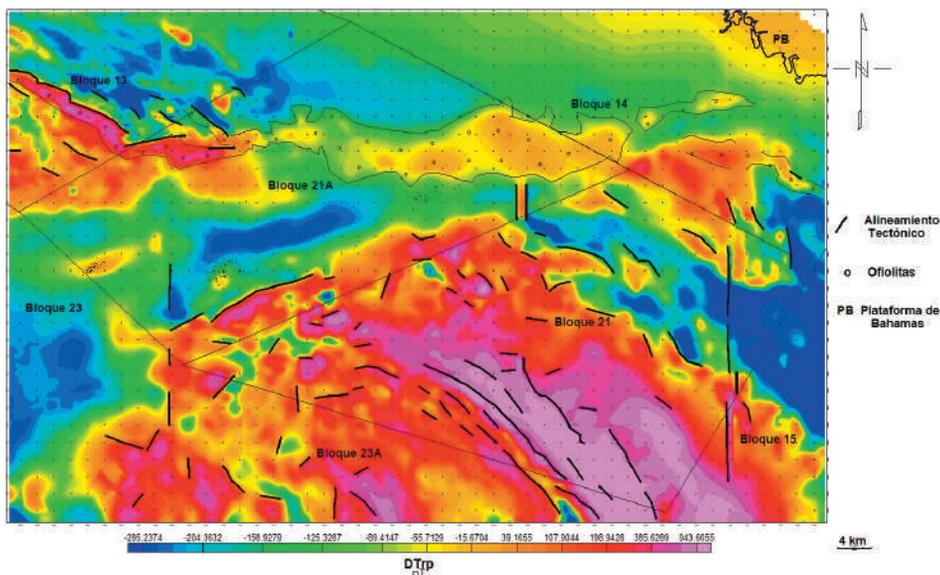


Figura 5. Cartografía geólogo-estructural a partir de datos aeromagnéticos RP. En trazo negro, alineamientos tectónicos. Los máximos están asociados a la presencia del basamento cristalino de la Plataforma de Bahamas (al norte), de ofiolitas, rocas volcánicas y granitoides del AVC y los mínimos a cuencas sinorogénicas y depresiones estructurales.

del campo magnético RP (DTrpDV). La cartografía geólogo-estructural en base a datos aeromagnéticos se presenta en las **figuras 4 y 5**. En la **Figura 4**, los máximos están asociados a la presencia del basamento cristalino de la Plataforma de Bahamas (al norte), las ofiolitas y del AVC (volcánicos+granitoides) y los mínimos a depresiones estructurales.

Para la EGA se determinó la relación K/Th, con

el propósito de señalar los mínimos vinculados, presumiblemente, con zonas activas de microfiltración vertical de hidrocarburos ligeros. Los resultados de la cartografía EGA (mínimos de la relación K/Th y máximos locales de U (Ra)), de forma conjunta con los alineamientos tectónicos por gravimetría, se presentan en la **Figura 6**.

El MED (90x90 m) se sometió a la separación

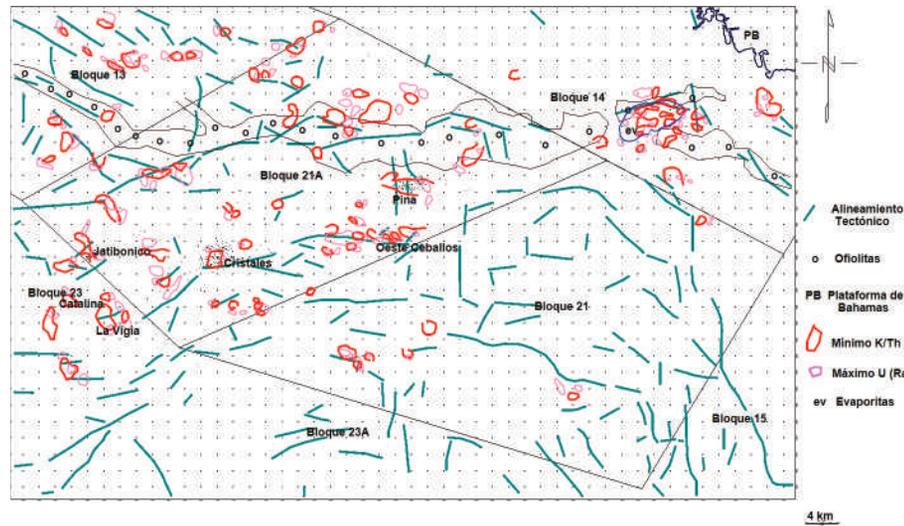


Figura 6. Cartografía EGA, en el marco de los alineamientos tectónicos gravimétricos (trazo gris-verdoso). En rojo, mínimo de la relación K/Th. En rosado, máximo de U(Ra). En azul, contorno de la estructura salina Loma Cunagua y en negro, contorno de ofiolitas. Algunos Complejos Anómalos EGA (Jatibonico, Catalina, Cristales y Pina) corresponden a yacimientos conocidos y otros (La Vigía y Oeste Ceballos) a prospectos.

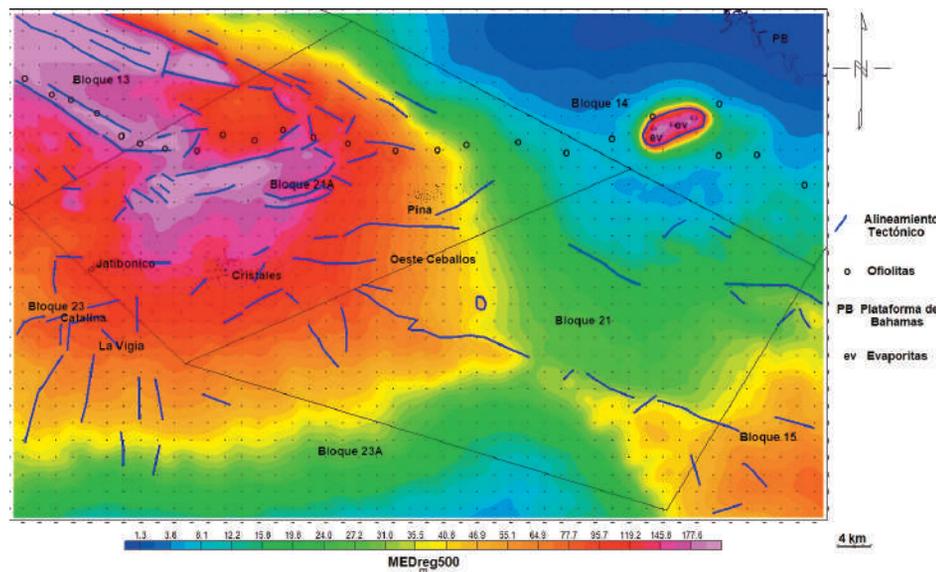


Figura 7. MEDreg500 (90x90m) del área de estudio. En azul, alineamientos tectónicos. La estructura salina Cunagua se observa con claridad en el extremo nororiental del área. En la figura se señalan, también, algunos rasgos geológicos y petroleros de interés.

regional-residual a partir de la Continuación Analítica Ascendente (CAA) a 500 m (MEDreg500), según la experiencia del autor (Pardo Echarte, Reyes Paredes y Suárez Leyva, 2018). Para trazar los alineamientos tectónicos se utilizó la derivada horizontal total (MEDreg500DHT). Los resultados de la cartografía geólogo-estructural por datos morfométricos se presentan en la **Figura 7**. En la figura se señalan, también, algunos rasgos geológicos y petroleros de interés.

CONCLUSIONES

La interpretación integrada gravi-magnética, morfo-métrica no-convencional y de espectrometría gamma aérea en la región de estudio, permitió reconocer el siguiente panorama:

- Diferentes límites tectónicos.
- La expresión magnética del basamento cristalino de la Plataforma de Bahamas.
- La presencia de volcánicos (AVC)+ofiolitas (AO) (los cuales resultan en la práctica indiferenciables en su comportamiento magnético, donde son reconocibles solo sus límites), así como el cinturón de granitoides (Bloque 21).
- Cuencas sinorogénicas y depresiones estructurales.
- La conjunción estructural entre la Cuenca Central (de rumbo NE-SO) con las estructuras geológicas occidentales de dirección cubana (de rumbo NO-SE) y su continuación al este.
- Levantamientos estructurales de rocas del MCN dentro del CPCNC, correspondientes a las zonas de desarrollo de las UTEs Camajuaní y Placetas, a juzgar por la faja septentrional de complejos anómalos EGA observada en el límite de ellas.
- Complejos anómalos EGA, indicadores de posible interés gasopetrolífero vinculados al petróleo convencional de las UTEs Camajuaní y Placetas.
- Esta información constituye un complemento imprescindible para la planificación

de nuevos trabajos de métodos no convencionales (Complejo Redox), de Geoquímica de Superficie, así como de trabajos de sísmica 2D en el territorio.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al Centro de Investigación del Petróleo por permitir el uso de información ordinaria en esta investigación. También, al Dr. Cs. Reinaldo Rojas Consuegra, al Dr. Cs. Evelio Linares Cala, a la Dra. Cs. Olga Castro Castiñeira y al M. Cs. Orelvis Delgado López, por la rigurosa revisión del manuscrito.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Cobiella Reguera, J.L., 2009**, Emplacement of the Northern Ophiolite Belt of Cuba. Implications for the Campanian-Eocene geological history of the northwestern Caribbean-SE Gulf of Mexico region. (In: James, K., M. Lorente, J. Pindell (Eds.). The Origin and Evolution of the Caribbean Plate, Geological Society of London Special Publication 328: 313-325.
- Colectivo de Autores, 2008**, Mapa Digital de las Manifestaciones de Hidrocarburos de la República de Cuba a escala 1:250000. Inédito. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana.
- Colectivo de Autores, 2009a**, Mapa Digital de los Pozos Petroleros de la República de Cuba a escala 1:250000. Inédito. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana.
- Colectivo de Autores, 2009b**, Expediente Único del Proyecto 6004, «Exploración en la Franja Norte Petrolera Cubana». Inédito. Archivo, Centro de Investigación del Petróleo (Ceinpet), La Habana, Cuba, 22pp.
- Colectivo de Autores, 2010**, Mapa Geológico Digital de la República de Cuba a escala 1:100000. Inédito. Instituto de Geología y Paleontología, Servicio Geológico de Cuba, La Habana.
- Ducloz, C., 1960**, Mapa Geológico de Matanzas a escala 1:20000. Inédito. Centro Nacional Fondo

- Geológico, Ministerio de la Industria Básica. La Habana.
- Hatten, C.W., Somin, M.L., Millán Trujillo, G., Renne, P., Kistler, R.W., y Mattinson, J.M., 1988**, Tectonostratigraphic units of central Cuba En: Barker, L., (Editor) Transactions of the 11th Caribbean Geological Conference, Barbados, 1986: págs. 35.1-35.
- Knipper, A., Cabrera, R., 1974**, Tectónica y geología histórica de la zona de articulación entre el mio y el eugeosinclinal del cinturón hiperbasáltico de Cuba. En: Contribución a la Geología de Cuba, ACC. Publicación especial (2): 15 – 77.
- Linares, E., García Delgado, D., Delgado López, O., López Rivera, J., Strazhevich, V., 2011**, Yacimientos y manifestaciones de hidrocarburos de la República de Cuba. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, 480 p.
- Linares, E. y Fajardo, Y., 2022**, Texto Explicativo del Mapa de Dominios Paleogeográficos y Conjuntos Petrotectónicos de la República de Cuba a escala 1: 500 000. Inédito. Centro de Investigación del Petróleo, La Habana.
- Mondelo Diez, F., Sánchez Cruz R. y otros, 2011**, Mapas geofísicos regionales de gravimetría, magnetometría, intensidad y espectrometría gamma de la República de Cuba, escalas 1:2000000 hasta 1:50000. Inédito. IGP, La Habana, 278p.
- Morales González, J., Rodríguez Morán, O. y Pardo Echarte, M. E., 2020**, Possible gaso-petroleum occurrence from non-seismic and non-conventional exploration methods in the Central Basin, Cuba. Boletín Ciencias de la Tierra. No.47, p. 15-20.
- Morales, J., Martínez, E., Pardo, M. E. y Rodríguez, O., 2022**, El complejo anómalo Oeste de Ceballos, Cuenca Central, Cuba, integración de los métodos no convencionales con la sísmica. Consideraciones sobre la exploración petrolera. Boletín de Geología., vol. 44 (1), p. 25. ISSN: 0120-0283.
- Morales González, J., 2023**, Perspectiva gasopetrolífera en la Cuenca Central, Cuba, a partir de métodos de exploración no-sísmicos y no-convencionales. Inédito. Tesis de Doctor en Ciencias Técnicas. Universidad Tecnológica de la Habana, Cuba, 173pp.
- Pardo Echarte, M.E. y Cobiella Reguera, J. L., 2017**, Oil and Gas Exploration in Cuba: Geological-Structural Cartography using Potential Fields and Airborne Gamma Spectrometry. Springer Briefs in Earth System Sciences. DOI 10.1007/978-3-319-56744-0.
- Pardo Echarte, M. E., Reyes Paredes, O. y Suárez Leyva, V., 2018**, Offshore Exploration of Oil and Gas in Cuba using Digital Elevation Models (DEMs). SpringerBriefs in Earth System Sciences. DOI 10.1007/978-3-319-77155-7.
- Pardo Echarte, M.E., Rodríguez Morán, O. and Delgado López, O., 2019**, Non-seismic and Non-Conventional Exploration Methods for Oil and Gas in Cuba. Springer Briefs in Earth System Sciences, DOI 10.1007/978-3-030-15824-8.
- Pardo Echarte, M. E., 2020**, Cartografía geólogo-estructural y sectores perspectivas para hidrocarburos en Cuba Central a partir de métodos no-sísmicos de exploración. Geociencias UO, México, V 3, No. 1, junio 2020, pp. 35-44.
- Pardo Echarte, M. E., Rodríguez Morán, O. y Fajardo Fernández, Y.,** en prensa, Boletín de Geología Santander, Colombia. Cartografía geólogo-estructural y áreas favorables para hidrocarburos a partir de datos geofísico-morfométricos en la región central de Cuba.
- Sánchez Cruz, R., Mondelo Diez, F. y otros, 2015**, Mapas Morfométricos de la República de Cuba para las escalas 1:1000000–1:50000 como apoyo a la Interpretación Geofísica. Memorias VI Convención Cubana de Ciencias de la Tierra, VIII Congreso Cubano de Geofísica. Fuente: <http://www.cgiar-csi.org/data/srtm-90m-digital-elevation>.

Continuidad del reservorio entre los sectores Fraile Norte y Jibacoa de la Franja Petrolera Norte Cubana mediante la utilización de registros geofísicos de pozo

Olga Castro Castiñeira¹, Yaneisy Tamayo Castellanos², Yanet Rosell Armenteros³, Manuel Enrique Pardo Echarte⁴

¹ Centro de Investigación del Petróleo (Ceinpet). Churrucá, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. C.P. 12000, La Habana, Cuba. ORCID ID: 0000-0003-4285-6774. Correo E.: olgac@ceinpet.cupet.cu.

² Centro de Investigación del Petróleo (Ceinpet). Churrucá, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. C.P. 12000, La Habana, Cuba. ORCID ID: 0009-0004-4744-9101. Correo E.: yaneisy@ceinpet.cupet.cu.

³ Centro de Investigación del Petróleo (Ceinpet). Churrucá, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. C.P. 12000, La Habana, Cuba. ORCID ID: 0009-0008-6542-6041. Correo E.: yrosell@ceinpet.cupet.cu.

⁴ Ingeniero Geofísico, Doctor en Ciencias Geológicas, Investigador Titular y Profesor Titular del Centro de Investigación del Petróleo, Churrucá, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, Cerro, La Habana, CP 10 600. ORCID ID: 0000-0003-0669-4413. Correo E.: pardo@ceinpet.cupet.cu; mpardoecharte@gmail.com.

RESUMEN

La Unión Cuba-Petróleo necesita elevar el volumen de extracción de hidrocarburos en áreas que han sido investigadas y perforadas, en particular de la Franja Norte Petrolera Cubana (FNPC), para mantener el crecimiento sostenido de la producción de crudos. El área comprendida por los yacimientos Fraile Norte y Jibacoa dentro de esta franja, tiene estudios insuficientes para definir si existe continuidad entre sus reservorios y sellos, y en consecuencia incrementar la perforación de pozos para su explotación. Para la solución de este problema se propone como objetivo del trabajo, definir si existe continuidad entre los reservorios y sellos de los dos sectores petroleros, a partir del análisis de registros geofísicos de pozo, mediante la introducción de tecnologías y el uso de nuevos enfoques. Fue utilizada una muestra de los pozos perforados donde aparecen intervalos de diferentes formaciones geológicas. Como materiales se contó con los registros geofísicos convencionales de pozos (para establecer visualmente

las electrofacies) y los registros de imágenes eléctricas de pared de pozo. Se compararon resultados antecedentes con los nuevos datos generados, apoyados con un software de clasificación, con lo que se redefinieron las electrofacies y se buscó su correspondencia con la litología conocida. Como resultado, se determinó que existe una buena correlación de las electrofacies de sello y reservorio para los pozos analizados de Fraile Norte y Jibacoa. Aunque los reservorios tienen una constitución similar, hay variación en las proporciones de las diferentes texturas encontradas en las rocas de cada área y sus propiedades petrofísicas, todo lo cual hace que se consideren como dos áreas separadas.

Palabras clave: Reservorios, sellos, electrofacies, continuidad, registros geofísicos de pozo

ABSTRACT

The Cuba-Petróleo Union needs to increase the vo-

lume of hydrocarbon extraction in areas that have been investigated and drilled, particularly in the Northern Cuban Oil Belt (FNPC), to maintain the sustained growth of crude oil production. The area comprised by the Fraile Norte and Jibacoa deposits within this strip has insufficient studies to define if there is continuity between its reservoirs and seals, and consequently increase the drilling of wells for their exploitation. To solve this problem, the objective of the work is to define if there is continuity between the reservoirs and seals of the two oil sectors, based on the analysis of geophysical well logs, through the introduction of technologies and the use of new approaches. A sample of the drilled wells where intervals of different geological formations appear was used. As materials, conventional geophysical records of wells (to visually establish the electrofacies) and electrical image records of the well wall were available. Previous results were compared with the new data generated, supported by classification software, with which the electrofacies were redefined and their correspondence with the known lithology was sought. As a result, it was determined that there is a good correlation of the seal and reservoir electrofacies for the Fraile Norte and Jibacoa wells analyzed. Although the reservoirs have a similar constitution, there is variation in the proportions of the different textures found in the rocks of each area and their petrophysical properties, all of which causes them to be considered as two separate area.

Keywords: Reservoirs, seals, electrofacies, continuity, well geophysical logs

RESUMO

A União Cuba-Petróleo precisa aumentar o volume de extração de hidrocarbonetos nas áreas investigadas e perfuradas, principalmente na Faixa Petrolífera do Norte de Cuba (FNPC), para manter o crescimento sustentado da produção de petróleo bruto. A área compreendida pelas jazidas Fraile Norte e Jibacoa dentro desta faixa não possui estudos suficientes para definir se há continuidade entre seus reservatórios e selos, e conseqüentemente aumentar a perfuração de poços

para sua exploração. Para resolver este problema, o objetivo do trabalho é definir se há continuidade entre os reservatórios e selos dos dois setores petrolíferos, com base na análise de perfis geofísicos de poços, por meio da introdução de tecnologias e uso de novas abordagens. Foi utilizada uma amostra dos poços perfurados onde aparecem intervalos de diferentes formações geológicas. Como materiais, registros geofísicos convencionais de poços (para estabelecer visualmente as eletrofácies) e registros de imagens elétricas da parede do poço estavam disponíveis. Os resultados anteriores foram comparados com os novos dados gerados, suportados por software de classificação, com os quais as eletrofácies foram redefinidas e procurada a sua correspondência com a litologia conhecida. Como resultado, foi determinado que existe uma boa correlação das eletrofácies de vedação e reservatório para os poços Fraile Norte e Jibacoa analisados. Embora os reservatórios tenham constituição semelhante, há variação nas proporções das diferentes texturas encontradas nas rochas de cada área e em suas propriedades petrofísicas, o que faz com que sejam consideradas como duas áreas distintas.

Palavras-chave: Reservatórios, vedações, eletrofácies, continuidade, perfis geofísicos de poços

INTRODUCCIÓN

El incremento de la producción petrolera con ahorro de recursos es una preocupación mundial, que se expresa en ejemplos como Alcántara (2019): la búsqueda permanente de nuevas tecnologías que permitan facilitar, de manera eficiente, todos los procesos involucrados en la producción, donde las perforaciones horizontales y direccionales en conjunto con las multilaterales, han ampliado las opciones de explotación de los yacimientos. Mientras, Rodríguez y Aguirre (2015), proponen una metodología que mostró su validez al establecer analogías entre yacimientos cercanos con historias geológicas similares y constituye un intento por disminuir las incertidumbres inherentes a la propuesta de pozos de alto riesgo en yacimientos con desarrollo incipiente.

La Unión Cuba-Petróleo necesita elevar el volumen de extracción de hidrocarburos en áreas que han sido investigadas y perforadas, en particular en la FNPC, para mantener el crecimiento sostenido de la producción de crudos. Esto debe realizarse mediante la introducción de tecnologías y análisis con nuevos enfoques para continuar desarrollando la explotación con la misma infraestructura sin ejecutar grandes inversiones. El área comprendida por los yacimientos Fraile Norte y Jibacoa dentro de la Franja Petrolera Norte Cubana, tiene estudios insuficientes para definir si existe continuidad entre los reservorios y sellos de ellas, e incrementar así la perforación de pozos para su explotación.

En consecuencia, el objetivo del trabajo es definir si existe continuidad entre los reservorios y sellos de los sectores petroleros Fraile Norte y Jibacoa a partir de registros geofísicos de pozo, mediante la introducción de nuevas técnicas de análisis.

Como antecedentes se tiene que la interpretación de las propiedades de reservorios y sellos en pozos individuales, se ha realizado (de forma inmediata a la perforación) en los sectores de estudio Fraile Norte y Jibacoa (Domínguez *et al.*, 2002; Gómez *et al.*, 2008, 2010). En el caso de Jibacoa, se han caracterizado los paquetes de reservorios y sellos identifi-

cables, en todos los pozos para la generalización de su comportamiento y el apoyo a los estudios de litofaciales posteriores (Gómez *et al.*, 2012, 2014). Se han preparado correlaciones entre los pozos de los yacimientos Santa Cruz, Fraile Norte y Jibacoa para establecer similitudes y diferencias entre ellos.

La interpretación geofísico-morfométrica en objetivos marinos y terrestres que involucra los sectores de estudio es otra de las investigaciones realizadas recientemente (Pardo, 2023), donde se revela que los yacimientos se encuentran en áreas diferentes.

Ubicación geográfica del área

El sector petrolero Fraile se encuentra ubicado al norte de las elevaciones Peñón del Fraile, en la provincia Mayabeque. Posee un grupo de pozos cercanos unos a otros, perforados con categoría exploratoria por parte de CUPET, que alcanzan profundidades por encima de los 5000 m por el largo del instrumento (MD) y 2000 m por la vertical (TVD).

El sector petrolero Jibacoa se localiza en una elevación de aproximadamente 80 m de altura y a 400 m de la costa en línea recta, los pozos están hacia el este de la carretera que une a la Vía Blanca con el Club Jibacoa, en la provincia Mayabeque (**Figura 1**).

El objetivo para la solución del problema, es de-



Figura 1. Ubicación de los pozos Fraile Norte y Jibacoa, señalados con círculos rojos.

finir si existe continuidad entre los reservorios y sellos entre los sectores petroleros Fraile Norte y Jibacoa a partir de registros geofísicos de pozo, mediante la introducción de nuevas técnicas de análisis.

El diseño de la investigación para cumplir el objetivo, consistió en la división cualitativa del corte de los pozos a partir de registros geofísicos, con diferentes criterios (formaciones, electrofacies y paquetes). Esta división se apoya desde el punto de vista cuantitativo en algoritmos matemáticos. Se busca la relación existente entre las clases que se obtienen y la composición litológica, y su imagen eléctrica de pared de pozo. Con la información integrada, se procede a la correlación entre los pozos.

MATERIALES Y MÉTODOS

Materiales

Para el estudio se utilizó una muestra de los pozos perforados (Fraile Norte 1004; Jibacoa 100 y 102), donde aparece la litología descrita en intervalos con diferente composición. Los registros geofísicos de pozo (**Tabla 1**) incluyen los registros convencionales y las imágenes de pared de pozo (FMI).

Métodos

- cualitativa por registros convencionales de las divisiones del pozo.
- Clasificación por HRA.
- Comportamiento del FMI en cuanto a colocación y textura.

Visualización cualitativa por registros convencionales de las divisiones del pozo

Para la visualización cualitativa de las electrofacies, se relacionan a continuación los registros convencionales utilizados: cáliper (HCAL), espectrometría gamma (CGR, SGR, THOR, POTA), factor fotoeléctrico (PEFZ y PEF), porosidad neutrónica (NPHI), densidad (RHOZ y RHOB), eléctricos (RLA1 a 5, RXOZ, LLD-LLS, MSFL y SP) y sónico (DT), dispuestos en un composite (registro compuesto) para revisar las distintas divisiones (Castro, 2017).

Estas divisiones se apoyan en los gráficos de propiedades cruzadas NPHI/RHOB y LLD/CGR para separar sellos y reservorios.

Símbolo	Significado
HCAL	Cavernometría (cáliper) en pg (in) o mm
SGR	Gamma natural espectrométrico en GAPI
CGR	Gamma natural computado (torio + potasio) en GAPI
POTA	Potasio en por ciento o fracción (v/v)
THOR	Torio en PPM
URAN	Uranio en PPM
PEF	Efecto fotoeléctrico
PEFZ	Efecto fotoeléctrico
SP	Potencial espontáneo (Spontaneous Potential) en mv/cm
LLD	Resistividad (sonda profunda del laterolog) en ohm-m
LLS	Resistividad (sonda somera del laterolog) en ohm-m
HRLA	Resistividad: Arreglo Lateral de Alta Resolución (High Resolution Lateral Array: RLA1, RLA2, RLA3, RLA4, RLA5) en ohm-m
MSFL	Microrresistividad (microlaterolog o microlog) en ohm-m
NPHI	Porosidad neutrónica en por ciento o en fracción (v/v)
RHOB	Densidad en g/cm ³
RHOZ	Densidad en g/cm ³
DT	Sónico en $\mu\text{s}/\text{f}$ ($\mu\text{s}/\text{pie}$)
TURA	Relación THOR/URAN para el ambiente de sedimentación
FMI	Imágenes resistivas de pared de pozo en ohm-m

Tabla 1. Simbología utilizada en los registros geofísicos de pozo.

Clasificación por HRA

Para este análisis se utiliza el programa Heterogeneous Rock Analysis (HRA) perteneciente al software Techlog 2018, que es un flujo de trabajo para identificar clases de rocas con propiedades y composición similares dentro del intervalo de interés, y discriminar aquellas con diferentes propiedades. Este es un método de clasificación de rocas basado en registros geofísicos de pozo donde las clases de rocas se basan en los atributos de textura, composición o de ambos, a partir de los registros como variables de entrada. Las clases resultantes pueden caracterizarse por observaciones de núcleos y otras mediciones, así como por el modelo de propiedades (Barcala, 2015).

Comportamiento del FMI en cuanto a coloración y textura

El comportamiento del FMI se estudia primeramente por la coloración del registro en la imagen estática, donde fácilmente se pueden encontrar las rocas menos resistivas (colores oscuros), las más compactas (colores claros) y las arenas (colores intermedios), que luego se asocian a las litologías presentes en el corte analizado. Luego se establecen las texturas y los eventos sedimentarios en la imagen dinámica, donde también se pueden apreciar los eventos tectónicos a través de los planos que cortan el agujero. Si se dispone de núcleos o de muestras de superficie, se puede establecer una comparación entre las dos formas de ver las rocas (Schlumberger, 1991).

RESULTADOS

La división en electrofacies y en paquetes de sellos y reservorios se comparó con los resultados anteriores (Gómez, 2014, 2012). Se obtuvo que la visualización de los registros arroja prácticamente las mismas secuencias en los pozos Jibacoa, con algunas diferencias para Fraile Norte 1004.

Con la ayuda de HRA se realizó una clasificación mediante componentes principales a partir de los registros de resistividad, rayos gamma, porosidad neutrálica y densidad. En los pozos estudiados se encontró que la mejor separación se lograba para 5 cla-

ses asociadas a litologías, muy bien definidas por la primera y la segunda componente principal, con buena separación de los centros como se muestra en la **Figura 2**.

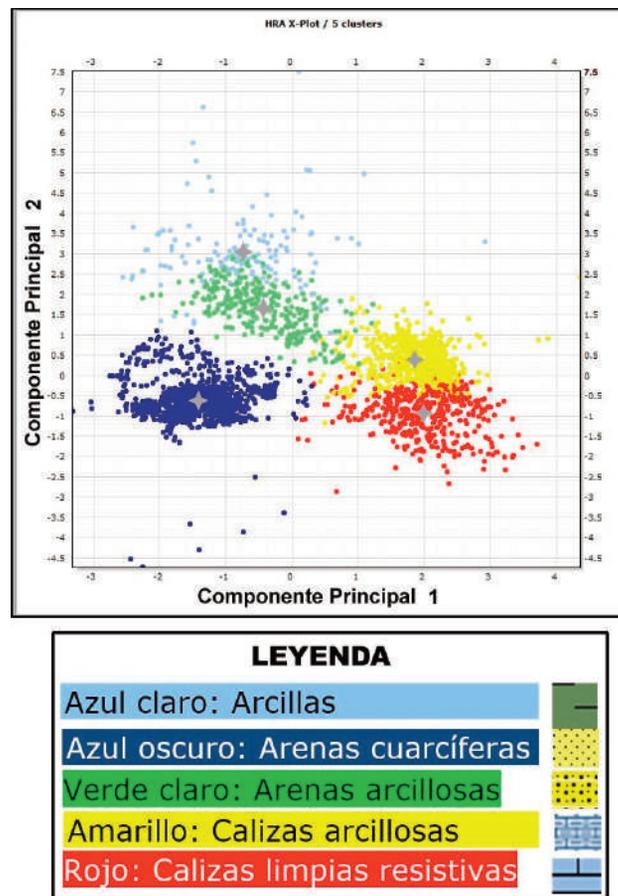


Figura 2. Separación de corte de los pozos Jibacoa 100, 102 y Fraile Norte 1004 en 5 clases.

Al comparar con los registros, se puede establecer la siguiente asociación de colores con litología:

La interpretación del FMI se realizó en el pozo Jibacoa 100. Se pudo establecer que los intervalos de calizas arcillosas corresponden a zonas de brechas; las calizas resistivas pueden presentarse en capas o en rocas masivas. Las arcillas y arenas arcillosas corresponden a estratificación laminar, muy plegadas (**Figura 3**).

DISCUSIÓN

Por la división en electrofacies según el comportamiento de los registros para cada pozo, no puede esta-

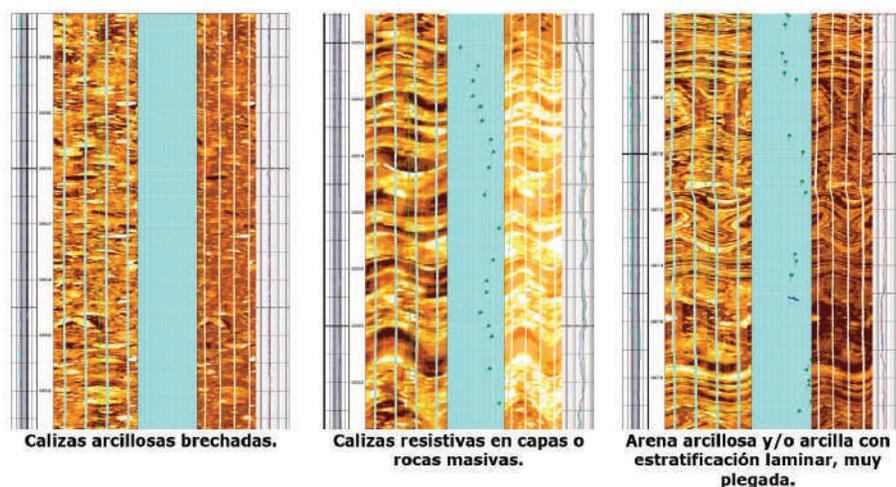


Figura 3. Comportamiento textural de las litologías presentes según las imágenes de pared de pozo.

blecerse una correlación entre los pozos. Mientras, la división en sellos y reservorios responde fundamentalmente a los paquetes de estos que se alternan en cada pozo y sí se puede establecer una correlación entre ellos.

Antes del reservorio en los tres pozos se encuentra una zona arenosa, Arena 1, donde se alternan algunos reservorios con arcillas. Los reservorios en los pozos Jibacoa están equilibrados entre calizas arcillosas y resistentes más limpias, en tanto que en el Fraile Norte 1004, hay un predominio absoluto de las calizas resistentes. En la **Figura 4** se puede analizar en detalle cada una de las divisiones establecidas, y la correlación final que resulta de los paquetes.

Pistas de los registros: 1-Profundidad MD y Cáliper, CAL; 2-Profundidad TVD; 3-División por formaciones; 4-División por paquetes; 5-División por electrofacies; 6-Clasificación por HRA; 7-Respuesta litológica de la clasificación; 8 a 11-Registros de Rayos gamma y PEF, Resistividad de distintos radios de investigación, Neutrónico, Densidad y Sónico, Torio, Potasio y Uranio; 12-Ambiente de sedimentación (TURA); 13-Litología por descripción de muestras.

CONCLUSIONES

A pesar de ser áreas diferentes, puede encontrarse una composición litológica similar, con distintas proporciones y propiedades, donde el yacimiento Fraile Norte presenta mejores características. De ahí que se recomiende continuar desarrollando el sector Jibacoa

para incrementar la producción de hidrocarburos en la región. Se han establecido por registros 5 clases asociadas a litologías generales en los pozos estudiados. Se asocian a una secuencia de paquetes de sellos y reservorios, en el mismo orden.

Pero las características de los reservorios varían entre Fraile Norte y Jibacoa. En Fraile Norte los espesores aparentes son mayores, y la roca es más resistente.

El tope del reservorio está mejor definido al observar el comportamiento de todos los registros, donde el más diferenciado es el de resistividad. Aunque la composición es la misma en los dos sectores, en Jibacoa los espesores de reservorio son litológicamente más heterogéneos. Las diferencias encontradas se ajustan a los estudios geofísicos morfométricos tanto terrestres como marinos, que demostraron y confirmaron la presencia de dos áreas diferentes de anomalías geomórficas.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al CEINPET por permitir el uso de información ordinaria en esta investigación. También a los integrantes de la comisión del Consejo Científico encargada de la revisión rigurosa del manuscrito, Dr. Cs. Reinaldo Rojas Consuegra y Dr. Cs. Edgar George de Armas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Alcántara, A., 2019, Desafíos y avances en la perforación de pozos multilaterales. Disponible en:

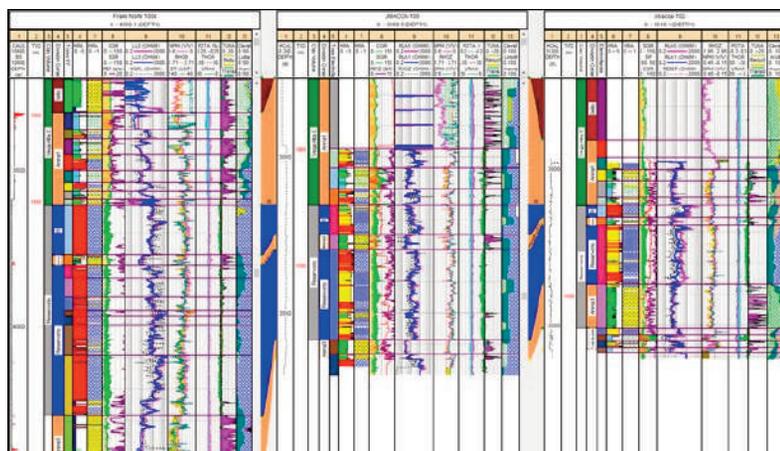


Figura 3. Comportamiento textural de las litologías presentes según las imágenes de pared de pozo.

- <https://es.linkedin.com> [2023, 7 de agosto]
- Barcala, R.**, 2016, Caracterización petrofísica del sector Varadero Oeste. Franja Norte de Crudos Pesados Cubana. Tesis en opción al grado de Ingeniero Geofísico, Universidad Tecnológica de La Habana y Centro de Investigación del Petróleo, La Habana.
- Castro, O.**, 2017, Flujo de trabajo para la evaluación petrofísica de las formaciones. En Castro, O. Evaluación petrofísica de formaciones gasopetrolíferas cubanas (pp. 31-57). Centro Nacional de Información Geológica, La Habana.
- Domínguez, A., Otero, R., Blanco, S., Villavicencio, B., Brey, D., Pérez, L., Pérez, Y., Rodríguez, R., Tamayo, Y.**, 2008, Informe final del pozo Jibacoa 100. Proyecto 6004. Manuscrito no publicado, Archivo Técnico Ceinpet, La Habana.
- Gómez, J. E., Castro, O., Domínguez, B. R., Juara, M., Perera, C., Ríos, J., Blanco, S., García, M., Martínez, G., Brey, D., García, R., Teruel, E., Torres, M., Rodríguez, R., Sánchez, E., García, Y.**, 2010, Informe final del pozo Jibacoa 102. Proyecto 7035. Manuscrito no publicado, Archivo Técnico Ceinpet, La Habana.
- Gómez, J. E., Ríos, J., Sosa, C., Martínez, G., Teruel, E., Bisbé, E. M., Torres, M., Torres, Y., López, M.**, 2012, Estado de la exploración preliminar del prospecto Jibacoa hasta el cierre de 2011. Proyecto 7035. Etapa 3. Manuscrito no publicado, Archivo Técnico Ceinpet, La Habana.
- Gómez, J. E., Castro, O., Mejías, L., Otero, R., Hernández, J. G., Ayllón, R., Rodríguez, O., Vázquez, B., Valdivia, C.**, 2014, Informe final de comercialización de la exploración del prospecto Jibacoa hasta el cierre de 2013. Proyecto 7079. Etapa 2. Manuscrito no publicado, Archivo Técnico Ceinpet, La Habana.
- Pardo, M. E.**, 2023, SCT Estudios integrados de pozos. Reporte de investigación geofísico-morfométrica. Región Santa Cruz-Puerto Escondido (FPNC). Manuscrito no publicado, Archivo Técnico Ceinpet, La Habana.
- Rodríguez, R. J., Aguirre, H. D.**, 2015, Analogía entre yacimientos como soporte para la ubicación de pozos de avanzada de alto riesgo: Un caso de estudio en la cuenca del Golfo San Jorge, Patagonia Central. Revista de la Asociación Geológica Argentina [en línea]. No. 72 (1): 120-135. Disponible en: <https://revista.geologica.org.ar> [2023, 7 de agosto]
- SCHLUMBERGER**, 1991, Principios/Aplicaciones de la interpretación de registros. Schlumberger Educational Services.

Carta al editor¹:

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

Estimado Editor de la Geociencias UO,
Adjunto para su consideración el manuscrito titulado “Comentarios sobre ‘Informe sobre investigaciones in situ de meteoritos de Cuba’ de Rochette *et al.* (2024)”, de mi autoría, Yasmani Ceballos Izquierdo.

El reciente artículo publicado por Rochette *et al.* (2024) en la revista Geociencias UO presenta un informe sobre mediciones de la susceptibilidad magnética y la composición química de cuatro rocas que los autores identifican como meteoritos cubanos. Sin embargo, varios puntos críticos limitan su impacto y contribución al campo. El manuscrito que le envío contiene un comentario detallado al respecto.

Las principales preocupaciones incluyen la publicación de información de ejemplares sin número de catálogo o procedencia documentada, violación de prácticas curatoriales, así como la omisión de literatura relevante sobre el tema. Para que pueda realizar una mejor valoración, le comparto los trabajos relevantes publicados anterior a dicho artículo y que fueron omitidos (ver enlace <https://drive.google.com/drive/folders/1UIJdKxHDMWuiI7weEd1tN3vhXk97a8Bx?usp=sharin>).

Agradezco de antemano la consideración de este manuscrito para su publicación en la revista. Estoy disponible para cualquier consulta o aclaración adicional que se requiera.

Atentamente
Yasmani Ceballos-Izquierdo

Comentarios sobre “Informe sobre investigaciones in situ de meteoritos de Cuba” de Rochette *et al.* (2024)

La nota científica titulada “Informe sobre investigaciones in situ de meteoritos de Cuba” de los autores Rochette *et al.* (2024), publicada recientemente en la revista Geociencias UO, presentó datos de mediciones de la susceptibilidad magnética y la composición química de cuatro piezas brevemente examinadas y catalogadas según dichos autores como meteoritos cubanos. Sin embargo, varios puntos críticos limitan su impacto y contribución al campo:

1. Relevancia y contexto: El informe de Rochette *et al.* (2024) tiene un enfoque limitado y redundante que compromete su relevancia. La confirmación de los meteoritos Viñales y Lajas no aporta nuevos conocimientos. En el caso del meteorito Lajas este ya había sido identificado como tal (Moreira-Martínez, 1994; Pérez-Doval, 1996; Ceballos-Izquierdo, 2019) e incluso ilustrado y publicado como una condrita ordinaria (Ceballos-Izquierdo *et al.*, 2021). Viñales ha sido más exhaustivamente verificado y clasificado en estudios anteriores (Baziotis *et al.*, 2023; Ceballos-Izquierdo *et al.*, 2021; García, 2019a, 2019b, 2019c; Iturralde-Vinent *et al.*, 2019; Yin y Dai, 2021) y su susceptibilidad magnética publicada en la base de datos oficial internacional de la Sociedad Meteorítica ($\log \chi = 4.93$, ver <https://www.lpi.usra.edu/meteor/metbull.php?code=69213>). Además, la clasificación de los ejemplares Mango Jobo y Bacuranao como pseudometeoritos o meteor-wrongs ya había sido establecida anteriormente (Ceballos-Izquierdo *et al.*, 2021, 2024a, 2024b), reduciendo aún más la originalidad del estudio.

Ceballos-Izquierdo, Y., 2024, Comentarios sobre “Informe sobre investigaciones *in situ* de meteoritos de Cuba” de Rochette *et al.* (2024): Geociencias UO. v. 14, núm. 2, diciembre 2024. pp. 129-133

2. Revisión de la literatura: El estudio ignora contribuciones significativas de investigaciones previas, como las de Ceballos-Izquierdo (2022), Ceballos-Izquierdo *et al.* (2021, 2024a, 2024b), esenciales para comprender el estado actual de la investigación en este campo y donde se descartó la naturaleza meteorítica de los ejemplares de Mango Jobo y Bacuranao. Convenientemente se citó un trabajo anterior (Ceballos-Izquierdo, 2019) donde estos ejemplares sí se habían listado como meteoritos. Tampoco se incluyeron las contribuciones recientes de Iturralde-Vinent (2023) y Jaimez-Salgado *et al.* (2023), lo que sugiere que no se realizó una revisión exhaustiva de la literatura existente. Esta omisión debilita la credibilidad académica de la investigación y limita la oportunidad de construir sobre el conocimiento establecido e integrar los resultados en un discurso científico más amplio. Por solo mencionar un ejemplo, al referirse al meteorito Lajas, Rochette *et al.* (2024) mencionó que “Este fue cortado y se hizo una lámina delgada, sin que se publicara esta información”, pero dicha información fue publicada por Moreira-Martínez (1994) en el II Congreso cubano de Geología, y sirvió como base a Ceballos-Izquierdo *et al.* (2021) para interpretar al ejemplar como una condrita ordinaria L con metamorfismo de choque moderado a severo y grado de meteorización W1.

3. Materiales y métodos: El punto crítico más preocupante es el proceso de adquisición poco claro de los ejemplares de Bacuranao y Mango Jobo por Rochette *et al.* (2024). Esto ha sido razón de preocupación y fue cuestionado previamente por otros investigadores (Iturralde-Vinent, 2023; Jaimez-Salgado *et al.*, 2023). Según Iturralde-Vinent (2023) la muestra de Mango Jobo que fue supuestamente utilizada por Rochette *et al.* (2024) no se encontró poco tiempo después en el Museo Nacional de Historia Natural de Cuba, y en el caso de Bacuranao no hay certeza de que hayan analizado el material original, que estaba extraviado y no aparece en los registros del museo (Jazmín Peraza, citada en Iturralde-Vinent, 2023). Según Rochette *et al.* (2024) se accedió a los mate-

riales en el Museo Nacional de Historia Natural de Cuba, pero no mencionan números de catálogo ni procedencia documentada, lo que plantea dudas sobre la legitimidad de su investigación *in situ* (Ceballos-Izquierdo *et al.*, 2024a). El ejemplar de Bacuranao había sido robado del museo y considerado perdido durante más de 20 años, y el de Mango Jobo no pertenece originalmente a la colección (Ceballos-Izquierdo *et al.*, 2021, 2024a). El material original de Mango Jobo se compone de tres fragmentos, pero Rochette *et al.* (2024) no especificó a cuál de ellos se le realizó el análisis. No hay registro en el museo que respalde la presencia o posible préstamo de estas rocas, y para lograr una transparencia científica la procedencia y cadena de custodia de estos ejemplares requerían una mayor clarificación.

Además, la desestimación de estos como una parte no esencial del patrimonio del museo es lamentable y genera dudas sobre su disponibilidad para futuras investigaciones. Por otra parte, la metodología descrita en Rochette *et al.* (2024) es vaga y no se detallan dentro del mismo informe los procedimientos específicos ni los criterios para la interpretación de los datos, sino que refieren al lector a tres publicaciones en inglés del investigador Pierre Rochette y colaboradores. Un valor añadido hubiera sido incorporar información adicional del método como la que se ofrece en la sección de “*Background*” en Rochette *et al.* (2012) pero en idioma español, incluso mostrar en una figura la utilización del instrumento SM30 habría sido de más utilidad para los lectores (como se hizo en Rochette *et al.*, 2012). De forma general, esta falta de rigor en los materiales y métodos compromete la reproducibilidad y fiabilidad de los resultados y complica la confianza de otros investigadores en la investigación *in situ*.

4. Resultados y análisis: El estudio presenta únicamente un apartado de “Resultados” pero carece de profundidad en el análisis y la discusión. La interpretación de los resultados no está suficientemente contextualizada dentro del debate en torno a los ejemplares de Bacuranao y Mango Jobo, y se pierde la

oportunidad de explorar las implicaciones en mayor detalle. Por ejemplo, el informe no aborda el valor original de susceptibilidad magnética ($9000 \text{ CGS} \times 10^{-6}$) publicado por Segura-Soto (1983) para el ejemplar de Bacuranao. Esta omisión es significativa porque ignora hallazgos previos que podrían proporcionar una línea base comparativa para la investigación actual. Incluir ese dato habría proporcionado una base más sólida para la comparación y el análisis. Además, este ejemplar es parte de un debate continuo que Rochette *et al.* (2024) optó por omitir. Previamente, Ceballos-Izquierdo *et al.* (2021, 2024a, 2024b) lo consideraron un meteor-wrong. En cambio, Jaimez-Salgado *et al.* (2023: p. 31) lo consideró un meteorito de hierro, pero luego lo especificó como un siderolito (mesosiderito), una clasificación controversial al interpretar a partir de la literatura la presencia conjunta de cóndrulos y figuras de Widmanstätten en el mismo ejemplar. Jaimez-Salgado *et al.* (2023: p. 31) además mencionó “que el mismo contó con la prueba al HNO_3 de figuras de Widmanstätten” y más adelante en la misma página “confirmado en 1983 por la presencia de cóndrulos y de figuras de Widmanstätten, encontradas las últimas, en un ensayo con HNO_3 ”. Sin embargo, el reporte original de Segura-Soto (1983) no indicó en ningún lugar la aplicación de ácido nítrico, ni la realización de tal ensayo, solamente refirió la inspección de una sección pulida y otra delgada. Con respecto a las figuras de Widmanstätten, Segura-Soto (1983) solo hizo la siguiente alusión: “la masa interna de la muestra está completamente compuesta de minerales metálicos, que en la sección pulida se revelan como kamacita, que al disponerse en bandas laminares, recuerdan las conocidas figuras de Widmanstätten”. Esto no significa que se hayan observado y las fotografías publicadas no muestran concluyentemente tales figuras.

El ejemplar de Bacuranao fue encontrado en un lecho arenoso, en la playa de Bacuranao, La Habana, en 1974 (Segura-Soto, 1983). Bajo tales condiciones, un meteorito de hierro estaría sujeto a corrosión, sedimentación y posibles interacciones con bacterias que podrían afectar su integridad y composición con

el tiempo (Buchwald, 1977; González-Toril *et al.*, 2005; Gronstal *et al.*, 2009). A pesar de estas posibles alteraciones, Segura-Soto (1983) no reportó ningún proceso de alteración o productos de corrosión. El ejemplar fue descrito como de color negro con un brillo submetálico con características inconsistentes con los meteoritos de hierro, como la presencia de cóndrulos líticos con cuarzo y breunnerita. No se proporcionó información sobre la masa, densidad o el repositorio del ejemplar, dejando su existencia en duda.

En la Figura 2, Rochette *et al.* (2024) introdujeron el término “Jobo Rosado” para referirse al ejemplar de Mango Jobo. Esta denominación no había sido utilizada anteriormente en la literatura científica y es posible que se trate de un error de traducción derivado de Rochette *et al.* (2023). En la Tabla 1 presentada por Rochette *et al.* (2024) se menciona que los datos proporcionados por el software Bruker están “todos en por ciento, excepto cursiva y subrayados en ppm”. Sin embargo, en la tabla no hay datos en cursiva, lo cual es inconsistente con la descripción proporcionada. En el encabezado de la primera columna se lee “Elements Meteorites”, lo cual puede ser confuso. Debería ser más específico o estar mejor redactado para evitar ambigüedades. Otras imprecisiones se encuentran en el nombre de las secciones al nombrar “Meteorito de Lajas” y “Meteorito de Viñales”, pues en ambos casos la nomenclatura correcta sería excluyendo la preposición (ejemplo: “Meteorito Viñales”) y en el caso de “Meteoritos en colección” el nombre correcto sería “Pseudometeoritos en colección”; pues incluso los autores reconocen dentro de esa misma sección que “se logró tener acceso a dos piezas, anteriormente consideradas meteoritos”. La afirmación al referirse a Viñales “El aspecto muy fresco y sin oxidar de la pieza corresponde a la fecha del otoño de 2019” no es precisa. La caída en Viñales ocurrió el 1 de febrero de 2019, lo cual no corresponde a la estación del otoño.

5. Conclusiones: Por todo lo anterior, las conclusiones del estudio carecen de implicaciones más

amplias y recomendaciones para futuras investigaciones. No abordan la importancia de los datos obtenidos dentro del contexto más amplio de los estudios sobre meteoritos y pseudometeoritos en Cuba. Además, se menciona que el estudio “permitió confirmar la autenticidad de dos de los ejemplares valorados: el meteorite (sic) condrita tipo L6 Viñales, y el meteorito condrita tipo L Lajas”, pero en todo caso lo que adicionó fue las mediciones de susceptibilidad magnéticas y composición química de Lajas y de un fragmento de Viñales.

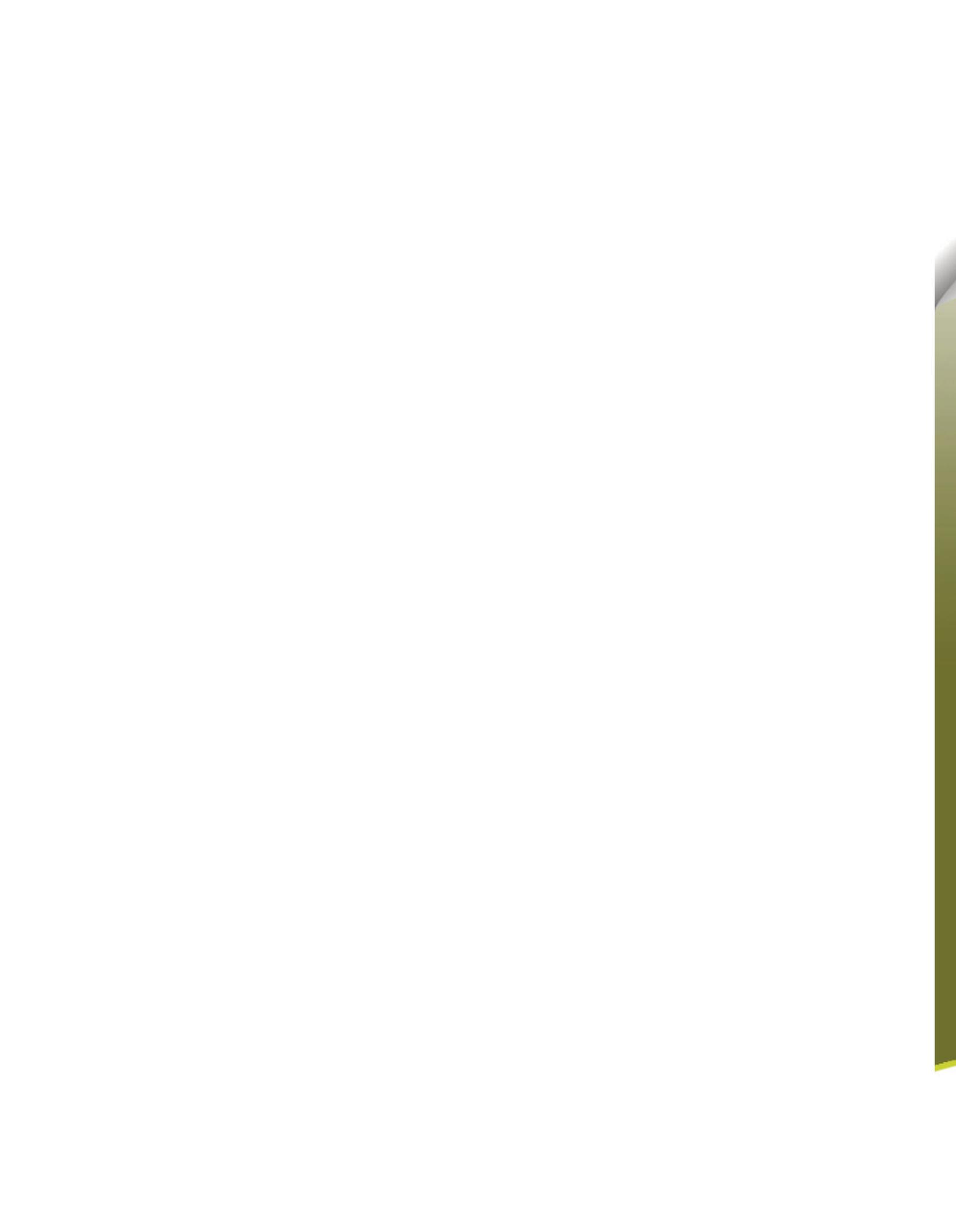
En conclusión, para mejorar su impacto y contribución al campo, la nota científica “Informe sobre investigaciones *in situ* de meteoritos de Cuba” de los autores Rochette *et al.* (2024) necesita una revisión de la literatura más completa, una metodología detallada y transparente, y un análisis más profundo de los resultados. Un comentario final va dirigido a la necesidad de una mejor documentación científica y un proceso curatorial más riguroso de varias muestras en instituciones o colecciones privadas en Cuba, las cuales a menudo carecen de números de catálogo o identificadores únicos. Aunque no sean meteoritos, algunas de estas muestras poseen un valor científico significativo y deben estar disponibles para su examen científico.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Baziotis, I. P., Xydous, S., Papoutsas, A., Hu, J., Ma, C., Ferrière, L., Klemme, S., Berndt, J., Asimow, P. D.,** 2023. Investigation of the shocked Viñales ordinary chondrite (L6) meteorite fall—implications for shock classification, fragmentation, and collision dynamics. *Icarus*, 390, 115326.
- Buchwald, V.F.,** 1977. The mineralogy of iron meteorites: *Philosophical Transactions of the Royal Society of London, Series A, Mathematical and Physical Sciences*, 286 (1336), 453–491. <https://doi.org/10.1098/rsta.1977.0127>
- Ceballos-Izquierdo, Y.,** 2019. Recuento de los meteoritos reportados en Cuba y bibliografía sobre el tema. *Anales de la Academia de Ciencias de Cuba*, 9 (1 Especial), 1–18.
- Ceballos-Izquierdo, Y.,** 2022. Será o no será [meteorito], esa es la pregunta. La historia de las rocas que querían ser meteoritos. *Energía y Tú*, 98: 20–24.
- Ceballos Izquierdo, Y., Orihuela, J., Borges-Sellén, C.R.,** 2024a. Checklist of cuban meteor-wrongs. *Revista de la Sociedad Geológica de España*, 37 (1): 32–44.
- Ceballos-Izquierdo, Y., Orihuela, J., Gonçalves Silva, G., Zurita, M., Cardozo Mourão, M., Delgado Manzor, H.,** 2021. Meteorite and bright fireball records from Cuba. *Mineralia Slovaca*, 54: 3–18.
- Ceballos-Izquierdo, Y., Nieto Codina, A., Orihuela, J.,** 2024b. From Meteorite to Meteor-Wrong: Investigating a controversial specimen from Cuba. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 41 (1): 1–10.
- García, J.,** 2019a. Viñales clasificado. *Meteoritos*, 15: 30–31.
- García, J.,** 2019b. Caracterización petrográfica de muestra ID190503 Meteorito de Viñales (Cuba). *Labor. petrogr., Mus. Canario de Meteoritos (España)*, 3 p.
- García, J.,** 2019c. Viñales en el MCM. *Meteoritos*, 16: 24–28.
- González-Toril, E., Martínez-Frías, J., Gómez, J.M., Rull, F., Amils, R.,** 2005. Iron meteorites can support the growth of acidophilic chemolithoautotrophic microorganisms. *Astrobiology*, 5 (3): 406–414. <https://doi.org/10.1089/ast.2005.5.406>
- Gronstal, A., Pearson, V., Kappler, A., Dooris, C., Anand, M., Poitrasson, F., Cockell, C.S.,** 2009. Laboratory experiments on the weathering of iron meteorites and carbonaceous chondrites by iron-oxidizing bacteria. *Meteoritics & Planetary Science*, 44 (2): 233–247. <https://doi.org/10.1111/j.1945-5100.2009.tb00731.x>
- Iturralde-Vinent, M.,** 2023. Comentarios sobre “Ac-

- tualización del Registro Institucional de Meteoritos Caídos en Cuba”. *Geoinformativa*, 16 (2): 57–61.
- Iturralde-Vinent, M. A., Llanes-Castro, A. I., Santa Cruz-Pacheco, M., Toledo-Sánchez, C. A., Cabrera-Díaz, I.**, 2019. Estudio espectroscópico, composicional y mineralógico de un fragmento del meteorito Viñales, caído en Los Jazmines, Cuba occidental. *Anales de la Academia de Ciencias de Cuba*, 9 (1): 29–58.
- Jaimez-Salgado, E., González Veitía, F., Alonso, A., Zaldívar Estrada, R.**, 2023. Actualización del registro institucional de meteoritos caídos en Cuba según Instituto de Geofísica y Astronomía. *Ciencias de la Tierra y el Espacio*, julio-diciembre, 23 (2): 25–33.
- Pérez-Doval, J.**, 1996. Meteoritos Cubanos. Datos Astronómicos para Cuba, 101.
- Moreira Martínez, J.**, 1994: Impacto meteorítico en Santa Isabel de las Lajas (resumen). En: Libro de Resúmenes del II Congreso cubano de Geología, Santiago de Cuba, 170 p.
- Rochette P., Gattacceca J., Lewandowski M.**, 2012. Magnetic classification of meteorites and application to Soltmany fall. *Meteorites*, 2: 67–71.
- Rochette, P., Rojas-Consuegra, R., Andrieu, V., Moreria-Martínez, J.**, 2023. Report on in situ investigations of meteorites from Cuba (Poster GEO6-P9). Convención Internacional de Ciencias de La Tierra. La Habana. Abril 2023.
- Rochette, P., Rojas-Consuegra, R., Andrieu, V., Moreria-Martínez, J.**, 2024, Informe sobre investigación in situ de meteoritos de Cuba. *Geociencias UO*, 13 (1): 6–10.
- Segura-Soto, R.**, 1983. Hallazgo de un meteorito en la Playa de Bacuranao, Cuba. *Boletín de la Sociedad Cubana de Geología*, 1 (1): 76–82.
- Yin, F., Dai, D.**, 2021. Petrology and mineralogy of the Viñales meteorite, the latest fall in Cuba. *Science Progress*, 104 (2), <https://doi.org/10.1177/00368504211019859>.







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

Versión electrónica



ISSN-2683-3174



ISSN-2954-3533