

Áreas favorables para la ocurrencia de hidrocarburos a partir de la interpretación integrada de los trabajos geofísico-morfométricos en el Bloque 13, Cuba

Manuel E. Pardo Echarte¹, Osvaldo Rodríguez Morán², Yeniley Fajardo Fernández³.

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

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

³ *Licenciada en Geografía, Master en Negocios de Petróleo y Gas, Investigador Agregado, Centro de Investigación del Petróleo, Churrucá No 481, El Cerro, La Habana, Cuba C.P. 12000. ORCID: 0000-0002-5686-6490. Correo E: yeniley@ceinpet.cupet.cu.*

RESUMEN

Es conocido que los métodos de exploración no-sísmicos ofrecen una necesaria e importante información sobre la cartografía geólogo-estructural de los territorios y sobre la presencia en ellos de zonas activas de microfiltración vertical de hidrocarburos ligeros, testigos de posibles acumulaciones en la profundidad. Es por eso que los beneficios en el uso de los métodos no-sísmicos de exploración, integrados con los datos geológicos, se traducen en una mejor comprensión de la geología, así como en una mejor evaluación de las posibles ocurrencias de hidrocarburo y del riesgo de exploración. El objetivo de la investigación consistió en apoyar la cartografía geólogo-estructural y de áreas favorables para la ocurrencia de hidrocarburos a partir de una interpretación integrada geofísico-morfométrica en la región del bloque petrolero terrestre 13, Cuba. Los materiales utilizados fueron: Mallas del

campo gravimétrico y aeromagnético a escalas 1: 50 000 y de espectrometría gamma aérea a escala 1:100 000 de la República de Cuba, modelo de elevación digital (90x90 m) de la República de Cuba, mapas digitales de los pozos petroleros y de las manifestaciones de hidrocarburos de la República de Cuba a escala 1:250 000 y el mapa geológico digital a escala 1: 250 000 de la República de Cuba. Como resultado, la investigación permitió reconocer: distintos límites tectónicos, la expresión magnética del basamento cristalino de la Plataforma de Bahamas, los volcánicos+ofiolitas, las cuencas sinorogénicas y postorogénicas, los levantamientos estructurales de rocas del Margen Continental Norteamericano dentro del Cinturón de Plegamientos y Cabalgamientos Norte Cubano y posiblemente dentro de un presumible Cinturón Plegado Meridional. Con estos dos últimos elementos estructurales están relacionadas, mayoritariamente, las áreas favorables para

Pardo-Echarte, M, E., Rodríguez-Morán, O., Fajardo-Fernández, Y., 2025, Áreas favorables para la ocurrencia hidrocarburos a partir de la interpretación integrada de los trabajos geofísico-morfométricos en el Bloque 13, Cuba : Geociencias UO. v. 15, núm. 1, junio 2025. pp. 60-70

la ocurrencia de hidrocarburos cartografiadas. Las mismas están dispuestas, fundamentalmente, en dos fajas paralelas septentrionales de 6-8km de ancho aproximado con dirección cubana (NO-SE), en el primer caso y una faja meridional de un ancho similar, con dirección sublatitudinal, en el segundo. Ambos aspectos tienen una significativa implicación para la exploración petrolera del territorio en particular y de Cuba, en general.

Palabras Clave: Cartografía geólogo-estructural, Cartografía de áreas favorables para hidrocarburos, Gravimetría, Aeromagnetometría, Modelo de Elevación Digital, Espectrometría Gamma Aérea.

ABSTRACT

It is known that non-seismic exploration methods provide necessary and important information on the geological-structural mapping of territories and on the presence of active zones of vertical microfiltration of light hydrocarbons, which are evidence of possible accumulations at depth. That is why the benefits of using non-seismic exploration methods, integrated with geological data, translate into a better understanding of geology, as well as a better assessment of possible hydrocarbon occurrences and exploration risk. The objective of the research was to support the geological-structural mapping and mapping of favorable areas for the occurrence of hydrocarbons based on an integrated geophysical-morphometric interpretation in the region of onshore oil block 13, Cuba. The materials used were: Gravimetric and aeromagnetic field grids at scales 1:50000 and airborne gamma spectrometry at scale 1:100000 of the Republic of Cuba; Digital Elevation Model (90x90 m) of the Republic of Cuba; Digital maps of oil wells and hydrocarbon manifestations of the Republic of Cuba at scale 1:250 000 and the Digital Geological Map at scale 1:250 000 of the Republic of Cuba. As a result, the research allowed to recognize: different tectonic limits, the magnetic expression of the crystalline basement of the Bahamas Platform, the volcanics+ophiolites, the synorogenic and post-orogenic basins, the structural

uplifts of rocks of the North American Continental Margin within the North Cuban Fold and Thrust Belt and possibly within a presumed Southern Fold Belt. The areas favorable for the occurrence of hydrocarbons that have been mapped are mainly related to these last two structural elements. They are arranged, fundamentally, in two parallel northern bands of approximately 6-8 km wide in a Cuban direction (NW-SE), in the first case, and a southern band of approximately the same width, in a sublatitudinal direction, in the second. Both aspects have a significant implication for the oil exploration of the territory in particular, and of Cuba, in general.

Keywords: Geological-structural cartography, Mapping of favorable areas for hydrocarbons, Gravimetry, Aeromagnetometry, Digital Elevation Model, Airborne Gamma Spectrometry.

RESUMO

Sabe-se que os métodos de exploração não sísmica oferecem informações necessárias e importantes sobre a cartografia geológico-estrutural dos territórios e sobre a presença neles de zonas ativas de microfiltração vertical de hidrocarbonetos leves, testemunhas de possíveis acumulações em profundidade. É por isso que os benefícios da utilização de métodos de exploração não sísmicos, integrados com dados geológicos, traduzem-se numa melhor compreensão da geologia, bem como numa melhor avaliação de possíveis ocorrências de hidrocarbonetos e do risco de exploração. O objetivo da pesquisa foi apoiar o mapeamento geológico-estrutural e de áreas favoráveis à ocorrência de hidrocarbonetos a partir de uma interpretação geofísica-morfométrica integrada na região do bloco petrolífero terrestre 13, Cuba. Os materiais utilizados foram: Malhas do campo gravimétrico e aeromagnético nas escalas de 1:50 000 e espectrometria gama aérea na escala de 1:100 000 da República de Cuba; Maquete Digital de Elevação (90x90 m) da República de Cuba; Mapas digitais dos poços de petróleo e manifestações de hidrocarbonetos da República de Cuba na escala 1:250 000 e o Mapa Geológico digital na es-

cala 1:250.000 da República de Cuba. Como resultado, a pesquisa permitiu reconhecer: diferentes limites tectônicos, a expressão magnética do embasamento cristalino da Plataforma das Bahamas, os vulcânicos+ofiolitos, as bacias sinorogênica e pós-rogenica, as elevações estruturais de rochas da Margem Continental Norte-Americana dentro do Cinturão de Dobras e Empuxos do Norte de Cuba e possivelmente dentro de um suposto Cinturão de Dobras do Sul. As áreas mapeadas favoráveis à ocorrência de hidrocarbonetos estão em sua maioria relacionadas a estes dois últimos elementos estruturais. Estão dispostas, fundamentalmente, em duas faixas norte paralelas de largura aproximada de 6-8km com direção cubana (NW-SE), no primeiro caso e uma faixa sul de largura aproximadamente igual, com direção sublatitudinal, no segundo. Ambos os aspectos têm implicações significativas para a exploração petrolífera do território em particular e de Cuba, em geral.

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

INTRODUCCIÓN

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 diferentes 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, al resultar a la inversa la contribución de los datos de espectrometría gamma aérea (EGA).

Los datos gravimétricos (Gb) y magnéticos (DTDV y DTTrp) permiten identificar diferentes rasgos geólogo-estructurales: por mínimos, los asociados al Cinturón de Plegamientos y Cabalgamientos Norte Cubano (CPCNC), los macizos metamórficos meridionales, los cuerpos ígneos graníticos, las cuencas sinorogénicas y depresiones estructurales y, por máximos,

los vinculados con las rocas volcánicas y los cuerpos ofiolíticos. En el caso de los datos magnéticos, esto está dado por la facultad de cartografía litológica que le otorga la distribución diferenciada de magnetita en las diferentes unidades rocosas. Estos datos permiten, también, hacer estimaciones cuantitativas de la profundidad a objetivos magnéticos debajo de una cubierta sedimentaria.

Los alineamientos de campos potenciales (gravitatorio y magnético) y morfométricos, por su parte, permiten trazar los principales límites tectónicos dentro del Orógeno cubano. En la EGA, los depósitos de hidrocarburos se expresan por mínimos de K y de la relación K/Th, rodeados de máximos. También se observan, mayoritariamente en su periferia, incrementos locales de U (Ra).

En la presente investigación se utilizó la interpretación integrada gravi-magnética y morfométrica no-convencional para cartografiar la estructura geológica subsuperficial (~ 500 m) del territorio.

Así se reconocen: límites tectónicos, presencia de volcánicos+ofiolitas, cuencas sinorogénicas y levantamientos de rocas del Margen Continental Norteamericano (MCN) dentro del CPCNC. También se empleó la interpretación integrada de espectrometría gamma aérea, con la gravimetría y morfometría asociadas, para cartografiar las principales áreas favorables para la ocurrencia de hidrocarburos en el territorio.

Así, el propósito de esta investigación y su objetivo principal, fue el de caracterizar desde el punto de vista estructuro-tectónico-morfométrico la región del Bloque 13, a partir de la interpretación de los campos potenciales (Gb y DT) a escala 1:50000 y del Modelo de Elevación Digital (90x90m) (MED). Como objetivo específico, se planteó establecer las áreas favorables para la ocurrencia de hidrocarburos, a partir de considerar los resultados de la cartografía EGA junto con los máximos locales gravimétricos y morfométricos asociados, también, atributos indicadores.

Ubicación Geográfica

La región del Bloque 13 se muestra en la **Figura 1**.

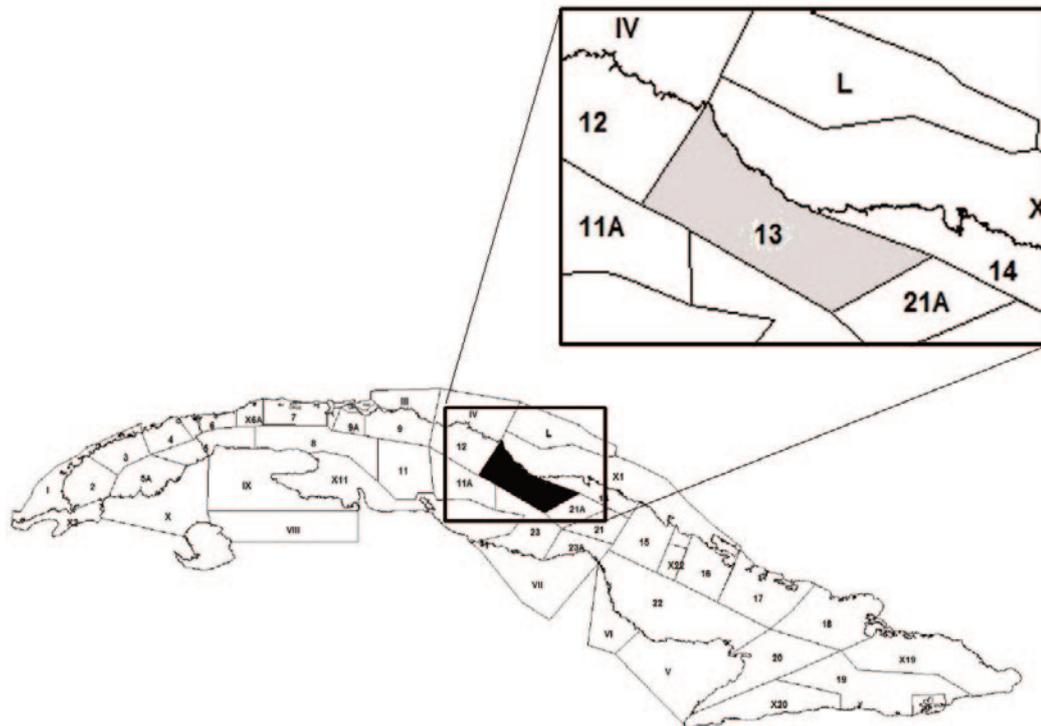


Figura 1. Ubicación geográfica del área de investigación.

Marco Geológico Regional

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

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

El paleomargen continental pasivo mesozoico considera: un margen distensivo septentrional (MCN), extendido entre Pinar del Río y el NW de Holguín, con una pequeña área en el extremo oriental de Cuba (Maisí); y un margen continental distensivo meridional con dos áreas - Isla de la Juventud y Macizo Escambray.

En el MCN, en los cortes entre La Habana y Camagüey, en superficie y en subsuelo, de norte a sur, se

distinguen las siguientes unidades tectonoestratigráficas (UTE):

- 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 desde el punto de vista tectónico sobre el MCN.

Sus rocas están representadas por ultramafitas serpentinizadas, serpentinitas, complejos cumulativos máfico-ultramáficos y rocas máficas (intrusivas y volcánicas).

Con respecto a las secuencias vulcanógeno-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 vulcanógeno-sedimentarias cretácicas. El contacto entre ambas es siempre tectónico. Estas últimas contienen una mezcla caótica de serpentinitas y gabroides con rocas de las sucesiones referidas. De hecho, las deformaciones y mezcla tectónica de litologías son tan notables que, en esencia, la faja es un gran melánge.

En gran parte de Cuba, ubicados de forma estructural sobre las rocas ofiolíticas y ocupando, en general, una posición más meridional, se disponen los arcos volcánicos (insulares) cretácicos (AVC), formados por cortes volcánicos y vulcanógeno-sedimentarios cretácicos, así como su substrato metamórfico y una cubierta sedimentaria del Cretácico Superior Tardío. En Cuba occidental el afloramiento de los cortes vulcanógeno-sedimentarios cretácicos es mucho más limitado que en Cuba central. Las rocas del Cretácico Inferior están representadas por la Formación Chirino (Ducloz, 1960), que al igual que en Cuba central, contienen poco material sedimentario.

El corte del Cretácico Superior es de limitado espesor y sus vulcanitas son calcoalcalinas y contiene abundantes intercalaciones sedimentarias. A la integración de la AO y los AVC se le denominó Terreno Zaza (Hatten *et al.*, 1988). Más al Este, en las montañas de Maniabón, parte noroccidental de Holguín, algunos rasgos del AVC cambian. Por su composición se distinguen dos unidades tectonoestratigráficas. La llamada Formación Iberia contiene lavas y piroclastitas de composición entre andesitas y basaltos y ocupa gran parte del área. La Fm. Loma Blanca posee una composición más variada y en general, más ácida y sus tobas a menudo se encuentran zeolitizadas. Aflora hacia la porción occidental de las Alturas de Maniabón. En una y otra formación están presentes muchos cuerpos de serpentinitas, emplazados de forma tectónica (Kozary, 1968; Knipper y Cabrera, 1974) que se

mezclan con las rocas vulcanógeno-sedimentarias, al formar un melánge.

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

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

Los vínculos entre los cuatro complejos del basamento paleogénico son mucho más claros y a pesar de las considerables deformaciones y transporte horizontal sufridos por algunos, las relaciones espaciales primarias (paleogeográficas) entre ellos se conservan en esencia. El AVSMCC y la Cuenca intramontane del Eoceno Medio y Superior del sur de Cuba oriental no son tratadas en este tópico por encontrarse distantes del área de estudio y no ejercer influencia en su composición y estructura geológica.

En cuanto a las cuencas de antepaís a lo largo del norte de Cuba, desde el NW 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 (CPCNC).

Según el Colectivo de Autores (2009b), el CPCNC se caracteriza por varios niveles de pliegues de rampa contra falla inversa de rocas del MCN y su cobertura. Estos pliegues han sido, con probabilidad, complicados de forma adicional por accidentes de cizalla. Las rocas deformadas abarcan un intervalo de edad que va desde el Jurásico hasta el Eoceno.

Los apilamientos de varios pliegues anticlinales de rampa es uno de los principales objetivos exploratorios en la región de estudio. Estos conforman antiformas que son cartografiables con mucha dificultad por la sísmica. La pobre imagen obtenida es el principal obstáculo para el desarrollo de los trabajos exploratorios. Solo se observa, como horizonte con alta definición dinámica, el relacionado de manera directa con la envolvente de los pliegues escamas.

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

Según Pardo Echarte y Cobiella Reguera (2017), la cubierta eocénica-cuaternaria comprende los depósitos más jóvenes del corte estratigráfico, poco deformados en relación a las capas subyacentes, casi siempre separados de estas por una discordancia estructural y sin presencia de rocas magmáticas.

Sus estratos se acumularon, fundamentalmente, tras el cese de los movimientos 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).

1.3 Premisas Físico-Químico-Geológicas

La alta densidad de los carbonatos, volcánicos y las

ofiolitas permite distinguir, por sutiles máximos gravimétricos, las elevaciones estructurales de los mismos.

Igualmente, la elevada susceptibilidad magnética de los volcánicos y las ofiolitas permite cartografiarlos sin dificultad por la aeromagnetometría y diferenciarlos en algunos casos.

MATERIALES Y MÉTODOS

Información y sus fuentes

Los materiales utilizados y sus fuentes fueron los siguientes:

- Mallas del campo gravimétrico y aeromagnético a escalas 1: 50000; de espectrometría gamma aérea (canales: U, Th y K) a escala 1:100000 de la República de Cuba (Mondelo Diez *et al.*, 2011).
- El MED (90x90 m) empleado en este trabajo fue tomado de Sánchez Cruz *et al.* (2015), con fuente en: <http://www.cgia-rcsi.org/data/srtm-90m-digital-elevation>.
- Mapas Digitales de los Pozos Petroleros y de las Manifestaciones de Hidrocarburos de la República de Cuba a escala 1: 250000 (Colectivo de Autores, 2009a y 2020, respectivamente).
- Mapa Geológico Digital de la República de Cuba a escala 1: 250000 del Centro de Investigación del Petróleo (CEINPET) (Colectivo de Autores, 2007).

Métodos y Técnicas

Los métodos (no-sísmicos de exploración) utilizados en la investigación fueron:

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

El procesamiento de la información geofísica-morfo-métrica se llevó a cabo con el software Oasis Montaj versión 7.01.

Gravimetría

El campo gravimétrico (Reducción *Bouguer*, 2.3 t/m^3) 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 (GbDV), equivalente a la 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 o campo no anómalo, a levantamientos de rocas del MCN dentro del CPCNC y a depresiones estructurales. El campo GbDV, se previó, permitiría la cartografía de sutiles máximos gravimétricos locales asociados a posibles levantamientos estructurales del MCN, con posible interés gasopetrolífero.

Aeromagnetometría

La litología magnética (volcánicos+ofiolitas) es posible ser distinguida de forma directa sobre la base de las observaciones del campo aeromagnético reducido al polo (DTrp) y su primera derivada vertical (DTDV). A partir de la última es posible, en ocasiones, diferenciar las ofiolitas por una mayor intensidad de los valores máximos. Los alineamientos tectónicos fueron trazados a partir del campo DTDV. En la cartografía geólogo-estructural en base a datos aeromagnéticos, los máximos más intensos están asociados a la presencia de volcánicos y ofiolitas del Terreno Zaza y los mínimos y o campo no anómalo, a levantamientos de rocas del MCN dentro del CPCNC y a depresiones estructurales.

Morfometría no-convencional

El MED (90x90 m) se sometió a la separación regional-residual a partir de la CAA a 500 m, según la experiencia del autor principal (Pardo Echarte, Reyes Paredes y Suárez Leyva, 2018). Para trazar los alineamientos tectónicos se utilizó el campo MEDreg500DHT. También, se determinaron los máximos

locales en el campo MEDres500, los cuales pudieran estar vinculados a posibles zonas de microfiltración activa de hidrocarburos ligeros.

Espectrometría Gamma Aérea

Para la EGA se determinaron los mínimos de potasio (K) y se compararon con los mínimos de la relación K/Th, al mantener un propósito discriminatorio y el canal de U (Ra), a fin de señalar las localidades vinculadas, presumiblemente, con zonas activas de microfiltración vertical de hidrocarburos ligeros.

Confección del Esquema Geólogo-Estructural

Para la confección de este esquema se utilizó, básicamente, el Mapa Geológico a escala 1:250000 del territorio y la derivada vertical del campo magnético (DTDV). El campo DTDV sirvió para la cartografía detallada de las distintas UTE (Remedios [Re], Camajuani [Cm] y Placetas [Pl]), complejos rocosos (AO y AVC) y las cuencas sinorogénicas (Cabaiguán [DC] y Central [DCC]).

Cartografía Prospectiva Integrada y sectores favorables

En la cartografía prospectiva integrada, a los fines de establecer las áreas favorables (contornos de las principales agrupaciones de anomalías) para la ocurrencia de hidrocarburos se consideraron los resultados de la cartografía EGA, los máximos locales de Gb y MEDres500 asociados, así como las manifestaciones de hidrocarburos y yacimientos conocidos del territorio.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Gravimetría

Los resultados de la cartografía geólogo-estructural por datos gravimétricos (GbDV) se presentan en la **Figura 2**. En general, los máximos están asociados a la presencia de rocas volcánicas y ofiolitas del Terreno Zaza y los mínimos o campo no anómalo, a levantamientos de rocas del MCN dentro del CPCNC y a depresiones estructurales. Se determinaron, también, los sutiles máximos locales vinculados a complejos anómalos EGA (posibles zonas de microfiltración activa de hidrocarburos ligeros) (**Figura 7**).

Aeromagnetometría

Los resultados de la cartografía geólogo-estructural por datos aeromagnéticos se presentan en las **Figuras 3 y 4**. En general, los máximos más intensos están aso-

ciados a la presencia de rocas volcánicas y ofiolitas del Terreno Zaza y los mínimos o campo no anómalo, a levantamientos de rocas del MCNC dentro del CPCNC y a depresiones estructurales.

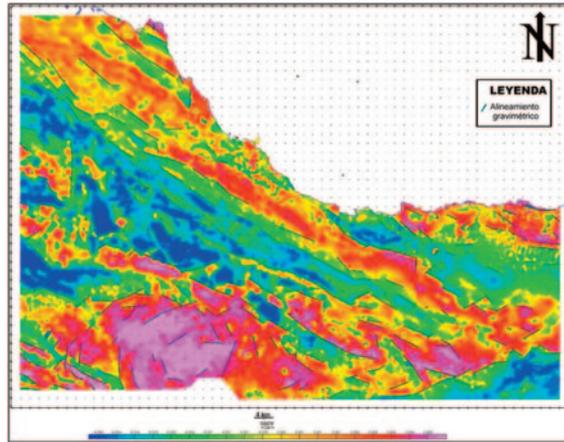


Figura 2. Cartografía geólogo-estructural por datos gravimétricos (GbDV)

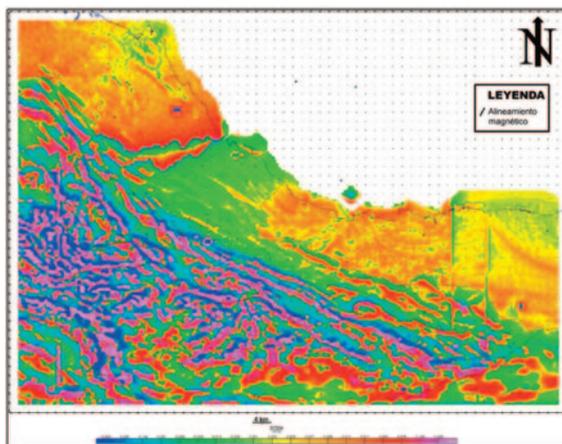


Figura 3. Cartografía geólogo-estructural por datos aeromagnéticos (DTDV)

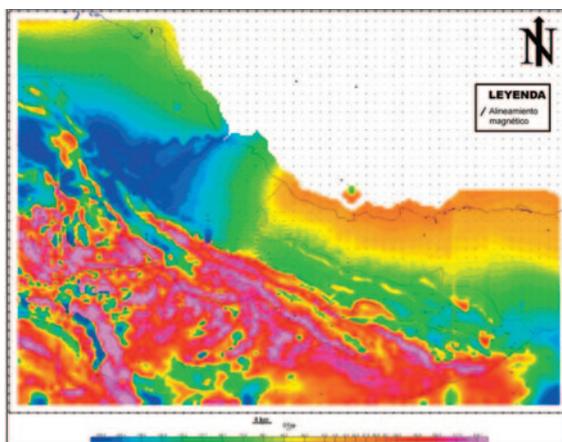


Figura 4. Cartografía geólogo-estructural por datos aeromagnéticos (DTrp)

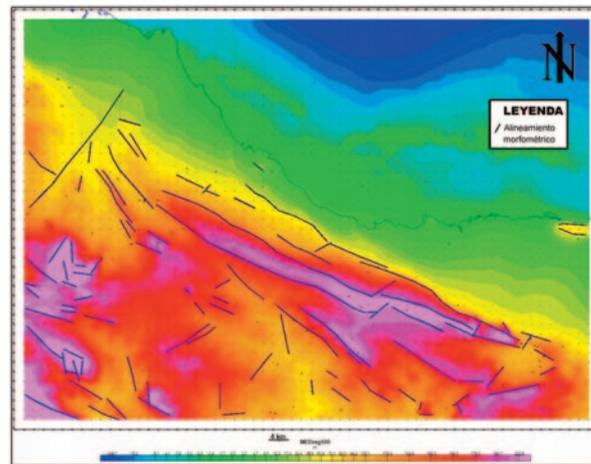


Figura 5. Cartografía morfométrica por datos del MEDreg500 (90x90 m).

Morfometría no-conventional

Los resultados de la cartografía morfométrica por datos del MEDreg500 (90x90 m) se presentan en la **Figura 5**. En la misma han sido trazados los alineamientos tectónicos (a partir del campo MEDreg500DHT). Se determinaron los máximos locales en el campo MEDres500, vinculados a complejos anómalos EGA (posibles zonas de microfiltración activa de hidrocarburos ligeros) (**Figura 7**).

Esquema Geólogo-Estructural

El Esquema Geólogo-Estructural del territorio (**Figura 6**), exhibe la cartografía detallada de las distintas UTE (Re, Cm y Pl), complejos rocosos (AO, AVC) y cuencas sinorogénicas presentes en el territorio (DC y DCC). Para mayor claridad de la representación, se prefirió no recargarlo con los diferentes alineamientos tectónicos cartografiados por los distintos métodos. Como aspecto de interés, se señalan los levantamientos estructurales, en forma de ventanas tectónicas, de rocas del MCN dentro de la AO, lo cual evidencia la existencia de un cinturón levantado de estas rocas a todo lo largo del correspondiente afloramiento de la AO. También, en la **Figura 6**, se han representado los sectores favorables para hidrocarburos, resultantes de la cartografía prospectiva integrada (**Figura 7**). Se destaca, que la casi totalidad de todas las áreas favorables (con la excepción de tres, que caen dentro del AVC) están asociadas a las UTE Camajuaní y Placetas

(esta última, dentro del cinturón de la AO), al sugerir la existencia de sendas fajas paralelas septentrionales levantadas de forma estructural, de rocas del MCN (dentro del CPCNC).

Cartografía Prospectiva Integrada y sectores favorables

Los resultados de la cartografía prospectiva integrada, en el marco de las manifestaciones de hidrocarburos, yacimientos conocidos y alineamientos tectónicos del territorio (gravimétricos), se presentan en la **Figura 7**. Es de destacarse, que la casi totalidad de las áreas favorables, determinadas por la agrupación de las diferentes anomalías, se disponen dentro de dos fajas paralelas septentrionales (6-8km de ancho) de dirección cubana. Las mismas se ubican, fundamentalmente, dentro de las UTE Camajuaní y Placetas. La última se halla dentro del cinturón de la AO y al parecer presenta su extremo oriental dentro del AVC (**Figura 6**).

Más al sur, dos últimas áreas favorables, presumiblemente vinculadas con otra faja levantada de rocas del *¿Synrift?*, al parecer con igual ancho aproximado y dirección sublatitudinal, se ubica dentro del AVC (**Figura 6**). El cambio de dirección de esta faja resulta determinante para considerar su origen relacionado con otro tipo de rocas madre y estructura geológica. La extensión de esta faja hacia el este pudiera considerar las manifestaciones Gálata (1 y 2) y los yacimientos Jatibonico, Catalina y el prospecto La Vigía (Morales *et al.*, 2020) en Cuenca Central. Se destaca

que, el pozo Jatibonico 38 cortó a los 4 km rocas del *Synrift* (presumibles rocas madre), por lo cual esta profundidad pudiera ser un estimado del tope de estas rocas en la correspondiente faja. Finalmente, esta faja parece corresponder a un cinturón plegado meridional (CPM) de 20 km de forma aproximada de ancho, que pudiera incluir, también, al yacimiento Cristales en Cuenca Central.

Estos resultados tienen una significativa implicación particular para la exploración petrolera en el territorio y de Cuba, en general.

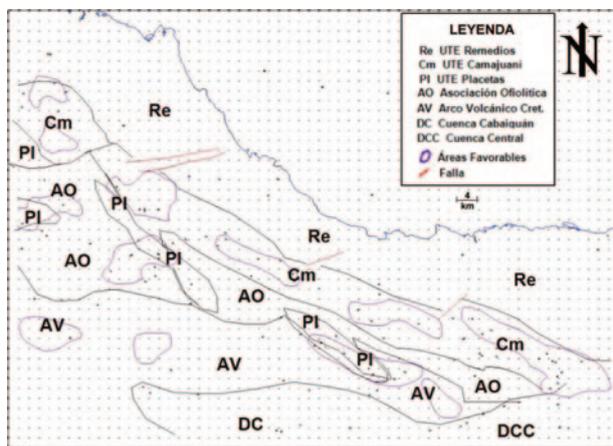


Figura 6. Esquema Geológico-Estructural del territorio.

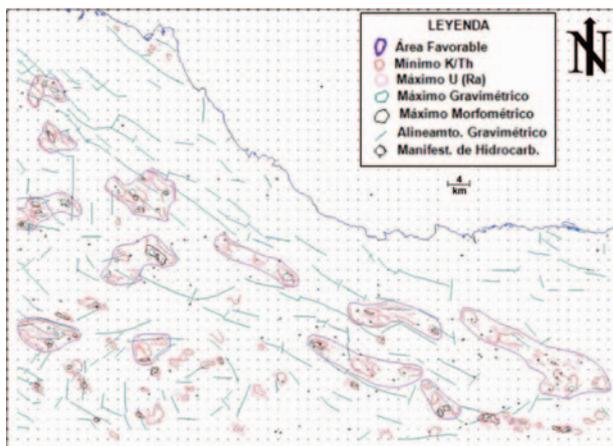


Figura 7. Cartografía prospectiva integrada, tiene como finalidad establecer los sectores favorables para la ocurrencia de hidrocarburos en el área de estudio. Se consideraron los resultados de la cartografía EGA junto con los máximos locales gravimétricos y morfométricos asociados.

CONCLUSIONES

La interpretación integrada gravi-magnética, morfo-métrica no-convencional y de espectrometría gamma aérea para cartografiar la estructura geológica subsuperficial (~ 500 m) y establecer las áreas favorables para la ocurrencia hidrocarburos, permitió reconocer distintos rasgos geológicos (los dos últimos con una significativa implicación particular para la exploración petrolera del territorio y de Cuba, en general):

- Diferentes límites tectónicos.
- Presencia de volcánicos (AVC)+ofiolitas (AO) (los cuales resultan en la práctica indiferenciables en su comportamiento magnético, al ser reconocible solo su límite).
- Cuencas Sinorogénicas (DC y DCC).
- Levantamientos de rocas del MCN dentro del CPCNC, correspondientes a las UTE Camajuani, Placetas (dentro del cinturón de la ao) y al AVC, a juzgar por las respectivas fajas de áreas favorables observadas dentro de estas unidades geológicas.
- Levantamientos de rocas del *¿Synrift?* en un CPM de 20 km de ancho de forma aproximada, que abarcaría, en su extensión este, a las manifestaciones Gálata (1 y 2) y a los yacimientos Jatibonico, Catalina, Cristales y al prospecto La Vigía en Cuenca Central (a juzgar por la faja de áreas favorables de dirección sublatitudinal observada dentro del AVC).

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Cobiella Reguera, J.L., 2009, Emplacement of the Northern Ophiolite Belt of Cuba. Implications for the Campanian-Eocene geological history of the northwestern Caribbean-SE Gulf of Mexico region. (In: James, K., M. Lorente, J. Pindell (Eds.). The Origin and Evolution of the Caribbean Plate, Geological Society of London Special Publication 328: 313-325.
- Colectivo de Autores, 2007, Mapa Geológico Digital de la República de Cuba a escala 1:250000.

- Inédito. Centro de Investigación del Petróleo, La Habana.
- Colectivo de Autores**, 2009a, Mapa Digital de los Pozos Petroleros de la República de Cuba a escala 1:250000. Inédito. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana.
- Colectivo de Autores**, 2009b, Expediente Único del Proyecto 6004, «Exploración en la Franja Norte Petrolera Cubana». Inédito. Archivo, Centro de Investigación del Petróleo (Ceinpet), La Habana, Cuba, 22pp.
- Colectivo de Autores**, 2020, Mapa Digital de las Manifestaciones de Hidrocarburos de la República de Cuba a escala 1:250000. Inédito. Centro de Investigación del Petróleo, La Habana.
- Ducloz, C.** 1960, Mapa Geológico de Matanzas a escala 1:20 000. Inédito. Centro Nacional Fondo Geológico, Ministerio de la Industria Básica. La Habana.
- Hatten, C.W., Somin, M.L., Millán Trujillo, G., Renne, P., Kistler, R.W., y Mattinson, J.M.**, 1988, Tectonostratigraphic units of central Cuba En: Barker, L., (Editor) Transactions of the 11th Caribbean Geological Conference, Barbados, 1986: págs. 35.1-35.
- Knipper, A., R. Cabrera**, 1974, Tectónica y geología histórica de la zona de articulación entre el mio y el eugeosinclinal del cinturón hiperbásico de Cuba. En: Contribución a la Geología de Cuba, ACC. Publicación especial (2): 15 – 77.
- Linares, E., García Delgado D., Delgado López O., López Rivera J., Strazhevich V.**, 2011, Yacimientos y manifestaciones de hidrocarburos de la República de Cuba. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, 480 págs.
- 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.
- Morales-González, J., Rodríguez-Morán, O. y Pardo-Echarte, M. E., 2020, Possible gaso-petroleum occurrence from non-seismic and non-conventional exploration methods in the Central Basin, Cuba. Boletín Ciencias de la Tierra. No.47, p. 15-20.
- Pardo Echarte, M.E. y Cobiella Reguera J. L.**, 2017, Oil and Gas Exploration in Cuba: Geological-Structural Cartography using Potential Fields and Airborne Gamma Spectrometry. Springer Briefs in Earth System Sciences. DOI 10.1007/978-3-319-56744-0.
- Pardo Echarte M. E., Reyes Paredes O. y Suárez Leyva V.**, 2018, Offshore Exploration of Oil and Gas in Cuba using Digital Elevation Models (DEMs). SpringerBriefs in Earth System Sciences. DOI 10.1007/978-3-319-77155-7.
- Sánchez Cruz, R., Mondelo Diez, F. y otros**, 2015, Mapas Morfométricos de la República de Cuba para las escalas 1:1000000–1:50000 como apoyo a la Interpretación Geofísica. Memorias VI Convención Cubana de Ciencias de la Tierra, VIII Congreso Cubano de Geofísica. Fuente: <http://www.cgiar-csi.org/data/srtm-90m-digital-elevation>.