

# Caracterización tectono-estructural y sectores favorables para hidrocarburos de las cuencas occidentales del sur de Cuba a partir de métodos no sísmicos de exploración

Manuel Enrique Pardo-Echarte<sup>1</sup>; Orelvis Delgado-López<sup>1</sup>;  
Jessica Morales-González<sup>2\*</sup>

<sup>1</sup>Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba. pardo@ceinpet.cupet.cu, orelvis@ceinpet.cupet.cu

<sup>2</sup>Departamento de Geociencias, Universidad Tecnológica de La Habana José Antonio Echeverría, La Habana, Cuba. (\*) jessimoglez@gmail.com

## Resumen

Las cuencas sedimentarias constituyen un objetivo tradicional de la exploración de petróleo y gas en todos los territorios. La cartografía de sus espesores sedimentarios es un elemento esencial por considerar, pero no siempre se dispone de esta información por la limitación en el volumen y calidad de los trabajos sísmicos y de perforación realizados. Las cuencas sedimentarias al sur del archipiélago cubano tienen un basamento magnético integrado por secuencias de rocas volcánicas con ofiolitas. La cartografía de los espesores sedimentarios y la composición del basamento pueden establecerse a partir del procesamiento e interpretación de los datos de campos potenciales. Se utilizó un enfoque integrado que consideró la determinación de la profundidad al basamento magnético y el modelado físico-geológico 2D de campos potenciales. Se utilizaron complementariamente, métodos morfométricos a partir del Modelo de Elevación Digital 90 × 90 m. El objetivo principal de la investigación fue caracterizar desde el punto de vista tectono-estructural las cuencas occidentales del sur de Cuba y el objetivo específico fue establecer los sectores favorables para hidrocarburos, básicamente, a partir de la espectrometría aérea con rayos gammas en sectores terrestres. El campo de las profundidades al basamento magnético (datos magnéticos y de pozos) se aproximó a los límites conocidos de las cuencas. El modelado físico-geológico 2D de campos potenciales por el perfil de estudio confirmó el modelo geológico de partida. Las localidades más promisorias para hidrocarburos correspondieron al pozo Taco Taco n.º1 (Cuenca Los Palacios) y los pozos someros La Paila y El Sulfuroso y los pozos Madruga (Cuenca Vegas).

**Palabras clave:** Cuencas sedimentarias; Hidrocarburos; Campos potenciales; Espectrometría gamma aérea; Morfometría.

## Tectono-structural characterization and favorable sectors for hydrocarbons in the western basins of southern Cuba from non-seismic exploration methods

### Abstract

Sedimentary basins are a traditional target for oil and gas exploration in all territories. The mapping of its sedimentary thickness is an essential element to consider, but this information is not always available due to the limited volume and quality of the seismic and drilling work carried out. The sedimentary basins to the south of the Cuban archipelago have a magnetic basement made up of

---

Forma de citar: Pardo-Echarte, M.E.; Delgado-López, O.; Morales-González, J. (2023). Caracterización tectono-estructural y sectores favorables para hidrocarburos de las cuencas occidentales del sur de Cuba a partir de métodos no sísmicos de exploración. *Boletín de Geología*, 45(2), 115-130. <https://doi.org/10.18273/revbol.v45n2-2023007>

volcanic rock with ophiolite sequences. The cartography of the sedimentary thicknesses and the composition of the basement can be established from the processing and interpretation of the data of potential fields. An integrated approach was used that considered the determination of the depth to the magnetic basement and the 2D physical-geological modeling of potential fields. In addition, morphometric methods were used from the Digital Elevation Model 90 × 90 m. The main objective of the research is to characterize from the tectono-structural point of view the western basins of southern Cuba and, the specific objective, to establish the favorable sectors for hydrocarbons, basically, from the aerial gamma-ray spectrometry in terrestrial sectors. The field from depths to the magnetic basement (magnetic and well data) was found to approximate the known limits of the basins. The 2D physical-geological modeling of potential fields by the study profile confirmed the initial geological model. The most promising localities for hydrocarbons corresponded to the Taco Taco No.1 well (Los Palacios Basin) and the La Paila and El Sulfuroso shallow wells and the Madruga wells (Vegas Basin).

**Keywords:** Sedimentary basins; Hydrocarbons; Potential fields; Aerial gamma Spectrometry; Morphometry.

## Introducción

Como antecedentes de la exploración de hidrocarburos con métodos no sísmicos en Cuba, se encuentran los trabajos de [Pardo-Echarte y Cobiella-Reguera \(2017\)](#) y [Pardo-Echarte et al. \(2022\)](#). Según Pardo-Echarte y Cobiella-Reguera (2017), el aporte de los campos potenciales y de los datos de espectrometría gamma aérea a la cartografía geólogo-estructural de las regiones de Cuba satisface la regularidad, bien establecida, de que los campos potenciales ayudan, básicamente, al desciframiento estructuro-tectónico del territorio, y, en menor medida, a la cartografía litológica de las diferentes unidades geológicas presentes; por tanto, resulta a la inversa la contribución de los datos de espectrometría gamma aérea.

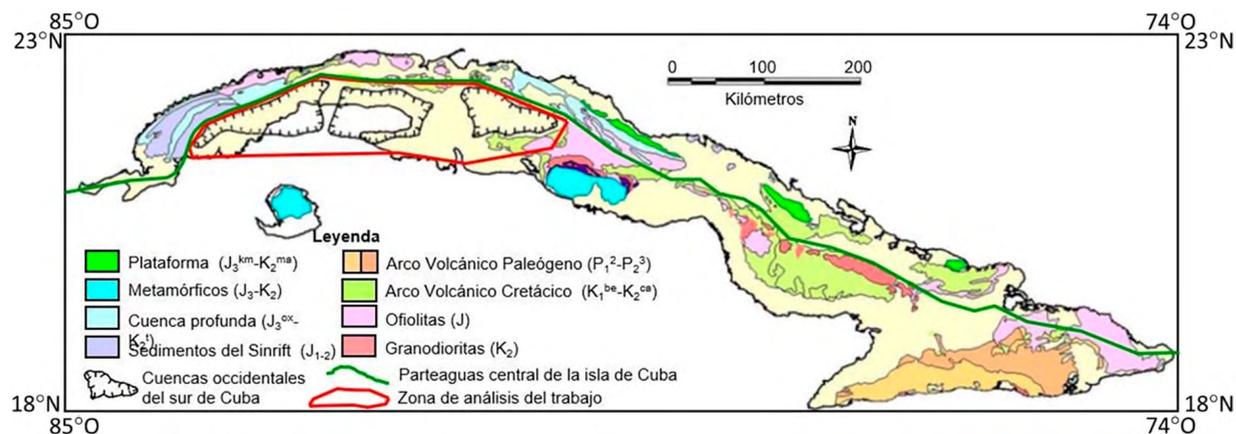
Los datos gravimétricos (Gb) permiten identificar diferentes rasgos geólogo-estructurales, entre estos: por mínimos, los asociados con el Cinturón de Cabalgamientos Norte Cubano, los macizos metamórficos meridionales, los cuerpos ígneos graníticos, las cuencas sinorogénicas y depresiones estructurales; y, por máximos, los vinculados con potentes espesores de rocas volcánicas y los cuerpos ofiolíticos. Los alineamientos de campos potenciales (gravitatorio y magnético), por su parte, permiten trazar los principales límites tectónicos dentro del orógeno cubano.

Los datos magnéticos ( $\Delta T$ ) permiten cartografiar los macizos metamórficos meridionales, las cuencas sinorogénicas y depresiones estructurales, los cinturones de granitoides, los cuerpos ofiolíticos y el área de desarrollo de las rocas volcánicas. Debido a que mide la variación de la susceptibilidad magnética asociada principalmente a la variación en contenido en hierro de los minerales presentes en las diferentes unidades rocosas. Estos datos permiten, también,

hacer estimaciones cuantitativas de la profundidad de objetivos magnéticos debajo de una cubierta sedimentaria.

En la espectrometría gamma aérea (EGA), los depósitos de hidrocarburos se expresan por mínimos de K y de la relación K/Th, rodeados de máximos; y de forma mayoritaria, en su periferia, se observan incrementos locales del U (Ra) ([Pardo-Echarte y Rodríguez, 2011, 2016](#); [Pardo-Echarte et al., 2019, 2022](#); [Morales-González et al., 2020, 2022](#)).

Las cuencas sedimentarias constituyen un objetivo tradicional de la exploración de petróleo y gas en todos los territorios. La cartografía estructural de sus espesores sedimentarios es un elemento esencial por considerar durante los trabajos exploratorios, pero no siempre se dispone de esta información por la limitación en el volumen y calidad de los trabajos sísmicos y de perforación realizados. Las cuencas sedimentarias al sur del parteaguas central del archipiélago cubano ([Figura 1](#)) tienen un basamento magnético integrado por secuencias de volcánicos + ofiolitas del Terreno Zaza ([Hatten et al., 1988](#)). La cartografía estructural de sus espesores sedimentarios y la composición de su basamento pueden establecerse a partir del procesamiento y la interpretación de los datos de campos potenciales. Para ello, en la presente investigación se utiliza un enfoque integrado, que considera la aplicación de métodos para determinar la profundidad del basamento magnético, como es la derivada de la inclinación del campo magnético (Método Inclinación-Profundidad) ([Miller y Singh, 1994](#); [Verduzco et al., 2004](#); [Fairhead et al., 2009](#); [Ghosh y Dasgupta, 2013](#)), y el modelado físico-geológico 2D de campos potenciales. Además, se utilizan, complementariamente, los métodos morfométricos a partir del Modelo de Elevación Digital (MED) 90 × 90 m.



**Figura 1.** Ubicación geográfica de la zona de investigación ubicada al sur del parteaguas central de la isla de Cuba.

El propósito de la investigación, y su objetivo principal, es caracterizar desde el punto de vista tectono-estructural las cuencas occidentales del sur de Cuba, a partir de la interpretación de los campos potenciales a escala 1:250.000 y el MED. El objetivo específico es establecer los sectores favorables para la ocurrencia de hidrocarburos, a partir de considerar los resultados de la cartografía EGA junto con los máximos locales gravimétricos, magnéticos y morfométricos (atributos indicadores) en sectores terrestres, a escala 1:50.000.

#### **Ubicación geográfica y características generales**

La zona de investigación comprende las cuencas occidentales del sur de Cuba, situadas al sur del parteaguas central de la isla (Figura 1).

#### **Marco geológico regional**

Según Pardo-Echarte y Cobiella-Reguera (2017), el corte geológico de Cuba se divide en dos grandes unidades estructurales y estratigráficas, denominadas basamento plegado y cubierta. En la primera, el piso precenozoico está formado por tres complejos de distinta naturaleza:

- Paleomargen continental pasivo Mesozoico.
- Asociación ofiolítica Mesozoica.
- Arcos volcánicos Cretácico (incluyendo su basamento metamórfico y la cubierta sedimentaria del Campaniano-Maastrichtiano).

El paleomargen continental pasivo Mesozoico considera un margen distensivo septentrional, que es el Margen Continental Norteamericano (MCN), extendido entre Pinar del Río y el noroeste de Holguín, con una pequeña área en el extremo oriental de Cuba

(Maisí), y un margen continental distensivo meridional con dos áreas: Isla de la Juventud y Macizo Escambray.

En los cortes realizados en el área ubicada entre La Habana y Camagüey, en el MCN, se pueden distinguir las siguientes unidades tectonoestratigráficas (UTE) de norte a sur:

- Cayo Coco
- Remedios
- Camajuaní
- Placetas

Las unidades Camajuaní y Placetas están despegadas de su basamento, en tanto Remedios es posiblemente paraautóctona, y Cayo Coco, autóctona. Generalmente, las rocas de la asociación ofiolítica se disponen de forma estructural encima de la unidad Placetas, que contiene las capas depositadas de forma originaria más al sur.

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

Respecto a las secuencias volcánico-sedimentarias de la AO, en ocasiones, resulta difícil separarlas de las del Arco Volcánico del Cretácico (¿parte inferior?), para lo cual se requiere de estudios petroquímicos y petrográficos detallados.

Entre Pinar del Río y Camagüey, las rocas ofiolíticas subyacen a las sucesiones volcánico-sedimentarias

cretácicas. El contacto entre ambas es siempre tectónico. Estas últimas contienen una mezcla caótica de serpentinitas y gabros con rocas de las sucesiones referidas. De hecho, las deformaciones y mezclas tectónicas de litologías son tan notables que, en esencia, la faja es un gran *melange*.

En gran parte de Cuba, ubicados de forma estructural sobre las rocas ofiolíticas, y ocupando, en general, una posición más meridional, se disponen los arcos volcánicos (insulares) Cretácico (AVC), formados por cortes volcánicos y volcánicos-sedimentarios Cretácico, así como por su substrato metamórfico y una cubierta sedimentaria del Cretácico superior tardío. En Cuba occidental, el afloramiento de los cortes vulcanógeno-sedimentarios cretácicos es más limitado que en Cuba central. Las rocas del Cretácico inferior están representadas por la Formación Chirino (Ducloz, 1960), que, al igual que en Cuba central, contiene poco material sedimentario. El corte del Cretácico superior es de limitado espesor y sus vulcanitas son calcoalcalinas y contiene, además, abundantes intercalaciones sedimentarias. A la integración de la AO y los AVC se le denominó Terreno Zaza (Hatten *et al.*, 1988).

Más al este, en las montañas de Maniabón, parte noroccidental de Holguín, algunos rasgos del AVC cambian. Por su composición se distinguen dos unidades tectonoestratigráficas: la Formación Iberia y la Formación Loma Blanca. La Formación Iberia contiene lavas y piroclastitas de composición entre andesitas y basaltos y ocupa gran parte del área. La Formación Loma Blanca es de una composición más variada, y, en general, es más ácida y sus tobas a menudo se encuentran zeolitizadas. Aflora hacia la porción occidental de las Alturas de Maniabón. En una y otra formación están presentes muchos cuerpos de serpentinitas, emplazados de forma tectónica (Kozary, 1968; Knipper y Cabrera, 1974), que se mezclan con las rocas volcánico-sedimentarias formando un *melange*.

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

- Arco volcánico Sierra Maestra-Cresta Caimán
- Cuencas de antepaís
- Cuencas a cuestras paleogénicas
- Cuenca sinorogénica del Eoceno medio y superior del sur de Cuba oriental.

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

En cuanto a las cuencas de antepaís a lo largo del norte de Cuba, desde el noroeste de Pinar del Río hasta Gibara (Holguín), las rocas del MCN son cubiertas por los depósitos de esta cuenca. Estos son sucesiones acumuladas en el frente de los mantos de cabalgamiento, generados durante la orogénesis cubana, como consecuencia de la erosión de su región frontal y de la rápida subsidencia de la cuenca, debido al peso de los mantos de cabalgamiento. La sedimentación en estas depresiones es coetánea con las deformaciones orogénicas, y el fechado de sus depósitos marca la edad del evento (Campaniano tardío-Maestrichtiano al Paleoceno-Eoceno inferior).

Existe una estrecha imbricación entre las escamas tectónicas de la porción meridional de la cuenca de antepaís, formadas de manera mayoritaria por olistostromas, y las escamas de rocas ofiolíticas del Arco Volcánico Cretácico y del MCN. Este cinturón escamado es una faja plegada y fallada, con tectónica alpina de finas escamas, originado por una combinación de tectónica compresional y gravitacional (Cinturón Plegado y Cabalgado Norte Cubano, CPCNC). Según el Colectivo de Autores (2009b), el CPCNC se caracteriza por varios niveles de pliegues de rampa contra falla inversa de rocas del MCN y su cobertura. Estos pliegues han sido probablemente complicados de forma adicional por accidentes de cizalla. Las rocas deformadas abarcan un intervalo de edad que va desde el Jurásico hasta el Eoceno. Los apilamientos de varios pliegues anticlinales de rampa son uno de los principales objetivos exploratorios en la región de estudio. Estos conforman antiformalas que son cartografiables con mucha dificultad por la sísmica. La pobre imagen obtenida es el principal obstáculo para el desarrollo de los trabajos exploratorios; solo se observa, como horizonte con alta definición dinámica, el relacionado de manera directa con la envolvente de los pliegues escamas.

En cuanto a las cuencas a cuestras (CC), estas son depresiones, generalmente pequeñas, desarrolladas en el dorso de los mantos de cabalgamiento durante su avance. En el territorio cubano hay evidencias del

desarrollo de varias de estas cuencas, especialmente durante el Paleógeno temprano (Cobiella-Reguera, 2009; Linares-Cala *et al.*, 2011). Al igual que con otras estructuras, las cuencas a cuestras cubanas modifican algunos de sus rasgos de una región a otra.

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

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

## Metodología

### Marco teórico

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

- Método gravimétrico (Gb)
- Método magnético ( $\Delta T$ )
- Método morfométrico no convencional (MED)
- Método de espectrometría gamma aérea (EGA)

El procesamiento de la información geofísica-morfométrica se llevó a cabo con el *software Oasis Montaj* versión 7.01, y para el modelado físico-geológico 2D de campos potenciales se utilizó el módulo GMSYS en la versión de *Oasis Montaj* 8.03.

**Gravimetría:** los datos gravimétricos utilizados fueron adquiridos en campañas áreas, durante los años 1979-1991, como parte del proyecto para la confección de los mapas aerogeofísicos de la República de Cuba. El mapa empleado en la presente investigación con escala 1:250 000 y dimensiones de malla de datos de  $1,25 \times 1,25$  km (reducción Bouguer,  $2,3 \cdot 10^3$  kg/m<sup>3</sup>, debido a que la litología predominante en Cuba es la roca caliza) (Mondelo-Diez y Sánchez, 2011), se sometió a la separación regional-residual a partir de la continuación analítica ascendente (CAA) para las alturas de 500, 2000 y 6000 m, dadas por el orden de profundidad de los posibles objetivos gasopetrolíferos

y del estudio sísmico. Para la cartografía geólogo-estructural gravimétrica, se utilizó la primera derivada vertical del campo gravitacional a escala 1:250 000 (Gb250DV) (Figura 2), similar a la residual a 500 m obtenida a partir de la continuación analítica ascendente a 500 m. Como regla, los máximos están asociados con la presencia de rocas volcánicas y ofiolitas del Terreno Zaza, y los mínimos y/o el campo no anómalo, con depresiones estructurales. Asimismo, se aplicó la derivada horizontal total (Gb250DHT) para el trazado de los alineamientos tectónicos. Se previó que el campo residual a 500 m (Gbres500) y la GbDV permitirían la cartografía de muy sutiles máximos gravimétricos locales asociados con posibles levantamientos estructurales del Terreno Zaza (rocas volcánicas y complejo ofiolítico), con posible interés gasopetrolífero en sectores terrestres.

**Magnetometría:** los datos magnéticos utilizados fueron adquiridos en campañas áreas, durante los años 1979-1991, como parte del proyecto para la confección de los mapas aerogeofísicos de la República de Cuba. El mapa magnético que se usó es a escala 1:250 000 y dimensiones de malla de datos de  $1,25 \times 1,25$  km.

La litología magnética (rocas volcánicas y complejo ofiolítico) se distingue de forma directa sobre la base de las observaciones del campo magnético a escala 1:250 000 reducido al polo ( $\Delta T250rp$ ) y su primera derivada vertical ( $\Delta T250rpDV$ ); los alineamientos tectónicos son trazados a partir del mapa de la derivada horizontal del campo magnético a escala 1:250 000 reducido al polo  $\Delta T250rpDHT$ . En la cartografía geólogo-estructural con base en datos magnéticos, 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 las depresiones estructurales (Figura 4). Las estimaciones cuantitativas de la profundidad de objetivos magnéticos bajo los sedimentos se realizaron a partir de la derivada de la inclinación del campo magnético (TDR- $\Delta T250rp$ ). Se previó que el campo  $\Delta Trp$  permitiría la cartografía de muy sutiles máximos magnéticos locales asociados con la posible presencia de óxidos de hierro con presumible interés gasopetrolífero en sectores terrestres (Morales-González *et al.*, 2020, 2022; 2022; Pardo-Echarte y Rodríguez-Morán, 2022).

**Generalidades sobre el método magnético de inclinación-profundidad:** la derivada de inclinación del campo magnético (Miller y Singh, 1994; Verduzco *et al.*, 2004) es una derivada de fase normalizada que utiliza derivadas de primer orden,

y se ha demostrado que es un método efectivo para cartografiar los bordes estructurales subsuperficiales asociados con cuerpos magnetizados fuertes y débiles. Además de proporcionar información sobre bordes estructurales, la derivada de inclinación también proporciona información sobre la profundidad de estos bordes estructurales, a partir de datos basados en malla de datos. Esto ha resultado en el desarrollo del método de inclinación-profundidad. El método de inclinación-profundidad se basa en la cuadrícula, y las profundidades se determinan de forma directa a partir de los intervalos de isóneas relacionados con la inclinación individual de las anomalías, a las que se le aplicó la reducción al polo (RP) a fin de que exista una relación entre la profundidad de la fuente y el ángulo de inclinación; y se usa un ángulo 45° para estimar la profundidad de la fuente.

Según [Verduzco et al. \(2004\)](#), la derivada de la inclinación del campo se define como:

$$TRD = \text{Arc tan}\left(\frac{VDR}{THDR}\right) \quad (1)$$

Donde VDR y THDR son la primera derivada vertical y la derivada horizontal total, respectivamente, de la intensidad total magnética T (reducida al polo).

$$VDR = \frac{dT}{dz} \quad (2)$$

$$THDR = \sqrt{\left(\frac{dT}{dx}\right)^2 + \left(\frac{dT}{dy}\right)^2} \quad (3)$$

La derivada horizontal total de la derivada de la inclinación se define como:

$$HD - TDR = \sqrt{\left(\frac{dTDR}{dx}\right)^2 + \left(\frac{dTDR}{dy}\right)^2} \quad (4)$$

El eje de las cadenas de máximos de este atributo coincide con los límites estructurales o lineamientos tectónicos. Con posterioridad, otros investigadores ([Fairhead et al., 2009](#); [Ghosh y Dasgupta, 2013](#)) han ofrecido en sus trabajos mayores precisiones sobre estos parámetros derivativos.

**Modelado físico-geológico 2D de campos potenciales:** los modelos 2D se confeccionaron para una profundidad máxima de 12 km, utilizando las residuales de los campos potenciales a esa profundidad, ya que, según [Arriaza-Fernández \(1998\)](#) y [Prol-Betancourt et al. \(2019\)](#), el tope del basamento se localiza a una profundidad que varía entre los 8–10 km. El algoritmo aplicado en el modelado fue el de [Talwani et al. \(1959\)](#), [Talwani y Heirtzler \(1964\)](#) y otros complementarios usados por el *software* geofísico GMSYS-Oasis Montaj. Como datos de amarre se tomaron los datos de los pozos que están próximos o sobre los perfiles de estudio.

Los valores petrofísicos para el modelado 2D de campos potenciales ([Pérez-Delgado et al., 2015](#); [Pardo-Echarte, 2016](#)) se resumen en la [Tabla 1](#).

**Morfometría no convencional:** el MED con resolución a 90 m se sometió a la separación regional-residual, a partir de la CAA a 500 m, según la experiencia del autor principal ([Pardo-Echarte et al., 2018](#)). Para trazar los alineamientos tectónicos, se utilizó la derivada total horizontal del MED. También se determinaron los máximos locales en la residual a 500 m del MED, los cuales pudieran estar vinculados con posibles zonas de microfiltración activa de hidrocarburos ligeros.

**Espectrometría gamma aérea en sectores terrestres:** para la EGA se determinaron los mínimos de potasio (K) y se compararon con los mínimos de la relación K/Th y el canal de U (Ra), siguiendo un propósito discriminatorio, a fin de señalar las localidades vinculadas, presumiblemente, con zonas activas de microfiltración vertical de hidrocarburos ligeros.

**Tabla 1.** Valores petrofísicos de los pozos para el modelado 2D de campos potenciales.

Unidad geológica	Densidad (t/m <sup>3</sup> )	Susceptib. Mag. (10 <sup>-3</sup> SI)
Sedimentos (Sin + postorogénico)	2,43-2,44	0,05-0,3
Rocas volcánicas (AVC y AO)	2,58-2,59	5-9
Ofolitas	2,66-2,67	8-24
Carbonatos (MCN)	2,48-2,49	0,05-0,15
Syn - rift	2,61-2,62	0,05
Basamento cristalino	2,79-2,80	5-15

**Cartografía prospectiva integrada y sectores favorables en sectores terrestres:** en la cartografía prospectiva integrada, con el fin de establecer los sectores favorables para la ocurrencia de hidrocarburos, se consideraron los resultados de la cartografía EGA junto con los máximos locales morfométricos (atributos indicadores, a escala 1:50000), en el marco de una selección de alineamientos tectónicos, fundamentalmente gravimétricos, y de las manifestaciones de hidrocarburos del territorio (a escala 1:250.000).

A los fines de la interpretación geológica, se contó, además, con el mapa geológico de Cuba a escala 1:100.000 del IGP (Colectivo de Autores, 2010).

### Datos

Los datos utilizados son los siguientes:

- Mallas del campo gravimétrico y magnético a escalas 1:50.000 y 1:250.000 y de espectrometría gamma aérea (canales: It, U, Th y K) a escala 1:100.000 de la República de Cuba (Mondelo-Díez y Sánchez, 2011).
- El MED empleado, confeccionado a partir de datos SRTM, fue tomado de Sánchez-Cruz *et al.* (2015).
- Valores petrofísicos para el modelado de campos potenciales (Pérez-Delgado *et al.*, 2015; Pardo-Echarte, 2016).
- 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, 2009a, 2020, respectivamente).

- Mapa geológico digital de la República de Cuba a escala 1:100.000 del Instituto de Geología y Paleontología, Servicio Geológico de Cuba (IGP-SGC) (Colectivo de Autores, 2010).

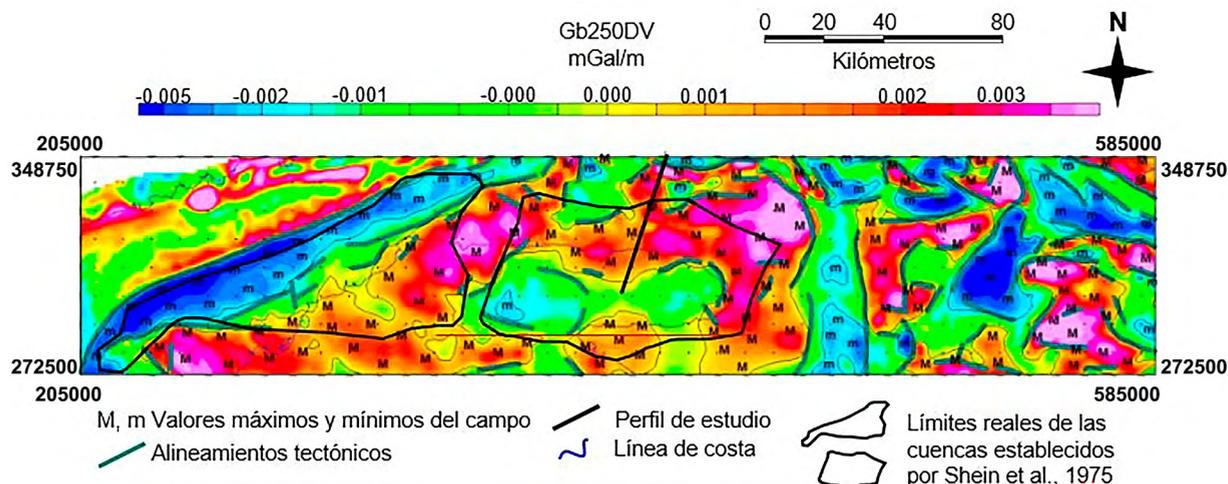
### Resultados

#### Gravimetría

Se presentan los resultados de la cartografía geológico-estructural por datos gravimétricos (1:250.000) (Figura 2). En general, los máximos presentes en el mapa de la derivada vertical del campo gravitatorio (Figura 2) están asociados a la presencia de rocas volcánicas y ofiolitas del Terreno Zaza, y los mínimos y/o el campo no anómalo, a depresiones estructurales (sus partes más profundas).

A juzgar por la información geológica y geofísica pretérita, según Shein *et al.* (1975), los límites reales de las cuencas y subcuencas conocidas abarcan tanto zonas de valores mínimos y campo no anómalo como zonas de valores máximos (Figura 2 y 3) (Shein *et al.*, 1975). No obstante, se decidió ofrecer (Figura 3) una versión de los posibles límites de las partes más profundas a partir de los datos gravimétricos.

Durante la interpretación del campo gravitatorio a escala 1:50.000 (Gbres500 y GbDV) no se observaron máximos locales asociados con los complejos anómalos EGA establecidos (posibles zonas de microfiltración activa de hidrocarburos ligeros).



**Figura 2.** Cartografía geológico-estructural por datos gravimétricos (Gb250DV) del territorio meridional de Pinar del Río a Cienfuegos.

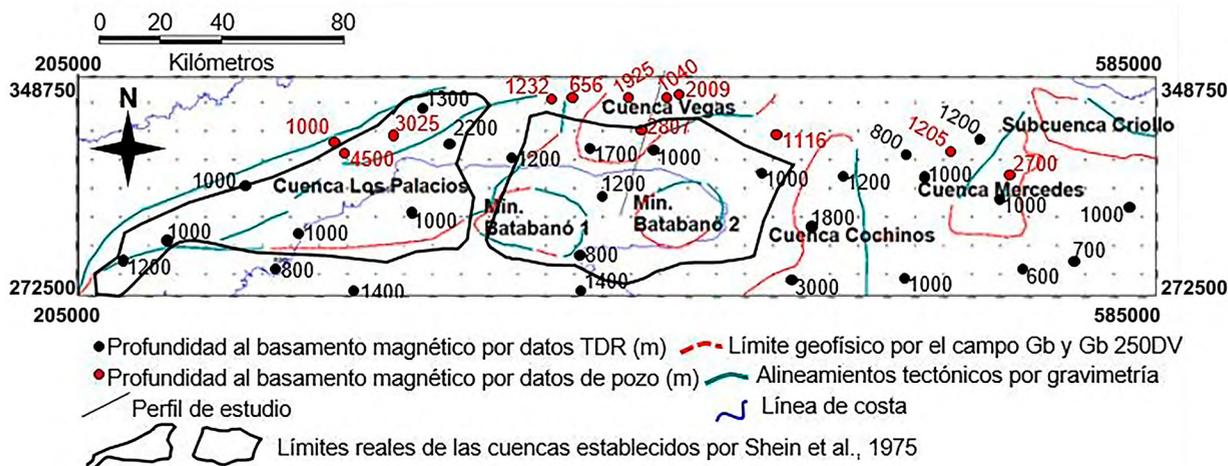


Figura 3. Límites aproximados de las partes más profundas de las depresiones estructurales en el área de estudio según los campos Gb y Gb250DV.

### Magnetometría

Los resultados de la cartografía geólogo-estructural por datos magnéticos (1:250000) se presentan en la Figura 4. 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 depresiones estructurales.

La profundidad al basamento magnético (Terreno Zaza) para la región de estudio se determinó a partir

de la aplicación del método magnético de inclinación-profundidad en puntos de interpretación aislados (datos TDR), y a partir de la consideración de los datos de pozos en el área (Figura 5).

Durante la interpretación del campo magnético a escala 1:50.000 ( $\Delta Trp$ ) no se observaron máximos locales asociados con los complejos anómalos EGA establecidos (posibles zonas de microfiltración activa de hidrocarburos ligeros) (Figura 7).

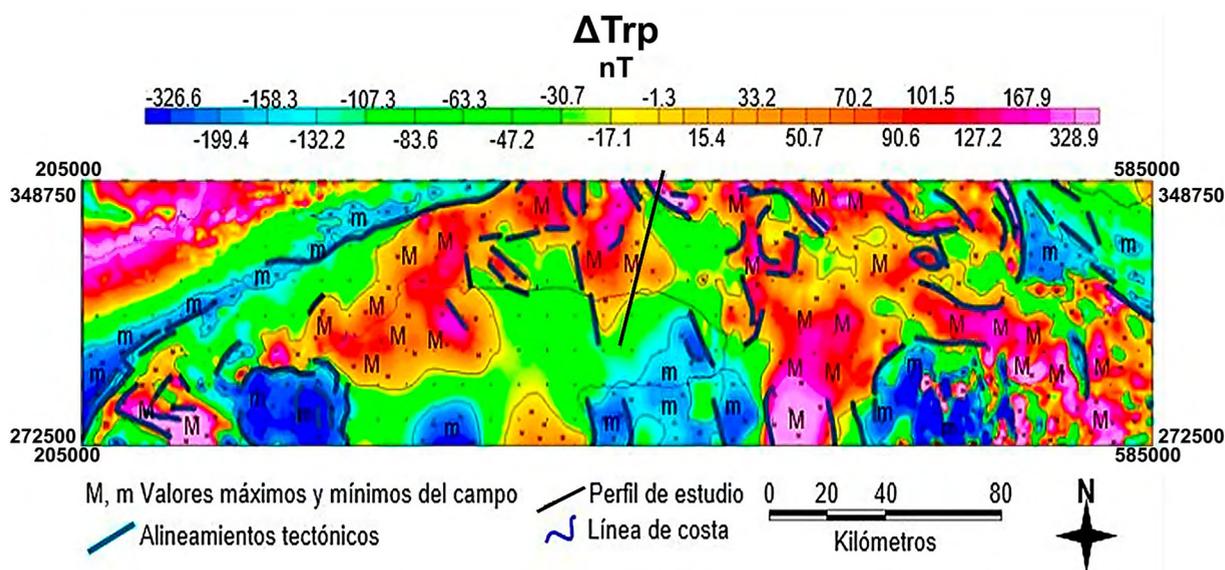


Figura 4. Cartografía geólogo-estructural por datos magnéticos ( $\Delta T_{250rp}$ ).

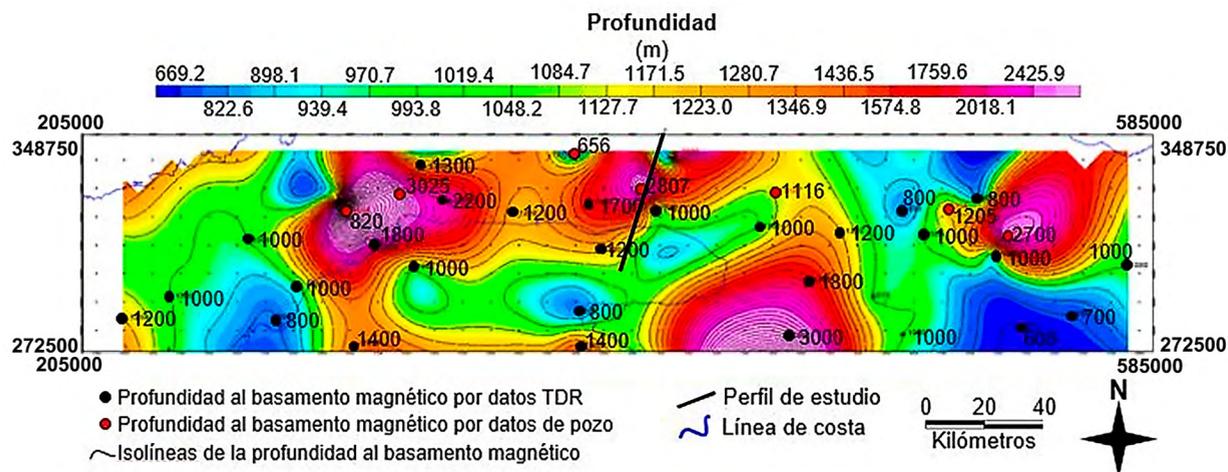


Figura 5. Profundidad al basamento magnético por datos TDR (método inclinación-profundidad) y de pozos.

### Modelado físico-geológico 2D de campos potenciales

Los resultados del modelado físico-geológico 2D de campos potenciales por el perfil de estudio se presentan en la Figura 6. El modelo físico-geológico 2D refleja, en esencia, la base y el tope de los principales paquetes rocosos, mostrando su envolvente. Los mismos simplifican las características geológicas presentes, agrupando varias formaciones plegadas y cabalgadas. El modelo geológico fuente de la versión inicial para el modelado fue trazado a partir de las consideraciones hechas por el ingeniero Carlos Valdivia Tabares (comunicación personal), las cuales se sintetizan de la siguiente manera:

- Levantamiento y aumento del espesor de los carbonatos del MCN en la zona de los pozos Madruga (zona principal de fallas), en el límite NE del perfil.
- Afloramiento de una secuencia tectonizada de vulcanitas y serpentinitas en esta misma zona, la cual se extiende al NE y al SO hasta la parte media del perfil donde, de manera posible, tuvo lugar el despegue de las vulcanitas del AVC, las cuales se encuentran erosionadas al NE.
- Un carácter aplanado del basamento cristalino con ondulaciones tiene su tope al nivel de los 8-10 km.

La profundidad del límite entre los sedimentos (sin y postorogénico) con la mezcla tectónica (vulcanitas + ofiolitas) y vulcanitas del AVC fue determinada a partir de datos de pozo y magnéticos.

Otras características del modelo físico-geológico resultante se resumen a continuación:

- Tres fallas normales subverticales (con muy ligero buzamiento al SO) que llegan al basamento cristalino, dos en la zona de los pozos Madruga y otra hacia el extremo SO del perfil. Entre las dos primeras fallas (al NE) se consideran otros límites tectónicos, sin desplazamientos evidentes, que justifican la variación de las propiedades magnéticas en esta parte del perfil, a fin de reducir el error en el ajuste de este campo.
- Acuñaamiento de los carbonatos del MCN hacia el extremo SO del perfil, con un consiguiente aumento del espesor del *syn-rift*.
- Disminución de los espesores del *syn-rift* hacia el extremo NE del perfil, con un consiguiente aumento del espesor de los carbonatos del MCN.

El error medio cuadrático obtenido en el modelado del campo gravitatorio fue de 0,393, y el del campo magnético fue de 32,67 (Figura 6).

### Espectrometría gamma aérea (EGA)

A partir de los datos de la espectrometría gamma aérea (EGA) se obtuvo el mapa de la relación potasio-torio (K/Th) (Figura 7).

En este se observa que los depósitos de hidrocarburos se expresan por mínimos de K y de la relación K/Th, rodeados de máximos; y de forma mayoritaria, en su periferia, se ven incrementos locales del U (Ra) (Pardo-Echarte y Rodríguez, 2011, 2016; Pardo-Echarte et al., 2019, 2022; Morales-González et al., 2020, 2022). Por otra parte, los máximos regionales, ubicados al N y E, y los mínimos regionales, localizados fundamentalmente en el sector centro-sur, responden a los cuerpos geológicos presentes.



### Morfometría no-convencional

Los resultados de la cartografía morfométrica por datos del MED a 90 m se presentan en la [Figura 8](#). En esta han sido trazados los alineamientos tectónicos por morfometría, donde el índice morfométrico no convencional utilizado para el trazado de los alineamientos tectónicos fue el de la Derivada Horizontal Total ( $DHT = \sqrt{DX^2 + DY^2}$ ). Llama la atención el comportamiento de una gran parte de la costa sur con carácter tectónico.

A juzgar por la regionalización del campo del relieve, se observa un patrón estructural uniforme desde la parte más occidental de la región de estudio hasta el límite con la provincia de Matanzas (Falla Hicacos y Cuenca Mercedes), donde cambia este patrón, por lo cual pudiera extrapolarse este patrón a la estructura geológica del territorio.

Se determinaron dos máximos locales en el campo MEDres500, vinculados a complejos anómalos EGA (posibles zonas de microfiltración activa de hidrocarburos ligeros) ([Pardo-Echarte y Cobiella-Reguera, 2017](#); [Pardo-Echarte et al., 2022](#); [Pardo-Echarte y Rodríguez-Morán, 2022](#)) en la región de la Cuenca Los Palacios.

### Discusión

#### Cartografía prospectiva integrada y sectores favorables en sectores terrestres

Los resultados de la cartografía prospectiva integrada, en el marco de las manifestaciones de hidrocarburos y alineamientos tectónicos del territorio (de manera fundamental gravimétricos) ([Figura 8](#)), contemplan un grupo de tres complejos anómalos EGA (sector favorable 1) ([Figura 9](#)), dos de estos con anomalías

morfométricas asociadas, en la región de la Cuenca Los Palacios (entre dos fallas por gravimetría), y un grupo de cuatro complejos anómalos EGA (sector favorable 2), asociados a una falla por magnetometría, de rumbo NO-SE, en la región de Madruga, Cuenca Vegas. Los detalles se presentan en las [Figuras 10 y 11](#) y en la [Tabla 2](#), donde se ofrecen las principales características de las manifestaciones de hidrocarburos asociadas a cada complejo anómalo EGA.

Cabe señalar que en la Cuenca Mercedes no se encontró ningún complejo anómalo EGA. Sin embargo, se conoce de la existencia de manifestaciones de hidrocarburos en un pozo criollo del poblado de Agüica (gas) y en el pozo Mercedes 1 (perforado por la compañía *Shell* en 1939), que manifestó asfalto a 254,5 m de profundidad y petróleo ligero en seis intervalos entre los 840 m y hasta 900 m de profundidad.

Por las características morfológicas de los complejos anómalos EGA observados ([Pardo-Echarte y Cobiella-Reguera, 2017](#); [Pardo-Echarte et al., 2022](#); [Pardo-Echarte y Rodríguez-Morán, 2022](#)), las localidades más promisorias corresponden a las manifestaciones del pozo Taco Taco n.º 1 (Cuenca Los Palacios) ([Figura 10](#)) y de los pozos someros La Paila y El Sulfuroso ([Figura 11](#)) y los pozos Madruga (Cuenca Vegas).

Estos resultados geofísicos confirman las evidencias de manifestaciones de hidrocarburos reportadas en pozos de estas cuencas ([Tabla 2](#)). Las estudiadas por biomarcadores, pozos Cayajabos y Madruga 3A (ambos en la Cuenca Vegas), indican la presencia de rocas madres activas de edad Jurásico superior-Cretácico inferior en las cuencas del sur de Cuba, y la posibilidad de que existan sistemas petroleros activos en estas ([Pardo-Echarte et al., 2019](#)).

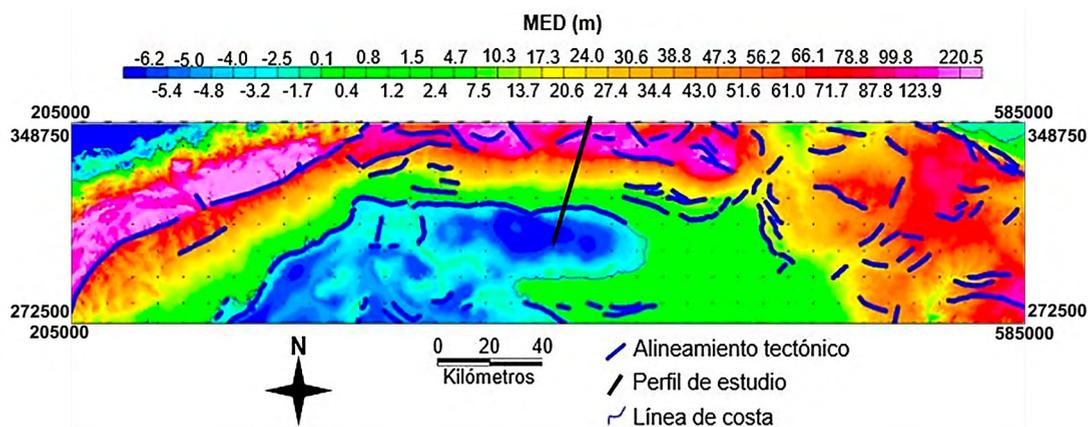
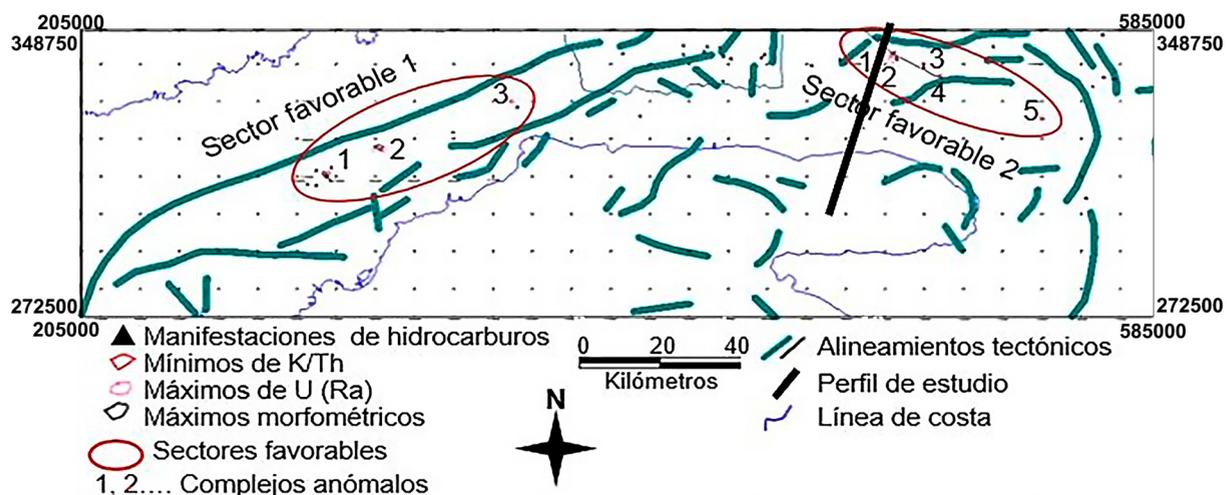
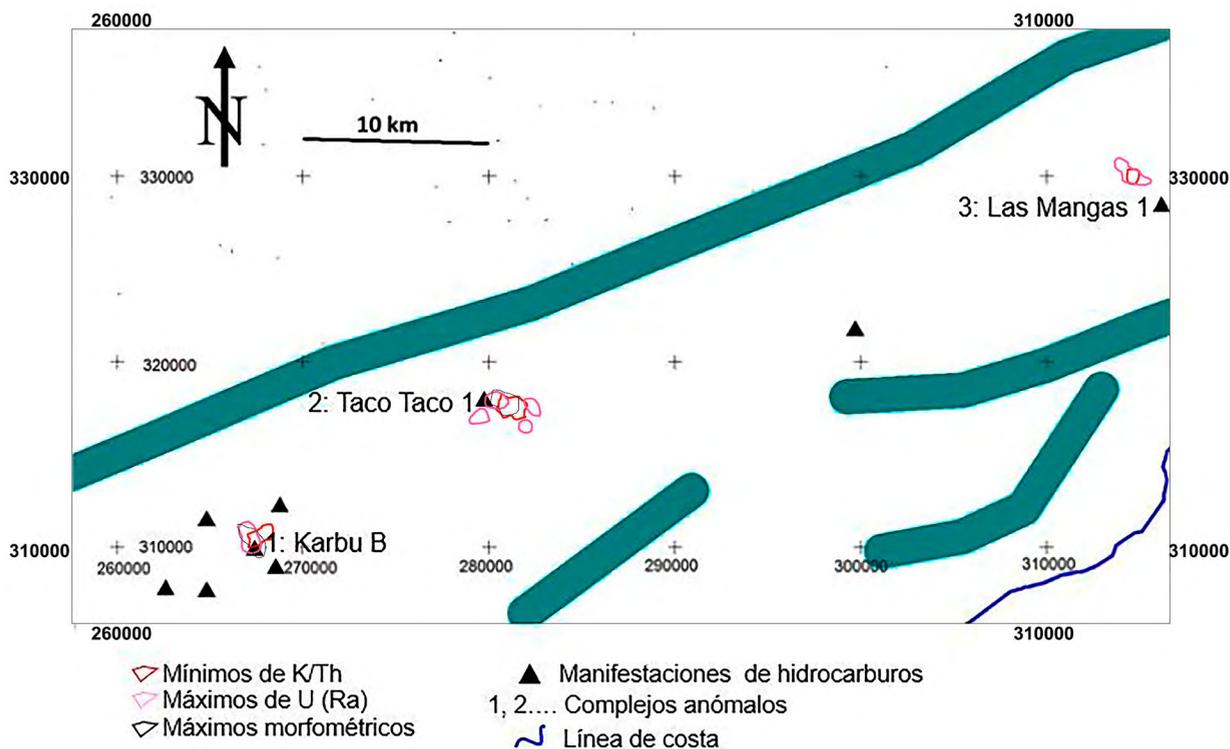


Figura 8. Cartografía morfométrica por datos del MED (90 × 90 m).



**Figura 9.** Cartografía prospectiva integrada con el fin de establecer los sectores favorables para la ocurrencia de hidrocarburos en el área de estudio. Se consideraron los resultados de la cartografía EGA junto con los máximos locales morfométricos. Detalles en las Figuras 10 y 11 y en la Tabla 2.



**Figura 10.** Sector favorable 1 para la ocurrencia de hidrocarburos en la Cuenca Los Palacios. La simbología se presenta en la Figura 9 y los datos de las manifestaciones más próximas a los complejos anómalos, en la Tabla 2.



## Conclusiones

Las premisas físico-geológicas obtenidas reflejaron que la alta densidad de las rocas volcánicas (tobas medias y básicas, litoclásticas a vitroclásticas, secuencia flyschoides constituida por argilitas, basaltos, lavas basálticas, andesitas, silicitas, calizas, aleurolitas) y las ofiolitas permite distinguir, por máximos gravimétricos, las elevaciones estructurales de estos. Igualmente, la elevada susceptibilidad magnética de las rocas volcánicas y las ofiolitas permite cartografiarlos sin dificultad por la magnetometría.

La caracterización tectono-estructural de las cuencas occidentales del sur de Cuba reveló un grupo de particularidades:

- Los límites reales de las cuencas conocidas abarcan tanto zonas de valores mínimos y campo no anómalo como zonas de valores máximos de los campos gravitatorio y magnético.
- El campo de las profundidades al basamento magnético (por datos magnéticos y de pozos) se aproxima a los límites conocidos de las cuencas.
- Los resultados del modelado físico-geológico 2D de campos potenciales por el perfil de estudio confirman, en buen grado, el modelo geológico de partida.
- El patrón estructural morfométrico de la región de estudio pudiera extrapolarse a la estructura geológica del territorio.

La cartografía de sectores favorables para hidrocarburos consideró los siguientes aspectos:

- Durante la interpretación de los campos gravitatorio y magnético a escala 1:50.000 no se observaron máximos locales asociados a los complejos anómalos EGA establecidos. Estos complejos son las posibles zonas de microfiltración activa de hidrocarburos ligeros.
- Se establecieron solo dos sectores favorables para la ocurrencia de hidrocarburos, el primero en la Cuenca Los Palacios y el segundo en la Cuenca Vegas.
- De los complejos anómalos EGA observados, las localidades más promisorias corresponden a las manifestaciones del pozo Taco Taco n.º 1 (Cuenca Los Palacios) y de los pozos someros La Paila y El Sulfuroso y los pozos Madruga (Cuenca Vegas).

## Agradecimientos

Los autores desean agradecer al Centro de Investigación del Petróleo por facilitar el uso de información no confidencial de archivo y de investigaciones propias para la conformación del manuscrito, y a los investigadores Dr. C. Reinaldo Rojas Consuegra y Dr. C. Osvaldo Rodríguez Morán por sus consideraciones sobre la redacción del artículo.

## Referencias

- Arriaza-Fernández, G.L. (1998). Nuevos enfoques en la interpretación y procesamiento de las ondas refractadas para el estudio del Basamento en Cuba. Tesis de Doctorado, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, La Habana, Cuba.
- Cobiella-Reguera, J.L. (2009). Emplacement of the Northern Ophiolites of Cuba and the Campanian-Eocene geological history of the northwestern Caribbean-SE Gulf of Mexico region. *Geological Society, London, Special Publications*, 328, 315-338. <https://doi.org/10.1144/SP328.13>
- Colectivo de autores (2009a). Mapa Digital de los Pozos Petroleros de la República de Cuba a escala 1:250000. Centro de Investigaciones del Petróleo.
- Colectivo de autores (2009b). Expediente Único del Proyecto 6004, Exploración en la Franja Norte Petrolera Cubana. Inédito. Archivo. Centro de Investigaciones del Petróleo.
- Colectivo de autores (2010). Mapa Geológico Digital de Cuba a escala 1:100000. Instituto de Geología y Paleontología.
- Colectivo de autores (2020). Mapa Digital de las Manifestaciones de Hidrocarburos de la República de Cuba a escala 1:250000. Inédito. Centro de Investigaciones del Petróleo.
- Ducloz, C. (1960). Mapa Geológico de Matanzas a escala 1:20000. Centro Nacional del Fondo Geológico.
- Fairhead, J.D.; Salem, A.; Williams, S.E. (2009). Tilt-Depth: A Simple Depth-Estimation Method Using First Order Magnetic Derivatives. *Search and*

- Discovery Article #40390. AAPG International Conference and Exhibition. Cape Town, South Africa.
- Ghosh, G.K.; Dasgupta, R. (2013). Edge detection and depth estimation using 3D Euler deconvolution, Tilt angle derivative and TDX derivative using magnetic data of thrust fold belt area of Mizoram. *10th Biennial International Conference & Exposition*. India.
- Hatten, C.W.; Somin, M.L.; Millán-Trujillo, G.; Renne, P.; Kistler, R.W.; Mattinson, J.M. (1988). Tectonostratigraphic units of central Cuba. *Transactions of the 11th Caribbean Geological Conference*. Barbados.
- Knipper, A.; Cabrera, R. (1974). Tectónica y geología histórica de la zona de articulación entre el mio-y el eugeosinclinal del cinturón hiperbásico de Cuba. *Contribución a la Geología de Cuba, ACC. Publicación especial*, 2, 15-77.
- Kozary, M. (1968). Ultramafic rocks in thrust zones of northwestern Oriente Province, Cuba. *AAPG Bulletin*, 52(12), 2298-2317. <https://doi.org/10.1306/5D25C57B-16C1-11D7-8645000102C1865D>
- Linares-Cala, E.; García, D.E.; Delgado, O.; López, J.G.; Strazhevich, V. (2011). *Yacimientos y manifestaciones de hidrocarburos de la República de Cuba*. Centro de Investigaciones del Petróleo.
- Miller, H.G.; Singh, V. (1994). Potential Field tilt - a new concept for location of potential field sources. *Journal of Applied Geophysics*, 32(2-3), 213-217. [https://doi.org/10.1016/0926-9851\(94\)90022-1](https://doi.org/10.1016/0926-9851(94)90022-1)
- Mondelo-Diez, F.; Sánchez, R. (2011). Mapas geofísicos regionales de gravimetría, magnetometría, intensidad y espectrometría gamma de la República de Cuba, escalas 1:2000000 hasta 1:50000. Instituto de Geología y Paleontología.
- Morales-González, J.; Pardo-Echarte, M.E.; Rodríguez-Morán, O. (2020). Possible gas-petroleum occurrence from non-seismic and non-conventional exploration methods in the Central Basin, Cuba. *Boletín de Ciencias de la Tierra*, 47, 15-20. <https://doi.org/10.15446/rbct.n47.82641>
- Morales-González, J.; Martínez-Rojas, E.C.; Pardo-Echarte, M.E.; Rodríguez-Morán, O. (2022). El complejo anómalo Oeste de Ceballos, Cuenca Central, Cuba, integración de los métodos no convencionales con la sísmica. Consideraciones sobre la exploración petrolera. *Boletín de Geología*, 44(1), 135-147. <https://doi.org/10.18273/revbol.v44n1-2022006>
- Pardo-Echarte, M.E.; Rodríguez-Morán O. (2011). El Complejo Redox. Consideraciones metodológicas, empíricas y teóricas. *Boletín de Ciencias de la Tierra*, 30, 53-64.
- Pardo-Echarte, M.E. (2016). Generalización petrofísica de la Provincia Matanzas. Centro de Investigaciones del Petróleo.
- Pardo-Echarte, M.E.; Rodríguez-Morán O. (2016). *Unconventional methods for oil & gas exploration in Cuba*. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-28017-2>
- Pardo-Echarte, M.E.; Cobiella-Reguera J.L. (2017). *Oil and Gas Exploration in Cuba: Geological-Structural Cartography using Potential Fields and Airborne Gamma Spectrometry*. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-56744-0>
- Pardo-Echarte, M.E.; Reyes-Paredes, O.; Suárez-Leyva, V. (2018). *Offshore Exploration of Oil and Gas in Cuba using Digital Elevation Models (DEMs)*. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-77155-7>
- Pardo-Echarte, M.E.; Rodríguez-Morán, O.; Delgado-López, O. (2019). *Non-seismic and Non-conventional Exploration Methods for Oil and Gas in Cuba*. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-15824-8>
- Pardo-Echarte, M.E.; Rodríguez-Morán O. (2022). *Complejo Redox. Métodos No Convencionales de Exploración*. Universidad Olmeca.
- Pardo-Echarte, M.E.; Rodríguez-Morán O.; Jiménez de la Fuente L.; Morales-González J.; Delgado-López O. (2022). *Geological-structural Mapping and Favorable Sectors for Oil and Gas in Cuba – Nonseismic Exploration Methods*. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-92975-6>

- Pérez-Delgado, P.H.; Fuentes-Rodríguez, M. y otros (2015). Sistematización de las propiedades físicas de la región central de Cuba. Inédito. Instituto de Geología y Paleontología-Servicio Geológico de Cuba.
- Prol-Betancourt, J.G.; Rifá-Hernández, M.C.; Jaén-Castro, J.C. y otros (2019). Zonificación de los espesores sedimentarios en la región del Golfo de México-Caribe-Bahamas-Venezuela. Código 1634. Informe unificado de las Etapas I, II y III. Inédito. Centro de Investigaciones del Petróleo.
- Sánchez-Cruz, R.; Mondelo-Diez; F. y otros (2015). Mapas morfométricos de la República de Cuba para las escalas 1:1 000000–1:50000 como apoyo a la Interpretación Geofísica. *VI Convención Cubana de Ciencias de la Tierra, VIII Congreso Cubano de Geofísica*. Cuba.
- Shein, V.S.; Ivanov, S.S.; Smirnov, V.N.; Bankovsky, S.Y.; Yajalev, E.M.; Vasiliev, A.V.; Bogdanov, M.M.; Paz-Morales, S.; Orbera, L.; García, E.; Leal, A.; Rodríguez, J.; Rodríguez, M.; Amador-Varela, E.; Fonseca, V.; Sarkison, Y.M.; Ynikin, V.I.; Marrero, M.; Hernández, G. (1975). Informe del Tema IV Tectónica de Cuba y su Plataforma Litoral y determinación de las direcciones de los trabajos de exploración geológica para petróleo y gas. Centro de Investigaciones del Petróleo.
- Talwani, M.; Lamar-Worzel, J.; Landisman, M. (1959). Rapid gravity computations for two-dimensional bodies with application to the Mendocino Submarine fracture zone. *Journal Geophysical Research*, 64(1), 49-59. <https://doi.org/10.1029/JZ064i001p00049>
- Talwani, M.; Heirtzler, J.R. (1964). Computation of magnetic anomalies caused by two-dimensional bodies of arbitrary shape. *Computers in the Mineral Industries. Third Annual Conference Sponsored by Stanford University School of Earth Sciences and University of Arizona College of Mines*. USA.
- Verduzco, B.; Fairhead, J.D.; Green, C.M.; MacKenzie, C. (2004). New insights into magnetic derivatives for structural mapping. *The Leading Edge*, 23(2), 116-119. <https://doi.org/10.1190/1.1651454>

---

---

Fecha de recibido: 17 de febrero de 2022

Fecha de aprobado: 17 de abril de 2023

---

---