

Geociencias UO

Órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca

volumen 5, número 1, junio 2022

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



Imagen de la portada / Cover image / Imagem da capa

El Popocatepetl es un volcán activo situado en el centro de México, se localiza en los límites de los estados de Morelos, Puebla y el Estado de México. Está emplazado en los 19° 01' 24.9" latitud norte y en los 98° 37' 25.1" de longitud oeste, a unos 72 km al sureste de Ciudad de México y a 43 km de Puebla. Su elevación es de 5 426 m y forma parte de la denominada cordillera neovolcánica. El conquistador y explorador Diego de Ordaz, en 1519, fue el primer europeo que cruzó el paso entre los volcanes Iztaccihuatl y Popocatepetl y contempló así la sorprendente ciudad de Tenochtitlan a la distancia. Fotografía de Ana Karen Castellanos, cuenta de Instagram @ann.rockast

Popocatepetl is an active volcano located in central Mexico, among the borders of the states of Morelos, Puebla and the State of Mexico. The coordinates are 19° 01' 24.9" north latitude and 98° 37' 25.1" west longitude, about 72 km southeast of Mexico City and 43 km from Puebla. Its altitude is about 5,426 m and it is part of the so-called neovolcanic mountain range. The conqueror and explorer Diego de Ordaz, in 1519, was the first European to cross the pass between the Iztaccihuatl and Popocatepetl volcanoes and thus contemplate the amazing city of Tenochtitlan in the distance. Photograph by Ana Karen Castellanos, Instagram account @ann.rockast

Popocatepetl é um vulcão ativo localizado no centro do México, localizado nas fronteiras dos estados de Morelos, Puebla e do Estado do México. Está localizado a 19° 01' 24,9" de latitude norte e 98° 37' 25,1" de longitude oeste, cerca de 72 km a sudeste da Cidade do México e 43 km de Puebla. Sua elevação é de 5.426 m e faz parte da chamada cordilheira neovolcânica. O conquistador e explorador Diego de Ordaz, em 1519, foi o primeiro europeu a cruzar a passagem entre os vulcões Iztaccihuatl e Popocatepetl e assim contemplar a incrível cidade de Tenochtitlan ao longe. Fotografia de Ana Karen Castellanos, conta do Instagram @ann.rockast

Comisión Técnica

Editores	Julio César Javier Quero	Marina del Carmen Rivera Dominguez
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, volumen 5, número 1, enero – junio 2022, 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, Tel: +52 (993)1879700. Ext. 1140 y 1141,

Website: geocienciasuo.olmeca.edu.mx, Correo electrónica: editorial@olmeca.edu.mx

Editor responsable: Julio César Javier Quero

Responsable de actualización contenido online: José Alejandro Chablé Gómez

Reserva de Derechos al Uso Exclusivo: 04-2019-092513413800-102,

Versión digital ISSN: en trámite.

Fecha última actualización: 04/06/2021

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

D. R. © 2022 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.

Imagen de la portada / Cover image / Imagem da capa

El Citlaltépetl, más conocido como Pico de Orizaba, es un volcán activo ubicado en los límites de los estados de Puebla y Veracruz (19° 01' 47.2" latitud norte y 97° 16' 07.8" longitud oeste), tiene una elevación de 5 636 m, su última erupción fue en 1846; está considerada la montaña más alta de México. La imagen fue tomada cerca de los 18° 59' 00.8" latitud norte y 97° 18' 39.5" longitud oeste, desde el volcán Sierra Negra en el estado de Puebla, en cuya cumbre se localiza el Telescopio Milimétrico Alfonso Serrano, el mayor radiotelescopio del mundo en su rango de frecuencia. Fotografía de Ana Karen Castellanos, cuenta de Instagram @ana.cast17

The Citlaltépetl, better known as Pico de Orizaba, is an active volcano located in the limits of the states of Puebla and Veracruz, México. (19° 01' 47.2" north latitude and 97° 16' 07.8" west longitude), it has an elevation of 5 636 m, its last eruption was in 1846; it is considered the highest mountain in México. The image was taken near 18° 59' 00.8" north latitude and 97° 18' 39.5" west longitude, from the Sierra Negra volcano in the state of Puebla, on whose summit is located the Alfonso Serrano Millimeter Telescope, the largest radio telescope in the world in its frequency range. Photo by Ana Karen Castellanos, Instagram account @ana.cast17

O Citlaltépetl, mais conhecido como Pico de Orizaba, é um vulcão ativo localizado nos limites dos estados de Puebla e Veracruz (19° 01' 47.2" latitude norte e 97° 16' 07.8" longitude oeste), tem uma elevação de 5 636 m, sua última erupção foi em 1846; é considerada a montanha mais alta do México. A imagem foi tirada perto de 18° 59' 00.8" de latitude norte e 97° 18' 39.5" de longitude oeste, do vulcão Sierra Negra, no estado de Puebla, em cujo cume está localizado o Telescópio Milimétrico Alfonso Serrano, o maior radiotelescópio do mundo em sua faixa de frequência. Fotografia de Ana Karen Castellanos, conta do Instagram @ana.cast17

Comisión Técnica

Editores	Julio César Javier Quero	Marina del Carmen Rivera Domínguez
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 UO* 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 UO* 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 UO* 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, volumen 5, número 1, enero – junio 2022, 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, Tel: +52 (993)1879700. Ext. 1140 y 1141,

Website: geocienciasuo.olmeca.edu.mx, Correo electrónica: editorial@olmeca.edu.mx

Editor responsable: Julio César Javier Quero.

Responsable de actualización contenido online: José Alejandro Chablé Gómez

Reserva de Derechos al Uso Exclusivo: 04-2019-092513413800-102,

Versión digital ISSN: en trámite.

Fecha última actualización: 04/06/2021

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

D. R. © 2022 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 Uni-
versidad Carlos III de Madrid, España y doctor en Gob-
ierno y Administración Pública en el instituto de
Administración Pública del Estado de Tabasco.
Rector Universidad Olmeca, A. C.

Beatriz Zumalacárregui de Cárdenas

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

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.

Oswaldo Federico Donoso

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

Evelio Linares Cala

Doctor en Ciencias Geológicas por la
Universidad Tecnológica de La Habana, Cuba.

Rodiber López Méndez

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

Francisco García Hernández

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

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 en Enseñanzas de las
Ciencias por el Centro interdisciplinario de
Investigación y Docena en Educación Catedrático de la
Universidad Olmeca.

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.

Virginia González Acosta

Master en Ciencias Geológicas.

Doctorado Ciencias de la Tierra.

UNAM, México.

Sumario

Presentación	<i>Emilio Alberto De Ygartua Monteverde</i>	4
Carta al editor	<i>Rosa María Valcarce Ortega</i>	5
Carta al editor	<i>Leodegario Lufriú Díaz</i>	7
Actualización del estudio integral del pozo CHD 1X, provincia Artemisa, Cuba Occidental	<i>Olga Castro Castiñeira, Mariela Torres Díaz, Anabel Garciga Acosta, Reinaldo Rojas Consuegra.</i>	8
Aplicación de registros de neutrón pulsado para identificar reservas no consideradas en campos petroleros del sur de México	<i>Heberto Ramos Rodríguez</i>	24
Biohorizontes cronoestratigráficos en las facies silíceas de cuenca, Eoceno Temprano de Canasí, Cuba.	<i>Osmany Pérez-Machado Milán, Lourdes M. Pérez Estrada, Evelio Linares Cala, Sylvia T. Blanco Bustamante y Yaimeli Almaguer Álvarez</i>	32
Investigaciones geofísico-morfométricas para la cartografía de zonas favorables de desarrollo de rocas asfálticas y bituminosas en Martí, Matanzas, Cuba	<i>Manuel Enrique Pardo Echarte, Carlos Manuel Valdivia Tabares y Yeniley Fajardo Fernández</i>	41
Modelado físico-geológico 2D de campos potenciales en la región suroeste de la Cuenca Central de Cuba	<i>Sergio A. Sánchez Puentes, Jessica Morales González y Osvaldo Rodríguez Morán</i>	51



Presentación



Estimados Lectores, es un gusto saludarlos por este medio y presentar con orgullo esta novena edición de la revista *Geociencias UO*, antes de todo agradezco las cartas enviadas al Editor provenientes de distintos centros de investigación e instituciones de formación superior, enviadas por los doctores Rosa Ma. Valcerce Ortega y Leodegario Lufriú Díaz respectivamente, las cuales nos motivan a continuar mejorando la calidad de los artículos que se publican.

En este ejemplar se han seleccionado investigaciones que destacan la importancia de la información geológica actualizada, es decir métodos de exploración para una mejor y más completa interpretación de estratos particulares. De igual manera se citan los mecanismos para la detección de reservas petrolíferas y el monitoreo de fluidos.

Se presenta también un estudio sobre el uso y aplicación de los radiolarios como herramienta para el estudio de biohorizontes ubicados en determinadas áreas. Se destaca la cartografía prospectiva integrada en zonas factibles para el desarrollo de asfálticas y bituminosas. Para terminar, cerramos este número con la aplicación del modelado 2D físico-geológico a partir del comportamiento de campos potenciales determinados.

Sin duda, son temas de alta expectativa que sabemos van a ser de gran utilidad, me permito hacer una invitación abierta a los especialistas, profesionales, académicos y universitarios para el envío de sus propuestas de artículos con temáticas afines a las ciencias de la tierra, los energéticos y la industria circundante. Esperando estos contenidos sean de su agrado.

Dr. Emilio De Ygartua Monteverde
Rector

Carta al editor¹:

A: Mtro. Julio César Javier Quero
Responsable editor de la Universidad Olmeca

Excelentísimo rector, Dr. Emilio De Ygartua Monteverde, le presento mis respetos y saludos cordiales.

Se dirige esta carta de modo respetuoso a usted, motivada por el interés de destacar la importancia y utilidad que posee el artículo «Flujo de trabajo para optimizar el uso de registros geofísicos convencionales al caracterizar reservorios carbonatados» de los autores Olga Castro Castiñeira y Carelis Moya, publicado en el Volumen 2, Número 1, del año 2019.

La demanda mundial de petróleo crece de forma sostenida aun cuando se promueve e implementa el uso de energías renovables y en este contexto el estudio de los reservorios carbonatados se hace cada vez más necesario. Para justificar esta afirmación basta señalar que las rocas reservorios más importantes son los carbonatos y las areniscas, con el 60 % y el 37 % de la producción mundial de hidrocarburos de forma respectiva (IAPG, 2011).

Los reservorios carbonatados se caracterizan por su gran espesor y alta complejidad al presentar distribución muy heterogénea de su porosidad y permeabilidad. En Cuba, como en muchos países, estos reservorios son los de mayor productividad y desarrollo, constituyendo los principales yacimientos de petróleo y gas (Valladares *et al.*, 2013).

Estas razones motivan a destacar la importancia del artículo ya referido, el cual propone un flujo de trabajo para el procesamiento de registros geofísicos de pozo convencionales medidos en reservorios carbonatados cuando los perfiles especiales de pozo y el

análisis de núcleos no están disponibles o son muy limitados. Se considera que el flujo de trabajo propuesto es de gran ayuda para lograr definir el modelo petrofísico de colectores tan complejos como los carbonatados en condiciones de escasa información.

No obstante, en aras de profundizar en las posibilidades de caracterizar las litofacies presentes en estas formaciones y apoyar en la compleja tarea de establecer la correlación geológica de las mismas, es necesario que se destaquen las posibilidades que brindan los algoritmos de inteligencia artificial aplicados a los registros geofísicos de pozo.

En esta dirección destacan las investigaciones de Cobrejo *et al.* (2010) que logran definir las electrofacies presentes en yacimientos fracturados de forma natural al aplicar análisis clúster y redes neuronales. Así mismo Alí y Shen-Chang (2020) proponen un método para identificar las litologías presentes en yacimientos gaso petrolíferos al integrar el análisis cluster y registros geofísicos de pozo. Estos investigadores aplican el algoritmo K-media a los registros de densidad y velocidad de la onda P para definir *clusters* a partir de cuyos centroides identifican las litologías presentes.

Muy interesantes resultan también los trabajos de Merembeyev *et al.* (2021) donde identifican las litofacies en yacimientos de Noruega y Kazajstán, al aplicar algoritmos de inteligencia artificial a los registros geofísicos de pozo disponibles. Los algoritmos empleados fueron: K-Vecinos más Cercanos (KNN), Árboles de Decisión y *Random Forest*, entre otros.

Para finalizar, insisto en la importancia del artículo que ha motivado estas consideraciones, al proponer un flujo de trabajo que orienta de forma efectiva

el procesamiento de los registros geofísicos de pozo convencionales en reservorios carbonatados, aspecto de gran utilidad tanto para jóvenes especialistas como para experimentados petrofísicos.

Agradezco a usted la posibilidad de brindar mis consideraciones y le reitero mis respetos y alta estima.



Dra. Ing. Rosa María Valcarce Ortega

Doctora en Ingeniería.

Profesora Titular.

Departamento de Geociencias.

Facultad de Ingeniería Civil.

Universidad Tecnológica de la Habana

«José Antonio Echeverría», CUJAE

9 de octubre 2021.

Referencias bibliográficas:

Alí, A., C. Shen-Chang, C., 2020, Characterization of well logs using K-mean cluster analysis.

Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00895-4>

Cabrejo, I.T., E. Pineda, R. Gómez, D. Castellanos, et al., 2010, Metodología para la caracterización petrofísica de yacimientos naturalmente fracturados. Revista Fuentes. El Reventón Energético, Vol. 8, No. 1, pp. 53-68.

Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG), 2011, Aspectos técnicos, económicos y estratégicos de la exploración y producción de hidrocarburos. Ed. Martín Kaindl. Buenos Aires. ISBN 978-987-9139-56-1.

Merembayev, T., D. Kurmangaliyev, B. Bekbauov, Y. Amanbek, 2021, A Comparison of Machine Learning Algorithms in Predicting Lithofacies: Case Studies from Norway and Kazakhstan. Energies, Vol 14, No. 1896, pp. 1-16. <https://doi.org/10.3390/en14071896>.

Valladares, S., R. Segura, J. Álvarez, D. Brey, et al., 2013, Reservorios gaso petrolíferos fracturados de Cuba. Caso de estudio: Reservorios carbonatados en la Franja Norte de Crudos Pesados. IV Congreso Cubano de Petróleo y Gas (Petrogas, 2013), La Habana, Cuba.

Carta al editor¹:

A: Mtro. Julio César Javier Quero
Responsable editor de la Universidad Olmeca

Excelentísimo rector, Dr. Emilio De Ygartua Monteverde, le presento mis respetos y saludos cordiales.

Reciban respetuosos saludos. Se dirige a usted esta carta para manifestar una opinión sobre el artículo «Recomendaciones sobre la búsqueda de minerales útiles metálicos y no metálicos para el trópico húmedo en países en vías de desarrollo», de los autores Carbeny Capote Marrero y María Santa Cruz Pacheco Sarlabous, publicado en la revista Geociencias UO, volumen 1, número 2, diciembre 2018.

El artículo refiere una metodología científica para la búsqueda de minerales útiles metálicos y no metálicos, los autores han consultado una gran cantidad de información publicada y la han enriquecido con sus experiencias personales de manera coherente. Los argumentos presentados son válidos, sin embargo, es necesario añadir otros elementos que ayudarían a la metodología propuesta por los autores.

Se acepta lo expuesto sobre los métodos aerogeofísicos, pero según la experiencia del que suscribe, aún con coberturas de suelo en Cuba, se han obtenido anomalías de uranio relacionadas con rocas calizas fosfatizadas (Lufriú y otros, 1983).

Se concluyó que la migración vertical de iones provoca acumulaciones de elementos químicos en la superficie con independencia del espesor de la cobertura del suelo.

Se recomendaría en esta carta, agregar a la metodología la utilización de la Radiestesia, pues es

un método que ha demostrado resultados satisfactorios en tareas de cartografía y búsqueda (Lufriú, 1999). Se reitera el agradecimiento y el respeto por considerar en la revista Geociencias UO, estas opiniones.

Dr.C. Leodegario Lufriú Díaz

Profesor Consultante

Departamento de Geociencias.

Facultad de Ingeniería Civil.

Universidad Tecnológica de la Habana

«José Antonio Echeverría», CUJAE

26 de noviembre 2021

Referencias bibliográficas

Lufriú L., Padilla, I. 1983, Resultados del levantamiento aerogeofísico complejo en la provincia de La Habana. Cuba. Fondo Geológico.

Lufriú L., 1999, Fundamento y aplicaciones de los sensores biológicos en las investigaciones geofísicas. Tesis doctoral.

Actualización del estudio integral del pozo CHD 1X, provincia Artemisa, Cuba Occidental

Olga Castro Castiñeira¹, Mariela Torres Díaz², Anabel Garciga Acosta³, Reinaldo Rojas Consuegra⁴.

¹ *Ingeniera Geofísica. Doctora en Ciencias Geológicas. Investigadora auxiliar del Centro de Investigación del Petróleo, Churruca No 481, Cerro, La Habana, Cuba C.P. 12000. Profesora titular de la Universidad Tecnológica de La Habana. Correo electrónico: olgac@ceinpet.cupet.cu.*

² *Técnica Geofísica. Centro de Investigación del Petróleo, Churruca No 481, Cerro, La Habana, Cuba C.P. 12000. Correo electrónico: mariela@ceinpet.cupet.cu.*

³ *Ingeniera Geofísica. Centro de Investigaciones del Petróleo, Churruca No 481, Cerro, La Habana, Cuba C.P. 12000. Correo electrónico: bell25@ceinpet.cupet.cu.*

⁴ *Ingeniero Geólogo. Doctor en Ciencias Geológicas. Investigador titular del Centro de Investigación del Petróleo, Churruca No 481, Cerro, La Habana, Cuba C.P. 12000. Correo electrónico: rojas@ceinpet.cupet.cu.*

RESUMEN

Este pozo está ubicado en el Bloque exploratorio terrestre 6, geológicamente en la Unidad Tectono-Estratigráfica Sierra del Rosario y fue perforado por la compañía francesa Geopetrol. Sus objetivos iniciales fueron cortar la Formación Artemisa de esta unidad geológica y descubrir un nuevo manto tectónico con su presencia. Por su ubicación clave en el área y la cantidad de información que aporta, ha sido incluido en una serie de estudios desde la época de su perforación hasta la actualidad. Al analizar los documentos que plasman los resultados obtenidos en la época de la perforación del pozo, se encontraron contradicciones entre la interpretación litológica realizada a partir de las electrofacies y formaciones definidas en aquel momento, y los datos reales de litología y registros geofísicos de pozo, a la luz de los estudios geológicos más recientes. El objetivo principal fue establecer un mo-

delo acorde con la información geológica actual, para aportar nuevos datos al estudio de este bloque exploratorio. Se contó con registros geofísicos convencionales, imágenes eléctricas de pared de pozo, análisis petrofísicos de núcleos, análisis especiales de diferentes muestras, consistentes en mediciones del contenido de carbono orgánico total por muestras y registros, y mediciones de radiactividad natural en muestras, además de la litología de las distintas formaciones. Con la información lograda, se hicieron anotaciones estratigráficas para las unidades que conforman los mantos tectónicos cortados, en particular sobre los depósitos de la unidad olistostrómica Manacas, situada en la superficie entre los principales cabalgamientos ocurridos en la región. Como resultado final se integró y enriqueció la fundamentación para mejorar la interpretación estratigráfica realizada en el pasado, con una nueva propuesta para la división del corte.

Palabras clave: registros geofísicos, electrofacies, unidades geológicas, manto tectónico.

ABSTRACT

This well is located in Terrestrial Exploratory Block 6, geologically in the Sierra del Rosario Tectono-Stratigraphic Unit and was drilled by the French company Geopetrol. Its initial objectives were to cut the Artemis Formation of this geological unit and discover a new tectonic mantle with its presence. Due to its key location in the area and the amount of information it provides, it has been included in a series of studies from the time of its drilling to the present. When analyzing the documents that reflect the results obtained at the time of the drilling of the well, contradictions were found between the lithological interpretation made from the electrofacies and formations defined at that time, and the real data of lithology and geophysical records of the well, in light of the most recent geological studies. The main objective was to establish a model in accordance with the current geological information, to contribute new data to the study of this exploratory block. There were conventional geophysical records, electrical images of the well wall, petrophysical analysis of cores, special analyzes of different samples, consisting of measurements of the total organic carbon content by samples and records, and measurements of natural radioactivity in samples, in addition to the lithology of the different formations. With the information obtained, stratigraphic annotations were made for the units that make up the cut tectonic mantles, in particular on the deposits of the Manacas olistostromic unit, located on the surface between the main thrusts that occurred in the region. As a final result, the foundation was integrated and enriched to improve the stratigraphic interpretation made in the past, with a new proposal for the division of the cut.

Key words: geophysical records, electrofacies, geological units, tectonic mantle

RESUMO

Este poço está localizado no Bloco Exploratório Ter-

restre 6, geologicamente na Unidade Tectono-Estratigráfica Sierra del Rosario e foi perfurado pela empresa francesa Geopetrol. Seus objetivos iniciais eram cortar a Formação Artemis desta unidade geológica e descobrir um novo manto tectônico com a sua presença. Devido à sua localização privilegiada na área e à quantidade de informações que fornece, foi incluída em uma série de estudos desde a época de sua perfuração até o presente. Ao analisar os documentos que refletem os resultados obtidos no momento da perfuração do poço, foram encontradas contradições entre a interpretação litológica feita a partir das eletrofácies e formações definidas naquele momento, e os dados reais de litologia e registros geofísicos do poço, à luz dos estudos geológicos mais recentes. O objetivo principal foi estabelecer um modelo de acordo com as informações geológicas atuais, para contribuir com novos dados para o estudo deste bloco exploratório. Existiam registros geofísicos convencionais, imagens elétricas da parede do poço, análises petrofísicas de testemunhos, análises especiais de diferentes amostras, consistindo em medições do teor de carbono orgânico total por amostras e registros, e medições de radioatividade natural nas amostras, além da litologia das diferentes formações. Com as informações obtidas, foram feitas anotações estratigráficas para as unidades que compõem os mantos tectônicos cortados, em particular sobre os depósitos da unidade olistostromica de Manacas, localizada na superfície entre os principais impulsos ocorridos na região. Como resultado final, a fundação foi integrada e enriquecida para melhorar a interpretação estratigráfica feita no passado, com uma nova proposta de divisão do corte.

Palavras-chave: perfis de poço, eletrofácies, unidades geológicas, manto tectônico

INTRODUCCIÓN

En las investigaciones geólogo geofísicas, es usual cada cierto tiempo y en función de los objetivos propuestos, actualizar la interpretación y los modelos de partida. Esto es consecuencia de la incorporación de nuevos elementos y evidencias que van apareciendo,

pero también como resultado de los avances tecnológicos que influyen en la evaluación de los materiales disponibles.

Este pozo está ubicado en el bloque exploratorio terrestre 6, geológicamente en la Unidad Tectono-Estratigráfica Sierra del Rosario (**Figura 1**) y fue perforado en el año 1996 por la compañía francesa Geopetrol. Sus objetivos iniciales fueron cortar la Formación Artemisa de esta unidad y descubrir un nuevo

manto tectónico con su presencia. Por su ubicación clave en el área y la cantidad de información que aporta, ha sido incluido en una serie de estudios desde la época de su perforación hasta la actualidad. Al analizar los documentos que plasman los resultados obtenidos en la época de la perforación del pozo, surgen una serie de contradicciones entre la interpretación litológica y las características de los registros, con los conocimientos actuales de la geología de la región.

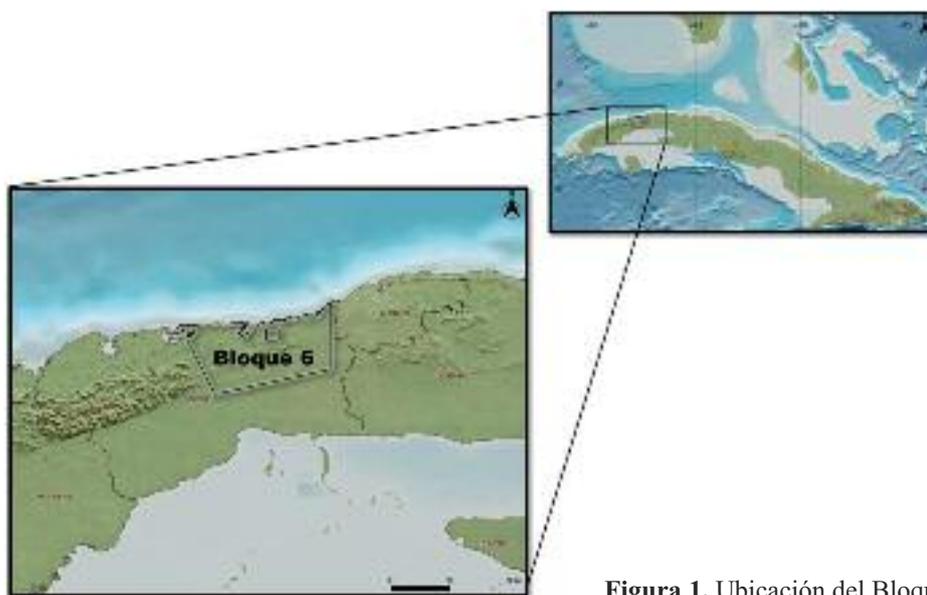


Figura 1. Ubicación del Bloque 6 de exploración.

Como parte del trabajo que se realiza en los bloques, resulta necesario establecer un modelo estratigráfico acorde con los conocimientos actuales de la geología, por lo que se requiere una buena identificación de las formaciones con los registros geofísicos disponibles y su caracterización con los elementos que puedan sumarse al estudio. El objetivo propuesto es aportar nuevos datos al estudio estratigráfico de este bloque exploratorio. Para su cumplimiento es necesario realizar la interpretación cualitativa y cuantitativa de registros convencionales y de imágenes de pared de pozo, análisis petrofísicos de núcleos y análisis especiales de diferentes muestras, consistentes en mediciones del contenido de carbono orgánico total y de radiactividad natural. El resultado obtenido se compara con las características geólogo-petrográficas de las unidades que aparecen en el corte para su ratificación o

para introducir las variaciones en la interpretación que mejor conformen el modelo.

MATERIALES Y MÉTODOS

Es importante definir las unidades geológicas que aparecen en el pozo:

Se ha interpretado que el corte atravesado por el pozo CHD 1X comprende de cuatro a cinco mantos tectónicos, propios de la estructura geológica de la Sierra del Rosario, en Cuba occidental. En este complejo fallado y plegado, consolidado en el Paleógeno Temprano a Medio, toman parte varias unidades geológicas, con edades del Jurásico Superior Oxfordiano- Cretácico Inferior Valanginiano al Eoceno Inferior – Medio, cubiertos en el área de estudio por sedimentos postorogénicos del Oligoceno al Mioceno.

Aquí se tratan las formaciones preorogénicas:

Artemisa (Lewis, 1932), de edad Jurásico Superior (Oxfordiano Medio parte media) - Cretácico Inferior (Valanginiano); Sumidero, que según el Léxico Estratigráfico de Cuba (LEC) (IGP, 2013), es el miembro superior de la Fm. Artemisa; Polier (Pszczólkowski, 1975) del Cretácico Inferior (Valanginiano-Albiano); Santa Teresa (Wassall, 1952.), del Cretácico Inferior (Aptiano)-Cretácico Superior (Cenomaniano); además, se deduce la presencia de la Fm. Cacarajícara (Hatten, 1957) originada en el límite Cretácico-Paleógeno (K-Pg), hoy considerada del Paleoceno (Daniano basal), según redescrición en Kiyokawa *et al.* (2002).

Aparece la unidad sinorogénica Manacas (Hatten, 1957) del Eoceno Inferior-Medio parte baja.

Por último, las unidades postorogénicas Guanajay (Truitt, 1956) del Oligoceno Superior y Jaruco del Mioceno (Palmer, 1950).

Algunas de las unidades listadas aparecen solo en la sección del manto tectónico superior (formaciones Polier, Santa Teresa), mientras otras se repiten varias veces como parte de todos los mantos (Artemisa, Sumidero), así como la unidad intramantos olistostrómicamente Manacas.

Para el trabajo con el pozo, se utilizaron los registros disponibles, realizados por la operadora Schlumberger, integrados por los registros mecánico o calíper (CALI, CALS) eléctricos (SP, LLD, LLS, MSFL), sónico (DT), de radiactividad natural integral, y rayos gamma estándar, computados, torio, potasio y uranio, que componen el registro de rayos gamma espectral (GR, SGR, CGR, THOR, POTA, URAN), litodensidad o densidad y efecto fotoeléctrico (RHOB, PEF), porosidad neutrónica (NPHI), y de imágenes eléctricas de pared de pozo (FMI). Estos registros no aparecen en la totalidad del pozo, hasta 1 876 m el complejo de registros es más limitado, así como a partir de 2 872 m. Una parte de los registros no estaban digitales, por lo que se procedió a su vectorización para unificar la información.

Para el procesamiento cualitativo y cuantitativo de los registros se utilizó el *software* Interactive Petrophysics.

También se utilizaron los análisis especiales realizados en el pozo, consistentes en análisis petrofí-

sicos de laboratorio, análisis del contenido de carbono orgánico total en laboratorio y por registros y mediciones espectrométricas de gamma en una cámara de bajo fondo.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Argumentación de las electrofacies en que se dividió el corte del pozo y su relación con la división estratigráfica establecida

En la **Tabla 1** se muestra la división estratigráfica establecida para el pozo CHD 1X por distintos criterios, que son:

- Informe de la compañía francesa Geopetrol, Chacon Well CHD-1X, Geological Report, Geopetrol International, (1997).
- Linares *et al.*, (2011).

En contraste, se muestran las electrofacies (EF) por registros geofísicos de pozo que se pudieron delimitar al tener en cuenta los elementos para su definición (Castro, 2017).

En la **Figura 2** se pueden visualizar las distintas divisiones y la relación que guardan entre sí. Al analizar la tabla y observar el registro compuesto, se aprecia que hay buena correspondencia entre el primer y el segundo criterio, aunque pueden realizarse diferentes interpretaciones en cuanto a las formaciones que establecen.

En cuanto a las electrofacies, que responden a comportamientos de registros dados por la litología y las propiedades físicas de las rocas, pueden coincidir con las formaciones cualesquiera que sean, tanto de forma unívoca como por grupos, aunque hay excepciones como se comprobará en su descripción.

De los registros utilizados en todo el pozo, son comunes en todas las profundidades el SGR (rayos gamma naturales), el LLD y LLS (resistividades profunda y somera) y el DT (sónico), por lo que se construyeron gráficos de propiedades cruzadas al utilizar estos métodos. Uno de estos gráficos aparece en la **Figura 2**, donde se aprecia la agrupación de puntos alrededor de litologías definidas por sus valores

Informe de Geopetrol (1997)			Linares, et al. (2011)			Electrofacies Petrofísicas			
Formación	Tope (m)	Base (m)	Formación	Tope (m)	Base (m)	EF	Tope (m)	Base (m)	
Paso Real	0.0	410.0	Jaruco	0.0	410.0	-	-	-	
Guanajay	410.0	552.0	Guanajay	410.0	550.0	1	404.6	451.4	
Manacas 1	552.0	710.0	Manacas 1	550.0	710.0	2	451.4	554.5	
						3	554.5	616.6	
						4	616.6		
Polier	710.0	945.0	Polier	710.0	945.0			851.7	
						5	851.7		
Sumidero 1	945.0	1226.0	Sumidero 1	945.0	1225.0			1225.1	
Artemisa 1	1226.0	1580.0	Artemisa 1	1225.0	1580.0	6	1225.1	1581.1	
Manacas 2	1580.0	1780.0	Sec. Olist.	1580.0	1780.0	7	1581.1	1675.9	
						8	1675.9	1760.6	
						9	1760.6	1779.4	
Sabanilla	1780.0	1876.0	Santa Teresa	1780.0	1875.0	10	1779.4	1874.6	
Sumidero 2	1876.0	2085.0	Sumidero 2	1875.0	2085.0	11	1874.6	2084.5	
Artemisa 2	2085.0	2425.0	Artemisa 2A	2085.0	2127.0	12	2084.5		
			Artemisa 2B		2127.0				2240.9
Manacas 3	2425.0	2503.0	Manacas 3	2425.0	2505.0			2425.3	
						13	2240.9	2425.3	
Artemisa 3	2503.0	2710.0	Carbonatos J	2504.0	2710.0	14	2425.3	2443.7	
						15	2443.7	2504.2	
Manacas 4	2710.0	2926.0	Manacas 4			16	2504.2		
									2783.9
						17	2783.9	2820.1	
Manacas 4	2710.0	2926.0	Manacas 4			18	2820.1	2865.4	
						19	2865.4	2921.6	
Manacas 5?	2926.0	3330.0			3330.0	20	3330.4		

Tabla 1. División del pozo CHD 1X por distintos criterios.

(encerrados en elipses de colores) y que se distribuyen en la pista 5 del registro de la **Figura 3** con marcadores de colores asociados:

- Carbonatos (Azul): con resistividad media a muy alta, gamma total desde bajo hasta alto y sónico bajo (porosidad baja), lo que los caracteriza como compactos;
- Arcillas del Tipo 1, con algún contenido de arena (Azul claro): con resistividad baja, gamma total medio a bajo y sónico alto a muy alto (porosidad alta a muy alta);
- Arcillas del Tipo 2, (Verde): con resistividad media a baja, gamma total alto a muy alto y sónico medio (porosidad media);
- Serpentinitas (Magenta): con resistividad y gamma muy bajos, sónico alto a muy alto (porosidad alta a muy alta).

Otra forma de verificar esta separación, pero de modo directo con los registros, es superponer las curvas de LLD y SGR en la misma pista (10 en el registro de la **Figura 3**), pero con las escalas contrarias para acentuar la relación entre las dos propiedades, al partir de que

las curvas tendrán la misma forma y allí donde difieren, encontrar una explicación adecuada al resto de la información. A continuación, se relaciona el color del sombreado entre las curvas con la identificación que puede hacerse de la litología.



- Cuando el SGR y el LLD se superponen, indica la presencia de rocas con bajo o ningún contenido de uranio.
- Cuando el SGR está a la izquierda y el LLD a la derecha, la separación indica presencia de uranio, como se comprueba en la pista 8 en el intervalo donde hay registro de CGR (rayos gamma computados: torio+potasio). Estos se separan del SGR por la presencia de uranio, definido por la existencia de materia orgánica y/o fracturas en carbonatos; también se verifica la presencia de este elemento en la pista 14, donde aparecen el torio y el potasio con escalas encontradas y el uranio que aumenta de derecha a izquierda.
- De igual forma, se aprecia el comportamiento anterior en las arcillas de Tipo 2, pero en estas rocas la resistividad es menor que en los carbonatos, por lo que el valor alto del SGR es debido a la presencia de torio y potasio.
- Si el SGR está a la derecha y el LLD a la izquierda, la litología corresponde a arcillas de Tipo 1.
- Cuando el SGR está en la extrema derecha dados sus valores mínimos y el LLD en la extrema izquierda, por sus valores mínimos también, están presentes las serpentinitas.

Hay que tener en cuenta los matices que presentan las rocas, donde habría distinto contenido de arcilla distribuido en los carbonatos.

Como apoyo litológico para la división de las electrofacies, se utilizó en lo fundamental la constitución de las formaciones según Linares *et al.* (2011), donde a partir de la Formación Guanajay, hace una división en mantos 1, 2 y 3 (**Tabla 1**).

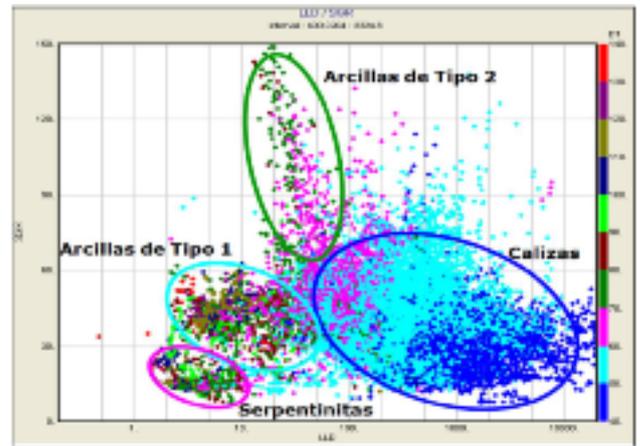


Figura 2. Gráfico de propiedades cruzadas SGR-LLD-DT, donde se aprecian agrupaciones de puntos que responden a distintas litologías.

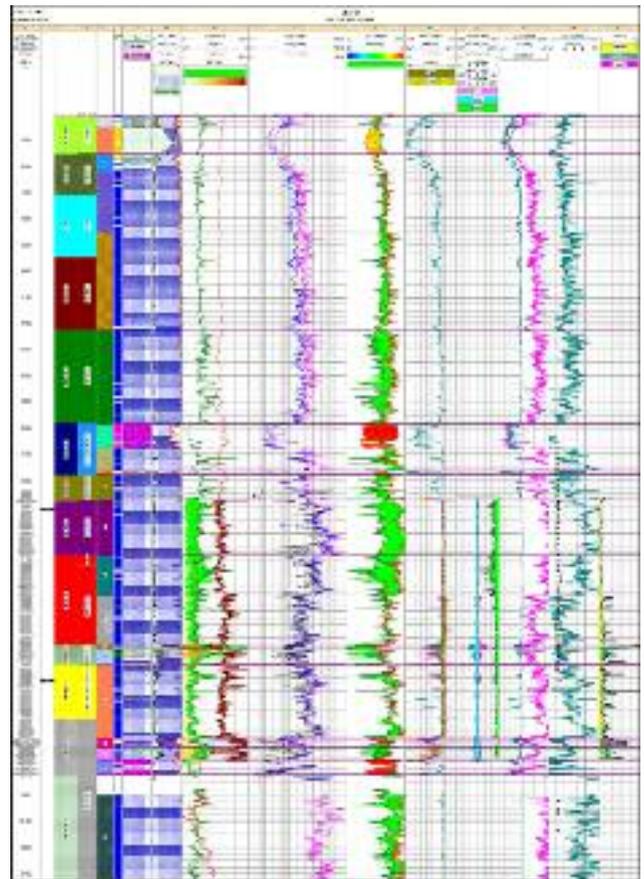


Figura 3. Registro compuesto del pozo CHD 1X.

Descripción de las electrofacies

A continuación, se establece la comparación litológica

definida en las electrofacies con las formaciones geológicas a que se hace referencia, según los mantos tectónicos donde han sido reconocidas.

Fm. Jaruco de 0 a 410 m. Sin datos adicionales, los registros no están bien definidos. Espesor de 410 m.

Fm. Guanajay de 410 a 550 m. Para la unidad se distinguen en general, secuencias con predominio de carbonatos en la base, aumento de las arcillas en la parte media del corte (EF 2, con arcillas de Tipo 1), hasta carbonatos dominantes otra vez a tope (EF 1). Esta sucesión conformaría un ciclo transgresivo-regresivo-transgresivo en el relleno de la cuenca (Zachos, 2001; Uriarte, 2010). Se revela una clara discordancia sobre la unidad subyacente. Espesor de 140 m.

Primer manto

Fm. Manacas (1) de 550 a 710 m: Mezcla litológica con predominio de olistolitos de caliza fragmentaria, arenisca cuarcífera, pedernal negro y serpentinita. Incluye la EF 3, que responde a una composición arcilloso-carbonatada y parte de la EF 4, que es muy carbonatada.

Fm. Polier de 710 a 945 m: Abarca parte de la EF 4, muy carbonatada y EF 5 con características similares. Aunque la electrofacies comienza a menor profundidad, el espesor, que se mantiene similar, es de unos 135 m.

Fm. Sumidero (1) de 945 a 1 225 m: Corresponde al resto de la EF 5 referida anteriormente. Se observa un paquete arcilloso en la base, que marca un cambio (¿posible discordancia?) con la subyacente Fm. Artemisa, que según el LEC (IGP, 2013) debería ser concordante. El espesor resulta algo mayor que el estimado previamente, de hasta 373 m.

Fm. Artemisa (1) de 1 225 a 1 580 m: Con predominio de caliza arcillosa, dolomita y raras intercalaciones de arenisca y argilita. En el intervalo se encuentra la EF 6, completamente carbonatada, compacta y con gran aumento del contenido de uranio. Se corresponde con la base del manto 1, ya que se denota cierta separación de un segmento inferior que refleja la parte basal y baja de la unidad (EF 6), yacente

sobre el olistostroma serpentinitico o tal vez producto de su propia mayor deformación tectónica. Tiene un espesor que alcanza los 356 m.

Segundo manto

Fm. Manacas (2), Secuencia Olistostrómica de 1 580 a 1 780 m: Posee mayor aporte de olistolitos de serpentinita, roca silíceo arcillosa, limolita y arenisca aglutinadas como fragmentos en una matriz arcillosa.

El paquete superior (EF 7) con predominio de material serpentinitico estaría relacionado con el despegue y desgarre de la litósfera a través de los planos profundos de las fallas lístricas, corticales, que delimitan la base del manto superior (Manto 1), de unos 1 030 m. Cubre al paquete medio de carbonatos (EF 8), tal vez caótico con grandes olistolitos, que a su vez, sobreyace al paquete arcilloso basal (EF 9, con arcillas de Tipo 1), posiblemente sedimentos de la cuenca, la que iba al ser rellenada por el material olitostromático sinorogénico (primero carbonatado y luego serpentinitico). Espesor de unos 138 m.

El paquete inferior, de 1 780 a 1 875 m, representado por calizas silicificadas y pedernal carbonatizado y fracturado, corresponde a la electrofacies 10, muy carbonatada, con muy poca arcilla, que inicialmente se asignó a la Fm Sabanilla (sinonimia en el LEC de unidades del norte villaclareño). Luego se definió como Fm Santa Teresa (Informe final del pozo CHD 1X, 1996, y Linares *et al.*, 2011), donde las curvas muy heterogéneas e irregulares de las electrofacies propias de esta unidad, pueden también mostrar su complejidad tectónica, la cual aparece muy plegada y agrietada, dada la competencia geomecánica de sus litologías, y consecuencia de los eventos sísmicos y tectónicos sufridos durante el K-Pg, y la propia orogenia redinamizada. Después del actual reestudio del intervalo, se observa una variedad de fragmentos bien redondeados a subredondeados y angulares que, a pesar de que no se observa matriz visible, por la composición tan diversa de los fragmentos, dan a entender que presentan una textura clástica, y se incluye, por tanto, en los depósitos de la Fm. Manacas. Espesor de 95 m.

Fm. Sumidero (2) de 1 875 a 2 085 m: Se trata de una secuencia carbonatada compacta de modo predominante, que representa hemipelagitas, con algunas intercalaciones de turbiditas distales contentivas de materia orgánica (M.O.) y que, además sufrió dolomitización secundaria (núcleo 1). La electrofacies 11 en este intervalo confirma la presencia de caliza muy compacta, dados los valores de PEF (pista 8) cercanos a 5, y los bajos valores de la relación torio/uranio (TURA) que aparece en la pista 14, demuestran que la roca se formó en condiciones reductoras, por lo que en general es un depósito de medios profundos del paleoambiente oceánico, situado por encima del nivel de compensación de los carbonatos. Espesor de hasta 210 m.

Fm. Artemisa (2). Se distinguen dos secuencias principales en la sección, una lutítica-carbonatada y dolomías (2 085 a 2 127 m); y otra, con predominio carbonatado e intercalaciones lutítico-limosas (2 127 a 2 425 m). Las dos electrofacies (12 y 13) que ocupan el intervalo, no corresponden a la diferenciación anterior. La unidad constituye la base del manto 2. Su espesor alcanza los 341 m.

Tercer manto

Fm. Manacas (3). Las electrofacies 14 y 15 que se presentan como muy arcillosas y sobre todo la 14, se depositaron en ambiente transicional entre oxidante y reductor. La secuencia superior (EF 14, con arcillas del Tipo 2), caolínica-clorítica, puede representar la decantación de material fino en la cuenca, incluso producto del lavado de terrenos emergidos. La secuencia inferior heterogénea, posiblemente mezclada, de areniscas, lutitas y carbonatos (EF 15), muestra al parecer un carácter cíclico. Espesor de 80 m.

Carbonatos del Jurásico de 2 504 a 2 710 m. (Fm. Artemisa 3?). La electrofacies 16 cubre este intervalo y parte de la siguiente formación, por su comportamiento homogéneo. Constituidos por un corte de carbonatado forma predominante, con algunas intercalaciones de lutita. Las calizas son microfracturadas. La secuencia es parecida a la descrita para la Fm. Sumidero 2, pero donde aparece un ligero incremento en la presencia de turbiditas distales sobre las hemipela-

gitas (núcleo 2). Con un contenido mayor de M.O., al parecer también, acumuladas en un medio más anóxico del paleoambiente batial, donde la relación Torio/Uranio confirman el ambiente reductor con algunas intercalaciones notables de arcillas del Tipo 2 de ambiente transicional. Se aprecia algún contenido de dolomita, de acuerdo con los valores de densidad mayor que 2.71 g/cm³ en algunos intervalos y la descripción del núcleo 2 de 2 557 a 2 568 m. Su espesor de 280 m, resulta mayor al reconocido previamente.

Cuarto manto

Fm. Manacas (4) de 2 710 a 3 330 m: Representada por una secuencia caótica (arcilla, caliza, lutita y serpentinita). En esta formación se encuentra parte de la electrofacies 16 como se mencionó y se aprecia a continuación, bien diferenciada, la electrofacies 17, como el avance de los materiales carbonatados mezclados, desprendidos del manto superior en desplazamiento, de ambiente transicional a oxidante, donde se observa un gran aumento del cáliber.

La componente arenosa se manifiesta por la separación entre los registros neutrónico y de densidad. El paquete intermedio (EF 18), arcilloso-carbonatado, representaría la mezcla del manto superior y sedimentos tal vez turbidíticos distales de la cuenca (paleogénicos?), de ambiente transicional intercalado, como las calizas, con ambiente reductor y donde el cáliber, aunque aumentado, es algo menor.

En el paquete inferior predominan las serpentinitas (EF 19), que representarían la superficie de despegue y desplazamiento del manto que sobreyace al intervalo principal (dado como Fm. Manacas), con aumento de nuevo del diámetro de pozo hacia el final del intervalo. Espesor total de 130 m.

La parte final (2 921.6 - 3 000.4 m) del pozo no posee prácticamente registros; de 3 000.4 m hasta 3 322.1 m, la electrofacies 20 posee un *set* mínimo de registros, similar al conjunto corrido en la parte superior del pozo. El aumento de la resistividad parece comenzar desde 2 921.6 m según el pequeño intervalo registrado a esa profundidad, la presencia de uranio por el contraste de las curvas LLD-CGR y prácticamente

sin porosidad, descubren un carbonato muy compacto.

Valores característicos de registros y propiedades petrofísicas

En la **Tabla 2** se presentan valores promedios de algunos registros que caracterizan a las rocas del

corte estudiado, el contenido de arcilla y los valores de las porosidades total y efectiva obtenidos por interpretación. Se incluyen estos valores en los intervalos donde se cortaron los núcleos 1 y 2.

EF	Tope (m)	Base (m)	LLD (ohm-m)	SGR (GAPI)	DT (us/ft)	Varc (%)	PHIT (%)	PHIE (%)
1	410.2	451.4	30.7	46.9	89.9	19.90	15.20	14.40
2	451.4	554.3	5.8	42.3	113.5	56.10	9.00	6.70
3	554.3	616.6	25.4	45.3	88.3	19.30	14.05	13.70
4	616.6	851.7	108.2	38.7	63.3	7.80	4.90	4.50
5	851.7	1225.1	200.3	41.5	59.3	5.40	3.60	3.40
6	1225.1	1581.1	282.1	49.3	55.6	4.60	1.90	1.70
7	1581.1	1675.9	7.6	23.0	90.8	5.50	25.70	25.50
8	1675.9	1760.7	801.2	43.8	52.9	3.30	1.10	10.0
9	1760.7	1779.4	27.7	33.0	86.0	19.20	14.0	13.03
10	1779.4	1874.6	418.8	52.6	59.5	5.90	3.60	3.40
11	1874.6	2084.5	2443.4	41.3	50.8	4.50	0.40	0.20
N-1	1904.6	1913.6	3126.5	41.7	50.6	3.20	0.30	0.18
12	2084.5	2240.9	824.5	50.3	51.6	6.20	0.60	0.30
13	2240.9	2425.3	182.1	34.4	52.6	9.10	0.60	0.20
14	2425.3	2443.7	43.9	106.6	69.2	67.80	2.80	0.00
15	2443.7	2504.2	120.6	58.3	60.5	27.00	3.50	2.40
16	2504.2	2783.9	519.9	29.7	54.0	9.50	0.60	0.20
N-2	2558.0	2567.3	588.0	39.0	53.7	13.82	0.68	0.12
17	2783.9	2820.1	133.8	44.8	67.7	23.70	18.20	17.30
18	2820.1	2865.4	143.8	55.6	62.7	26.70	9.70	8.60
19	2865.4	2922.1	108.9	18.2	70.1	2.80	13.30	13.10
20	3000.4	3322.1	2024.8	33.5	50.4	1.20	0.50	0.40

Tabla 2. Valores promedio de registros y propiedades en el pozo CHD-1X.

Se aprecia como en las electrofacies carbonatadas (sombreadas en la **Tabla III**, incluyendo los núcleos), los valores de porosidad total (PHIT) son muy bajos y además resultan más reducidos al aplicar correcciones por contenido de arcilla (Varc) y obtener la porosidad efectiva (PHIE). Por tanto, no es necesario calcular saturación de petróleo, ya que la roca prácticamente no es reservorio.

Estudios especiales realizados en el pozo

En este epígrafe se recopilan una serie de trabajos desarrollados en el pozo a través del tiempo, donde se profundiza en sus características petrofísicas y litológicas.

Análisis petrofísicos de los núcleos 1 y 2

A continuación, se presenta una síntesis del resultado de los análisis realizados en los núcleos cortados en el pozo, que aparecen en informes independientes (Ramírez, *et al.* 1996).

Descripción litológica del Núcleo 1. Profundidad: 1,904.6 -1,913.6 m. (Fm. Sumidero)

MACRO: Núcleo en buen estado, dividido en 37 pedazos bien unidos entre sí, constituido en lo fundamental por *mudstone*, *wackestone* de color gris claro, que transiciona en capas laminares hasta gris más oscuro (la transición por cambio de color es debido al enriquecimiento de M.O.), pero en algunos intervalos hay un contacto brusco entre la caliza y la roca negra carbonatada rica en M.O. Estas capas negras constituyen 10-15 % del total del núcleo y son dolomitas que tienen espesores de 3 cm y están desplazadas +10°, a menudo dislocadas de forma tectónica y englobadas en las calizas.

Se observan estilolitos a todo lo largo del núcleo, en general paralelos a la estratificación, con espesor a menudo de 1mm y menos, rellenos por M.O. Posee fracturas y microfracturas dispersas, a veces al formar redes, cortan a los estilolitos; las fracturas están rellenas o semirrellenas por calcita. En escasos intervalos aparecen fracturas subverticales, donde algunas alcanzan hasta 15 cm de longitud, rellenas en parte por

venas, nidos y drusas de calcita, con porosidad que llega a ser de 1 %. En estas fracturas se observa petróleo vivo; también existen cavernas <0.1 % alargadas hasta 1.5 cm con petróleo vivo. En las dolomitas aparecen superficies de fricción muy pulidas, por donde el núcleo parte con facilidad y desprende fuerte olor a petróleo.

Descripción litológica del Núcleo 2. Profundidad: 2,558.0 - 2,567.25 m. (Fm. Artemisa)

MACRO: Núcleo en buen estado, representativo, dividido en 38 pedazos, constituido por intercalaciones de *mudstone* gris claro y gris oscuro por enriquecimiento de M.O. Los *mudstone* gris claro predominan en todo el corte en un 90 % y los de color gris oscuro en 10 %.

A lo largo de todo el núcleo se observan poros y cavernas, desde uno a varias decenas de centímetros de tamaño, las cavernas (o vóculos?) en ocasiones tapizadas con cristales de calcita drúsica. Muchos de los pedazos presentan impregnación de petróleo. Se describen fracturas paralelas a la estratificación rellenas de calcita y petróleo vivo. El núcleo en su totalidad está fracturado y brechado de forma local y rompe por las fracturas. Hay presencia de microplegamientos en el pedazo 23. El buzamiento de las capas es subhorizontal (hasta 20°) del pedazo 1 al 14; a partir del pedazo 15 hasta el 23, alcanza 50-70°; en los pedazos 24 y 25 es subvertical de 79-80°; y del 26 hasta el final del pozo, es de 40-50°. En numerosas fracturas aparecen espejos de fricción.

Se posee una representación en imágenes eléctricas de pared de pozo FMS (*Fullbore Micro Scanner*) del núcleo, donde pueden apreciarse las características descritas de forma macroscópica (**Figuras 4 y 5**), como son la estructura estratificada y la presencia de fracturas en el núcleo 1 y los microplegamientos en el núcleo 2.

A partir de las mediciones de la porosidad, la densidad volumétrica y mineralógica y la permeabilidad en un grupo de 10 muestras seleccionadas para análisis de laboratorio en el núcleo 1, se obtuvo la siguiente información:

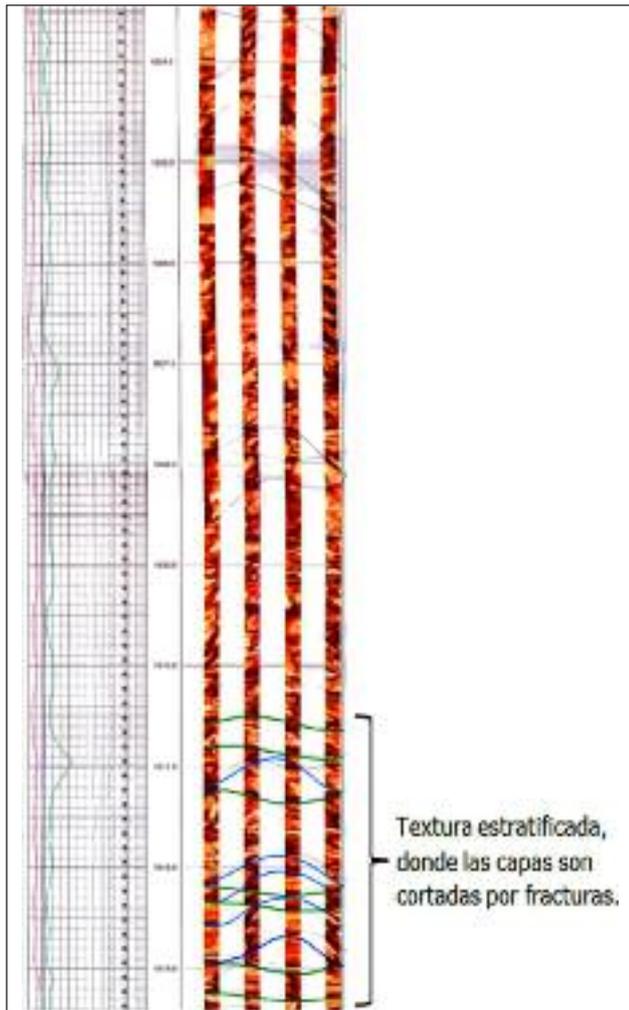


Figura 4. Imagen FMS del núcleo 1.

La porosidad varía en un rango de 0.9 a 0.78 %, coherente con valores de densidad volumétrica mayores de 2.64 g/cm³ y densidad mineralógica mayor de 2.65. La permeabilidad en los tres ejes de las muestras cúbicas (x, y, z), posee valores menores de 0.01 MD en la mayoría de las mediciones (18); en el resto (12) posee un rango de variación entre 0.16 y 15.31 mD, encontrándose la fracturación en cualquiera de los ejes. Estos valores de porosidad y permeabilidad corresponden con las características de los registros frente al núcleo. Debido a los valores muy bajos de porosidad, tanto en el núcleo 1 como en el 2, la cual es posible que solo corresponda a fracturas, no se analizó la saturación de fluidos en las muestras.

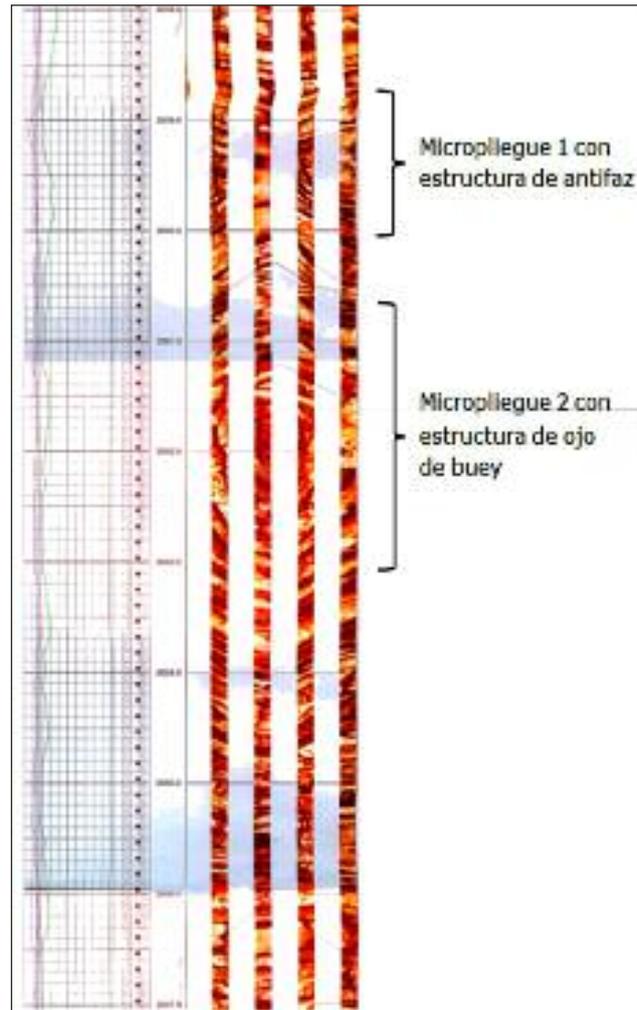


Figura 5. Imagen FMS del núcleo 2, donde se aprecian dos estructuras de micropliegues en un intervalo de 4 m.

En el núcleo 2 en un grupo de 11 muestras se obtuvo:

A partir de las mediciones de la porosidad, la densidad volumétrica y mineralógica y la permeabilidad en un grupo de 10 muestras seleccionadas para análisis de laboratorio en el núcleo 1, se obtuvo la siguiente información:

La porosidad varía en un rango de 0.9 a 0.78 %, coherente con valores de densidad volumétrica mayores de 2.64 g/cm³ y densidad mineralógica mayor de 2.65. La permeabilidad en los tres ejes de las muestras cúbicas (x, y, z), posee valores menores de 0.01 MD en la mayoría de las mediciones (18); en el resto (12) posee un rango de variación entre 0.16 y 15.31 mD, encon-

trándose la fracturación en cualquiera de los ejes. Estos valores de porosidad y permeabilidad corresponden con las características de los registros frente al núcleo. Debido a los valores muy bajos de porosidad, tanto en el núcleo 1 como en el 2, la cual es posible que solo corresponda a fracturas, no se analizó la saturación de fluidos en las muestras.

En el núcleo 2 en un grupo de 11 muestras se obtuvo:

Porosidad entre 0.66 y 3.19 que corresponde a valores de densidad volumétrica mayores de 2.65g/cm³ y en ocasiones mayores de 2.7; en un caso mayor de 2.8. La densidad mineralógica alrededor de 2.71g/cm³, indica la presencia de caliza y en una de las muestras, mayor de 2.8 g/cm³, de dolomita. En cuanto a la permeabilidad, solo en 8 mediciones los valores resultaron menores de 0.01 MD; en la mayoría de las mediciones (20), el rango de variación está entre 0.11 y 4.23; 2 muestras resultaron rotas por la fracturación. En el caso de este núcleo, el valor de la porosidad promedio es de 1.36 %, frente a la de registros de 0.68 %, y aunque hay evidencias de fracturación, puede existir alguna porosidad de matriz.

Análisis de Carbono Orgánico Total por laboratorio y por registros

Se realizaron análisis del contenido de carbono orgánico total (COT), los cuales reflejan valores muy bajos de este elemento, como se comprueba en la pista 15 del registro compuesto. Los especialistas geoquímicos del CEINPET (Linares *et al.*, 2011), a partir de toda la información obtenida de los análisis, concluyen que los datos geoquímicos reafirmaron la poca probabilidad de biodegradación y condiciones de maduración por debajo de los 1 500 m, al considerar que a partir de esta profundidad las estructuras contendrán petróleos medianos y ligeros.

Se trató de establecer una correspondencia con el COT calculado por registros, mediante el método de Passey *et al.* (1990), que utiliza la ecuación:

$$\Delta \log R = \log_{10}(R/R_{\text{línea base}}) + 0.02x(Dt - Dt_{\text{línea base}}) \quad 1$$

y de la del carbono total (% de peso – wt %):

$$COT\% = (\Delta \log R) \times 10^{(2.297 - 0.1688 \times LOM)} \quad 2$$

Donde:

R:	Resistividad profunda para cualquier punto
$R_{\text{línea base}}$:	Resistividad profunda de la línea base en una roca no madre
Dt:	Registro sísmico de la onda compresional en cualquier punto
$Dt_{\text{línea base}}$:	Registro sísmico en la línea base
ϕN :	Registro neutrónico en cualquier punto
$\phi N_{\text{línea base}}$:	Registro neutrónico la línea base
RHOB:	Registro de densidad en cualquier punto
$RHOB_{\text{línea base}}$:	Registro de densidad en la línea base
LOM:	Nivel de madurez orgánica (adimensional)
COT%:	Carbono orgánico total (%)

En la evaluación se utilizaron las curvas de resistividad profunda (LLD) y sísmico (DT). Los resultados también aparecen en la pista 16 del registro (**Figura 6**), que es un detalle del registro compuesto de la **Figura 3**, donde el contenido de COT en gran parte del intervalo muestreado, es de modo aparente muy alto, lo que contradice los análisis de laboratorio en las muestras. Se evidencia entonces, por la forma en que se separan las curvas de LLD y DT, de acuerdo con el patrón de la literatura, Passey *et al.* (1990), de que se trata de una roca muy compacta.

Mediciones de Espectrometría Gamma de bajo fondo

En un grupo de muestras de pozos se realizaron mediciones de espectrometría gamma de bajo fondo, con el objetivo de analizar la naturaleza de la presencia de uranio en los carbonatos y la posibilidad de obtener resultados de calidad en muestras de canal ante la ausencia de núcleos (Miquel y Ortiz, 2012). Del pozo CHD 1X se analizaron dos muestras de canal y dos muestras del núcleo 2. El estudio dio como resultado que en este pozo pudiera existir una asociación de fracturas con contenido de uranio. También se confirmó la validez de la utilización de muestras de canal para este tipo de análisis.

En la **Tabla 3** se presentan los resultados obtenidos de las mediciones de uranio, torio y potasio en unidades Bq/kg. Se aprecia la correspondencia de las

mediciones en la misma escala que los registros; en la pista 14 (**Figura 6**), detalle del registro compuesto de la **Figura 3**.

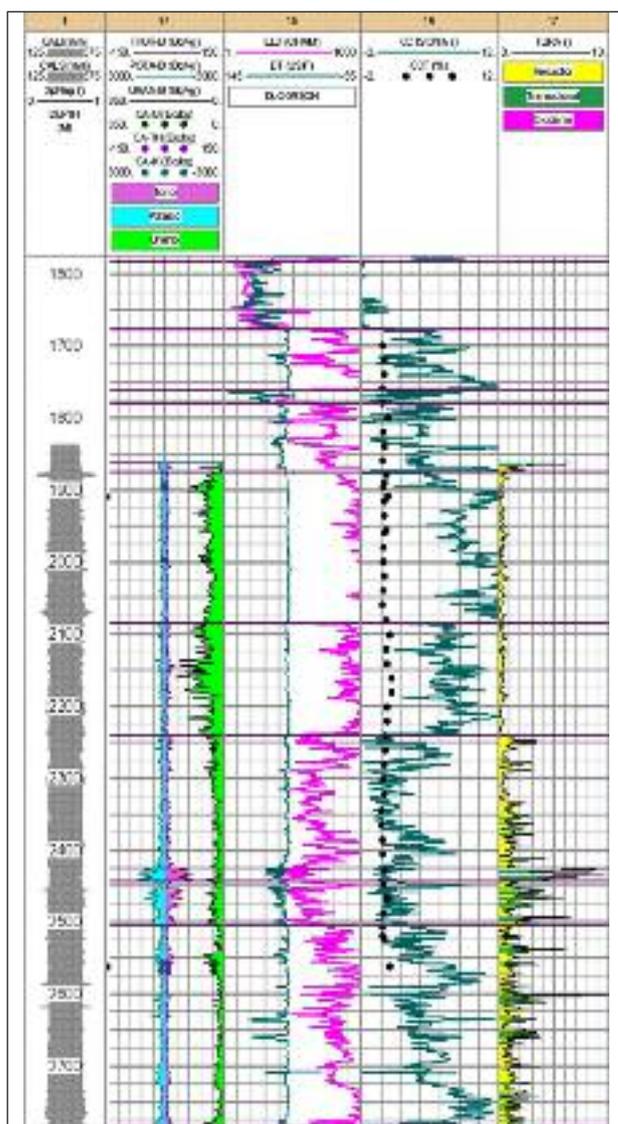


Figura 6. Detalle del registro compuesto para apreciar mejor el análisis de COT por muestras, núcleos y registros.

Medición Tipo de muestra	TORIO [Bq/kg]	POTASIO [Bq/kg]	URANIO [Bq/kg]
Canal	2.01	52.00	39.05
Canal	2.10	61.00	45.91
Núcleo 2	6.95	161.00	26.90
Núcleo 2	8.64	168.00	29.57

Tabla 3. Resultado de las mediciones de espectrometría gamma de bajo fondo.

Este tipo de determinaciones de laboratorio, abre la posibilidad de poder hacer mediciones espectrométricas de radiactividad, en pozos donde solo existen registros de intensidad total de gamma natural.

Consideraciones finales

Basado en los resultados de los análisis de las electrofacies y aquellos especiales, realizados al corte del pozo CHD 1X, se brindan ciertos arreglos estratigráficos más evidentes, para la estructura geológica de la región:

- En general, se deduce que los depósitos del límite K-Pg deben estar presente a techo de los grandes mantos regionales, aunque pueden estar mezclados en lo que se identifica como Fm. Manacas, lo cual resultaría coherente con la aceleración de la orogenia postimpacto. Los planos de los despegues tectónicos de los mantos, cortarían a los depósitos del K-Pg que serían el relleno superior de la cuenca postimpacto, los cuales tendrían que ser cubiertos por los olistotromas generados por los frentes de los grandes mantos en movimiento, con la generación de deslizamientos (*slumps*), olistolitos, debritas y turbiditas que irían recubriendo la sedimentación propia de la cuenca (hemipelagitas) o a los depósitos más someros de sus bordes, incluidos los tectónicamente activos.
- En la Fm Sumidero (1) el espesor resulta algo mayor que el estimado previamente, al corresponder en su totalidad a la EF 5.
- En el caso de Manacas (2) corresponde con la litología definida como secuencia olistostrófica, por lo que se extendió hasta la EF 10, definida primero como Sabanilla y después como Santa Teresa. En la Fm. Manacas (3), este depósito resulta de granulometría más fina, respecto a los anteriores adjudicados a la Fm. Manacas para este pozo.
- Los carbonatos de la Fm Artemisa (3) se identifican como «Carbonatos del Jurási-

cos», pero han sido asignados de modo anterior a esta unidad, lo cual parece correcto. Se extiende su intervalo a toda la EF 16.

- En la Fm. Manacas (4), los materiales carbonatados mezclados del paquete representado por la EF 17, están desprendidos de lo que se considera el manto superior (3) en desplazamiento (EF 16); anteriormente parte de la EF 16 se consideraba también dentro de Manacas.
- Resulta coherente asignar el intervalo final cortado, a la Fm. Artemisa (4?), a esta unidad o incluso, a la Fm. Sumidero o miembro de esta propia unidad. Hay menor información del registro geofísico para el análisis. Espesor de unos 247 m.

Los ajustes propuestos quedan plasmados en la **Tabla 4**, en los que se concilian las electrofacies con los topes formacionales.

CONCLUSIONES

Basado en los resultados de los análisis de las electrofacies y aquellos especiales, realizados al corte del pozo CHD 1X, se proponen ciertos arreglos estratigráficos más evidentes, para la estructura geológica de la región, en los límites de las formaciones Manacas, Polier y Sumidero del Primer Manto, Manacas y Artemisa del Segundo Manto, Artemisa del Tercer Manto y Manacas en el Cuarto Manto. Se identifica una secuencia carbonatada que puede relacionarse con la presencia de la Formación Artemisa en el Cuarto Manto.

Según los registros, los carbonatos presentes tienen una composición calcárea y algunas intercalaciones dolomíticas, son muy compactos, con una porosidad muy baja, que se considera en lo fundamental, de fractura, cuestión que es apoyada por los registros FMS y los análisis de núcleos. Las arcillas presentes pueden ser de dos tipos, uno de muy alto contenido radiactivo y otra con el contenido radiactivo moderado por alguna presencia de arena.

Se propusieron soluciones para enfrentar la limitación de registros sin perder calidad en la informa-

Formación	Tope [m]	Base [m]	EF	Tope [m]	Base [m]	Nuevo Intervalo	
						Tope [m]	Base [m]
Jaruco	0.0	410.0	-	-	-	-	-
Guanajay	410.00	550.0	1	404.6	451.4	404.6	554.5
			2	451.4	554.5		
Manacas 1	550.0	710.0	3	554.5	616.6	554.5	616.6
Polier	710.0	945.0	4	616.6	851.7	616.6	851.7
Sumidero 1	945.0	1225.0	5	851.7	1225.1	851.7	1225.1
Artemisa 1	1225.0	1580.0	6	1225.1	1581.1	1225.1	1581.1
Manacas 2	1580.0	1780.0	7	1581.1	1675.9	1581.1	1874.6
			8	1675.9	1760.6		
			9	1760.6	1779.4		
			10	1779.4	1874.6		
Sumidero 2	1875.0	2085.0	11	1874.6	2084.5	1874.6	2084.5
Artemisa 2	2085.0	2127.0	12	2084.5	2240.9	2084.5	2240.9
	2127.0	2425.0	13	2240.9	2425.3	2240.9	2425.3
Manacas 3	2425.0	2505.0	14	2425.3	2443.7	2425.3	2504.2
			15	2443.7	2504.2		
Artemisa 3	2504.0	2710.0	16	2504.2	2783.9	2504.2	2783.9
Manacas 4			17	2783.9	2820.1	2783.9	2921.6
			18	2820.1	2865.4		
			19	2865.4	2921.6		
Artemisa 4?			20	3000.4	3322.1	3000.4	3322.1

Tabla 4. Propuesta de ajustes a realizar a la división estratigráfica del pozo CHD 1X

ción litológica que deben proporcionar, como la construcción de gráficos de propiedades cruzadas y la utilización de curvas con artificio en las escalas.

Los análisis de COT de laboratorio tienen valores bajos y no corresponden con los de registros, porque estos dan la respuesta de una roca muy compacta, lo que sí expresa la realidad.

Se comprobó la utilidad de las mediciones radiactivas espectrales en núcleos y sobre todo, en muestras de canal cuando se carece de los primeros, para enfrentar pozos que no cuentan con espectrometría gamma.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Castro, O.**, 2017, Flujo de trabajo para la evaluación petrofísica de las formaciones, en Evaluación petrofísica de formaciones gasopetrolíferas cubanas, La Habana: Centro Nacional de Información Geológica Cuba, 31-57.
- Chacon Well CHD-1X**, Geological Report, Geopetrol International, 1997, Archivo Centro de Investigación del Petróleo (inédito).
- Hatten, C. W.**, 1957, Geology of the central Sierra de los Organos, Pinar del Río province, Cuba, Centro Nacional Fondo Geológico, Ministerio de la

- Industria Básica, La Habana (inédito).
- Informe final del pozo CHD 1X**, 1996, Archivo Centro de Investigaciones del Petróleo (inédito).
- Instituto de Geología y Paleontología**, 2013, Léxico Estratigráfico de Cuba, Versión Digital, La Habana.
- Kiyokawa, S., Tada, R., Iturralde-Vinent, M., Masui, T., Tajika, E., Garcia-Delgado, D., Oji, T., Nakano, Y., Goto, H., Takayama, H., and Rojas-Consuegra, R.**, 2002, More than 700-m-thick Cretaceous-Tertiary boundary sequence of the Cacarajicara Formation, western Cuba; Ejecta induced high-energy flow deposit, in Koeberl, C., and MacLeod, K.G., eds., *Catastrophic Events and Mass Extinctions: Impacts and Beyond*: Boulder, Colorado, Geological Society of America Special Paper 356, p. 125–144.
- Lewis, J. W.**, 1932, Geology of Cuba, *Bulletin American Association Petroleum Geologist*, 16 (6):557.
- Linares, E., Delgado, D. E., Delgado, O., López, J. G. y Strazhevich, V.**, 2011, Provincia de Artemisa en Romero-Alfau, F. (ed.), *Yacimientos y manifestaciones de hidrocarburos de la República de Cuba*, La Habana, Centro de Investigaciones del Petróleo, 135-167.
- Miquel, L., Ortiz G.**, 2012, Empleo de técnicas nucleares analíticas en el estudio de las características litológicas y de las propiedades de las rocas sello y reservorio de los yacimientos petroleros cubanos, La Habana, Instituto Superior de Tecnologías y Ciencias Aplicadas, Tesis de Grado, 73 pp.
- Palmer, D. K.** en: Bermúdez, P. J., 1950, Contribución al estudio del Cenozoico Cubano, *Memorias Sociedad Cubana de Historia Natural*, 19(3): 205-375.
- Passey, Q. R., Creaney, S., Kulla, J. B., Moretti, F. J., Stroud, J. D.**, 1990, A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs, *AAPG Bulletin*, 74, 1777-1794.
- Pszczółkowski, A.**, en Pszczółkowski, A., Piotrska, K., Myczymski, R., Piotrowski, J., Skupinski, A., Haczewski, G., Danulewski, D., 1975, Texto explicativo al mapa geológico a escala 1:250 000 de la provincia de Pinar del Río. Brigada Cubano-Polaca. Instituto de Geología y Paleontología, Academia de Ciencias de Cuba, La Habana (inédito).
- Ramírez, T., Etchegoyen, A., Marqués, E., Cáceres, J., Rivera, M.**, 1996. Resultado de los análisis petrofísicos en el núcleo 1 del pozo CHD-1X. Archivo Centro de Investigación del Petróleo (inédito).
- Ramírez, T., Etchegoyen, A., Marqués, E., Cáceres, J., Rivera, M.**, 1996. Resultado de los análisis petrofísicos en el núcleo 2 del pozo CHD-1X. Archivo Centro de Investigación del Petróleo (inédito).
- Truitt, P. en: Truitt P., y Brönnimann, P.**, 1956, Geology of Pinar del Río and Isla de Pinos, Cuba, Centro Nacional Fondo Geológico, Ministerio de la Industria Básica, La Habana (inédito).
- Wassall, H. en: Wassall, H. y Pardo, G.**, 1952, Geological memorandum HW 11, Sagua-Calabazar área, Manuscrito, Centro Nacional Fondo Geológico., Ministerio de la Industria Básica, La Habana.
- Uriarte, A.**, 2010, Historia del clima en la Tierra. Eusko Jaurlaritza, Gobierno Vasco. 403 pp.
- Zachos J.**, 2001, Trends, rhythms, and aberrations in global climate 65 Ma to present, *Science* 292: 686-693.

Aplicación de registros de neutrón pulsado para identificar reservas no consideradas en campos petroleros del sur de México

Heberto Ramos Rodríguez¹

¹ *Doctorante en Planeación estratégica y Desarrollo Sustentable. Centro de Desarrollo de Competencias Energéticas y Sustentabilidad, Universidad Olmeca (CEDECES UO), hramos@olmeca.edu.mx.*

RESUMEN

Entre las herramientas de registros geofísicos en agujero entubado de tipo radiactivo que se han utilizado en México, se encuentran las de captura de neutrones pulsantes y de espectroscopía de neutrones pulsantes. Particularmente se han utilizado la herramienta de Decaimiento en Tiempo de Neutrones Térmicos (Thermal Neutron Decay Time) y la herramienta de Saturación de Hidrocarburos (Reservoir Saturation Tool) que son los nombres de herramientas comerciales. Éstas se han utilizado ampliamente en el sureste de México por muchos años para monitorear los contactos de fluidos, detectar reservas no consideradas y evaluar formaciones en pozos donde no se cuenta con información de registros de pozo en agujero descubierto. Para administrar de manera eficiente y efectiva los campos productores existentes es importante monitorear la saturación de hidrocarburos, los contactos de fluidos y las presiones de formación de manera constante. Debido a ciertas limitaciones tecnológicas la herramienta Decaimiento en Tiempo de Neutrones Térmicos ha sido sustituida por la herramienta de Saturación de Hi-

drocarburos. Esta última permite calcular la saturación de hidrocarburos a partir de la relación Carbón/Oxígeno sin importar la salinidad del agua de formación. Esta característica es relevante cuando se están evaluando yacimientos donde la salinidad del agua es baja o desconocida, lo que es común en campos donde se han implementado sistemas de recuperación secundaria mediante inyección de agua. Esta agua, en general, tiene una salinidad menor al agua de formación. Esta herramienta permite obtener información litológica útil en yacimientos con mineralogía compleja. Se presentan dos casos de estudio en los cuales la técnica de Registros de Neutrones Pulsantes ayudó a reevaluar pozos antiguos y a proponer programas de reparación. Como resultado, en los pozos se incrementó la producción de hidrocarburo, se redujo la producción de agua o ambos. Los pozos de los casos mostrados se localizan en basamentos del terciario de la región sur de México, a pesar de que muchos de estos campos penetran y tienen horizontes productivos en rocas del Cretácico y Jurásico. Como resultado de este análisis se concluye que el uso de este tipo de Registros per-

mite reevaluar reservas y planear de manera más confiable las reparaciones de los pozos y obtener información valiosa de litologías en aquellos pozos en los que no fue posible obtener esta información en el momento de perforarlos.

Palabras clave: Registros de pozo, registros de neutrones pulsantes, evaluación de pozos antiguos

ABSTRACT

Among the radioactive cased hole geophysical logging tools that have been used in Mexico are those for capturing pulsing neutrons and pulsing neutron spectroscopy, particularly the Thermal Neutron Decay Time Tool and the Hydrocarbon Saturation Tool (Reservoir Saturation Tool) which are the names of commercial tools. These have been used extensively in Southeast Mexico for many years to monitor fluid contacts, detect disregarded reserves, and evaluate formations in wells where open hole log information is not available. To manage existing producing fields efficiently and effectively, it is important to constantly monitor hydrocarbon saturation, fluid contacts, and formation pressures. Due to certain technological limitations, the Thermal Neutron Decay Time Tool has been replaced by the Hydrocarbon Saturation Tool. The latter allows the calculation of the hydrocarbon saturation from the Carbon/Oxygen ratio regardless of the salinity of the formation water. This characteristic is relevant when evaluating reservoirs where the salinity of the water is low or unknown, which is common in fields where secondary recovery systems through water injection have been implemented. This water, in general, has a lower salinity than the formation water. Additionally, this tool allows obtaining useful lithological information in deposits with complex mineralogy. Two case studies are presented in which the Pulsing Neutron Logs technique helped re-evaluate old wells and propose repair programs. As a result, in the wells, hydrocarbon production increased, water production decreased, or both. The wells of the cases shown are in tertiary basements of the Southern Region of Mexico, even though many of these fields penetrate and have productive horizons in Creta-

ceous and Jurassic rocks. As a result of this analysis, it can be concluded that the use of this type of Registers allows to reassess reserves and plan in a more reliable way the workover operations of the wells and obtain valuable information on lithologies in those wells in which it was not possible to obtain information at the time they were drilled.

Key words: Well logs, pulsed neutron logs, old well evaluation

RESUMO

Entre as ferramentas de perfilagem geofísica de furos revestidos do tipo radioativo que têm sido usadas no México estão a captura de nêutrons pulsados e a espectroscopia de nêutrons pulsados. Em particular, o Thermal Neutron Decay Time e o Reservoir Saturation ferramentas, que são nomes de ferramentas comerciais, foram usados. Eles têm sido usados extensivamente no sudeste do México por muitos anos para monitorar contatos de fluidos, detectar reservas não consideradas e avaliar formações em poços onde as informações de perfil de poço aberto não estão disponíveis. Para gerenciar com eficiência e eficácia os campos de produção existentes, é importante monitorar continuamente a saturação de hidrocarbonetos, os contatos de fluidos e as pressões de formação. Devido a certas limitações tecnológicas, a ferramenta Thermal Neutron Decay Time foi substituída pela ferramenta Reservoir Saturation. Este último permite calcular a saturação de hidrocarbonetos a partir da razão Carbono/Oxigênio independentemente da salinidade da água de formação. Essa característica é relevante na avaliação de reservatórios onde a salinidade da água é baixa ou desconhecida, o que é comum em campos onde foram implantados sistemas secundários de recuperação por injeção de água. Esta água, em geral, tem uma salinidade menor do que a água de formação. Adicionalmente, esta ferramenta permite obter informação litológica útil em depósitos com mineralogia complexa. São apresentados dois estudos de caso em que a técnica Pulsed Neutron Logging ajudou a reavaliar poços antigos e propor programas de reparo.

Como resultado, a produção de hidrocarbonetos aumentou, a produção de água diminuiu ou ambas nos poços. Os poços dos casos mostrados estão localizados em embasamentos terciários da região sul do México, apesar de muitos desses campos penetrarem e terem horizontes productivos em rochas Cretáceas e Jurássicas. Como resultado desta análise, pode-se concluir que a utilização deste tipo de registros permite reavaliar reservas e planear reparações de poços de forma mais fiável e obter informação litológica valiosa naqueles poços em que não foi possível obter esta informação no anterior. estudo, hora de treiná-los.

Palavras-chave: perfis de poços, perfis de nêutrons pulsados, avaliação de poços antiguos

Introducción

Para la administración eficiente de los campos productores es importante monitorear durante la vida del yacimiento, las saturaciones de hidrocarburos, contactos de fluidos y presiones de formación.

La saturación de agua se obtiene tradicionalmente de los registros resistivos de pozo con agujero descubierto y con herramientas capaces de leer la resistividad a través de la tubería de revestimiento (TR) en condiciones donde la resistividad de la formación no exceda los 100 ohms.

El método más conocido para obtener la saturación de agua en un pozo entubado es a través de los registros de captura de neutrón pulsante (PNC) como el TDT. Este registro mide el parámetro Sigma (ζ) que es la sección transversal de captura de la formación. El valor de Sigma está ligado a la cantidad de iones de cloro presente en la formación, normalmente en forma de sal disuelta en el agua de formación. Una disminución de Sigma se interpreta como una presencia menor de agua y mayor de hidrocarburos, pero si la salinidad del agua de formación es baja, esto puede no ser cierto (Plasek, 1995). Si se conoce la salinidad del agua de formación, la porosidad, litología y tipo de hidrocarburo entonces es posible calcular la saturación de agua a partir de Sigma (Herron, 1996). Las herramientas de Espectroscopía de neutrón pulsado, PNS no presentan

la desventaja de las herramientas PNC. La herramienta PNS obtiene el registro C/O midiendo directamente las señales del carbón y oxígeno del espectro de rayos gamma. Conociendo la relación C/O, es posible inferir la saturación de aceite (Moris, 1999). Una limitación de esta técnica es que el registro debe tomarse a muy bajas velocidades. El problema es que en porosidades menores a 10 %, las lecturas son inciertas. La combinación de lecturas de Sigma y la relación C/O cubre ambos ambientes y la herramienta PNS tiene la capacidad de realizar ambas lecturas. Además de las medidas de Sigma y C/O, la herramienta PNS determinará con exactitud la litología a partir del espectro de captura, tanto en pozo con agujero descubierto como entubado usando los algoritmos de la aplicación llamada Spectrolith (Horkowitz, 1999)

De las concentraciones de silicio, calcio y hierro se deriva el contenido de arcilla, de las concentraciones de azufre y calcio se infieren las concentraciones de anhidrita y yeso y el porcentaje de carbonatos se deduce de las concentraciones de calcio. Se asume que el remanente está compuesto de minerales de cuarzo, feldspatos y mica.

Materiales y métodos

Descripción Geológica.

Los pozos incluidos en este trabajo se localizan en la Región Sur de México, en basamentos del terciario (Salinas del Istmo y Macuspana), aunque algunos de estos campos penetran y tienen horizontes productivos en rocas del cretácico y jurásico. La columna de sedimentos está conformada por secuencias de arenas y lutitas, frecuentemente depositadas sobre evaporitas (sal, anhidrita).

En el basamento Macuspana estas rocas gradualmente se convierten en carbonatos hacia la plataforma de Yucatán. En ambos basamentos las rocas del Mioceno tienen la mayor importancia económica para la explotación de hidrocarburos, principalmente en el Mioceno inferior. Las rocas son esencialmente lutitas y arenas. En el basamento Macuspana las rocas pueden presentar algunos horizontes con ceniza volcánica y cuerpos localizados de carbonatos. En el basamento

Salinas del Istmo es también posible encontrar algunos conglomerados.

Los hidrocarburos se generan mayormente en lutitas del Jurásico y calizas arcillosas y se acumulan en arenas del Mioceno principalmente en trampas estructurales y en menor grado en trampas estratigráficas.

Caso 1.- Campo A.

El campo se descubrió en 1960. Los intervalos productivos consisten en secuencias de gran espesor (hasta 1 000 metros) de arenas y lutitas del terciario correspondientes al Mioceno medio y superior, depositadas sobre anhidritas o sal. Los pozos pueden tener más de dos cuerpos de arenas apilados en 1 000 metros (**Figura 1**). Las arenas son de buena porosidad y permeabilidad (20 % y 200 md promedio). Los pozos producen aceite negro de 33 °API con un gasto promedio de 100 BOPD, algunos producen gas asociado. La salinidad original del agua de formación era muy alta, 130 000 ppm de NaCl, pero el campo está siendo ahora inyectado con agua dulce, lo cual dificulta la evaluación con solo los valores de Sigma.

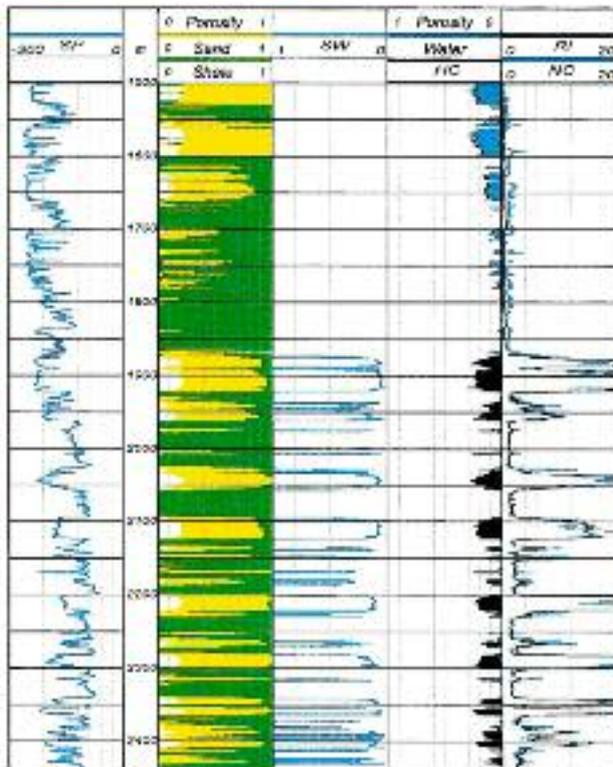


Figura 1. Perfil típico de un pozo del campo A

El pozo A-152 se terminó en junio de 1964. El juego original de registros de agujero abierto lo conformaban los registros de Potencial Natural (SP), Resistividades Normal Corta y Normal Larga (SN & LN).

La **Figura 2** muestra los registros de pozo abierto junto con una evaluación petrofísica. La producción inicial comenzó en septiembre de 1964, obteniéndose 352 BOPD provenientes de dos intervalos. A partir del inicio de la producción se hicieron 7 reparaciones, en 1971, 1974, 1975, 1976, 1986, 1999 y 2002 (la última se basó en los resultados del registro PNS).

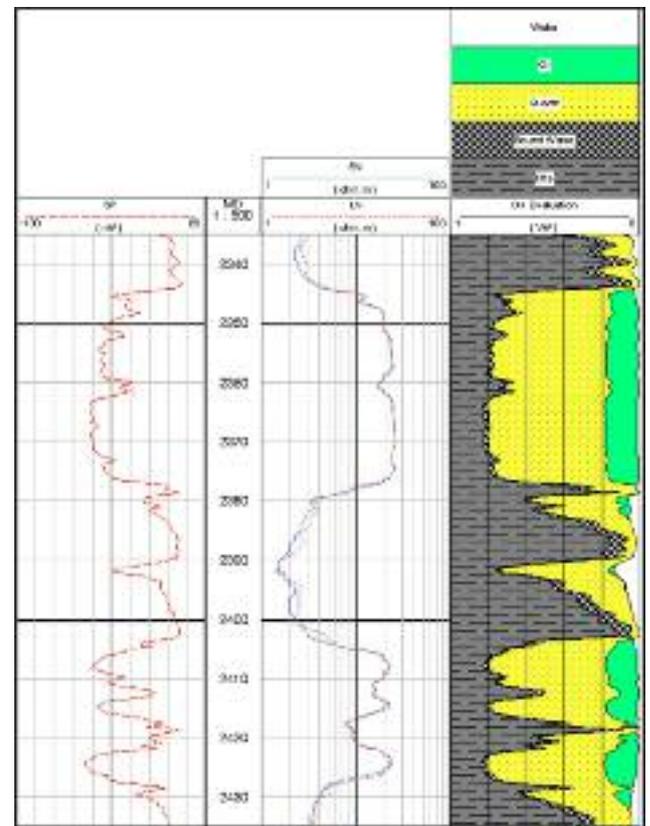


Figura 2. Registros de agujero descubierto y evaluación petrofísica básica del pozo A-152

La **Figura 3** muestra la historia de producción del campo en 10 años. En esta gráfica podemos ver que la producción se mantuvo por debajo de los 100 BOPD la mayor parte del tiempo. Las reparaciones anteriores a 2002 no habían sido muy exitosas. En abril de 2002 se decidió correr el registro PNS en modos Sigma y C/O.

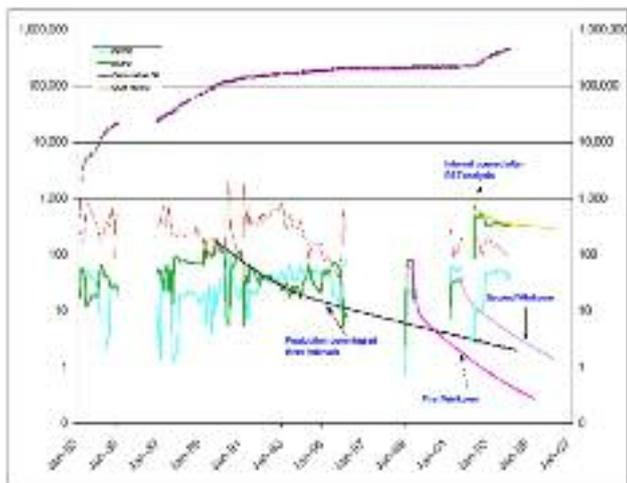


Figura 3. Historia de producción del pozo A- 152

La **Figura 4** muestra las curvas sin procesar del registro y los resultados de la interpretación.

Se observa lo siguiente: Se muestran 2 intervalos de arenas. Ambos tienen lecturas relativamente bajas de Sigma, como si estuvieran saturadas con hidrocarburos. Sin embargo, la arena superior muestra bajos valores de relación C/O mientras que la arena inferior muestra valores mucho mayores de C/O. La interpretación de esto es que mientras que la arena inferior está impregnada con aceite, la superior está probablemente invadida con agua dulce de inyección, lo que causa bajas lecturas de C/O. Esta es una de las ventajas de este registro.

Caso 2.- Campo B.

El campo se descubrió en los 70s. Se localiza al Noroeste del basamento Macuspana y formaba parte de lo que era uno de los Activos de la Región Sur. Los horizontes productivos están formados por una secuencia de arenas y lutitas someras del terciario. Los pozos producen principalmente gas.

El pozo B- 7-B se perforó entre mayo y septiembre de 1981 y comenzó su producción en septiembre de 1981 del intervalo 1 357 - 1 375 m con un gasto cercano a 13 MMSCFD fluyendo a través de un estrangulador de 15/32" con una presión en cabeza de 2 190 psi. Se hicieron varias reparaciones al pozo entre 1986-88 (para reparar fugas en superficie), en

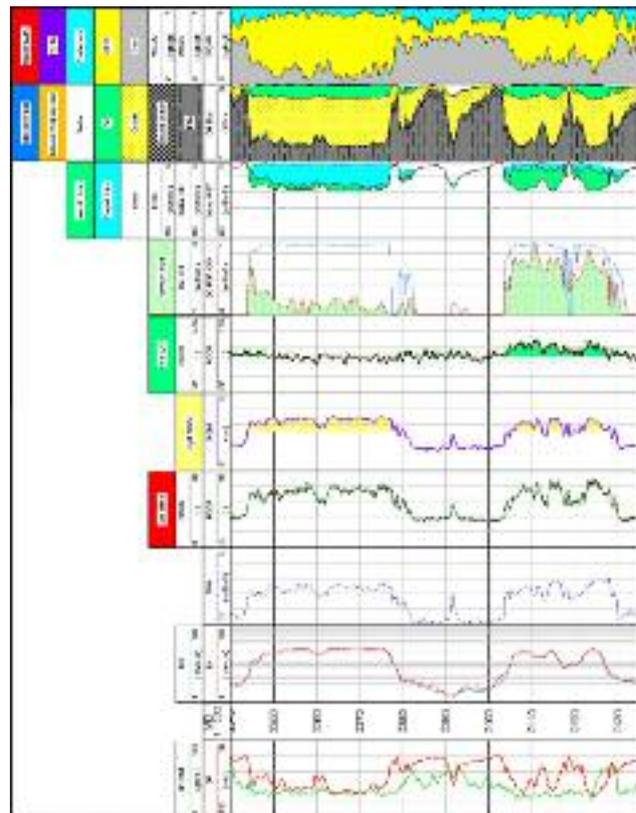


Figura 4. Interpretación del registro RST (PNS) del pozo A- 152

1993 (se cementaron los disparos originales para controlar la producción de agua y se disparó el intervalo 1 356 - 1 364 m) y en 2001 (se disparó nuevamente el intervalo 1 356 - 1 364 m).

El conjunto original de registros que se tomaron en 1981, lo integraban los registros SP, Resistividades SN y LN, Sónico (BHC), Densidad (FDC), Calibrador y Microlog.

En la **Figura 5** se aprecian grandes cavidades y rugosidades que afectan la respuesta de los registros, principalmente al de Densidad y al Sónico. El pozo se disparó originalmente en el intervalo 1 357 - 1 375 m, en la sección con mayor resistividad.

En el registro de Resistividad se observan otros 2 intervalos donde las 2 resistividades somera y profunda se incrementan con respecto a la línea base de lutitas en 1 280 - 1 298 m y 1 320 - 1 348 m. En estas 2 secciones el diámetro de pozo está calibrado y las curvas de Densidad y Sónico tienen el mismo desarrollo.

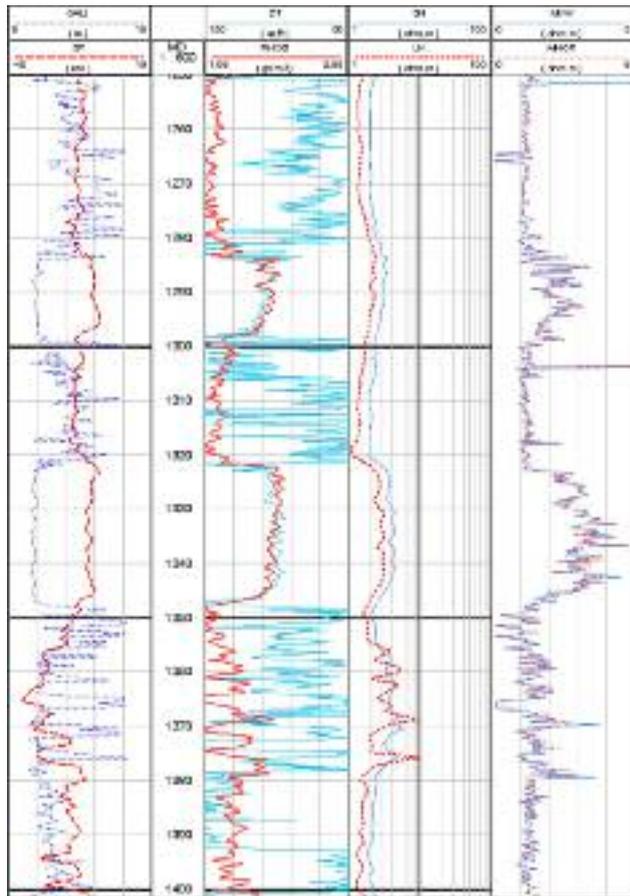


Figura 5. Registros en agujero descubierto del pozo B-7-B

Sin embargo, también se observa una inversión de las lecturas de SP (deflexiones positivas). El agua de formación tiene una salinidad de 25 000 ppm de NaCl. No se dispuso, en su momento, de información del lodo de perforación para tratar de explicar la inversión en la curva del SP.

Debido a esta incertidumbre se decidió correr un registro RST en ambos modos: C/O y Sigma, para complementar la información existente de registros de pozo abierto y mejorar la evaluación de la formación (con litología, porosidad y saturación). Los datos se adquirieron en 2002. Los resultados se muestran en la **Figura 6**.

Lo primero que resalta es la separación entre los conteos normalizados RSCN y RSCF en el carril 4 en los intervalos 1 283 - 1 297 y 1 321 - 1 347 m, indicando cualitativamente la presencia de gas. También se aprecia alguna presencia de gas en el intervalo 1 355 - 1 380 m.

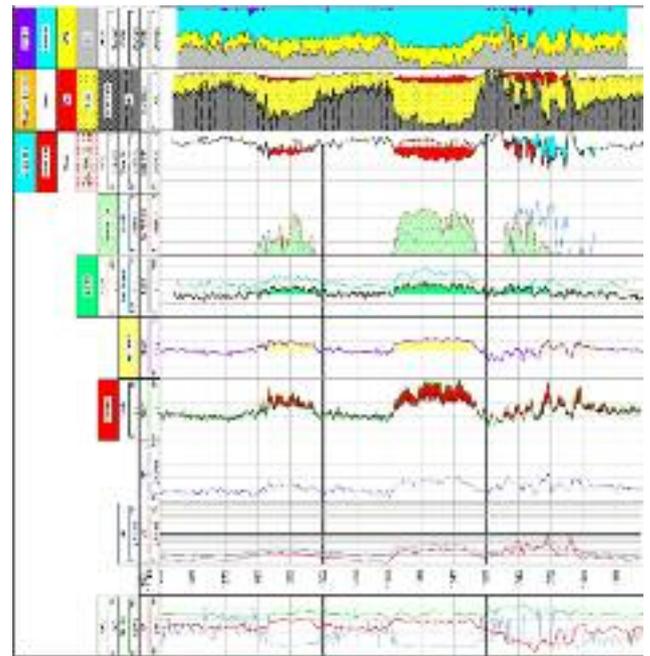


Figura 6. Interpretación del registro RST (PNS) del pozo B 7-B

El parámetro Sigma y la relación C/O indican aparentemente, la presencia de hidrocarburos en los mismos intervalos. Sin embargo, se observa un incremento en las relaciones C/O en presencia de gas, el cual tiene una densidad baja de carbón, lo que parece una contradicción. La respuesta se observa en la interpretación realizada en la aplicación Spectrolith en el carril 10: las arenas del campo tienen un contenido alto de carbonatos, probablemente no solo como material cementante sino en la forma de granos y fragmentos de roca (los sedimentos contienen una gran cantidad de conchas marinas). En el carril 6 se graficaron las relaciones C/O (FCOR, NCOR) (Plasek, 1996) junto con la curva de calcio del espectro de captura. Se observa que hay una correlación positiva entre los dos. Si se asocia el Ca al mineral Calcita y sabiendo que éste tiene carbón en su composición química, entonces es probable que en este pozo las relaciones C/O responden más al carbón en la roca que al carbón en el fluido (Herron, 1996). Técnicas complementarias de procesamiento permiten compensar por el carbón inorgánico (carbón en los minerales) cuando se encuentra la saturación de hidrocarburos con herramientas que de-

terminan la relación C/O. Sin embargo, debido a la baja densidad de carbón en el gas, generalmente no se recomienda el uso de las técnicas de C/O en pozos de gas y es mejor utilizar el siguiente método.

Se utiliza la curva SIGM (Sigma) para calcular la saturación de gas usando la siguiente ecuación lineal:

Si se consideran agua y gas como fluidos, la ecuación se puede simplificar:

La ecuación anterior requiere de un conocimiento de la composición mineralógica de las rocas para calcular valores consistentes de saturación de agua S_w (Badrizzaman, 1998). Estos resultados también se obtienen con la aplicación Spectrolith (Horkowitz, 1999).

Resultados y discusión

Caso 1, campo A. Para la realización del análisis litológico se utilizó la herramienta Spectrolith, que permitió identificar un contenido menor de arcilla y carbonato en la arena superior, en contraste con la información obtenido de la interpretación convencional realizada a los registros originales tomados en agujero descubierto, en la que las dos arenas parecen tener el mismo contenido global de arcilla, de acuerdo con la información obtenida del registro de potencial espontáneo SP.

Este contraste justificaría el por qué el agua de inyección se hubiera canalizado en la arena superior, más limpia y permeable, y porqué en ese momento aún había volúmenes importantes de aceite en la arena inferior. Adicionalmente explicaría el mecanismo del frente de agua de inyección para barrer el aceite. Estas consideraciones permitieron, en su momento, planear los trabajos de reparación y disparar los intervalos 2407-2418 m y 2422-2425 m. Una vez concluidas las reparaciones, las pruebas de producción en junio de 2002 arrojaron un incremento importante en volumen de aceite recuperado (502 BOPD) y un menor porcentaje de agua (11 BWPD) con relación a

la información de referencia de octubre de 2001 (31 BOPD y 20 BWPD).

Hay que hacer notar que la producción de aceite se incrementó en más de 16 veces. Mas tarde, la producción del pozo se estabilizó arriba de 300 BOPD y en febrero de 2004 estaba aún produciendo 328 BOPD y 44 BWPD.

La **tabla 1** muestra que entre los años 2001 a 2003 las reparaciones basadas en la interpretación de los registros PNC y PNS ayudaron a incrementar la producción del campo.

	Oil	Gas
	BOPD	MMSCFD
2001	6 642	9.72
2002	16 787	33.74
2003	7 970	24.49
Totales	31 399	67.95

Tabla 1. Producción agregada con apoyo de Registros PNC y PNS

Caso 2, campo B. Un aspecto que hay que considerar, es el volumen de gas que se obtiene de la interpretación del registro RST (que responde al contenido de gas total en la formación), ya que fue mayor que los volúmenes originalmente obtenidos de los registros tomados en agujero descubierto. Una posible causa es que los registros en agujero descubierto hubieran sido afectados por el contenido de arcilla presente en laminaciones finas, reduciendo los valores de las resistividades medidas y en consecuencia las saturaciones calculadas de gas. Otra posibilidad es que hubiera habido una invasión profunda de filtrado de lodo que habría afectado los valores obtenidos de resistividad de la herramienta utilizada en agujero descubierto.

Los trabajos de reparación se planearon con base en la interpretación del registro RST, disparándose dos intervalos, de 1 280 m a 1 298 m y de 1 320m a 1 345 m. Las pruebas de producción arrojaron un volumen de 3 MMSCFD para el intervalo superior y un volumen de 6 MMSCFD para el intervalo inferior.

En la **figura 7** se muestra la historia de producción de 8 años del pozo B 7-B. Se puede observar que después de la reparación del pozo, la producción de gas se incrementó considerablemente.

Conclusiones

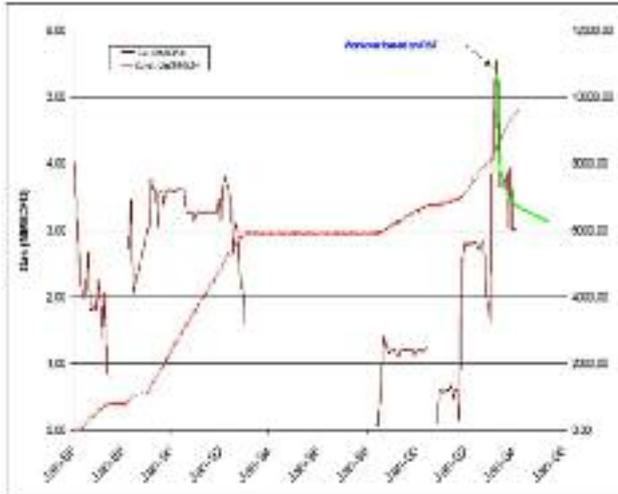


Figura 7. Historia de producción del pozo B 7-B

De los ejemplos mostrados y los resultados obtenidos, se puede decir que:

- Los registros PNC y PNS son una valiosa herramienta para detectar reservas descartadas en muchos campos y ambientes geológicos de la Región Sur de México.
- Con estas técnicas se mejoró la tasa de éxito en las reparaciones ayudando a incrementar la producción y usando más efectivamente los recursos disponibles.
- Los registros PNS fueron muy útiles, particularmente en campos de aceite con inyección de agua dulce, donde otras técnicas, como la utilización del registro PNC, pueden producir resultados incorrectos.
- Los registros PNC y PNS han sido también usados juntos para detectar y evaluar exitosamente zonas con gas.
- Los registros PNC y PNS se usaron para complementar la información incompleta de registros de pozo abierto, proporcionando información valiosa de litología y porosidad para obtener un análisis petrofísico más

exacto o mejorar las evaluaciones existentes de la formación.

- Los resultados de las evaluaciones de Sw proporcionaron información valiosa para actualizar los modelos dinámicos del yacimiento.

Referencias Bibliográficas

- Badruzzaman, A., Neuman, C.H., Adeyemo, A.O., Dodman, C.A., Skillin, R.H., Zalan, T.A., Badruzzaman, T., Bilodeau, B.J., Logan, J.P., Limon, M.A., Belanger, D.L., Featherstone, C.J., P.T. Nguyen, 1998, Progreso y futuro de la tecnología de neutrones pulsados en la gestión de campos petroleros. Documento presentado en la Conferencia y Exposición Técnica Anual de la SPE, Nueva Orleans, Luisiana.
- F. Moris, J. Grait, J. Hemingway, R. Plasek, T. Das Gupta, "Introduction of Enhanced Carbon-Oxygen Logging for Multi-Well Reservoir Evaluation," SPWLA Paper O, 40th Annual Logging Symposium, Oslo Norway, Mayo 30-Junio 3, 1999.
- Herron, Susan L. y Michael M. Herron, 1996, Litología cuantitativa: una aplicación para espectroscopia de pozo abierto y entubado. Documento presentado en el 37º Simposio Anual de Registro de SPWLA, Nueva Orleans, Luisiana.
- Horkowitz, John P. y Darrel E. Cannon, 1999, Evaluación de Yacimientos Complejos en Pozos Abiertos y Entubados. Documento presentado en el 38º Simposio Anual de Registro de SPWLA, Houston, Texas.
- Plasek, R., Albertin, I., Darling, H., Mahdavi, M., Cedeño, I., Hemingway, J. & Wenchong, Z., 1996, Las muchas facetas de la adquisición de registros de pozo entubado de neutrones pulsados. *Oilfield Review*, 2 (8), 28-41.
- Plasek, R.E., Adolph, R.A., Stoller, C., Willis, D.J., Bordon, E.E. y M.G. Portal, 1995, Registro mejorado de captura de neutrones pulsados con herramientas delgadas de carbono y oxígeno: metodología. Documento presentado en la Conferencia y Exposición Técnica Anual de la SPE, Dallas, Texas.

Biohorizontes cronoestratigráficos en las facies silíceas de cuenca, Eoceno Temprano de Canasí, Cuba.

Osmany Pérez-Machado Milán¹, Lourdes M. Pérez Estrada², Evelio Linares Cala³, Sylvia T. Blanco Bustamante⁴ y Yaimeli Almaguer Álvarez⁵

¹ Ingeniero Geólogo. Máster en Geología Petrolera. Investigador Agregado. Centro de Investigación del Petróleo, Cuba, CP 10200, Cuba. Correo electrónico: milan@ceinpet.cupet.cu

² Ingeniera Geóloga. Máster en Geología Petrolera. Investigador Agregado. Centro de Investigación del Petróleo, Cuba, CP 10200, Cuba. Correo electrónico: perezl@ceinpet.cupet.cu

³ Ingeniero Geólogo. Doctor en Ciencias Geológicas. Investigador Auxiliar. Centro de Investigación del Petróleo, Cuba, CP 10200, Cuba. Correo electrónico: bello@ceinpet.cupet.cu

⁴ Licenciada en Biología. Investigador Auxiliar. Centro de Investigación del Petróleo, Cuba, CP 10200, Cuba. Correo electrónico: sblanco@ceinpet.cupet.cu

⁵ Ingeniera Geóloga. Máster en Geología Petrolera. Investigador Agregado. Centro de Investigación del Petróleo, Cuba, CP 10200, Cuba. Correo electrónico: yaimeli@ceinpet.cupet.cu

RESUMEN

Las rocas paleogénicas son importantes para la estratigrafía cubana, ya que tienen amplia distribución a lo largo del territorio nacional, con notables espesores. La situación geográfica de Cuba durante el Paleógeno, permitió que grandes extensiones del territorio se mantuvieran cubiertas por aguas profundas, las cuales propiciaron la acumulación de un gran volumen de sedimentos silíceo-arcillosos. Un ejemplo de la sedimentación paleogénica en *facies* de cuenca, se encuentra en pozos perforados del área de Canasí, en la Franja Norte Petrolera de Cuba, donde se corta una columna de sedimentos silíceo-arcillosos de más de 300 m de espesor. Los radiolarios, objeto principal de esta investigación, son el contenido principal de las asociaciones microfósilíferas y que, hasta el momento, no

contaban con un estudio detallado de los mismos. El objetivo del presente estudio es dar a conocer las características litológicas y bioestratigráficas de los cinco biohorizontes cronoestratigráficos que se reconocen. En el Laboratorio de Bioestratigrafía del Centro de Investigación del Petróleo se estudiaron 75 muestras de subsuelo en 4 pozos del yacimiento Canasí, pertenecientes a la Formación Vega Alta, al utilizar los métodos de lavado, sección en suspensión y microscopía electrónica de barrido. Como resultado se determinaron un total de 4 familias, 10 géneros y 16 especies del Orden Spumellaria y 1 familia, 13 géneros y 27 especies del Orden Nassellaria, para un total de 5 familias, 23 géneros y 43 especies de radiolarios. Se diferenciaron cinco Cronozonas de Intervalo, caracterizadas en litofacies de *claystone*-silíceo en los

cuatro pozos estudiados. La distribución biogeográfica de las asociaciones de radiolarios reportadas, indican una transición entre extremas y medias latitudes y sobrepasan los 1 000 metros de profundidad localizados en el Cinturón Facial-1 de cuenca y ambientes de aguas profundas con sedimentación lenta.

Palabras clave: radiolarios, *facies* de *claystone* –silíceo, cronozonas, Eoceno Temprano, Formación Vega Alta.

ABSTRACT

Paleogenic rocks are important for Cuban stratigraphy, since they have a wide distribution throughout the national territory, with notable thicknesses. The geographical situation of Cuba during the Paleogene, allowed large areas of the territory to remain covered by deep waters, which led to the accumulation of a large volume of siliceous-clayey sediments. An example of paleogenic sedimentation in basin facies is found in wells drilled in the Canasí area, in the North Oil Belt of Cuba, where a column of siliceous-clayey sediments more than 300 m thick is cut. Radiolaria, the main object of this research, are the main content of microfossiliferous associations and until now, they did not have a detailed study of them. The objective of this study is to present the lithological and biostratigraphic characteristics of the five chronostratigraphic biohorizons that are recognized. In the Biostratigraphy Laboratory of the Petroleum Research Center, 75 subsurface samples were studied in 4 wells of the Canasí field, belonging to the Vega Alta Formation, using the methods of washing, suspension section and scanning electron microscopy. As a result, a total of 4 families, 10 genera and 16 species of the Spumellaria Order and 1 family, 13 genera and 27 species of the Nassellaria Order were determined, for a total of 5 families, 23 genera and 43 species of radiolaria. Five Interval Chronozones were differentiated, characterized in claystone-siliceous lithofacies in the four wells studied. The biogeographic distribution of the reported radiolarian associations indicates a transition between extreme and mid-latitudes and exceeds

1 000 meters of depth located in the Facial Belt-1 basin and deep-water environments with slow sedimentation.

Key words: radiolaria, claystone facies –siliceous, chronozones, Early Eocene, Vega Alta Formation.

RESUMO

As rochas paleogênicas são importantes para a estratigrafia cubana, pois apresentam ampla distribuição em todo o território nacional, com espessuras notáveis. A situação geográfica de Cuba durante o Paleógeno, permitiu que grandes áreas do território permanecessem cobertas por águas profundas, o que levou ao acúmulo de um grande volume de sedimentos argilo-silíceos. Um exemplo de sedimentação paleogênica em fácies de bacia é encontrado em poços perfurados na área de Canasí, no Cinturão Petrolífero do Norte de Cuba, onde é cortada uma coluna de sedimentos argilo-silíceos com mais de 300 m de espessura. Os radiolários, objeto principal desta pesquisa, são o conteúdo principal das associações microfossilíferas e, até o momento, não havia um estudo detalhado das mesmas. O objetivo deste estudo é apresentar as características litológicas e bioestratigráficas dos cinco bio-horizontes cronoestratigráficos reconhecidos. No Laboratório de Bioestratigrafia do Centro de Pesquisas de Petróleo, foram estudadas 75 amostras de subsuperfície em 4 poços do campo Canasí, pertencentes à Formação Vega Alta, utilizando os métodos de lavagem, seção de suspensão e microscopia eletrônica de varredura. Como resultado, foram determinados um total de 4 famílias, 10 gêneros e 16 espécies da Ordem Spumellaria e 1 família, 13 gêneros e 27 espécies da Ordem Nassellaria, para um total de 5 famílias, 23 gêneros e 43 espécies de radiolários. Foram diferenciadas cinco Cronozonas de Intervalo, caracterizadas em litofácies argilo-silíceas nos quatro poços estudados. A distribuição biogeográfica das associações radiolárias relacionadas indica uma transição entre latitudes extremas e médias e excede 1 000 metros de profundidade localizada na bacia do Cinturão Facial-1 e ambientes de águas profundas com sedimentação lenta.

Palavras-chave: radiolários, fácies argilosa-siliciosa, cronozonas, Eoceno Inferior, Formação Vega Alta.

Introducción

La situación geográfica de Cuba durante el Paleógeno, permitió que grandes extensiones del territorio se mantuvieran cubiertas por aguas profundas, las cuales propiciaron la formación de un gran volumen de sedimentos silíceo-arcillosos, correspondientes a depósitos de cuenca de sedimentación lenta (Wilson, 1975). Un ejemplo de la sedimentación paleogénica en *facies* de cuenca se encuentra en pozos perforados en el área de Canasí, en la Franja Norte Petrolera de Cuba, donde se corta una columna de sedimentos silíceo-arcillosos, de más de 300 m de espesor.

Desde el punto de vista paleontológico, la sedimentación paleogénica en *facies* de cuenca en pozos perforados en dicha área, contiene una asociación fosilífera diversa, constituida por abundantes radiolarios.

Importantes trabajos de carácter global se enmarcan principalmente, en las décadas de los 50-70. Paralelos a estos trabajos, los esfuerzos de la Bioestratigrafía en Cuba se concentraron en el establecimiento de zonaciones bioestratigráficas cubanas.

Entre la década de los 70-80, brigadas de especialistas extranjeros (Integrantes de la Comunidad de Ayuda Mutua Económica, CAME) realizaron trabajos de levantamiento geológico, que dieron lugar a los primeros estudios de los radiolarios en Cuba.

Florez-Abín (1983 y 1986) realiza una investigación de los depósitos sinorogénicos y postorogénicos. referentes al Cretácico Tardío al Paleógeno en la región y elaboró un listado de radiolarios para Cuba enfocado en las unidades de la cuenca de *piggy back*, aunque no hace referencia a los radiolarios de la Formación Vega Alta.

Sanfilippo *et al.* (1999) efectuó una investigación bioestratigráfico con radiolarios del Paleoceno Tardío-Eoceno Temprano en la localidad de San Francisco de Paula, provincia de La Habana, en las formaciones Apolo, Capdevila y Alkázar.

Pérez-Machado-Milán *et al.* (2013) confeccionó un Atlas de Radiolarios del Paleoceno-Eoceno

de Cuba Occidental, describiéndose los principales *taxas* de este intervalo, así como una actualización de su sistemática. Posteriormente, se reconoció la existencia de una secuencia con radiolarios que se registra en las secciones cortadas del Eoceno Temprano (Pérez-Machado-Milán *et al.*, 2017, inédito) el cual establece una secuencia microfossilífera que caracterizan a los sedimentos silíceo-arcillosos en *facies* de cuenca del Eoceno Temprano en pozos perforados en el área de Canasí. Fueron asignados a estos conjuntos una edad, con base en las últimas investigaciones estratigráficas conocidas de los radiolarios y por calibración con los foraminíferos planctónicos.

Todas estas investigaciones sirvieron de precedentes a este estudio, así como, numerosos artículos publicados o presentados en diferentes eventos científicos.

Luego de la revisión bibliográfica precedente, se realiza un estudio detallado en 162 muestras, con el objetivo de dar a conocer las características litológicas y microfossilíferas de los cinco biohorizontes cronoestratigráficos que pueden reconocerse en lámina delgada, muestras de lavado y suspensión en los sedimentos silíceo-arcillosos en *facies* de cuenca del Eoceno Temprano. De acuerdo con la clasificación de Nigrini *et al.* (2001, 2006) en su descripción bioestratigráfica de radiolarios paleogénicos biomarcadores. En el estudio de dichas muestras se identifican un total 4 Familias, 10 géneros y 16 especies del Orden Spumellaria y 1 Familia, 13 géneros y 27 especies del Orden Nassellaria, para un total de cinco familias, 23 géneros y 43 especies de radiolarios en los pozos estudiados. las características litológicas y microfossilíferas de los cinco biohorizontes cronoestratigráficos que pueden reconocerse en lámina delgada, muestras de lavado y suspensión en los sedimentos silíceo-arcillosos en *facies* de cuenca del Eoceno Temprano, en pozos perforados en el área de Canasí, se resalta una vez más el potencial de los radiolarios como herramienta bioestratigráfica.

Debido al alcance no restringido de algunos radiolarios identificados, aún no se ha podido definir con precisión, todos los niveles cronoestratigráficos paleogénicos de las *facies* de cuenca. Sin embargo, bajo el microscopio se han reconocido cinco niveles de refe-

rencia o biohorizontes, que son de gran utilidad para correlaciones en pozos perforados en el área de estudio y en el resto de la Franja Norte de Crudos Pesados

Materiales y métodos

Fueron colectadas 75 muestras durante la revisión del material de los pozos Canasí 1x (1780-2030m), Canasí 3x (1 560 - 1 880 m), Canasí 4x (1 835 - 2 090 m) y Canasí 5x (2 010 - 2 050 m) el intervalo correspondiente de las litofacies de *claystone* silíceo de la Formación Vega Alta (Figura 1).

Los métodos utilizados fueron: el lavado con nafta, láminas delgadas y sección en suspensión de muestras de rocas para su estudio paleontológico o petrográfico. En el caso de la microscopía electrónica de barrido, se tuvo en cuenta la metodología de Reed (2005).

El estudio se realizó en el Laboratorio de Estratigrafía y Micropaleontología del Centro de Investigación del Petróleo (CEINPET).

Para la determinación taxonómica de las especies de radiolarios se revisaron trabajos de los siguientes autores: Florez-Abín (1983, 1986), Florez-Abín y otros (2013); Pérez-Machado-Milán y otros (2013). Para realizar las descripciones petrográficas de las rocas carbonatadas se tuvo en cuenta la clasificación de Dunham (1962). Las especies encontradas fueron analizadas y fotografiadas mediante microscopios biológico, estereoscópico y electrónico de barrido, éstos últimos en casos muy específicos.

Marco Geológico

Los sedimentos silíceo-arcillosos de *facies* de cuenca estudiados en el Eoceno Temprano, se encuentran ubicados en el Miembro Arroyo Clarita, división Temprano de la Formación Vega Alta. Los mejores afloramientos observados se reportan en forma de fajas alargadas en las provincias de Villa Clara y Sancti Spiritus (Figura 1). La Formación Vega Alta, constituye la cobertura sinorogénica de la Unidad-Tectónica Estratigráfica (U.T.E). Placetas, donde se localizan los principales reservorios y sellos. La presencia en la formación de intervalos caracterizados por rocas arcillosas, hace que se manifieste como el sello regional.



Figura 1. Mapa de ubicación geográfica de los pozos Canasí 1X, Canasí 3X, Canasí 4X y Canasí 5X y esquema de distribución de la Formación Vega Alta en Cuba Central (Tomado de G, Millán. C Pérez. García, Y. Rojas, 1998. Escala original 1:250 000).

Estratigrafía

Al tener en cuenta el estudio bioestratigráfico y sedimentológico de los *cuttings*, secciones delgadas de *cuttings* y núcleos, así como el análisis del complejo de registros geofísicos, se logró establecer y caracterizar el corte estratigráfico de los pozos estudiados. La siguiente tabla recoge los topes utilizados en cada pozo según el largo del instrumento (Tabla 1):

Descripción de los biohorizontes cronoestratigráficos
Para la determinación de las cronozonas se tuvo en cuenta el trabajo de Catherine Nigrini y Annika Sanfilippo (2001), de la *Ocean Drilling Program* (ODP) en

Pozos	Capdevila	Melange Ofiolítico	Vía Blanca	Vega Alta -1	Veloz Tardío -1	Vega Alta -2	Veloz Tardío -2	Vega Alta -3	Veloz Temprano -1	Prof. Final [m]
Can 1				1 247	2 140	3 552.8				
Can 3			345	950	2 025.2	3 248	3 265	3 501		3 650
Can 4	309.5	400.5	495.5	1 025	2 115	2 495	2 570	3 530		3 760
Can 5				1 750	2 160		2 686	3 005		3 705

Tabla 1. Topes de los pozos Canasí 1x, Canasí 3x, Canasí 4x y Canasí 5x

su expedición 320/321 del 2010 y algunos ajustes realizados por los autores.

Las rocas que se utilizan como marcador litológico de este piso en el área estudiada, no han podido ser datada con fósiles calcáreos debido a su ausencia. Sin embargo, existe otro grupo que permite afirmar que las Biozonas RP-8, RP-9 y RP-10 de radiolarios se encuentra en el intervalo del Ypresiano (Dumont, 1849; Willems *et al.* (1981) de los pozos estudiados en el área de Canasí. Además, Pérez-Machado-Milán *et al.* (2017) han reconocido dichas biozonas en el paquete inferior de la Formación Vega Alta.

El piso Ypresiano es considerado en la actualidad por la Subcomisión Internacional de Estratigrafía del Paleógeno como el piso estándar para caracterizar al Eoceno Inferior (Jenkins y Luterbacher, 1992). La base de este piso marcaría el límite entre el Paleoceno y el Eoceno, lo cual le confiere un interés para el fechado y correlación de la base del Ypresiano.

Se describen a continuación (de tope a base) las cronozonas delimitadas en los sedimentos silíceo-arcillosos de facies de cuenca del Eoceno Temprano, Ypresiano en los cuatro pozos estudiados. En la **Tabla 2**, se muestran las cronozonas diferenciadas en las facies estudiadas, relacionándolas con lilitología, ambientes y edad. Las primeras y últimas apariciones de un taxón están indicada como: «Tm»-aparición más tardía y «Bm»- aparición más temprana de un taxón:

Cronozona de Intervalo *Dictyoprora mongolfieri* RP-11 (Eoceno Temprano, Ypresiano^(b)- Eoceno Medio Lutesiano^(a))

El tope de la zona está definido por la primera aparición de *Eusyringium lagena* y coincide con el límite más bajo de la zona de *Thyrsocyrtis striacantha*.

Los bioeventos incluidos en esta zona son:

- Tm *Lamptonium fabaeforme fabaeforme*;
- Bm *Podocyrtis dorus*
- *Theocotyle cryptocephala*, *Theocotyle conica*
- El límite más bajo de esta zona es aproximadamente sincrónico con Tm *Calocyclus castum*

La base de esta zona está definida por la primera aparición de *Dictyoprora mongolfieri* coincide con el límite Tardío de la zona de *Theocotyle cryptocephala*

Cronozona de Intervalo *Theocotyle cryptocephala* RP-10 (Eoceno Temprano Ypresiano^(b))

El tope de la zona está definido por la primera aparición de *Dictyoprora mongolfieri* coincide con el límite más bajo de la zona de *Dictyoprora mongolfieri*.

Los bioeventos incluidos en esta zona son:

- *Podocyrtis acalles*, *Podocyrtis sinuosa*
- Bm *Thyrsocyrtis robusta*
- Bm *Theocotyle venezuelensis*
- El límite más bajo de esta zona es aproximadamente sincrónico con Tm *Buryella clinata*.

La base de la zona está definida por la evolución transicional de *Theocotyle-nigriniaea*-*Theocotyle cryptocephala* y coincide con el límite superior de la zona de *Phormocyrtis striata striata*.

Cronozonas (de Intervalo)	Litología	Ambiente (según temperatura)		Ambientes Sedimentarios (Wilson, 1980)	Edad
<i>Dictyoproramongolfieri</i>	Claystoneradiolítico síliceo de color pardo a pardo claro	altas latitudes	zona tropical	Cinturón Facial-1. Cuenca, ambientes de aguas profundas con sedimentación lenta. microfacies estándar-1	RP-11 (Eoceno Temprano Ypresiano ^(b) - Eoceno Medio Lutesiano ^(a))
<i>Theocotylecryptocephala</i>		latitudes medias	zona tropical y templada		RP-10 (Eoceno Temprano Ypresiano ^(b))
<i>Phormocyrtisstriatastriata</i>		latitudes extremas	zona templada		RP-9 (Eoceno Temprano Ypresiano ^(b))
<i>Buryellaclinata</i>		latitudes medias	zona tropical y templada		RP-8 (Eoceno Temprano Ypresiano)
<i>Bekomabidartensis</i>		latitudes medias	zona tropical y templada		RP-7 (Paleoceno Tardío Thanetiano ^(b) -Eoceno Temprano Ypresiano)

Tabla 2. Resultados de las cronozonas con la litología, ambientes y edad.

Cronozona de Intervalo *Phormocyrtis striata striata* RP-9 (Eoceno Temprano Ypresiano^(b))

El tope de la zona está definido por la evolución transicional de *Theocotyle nigriniaea*-*Theocotyle cryptocephala* y coincide con el límite más bajo de la zona de *Theocotyle cryptocephala*.

Los bioeventos incluidos en esta zona son:

- *Spongatractus balbis* ->*Spongatractus pachystylus*
- Tm *Lamptonium sanfilippoae*
- Bm *Thyrsoyrtis rhizodon*
- Bm *Podocyrtis diamesa*
- El límite más bajo de esta zona es aproximadamente sincrónico con Bm *Lamptonium fabaeforme constrictum*; *Phormocyrtis striata exquisita*->*Phormocyrtis striata striata*; Bm *Podocyrtis acalles*; Tm *Phormocyrtis cubensis*; Bm *Lychnocanoma bellum*.

La base de esta zona está definida por la primera aparición de *Theocorysa naclastay* coincide con el límite Tardío de la zona de *Buryella clinata*.

Cronozona de Intervalo *Buryella clinata* RP-8 (Eoceno Temprano Ypresiano)

El tope de la zona está definido por la primera aparición de *Theocorysa naclastay* coincide con el límite más bajo de la zona de *Phormocyrtis striata striata*.

Los bioeventos incluidos en esta zona son:

- Tm *Pterocodon ampla*; Tm *Bekoma bidartensis*; Tm *Buryella tetradica*; Bm. *Lithocyclia ocellus* group; Bm *Thyrsoyrtis tensa*; *Theocotylissa Alpha*; *Theocotylissa ficus*
- Bm *Calocyclus hispida*
- El límite más bajo de esta zona es aproximadamente sincrónico con Bm *Spongatractus balbis*; Bm *Lamptonium sanfi-*

lippoae; Bm *Theocotyle nigriinae*; Bm *Thyrsocyrtis hirsuta*

La base de esta zona está definida por la transición evolucionaria de *Pterocodon* (?) *Anteclinataa-Buryella clinata* y coincide con el límite Tardío de la zona de *Bekoma bidartensis*.

Cronozona de Intervalo *Bekoma bidartensis*

RP-7 (Paleoceno Tardío Thanetiano(b)-Eoceno Temprano Ypresiano)

El tope de la zona está definido por la evolución transicional de *Pterocodonante clinata* a *Buryellaclinata* y coincide con el límite bajo de la zona de *Buryella clinata*.

Los bioeventos incluidos en esta zona son:

- Bm *Theocotylissa alpha*
- Bm *Lamptonium fabaeforme chaunothorax*
- Bm *Pterocodon ?anteclinata*; Bm *Lophocyrtis jacchia*
- Bm *Calocycloma castum*; *Lamptonium pennatum* ->*Lamptonium fabaeforme*
- *fabaeforme*
- Bm *Podocyrtis papalis*
- Tm *Bekoma campechensis*

La base de esta zona está definida por la primera aparición *Bekoma bidartensis* y coincide con el límite superior de la zona de *Bekoma campechensis*.

Relación entre la composición litológica y los microfósiles

La presencia de radiolarios fósiles en un determinado tipo de sedimento no es *ipso facto* una prueba de que estos se hayan depositado en aguas profundas, sino sólo del origen pelágico de los fósiles. Las asociaciones de radiolarios fósiles pueden estar presentes en las siguientes litologías:

- Pedernales (más del 80 % de los radiolarios, conchas transformadas). Se afirma que son de aguas profundas, aunque algunos parecen haberse formado en aguas someras.
- Claystone silíceo: con un porcentaje elevado de conchas de radiolarios.

- Arcillas poco litificadas y margas arcillosas (gran preservación de los esqueletos). Se depositan en general a ~3500 m de la costa. Son sedimentos ricos en sílice.
- Argilitas calcáreas, margas calcáreas y calizas (muy mal preservados). A mayor contenido de CaCO₃ menor es la preservación de los radiolarios.
- Rocas terrígenas gruesas. Por lo general no aparecen y cuando están, en mal estado de preservación y son muy escasos.

Se ha planteado que las condiciones favorables para la multiplicación de los radiolarios están dadas en un brusco incremento de sílice por el vulcanismo, pero en la actualidad se calcula que su contribución es menor y no hay duda que existe una precipitación directa del mismo en el fondo marino (Pérez-Machado-Milán *et al.*, 2013). También a un régimen lento de sedimentación. Su formación implica fluctuaciones del Nivel de Compensación de Carbonatos (C.C.D.) a veces encima de calizas.

Por lo que las rocas descritas para los intervalos estudiados, están compuestas de *Claystone* radiolárico (**Figura 2**), poco calcáreo, gris, pardo a pardo claro, con intercalaciones de grauvacas de grano grueso hasta gránulos de serpentinitas. Silicitas que se hacen abundantes de forma relativa en este intervalo donde adquieren tonalidades verdes claras y blancas.



Figura 2. *Claystone* silíceo-arcillosos radiolárico 10x.

Conclusiones

- Se reportan en las facies silíceo-arcilloso de la Fm Vega Alta, cuatro familias, 10 géneros y 16 especies del Orden Spumellaria y una familia, 13 géneros y 27 especies del Orden Nassellaria, para un total de cinco familias, 23 géneros y 43 especies de radiolarios.
- Se diferenciaron cinco Cronozonas de Intervalo: Cronozona de Intervalo *Dictyoproramongolfieri* RP-11 (**Eoceno Temprano Ypresiano^(b)**- **Eoceno Medio Lute-siano^(a)**), Cronozona de Intervalo *Theocotylecryptocephala* RP-10 (**Eoceno Temprano Ypresiano^(b)**), Cronozona a de Intervalo *Phormocyrtisstriatastriata* RP-9 (**Eoceno Temprano Ypresiano^(b)**), Cronozona de Intervalo *Buryellaclinata* RP-8 (**Eoceno Temprano Ypresiano**), Cronozona de Intervalo *Bekomabidartensis* RP-7 (**Paleoceno Tardío Thanetiano^(b)**-**Eoceno Temprano Ypresiano**).
- El porcentaje elevado de conchas de radiolarios, están dado en los *claystone* silíceo en los cuatro pozos estudiados.
- La distribución biogeográfica de estas familias de Radiolarios transicionan entre altas y medias latitudes (zonas tropicales y templadas) y sobrepasan los 1 000 metros de profundidad.
- El corte pertenece al Cinturón Facial-1. Cuenca, ambientes de aguas profundas con sedimentación lenta. microfacies estándar-1.
- El piso Ypresiano coincide con un evento anóxico de aguas profundas, que lo caracteriza correspondiente a un marcador litológico visible en los cuatro pozos.

Referencias Bibliográficas

Dumont A., 1849, *Rapport sur la cartegéologique du Royaume*. Bull. Acad. Roy. Sciences, 16(2): 351-373.

Dunham, R. J., 1962, Classification of carbonate

rocks according to depositional texture. In Ham, W. E. (Ed.). Classification of carbonate rocks – a symposium. Am. Ass. Pet. Geol. Mem. I: 108-121.

Florez-Abín, E., 1983, Radiolarios de algunas formaciones del Cretácico y Paleógeno Temprano de Cuba occidental. *Revista de Ciencias de la Tierra y del espacio* 7: 3-36.

Florez-Abín, E., 1986, Lista de Radiolarios de Cuba. Contribuciones Científicas. Museo de Ciencias «Felipe Poey». Ciudad de la Habana.

Jenkins G. D., Luterbacher H., 1992, Paleogene stages and their boundaries (Introductory remarks). *N. Jb. Geol. Paläont. Abh.*, 186, (1-2): 1-5.

Millán, G., Pérez, C., García, D., 1998, El cinturón orogénico en Cuba Central. *Geología y Minería* 98. Memoria I: 423-425, CNIG. IGP, Ciudad de la Habana.

Nigrini, C. & Sanfilippo, A., 2001, Cenozoic radiolarian stratigraphy for low and middle latitudes with descriptions of biomarkers and stratigraphically useful species, ODP Tech. Note, 27 [Online]. Available from World Wide Web: <http://www.odp.tamu.edu/publications/tnotes/tn27/index.html>.

Nigrini, C., Sanfilippo, A., and Moore, T.C., Jr., 2006, Cenozoic radiolarian biostratigraphy: a magnetobiostratigraphic chronology of Cenozoic sequences from ODP Sites 1218, 1219, and 1220, equatorial Pacific. In Wilson, P.A., Lyle, M., and Firth, J.V. (Eds.), *Proc. ODP, Sci. Results*, 199: College Station, TX (Ocean Drilling Program), 1–76. doi:10.2973/odp.proc.sr.199.225.2006

Pérez-Machado-Milán, O., Delgado-Carballo, I., Florez-Abín, E., 2013, Atlas de Radiolarios del Paleoceno-Eoceno de Cuba Occidental. Memorias de la V Convención Cubana de Ciencias de la Tierra. ISSN 2307-499X.

Pérez-Machado-Milán, O., Blanco Bustamante, S., Pérez Estrada, L., Linares Cala, E., Florez-Abín, E., 2017, Caracterización bioestratigráfica de las radiolaritas en la Formación Vega

Alta, Yacimiento Canasí, Franja Norte de Cru-
dos Pesados, Cuba. Memorias de la VII Con-
vención Cubana de Ciencias de la Tierra. ISSN
2307-499X.

Reed, S. J. B., 2005, Electron Microprobe Analysis
and Scanning Electron Microscopy in Geology,
Cambridge University, Cambridge, 216 pp.

Sanfilippo, A. and, Florez-Abín, E., 1999, Upper Pa-
leocene-lower Eocene radiolarian biostrati-
graphy of the San Francisco de Paula section,
western Cuba: Regional and global comparison.
In: Fluegeman, R., and Aubry, M.-P., (Eds.),

Lower Paleogene Biostratigraphy of Cuba. Mi-
cropaleontology 45 (2): 57-82.

Willems W., Bignot G., Moorkens Th., 1981, *Ypre-
sian*. Bull. Inf. Geol. Bassin de Paris, Mem. 2:
267-299.

Wilson, J. L., 1975, Carbonate facies in geologic his-
tory. Springer-Vorleg, Berlin-Helderbergh-New
York: 471pp.



Investigaciones geofísico-morfométricas para la cartografía de zonas favorables de desarrollo de rocas asfálticas y bituminosas en Martí, Matanzas, Cuba

Manuel Enrique Pardo Echarte¹, Carlos Manuel Valdivia Tabares² y Yeniley Fajardo Fernández³

¹ *Ingeniero Geofísico. Doctor en Ciencias Geológicas. Profesor titular e investigador titular. Centro de Investigación del Petróleo. Churruca No. 481, e/ Vía Blanca y Washington, Cerro. C.P.10600. La Habana, Cuba, Correo electrónico: pardo@ceinpet.cupet.cu.*

² *Ingeniero Geólogo. Centro de Investigación del Petróleo. Centro de Investigación del Petróleo. Churruca No. 481, e/ Vía Blanca y Washington, Cerro. C.P.10600. La Habana, Cuba. Correo electrónico: cvaldivia.2303@gmail.com.*

³ *Licenciada en Geografía, Master en Negocios de Petróleo y Gas, investigador agregado, Centro de Investigación del Petróleo, Churruca No 481, El Cerro, La Habana, Cuba C.P. 12000. Correo electrónico: yeniley@ceinpet.cupet.cu*

RESUMEN

En los más diversos territorios, la actividad de exploración de las rocas asfálticas y bituminosas pasa por considerar la dicotomía en la respuesta físico-químico-geológica de estas dos formas minerales, una líquida y otra sólida. Así, la presencia de rocas asfálticas, se distinguen en la espectrometría gamma por mínimos de los canales de uranio e intensidad gamma total, debido a que la contribución uranífera y radioactiva, en general, está suprimida por la naturaleza líquida del mineral, equivalente a la del petróleo. De forma contrastante, la respuesta de las rocas bituminosas (bitúmenes y asfaltitas, sólidos) es uranífera y anómala de modo ligero en el canal de intensidad gamma total, dada la naturaleza de materia orgánica. No obstante, ambos tipos de rocas (asfálticas y bituminosas) tienen una expresión análoga en mínimos del campo magnético reducido al polo, máximos de resistividad aparente y mínimos del Potencial Redox. El objetivo principal de la investigación es el de cartografiar las zonas favorables para el desarrollo de rocas asfálticas

y bituminosas en la región del municipio Martí, provincia de Matanzas, Cuba. En estas zonas, juega un papel importante el marco tectónico y estructural del corte geológico en que las ocurrencias tienen lugar ya que constituyen las vías de ascenso de los hidrocarburos. En el trabajo se consideraron los resultados de la espectrometría gamma aérea a escala 1:100 000, junto con los de la cartografía gravimétrica y magnética, así como del Modelo de Elevación Digital 30 x 30 m, a escala 1:50 000 y como objetivo específico, se plantea el apoyo a la cartografía geólogo-estructural por datos gravimagnéticos y morfométricos. A partir de la cartografía prospectiva integrada, en el marco de las ocurrencias asfálticas y bituminosas conocidas del territorio y una selección de alineamientos tectónicos (gravimagnéticos y morfométricos), se ofrecen los mínimos y máximos de los canales de uranio-intensidad gamma total, de forma conjunta con los mínimos locales del canal magnético reducido al polo. Como resultado, se cartografiaron dos principales áreas favorables para rocas asfálticas y bituminosas: una al norte,

vinculada con las ocurrencias asfálticas de Ruffin-Sabanilla de la Palma y San Felipe y; otra al sur, de mayores proporciones y perspectiva minera, vinculada con las ocurrencias bituminosas de El Peñón, Santa Gertrudis y La Angelita. El cuadro geólogo-estructural para estas dos áreas favorables es diferente. También, se cartografiaron cuatro áreas bituminosas de modo presumible, de menores proporciones, intermedias de modo espacial entre las dos anteriores: tres pequeñas en las proximidades de las ocurrencias de El Peñón y La Angelita y una mayor al sur de San Felipe. La mayor densidad de alineamientos tectónicos se concentra dentro de los límites de las dos principales áreas favorables descritas, lo cual pudiera explicar la alta migración de hidrocarburos hacia la superficie con su consiguiente entrapamiento, oxidación y degradación en forma de asfalto y/o bitumen (este último, en sectores con un levantamiento reciente).

Palabras clave: Rocas asfálticas, rocas bituminosas, espectrometría gamma aérea, aeromagnetometría, gravimetría, morfometría.

ABSTRACT

In the most diverse territories, the exploration activity of asphalt and bituminous rocks goes through considering the dichotomy in the physical-chemical-geological response of these two mineral forms, one liquid and the other solid. Thus, the presence of asphalt rocks can be distinguished in the gamma spectrometry by minima of the uranium channels and total gamma intensity, because the uranium and radioactive contribution, in general, is suppressed by the liquid nature of the mineral, equivalent to that of the Petroleum. In contrast, the response of bituminous rocks (bitumens and asphaltites, solids) is uraniumiferous and slightly anomalous in the channel of total gamma intensity, given the nature of organic matter. However, both types of rocks (asphalt and bituminous) have an analogous expression in minimums of the magnetic field reduced to the pole, maximums of apparent resistivity and minimums of the Redox Potential. The main objective of the research is to map the favorable areas for

the development of asphalt and bituminous rocks in the region of the Martí municipality, Matanzas province, Cuba. In these areas, the tectonic and structural framework of the geological cut in which the occurrences take place plays an important role, since they constitute the routes of ascent of the hydrocarbons. The work considered the results of the aerial gamma spectrometry at a scale of 1:100 000, together with those of the gravimetric and magnetic cartography, as well as the 30 x 30 m Digital Elevation Model, at a scale of 1:50 000 and as a specific objective, the support for geological-structural mapping by gravimagnetic and morphometric data. From the integrated prospective cartography, within the framework of the known asphalt and bituminous occurrences of the territory and a selection of tectonic alignments (gravimagnetic and morphometric), the minimums and maximums of the uranium channels-total gamma intensity are offered, together with the local minima of the magnetic channel reduced to the pole. As a result, two main favorable areas for asphalt and bituminous rocks are mapped: one to the north, linked to the asphalt occurrences of Ruffin-Sabanilla de la Palma and San Felipe and; another to the south, of greater proportions and mining prospects, linked to the bituminous occurrences of El Peñón, Santa Gertrudis and La Angelita. The geological-structural picture for these two favorable areas is different. Also, four presumably bituminous areas were mapped, of smaller proportions, spatially intermediate between the previous two: three small ones in the vicinity of the occurrences of El Peñón and La Angelita and a larger one south of San Felipe. The highest density of tectonic alignments is concentrated within the limits of the two main favorable areas described, which could explain the high migration of hydrocarbons to the surface with their consequent entrapment, oxidation and degradation in the form of asphalt and / or bitumen (this last, in sectors with a recent uplift).

Key words: Asphalt rocks, bituminous rocks, airborne gamma spectrometry, aeromagnetometry, gravimetry, morphometry.

RESUMO

Nos mais diversos territórios, a atividade de exploração de asfalto e rochas betuminosas passa por considerar a dicotomia na resposta físico-químico-geológica dessas duas formas minerais, uma líquida e outra sólida. Assim, a presença de rochas asfálticas pode ser distinguida na espectrometria gama pelos mínimos dos canais de urânio e intensidade gama total, pois a contribuição do urânio e da radioatividade, em geral, é suprimida pela natureza líquida do mineral, equivalente à do Petróleo. Em contrapartida, a resposta das rochas betuminosas (betumes e asfaltites, sólidos) é uranífera e ligeiramente anômala no canal de intensidade gama total, dada a natureza da matéria orgânica. Porém, ambos os tipos de rochas (asfalto e betuminoso) têm uma expressão análoga em mínimos do campo magnético reduzido ao pólo, máximos de resistividade aparente e mínimos do Potencial Redox. O objetivo principal da pesquisa é mapear as áreas favoráveis ao desenvolvimento de asfalto e rochas betuminosas na região do município de Martí, província de Matanzas, Cuba. Nessas áreas, o quadro tectônico e estrutural do corte geológico em que se dão as ocorrências desempenha um papel importante, visto que constituem as rotas de ascensão dos hidrocarbonetos. O trabalho considerou os resultados da espectrometria gama aérea na escala de 1:100 000, juntamente com os da cartografia gravimétrica e magnética, bem como o Modelo Digital de Elevação 30 x 30 m, na escala de 1:50 000. Como objetivo específico, o apoio ao mapeamento geológico-estrutural por dados gravimagnéticos e morfométricos. A partir da cartografia prospectiva integrada, no marco das conhecidas ocorrências asfálticas e betuminosas do território e de uma seleção de alinhamentos tectônicos (gravimagnéticos e morfométricos), são oferecidos os mínimos e máximos da intensidade gama total dos canais de urânio, juntamente com a mínimos do canal magnético reduzido ao pólo. Como resultado, são mapeadas duas principais áreas favoráveis ao asfalto e rochas betuminosas: uma ao norte, ligada às ocorrências asfálticas de Ruffin-Sabanilla de la Palma e San Felipe e; outra ao sul, de maiores proporções e perspectivas mineiras, ligada às

ocorrências betuminosas de El Peñón, Santa Gertrudis e La Angelita. O quadro geológico-estrutural para essas duas áreas favoráveis é diferente. Além disso, foram mapeadas quatro áreas presumivelmente betuminosas, de proporções menores, especialmente intermediárias entre as duas anteriores: três pequenas nas proximidades das ocorrências de El Peñón e La Angelita e uma maior ao sul de San Felipe. A maior densidade de alinhamentos tectônicos concentra-se dentro dos limites das duas principais áreas favoráveis descritas, o que poderia explicar a alta migração de hidrocarbonetos para a superfície com seu consequente aprisionamento, oxidação e degradação na forma de asfalto e / ou betume (este último, em setores com uma elevação recente).

Palavras-chave: Rochas asfálticas, rochas betuminosas, espectrometria gama aérea, aeromagnetometria, gravimetria, morfometria.

1.0 INTRODUCCIÓN

En los más diversos territorios, la actividad de exploración de las rocas asfálticas y bituminosas pasa por considerar la dicotomía en la respuesta físico-químico-geológica de estas dos formas minerales, una líquida y otra sólida. Así, la presencia de rocas asfálticas, se distinguen en la espectrometría gamma por mínimos de los canales de uranio e intensidad gamma total, debido a que la contribución uranífera y radioactiva, en general, está suprimida por la naturaleza líquida del mineral, equivalente a la del petróleo. Contrastantemente, la respuesta de las rocas bituminosas (bitúmenes y asfaltitas) es uranífera y anómala de forma ligera en el canal de intensidad gamma total, dada la naturaleza de materia orgánica que poseen. No obstante, ambos tipos de rocas (asfálticas y bituminosas) tienen una expresión análoga en mínimos del campo magnético reducido al polo, máximos de resistividad aparente y mínimos del Potencial Redox. La disímil respuesta físico-químico-geológica entre hidrocarburos sólidos y líquidos está bien representada en el área estudiada, al permitir definir de antemano la naturaleza y características generales del hidrocarburo a prospectar.

Según Torres-Zafra y Bristol-Ávila (2013), las rocas asfálticas y bituminosas, son utilizadas de forma local para impermeabilizar techos de viviendas y en la producción de mezcla asfáltica para pavimentación, una práctica que se considera tradicional en diversas localidades de Cuba. En Matanzas, por ejemplo, las casas de mampostería del caserío San Cayetano tienen sus techos impermeabilizados con el bitumen procedente de la antigua cantera de Peñón, distante unos ocho km de esa localidad. También, en la promoción del uso de bitumen y asfalto para la producción de mezcla asfáltica destinada a la pavimentación (utilizando, generalmente, pozos criollos con asfalto o petróleo extra pesado que son activos), se tiene el ejemplo de San Felipe, municipio Martí, Matanzas. En esta localidad, la abundancia de asfalto, según informes antiguos, permitió utilizar el material para pavimentar las calles de Cárdenas, algo confirmado por el testimonio material de la pasada existencia de una actividad extractiva. Varios lugares del Municipio Martí, como Santa Ana (Ruffín-Sabanilla de la Palma), San Felipe, El Peñón, Santa Gertrudis y La Angelita, por ejemplo, parecen tener buenas posibilidades con este propósito.

El empleo de métodos aerogeofísicos y morfométricos para la cartografía de zonas favorables de desarrollo de rocas asfálticas y bituminosas, es una investigación que solo posee como antecedentes de su tipo en Cuba y en el mundo, las investigaciones de Pardo-Echarte *et al.* (2013).

El objetivo principal de esta investigación es el de cartografiar las posibles zonas de desarrollo de las rocas asfálticas y bituminosas en la región de estudio dentro del marco tectónico-estructural en que estas se despliegan. Ello se logra a partir de considerar los resultados de la espectrometría gamma aérea (EGA) a escala 1:100 000, junto con los de la cartografía gravimétrica (Gb) y magnética (DTrp), así como del Modelo de Elevación Digital 30 x 30 m (MED), a escala 1:50 000. Como objetivo específico, se plantea el apoyo a la cartografía geólogo-estructural por datos gravimagnéticos y morfométricos.

1.1 Ubicación Geográfica

La región de estudio se localiza en los límites del municipio Martí y su periferia, provincia de Matanzas, Cuba (Figura 1). Sus coordenadas se ofrecen en la **Tabla 1**.

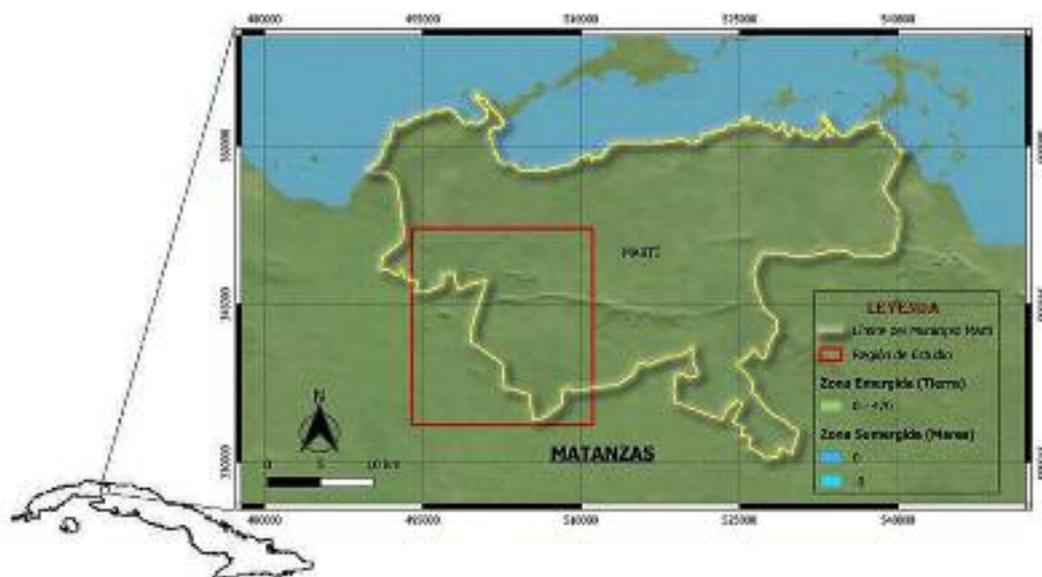


Figura 1. Mapa de ubicación de la región de estudio.

1.2 Marco Geólogo-Petrolero

A continuación, se ofrece una sucinta caracterización de las principales ocurrencias bituminosas y asfálticas

de la región de estudio tomada de un Resumen Ejecutivo (Echevarría y Estapé, 1990) y de un Informe Geológico (Echevarría y Linares-Cala, 1987).

Vértices	X	Y
1	494001	352182
2	511107	333537
3	511107	333537
4	494001	352182

Tabla 1. Coordenadas de la región de estudio

La Angelita (Echevarría y Estapé, 1990)

Este yacimiento se compone de un estrato casi horizontal formado de biocalcarenitas de la Fm. Peñón (Eoceno Inferior), impregnada de bitumen. En años anteriores se explotó el yacimiento en forma de canteras para la utilización de rocas bituminosas en la pavimentación de carreteras.

El Peñón (Echevarría y Estapé, 1990)

Es el principal y más extenso (~1 km²) yacimiento bituminoso del campo mineral Martí. La ocurrencia está formada por un estrato de biocalcarenitas de la Fm. Peñón, que buza hacia el NE de forma aproximada, al formar parte del anticlinal denominado Amistad-Peñón. La cubierta del mismo está compuesta, fundamentalmente, de calizas cavernosas silicificadas con intercalaciones de lentes de arcillas. Este yacimiento fue explotado en forma de cantera para utilizar la roca bituminosa en pavimentación de carreteras.

Santa Gertrudis (Echevarría y Estapé, 1990)

La ocurrencia está formada por biocalcarenitas de grano fino de la Fm. Peñón impregnadas de bitumen. La cubierta la forman arcilla deluvial con fragmentos de caliza y en la parte inferior, yacen limolitas con intercalaciones de limo y arcilla.

Ruffin-Sabanilla de la Palma (Echevarría y Linares-Cala, 1987)

La ocurrencia se compone de salideros de asfalto negro en rocas carbonatadas (calizas grises oscuras agrietadas) de la Unidad Tectono-Estratigráfica (UTE) Placetas.

San Felipe (Echevarría y Linares-Cala, 1987)

La ocurrencia es una chapapotera (salidero de asfalto negro) en melánge serpentinitico. Se extraía asfalto el cual se usó para la pavimentación de las calles de Cárdenas.

1.3 Premisas Físico-Químico-Geológicas

Según Pardo-Echarte *et al.* (2013), la presencia de rocas asfálticas (con un alto volumen de asfalto) se distingue en la EGA por mínimos del canal de U(Ra) e Intensidad Gamma Total (IGT), debido a que la contribución uranífera y radioactiva, en general, está suprimida por la naturaleza líquida del mineral, equivalente a la del petróleo. Contrastantemente, la respuesta de las rocas bituminosas (bitúmenes y asphaltitas) es uranífera y anómala de forma ligera en el canal IGT, dado la naturaleza de materia orgánica que poseen. Ambos tipos de rocas (asfálticas y bituminosas) tienen una expresión análoga en mínimos del campo magnético reducido al polo (RP), en máximos de resistividad aparente y mínimos del Potencial Redox.

2.0 MATERIALES Y MÉTODOS

2.1 Información y sus Fuentes

Los materiales utilizados y sus fuentes fueron los siguientes:

- Mallas del campo gravimétrico y aeromagnético a escalas 1:50 000; de espectrometría gamma aérea (canales: It, U, Th y K) a escala 1:100 000 de la República de Cuba (Mondelo-Diez *et al.*, 2011).
- El MED (30 x 30 m) empleado en este trabajo fue tomado del ASTER-Global Digital Elevation Model (ASTER-GDEM) Version 2 (NASA-USA) / October 2011.
- Mapas Digitales de los Pozos Petroleros y de las Manifestaciones de Hidrocarburos de la República de Cuba a escala 1:250 000 (Colectivo de Autores, 2009 y 2020, respectivamente).
- Mapa Geológico Digital de la República de Cuba a escala 1:100 000 del Instituto de Geología y Paleontología-Servicio Geológico

gico de Cuba (IGP-SGC) (Colectivo de Autores, 2010).

2.2 Métodos y Técnicas

Los métodos no-sísmicos de exploración utilizados en la investigación son:

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

El procesamiento de la información geofísica-morfométrica se llevó a cabo con el *software Oasis Montaj* versión 7.01

2.2.1 Gravimetría

Para la cartografía geólogo-estructural gravimétrica, se utilizó la primera derivada vertical (GbDV), equivalente a una residual a 500 m y la derivada horizontal total (GbDHT) para el trazado de los alineamientos tectónicos. Como regla, los máximos están asociados a la presencia de rocas volcánicas y ofiolitas del Terreno Zaza y los mínimos y/o el campo no anómalo, a rocas del Paleomargen Continental Norteamericano (PMCN) y a depresiones estructurales.

2.2.2 Aeromagnetometría

La litología magnética (volcánicos+ofiolitas) se distingue de forma directa sobre la base de las observaciones del campo aeromagnético reducido al polo (DTrp) y su primera derivada vertical (DTrpDV) por valores máximos y desarticulados, respectivamente. Los alineamientos tectónicos fueron trazados a partir del campo de la derivada horizontal total (DTrpDHT). En la cartografía geólogo-estructural en base a datos aeromagnéticos, los máximos están asociados a la presencia de volcánicos y ofiolitas del Terreno Zaza y los mínimos y/o el campo no anómalo, a rocas del PMCN, depresiones estructurales y a zonas de desarrollo de rocas asfálticas y bituminosas.

2.2.3 Morfometría no-convencional

El MED (30 x 30 m) se sometió a la separación regio-

nal-residual a partir de la Continuación Analítica Ascendente (CAA) a 500 m, según la experiencia del autor. Para trazar los alineamientos tectónicos se utilizó la derivada horizontal total del campo regional (MEDreg500DHT).

2.2.4 Espectrometría Gamma Aérea

Para la EGA se determinaron los mínimos y máximos de los canales U(Ra)-IGT, los cuales se compararon con los mínimos locales del canal DTrp al seguir un propósito discriminatorio, a fin de señalar las localidades vinculadas, presumiblemente, con zonas más probables de desarrollo de rocas asfálticas y bituminosas.

2.2.5 Cartografía Prospectiva Integrada y sectores favorables

En la cartografía prospectiva integrada, a los fines de establecer las zonas de desarrollo de rocas asfálticas y bituminosas, se consideraron los resultados de la cartografía EGA, en el marco de una selección de alineamientos tectónicos, gravimétricos, magnéticos y morfométricos y las ocurrencias asfálticas y bituminosas conocidas del territorio.

A los fines de la interpretación geológica se contó, además, con el Mapa Geológico de Cuba a escala 1:100 000 del IGP-SGC (Colectivo de Autores, 2010).

3.0 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 Gravimetría

En general, los máximos están asociados a la presencia de rocas volcánicas y ofiolitas del Terreno Zaza y los mínimos y/o el campo no anómalo, a rocas del Paleomargen Continental Norteamericano (PMCN) y a depresiones estructurales (**Figura 2**). En esta figura se presentan también, los alineamientos tectónicos correspondientes. En general, se observa de la figura que no parece existir una regularidad espacial de las ocurrencias asfálticas y bituminosas con valores máximos o mínimos del campo gravitatorio local.

3.2 Aeromagnetometría

En general, los máximos están asociados a la presen-

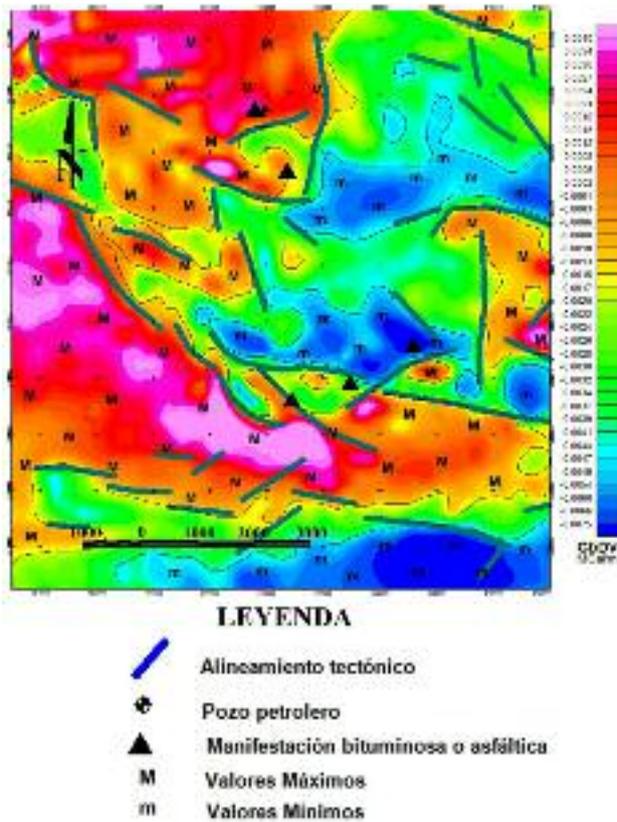


Figura 2. Cartografía geólogo-estructural por datos gravimétricos (GbDV).

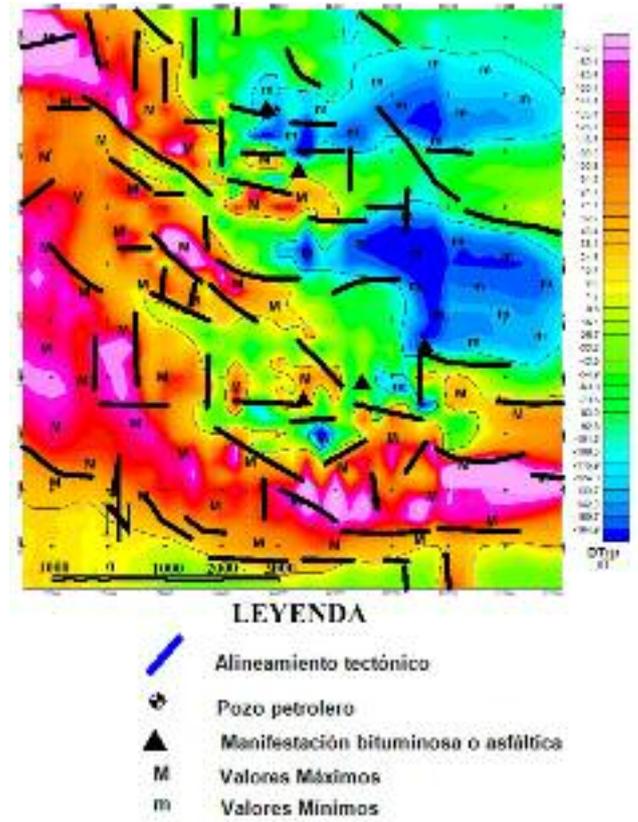


Figura 3. Cartografía geólogo-estructural por datos aeromagnéticos (DTp).

cia de rocas volcánicas y ofiolitas del Terreno Zaza y los mínimos y/o el campo no anómalo, a rocas del PMCN, depresiones estructurales y a zonas de desarrollo de rocas asfálticas y bituminosas (**Figura 3**). En la figura se presentan, también, los alineamientos tectónicos correspondientes.

3.3 Morfometría no-convencional

Para la cartografía morfométrica por datos del ME-Dreg500 (30 x 30 m) han sido trazados los alineamientos tectónicos correspondientes (**Figura 4**). A juzgar por la regionalización del campo del relieve, se observa una estructura levantada recientemente en los límites de la región de las ocurrencias de rocas bituminosas El Peñón, Santa Gertrudis y La Angelita. La misma pudiera interpretarse, también, como un relicto erosivo, es decir, por ser estas rocas alteradas por la impregnación y procesos mineralizantes secundarios,

más resistentes a la meteorización que las rocas del entorno no afectadas por dichas alteraciones. En opinión de los autores, esta variante parece menos probable debido a la falta de correspondencia espacial de las ocurrencias con la parte más elevada del relieve.

Hasta aquí, se ofrecen, por primera vez, los resultados de la cartografía geólogo-estructural del territorio a partir de datos gravimagnéticos y morfométricos.

3.4 Espectrometría Gamma Aérea

Para la EGA (**Figura 5**) se determinaron los mínimos y máximos de los canales U(Ra)-IGT, los cuales se compararon con los mínimos locales del canal DTp al seguir un propósito discriminatorio, a fin de señalar las localidades vinculadas, presumiblemente, con zonas más probables de desarrollo de rocas asfálticas y bituminosas.

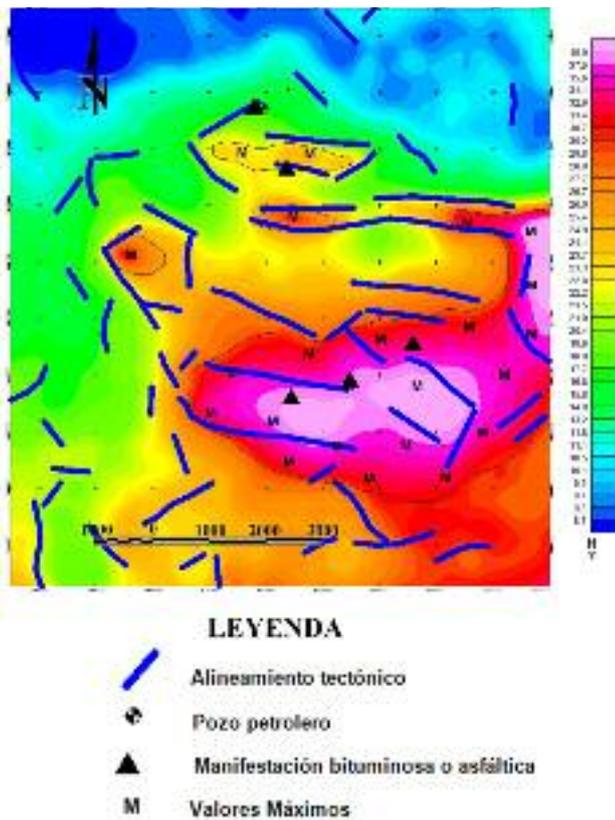


Figura 4. Cartografía morfométrica por datos del MEDreg500 (30 x 30 m).

3.5 Cartografía Prospectiva Integrada y sectores favorables

Los resultados de la cartografía prospectiva integrada, en el marco de las ocurrencias asfálticas y bituminosas y una selección de alineamientos tectónicos del territorio, se ofrecen en la **Figura 6**. En la misma aparecen los mínimos y máximos de los canales U(Ra)-IGT, en conjunto con los mínimos locales del canal DTrp al seguir un propósito discriminatorio, a fin de señalar las localidades vinculadas, presumiblemente, con zonas más probables de desarrollo de rocas asfálticas y bituminosas. Así, se señalan, por primera vez, dos principales áreas favorables: una al norte, vinculada con las ocurrencias asfálticas de Ruffin-Sabanilla de la Palma y San Felipe y; otra al sur, de mayores proporciones, vinculada con las ocurrencias bituminosas de El Peñón, Santa Gertrudis y La Angelita. El cuadro geológico-estructural para estas dos áreas favorables es di-

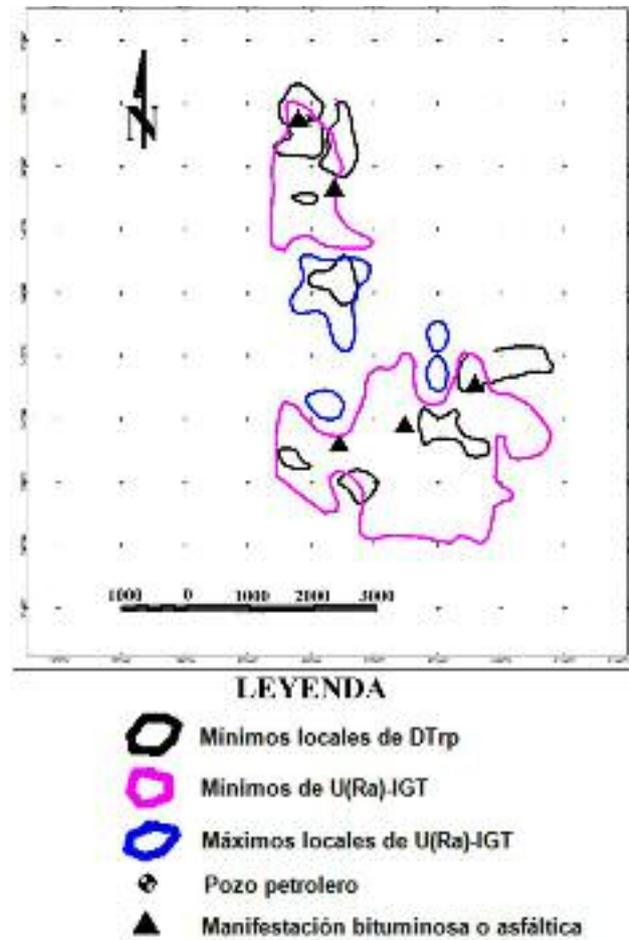


Figura 5. Resultados de la cartografía EGA (mínimos y máximos de los canales U(Ra)-IGT, en conjunto con mínimos locales de DTrp).

ferente. También, se cartografiaron, por primera vez, cuatro áreas bituminosas de modo presumible, de menores proporciones, intermedias de forma espacial entre las dos anteriores: tres pequeñas en las proximidades de las ocurrencias de El Peñón y La Angelita y una mayor al sur de San Felipe. En la figura, la mayor densidad de alineamientos tectónicos se concentra dentro de los límites de las dos principales áreas favorables para rocas asfálticas y bituminosas descritas, lo cual pudiera explicar la alta migración de hidrocarburos hacia la superficie con su consiguiente entrapamiento, oxidación y degradación en forma de asfalto y bitumen (este último, en sectores con un levantamiento reciente).

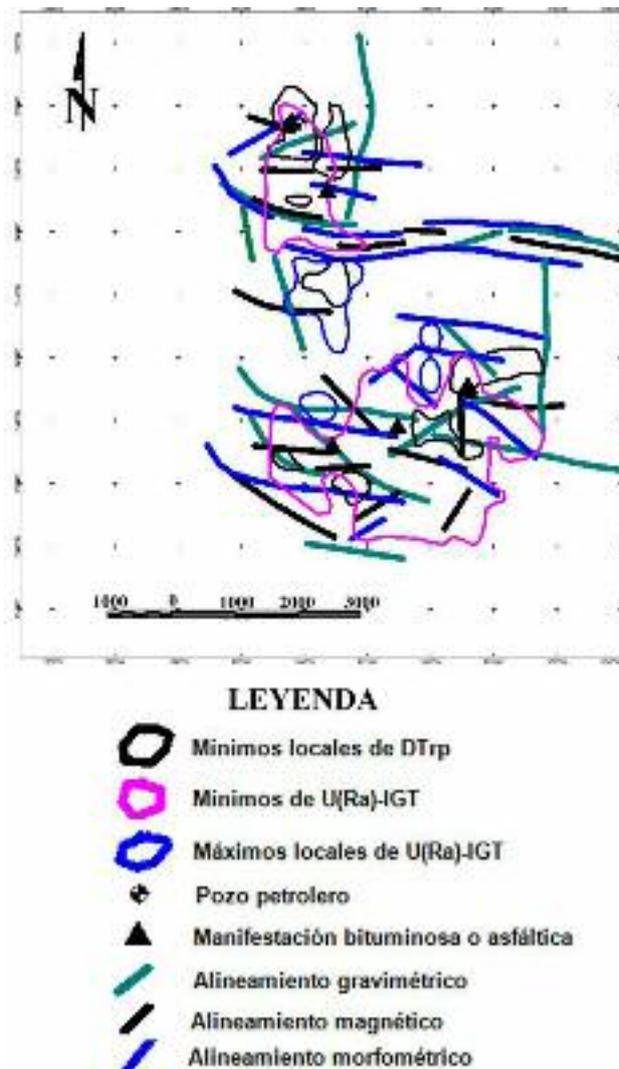


Figura 6. Cartografía prospectiva integrada, a los fines de establecer los sectores favorables para el desarrollo de rocas asfálticas y bituminosas en la región de estudio.

4.0 CONCLUSIONES

- Se cartografían, por primera vez, dos principales áreas favorables para rocas asfálticas y bituminosas: una al norte, vinculada con las ocurrencias asfálticas de Ruffin-Sabanilla de la Palma y San Felipe y; otra al sur, de mayores proporciones, vinculada con las ocurrencias bituminosas de El Peñón, Santa Gertrudis y La Angelita. También se cartografían, por primera vez, cuatro áreas bituminosas de modo presu-

mible, de menores proporciones, intermedias de modo espacial entre las dos anteriores: tres pequeñas en las proximidades de las ocurrencias de El Peñón y La Angelita y una mayor al sur de San Felipe. Ello pone de manifiesto la efectividad de la metodología utilizada en la consecución de los objetivos planteados.

- Se ofrecen, por primera vez, los resultados de la cartografía geólogo-estructural del territorio a partir de datos gravimagnéticos y morfométricos.

AGRADECIMIENTOS

El autor agradece al Centro de Investigación del Petróleo por permitir el uso de información ordinaria en esta investigación. También, al Dr. C. Osvaldo Rodríguez Morán, al Dr. C. Reinaldo Rojas Consuegra y al MSc. Orelvis Delgado López por la rigurosa revisión del manuscrito.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ASTER-GLOBAL DIGITAL ELEVATION MODEL (ASTER-GDEM) Version 2 (NASA-USA) / October 2011.
- Colectivo de Autores**, 2009, 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**, 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.
- Colectivo de Autores**, 2020, Mapa Digital de las Manifestaciones de Hidrocarburos de la República de Cuba a escala 1:250 000. Inédito. Centro de Investigación del Petróleo, La Habana.
- Echevarría, G. y Linares-Cala E.**, 1987, Informe geológico de levantamiento, área Motembo-Corralillo, escala 1:50 000. Inédito. Centro de Investigación del Petróleo, La Habana, 92 pp.
- Echevarría, G. y Estapé J.**, 1990, Resumen sobre el trabajo realizado por la brigada de la ECM para

la búsqueda de rocas asfálticas en la región de Martí, provincia Matanzas. Inédito. Centro de Investigación del Petróleo, La Habana, 11 pp.

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 1:50 000. Inédito. IGP, La Habana, 278p.

Pardo-Echarte, M. E., Torres-Zafra J. L., Pérez-Delgado P.H. Alfonso-San Jorge W., Aragón-Martínez R., 2013, Aplicación del Complejo Redox al reconocimiento de rocas bituminosas

en el territorio Jaruco-Santa Cruz del Norte. V Convención de Ciencias de la Tierra, La Habana, 14pp.

Torres-Zafra, J.L. y Bristol-Ávila, R., 2013, Informe Revisión de Asphaltitas (Documento Ejecutivo). Inédito. Instituto de Geología y Paleontología, La Habana, 3pp.



Modelado físico-geológico 2D de campos potenciales en la región suroeste de la Cuenca Central de Cuba

Sergio A. Sánchez Puentes¹, Jessica Morales González² y Osvaldo Rodríguez Morán³

¹ *Ingeniero Geofísico. Centro de Investigación del Petróleo (Ceinpet), Calle Churruca #481 E/ Washington y Vía Blanca, Cerro, La Habana, Cuba. Correo electrónico: seal.sapu1997@gmail.com.*

² *Ingeniera Geofísica. Departamento de Geociencias. Universidad Tecnológica de La Habana «José Antonio Echeverría» Cujae, Calle 114 #11901 E/ Ciclo Vía y Rotonda, Marianao, La Habana, Cuba. Correo electrónico: jessimoglez@gmail.com.*

³ *Ingeniero Geofísico. Máster en Geología Petrolera. Doctor en Ciencias Técnicas. Universidad Tecnológica de La Habana «José Antonio Echeverría» Cujae, Calle 114 #11901 E/ Ciclo Vía y Rotonda, Marianao, La Habana, Cuba. Correo electrónico: ormoran2016@gmail.com*

RESUMEN

La Cuenca Central está ubicada en la porción central de Cuba, abarca las provincias Sancti Spiritus y Ciego de Ávila y fue una de las áreas de mayor interés gasopetrolífero del país durante los años 50 del siglo pasado. Es vital una investigación detallada a partir de la integración de los métodos geofísicos y geológicos de exploración para la obtención de posibles recursos gasopetrolíferos que favorezcan a la economía del país. En el suroeste de esta zona, se seleccionó un área para el estudio del comportamiento de los campos potenciales (gravimétrico y magnético) y luego se trazaron dos perfiles en dirección noroeste-sureste para la elaboración de modelos físicos-geológicos 2D. En la Cuenca Central aparecen diversos trabajos de investigación, pero no resuelven de forma adecuada la caracterización geólogo-geofísica de la región. El objetivo del presente trabajo es realizar un modelado físico-geológico 2D a partir del comportamiento de los campos potenciales en el suroeste de la Cuenca Central de Cuba y con esto delimitar los grandes cuerpos

del Arco Volcánico del Cretácico y de la Asociación Ofiolítica presentes en la zona (Terreno Zaza) los sedimentos del sinorogénico y del post-orogénico y los carbonatos pertenecientes a las Unidades Tectono-Estratigráficas Placetas y Camajuaní. Fueron identificadas las fallas que delimitan el sector de la Cuenca Central de Cuba, las cuales forman el Sistemas de Fallas La Trocha; y el levantamiento de los cuerpos geológicos producto de una elevación del basamento en la región, donde se localiza el pozo Jatibonico 78.

Palabras clave: campos potenciales, modelado físico-geológico 2D, Cuenca Central.

ABSTRACT

The Central Basin is located in the central portion of Cuba, encompasses the Sancti Spiritus and Ciego de Ávila provinces and was one of the areas of greatest gas and oil interest in the country during the 1950's. A detailed investigation based on the integration of geophysical and geological exploration methods is vital

to obtain possible gas-oil resources that favor the country's economy. To the southwest of this zone, an area was selected for the study of the behavior of potential fields (gravimetric and magnetic) and then two profiles were drawn in a NO-SE direction for the elaboration of physical-geological 2D models. Various research works appear in the Central Basin, but it does not adequately resolve the geological-geophysical characterization. The objective of this work is to carry out a 2D physico-geological modeling from the behavior of potential fields in the southwest of the Central Basin of Cuba and obtaining as results the delimitation of the large bodies of the Cretaceous Volcanic Arc and from the Ophiolitic Association present in the area (Zaza Terrain) the post-orogenic and syn-orogenic sediments and the carbonates belonging to the Placetas and Camajuaní Stratigraphic Tectonous Units. In addition, the faults that delimit the sector of the Central Basin of Cuba were identified, which form La Trocha Fault System and the uplift of geological bodies as a result of a lifting of the basement in the region where the Jatibonico 78 well is located.

Key words: potential fields, 2D physico-geological modeling, Cuenca Central.

RESUMO

A bacia central está localizada na parte central de Cuba, abrange as províncias Sancti Spiritus e Ciego de Ávila e uma das áreas de maior interesse gasopetrolífero no país durante os anos 50 do último século. É vital uma pesquisa detalhada baseada na integração de métodos geofísicos e geológicos de exploração para obter possíveis recursos gasopetrole que favorecem a economia do país. No sudoeste desta área, uma área para o estudo do comportamento dos potenciais campos (gravimétrica e magnética) foi selecionada e, em seguida, dois perfis foram treinados em uma direção NO-SE para a elaboração de modelos físicos-geológicos 2D. Na bacia central, várias obras de pesquisa aparecem, mas elas não resolvem adequadamente a caracterização geológica-geofísica da região. O objetivo do presente trabalho é realizar uma modela-

gem geológica 2D do comportamento dos potenciais campos no sudoeste da bacia central cubana e com isso para delimitar os grandes corpos do arco vulcânico cretáceo e da Associação da Ofiolítica presentes em A zona (Terreno Zaza) os sedimentos do symorogênico e pós-orogênico, e os carbonatos pertencentes aos lugares estratigráficos de unidades tectônicas e Camajuaní. As falhas que delimitam o setor da bacia central de Cuba foram identificadas, que formam os sistemas de falhas La Trocha; e o levantamento de órgãos geológicos Produto de uma elevação base na região, onde o Jatibonico Bem 78 está localizado.

Palavras-chave: campos potenciales, modelagem geológica 2D, bacia central.

INTRODUCCIÓN

La Cuenca Central de Cuba está ubicada en la porción central de Cuba y abarca las provincias Sancti Spiritus y Ciego de Ávila y fue una de las áreas de mayor interés gasopetrolífero del país durante los años 50'. Es vital una investigación a partir de la integración de los métodos geofísicos y geológicos de exploración para la obtención de posibles recursos gasopetrolíferos que favorezcan a la economía del país. La problemática del petróleo en el mundo cada vez se agudiza más, los avances en la ciencia y la técnica, así como el desarrollo progresivo de la humanidad en todos los sectores, han hecho que el crudo se transforme en un producto antagónico. Esto está aparejado al agotamiento que sufren las fuentes que aportan el preciado líquido, debido a la inmensa cantidad de barriles/día que se extraen de los yacimientos existentes en el globo terráqueo. Todo lo expuesto trae consigo que los países con menos recursos financieros, e incluso en la mayoría de los casos, con ausencia total de reservas del hidrocarburo, sean los que más sufran la escasez de este producto.

El estudio de la cuenca se ha desarrollado a lo largo de muchos años, al ser aplicados en su gran mayoría los métodos de campos potenciales y la modelación. Varios autores, como Zambrana y Martínez (2002) y Martínez *et al.* (2007) realizaron modelos geológico-geofísico 3D a partir de datos gravimétricos.

Con los modelos geólogo-geofísico 3D de la porción norte de la Cuenca Central obtuvieron las profundidades y espesores de las litologías presentes en la misma, donde corroboraron algunas de las teorías planteadas sobre los procesos y fenómenos geológicos originados en la región. Estas investigaciones, en su mayoría, se realizaron con el fin de obtener zonas de interés para la prospección de hidrocarburos.

Rifá (2012) delimita el sector de la Cuenca Central donde debieran existir los sedimentos del margen continental bajo el Arco Volcánico del Cretácico (AVC) como parte de la zonificación de las anomalías locales de los campos potenciales. Esta zona se encuentra en los alrededores del yacimiento Pina. La modelación de los cuerpos magnéticos en ese sector permitió estimar la profundidad de la base del arco volcánico, entre 2 a 3.6 km.

Rifá y Prol (2013) ofrecen los argumentos geofísicos que justifican la presencia de los sedimentos pertenecientes a las Unidades Tectono-Estratigráficas Placetas y Camajuaní. En el análisis que se presenta se toman en consideración los resultados de la interpretación geológica de los datos gravimétricos, magnetométricos y sísmicos, desde los regionales hasta los de carácter más local y se incluyen los datos geológicos y de pozos para el estudio. Estos argumentos refuerzan los criterios emitidos por geólogos y geoquímicos acerca de la existencia de los sedimentos del margen continental en la Cuenca Central, aunque los mismos sean indirectos.

Prol *et al.* (2015) es otra de las investigaciones que persiguió como objetivo ubicar los sectores donde con mayor probabilidad se elevan los sedimentos del margen continental norteamericano bajo el Terreno Zaza, mediante la interpretación de los campos potenciales y su analogía con las anomalías donde se ha encontrado este tipo de estructuras, con el apoyo de la información geológica de superficie y de pozos.

En la zona de la Cuenca Central, existen dos sistemas petroleros, uno probado que está justificado por la existencia de varios yacimientos y la presencia de manifestaciones superficiales de hidrocarburos y otro hipotético, que supone la presencia de las Unida-

des Tectono Estratigráficas (UTE) Placetas y Camajuaní debajo de las rocas del Terreno Zaza; y que es donde se supone hay presencia de grandes acumulaciones de hidrocarburos debido a las rocas generadoras de las mencionadas UTE. Sin embargo, las campañas de prospección y exploración que se han desarrollado en los últimos años han tenido resultados poco alentadores, que generan incertidumbre en el grado de veracidad y actualidad de los modelos geológicos que se utilizan para la región.

Estos resultados deficientes son debidos en gran parte a la falta de integración de los métodos geólogo-geofísicos con los no convencionales. Esta situación, junto a la escasez de hidrocarburos en el país, hace necesaria la integración de métodos geólogo-geofísicos en la zona de la Cuenca Central de Cuba, por existir evidencias que hacen suponer la presencia de las UTE Placetas y Camajuaní debajo de las rocas del Terreno Zaza.

MATERIALES Y MÉTODOS

Materiales utilizados:

- Informes geológicos, geofísicos, geoquímicos y geomorfológicos de la Cuenca Central, Cuba
- Informes y publicaciones temáticos de investigación geológica y petrolera en la región
- Mallas de datos del campo gravimétrico y aeromagnético a escala 1:250 000 (Mondelo, 2011)
- Mapa geológico digital de Cuba (IGP) a escala 1:100 000 (Colectivo de Autores, 2010)
- Mapa tectónico del basamento de Cuba (Cobiella, 2015).

Método Gravimétrico

Tanto el método gravimétrico como el método magnético responden a un campo potencial de origen natural. El campo de potencial natural observado se compone de los contribuyentes de las formaciones geológicas, que construyen la corteza terrestre. En este método se

realizan mediciones relativas, es decir, se miden las variaciones laterales de la atracción gravitatoria. Los datos reducidos de modo apropiado entregan las variaciones en la gravedad, que solo dependen de variaciones laterales en la densidad del material ubicado en la vecindad de la estación de observación (Griem, 2018).

Al cuerpo poseer una densidad más baja que la roca circundante, es decir, un contraste de densidad negativo, presenta una deficiencia de masa y produce una anomalía de gravedad negativa (Dentith y Mudge, 2014). En el caso de una anomalía positiva ocurre lo contrario, cuando la densidad de la roca encajante es mayor que la roca de caja y su valor supera tres veces el valor medio, entonces es una anomalía positiva.

La medición del campo gravitatorio en un punto dado de la superficie terrestre, no sólo se ve afectado por la influencia de una masa de determinada densidad sobre él, también inciden una serie de factores ajenos a las causas geológicas: las mareas terrestres, la deriva del equipo, la altitud, la latitud y la topografía. Por tal motivo, hay que efectuar una serie de correcciones a los datos, para eliminar todo tipo de influencia externa ajena a causas geológicas. Las anomalías obtenidas se llaman Anomalías de *Bouguer* o ΔG de *Bouguer* y se miden en SI en m/s^2 , aunque se acostumbra a usar el Sistema Cegesimal de Unidades (CGS) donde se emplea el Gal.

Magnetometría

El método magnético, consiste en el estudio de las variaciones locales del campo magnético terrestre y se obtienen medidas absolutas de la componente vertical del campo magnético, aunque existen equipos que miden las otras componentes. Las variaciones en el campo magnético se asocian a contrastes en la susceptibilidad magnética de los distintos materiales que conforman el subsuelo y a la presencia de minerales magnéticos en el sitio estudiado. Para la prospección geofísica se utiliza en lo fundamental la determinación de la componente vertical del campo magnético (Acevedo *et al.*, 2015).

En la prospección petrolífera el método magnético entrega información acerca de la profundidad

de las rocas pertenecientes al basamento. A partir de estos conocimientos se localizarán y definirán la extensión de las cuencas sedimentarias ubicadas encima del basamento, que de forma posible contienen reservas de petróleo (Longo, 2017).

Modelación matemática

Se propone un modelo del subsuelo y se calcula la respuesta geofísica que proporciona, luego se varía el modelo para intentar obtener la máxima correlación entre los datos calculados y los datos observados.

Se emplean en lo fundamental dos métodos: modelación directa, que consiste en calcular la anomalía de una determinada geometría y compararla con la anomalía observada, al variar y ajustar la geometría de manera manual o semiautomática para aproximar mediante ensayo y error, ambos modelos: el calculado y el observado.

El otro es el método de inversión, donde a partir de un modelo inicial se efectúan ajustes de manera automática como el de mínimos cuadrados, de forma que se minimice la diferencia entre la anomalía observada y la calculada. En este caso, se deja el cálculo libre de forma total, con lo que es posible que el modelo obtenido no tenga sentido geológico alguno o bien introducir ciertos límites (bien geométricos, petrofísicos o ambos) a las variaciones permitidas en el modelo, de modo que sea consistente con la geología y con el resto de los datos geofísicos (Ayala y Rey, 2009).

La relación entre las anomalías y sus fuentes se cuantifica, en buena medida, a través de modelos geofísicos. Esta relación no es unívoca, por lo que es necesario establecer límites iniciales que restrinjan el número de soluciones posibles. Sin embargo, el modelado geofísico por medio de diferentes métodos (gravimetría y magnetometría) utilizados de manera conjunta disminuye la incertidumbre atribuida al modelar de forma independiente (Lince *et al.*, 2014).

El nivel de detalle del modelo obtenido dependerá de la distribución espacial de los datos medidos; de la escala de trabajo y de la información petrofísica, geológica y geofísica disponible (Ayala y Rey, 2009).

1. ÁREA DE ESTUDIO

1.1. Ubicación geográfica del área de estudio

La Cuenca Central (Figura 1) perteneciente a las pro-

vincias de Sancti Spíritus y Ciego de Ávila se encuentra ubicada en relación con el Sistema de Fallas La Trocha.

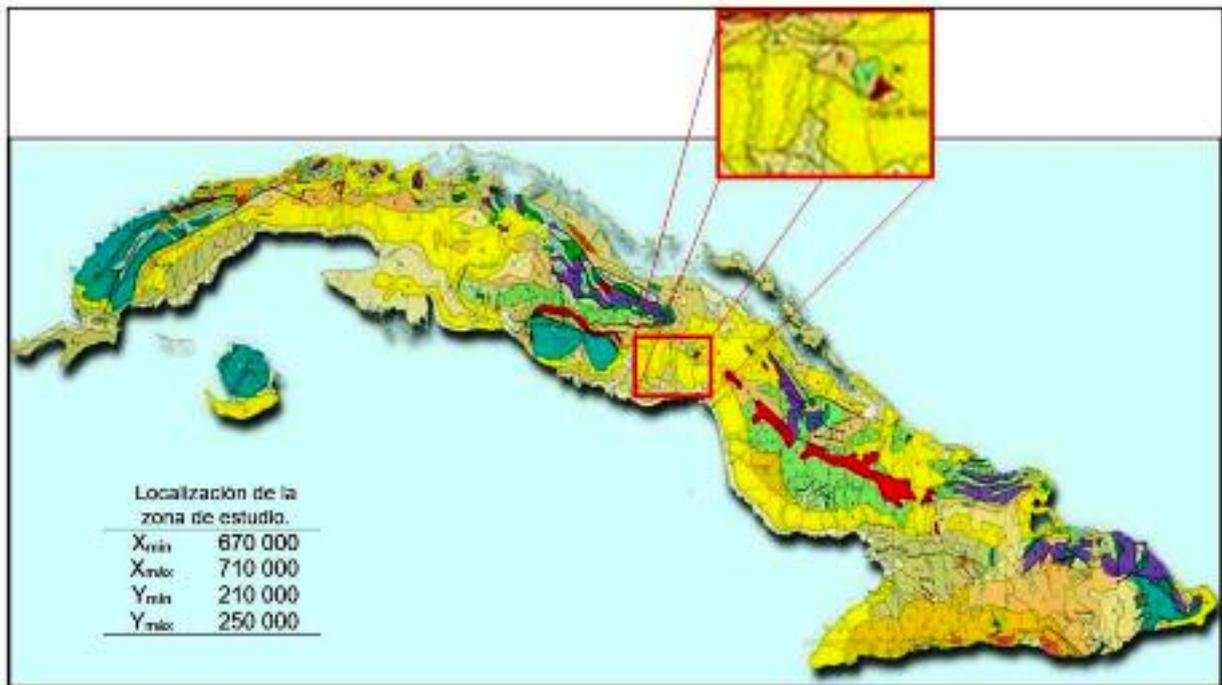


Figura 1. Ubicación geográfica del área de estudio con sus coordenadas (Martínez *et al.*, 2008).

1.2. Estratigrafía

En la zona existen diferentes formaciones geológicas las cuales se pueden observar en la Figura 2.

1.3. Tectónica

Según Cruz Orosa (2012) el denominado bloque Las Villas, ofrece la sección más completa del Cinturón Central Orogénico Cubano. Este bloque se limita al este por la falla La Trocha y al oeste por las zonas de falla Criollo, Aguada y Alacranes. Estas estructuras están incluidas en el mayor sistema de fallas con un movimiento SO-NE y lateral izquierdo y corredores tectónicos que han sido utilizados para dividir la orogénia cubana en bloques estructurales.

El Sistema de Fallas La Trocha constituye uno de los principales elementos tectónicos del territorio cubano. Desde el punto de vista geográfico está ubicada en la zona central del país y ocupa parte de las provincias de Ciego de Ávila y Sancti Spíritus. Se considera una estructura disyuntiva de deslizamiento por el rumbo.

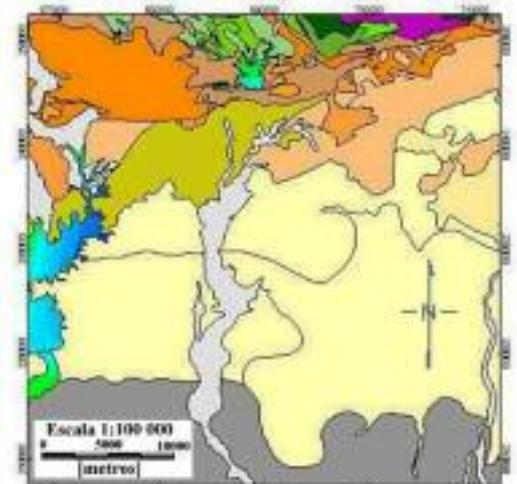


Figura 2. Mapa geológico simplificado de la zona suroccidental de la Cuenca Central, Cuba (Colectivo de Autores, 2010).

Las fallas de deslizamiento por el rumbo asociadas a conjuntos colisionales oblicuos como el que ocupa, son caracterizadas por una zona de desplazamiento principal que será recta o curvilínea vista en planta, a la vez que, en perfil aparecen como zonas de fallas subhorizontales, que afectan el basamento cristalino y en ocasiones corta la corteza hasta profundidades medias. En el basamento se pueden distinguir dos niveles o etapas estructurales principales en la arquitectura geológica de Cuba. La etapa inferior es el zócalo, un gran complejo rocoso, formado principalmente por rocas Jurásico-Eoceno, que descansan de manera discordante debajo de la cubierta. El zócalo se divide en tres complejos principales, según sus características litoestructurales y edad de la roca: (a) el basamento Proterozoico-Paleozoico, (b) el basamento Mesozoico, (c) el cinturón plegado y sobrecorrido del Paleógeno (Cobiella-Reguera, 2021).

El Sistema de Fallas La Trocha se caracteriza por constituir una frontera entre dos regiones con relieve de modo notablemente diferente. Hacia el oeste Cuba Centro Occidental (Las Villas) presenta un relieve elevado de forma relativa y rugosa, caracterizado por dos conjuntos geomorfológicos importantes: la Cordillera Norte de Las Villas y el Macizo Guamuhaya. La primera se extiende al norte de las provincias Villa Clara, Sancti Spiritus y Ciego de Ávila y se caracteriza por conformar franjas estrechas y alargadas con rumbo NW-SE, paralelo al rumbo de los mantos de cabalgamientos que existen en toda el área.

De modo particular, el Sistema de Fallas La Trocha ha actuado como una zona de transferencia sinistral que separa los bloques tectónicos principales de Las Villas y Camagüey, en Cuba centro-oriental. Las estructuras que conforman dicha zona de fallas (fallas La Trocha, Zaza-Tuinicú, Cristales y Taguasco) son consistentes con la rotación en sentido horario de la convergencia y del acortamiento en Cuba central.

Desde el Paleoceno hasta el Eoceno Inferior, un acortamiento en dirección SSO–NNE produjo transtensión en la falla La Trocha y transpresión en la falla Zaza-Tuinicú. Luego, durante el Eoceno Medio, el acortamiento rotó en sentido NE-SO, al resultar una

componente normal en la falla La Trocha y transpresión en las fallas Zaza-Tuinicú y Cristales. A partir del Eoceno Superior Cuba central ha estado soldada a la Placa Norteamericana (Cruz Orosa, 2012).

2. Resultados y discusión

2.1. Transformaciones aplicadas a los campos potenciales

En el procesamiento de los datos gravimétricos (Figura 3) y magnéticos se utilizaron las técnicas de filtrado de Fourier (Parker, 1972). Las mismas constituyen herramientas importantes, debido a que estas proveen recursos efectivos cuando se trata de conocer las fuentes que producen una respuesta, gravimétrica o magnética, por encima del nivel de ruido en el punto de observación.

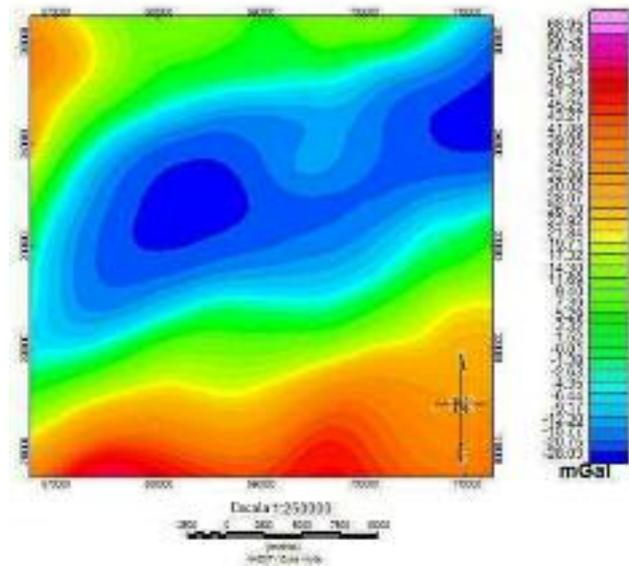


Figura 3. Mapa de anomalías de *Bouguer* (Gb) ($\sigma=2.3t/m^3$) de la región suroeste de la Cuenca Central de Cuba (Mondelo, 2011).

Los datos gravimétricos y magnéticos fueron procesados al aplicar la transformada rápida de Fourier para convertirlos al dominio de la frecuencia y aplicar varios filtros, como: Continuación Analítica Ascendente (CAA) la primera Derivada Vertical (DV) la Derivada Horizontal Total (HDT) y la Reducción al Polo (RP) en el caso de los datos magnéticos.

Para la realización de estos procedimientos fue utilizado el menú MAGMAP del *Oasis Montaj*, versión 8.3.3, de *Geosoft*.

A partir de los datos observados (campo magnético con RP) y la CAA (componente regional) aplicada a los datos gravimétricos y magnéticos, se realizaron expresiones matemáticas de sustracción, con el fin de obtener la componente residual del campo medido (**Ecuación 1**):

$$\Delta G_{RESIDUAL} = \Delta G_{TOTAL} - \Delta G_{REGIONAL} \quad (1)$$

La DV resultante del procesamiento al campo gravimétrico y magnético permitió obtener una imagen de las fuentes superficiales locales (Morales-González, 2016).

La CAA se realizó para tres intervalos diferentes: 500, 1 000 (**Figura 4**) y 12 500 metros respectivamente, que es la máxima profundidad de estudio a la que se trabajó.

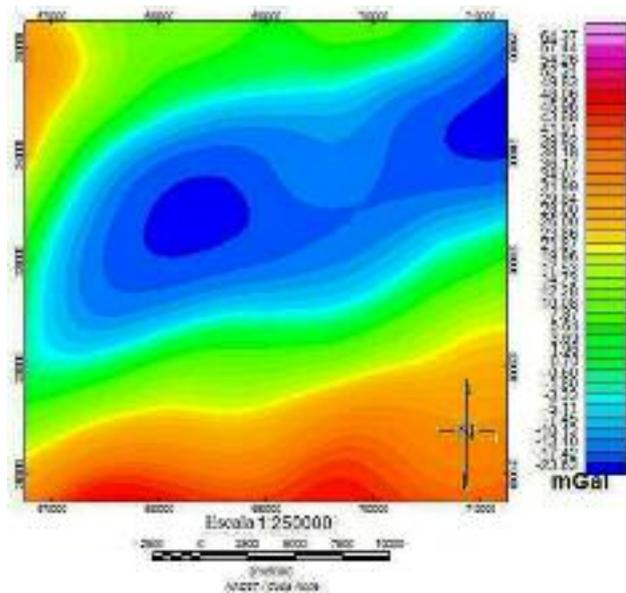


Figura 4. Continuación Analítica Ascendente a 1 000 m del campo gravitatorio.

Para la confección de los mapas de anomalías residuales (**Figura 5**) también se seleccionaron estos tres intervalos de profundidad. Estos mapas de anomalías residuales, permiten acentuar y mejorar las anomalías de alta frecuencia o de baja longitud de onda, provo-

cadas por fuentes someras que quedan enmascaradas por las anomalías de larga longitud de onda (regionales) que son debidas a fuentes más profundas.

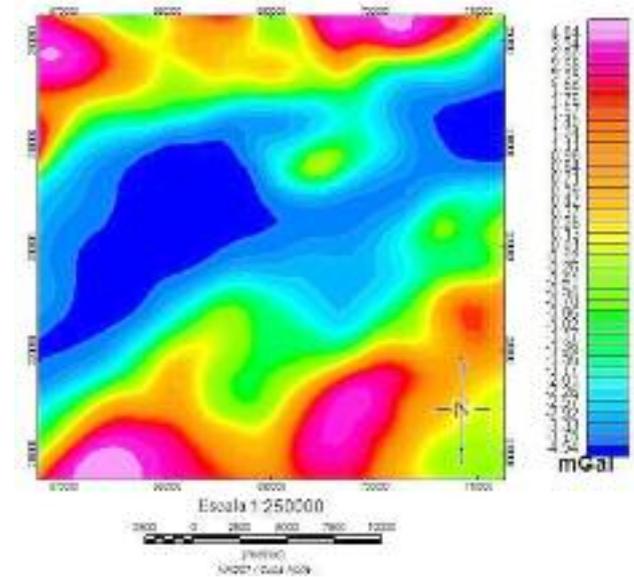


Figura 5. Mapa de anomalías residuales a 1 000 m obtenido a partir de la CAA a 1 000 m.

Al campo magnético ΔT se le aplicó la Reducción al Polo (**Figura 6**). Esta es una transformación que recalcula la intensidad del campo total, como si el campo magnético inductor tuviese una inclinación de 90 grados, lo cual, permite simplificar la interpretación, mediante su aplicación. La reducción al polo asume que todas las rocas en el área investigada han sido magnetizadas por el campo magnético terrestre, pero esto solo es posible en el caso de rocas que no tengan magnetización remanente, es decir que posean sólo una magnetización inducida.

Durante la reducción al polo, por lo general, aparecen errores cuando se trabaja con anomalías estrechas cuya dirección sea paralela a la declinación del campo magnético terrestre. Esta transformación será aplicada tanto a los datos en área como en perfiles, aunque se aplica con frecuencia a datos areales. Para la confección de dicha transformación se utilizaron los siguientes parámetros:

- Declinación del campo magnético = -4°
- Inclinación del campo magnético = 53°

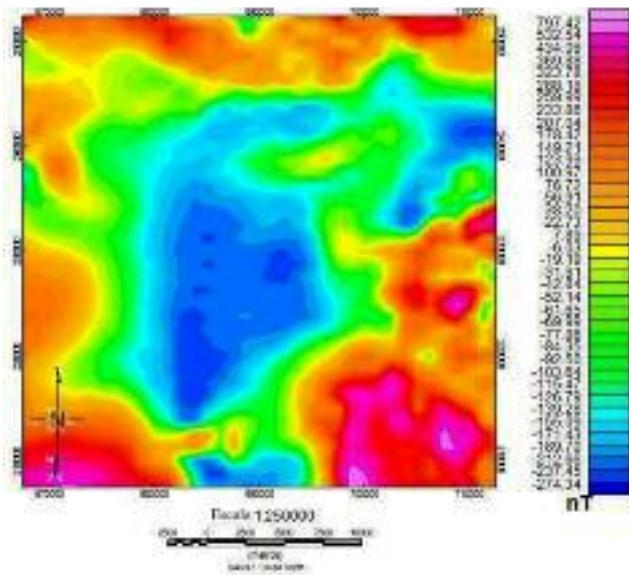


Figura 6. Mapa del campo magnético reducido al polo (Mondelo, 2011).

La DV (aplicada después de efectuada la reducción al polo en el caso de los datos magnéticos) brinda anomalías resultantes del procesamiento, que están relacionadas con fuentes superficiales y diferentes contactos geológicos, por lo que las cadenas de mínimos y máximos, que se evidencian en el mapa resultante, son determinadas con facilidad y sus ejes señalan los distintos contactos geológicos (Morales-González, 2016).

La HDT es un método complementario a la primera DV y presenta como función principal la de identificar los bordes de los cuerpos geológicos, fallas, etc. Los máximos en la zona cartografiada indican los bordes de las fuentes, que corresponden en lo fundamental a las fallas que limitan la cuenca.

2.2. Interpretación cualitativa de los campos potenciales

2.2.1. Campo gravitacional

En el mapa de anomalías de *Bouguer* a escala 1:250 000 (**Figura 3**) se aprecia valores máximos hacia el sur, provenientes de rocas de la Asociación Ofiolítica en esa zona. La región central está caracterizada por un comportamiento de mínimos bastante homogéneo, debido a la presencia de sedimentos del post-orogénico y del sinorogénico, que presentan espesor de hasta tres

kilómetros en algunas regiones. Más hacia el norte aumenta la presencia de rocas volcánicas y disminuyen dichos sedimentos.

Un rasgo bastante significativo es la presencia de un máximo, dentro de la zona de mínimos de la cuenca, producido por un levantamiento de los cuerpos en el área. En este máximo se encuentra el pozo Jati-bonico 78, que llegó a la profundidad de 4 336.7 m, donde se atravesaron rocas cenozoicas y del arco volcánico. A partir de los 3 995 m comienzan las serpentinitas, con presencia de gas y de petróleo ligero en este complejo rocoso, el cual fue tomado como indicio de una acumulación mayor debajo del mismo y que, las serpentinitas podrían servir total o de forma parcial como sello. Este fue un pozo productor de hidrocarburos (Iparraguirre-Peña y Martínez-Rojas, 2017).

Al realizar una correlación entre la DV y la HDT total, se obtuvo la localización de las fallas que delimitan la cuenca, con lo cual se elaboró un mapa representativo de estas (**Figura 7**). A partir de la visualización del Sistema de Fallas La Trocha, se observa el comportamiento de la cuenca, que es de tipo poligénico de desgarre.

2.2.2. Campo magnético

La primera transformación realizada al campo magnético en el área fue la Reducción al Polo. La reducción al polo borra las anomalías asimétricas causadas por la inclinación y ubica las anomalías sobre los cuerpos causantes, al suponer que el magnetismo remanente es pequeño comparado con el magnetismo inducido. El conocimiento, de la posición exacta de los sectores más elevados de los cuerpos magnetizados, requiere calcular el campo que ellos generan como si el efecto inductor se dirigiera de forma vertical. A esta transformación se le conoce como Reducción al Polo, la cual permite que los máximos gravimétricos y magnéticos coincidan, siempre y cuando, las fuentes generadoras de estos efectos sean las mismas (Montalvo, 2015).

El mapa del campo magnético reducido al polo (**Figura 6**) ratifica la presencia en la zona norte, suroeste y sureste del área de estudio de rocas del AVC y Asociación Ofiolítica (Terreno Zaza, debido a la pre-

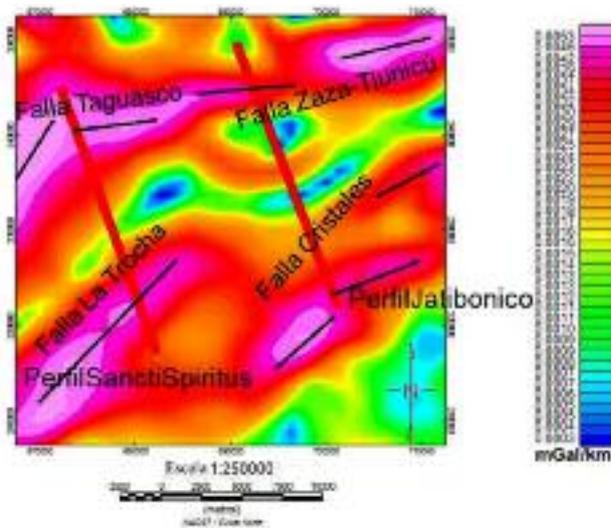


Figura 7. Localización de las fallas que delimitan la Cuenca Central sobre el mapa de la HDT del campo gravitacional.

sencia de anomalías positivas. También se muestra un mínimo bastante acentuado en la región central y que corresponde, con probabilidad, a los grandes espesores de sedimentos en la cuenca.

La DV (**Figura 8**) permitió observar la presencia en la zona de estudio de varios grupos de anomalías. Los máximos más intensos, que se localizan en la región sureste del área, presentan una elevada susceptibilidad magnética y un alto contraste de densidades, al compararse con el mapa de anomalías de *Bouguer*; esto es debido a la presencia de serpentinitas de la Asociación Ofiolítica.

En la zona noreste también se observa un máximo muy intenso, que corresponde igual, a la presencia de estas serpentinitas en superficie (Colectivo de Autores, 2010). En la zona norte se encuentra un grupo de máximos de una menor intensidad del campo magnético, que es debido a la presencia de rocas del AVC, como tobas y rocas efusivas, las cuales afloran hacia el norte.

Dentro de la zona de la cuenca, al sur del pozo Jatibonico 78, se encuentra otro máximo, bastante visible debido al comportamiento de mínimo que presenta la Cuenca Central de Cuba, cuya causa probable, sea un levantamiento de las tobas y rocas efusivas del AVC.

Al suroeste, luego de realizar una correlación con los valores del campo gravitacional, se determinó que la anomalía positiva existente en la DV del campo magnético reducido al polo, respondía a la presencia de serpentinitas. Al oeste hay presencia de una anomalía, de poca intensidad y de una baja densidad, cuando se correlaciona con los mapas de campo gravitacional, causada con mucha probabilidad, por la presencia de tobas en esa zona.

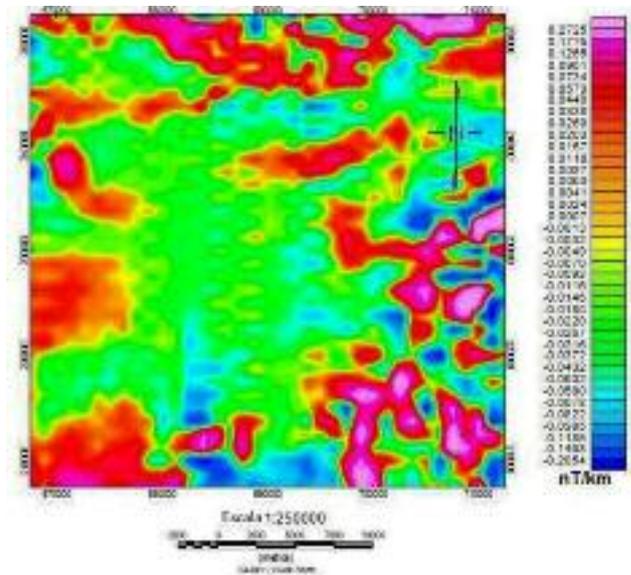


Figura 8. Derivada Vertical del campo magnético reducido al polo.

2.3. Modelación 2D de campos potenciales

En la confección de los modelos se partió de los mapas de campos potenciales, los datos geofísicos de pozo, de los resultados brindados por la sísmica de reflexión disponible, el mapa geológico del área de estudio y los informes geológicos y geofísicos. A fin de definir la profundidad de estudio se determinó el tope del basamento por la sísmica de refracción, el cual se estableció entre los 8 a 10 km de profundidad (Arriaza Fernández, 1998).

La selección de las densidades se tomó del análisis estadístico realizado en los pozos de la Cuenca Central (Morales González *et al.*, 2020). Los parámetros de susceptibilidad magnética se tomaron de Pérez-Delgado *et al.* (2015) y de Pardo Echarte (2016).

Se sabe por la información geológica de cuencas, que las formaciones características pertenecientes a la etapa post-orogénica son la Formación Peñón y Güines. Estas formaciones presentan valores medios de densidad que oscilan entre los 2.45 y 2.47 t/m³ (Morales-González, Rodríguez Morán y Pardo Echarte, 2020).

La **Tabla 1** contiene para la densidad [g/cm³] de las rocas de cada unidad geológica, los valores del número de muestras, media, varianza y el límite inferior y superior del intervalo de confianza para un nivel de significancia de un 90 %.

Los modelos se realizaron según los perfiles

OBJETOS GEOLÓGICOS								
PARÁMETROS ESTADÍSTICOS		Sedimentos postorogénicos	Sedimentos sinorogénicos	Tobas	Efusivos	Ofolitas	Carbonatos	Basamento
Número muestras			344	559	308	53	61	52
Media		2.460	2.271	2.225	2.404	2.516	2.658	2.781
Varianza		---	0.069	0.051	0.050	0.055	0.023	0.003
Intervalo de confianza	Límite inferior	2.440	2.207	2.207	2.379	2.452	2.642	2.765
	Límite superior	2.480	2.244	2.244	2.429	2.579	2.674	2.797

Tabla 1. Resultados estadísticos de cada uno de los objetos geológicos (Morales-González, Rodríguez Morán y Pardo Echarte, 2020).

trazados (**Figura 9**) según el modelo inicial, en el que se encuentra el pozo Jatibonico 78 (Sector de Jatibonico); y con posterioridad, en el modelo perteneciente a la región de Sancti Spíritus (Sector de Sancti Spíritus)

2.3.1. Modelo de Jatibonico

El primer modelo fue el del sector de Jatibonico (**Figura 10**) en el cual se tenían los datos de los pozos Jatibonico Sur y Jatibonico 78, con que se pudieron definir los topes reales de varias litologías y que sirvió como amarre. Este modelo tuvo un Error Medio Cuadrático (EMC) del campo gravitacional (suma de los cuadrados de las diferencias de los datos calculados respecto a los datos observados) de 0.69.

Los sedimentos del postorogénico, en casi todo el modelo, se mantuvieron con pequeños espesores que nunca superaron los 2 000 m, con presencia casi nula en la región norte del modelo. Los sedimentos del sinorogénico, presentan sus mayores espesores en la zona sur, con espesores de hasta 2 500 m; y también, en la práctica, desaparecen al norte del modelo de estudio, debido al levantamiento en esa región del AVC y de la Asociación Ofiolítica.

Hay presencia de tobas y rocas efusivas en todo el modelo, presentes en grandes paquetes litológicos con espesores de hasta varios kilómetros. En la dirección más al norte del modelo, lo cual se correlaciona con los datos del mapa geológico (Colectivo de Autores, 2010).

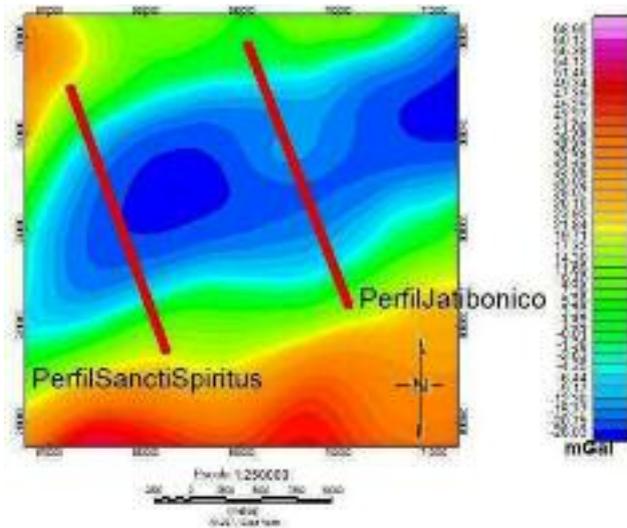


Figura 9. Ubicación de los perfiles trazados para la realización modelos físico-geológicos 2D sobre el mapa de anomalías de *Bouguer* en el sector suroccidental de la Cuenca Central.

Por otro lado, la Asociación Ofiolítica posee una gran potencia al norte del modelo, donde existe un levantamiento de este complejo y se supone, que llegue hasta 5 000 m de espesor. Los carbonatos de las UTEs Placetas y Camajuaní, de los cuales se supone la existencia en esta zona, según Rifá (2012), Cruz-Orosa (2012) y Prol *et al.* (2015) se encuentran presentes a lo largo de todo el modelo, al aumentar su espesor de sur a norte y ser estos inversamente proporcional a los espesores del Terreno Zaza. Por su lado, el basamento aumenta su profundidad de norte a sur, al presentar su tope máximo a los 7 000 m, en el punto que se encuentra el pozo Jatibonico 78.

El modelo está afectado en gran medida por eventos tectónicos, como lo manifiesta la presencia de las fallas Cristales al sur y Zaza-Tuinicú al norte, además de una falla presente entre los pozos Jatibonico Sur y Jatibonico 78; pero el rasgo más definitorio de la región, es el levantamiento de los cuerpos existente donde se localiza el pozo Jatibonico 78. Este es provocado por la presencia de un pliegue anticlinal o un horst, que eleva a los carbonatos de Placetas en la zona, lo cual supone un levantamiento proveniente desde el basamento en la zona.

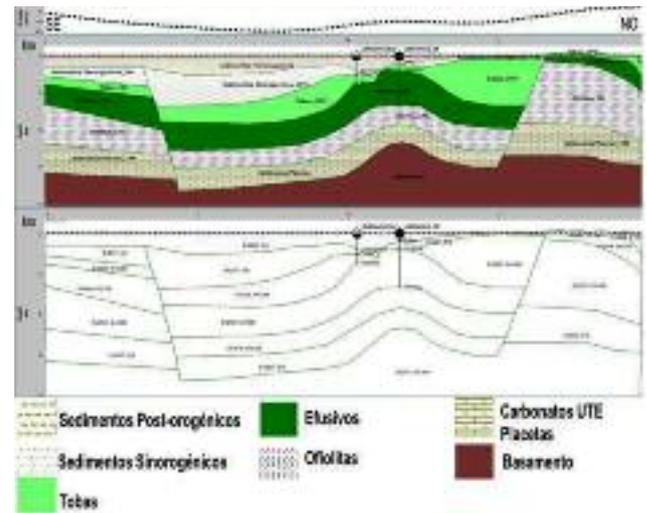


Figura 10. Modelo físico-geológico 2D del sector de Jatibonico.

2.3.2. Modelo de Sancti Spiritus

El modelo del sector de Sancti Spiritus (Figura 12) presentó como apoyo fundamental para definir el tope de las distintas rocas existentes la interpretación sísmica de esa región elaborada por Cruz-Orosa (2012) (Figura 11) en la cual se aprecia el comportamiento del sector de Sancti Spiritus como un semigraben y un pozo sintético denominado *Perfil_Long*, localizado en el centro del modelo. El EMC del campo gravitacional en el modelo fue de 0.82.

Los sedimentos del postorogénico en esta zona son de mayor potencia con espesores máximos al sur del modelo de hasta 2 900 m, disminuyendo hacia el norte. Los sedimentos sinorogénicos son de muy poca potencia en la región sur, luego presentan espesores máximos de hasta 1 500 m en la zona central y desaparecen en gran medida al norte del modelo.

Las tobas y las rocas efusivas (AVC) presentan mínimos espesores en la zona sur, al ser mayores hacia el centro con variadas potencias de entre 1 000 y 2 000 metros y desaparecer en la zona más al norte del modelo. La Asociación Ofiolítica, por su lado, presenta amplios espesores en casi todo el corte, con un máximo en la zona más al norte del modelo, de 5 000 m de aproximadamente.

Los carbonatos de las UTE Placetas y Cama-

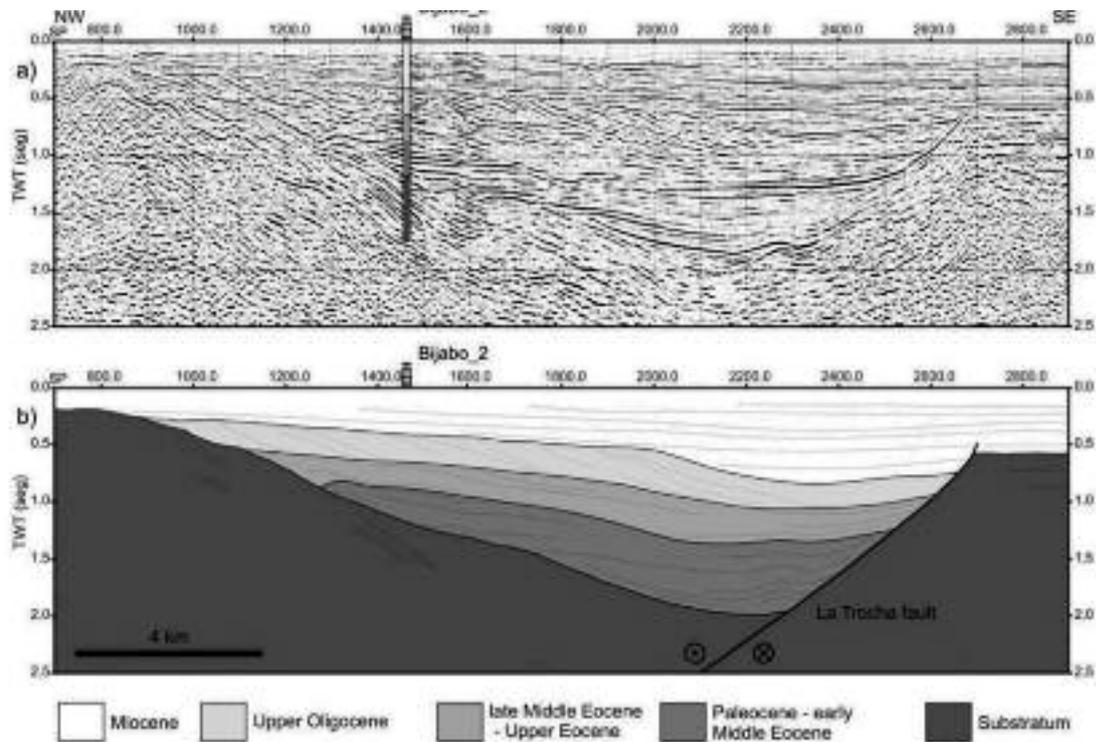


Figura 11. a) Sección sísmica NO-SE b) Modelo geológico de la zona sur del Sistema de Fallas la Trocha al mostrar un semigraben asociado a la falla La Trocha. Interpretación basada en los datos del pozo Bijabo_2 (Cruz Orosa, 2012).

juaní (?) también se encuentran presentes en todo el corte, con un espesor aproximado de entre las fallas de 1 500 m; estos al igual que en el modelo anterior, aumentan de sur a norte, lo cual es inverso al espesor del Terreno Zaza, que aumenta hacia el sur de la región.

La zona posee gran presencia de eventos tectónicos. Existe la presencia de las fallas La Trocha al sur y Taguasco al norte. Hay un gran levantamiento de las serpentinitas de la Asociación Ofiolítica, de los carbonatos de Placetas y con ellos del basamento al norte, delimitado por la falla Taguasco y por otra falla de la zona. Hay presencia de otra falla, que solo corta hasta las tobas, entre el pozo sintético y la falla Taguasco.

Debido al aumento de los carbonatos de la UTE Placetas hacia el norte de la zona de estudio, se considera que esa sería la zona más favorable para futuros trabajos, de búsqueda y prospección de hidrocarburos en la región de Cuenca Central, Cuba.

3. CONCLUSIONES

El procesamiento de los mapas de los campos poten-

ciales permitió la interpretación de algunos de los eventos tectónicos que caracterizan a la Cuenca Central de Cuba, como el Sistema de Fallas La Trocha. Además, se identificó un levantamiento de los cuerpos en la zona de Jatibonico caracterizado por un máximo gravimétrico y magnético. Esta anomalía tiene como causa más probable el levantamiento de los cuerpos, producto a un plegamiento o un horst en el basamento.

La obtención de los modelos físico-geológicos 2D de campos potenciales permitió visualizar de forma espacial los distintos cuerpos geológicos presentes en la Cuenca Central, así como la distribución de los diferentes paquetes litológicos que la conforman. Mediante estos se pudo observar que los carbonatos de las UTEs Placetas y Camajuaní aumentan su espesor de sur a norte según la dirección de los modelos, mientras que los espesores de las rocas del Terreno Zaza (tobas y las rocas efusivas del AVC y las ofiolitas de la Asociación Ofiolítica) aumentan hacia el sur al igual que el basamento en los modelos.

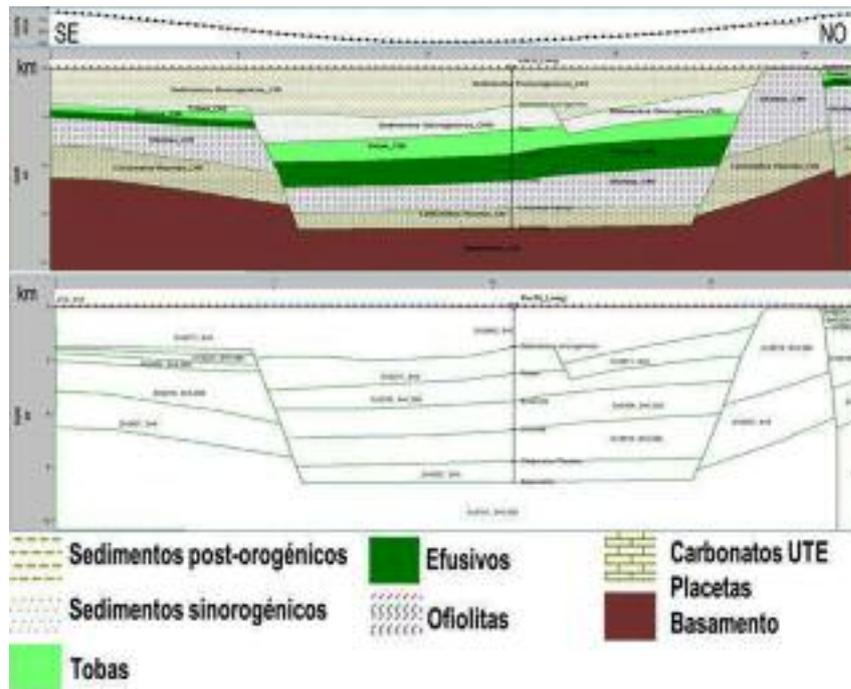


Figura 12. Modelo físico-geológico 2D del sector de Sancti Spiritus.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Acevedo, R. J., Elizalde, J. D., Méndez, I. B., Rivera, M. y Ticas, J. A., 2015, Caracterización de estructuras geológicas de un área geotérmica mediante la aplicación integrada de las técnicas de mapeo térmico, magnetometría y gravimetría. Programa Regional de Entrenamiento Geotérmico (PREG). Diplomado de especialización en Geotermia-2015, Universidad de El Salvador.

Arriaza Fernández, G. L., 1998, Nuevos enfoques en la interpretación y procesamiento de las ondas refractadas para el estudio del Basamento en Cuba. Tesis en opción al grado de Doctor (inérita), Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría. Facultad de Civil. Departamento de Geociencias, La Habana, Cuba.

Ayala, C. y Rey, C., 2009, Establecimiento de bases metodológicas para la obtención de cartografía gravimétrica 1:50 000. Aplicación a la modelización 2D y 3D en varias zonas de la Península Ibérica.

Cobiella, J. L., 2015, Mapa tectónico del basamento de Cuba. La Habana, Cuba: Instituto de Geología y Paleontología (IGP).

Cobiella-Reguera, J. L., 2021, Monografía Geología de Cuba, Springer.

Colectivo de Autores, 2010, Mapa Geológico Digital de Cuba a escala 1:100 000. La Habana, Cuba: Instituto de Geología y Paleontología (IGP).

Cruz Orosa, I., 2012, Las cuencas sinorogénicas como registro de la evolución del orógeno cubano: implicaciones para la exploración de hidrocarburos. Tesis en opción al grado de Doctor en Ciencias Geológicas (inérita). Universidad de Barcelona, España.

Dentith, M. y Mudge, S. T., 2014, Geophysics for the Mineral Exploration Geoscientist. New York: Cambridge University Press.

Griem, W., 2018, Apuntes de Geología General: Métodos Geofísico II [en línea], 2018. Disponible en: www.geovirtual2.cl. Consultado en noviembre.

Iparraguirre Peña, J. L. y Martínez Rojas, E., 2017, Posibilidades gasopetrolíferas de horizontes profundos en el sector Jatibonico Reforma. VII Convención Cubana de Ciencias de la Tierra, Geociencias 2017, La Habana, Cuba.

- Lince, F., León, M., Martínez, P., Weidmann, C., Anci, S. y Álvarez, O.**, 2014, Modelo geofísico con datos gravimétricos y aeromagnetométricos en el borde noreste del macizo norpatagónico, Río Negro, Argentina. *Geoacta*, 39, 51-61.
- Longo, L.**, 2017, Caracterización de la estructura del complejo volcánico Auca Mahuida mediante datos aeromagnéticos y gravimétricos. Tesis en opción al grado de Doctor (inédita), Universidad Nacional de La Plata, La Plata, Argentina.
- Martínez, E., Yparraguirre, J. L., Gómez, R., Sterling, N., Prol, L., Capote, C., Cruz, R., García, R., Toucet, S., Amador, H., López, O. y Perera.**, 2007, Configuración tectono-estructural de la región noreste de la Cuenca Central: una visión preliminar. I Congreso Cubano de Petróleo y Gas. La Habana, Cuba.
- Martínez, E., Yparraguirre, J. L., Sterling, N., Veiga, C. y Toucet, S.**, 2008, Actualización de los datos integrados del Bloque 21A. Perspectivas gasopetrolíferas (sísmica terrestre 2D).
- Mondelo, F. R.**, 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 La Habana: IGP.
- Montalvo, A.**, 2015, Determinación de la base de cuerpos magnéticos del Arco volcánico Cretácico y las ofiolitas al norte de las provincias de Camagüey-Las Tunas, Cuba. Tesis en opción al grado de Ingeniero Geofísico (inédita), Universidad Tecnológica de La Habana «José Antonio Echeverría», La Habana.
- Morales-González, J.** Propuesta de sectores perspectivas para depósitos de hidrocarburos en la zona de Majaguillar-Martí. Tesis en opción al grado de Ingeniero Geofísico (inédita), Universidad Tecnológica de La Habana «José Antonio Echeverría», La Habana, Cuba, 2016.
- Morales-González, J., Rodríguez-Morán, O., Pardo-Echarte, M. E.**, 2020, Análisis estadístico de las densidades de las rocas de las principales unidades geológicas del suroeste de la Cuenca Central, Cuba. *Revista Geociencias UO*. v3, núm. 2, diciembre 2020. pp. 99-108.
- Pardo Echarte, M. E.**, 2016, Generalización Petrofísica de la provincia Matanzas. Centro de Investigación del Petróleo (CEINPET), La Habana, Cuba.
- Parker, R. L.**, 1972, The rapid calculation of potential anomalies. *Journal Geophysical Research*, pag 447-455.
- Pérez-Delgado, P. H., Fuentes-Rodríguez, M.**, 2015, Sistematización de las propiedades físicas de la región central de Cuba. Instituto de Geología y Paleontología. Servicio Geológico de Cuba. La Habana, Cuba.
- Prol, L., Rifá, M. y Miró, G.**, 2015, Ubicación de zonas favorables para la exploración petrolera a partir del estudio de los campos potenciales en el sector Esmeralda, Cuba. *Ciencias de la Tierra y el Espacio*, 17, 81-96.
- Rifá, M.**, 2012, Ubicación de los sectores elevados de los sedimentos del margen continental en la Cuenca Central, Cuba. Tesis en opción al grado de Master en Geofísica Aplicada (inédita), Universidad Tecnológica de La Habana «José Antonio Echeverría», CUJAE.
- Rifá, M. y Prol, L.**, 2013, Argumentos geofísicos acerca del margen continental en la Cuenca Central de Cuba. VII Congreso Cubano de Geofísica.
- Zambrana, H. y Martínez, E.**, 2002, Tratamiento de los datos 2D marinos en la parte central de Cuba. II Congreso Cubano de Geofísica. La Habana, Cuba.



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

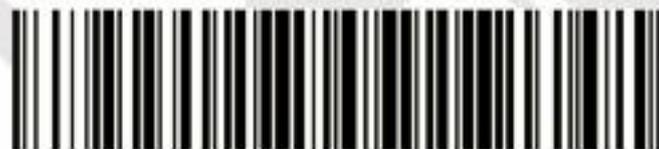


UNIVERSIDAD OLMECA

Raíz de sabiduría

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

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



ISSN-2683-3174