

Métodos no sísmicos y no convencionales de exploración petrolera



Prólogo
Dr. C. Evelio Linares Cala



Métodos no sísmicos y no convencionales de exploración petrolera

Pardo Echarte, Manuel Enrique
Métodos No Sísmicos y No Convencionales de Exploración Petrolera / Manuel Enrique Pardo Echarte (et. al.) -- 1a. Ed. -- Villahermosa, Tabasco, México: Universidad Olmeca, 2022

80 Pag.; 21 x 27 cm.

Incluye Índice

ISBN: 978-607-99709-3-2 (Impreso)

ISBN: 978-607-99709-5-6 (Digital)

1.Exploración Petrolera 2. Petróleo - México.

I. Del Sol Ortega, Octavio, Coaut. II. Domínguez Sardiñas, Zulema, Coaut. III. Fajardo Fernández, Yeniley, Coaut. IV. Jiménez de la Fuente, Lourdes, Coaut. V. Lufriú Díaz, Leodegario, Coaut. VI. Rodríguez Morán, Osvaldo, Coaut. VII. Rivas Trasancos, Lester, Coaut. VIII. Valdivia Tabares, Carlos Manuel, Coaut. IV. Linares Cala, Evelio, Coaut.

CD 621.1 P226m 2022

Métodos no sísmicos y no convencionales de exploración petrolera

Primera edición en formato electrónico, 2022.

D. R. © Universidad Olmeca, A.C.,
Carretera Villahermosa-Macuspana, km 14, Dos Montes, Centro, C. P. 86280,
Villahermosa, Tabasco, México.
www.olmeca.edu.mx/

Todos los derechos reservados. Queda prohibida la reproducción total o parcial de esta obra por cualquier medio o procedimiento, comprendidos la reprografía y el tratamiento informático, la fotocopia o la grabación, sin la previa autorización por escrito de la Universidad Olmeca, A.C.

ISBN versión impresa: 978-607-99709-3-2

ISBN versión electrónica: 978-607-99709-5-6

Hecho en México / *Made in Mexico*

Métodos no sísmicos y no convencionales de exploración petrolera



UNIVERSIDAD OLMECA
Rojz de sabiduría

Del editor

La Universidad Olmeca, en la concepción inicial de la revista *Geociencias UO*, preveía impulsar las investigaciones, la creatividad y la búsqueda de nuevas opiniones científicas en el ámbito de las geociencias. Al cabo de diez números ininterrumpidos de *Geociencias UO*, este Órgano de Difusión Científica, presenta una antología de artículos que han aparecido en diferentes números a lo largo de este lustro y que al igual que la revista, está abierta a la colaboración entre investigadores de Iberoamérica. Estos artículos poseen un denominador común, que son los métodos no sísmicos y no convencionales de exploración petrolera.

La exploración científica moderna es, el mayor y más complejo campo de las geociencias aplicadas. Como regla, se requiere de un buen conocimiento de la geología, de la geofísica, de la geoquímica, de la matemática y de la cibernética. El descubrimiento de depósitos de hidrocarburos es el resultado de programas de investigación lógicos y sistemáticos, ejecutados por equipos multidisciplinarios. En este sentido, el explorador se halla en el deber de contemporizar su papel, actualizar y diversificar su experiencia al enfrentar la creciente complejidad de la excelencia tecnológica y mantener una mentalidad reflexiva, sin olvidar la imprescindible confrontación con todos los hechos (datos reales) y la derivación de una teoría de decisión sintético-conclusiva después de un objetivo análisis.

La cuestión de hacia dónde dirigir los esfuerzos y/o en qué proporción: si hacia la identificación de objetivos asociados con trampas estructurales o estratigráficas de hidrocarburos por la sísmica o hacia la modelación conceptual de los procesos geólogo-geofísico-geoquímicos-petroleros regionales por los métodos no-sísmicos y no-convencionales, con el propósito de definir de forma argumentada, las áreas más favorables para la prospección sísmica detallada (previo a la perforación), se mantiene, incluso hoy, como

una dicotomía fundamental en la planificación de la exploración petrolera en muchos países. Una manifestación de la última tendencia es lo que se denomina, «la geología físico-química»; entendiéndose por ésta el enfoque de las investigaciones geólogo-geofísico-geoquímicas dirigido a destacar el aspecto «relacional-causístico» entre los atributos físico-químicos y la naturaleza geológica de los procesos asociados con la microfiltración de hidrocarburos ligeros sobre las acumulaciones en profundidad.

Las anteriores consideraciones han sido los pilares básicos a tener en cuenta para la elección temática en la Antología que le ofrecemos, toda vez que los «Métodos no-sísmicos y no-convencionales de exploración para petróleo y gas en la República de Cuba» constituyen el hilo conductor de sus principales contribuciones. Se invita a leer, con una mirada crítica, esta interesante e instructiva obra.

Coordinación Editorial
Universidad Olmeca

Índice

Prólogo	9
Resultados de los Métodos de Exploración no Sísmica en la región Habana-Matanzas, Cuba. Autores: Manuel Enrique Pardo Echarte y Lourdes Jiménez de la Fuente.	13
Resultados de los métodos de Exploración no sísmica en la región central de la provincia de Matanzas, Cuba. Autor: Manuel Enrique Pardo Echarte.	31
Cartografía geólogo-estructural y sectores prospectivos para hidrocarburos en Cuba Central a partir de métodos no-sísmicos de exploración. Autor: Manuel E. Pardo Echarte.	45
Investigaciones geofísico-morfométricas para la cartografía de zonas favorables de desarrollo de rocas asfálticas y bituminosas en Martí, Matanzas, Cuba. Autores: Manuel Enrique Pardo Echarte, Carlos Manuel Valdivia Tabares y Yeniley Fajardo Fernández.	59

Prólogo

He tenido el gusto y el cuidado de leer los seis trabajos pertenecientes a una próxima Antología de la revista *Geociencias UO* de la Universidad de Olmeca, de los autores: Manuel Pardo Echarte, Osvaldo Rodríguez Morán, Zulema Domínguez Sardiñas, Leodegario Lufriú Díaz, Carlos Manuel Valdivia Tabares, Yeniley Fajardo Fernández, Lourdes Jiménez de la Fuente, Lester Rivas Trasancos y Octavio del Sol Ortega. Todos son mis compañeros de trabajo desde hace muchos años y por solicitud de Osvaldo Rodríguez Morán, cumpla la privilegiada tarea de escribir el Prólogo de la mencionada obra.

Los tópicos tratados corresponden a técnicas novedosas, que tienen sus antecedentes en un trabajo de Redox de 1992 de los doctores Manuel E. Pardo Echarte –uno de sus autores principales– y José R. Alfonso Roche, el cual fue realizado a propósito de la exploración petrolera en la zona de Cantel en la provincia de Matanzas.

Con la divulgación de esta Antología y de la propia revista, se contará con una excelente guía que ejemplificará el empleo de técnicas no convencionales en la exploración petrolera, de evidente necesidad en los centros de investigación y en empresas dedicadas a la actividad sobre hidrocarburos. También, constituirán imprescindibles materiales de consulta en los estudios de las escuelas técnicas y universidades que imparten asignaturas sobre las Ciencias de la Tierra en varios países.

Serán expuestas algunas consideraciones sobre los trabajos que contiene esta Antología:

Uno de ellos, es «Aplicación de métodos no convencionales para exploración de gas, área Motembo, Cuba». Hace unos años, en un recorrido geológico por el área de Motembo-Corralillo, un geofísico canadiense, al ver

los afloramientos superficiales de algunas formaciones, dijo asombrado que comprendía, por qué los métodos sísmicos no funcionaban en aquella región, ante tan fantástico plegamiento de las capas. Los autores desde hace algunos años, han acudido a la alternativa de emplear en la zona, métodos no sísmicos y no convencionales, para la búsqueda de estructuras favorables para entrapar los hidrocarburos. Hacen énfasis en los bajos costos y resolución de estos métodos que complementan a los convencionales. Motembo es un yacimiento cubano histórico, descubierto en 1878 y que después de 144 años, produce nafta y gas para el uso doméstico de los pobladores de ese territorio. En el 2013, se revelaron nuevas áreas de interés. En esta investigación se ofrecen los resultados del empleo de la Geoquímica, de los Campos Potenciales, la Espectrometría Gamma Aérea y los Sensores Remotos, todos con la ayuda de un Sistema de Información Geográfica. Los resultados permiten sugerir zonas atractivas para futuras perforaciones de búsqueda petrolera.

Otra comunicación, trata sobre la «Comprobación de una manifestación de gas en la península de Guanahacabibes, Cuba». La experiencia del prologuista, de más de cincuenta años al atender los denuncios de manifestaciones superficiales de hidrocarburos en Cuba, no contó con un complejo de métodos como los empleados por los autores para estudiar el denuncia en Guanahacabibes. En muchas ocasiones, se crea una falsa expectativa sobre la pertenencia de la naturaleza termogénica de los hidrocarburos gaseosos, con la consecuente suposición de la presencia de trampas en las profundidades de la región. En este ejemplo, muy valioso por cierto, se estableció que los gases eran biogénicos, al evitar continuar con otras costosas investigaciones y demostrar la validez del uso integrado de técnicas directas e indirectas en la exploración geoquímica de superficie.

En la comunicación «Cartografía geólogo-estructural y sectores perspectivas para hidrocarburos en Cuba Central a partir de métodos no-sísmicos de exploración», se argumenta el resultado positivo de los métodos empleados en distintos bloques de la región, caracterizada por una alta complejidad tectónica, con énfasis en los cabalgamientos de distintos Dominios Paleogeográficos formadores de escamas tectónicas imbricadas. Se proponen sectores favorables, mediante la gravimetría, espectrometría gamma aérea a escala 1:50 000 y 1:100 000, con el establecimiento de máximos gravimétricos locales, mínimos de la relación potasio-torio y máximos locales de uranio-radio. Se reflejan, además, estructuras diapíricas evidenciadas por el Modelo Digital de Elevación 90 x 90 metros.

Las exploraciones geológicas en zonas donde se han detectado rocas asfálticas y asfaltíferas de naturaleza sólida y asfaltos semilíquidos, tienen

diferentes respuestas físico-químicas y geológicas. La necesidad de la búsqueda y caracterización de estas zonas para explotarlas, se incrementa en los últimos años en Cuba, con objetivos de pavimentación de carreteras y caminos o también para su destilación para combustibles. Se conocen de algunas minas antiguas y manifestaciones en la región de Martí en la provincia de Matanzas, que requieren de estudios para evaluar reservas que justifiquen laboreos mineros para extraerlas. En «Investigaciones geofísico-morfométricas para la cartografía de zonas favorables de desarrollo de rocas asfálticas y bituminosas en Martí, Matanzas, Cuba», se comunica cómo se distinguen las rocas asfálticas y asfaltíferas mediante la espectrometría gamma aérea, por mínimos en los canales de uranio e intensidad gamma total, debido a que la contribución uranífera y radiactiva en general, es suprimida por la naturaleza líquida de los hidrocarburos presentes en las rocas, similar a la del petróleo. Contrario a esto, la respuesta de las rocas bituminosas (bitúmenes y asfaltitas sólidas) es uranífera y anómala de forma ligera en el canal de intensidad gamma total, dada su naturaleza de materia orgánica. Como conclusión, se precisaron varias áreas perspectivas para los tipos de materiales hidrocarburíferos útiles. Finalmente, se recomienda el empleo de la espectrometría gamma aérea, la cartografía gravimétrica y magnética, así como el Modelo Digital de Elevación 30 x 30 metros para resolver estas tareas.

Los interesados, al estudiar los artículos reseñados, podrán además ampliar lo resumido en los «Resultados de algunos métodos de exploración no sísmica en diferentes regiones gasopetrolíferas del occidente y centro de Cuba».

Por último, considero necesario incluir unas palabras dedicadas a los autores. Cuatro de los nueve, son doctores en ciencias geológicas o técnicas, dos tienen la categoría de master en negocios del petróleo y gas y geología petrolera; uno es ingeniero geólogo y dos son licenciados en educación Química. De ellos, siete tienen la categoría científica de investigadores del Centro de Investigación del Petróleo y dos son profesores Titulares de la Universidad Tecnológica de La Habana «José Antonio Echevarría» (CUJAE). La mayoría, tienen amplia experiencia en Geología y Geofísica Regional, en las provincias cubanas y algunos en otros países. Ellos, acumulan un extenso listado de publicaciones en la literatura geológica especializada, nacional y extranjera, así como ponentes en la mayoría de los eventos sobre Ciencias de la Tierra realizados en Cuba y no pocos de los realizados en otros países (concurrentes o no).

Desde el punto de vista de la comunidad científica nacional, son investigadores reconocidos por su impronta en el ámbito laboral, científico,

docente y social, han recibido numerosas condecoraciones, distinciones y reconocimientos. No son numerosas las obras, como esta, cuyos autores constituyen un colectivo «de lujo», orgullo de la comunidad geológica cubana y reconocidos internacionalmente.



Evelio Linares Cala
Dr. en Ciencias Geológicas

Resultados de los Métodos de Exploración no Sísmica en la región Habana-Matanzas, Cuba^a

Manuel Enrique Pardo Echarte¹ y Lourdes Jiménez de la Fuente¹

¹ Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET). Churrucá, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. C. P. 12000. La Habana, Cuba. E-mail: pardo@ceinpet.cupet.cu.

RESUMEN

Se ofrece una versión de la cartografía geólogo-estructural de la región de estudio en base a los datos gravi-magnéticos y, de la cartografía de sectores de interés gasopetrolífero vinculados al petróleo convencional de la Unidad Tectono-Estratigráfica Placetas a partir de la presencia de un complejo de anomalías indicadoras. Los materiales fuentes lo constituyen: los mapas gravimétrico (reducción Bouguer 2.3 t/m³) y aeromagnético (reducido al polo) a escala 1:50 000; los mapas aerogammaespectrométricos (canales K, Th y U (Ra)) a escala 1:100 000; el Modelo de Elevación Digital (90 x 90 m) y; un mapa de resultados de la teledetección para la búsqueda de sectores gasopetrolíferos prospectivos en la región de Guanabo-Seboruco. El procesamiento consistió en la separación regional-residual de los campos gravimétrico y morfométrico, en el cálculo de la derivada de la inclinación del campo magnético y de la relación de los canales espectrométricos K/Th. El complejo anómalo indicador considera los siguientes atributos: máximos gravimétricos locales de baja amplitud; mínimos de la relación K/Th y máximos locales de U (Ra) en su periferia; máximos locales del relieve residual y anomalías de teledetección. Este resultado constituye un complemento de información no sísmica imprescindible para la necesaria integración geólogo-geofísica-geoquímica-morfométrica

^a Este texto fue publicado en la revista *Geociencias*, año 1, v. 1, núm. 1, octubre 2017-marzo 2018. pp. 46-59; órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca.

del territorio. Como resultado de la cartografía geólogo-estructural a partir de los datos gravi-magnéticos se puede observar una amplia distribución del Terreno Zaza (volcánico+ofiolitas) en la región de estudio. Las principales depresiones estructurales se concentran a lo largo de una franja de dirección latitudinal que abarca las localidades siguientes (de Este a Oeste): Suroeste de Bahía de Matanzas, Ceiba Mocha, Aguacate, Bainoa, Tapaste, Cuatro Caminos, Managua y Santiago de las Vegas. Sobre la base de las estimaciones a partir del campo magnético reducido al polo, la profundidad al tope de un objetivo localizado al Oeste de Bainoa, dentro de esta franja, es de 1 350 - 1 450 m, lo que da una idea de la potencia sedimentaria en la misma. Existe otra depresión importante, de rumbo transversal (N-S) a la franja anterior, que pasa por la localidad de San José de las Lajas. Otra depresión estructural tiene una clara expresión en el mínimo gravi-magnético de Punta Rubalcava al NNE de Matanzas. Los resultados de la cartografía prospectiva integrada consideran, en un primer nivel de perspectividad, las localidades (Boca de Jaruco, Jibacoa del Norte y Este de Aguacate) donde aparecen todas las anomalías (atributos) estudiadas con excepción de las morfométricas. En un segundo nivel de perspectividad se consideran las localidades que corresponden a la combinación de dos tipos de anomalías diferentes (11 localidades).

Palabras claves: Gravimetría; aeromagnetometría; aerogammaespectrometría; morfometría; teledetección; cartografía geólogo-estructural; cartografía prospectiva integrada; exploración no sísmica; métodos no convencionales de exploración de hidrocarburos.

ABSTRACT

A version of the geo-structural mapping of the study region, based on the gravitational-magnetic data and the mapping of sectors of gasopetroliferous interest, linked to the conventional oil of the Placetas Tectonic-Stratigraphic Unit, is offered, based on the presence of a complex of indicator anomalies. The source materials are: the gravimetric (Bouguer reduction 2.3 t / m^3) and aeromagnetic (reduced to the pole) maps at a scale of 1:50 000; airborne gamma spectrometry maps (channels K, Th and U(Ra)) at scale 1:100 000; the Digital Elevation Model (90 x 90 m) and; a results map of remote sensing for the search of perspective gasopetroliferous sectors in the region of Guanabo-Seboruco. The processing consisted in the regional-residual separation of the gravimetric and morphometric fields, the calculation of the derivative of the inclination of the magnetic field and of the ratio of the K/Th spectrometry channels. The anomalous indicator complex considers the following attributes: low-amplitude local gravimetric maxima; minimum K/Th ratio and local maximums of

U(Ra) at its periphery; local maximums of residual relief and remote sensing anomalies. This result is a complement of non-seismic information essential for the necessary geological-geo- physical-geochemical-morphometric integration of the territory. As a result of the geo-structural mapping from the gravi-magnetic data, a wide distribution of the Zaza Terrain (volcanic + ophiolites) can be observed in the study region. The main structural depressions are concentrated along a latitudinal strip that covers the following locations (from East to West): Southwest of Matanzas Bay, Ceiba Mocha, Aguacate, Bainoa, Tapaste, Cuatro Caminos, Managua and Santiago de las Vegas. Based on estimates of the reduced at the pole magnetic field, the depth at the top of a target located to the west of Bainoa, within this strip, is 1 350 - 1 450 m, which gives an idea of its sedimentary thickness. There is another major depression, from transversal (N-S) to the previous strip, passing through the town of San José de las Lajas. Another structural depression has a clear expression in the gravi-magnetic minimum of Punta Rubalcava to the NNE of Matanzas. The results of the integrated prospective cartography consider, in a first level of perspective, the localities (Boca de Jaruco, Jibacoa del Norte and Este de Aguacate) where all the studied anomalies (attributes) with the exception of the morphometric ones appear. In a second level of perspective the localities that correspond to the combination of two types of different anomalies (11 localities) are considered.

Keywords: Gravimetry; airborne magnetics; airborne gamma spectrometry; morphometry; remote sensing; geological-structural mapping; integrated prospective mapping; non-seismic exploration; unconventional methods of hydrocarbon exploration.

RESUMO

Uma versão do mapeamento geoestrutural da região de estudo, com base nos dados gravitacionais-magnéticos e no mapeamento de setores de interesse gasopetrolíferos, ligada ao óleo convencional da Unidade Tectono-Estratigráfica Placetas é oferecida, com base na presença de um complexo de anomalias de indicadores. Os materiais de origem são: os mapa gravimétrico (redução de Bouguer 2,3 t / m³) e aeromagnético (reduzido ao pólo) na escala 1:50 000; mapas aerogammaspectrométricos (canais K, Th e U(Ra)) na escala 1:100 000; Modelo Digital de Elevação (90 x 90 m) e; um mapa de resultados de sensoriamento remoto para a busca de setores de perspectiva gaso-petroléira na região de Guanabo-Seboruco. O processamento consistiu na separação regional-residual dos campos gravimétrico e morfométrico, no cálculo da derivada da inclinação do campo magnético e da relação dos canais espectrométricos K/Th. O complexo indicador anômalo considera os seguintes atributos:

máximos gravimétricos locais de baixa amplitude; mínimo da relação K/Th e máximos U (Ra) locais na sua periferia; alívio local residual e anomalias de sensoriamento remoto. Este resultado é um complemento de informação não sísmica essencial para a necessária integração geológico-geofísica-geoquímico-morfométrica do território. Como resultado do mapeamento geoes estrutural dos dados gravi- magnéticos, podemos observar uma ampla distribuição do Zaza Terrain (volcanic + ophiolites) na região de estudo. As principais depressões estruturais são concentradas ao longo de uma franja de direção latitudinal que cobre os seguintes locais (do leste ao oeste): Sudoeste da Baía de Matanzas, Ceiba Mocha, Aguacate, Bainoa, Tapaste, Cuatro Caminos, Manágua e Santiago das Vegas. Com base nas estimativas do campo magnético reduzido no pólo, a profundidade no topo de um alvo localizado a oeste de Bainoa, dentro desse faixa, é de 1 350 - 1 450 m, o que dá uma idéia do poder sedimentar em a mesma. Há outra grande depressão, desde um curso transversal (N-S) até a faixa anterior, que passa pela cidade de San José de las Lajas. Outra depressão estrutural tem uma clara expressão no mínimo gravimétrico de Punta Rubalcava para o NNE de Matanzas. Os resultados da cartografia prospectiva integrada consideram, em um primeiro nível de perspectiva, as localidades (Boca de Jaruco, Jibacoa del Norte e Aguacate Este), onde aparecem todas as anomalias (atributos), com exceção das imagens morfométricas. Em um segundo nível de perspectiva, são consideradas as localidades que correspondem à combinação de dois tipos de diferentes anomalias (11 localidades).

Palavras-chave: Gravimetria; aeromagnetomtría; aerogamsoespectrometria; morfometria; sensoriamento remoto; mapeamento geológico-estrutural; mapeamento prospectivo integrado; exploração não sísmica; métodos não convencionais de exploração de hidrocarbonetos.

INTRODUCCIÓN

Ubicación geográfica y características geológicas

El área de estudio pertenece a la región de Habana-Matanzas, comprendida entre Morro-Cabañas y la Bahía de Matanzas, dentro de los límites aproximados de las coordenadas Lambert Cuba Norte X: 361 000-451 000; Y: 339 000-375 000.

La región de Habana-Matanzas, comprendida entre Morro-Cabañas y Varadero-Cárdenas, es conocida también con el nombre de Franja Norte Petrolera Cubana (FNPC). Según el Colectivo de Autores (2009), la FNPC abarca la faja costera de las provincias de La Habana y Matanzas, incluyendo el acuario adyacente, con unos 5 km de ancho y 150 km de largo, donde se han descubierto la mayoría y los más grandes yacimientos del país, aunque es posible que se extienda aún más hacia el Oeste y el Este.

En esta franja se descubrieron, a fines de la década de los 60', los dos yacimientos más grandes de Cuba (Varadero y Boca de Jaruco), aunque su extensión actual quedó establecida a partir de la década de los 90', en que con la participación de compañías extranjeras se realizaron diversas campañas de sísmica 2D y 3D. Estas revelaron un tren de estructuras a lo largo de la costa cuya perforación exploratoria confirmó los yacimientos Puerto Escondido-Canasí, Yumurí-Seboruco y la extensión al Oeste del yacimiento Varadero (Varadero Oeste).

Posteriormente se han descubierto otros yacimientos, por mencionar algunos: Santa Cruz, Tarará, Bacuranao, Jibacoa, Habana del Este y Morro-Cabañas. La densidad de los petróleos encontrados fluctúa entre 11° y 14° API, lográndose, a partir de la perforación dirigida con grandes ángulos (horizontal), pozos con entradas estables del orden de hasta 4 000 barriles/día.

La geología del subsuelo de estos sectores es una de las mejor conocidas del país. Según la fuente antes citada, se caracteriza por varios niveles de pliegues de rampa contra falla inversa de rocas del Margen Continental Norteamericano y su cobertura. Estos pliegues han sido probablemente complicados adicionalmente por accidentes de cizalla. Las rocas deformadas abarcan un intervalo de edad que va desde el Jurásico hasta el Eoceno. Los reservorios están representados por calizas intensamente fracturadas y lixiviadas cubiertas por un sello de arcillas del Paleoceno al Eoceno; ellas tienen sus análogos en los afloramientos de rocas del Margen Continental Norteamericano en Cuba Central (Unidad Tectono-Estratigráfica (UTE) Placetas). Los apilamientos de varios pliegues anticlinales de rampa es uno de los principales objetivos exploratorios. Estos conforman antiformas que son cartografiables con mucha dificultad por la sísmica. La pobre imagen es el principal obstáculo para el desarrollo de los trabajos exploratorios; solo se observa como horizonte con alta definición dinámica el relacionado directamente con la envolvente de los pliegues escamas. De ahí, que el problema científico planteado a la investigación sea la necesidad de integración de la información geólogo-geofísica-geoquímica-morfométrica del territorio para elevar la efectividad geológica de la exploración y reducir sus riesgos.

Tarea Geológica

La tarea geológica planteada al procesamiento e interpretación geofísica-morfométrica de la región de estudio y objetivo general de la investigación, consiste en el establecimiento de sectores de interés gasopetrolífero vinculados al petróleo y el gas convencional de la UTE Placetas, a partir de la presencia de un complejo de anomalías geofísico-morfométricas indicadoras. Como otro objetivo se plantea realizar la cartografía geólogo-estructural del territorio. A tales fines, se procesa el campo gravimétrico y aeromagnético a escala 1:50 000, la

aerogammaespectrometría (AGE) a escala 1:100 000 y el Modelo de Elevación Digital (MED) 90 x 90 m. Para la integración final se utiliza, como información complementaria, los resultados de la Teledetección (TDT) en el área de Guanabo-Seboruco (Jiménez, 2017).

MARCO TEÓRICO

Premisas Geológicas

Desde el punto de vista petrofísico, la tabla a continuación (**Tabla 1**) muestra los resultados de la Generalización Petrofísica de la Provincia de Matanzas, la cual es muy parecida a la de La Habana. Según la misma, por la alta densidad de los carbonatos K-J, las elevaciones del tope de los mismos pueden causar máximos gravimétricos locales de baja amplitud. Por la Susceptibilidad Magnética no existen contrastes de importancia en la referida sección (con excepción de los efusivos y las ultrabasitas) por lo que solo se esperan anomalías vinculadas con estos obetivos.

Fm. Geol. o Unid. Geol.	Edad	Litología	Cantd. Muest.	Densidad (t/m ³)			Suscept. Magnét. (10 ⁻³ SI)			
				Min	Max	Prom	Cantd. Muest.	Min	Max	Prom
Jaimanitas	Pleistoc.	Calizas coralinas	48	1.70	2.44	2.12	-	-	-	-
Güines	N ₁ ¹⁻²	Calizas	1094	1.96	2.98	2.45	178	0	0.04	0.02
		Dolomitas	632	2.71	2.85	2.80	-	-	-	-
Peñón	P ₂ ²	Brechas calcáreas	13	2.50	3.17	2.81	13	0.1	2.39	0.34
		Biocalcarenitas y margas	13	2.03	2.70	2.45	53	0	0.54	-
Perla	P ₂ ¹	Margas	68	1.48	2.84	2.11	97	0	0.54	0.05
Vía Blanca	K ₂ ^{cp-m}	Flysch terrígeno	499	1.96	2.92	2.38	15	0	0.56	-
Carmita	K ₂ ^{cm-st}	Calizas y silicitas	-	-	-	2.65	-	-	-	0.05
Amaro	K ₂	Brechas	-	-	-	-	-	-	-	-
		conglomerado calcáreo	32	2.44	2.70	2.58	32	0	0.34	0.16
Santa Teresa	K ₁ ^a - K ₂ ¹	Silicitas y arcillas	17	1.85	2.63	2.32	5	0	5.29	-
Chirino	K ₁₋₂	Efusivos	-	-	-	2.57	-	-	-	8.71
		Tobas	-	2.45	2.60	-	-	0.16	18.30	5.43
Grupo Veloz	J ₃ ¹ - K ₁ ^v	Calizas	152	1.92	2.70	2.28/	214	0	0.16	0.03
		Areniscas	/62	-	-	2.57	-	-	-	2
Constancia	J ₁₋₂ - J ₃	Calizas y areniscas	13	2.30	2.40	2.36	-	-	-	-
		Serpentiniz	-	-	-	2.65	-	-	-	-
Complejo Ofiolítico	Tr- J	Ultrabasitas	7/2	2.20	2.70	2.37/	11/-	0.05	24.67	8.69
		Ultrabasitas	-	-	-	2.63	-	23.87	39.79	-

Tabla 1. Generalización Petrofísica de la Provincia de Matanzas (Pardo, 2016).

Desde el punto de vista de la Geoquímica Superficial, según Price (1985), Schumacher (1996), Saunders *et. al.*, (1999) y Pardo y Morán (2016), las Premisas Geológicas que fundamentan la aplicación de las técnicas geofísico-geoquímicas-morfométricas no convencionales de exploración son las siguientes:

- Las «Chimeneas Reductoras» son columnas de rocas mineralizadas por encima de los depósitos de hidrocarburos las cuales fueron modificadas por la migración vertical de estos y/o por alguna otra asociación de especies reducidas (iones metálicos) los cuales «se oxidan», por acción microbiana, para crear un ambiente reductor.
- Los principales productos de la oxidación microbiana de los hidrocarburos (CO_2) y de la reducción microbiana del azufre (H_2S), cambian drásticamente el pH/eH del sistema.

Los cambios en pH/Eh resultan en cambios de la estabilidad mineral:

- Precipitación de diversos carbonatos.
- Descomposición de las arcillas (como consecuencia, aumentan las concentraciones de sílice y alúmina).
- Precipitación de la magnetita / maghemita, de los sulfuros de hierro (como la pirrotina y la griegita) o la coprecipitación del hierro y / o el manganeso con calcita en los cementos carbonatados sobre los depósitos de hidrocarburos.

La respuesta morfométrica, geofísica y geoquímica a los cambios de la estabilidad mineral anteriores es la siguiente:

- La mineralización secundaria de carbonato de calcio y la silicificación, resultan en materiales superficiales más densos y resistentes a la erosión (formación de anomalías geomórficas y máximos de resistividad).
- La descomposición de la arcilla es la responsable de los mínimos de radiación reportados sobre los yacimientos de petróleo: el potasio es lixiviado del sistema hacia los bordes de la proyección vertical del depósito de hidrocarburos, donde precipita resultando en un «halo» de valores altos. El thorio permanece relativamente fijo en su distribución original dentro de los minerales pesados insolubles; de ahí que sean observados mínimos de la relación K/Th rodeados de máximos sobre los depósitos gasopetrolíferos. En la periferia se observan máximos (incrementos) de U(Ra).
- La conversión de los minerales de hierro no magnéticos (óxidos y sulfuros) en variedades magnéticas más estables resulta en un au-

mento de la Susceptibilidad Magnética, correlacionable con el mínimo del Potencial Redox lo cual justifica la integración de ambas técnicas. También se observan anomalías de Polarización Inducida.

- El arribo a la superficie de los Iones Metálicos contenidos en los hidrocarburos (V, Ni, Fe, Pb, y Zn, entre otros) condicionan la presencia de una sutil anomalía de estos elementos en el suelo. Estas anomalías son el principal indicador de la presencia de hidrocarburos en la profundidad.

MATERIALES Y MÉTODOS

Información y sus Fuentes

Los materiales utilizados y sus fuentes son las siguientes:

- Mallas del campo gravimétrico y aeromagnético a escala 1:50 000 y, aerogammaespectrométrico (canales: It, U, Th y K) a escala 1:100 000 de la República de Cuba (Mondelo *et al.*, 2011).
- El MED (90 x 90 m) empleado en este trabajo fue tomado de Sánchez Cruz *et al.*, (2015), con fuente en: <http://www.cgiar-csi.org/data/srtm-90m-digital-elevation>.
- Resultados de la Teledetección (TDT) para la búsqueda de sectores gasopetrolíferos prospectivos en la región de Guanabo-Seboruco (Jiménez, 2017).
- Mapa Geológico Digital de la República de Cuba a escala 1:100 000. Colectivo de Autores (2010).

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

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Procesamiento e interpretación de la información

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, 2 000 y 6 000 m, dadas por el orden de profundidad de los posibles objetivos gasopetrolíferos y del estudio sísmico, aunque para el establecimiento de las anomalías locales positivas de baja amplitud, con un orden de profundidad de 500 - 1000 m, se utilizó la derivada vertical (DV) (**Figura 1**). En el campo local de esta figura, los máximos están asociados a la presencia del Terreno Zaza (volcánicos y ofiolitas) y, los mínimos, a depresiones estructurales. Los resultados de la cartografía gravimétrica (lineamientos y máximos locales) se presentan en la **Figura 2**.

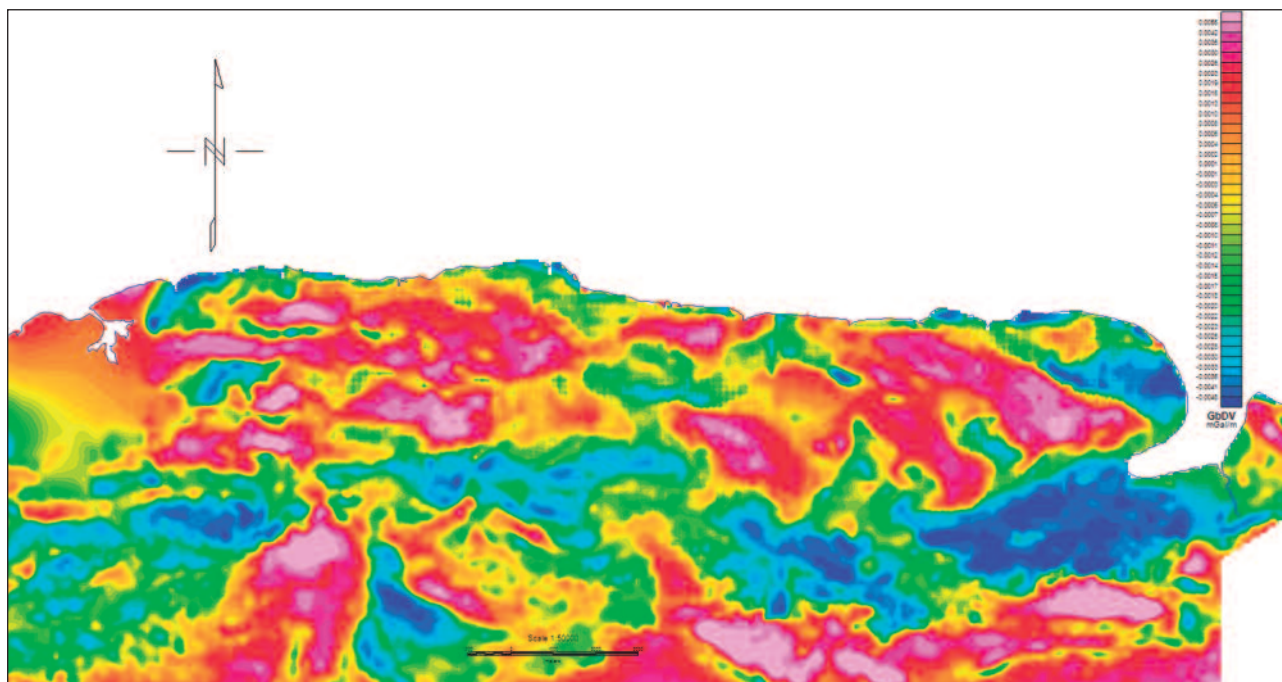


Figura 1. Campo gravimétrico local de la región de estudio a partir de la DV.

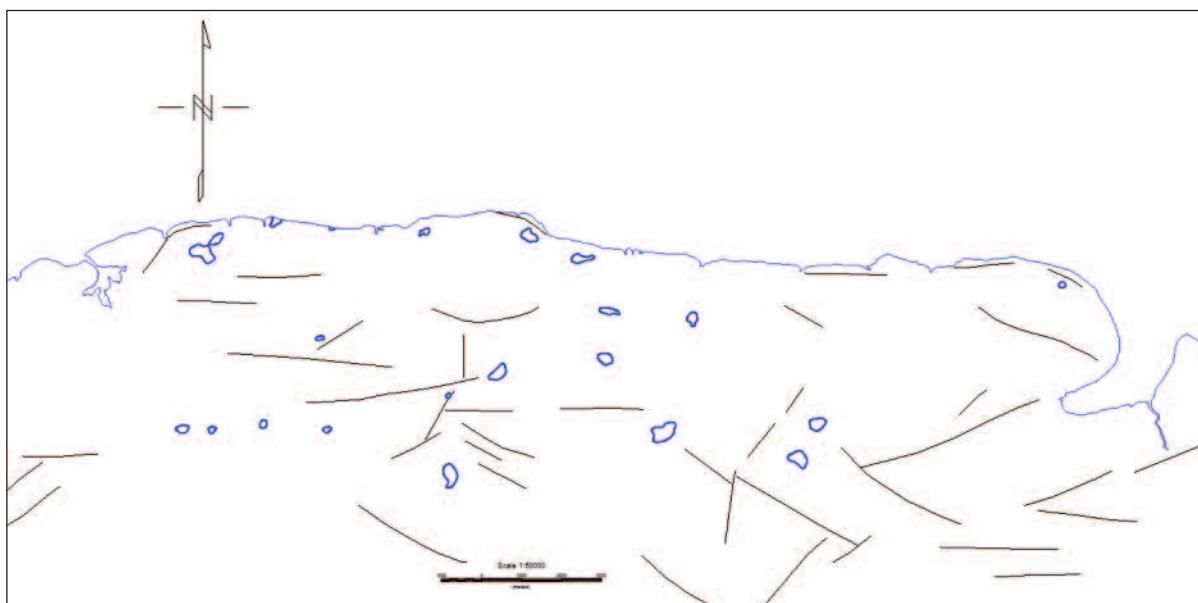


Figura 2. Resultados de la cartografía gravimétrica (lineamientos y máximos locales).

En la aeromagnetometría, la capacidad de cartografiar rasgos geológico-estructurales se refuerza por la posibilidad de cartografiar anomalías de poca amplitud. Los cuerpos intrusivos (granitoides) y protusivos (ofiolitas) a menudo

se pueden distinguir directamente sobre la base de las observaciones magnéticas. Según Fairhead, *et al.*, (2009), la derivada de la inclinación del campo magnético total y su derivada horizontal total son útiles para la cartografía estructural y la exploración. La derivada de la inclinación del campo se define como:

$$TDR = \arctan\left(\frac{VDR}{THDR}\right) \quad (\text{Ecuación 1})$$

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

$$VDR = \frac{dT}{dzR} \quad (\text{Ecuación 2})$$

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

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

$$HD_TDR = \sqrt{\left(\frac{dTDR}{dx}\right)^2 + \left(\frac{dTDR}{dy}\right)^2} \quad (\text{Ecuación 4})$$

Siendo coincidente el eje de las cadenas de máximos de este atributo con límites estructurales o lineamientos tectónicos.

La derivada de la inclinación del campo magnético reducido al polo permite la estimación de la profundidad hasta el tope de objetivos magnéticos, en nuestro caso, presumibles cuerpos ofiolíticos.

El campo aeromagnético se sometió a la Reducción al Polo (**Figura 3**). En el campo de la figura, los máximos están asociados a la presencia del Te-

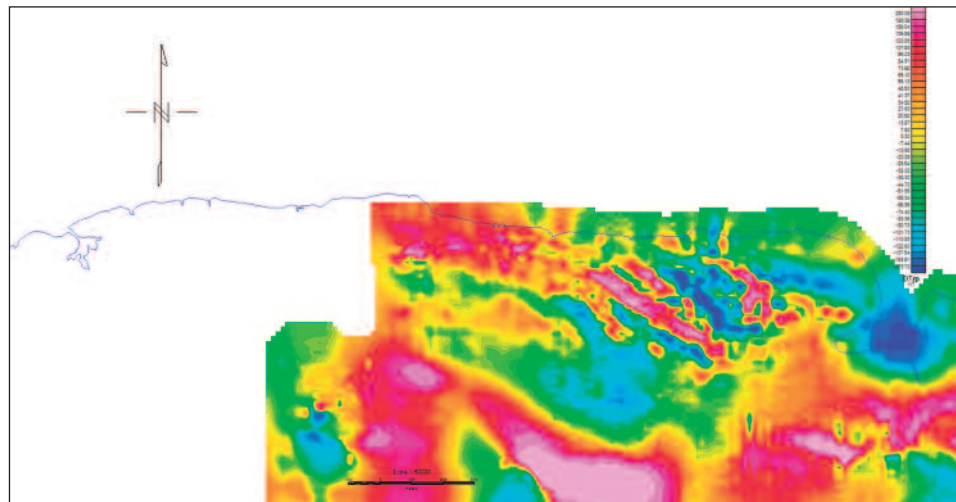


Figura 3. Campo aeromagnético Reducido al Polo de la región de estudio.

rreno Zaza (volcánicos y ofiolitas) y, los mínimos, a depresiones estructurales. Los resultados de la cartografía magnética (lineamientos) se presentan en la **Figura 4**.

Para la aerogammaespectrometría (AGE) se determinó la relación K/Th, con el propósito de señalar los mínimos, presumiblemente vinculados con zonas activas de microfiltración de hidrocarburos ligeros, (**Figura 5**). Los resultados de la cartografía AGE (mínimos de la relación K/Th y máximos locales de U(Ra) en su periferia) se presentan en la **Figura 6**.

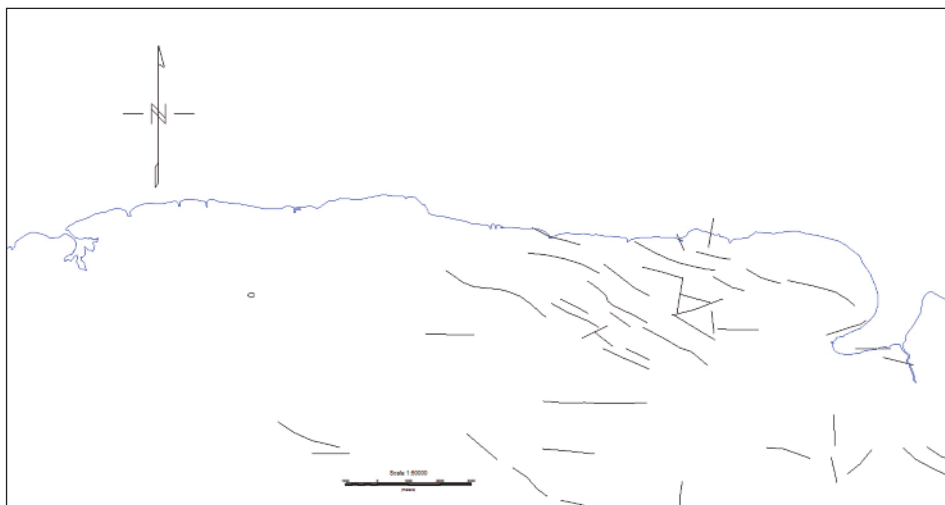


Figura 4. Resultados de la cartografía magnética (lineamientos)

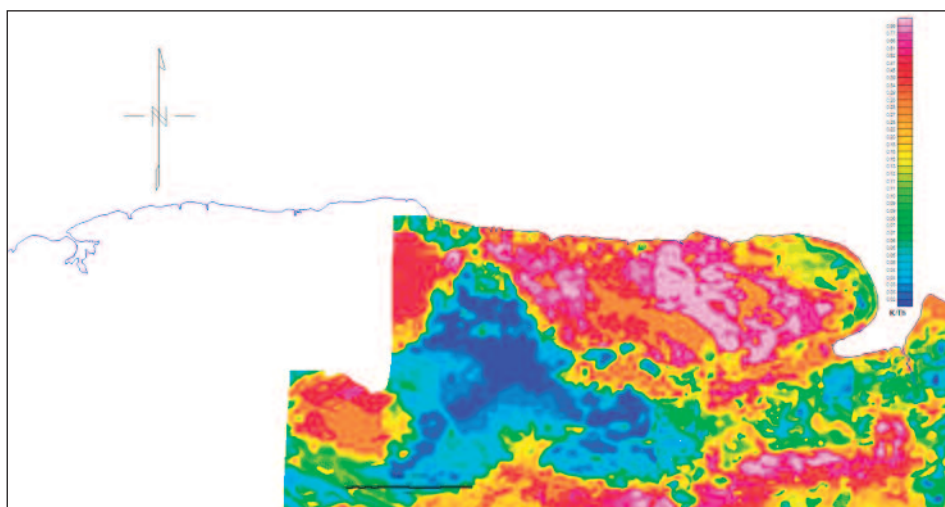


Figura 5. Relación K/Th de la región de estudio.

El MED (90 x 90 m) se sometió a la separación regional-residual a partir de la CAA a 500 m, según la experiencia del autor, para señalar los máximos locales, vinculados con los procesos de ligera carbonatización y silicificación subsuperficiales que tienen lugar sobre la microfiltración activa de hidrocarburos ligeros (**Figura 7**). Los resultados de la cartografía morfométrica (lineamientos y máximos geomórficos locales) se presentan en la **Figura 8**.

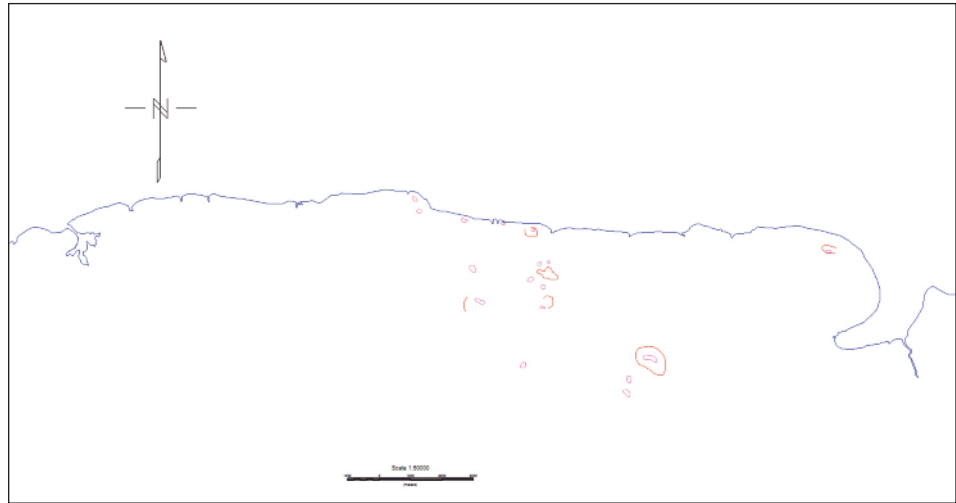


Figura 6. Resultados de la cartografía AGE (mínimos de la relación K/Th, en rojo, y máximos locales de U(RA), en rosado).

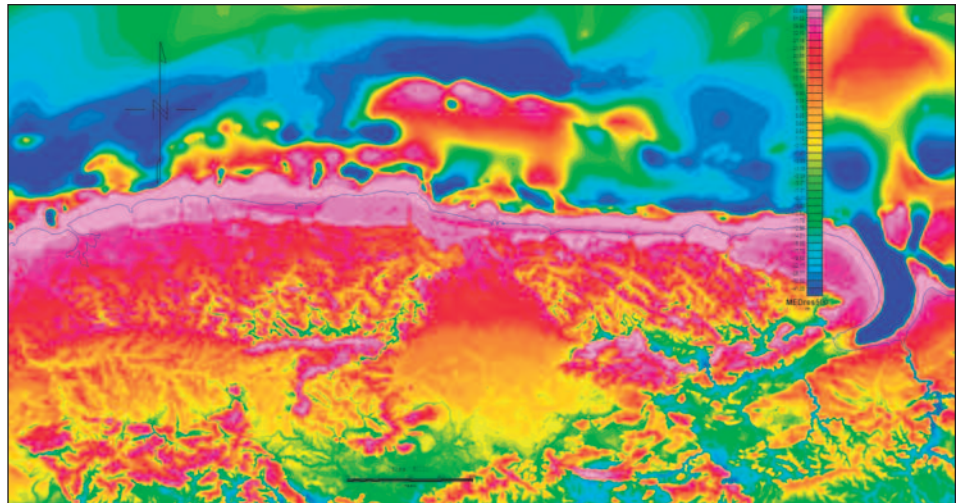


Figura 7. MED (90 x 90 m) residual a 500 m de la región de estudio.

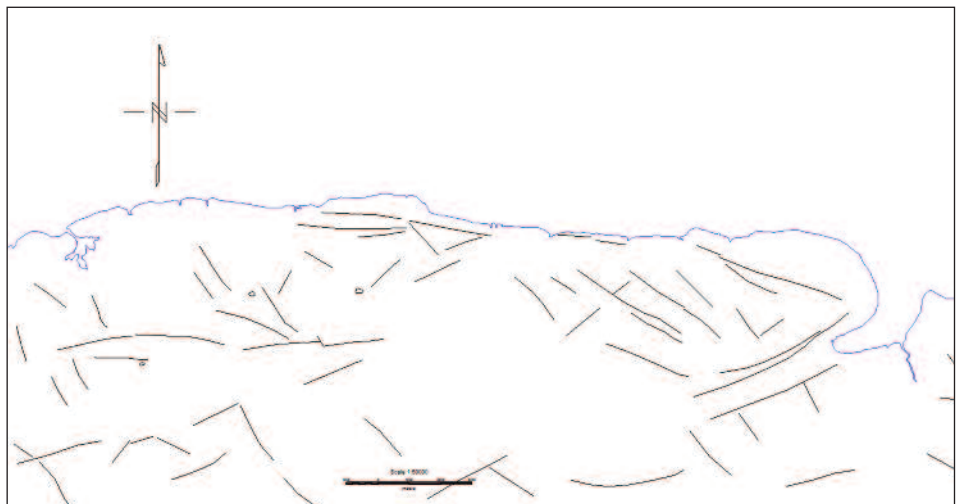


Figura 8. Resultados de la cartografía morfométrica (lineamientos y máximos geomórficos locales).

En la TDT, según Jiménez (2017), se realizó la búsqueda y el procesamiento de las imágenes correspondientes a la región Guanabo-Seboruco comprendida entre las coordenadas X: 382000-446300 y Y: 338000-372000. Se trabajó con las escenas AST_L1B_00303132005161351_20081014083203_32336 y AST_L1B_00303012003160859_20081014120752_2085 del sensor Áster la cual se reproyectó al sistema de Cuba Norte según los parámetros establecidos. El procesamiento, consistió en la construcción de cocientes de bandas que respondieran a cambios litológicos y mineralógicos producidos por posibles acumulaciones de hidrocarburos en profundidad. Se construyeron los cocientes de bandas 2/1 y 4/9 que permitieron cartografiar zonas con posibles alteraciones por óxidos férricos y por carbonatos, respectivamente. El área se dividió en dos zonas, Norte y Sur, en donde fueron cartografiadas anomalías que correspondieran con los criterios siguientes:

- Zona Norte (relacionada con los principales yacimientos gasopetrolíferos; anomalías de menores dimensiones): Valores máximos de cocientes de carbonatos y altos valores del cociente de hierro no relacionados con elementos antrópicos.
- Zona Sur (anomalías de mayores dimensiones): Valores medios-bajos de cociente de carbonatos y con altos valores del cociente de hierro no relacionados con elementos antrópicos.

Los resultados de la cartografía TDT (anomalías TDT) se presentan en la **Figura 9**.

Los lineamientos geofísicos y morfométricos (fundamentalmente, dislocaciones tectónicas de carácter regional) fueron trazados, fundamentalmente, a partir del mapa de la DV del campo aeromagnético y gravimétrico y del MED residual a 500 m, considerando, fundamentalmente las cadenas de mínimos y,

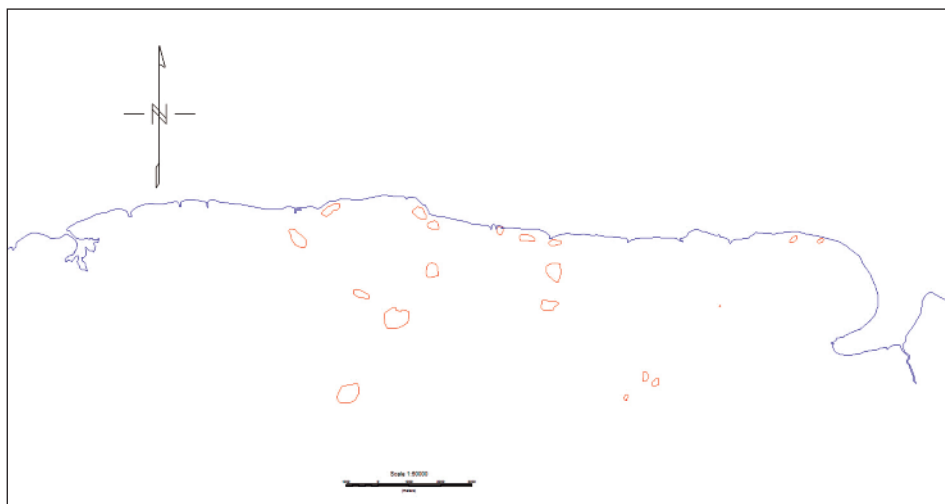


Figura 9. Resultados de la cartografía TDT (anomalías).

algunas de máximos, la linealidad, flexiones e interrupción de las isolíneas, así como las zonas de elevado gradiente de las mismas.

De igual manera, se reconocieron las principales depresiones estructurales, considerando un cambio en las características del campo de la DV magnética (suavización o aplanamiento), coincidente con mínimos gravitatorios.

El procesamiento geofísico se realizó con dos propósitos principales: la regionalización o cartografía geólogo-estructural (a partir de los campos potenciales y la morfometría; **Figuras 10 y 11**) y, la cartografía prospectiva integrada (a partir de todos los campos geofísicos y la morfometría; **Figura 12**). La primera de ellas tiene como objetivo revelar los principales elementos del cuadro geólogo-estructural a partir de los datos gravi-magnéticos (**Figura 10**) (cartografía del terreno volcáni-co+ofiolitas y las depresiones estructurales). La segunda (**Figura 11**), tiene como propósito el establecimiento de localidades con perspectivas para depósitos gasopetrolíferos, a partir de considerar la pre-

Figura 10. Cartografía geólogo-estructural en base a datos gravi-magnéticos.

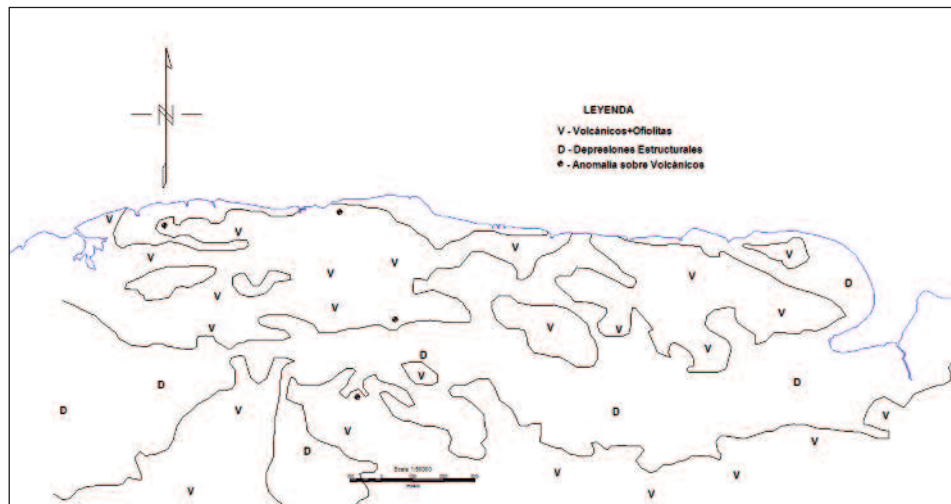
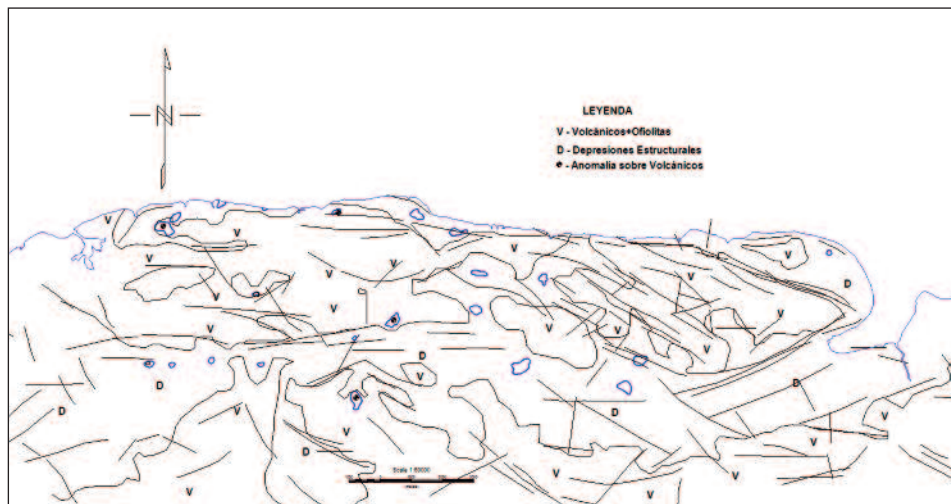


Figura 11. Cartografía geólogo-estructural (con lineamientos) en base a los campos potenciales y la morfometría.



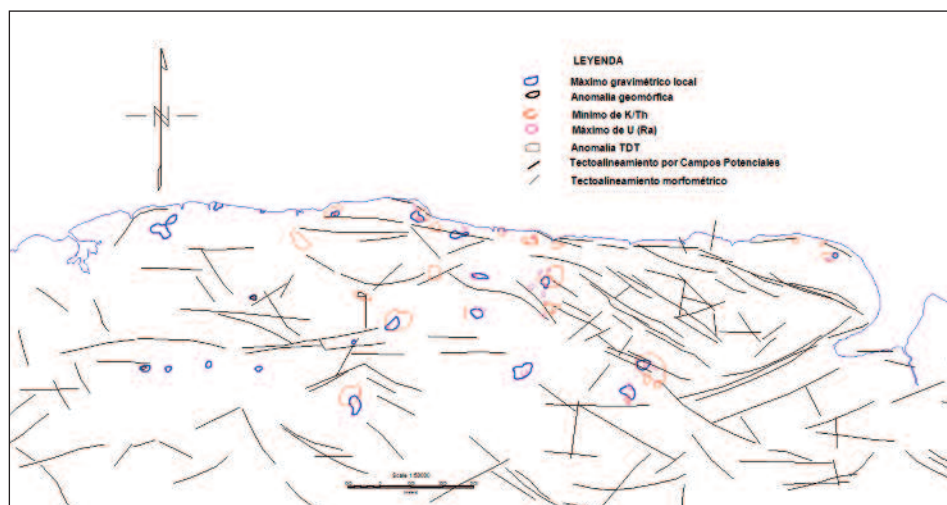


Figura 12. Resultados de la cartografía prospectiva integrada.

sencia de un complejo de anomalías indicadoras: máximos gravimétricos locales de baja amplitud, coincidentes con mínimos de la relación K/Th, máximos locales de U(Ra) en la periferia y máximos morfométricos locales. Como información complementaria, muy sensible, se considera la presencia de anomalías TDT.

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).

Como resultado de la cartografía geólogo-estructural a partir de los datos gravi-magnéticos (**Figura 10**) se puede observar una amplia distribución del Terreno Zaza (volcánico+ofiolitas) en la región de estudio. Las principales depresiones estructurales se concentran a lo largo de una franja de dirección latitudinal que abarca las localidades siguientes (de Este a Oeste): Suroeste de Bahía de Matanzas, Ceiba Mocha, Aguacate, Bainoa, Tapaste, Cuatro Caminos, Managua y Santiago de las Vegas. Sobre la base de las estimaciones a partir del campo magnético reducido al polo, la profundidad al tope de un objetivo localizado al Oeste de Bainoa, dentro de esta franja, es de 1 350 - 1 450 m, lo que da una idea de la potencia sedimentaria en la misma. Existe otra depresión importante, de rumbo transversal (N-S) a la franja anterior, que pasa por la localidad de San José de las Lajas. Otra depresión estructural tiene una clara expresión en el mínimo gravi-magnético de Punta Rubalcava al NNE de Matanzas.

Los máximos gravimétricos locales que se localizan sobre el Terreno Zaza, teniendo, por ende, una perspectividad gasopetrolífera menor, se localizan al SE de Alamar, SE de Brisas del Mar, SO de San Antonio de Río Blanco y al SE de El Perú.

Los resultados de la cartografía prospectiva integrada (**Figura 12**) consideran, en un primer nivel de perspectividad, las localidades (3) donde apare-

cen todas las anomalías estudiadas con excepción de las morfométricas (máximos gravimétricos locales + mínimos de la relación K/Th + máximos de U(Ra) en la periferia + anomalías de TDT). En un segundo nivel de perspectiva se consideran las localidades (11) que corresponden a la combinación de dos tipos de anomalías diferentes. Las localidades anómalas para los dos niveles señalados se presentan en la **Tabla 2**.

1er Nivel			2do Nivel		
Gb+AGE+TDT	Gb+AGE	Gb+TDT	AGE+TDT	Morf. +TDT	Gb+Morf.
Boca de Jaruco	SO de Punta Rubalcava	SO de San Antonio de Río Blanco	E de El Fraile	San Miguel de Casanovias	E de Peñalver
Jibacoa del Norte	Loma El Palenque	SE de El Perú	El Rubro		S de Cotorro
Este de Aguacate	El Conde	SE de Brisas de Mar			

Tabla 2. Localidades anómalas separadas por nivel de perspectiva.

CONCLUSIONES

Se ofrece una versión de la cartografía geólogo-estructural de la región de estudio, en base a los datos gravi-magnéticos y de la cartografía de sectores de interés gasopetrolífero, vinculados al petróleo convencional de la UTE Placetas, a partir de la presencia de un complejo de anomalías indicadoras. Este complejo considera los siguientes atributos: máximos gravimétricos locales de baja amplitud; mínimos de la relación K/Th y máximos locales de U(Ra) en su periferia; máximos locales del relieve residual y anomalías TDT. Este resultado constituye un complemento de información no sísmica imprescindible para la necesaria integración geólogo-geofísica-geoquímica-morfométrica del territorio.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a nuestra institución, el Centro de Investigaciones del Petróleo, por permitirnos publicar información parcial sobre diversos proyectos de investigación.

También queremos agradecer por la revisión del manuscrito y, por las observaciones hechas al mismo, al Dr. Osvaldo Rodríguez Morán.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Colectivo de Autores, 2009, Expediente Único del Proyecto 6004, «Exploración en la Franja Norte Petrolera Cubana». Inédito. Archivo, Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), La Habana, Cuba.

- Colectivo de Autores**, 2010, Mapa Geológico Digital de la República de Cuba a escala 1:100 000. Inédito. Instituto de Geología y Paleontología, Servicio Geológico de Cuba, La Habana.
- Fairhead, J. D., Ahmed S. and Williams, S. E.**, 2009, Tilt-Depth: A Simple Depth-Estimation Method Using First Order Magnetic Derivatives. Search and Discovery Article #40390 (Adapted from poster presentation at AAPG International Conference and Exhibition, Cape Town, South Africa, October 26-29, 2008).
- Jiménez de la Fuente, L.**, 2017, Resultados de la Teledetección (TDT) para la búsqueda de sectores gasopetrolíferos prospectivos en la región de Guanabo-Seboruco. Apuntes metodológicos. Inédito. Ceinpet, La Habana, 13 p.
- Mondelo, F., Sánchez Cruz, R. y otros**, 2011, Mapas geofísicos regionales de gravimetría, magnetometría, intensidad y espectrometría gamma de la República de Cuba, escalas 1: 2 000 000 hasta 1: 50 000. Inédito. IGP, La Habana, 278 p.
- Pardo Echarte, M. E. y Rodríguez Morán, O.**, 2016, Unconventional Methods for Oil & Gas Exploration in Cuba. Springer Briefs in Earth System Sciences, DOI 10.1007/978-3-319-28017-2.
- Pardo, M.**, 2016, Generalización Petrofísica de la Provincia Matanzas. Inédito. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, 5 p.
- Price, L. C.**, 1985, A critical overview of and proposed working model for hydrocarbon microseepage. US Department of the Interior Geological Survey. Open-File Report 85-271.
- Sánchez Cruz, R., Mondelo, F. y otros**, 2015, Mapas Morfométricos de la República de Cuba para las escalas 1: 1 000 000 – 1: 50 000 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>.
- Saunders, D. F., Burson, K. R. and Thompson, C. K.**, 1999, Model for Hydrocarbon Microseepage and Related Near-Surface Alterations: AAPG Bulletin, V. 83 (1999), No. 1 (January 1999), p. 170-185.
- Schumacher, D.**, 1996, Hydrocarbon-induced alteration of soils and sediments; in D. Schumacher and M. A. Abrams, eds., Hydrocarbon migration and its near-surface expression: AAPG Memoir 66, p. 71-89.

Resultados de los Métodos de Exploración no Sísmica en la región central de la provincia de Matanzas, Cuba.^b

Manuel Enrique Pardo Echarte¹

¹ Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET). Churrucá, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. C. P. 12000. La Habana, Cuba. E-mail: pardo@ceinpet.cupet.cu.

RESUMEN

En diversas situaciones, cuando la adquisición sísmica es difícil y muy costosa y/o, la calidad de la información es pobre debido a la complejidad geológica, los métodos de exploración no-sísmicos aportan información sobre la presencia de zonas verticales de microfiltración activa de hidrocarburos ligeros, testigos de posibles ocurrencias en la profundidad. Los beneficios en el uso de los métodos no-sísmicos de exploración, integrados con los datos geológicos y de los métodos convencionales, se traducen en una mejor evaluación de los prospectos y del riesgo de exploración; tal es el propósito de la presente investigación. Se ofrece una versión de la cartografía de sectores de interés gasopetrolífero, vinculados al petróleo convencional de la Unidad Tectono-Estratigráfica Placetas, a partir de la presencia de un complejo de anomalías aerogammaespectrométricas indicadoras. Este complejo considera los mínimos de la relación K/Th y los máximos locales de U(Ra) en su periferia, relacionados con presumibles zonas verticales de microfiltración activa de hidrocarburos ligeros. Para ello se procesó la aerogammaespectrometría a escala 1:100 000 del territorio. Los resultados de esta cartografía consideran cuatro áreas de interés principales, de este a oeste: Seboruco Sur, Alturas Relativas

^b Este texto fue publicado en la revista *Geociencias*, v. 1, núm. 2, diciembre 2018. pp. 77-86; órgano de difusión científica de la Universidad Olmea.

de Aptychus, Cantel y Continuación SE de Cantel. Los mismos constituyen un complemento de información no-sísmica imprescindible para la planificación y futura interpretación de la campaña sísmica que se acometerá, próximamente, en el territorio. Además, se presentan los resultados de la cartografía geólogo-estructural de la región de estudio, en base a los datos gravi-magnéticos y morfométricos. A tal fin, se procesó el campo gravimétrico a escala 1:250 000, el aeromagnético a escala 1:50 000, y el Modelo de Elevación Digital 90 x 90 m. Como resultado de la cartografía geólogo-estructural se establece una amplia distribución del Terreno Zaza (volcánico+ofiolitas) en la región de estudio. Las principales depresiones estructurales se expresan en forma de franjas de dirección NO-SE y sublatitudinal, de campos no anómalos o mínimos, en el centro-sur del área investigada.

Palabras clave: Gravimetría; aeromagnetometría; aerogammaespectrometría; cartografía geólogo-estructural; cartografía prospectiva aerogammaespectrométrica.

ABSTRACT

In various situations, when seismic acquisition is difficult and extremely expensive and / or, the quality of information is poor due to geological complexity, non-seismic exploration methods provide information on the presence of vertical zones of active light hydrocarbon microseepage, witnesses of possible occurrences in the depth. The benefits in the use of non-seismic exploration methods, integrated with geological data and conventional methods, result in a better evaluation of prospects and exploration risk; such is the purpose of the present investigation. A version of the cartography of sectors of gaso-petroleum interest, linked to the conventional oil of the Placetas Tectono-Stratigraphic Unit, is offered, based on the presence of a complex of indicator airborne gamma spectrometric anomalies. This complex considers the minimums of the K / Th ratio and the local maximums of U(Ra) in its periphery, related to presumable vertical zones of active light hydrocarbons microseepage. To do this, airborne gamma spectrometry at a 1:100 000 scale of the territory was processed. The results of this cartography consider four main areas of interest, from east to west: Seboruco Sur, Relative Heights of Aptychus, Cantel and Continuation SE of Cantel. They constitute a complement of non-seismic information essential for the planning and future interpretation of the seismic campaign that will be undertaken, soon, in the territory. In addition, the results of the geological-structural cartography of the study region are presented, based on the gravi-magnetic and morphometric data. For this purpose, the gravimetric field at scale 1:250 000, the aeromagnetic at scale

1:50 000, and the Digital Elevation Model 90 x 90 m were processed. As a result of the geological-structural cartography a wide distribution of the Zaza Terrain (volcanic + ophiolites) is established in the study region. The main structural depressions are expressed in the form of NW-SE and sublatitudinal direction bands, of non-anomalous or minimum fields, in the south-central area of the investigated area.

Key words: Gravimetry; aeromagnetism; airborne gamma spectrometry; geological-structural cartography; a airborne gamma spectrometric prospective cartography.

RESUMO

Em diversas situações, quando aquisição sísmica é difícil e extremamente caro e / ou qualidade da informação é fraca, devido à complexidade geológica, os métodos de exploração não-sísmica fornecer informação sobre a presença de zonas verticais microfiltração hidrocarboneto activa, testemunhas de possíveis ocorrências na profundidade. Os benefícios no uso de métodos de exploração não sísmica, integrados com dados geológicos e métodos convencionais, resultam em uma melhor avaliação dos prospectos e risco de exploração; tal é o objetivo da presente investigação. Uma versão da cartografia dos setores de interesse do petróleo é oferecida, ligada ao óleo convencional da Unidade Tectono-Estratigráfico Placetas, a partir da presença de um complexo de anomalias indicadoras de aerogama e espectrometria. Este complexo considera os mínimos da relação de K / Th e os máximos locais de U(Ra) na sua periferia, relacionado a presumidas zonas verticais de microfiltração ativa de hidrocarbonetos leves. Para isso, a espectrometria de aerogama foi processada na escala 1:100 000 do território. Os resultados deste mapeamento considerar quatro principais áreas de interesse, de leste a oeste: Seboruco Sur, Alturas Relativas de Aptychus, Cantel y Continuación SE de Cantel. Estes constituem um complemento de informação não sísmica essencial para o planeamento e futura interpretação da campanha sísmica que será realizada, em breve, no território. Além disso, são apresentados os resultados da cartografia geológico-estrutural da região de estudo, com base nos dados gravi-magnéticos e morfométricos. Para este propósito, o campo gravimétrico na escala 1:250 000, o aeromagnético na escala 1:50 000, e o Modelo Digital de Elevação 90 x 90 m foram processados. Como resultado da cartografia geológico-estrutural, uma ampla distribuição do Terreno Zaza (vulcânicos + ofiolitos) é estabelecida na região de estudo. As principais depressões estruturais são expressas na forma de bandas de direção NW-SE e subatitudinal, de campos não-anômalos ou mínimos, na área centro-sul da área investigada.

Palabras-chave: Gravimetria; aeromagnetometría; aerogammaspectrometria; cartografía geológico-estructural; cartografía prospectiva aerogammaspectrométrica.

INTRODUCCIÓN

En diversas situaciones, cuando la adquisición sísmica es difícil y muy costosa y/o, la calidad de la información es pobre debido a la complejidad geológica, los métodos de exploración no-sísmicos aportan información sobre la presencia de zonas verticales de microfiltración activa de hidrocarburos ligeros, testigos de posibles ocurrencias en la profundidad. Los beneficios en el uso de los métodos no-sísmicos de exploración, integrados con los datos geológicos y de los métodos convencionales, se traducen en una mejor evaluación de los prospectos y del riesgo de exploración; tal es el propósito de la presente investigación.

Ubicación geográfica y características generales

El área de estudio (**Figura 1**) pertenece a la región central de la provincia de Matanzas, comprendida entre Seboruco Sur y la Bahía de Cárdenas, dentro de los límites aproximados de las coordenadas Lambert Cuba Norte X: 439715-490415; Y: 330000-370000.

La región de estudio, comprendida entre Seboruco Sur y la Bahía de Cárdenas, pertenece a la Franja Norte Petrolera Cubana (FNPC). Según el Co-

Figura 1. Imagen satelital con la ubicación de la región de estudio.



lectivo de Autores (2009), la FNPC abarca la faja costera de las provincias de La Habana y Matanzas, incluyendo el acuatorio adyacente, con unos 5 km de ancho y 150 km de largo, donde se han descubierto la mayoría y los más grandes yacimientos del país, aunque es posible que se extienda aún más hacia el Oeste y el Este. La densidad de los petróleos encontrados fluctúa entre 11° y 14° API, lográndose, a partir de la perforación dirigida con grandes ángulos (horizontal), pozos con entradas estables del orden de hasta 4 000 barriles/día.

La geología del subsuelo en este sector es una de las mejor conocidas del país. Según la fuente antes citada, se caracteriza por varios niveles de pliegues de rampa contra falla inversa de rocas del Margen Continental Norteamericano (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 reservorios están representados por calizas muy fracturadas y lixiviadas cubiertas por un sello de arcillas del Paleoceno al Eoceno; ellas tienen sus análogos en los afloramientos de rocas del Margen Continental Norteamericano en Cuba Central (Unidad Tectono-Estratigráfica (UTE) Placetas). Los apilamientos de varios pliegues anticlinales de rampa es uno de los principales objetivos exploratorios. Estos conforman antiformalas que son cartografiables con mucha dificultad por la sísmica. La pobre imagen es el principal obstáculo para el desarrollo de los trabajos exploratorios; solo se observa como horizonte con alta definición dinámica el relacionado de modo directo con la envolvente de los pliegues escamas. De ahí, que el problema científico planteado en la investigación sea la baja efectividad geológica de la exploración, lo que supone la necesidad de integración de la información geólogo-geofísica-geoquímica del territorio para elevarla, a fin de reducir sus riesgos.

Según López-Rivera *et al.* (2009), esta región, se consideraba como uno de los de mayor perspectiva exploratoria del país, no obstante, los resultados pobres en cuanto al descubrimiento de nuevos yacimientos y la magnitud de los mismos determinaron el abandono del bloque por parte de las compañías extranjeras. Según los mismos autores, el territorio investigado se caracteriza por una tectónica de mantos muy compleja que hace que el método sísmico (2D y 3D) empleado para el desciframiento de las bases estructurales a escala regional y local no fuera efectivo, dado el bajo nivel de información que brindó, lo que se tradujo en la no confirmación o la confirmación, solo parcial, de las estructuras en las locaciones elegidas para los pozos exploratorios.

Según la fuente anterior, en este territorio se conocen mantos tectónicos caracterizados por la conjugación de rocas de la UTE Placetas, con sus correspondientes sedimentos sinorogénicos. Así mismo, las rocas de la Asociación Ofiolítica y del Arco Volcánico Cretácico (Terreno Zaza), ocupan intervalos

considerables, sobrecorridos sobre diferentes niveles estratigráficos. Por último, tanto en superficie como en pozos se presentan los sedimentos de la etapa postorogénica, con grandes extensiones en el territorio. De otro lado, la mayor parte de los sedimentos del mcñ, presentes tanto en superficie como en pozos, corresponden a la ute Placetas, representados por: Grupo Veloz, la Formación Constancia del Oxfordiano-Kimmerigiano Inferior, la Formación Cifuentes del Kimmerigiano Superior-Tithoniano, la Formación Ronda del Barremiano-Valanginiano, la Formación Morena del Hauteriviano-Barremiano, la Formación Santa Teresa del Aptiano-Albiano y la Formación Carmita del Cenomaniano-Turoniano. Estas rocas, según el caso, están cubiertas por los sedimentos sinorogénicos del Campaniano-Maastrichtiano (Formación Bacunayagua y Formación Amaro) y del Paleoceno Superior-Eoceno Medio (Formación Vega Alta).

Tarea Geológica

La tarea geológica planteada al procesamiento e interpretación geofísica-geoquímica de la región de estudio y objetivo general de la investigación, consiste en el establecimiento de sectores de interés gasopetrolífero vinculados al petróleo y el gas convencional de la UTE Placetas, a partir de la presencia de un complejo de anomalías aerogammaespectrométricas indicadoras. Para ello se procesó la aerogammaespectrometría (AGE) a escala 1:100 000 del territorio. Como un objetivo específico, se planteó realizar la cartografía geólogo-estructural del territorio. A tal fin, se procesó el campo gravimétrico (GB) a escala 1:250 000, el aeromagnético (DT) a escala 1:50 000, y el Modelo de Elevación Digital (med) 90 x 90 m.

Premisas Geológicas

Desde el punto de vista petrofísico, la tabla a continuación (**Tabla 1**) muestra los resultados de la Generalización Petrofísica de la provincia de Matanzas. Según la misma, por la alta densidad de los carbonatos jurásico-cretácicos, las elevaciones del tope de los mismos pueden causar máximos gravimétricos locales de baja amplitud. No obstante, la pequeña escala del mapa utilizado (1:250 000), impidió la cartografía de estos máximos. Por la Susceptibilidad Magnética no existen contrastes de importancia en la referida sección, con excepción de los volcánicos y las ultrabasitas, por lo que solo se esperan anomalías vinculadas con estos objetivos, los cuales son cartografiados sin dificultad.

Desde el punto de vista de la Geoquímica Superficial, según Price (1985), Schumacher (1996), Saunders *et al.* (1999) y Pardo-Echarte y Rodríguez-Morán (2016), las Premisas Geológicas que fundamentan la aplicación de

	Edad	Litología	Densidad (t/m ³)				Suscept. Magnét. (10 ⁻³ SI)			
			Cant. Muest.	Min	Max	Prom	Cant. Muest.	Min	Max	Prom
Jalmanitas	Pleistoc.	Calizas coralinas	48	1.70	2.44	2.12	-	-	-	-
Güines	N ₁₋₂	Calizas	1094	1.96	2.98	2.45	178	0	0.04	0.02
		Dolomitas	632	2.71	2.85	2.80	-	-	-	-
Peñón	P ₁₋₂	Brechas calcáreas	13	2.50	3.17	2.81	13	0.1	2.39	0.34
		Biocalcarenitas y margas	13	2.03	2.70	2.45	53	0	0.54	-
Perla	P ₁₋₂	Margas	68	1.48	2.84	2.11	97	0	0.54	0.05
Vía Blanca	K ₂ ^{med}	Flysch terrígeno	499	1.96	2.92	2.38	15	0	0.56	-
Carmita	K ₂ ^{med}	Calizas y silicitas	-	-	-	2.65	-	-	-	0.05
Amaro	K ₁	Brechas conglomerado calcáreo	32	2.44	2.70	2.58	32	0	0.34	0.16
Santa Teresa	K ₁₋₂ -K ₃₋₄	Silicitas y arcillas	17	1.85	2.63	2.32	5	0	5.29	-
Chirino	K ₃₋₄	Efusivos	-	-	-	2.57	-	-	-	8.71
		Tobas	-	2.45	2.60	-	-	0.16	18.30	5.43
Grupo Veloz	J ₁₋₂ -K ₁₋₂	Calizas	152 / 62	1.92	2.70	2.28/2.57	214	0	0.16	0.03
		Areniscas	13	2.30	2.40	2.36	-	-	-	-
Constancia	J ₁₋₂ -J ₃	Calizas y areniscas	-	-	-	2.65	-	-	-	
Complejo Ofolítico	Tri-J	Serpentinitas	7/2	2.20	2.70	2.37/2.63	11/-	0.05	24.67	8.69/-
		Ultrabásitas	-	-	-	-	-	23.87	39.79	-

Tabla 1. Generalización Petrofísica de la provincia de Matanzas, Cuba. (Pardo, 2016).

las técnicas geofísico-geoquímicas-morfométricas no convencionales de exploración son las siguientes:

- Las «Chimeneas Reductoras» son columnas de rocas mineralizadas por encima de los depósitos de hidrocarburos las cuales fueron modificadas por la migración vertical de estos y/o por alguna otra asociación de especies reducidas (iones metálicos) los cuales «se oxidan», por acción microbiana, para crear un ambiente reductor.
- Los principales productos de la oxidación microbiana de los hidrocarburos (CO₂) y de la reducción microbiana del azufre (H₂S), cambian de forma drástica el pH/eH del sistema.

Los cambios en pH / Eh resultan en cambios de la estabilidad mineral:

- Precipitación de diversos carbonatos.
- Descomposición de las arcillas (como consecuencia, aumentan las concentraciones de sílice y alúmina).
- Precipitación de la magnetita/maghemita, de los sulfuros de hierro (como la pirrotina y la griegita) o la coprecipitación del hierro y / o el manganeso con calcita en los cementos carbonatados sobre los depósitos de hidrocarburos.

La respuesta morfométrica, geofísica y geoquímica a los cambios de la estabilidad mineral anteriores es la siguiente:

- La mineralización secundaria de carbonato de calcio y la silicificación, resultan en materiales superficiales más densos y resistentes a la erosión (formación de anomalías geomórficas y máximos de resistividad).
- La descomposición de la arcilla es la responsable de los mínimos de radiación reportados sobre los yacimientos de petróleo: el potasio es lixiviado del sistema hacia los bordes de la proyección vertical del depósito de hidrocarburos, donde precipita resultando en un «halo» de valores altos. El thorio permanece fijo de forma relativa en su distribución original dentro de los minerales pesados insolubles; de ahí que sean observados mínimos de la relación K/Th rodeados de máximos sobre los depósitos gasopetrolíferos. En la periferia se observan máximos (incrementos) de U(RA).
- La conversión de los minerales de hierro no magnéticos (óxidos y sulfuros) en variedades magnéticas más estables resulta en un aumento de la Susceptibilidad Magnética, correlacionable con el mínimo del Potencial Redox lo cual justifica la integración de ambas técnicas. También se observan anomalías de Polarización Inducida.
- El arribo a la superficie de los Iones Metálicos contenidos en los hidrocarburos (V, Ni, Fe, Pb, y Zn, entre otros) condicionan la presencia de una sutil anomalía de estos elementos en el suelo. Estas anomalías son el principal indicador de la presencia de hidrocarburos en la profundidad.

MATERIALES Y MÉTODOS

Información y sus Fuentes

Los materiales utilizados y sus fuentes son las siguientes:

- Mallas del campo gravimétrico a escala 1: 250 000, aeromagnético a escala 1:50 000 y, aerogammaespectrométrico (canales: It, U, Th y K) a escala 1:100 000 de la República de Cuba (Mondelo *et al.*, 2011).
- El med (90 x 90 m) empleado en este trabajo fue tomado de Sánchez-Cruz *et al.* (2015), con fuente en: <http://www.cgiar-csi.org/data/srtm-90m-digital-elevation>.
- Mapa Geológico Digital de la República de Cuba a escala 1:100 000. Colectivo de Autores (2010).

RESULTADOS

Procesamiento e interpretación de la información

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

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, 2 000 y 6 000 m, dadas por el orden de profundidad de los posibles objetivos gasopetrolíferos y del estudio sísmico, aunque para la cartografía geólogo-estructural, se utilizó la primera derivada vertical (DV) y la derivada horizontal total (DHT). En la DV, los máximos están asociados a la presencia del Terreno Zaza (volcánicos y ofiolitas) (V) y, los mínimos y el campo no anómalo, a depresiones estructurales (D) y/o la posible presencia de evaporitas en la profundidad.

En la aeromagnetometría, la capacidad de cartografiar rasgos geólogo-estructurales se refuerza por la posibilidad de cartografiar anomalías de diferente amplitud; así, los cuerpos protusivos (ofiolitas) se pueden distinguir de modo directo sobre la base de las observaciones magnéticas. El campo aeromagnético se sometió a la Reducción al Polo y a la DV. En este campo, los máximos están asociados a la presencia del Terreno Zaza (volcánicos y ofiolitas) (V) y, los mínimos y el campo no anómalo, a depresiones estructurales (D) y/o la posible presencia de evaporitas en la profundidad. Los resultados de la cartografía gravi-magnética se presentan en la **Figura 2**.

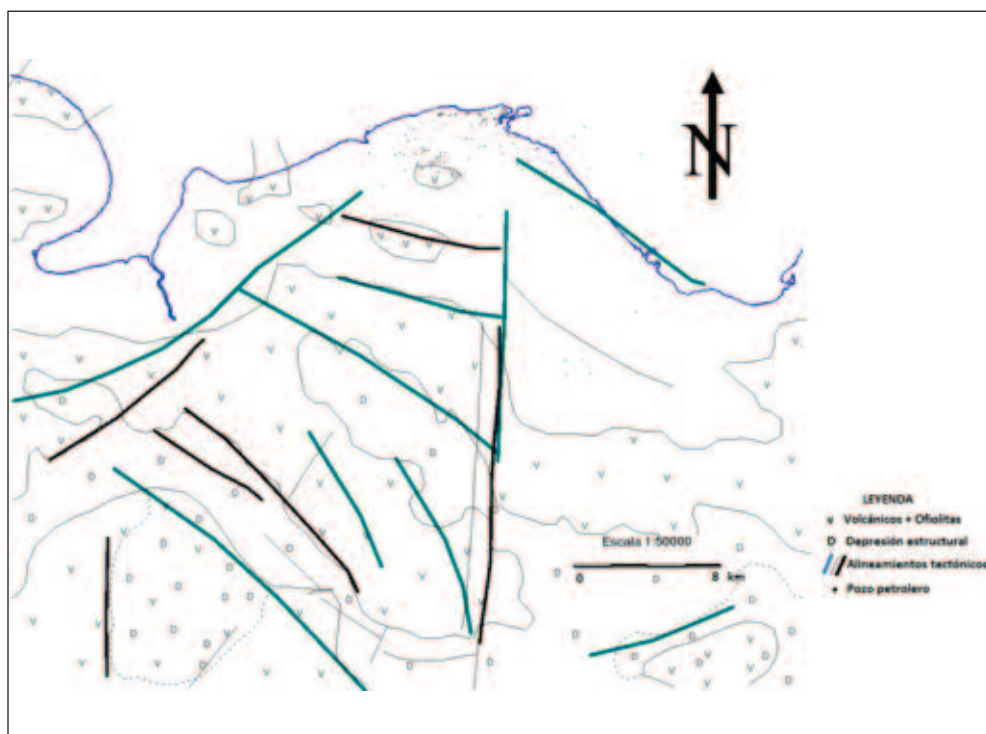


Figura 2. Esquema geólogo-estructural en base a datos gravi-magnéticos y morfométricos.

Para la AGE se determinó la relación K/Th, con el propósito de señalar los mínimos, vinculados, de forma presumible, con zonas activas de microfiltración vertical de hidrocarburos ligeros. Los resultados de la cartografía age (mínimos de la relación K/Th y máximos locales de U(RA) en su periferia), de forma conjunta con los de la cartografía geólogo-estructural, se presentan en la **Figura 3**.

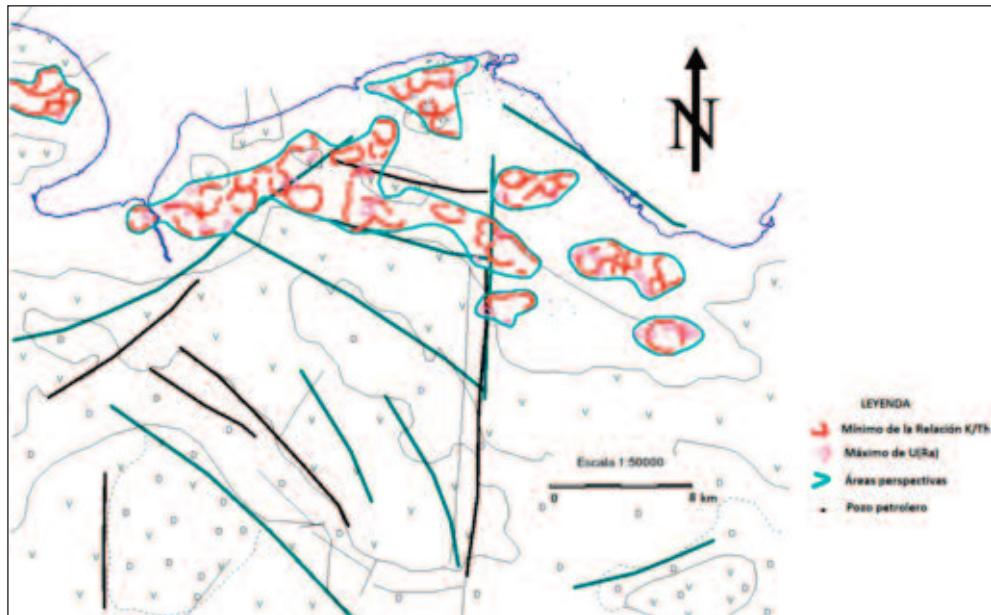


Figura 3. Esquema prospectivo aerogammaespectrométrico mostrando los límites de las áreas de interés gasopetrolífero.

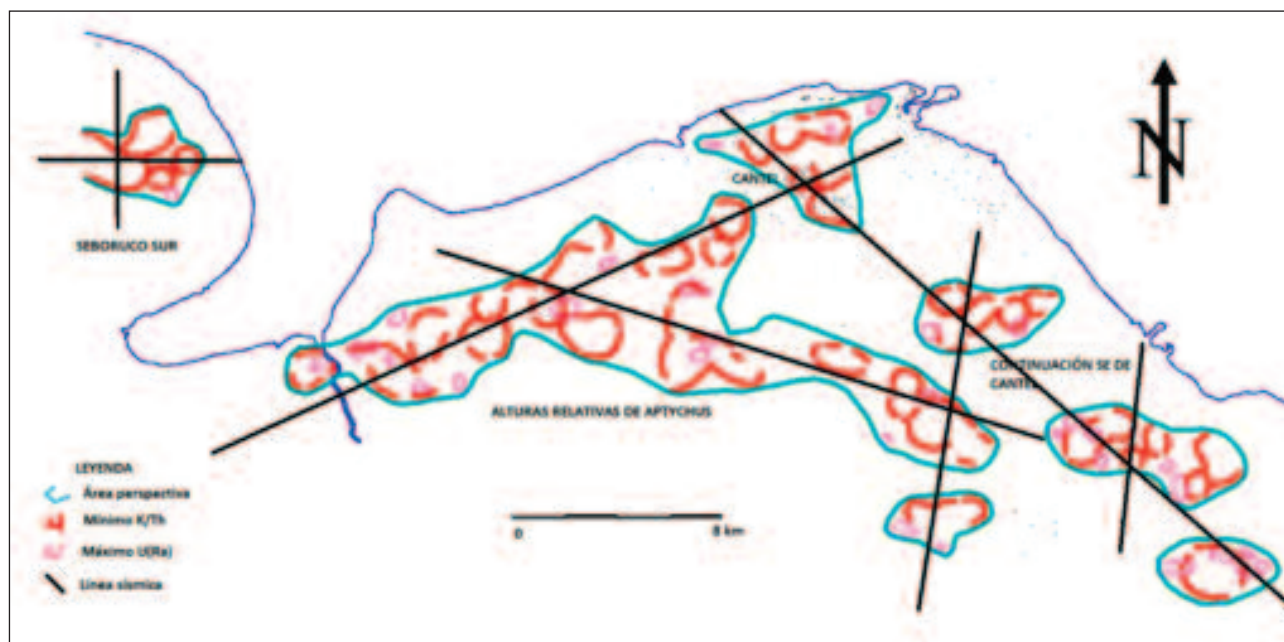
El MED (90 x 90 m) se sometió a la separación regional-residual a partir de la CAA a 500 m, según la experiencia del autor, para señalar posibles máximos locales (vinculados con los procesos de ligera carbonatización y silicificación subsuperficiales que tienen lugar sobre la microfiltración vertical activa de hidrocarburos ligeros) y, los principales alineamientos morfométricos. En el primer caso, no se detectaron claros máximos locales coincidentes con las zonas anómalas AGE. Los resultados de la cartografía morfométrica (alineamientos) se presentan, de modo conjunto con los datos gravi-magnéticos, en las **Figuras 2 y 3**.

Los alineamientos geofísicos (gravi-magnéticos) y morfométricos se corresponden, de modo fundamental, con dislocaciones tectónicas de carácter regional. Los mismos fueron trazados a partir del mapa de la DHT del campo gravimétrico, de la DV de los campos aeromagnético y gravimétrico y del MED residual a 500 m, considerando, fundamentalmente las cadenas de mínimos y, algunas de máximos, la linealidad, flexiones e interrupción de las isolíneas, así como las zonas de elevado gradiente de las mismas. De igual manera, se reconocieron las principales depresiones estructurales (D), considerando un cambio en las características de los campos gravi-magnético (suavización, aplanamiento o mínimos), coincidentes con aplanamiento o mínimos del campo gravitatorio.

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).

DISCUSIÓN

Según Comunicación Personal con López-Rivera (2018), quien analizó, de forma detallada, los resultados de la cartografía prospectiva aerogammaespectrométrica (**Figura 3**), se pueden establecer cuatro áreas de interés gasopetrolífero principales, de este a oeste: Seboruco Sur, Alturas Relativas de Aptychus, Cantel y Continuación SE de Cantel. Como quiera que los resultados constituyen un complemento de información no sísmica imprescindible para la planificación y futura interpretación de la campaña sísmica que se acometerá, próximamente, en el territorio, se propone un esquema de distribución de las líneas sísmicas (volumen 117.4 km), representado en la **Figura 4**.



Una vez concluidos los trabajos sísmicos, en la etapa de interpretación, se propone la realización de los trabajos de reconocimiento por el *Complejo Redox*, con el propósito de establecer si las estructuras de interés están o no cargadas de hidrocarburos. A fin de ejemplificar los posibles resultados a alcanzar en esta etapa se presentan, en la **Figura 5**, los correspondientes al área del yacimiento Cantel (Potencial Redox), a partir de los trabajos desarrollados en el año 2002.

Como resultado de la cartografía geólogo-estructural a partir de los datos gravi-magnéticos y morfométricos (**Figura 2**) se observará una amplia distribución del Terreno Zaza (volcánico+ofiolitas) (v) en la región de estudio. En esta figura se establecerá, con buena aproximación, el límite norte donde el Terreno Zaza (volcánico+ofiolitas) (v) comienza a aumentar de espesor (hacia el sur), a partir de los

Figura 4. Esquema propuesto para la distribución de las líneas sísmicas en el territorio.

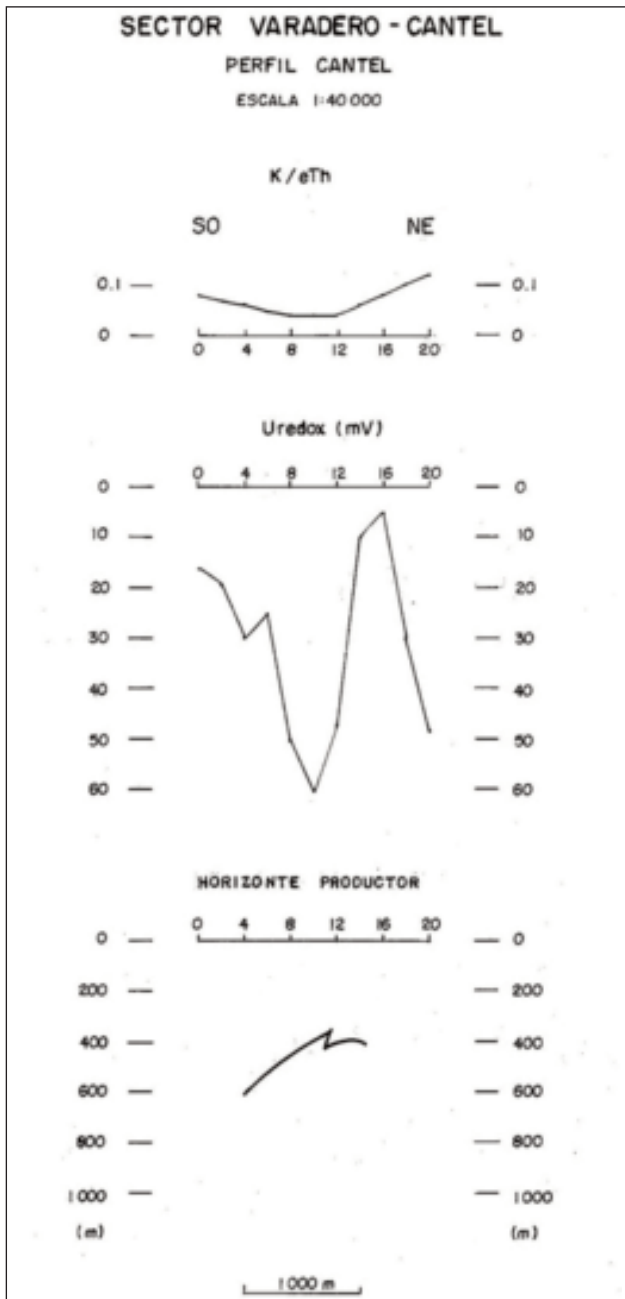


Figura 5. Resultados de los métodos no-sísmicos y no-conconvencionales (Potencial Redox) en el yacimiento Cantel (Pardo-Echarte y Rodríguez-Morán, 2016).

campos gravi-magnético anómalos, lo cual es corroborado por una serie de pozos al sur y al norte de dicho límite. Las principales depresiones estructurales (D), de dirección NO-SE y sublatitudinal, están caracterizadas por los campos gravi-magnético no anómalos (tranquilo y/o de valores negativos). Estas no parecen corresponder con altos de los sedimentos del MCN, como lo han planteado otros autores.

CONCLUSIONES

■ Una versión de la cartografía de sectores de interés gasopetrolífero, vinculados al petróleo convencional de la UTE Placetas, a partir de la presencia de un complejo de anomalías aerogammaespectrométricas indicadoras se obtuvo en la región central de la provincia de Matanzas (Bloque 9A). Este complejo considera los mínimos de la relación K/Th y los máximos locales de U(RA) en su periferia, relacionados con presumibles zonas verticales de microfiltración activa de hidrocarburos ligeros. Los resultados de esta cartografía revelan cuatro áreas de interés principales, de este a oeste: Seboruco Sur, Alturas Relativas de Aptychus, Cantel y Continuación SE de Cantel. Los mismos constituyen un complemento de información no sísmica imprescindible para la planificación y futura interpretación de la campaña sísmica que se acometerá, próximamente, en el territorio.

■ La cartografía geólogo-estructural de la región de estudio, en base a los datos gravi-magnéticos y morfométricos, constituye uno de los principales resultados de la metodología aplicada. A partir de ellos se establece una amplia distribución del Terreno Zaza (volcánico+ofiolitas) (v) en la región de estudio. Las principales depresiones estructurales (D) se expresan en forma de franjas de dirección NO-SE y sublatitudinal en el centro-sur del área investigada.

AGRADECIMIENTOS

El autor quiere agradecer a su institución, Centro de Investigaciones del Petróleo, por permitirle publicar información, no-confidencial, de sus investigaciones y del archivo técnico. Igualmente, quiere agradecer a la Dra. Norma Rodríguez Martínez y al Dr.

Reinaldo Rojas Consuegra, investigadores titulares de su centro, por la exhaustiva y rigurosa revisión del manuscrito.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Colectivo de Autores**, 2009, Expediente Único del Proyecto 6004, «Exploración en la Franja Norte Petrolera Cubana». Inédito. Archivo, Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), La Habana, Cuba.
- 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.
- López-Rivera, J. G., García-Delgado, D., García-Sánchez, R., et al.**, 2009, Proyecto 6004 «Exploración en la Franja Norte Petrolera Cubana (FNPC): Generalización geólogo-petrolera del Bloque 9 y su entorno». Inédito. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, 35 pp.
- Mondelo, F., Sánchez-Cruz R. et al.**, 2011, Mapas geofísicos regionales de gravimetría, magnetometría, intensidad y espectrometría gamma de la República de Cuba, escalas 1:2 000 000 hasta 1:50 000. Inédito. IGP, La Habana, 278p.
- Pardo-Echarte, M. E.**, 2016, Generalización Petrofísica de la Provincia Matanzas. Inédito. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana.
- Pardo-Echarte, M. E. y Rodríguez-Morán O.**, 2016, Unconventional Methods for Oil & Gas Exploration in Cuba. Springer Briefs in Earth System Sciences, DOI 10.1007/978-3-319-28017-2.
- Price, L. C.**, 1985, A critical overview of and proposed working model for hydrocarbon microseepage. US Department of the Interior Geological Survey. Open-File Report 85-271.
- Sánchez-Cruz, R., Mondelo, F. et al.**, 2015, Mapas Morfométricos de la República de Cuba para las escalas 1:1 000 000 - 1:50 000 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>.
- Saunders, D. F., Burson K. R. and Thompson C. K.**, 1999, Model for Hydrocarbon Microseepage and Related Near-Surface Alterations. AAPG Bulletin, v. 83 (1999), No. 1 (January 1999), pp. 170-185.
- Schumacher, D.**, 1996, Hydrocarbon-induced alteration of soils and sediments; in D. Schumacher and M. A. Abrams, eds., Hydrocarbon migration and its near-surface expression: AAPG Memoir 66, pp. 71-89.

Cartografía geólogo-estructural y sectores perspectivas para hidrocarburos en Cuba Central a partir de métodos no-sísmicos de exploración^c

Manuel Enrique Pardo Echarte¹

¹ Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET). Churrucá, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. C. P. 12000. La Habana, Cuba. E-mail: pardo@ceinpet.cupet.cu.

RESUMEN

En la región de Cuba Central (norte de las provincias de Sancti Spiritus y Ciego de Ávila), donde están ubicados los bloques petroleros 13, 14, 21A y 21, la geología del territorio presenta una alta complejidad, caracterizada por el cabalgamiento de la Placa Caribe sobre el Margen Continental Norteamericano, tanto sobre sus facies de cuenca como de plataforma y sus cuencas superpuestas, complicada, además, por procesos de transcurrencia de dirección SO-NE, recubiertos o no discordantemente, por depósitos carbonados del terciario de yacencia tranquila. A esto se suma la disímil distribución de las áreas perspectivas para hidrocarburos que consideran tanto la región de la Cuenca Central como la vinculada al Cinturón Plegado y Cabalgado. Esta investigación tiene por objetivo la cartografía geólogo-estructural y de sectores perspectivas para hidrocarburos en la región de Cuba Central a partir de métodos no-sísmicos de exploración. Para ello se procesan la gravimetría y la aeromagnetometría a escala 1:50 000 y la aerogammaespectrometría a escala 1:100 000. Los resultados de la interpretación gravimétrica (derivada horizontal total y primera derivada vertical) argumentan: los distintos alineamientos tectónicos trazados; una cartografía geólogo-estructural de la región y los sutiles máximos locales vinculados ocasionalmente a los sectores perspectivas para hidrocarburos. Los resultados de la

^b Este texto fue publicado en la revista *Geociencias UO*. v. 3, núm. 5, pp. 35-44; órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca.

interpretación magnética (primera derivada vertical) permiten establecer: al norte, los límites de la Unidad Tectono-Estratigráfica Remedios; en la región central, los corrientes-pondientes a la Cuenca Central y, dentro de ella, los de dos fajas ofiolíticas que se siguen desde el oeste (Bloque 13), saliendo de la cuenca al este (Bloque 21). La interpretación aerogammaespectrométrica permite establecer distintas áreas perspectivas para hidrocarburos (a partir de los mínimos de la relación K/Th y los máximos locales de U(RA) en su periferia) y la cartografía de las principales estructuras salinas en el territorio, reflejadas también en el modelo de elevación digital (90x90 m).

Palabras clave: gravimetría; aeromagnetometría; aerogammaespectrometría; cartografía geólogo-estructural; cartografía prospectiva aerogammaespectrométrica.

ABSTRACT

In the region of Central Cuba (north of the provinces of Sancti Spíritus and Ciego de Ávila), where oil blocks 13, 14, 21A and 21 are located, the geology of the territory presents a high complexity. This is characterized by the thrust of the Caribbean Plate on the North American Continental Margin, both on its basin and platform facies and its overlapping basins, complicated, in addition, by transcurrent processes of SO-NE direction, coated or not discordantly by deposits, mainly carbonated, of the tertiary of quiet lying. To this is added the dissimilar distribution of the prospective areas for hydrocarbons that consider both the Central Basin region and the one linked to the Folded and Thrusted Belt. This research aims at geological-structural mapping and prospective sectors in this region of Central Cuba (Blocks 13, 14, 21A and 21) based on non-seismic exploration methods. For this, gravimetry and aeromagnetometry at a 1:50 000 scale, as well as airborne gamma spectrometry at a 1:100 000 scale, are processed. The results of the gravimetric interpretation (total horizontal derivative and first vertical derivative) argue: the different tectonic alignments outlined; a geological-structural mapping of the region and; the subtle local maximums occasionally linked to the prospective sectors. The results of the magnetic interpretation (first vertical derivative) allow establishing: to the north, the limits of Remedios Tectonic-Stratigraphic Unit; in the central region, those corresponding to the Central Basin and, within it, those of two ophiolite strips that follow from the west (Block 13) leaving the basin to the east (Block 21). The airborne gamma spectrometric interpretation allows to establish different prospective areas for hydrocarbons (from the minimum of the K/Th ratio and the local maximums of U(RA) in its periphery) and, the cartography of the main salt structures in the territory, reflected, also, in the Digital Elevation Model (90x90 m).

Keywords: Gravimetry; aeromagnetics; airborne gamma spectrometry; geological-structural cartography; airborne gamma spectrometric prospective cartography.

RESUMO

Na região de Cuba Central (norte das províncias de Sancti Spíritus e Ciego de Ávila), onde estão localizados os blocos de petróleo 13, 14, 21A e 21, a geologia do território apresenta alta complexidade. Isso se caracteriza pelo montado da Placa caribenha na Margem Continental da América do Norte, tanto em suas fácies de bacia e plataforma quanto em suas bacias sobrepostas, complicadas, além disso, pelo processos de passagem da direção SO-NE, revestido ou não discordantemente pelo depósitos, principalmente carbonatados, do terciário da mentirinha quieta. A isto se acrescenta a distribuição dissimilar das áreas prospectivas de hidrocarbonetos que consideram tanto a região da Bacia Central quanto aquela ligada ao Cinturão Dobrado e Montado. Esta pesquisa visa o mapeamento geológico-estrutural e os setores de perspectiva para hidrocarbonetos nesta região do centro de Cuba (Blocos 13, 14, 21A e 21), com base em métodos de exploração não sísmica. Para isso, são processadas a gravimetria e aeromagnetometria na escala de 1:50 000 e a espectrometria de aerogamma na escala de 1:100 000. Os resultados da interpretação gravimétrica (derivada horizontal total e primeira derivada vertical) argumentam: os diferentes alinhamentos tectônicos trazados; um mapeamento geológico-estrutural da região e; os máximos locais sutis ocasionalmente vinculados aos setores prospectivos de hidrocarbonetos. Os resultados da interpretação magnética (primeira derivada vertical) permitem estabelecer: ao norte, os limites da UTE Remedios; na região central, as correspondentes à Bacia Central e, dentro dela, aqueos de duas faixas ofiolíticas que seguem do oeste (Bloco 13), deixando a bacia para o leste (Bloco 21). A interpretação espectrométrica do aerogamma permite estabelecer diferentes áreas de perspectiva para os hidrocarbonetos (desde o mínimo da razão K/Th e os máximos locais de U(RA) em sua periferia) e a cartografia das principais estruturas salinas do território, refletidas, também, no Modelo Digital de Elevação (90x90 m).

Palavras-chave: Gravimetria; aeromagnetometria; espectrometria de aerogamma; mapeamento geológico-estrutural; mapeamento em perspectiva espectro- métrico de aerogamma.

INTRODUCCIÓN

Es conocido que los métodos de exploración no-sísmicos (Pardo, 2019), ofrecen una necesaria e importante información sobre la cartografía geólogo-estructural de los territorios y sobre la presencia en ellos de zonas verticales de microfiltración activa de hidrocarburos ligeros, testigos de posibles ocurrencias en la profundidad. Es por eso que los beneficios en el uso de los métodos no-sísmicos de exploración, integrados con los datos geológicos, se traducen en una mejor comprensión de la geología, así como en una mejor evaluación de los posibles prospectos y del riesgo de exploración, tal es el propósito de esta investigación.

Como antecedentes se tienen los reportes de investigación (no publicados) sobre los resultados de la aplicación de los métodos no-sísmicos de exploración en los Bloques 13 (Pardo, 2015), 14 (Pardo, 2019) y 21A-21 (Morales, 2018).

En este se exponen la ubicación geográfica y los aspectos generales de la geología regional del territorio, la tarea geológica planteada, las premisas físico-químico-geológicas que fundamentan la aplicación de los métodos no-sísmicos de exploración y los materiales y métodos utilizados. La investigación aborda, en primera instancia, los resultados de la cartografía geólogo-estructural del territorio a partir de datos gravimétricos y magnéticos a escala 1:50 000 y a continuación, se enfoca en los resultados de la cartografía prospectiva aerogammaespectrométrica a escala 1:100 000, conjuntamente con la información gravimétrica, la cual deriva en áreas perspectivas para hidrocarburos, ubicadas dentro del escenario cartográfico de la interpretación magnética.

Ubicación geográfica del territorio

La región de estudio (**Figura 1**) pertenece a la región central de Cuba, al norte de las provincias de Sancti Spíritus y Ciego de Ávila, comprendida por el área de confluencia de los bloques de exploración petrolera 13, 14, 21A y 21, dentro de los límites de las coordenadas Lambert Cuba Norte X: 675000-795000; Y: 238000-285000.

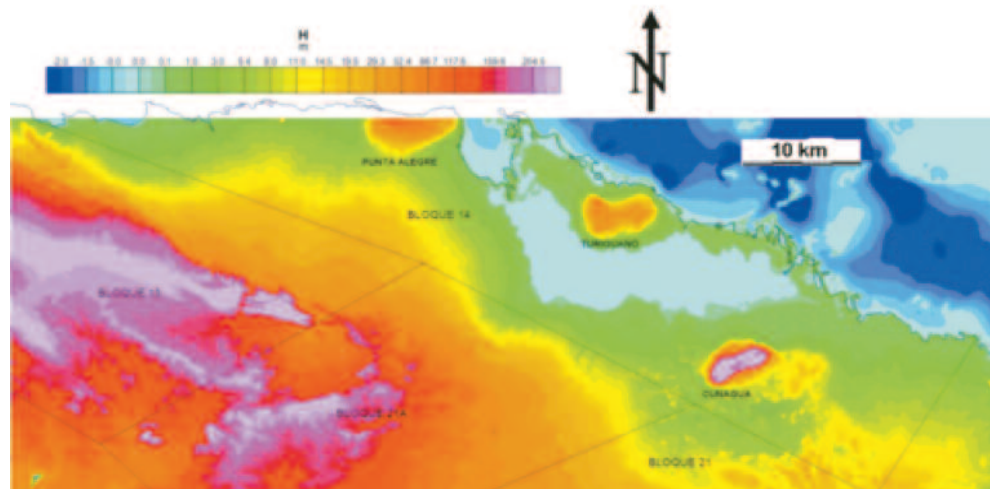


Figura 1. Modelo de elevación digital (MED) 90x90 m (Sánchez et al., 2015) con la ubicación de la región de estudio. Observe, dentro del Bloque 14, la localización, de oeste a este, de las estructuras salinas Punta Alegre, Turiguanó y Cunagua.

Marco geológico general

Según Cruz (2012), las unidades del margen de Bahamas afloran en el centro y oriente de Cuba formando afloramientos discontinuos en la parte norte del orógeno. La estratigrafía de dichas unidades constituye un típico margen pasivo progradante, en el cual se diferencian los dominios deposicionales de plataforma carbonatada y de cuenca marina abierta. Algunas unidades paleogeográficas se han identificado en la

secuencia *post-rift*. De noreste a suroeste, las unidades tectonoestratigráficas (UTE) son: Cayo Coco, Remedios, Camajuaní y Placetas.

Las unidades Cayo Coco y Remedios, que están formadas por rocas carbonatadas y evaporitas, pueden considerarse representantes de la plataforma continental, mientras que las unidades Camajuaní y Placetas, compuestas de rocas calcáreas y silíceas, son los depósitos típicos de talud continental y cuenca profunda. Las estructuras salinas de Punta Alegre, Turiguanó y Cunagua, están constituidas por evaporitas del Jurásico Superior (Meyerhoff y Hatten, 1968). Las dos primeras se consideran alóctonas, en forma de capas y, la tercera, intrusiva (diapírica).

Las unidades de talud continental y de aguas profundas también aparecen involucradas en un sistema imbricado convergencia NNE. La estructuración es complicada, ya que parecen estar superpuestos varios estadios de acortamiento tectónico y también se registran variaciones estructurales de una región a otra.

Aunque en la literatura caribeña usualmente se suele mencionar un gran arco volcánico del Cretácico para unificar la actividad magmática registrada en dicha región, los datos geoquímicos actualmente disponibles permiten diferenciar varios estadios en la evolución de dicho arco e incluso la existencia de varios arcos independientes (Iturralde, 1996b; Kerr *et al.*, 1999). Así, en Cuba se han estudiado distintas secuencias magmáticas, entre ellas la de arco volcánico primitivo (PIA) del Cretácico Inferior y la de arco volcánico de afinidad calcoalcalina y edad pre-Aptiense-Campaniense. Aquí, las series de arco volcánico primitivo del Cretácico Inferior han sido identificadas principalmente en Cuba Central y como representativas de dicho arco se considera a las rocas de edad pre-Aptiense de la Fm. Los Pasos (Díaz de Villalvilla, 1988) en la región de Las Villas y a algunos clastos de rocas plutónicas y volcánicas incluidos en las secuencias pre-Camujiro en la región de Camagüey (Iturralde-Vinent, 2019). Estas rocas son esencialmente basaltos, traquibasaltos y dacitas, que aparecen intercalados entre secuencias piroclásticas, epiclásticas y sedimentarias. Las series de afinidad predominantemente calcoalcalina del Cretácico afloran a lo largo de todo el territorio cubano, desde la región de Bahía Honda en Cuba occidental hasta las sierras de Nipe, Baracoa y Purial en Cuba oriental. Consiste en una sucesión plutónica-volcánica de edad Aptiense-Campaniense que muestra una transición en su composición desde toleítica a calcoalcalina y alcalina. La actividad magmática en la porción cubana de este arco finalizó cuando ocurrió la subducción-acreción del terreno Proto-Caribe. En términos generales, el arco volcánico calcoalcalino se entiende como la continuación natural del arco primitivo, constituyendo el resultado de estadios más maduros del magmatismo.

La compleja disposición estructural de las ofiolitas cubanas, así como sus características geoquímicas, sugieren que las mismas se formaron y se emplazaron en diversos contextos geológicos. Así, se diferencian: las ofiolitas del cinturón septentrional, que afloran fundamentalmente en la parte norte del orógeno, y otras ofiolitas

que están incluidas como mantos tectónicos en algunos terrenos metamórficos. Las ofiolitas del cinturón septentrional constituyen los afloramientos más extensos. Estas tienen en común su posición a lo largo de la mitad norte de la isla de Cuba entre Pinar del Río y Guantánamo; no obstante, se diferencian dos conjuntos principales. Por una parte, las ofiolitas de Cuba occidental y central se interpretan como parte del antearco del sistema de arco del Cretácico y se encuentran en posición alóctona sobre las unidades de margen continental y están cabalgadas por el arco volcánico. Aparecen formando mélanges tectónicos con algunas rocas metamórficas y plutónicas de edad cretácica (Iturralde-Vinent, 1996a).

Las rocas volcánicas, plutónicas y ofiolíticas de Cuba, a pesar de que pudieron haber tenido un origen y evolución diferenciados, suelen agruparse como partes del terreno Zaza (Hatten *et al.*, 1958). Consecuentemente, dicho terreno es un resultado de la superposición de varios eventos magmáticos y tectónicos; y su composición y estructura registra, en buena medida, la evolución magmática pre-Paleógeno del Caribe noroccidental.

Según Cruz (2012), la cubierta sedimentaria del Orógeno cubano registra tres estadios principales en su evolución. Dos de estos estadios se refieren a eventos sinorogénicos coetáneos con la subducción-acreción del Proto-Caribe durante el Cretácico tardío y con la colisión paleogénica entre el orógeno incipiente y el Margen Continental Norteamericano, respectivamente. El tercer estadio (post-Eoceno) está relacionado con el período posterior a la sutura del orógeno con el margen continental, cuando se terminaron de colmar las cuencas con sedimentos clástico-carbonatados que se depositaron en medios marinos someros y transicionales.

La sedimentación durante el Cretácico terminal (Campaniense–Maastrichtiense) cubrió discordantemente las rocas del arco volcánico Cretácico, marcando su extinción. Las secuencias sedimentarias postvolcánicas del intervalo Campaniense Superior–Maastrichtiense Inferior se caracterizan por sucesiones siliciclásticas –derivadas de la erosión del arco y las ofiolitas– que fueron depositadas en medios marinos de profundidad variable, mientras que las del Maastrichtiense Superior constituyen sucesiones carbonatadas depositadas en medios marinos someros hasta medios profundos. Las deformaciones sinorogénicas en las secuencias sedimentarias del Cretácico terminal son escasas. A partir del Paleoceno, cuando comenzó la convergencia del arco volcánico extinto (orógeno incipiente) con el Margen Continental Norteamericano, se desarrollaron extensas cuencas sintectónicas a lo largo de todo el cinturón orogénico. En estas cuencas se depositaron sedimentos flyschoides y molásicos que registran la evolución de la convergencia.

De acuerdo con Cruz (2012), las cuencas sinorogénicas de Cuba Central se formaron en un contexto de colisión. Un análisis tectonoestratigráfico de dichas cuencas ha permitido distinguir diferentes estilos estructurales en el Cinturón Orogénico de Cuba Central. Se reconocen tres dominios estructurales diferentes: (1) el Com-

plejo Metamórfico Escambray, (2) la Zona Axial, y (3) el Cinturón de Deformación del Norte (Cinturón Plegado y Cabalgado).

La evolución estructural del Complejo Metamórfico Escambray incluye una fase compresional del Cretácico tardío que es seguida por una fase extensional durante el Paleógeno. La compresión dio lugar a la formación de un apilamiento antiformal en un ambiente de subducción, y la extensión produjo su exhumación en un contexto de intra-arco. La Zona Axial fue muy deformada y acortada desde el Cretácico tardío hasta el Eoceno. La compresión se produjo en una fase inicial y a continuación tuvo lugar la deformación transpresiva durante el Eoceno Medio. El Cinturón de Deformación del Norte (Cinturón Plegado y Cabalgado Norte Cubano) consiste en un sistema imbricado que se formó desde el Paleoceno hasta el Eoceno Medio; los pliegues y las fallas se produjeron en secuencia normal, con el transporte tectónico dirigido hacia el NNE.

En el Cinturón Orogénico de Cuba Central, algunas importantes estructuras NE-SO son coetáneas con el sistema imbricado cubano que se extiende en dirección NO-SE, formándose corredores tectónicos y/o fallas de transferencia que facilitaron un régimen de partición de la deformación mientras se producía la colisión. El acortamiento rotó en sentido horario durante la deformación desde una dirección SSO-NNE hasta otra OSO-ENE. La sincronía de la compresión en el norte con la extensión en el sur es coherente con la apertura de la cuenca de Yucatán. Asimismo, la evolución desde regímenes de compresión-extensión hasta regímenes de transpresión está en consonancia con el aumento de la oblicuidad de la colisión entre las placas del Caribe y Norteamérica.

Tarea geológica

La tarea geológica planteada al procesamiento e interpretación geofísica de la región de estudio y objetivo general de la investigación, consiste en la cartografía geológico-estructural del territorio, a partir de datos gravimagnéticos, con el establecimiento de sectores de interés exploratorio vinculados al petróleo y el gas convencional de las UTE Camajuaní y Placetas, a partir de la presencia de un complejo de anomalías aerogammaespectrométricas y gravimétricas indicadoras. Para ello se procesa el campo gravimétrico (GB) y aeromagnético (DT) a escala 1:50 000, y la aerogammaespectrometría (AGE) a escala 1:100 000 del territorio.

Premisas físico-químico-geológicas

Desde el punto de vista petrofísico, la alta densidad media de los carbonatos jurásico-cretácicos, los volcánicos y las ofiolitas justifica que las elevaciones del tope de los mismos causen máximos gravimétricos locales de baja amplitud. Del mismo modo, debido a la alta susceptibilidad magnética de las ultrabasitas, estas presentan la respuesta anómala más destacada en el campo magnético y sus derivadas.

Desde el punto de vista de los métodos geofísico-geoquímicos superficiales (AGE), según Pardo (2019), las premisas geológicas que fundamentan su aplicación son las siguientes:

Los principales productos de la oxidación microbiana de los hidrocarburos (CO_2) y de la reducción microbiana del azufre (H_2S), cambian drásticamente el pH/Eh del sistema roca-mineral. Los cambios en pH/Eh resultan en cambios de la estabilidad mineral provocando, entre otros, la descomposición de las arcillas. Esta es la responsable de los mínimos de radiación reportados sobre los yacimientos de petróleo: el potasio es lixiviado del sistema hacia los bordes de la proyección vertical del depósito de hidrocarburos, donde precipita resultando en un «halo» de valores altos. El torio permanece relativamente fijo en su distribución original dentro de los minerales pesados insolubles; de ahí que sean observados mínimos de la relación K/Th rodeados de máximos sobre los depósitos gasopetrolíferos. En la periferia de estos se observan máximos (incrementos) de U(RA).

MATERIALES Y MÉTODOS

Información y sus fuentes

Los materiales utilizados y sus fuentes son las siguientes:

- Mallas del campo gravimétrico y aeromagnético a escala 1:50 000 y aerogammaespectrométrico (canales: It, U, Th y K) a escala 1:100 000 de la República de Cuba (Mondelo *et al.*, 2011).
- El MED (90x90 m) empleado en este trabajo fue tomado de Sánchez *et al.* (2015), con fuente en: <http://www.cgiar-csi.org/data/srtm-90m-digital-elevation>.
- Mapa Geológico Digital de la República de Cuba a escala 1:100 000. Colectivo de autores (2010), utilizado a los fines de la interpretación geológica.

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

RESULTADOS

Procesamiento e interpretación de la información

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, 2 000 y 6 000 m, dadas por el orden de profundidad de los posibles objetivos gasopetrolíferos y del estudio sísmico, aunque para la cartografía geólogo-estructural, se utilizó la primera derivada vertical (GBDV)) y la derivada horizontal total (GBDHT).

A partir de la GBDV (**Figura 2**) se realizó una cartografía geólogo-estructural basada en la regionalización del campo, distinguiendo las zonas de valores máxi-

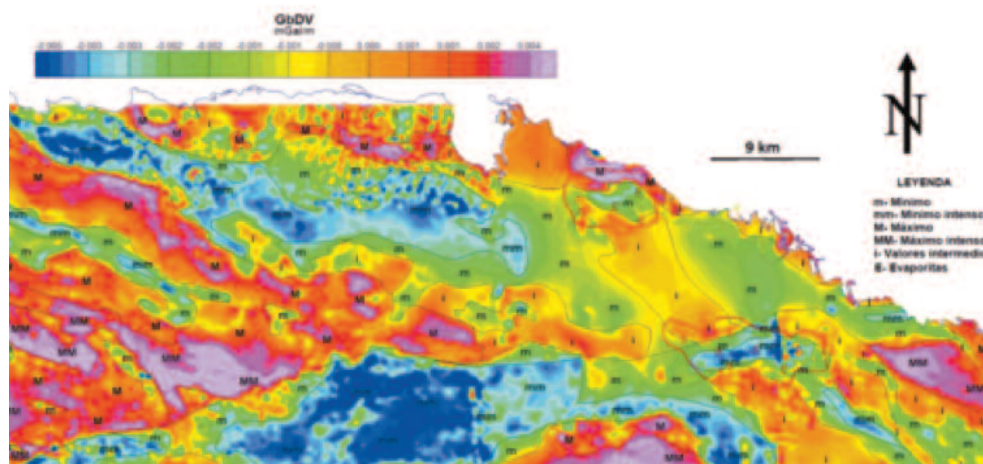


Figura 2. Resultados de la cartografía geólogo-estructural en base al campo GbDV.

mos intensos (MM), máximos (M), valores intermedios (I), mínimos (M) y mínimos intensos (MM). Los máximos y máximos intensos pudiesen asociarse a los carbonatos de Remedios y a las ofiolitas, respectivamente. Los mínimos y mínimos intensos se pueden asociar a los sedimentos de la Cuenca Central y a las secuencias de la UTE Camajuaní y Placetás. Las estructuras salinas cartografiadas por la AGE y el MED se revelan por valores mínimos e intermedios del campo GbDV.

El campo aeromagnético se sometió a la Reducción al Polo y a la DV. A partir del campo DTDV (**Figura 3**) se realizó una cartografía geólogo-estructural basada en la regionalización del campo, distinguiendo las zonas de valores máximos intensos (MM), máximos-intermedios (M y mínimos (M). Los valores máximos-intermedios pudiesen asociarse a las rocas de la UTE Remedios. Los valores máximos intensos parecen responder a la presencia de las ofiolitas y, los mínimos, a los sedimentos de la Cuenca Central y a las rocas de la UTE Cayo Coco.

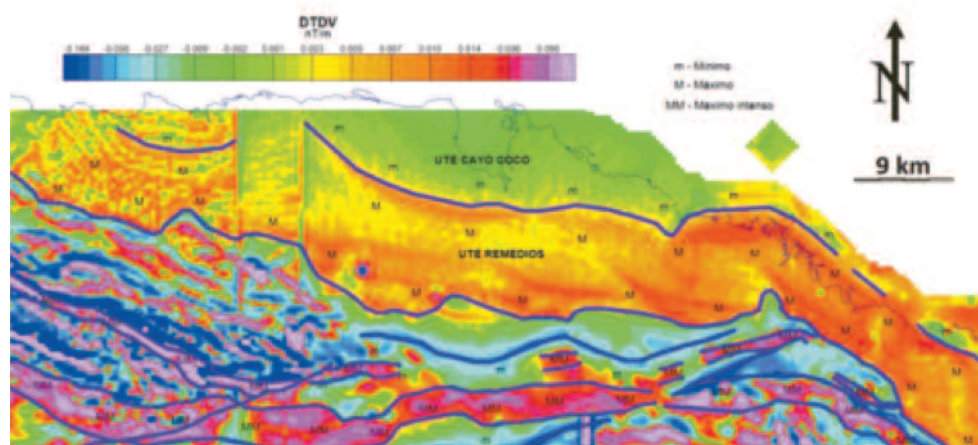


Figura 3. Resultados de la cartografía geólogo-estructural en base al campo DTDV. Observe la ancha faja ofiolítica (no aflorante) al sur de la ventana tectónica Jarahueca que se extiende al este atravesando toda la Cuenca Central.

En la AGE se cartografiaron los mínimos de la relación K/Th (a partir de los mínimos de K) y máximos locales de U (Ra) en su periferia, con el propósito de señalar las localidades vinculadas, presumiblemente, con zonas activas de microfiltración vertical de hidrocarburos ligeros. Los resultados de la cartografía prospectiva AGE se presentan en la **Figura 4**, dentro de un marco estructural de alineamientos tectónicos por gravimetría (a partir de GbDHT) y máximos locales gravimétricos (presumibles levantamientos estructurales) del campo GbDV. En esta figura se reflejan las tres estructuras salinas conocidas, cartografiadas por zonas de valores incrementados de K. En general, todas las localidades anómalas cartografiadas se encuentran al sur de la UTE Remedios lo que refuerza el criterio del interés gasopetrolífero por el petróleo y el gas convencional de las UTE Camajuaní y Placetas.

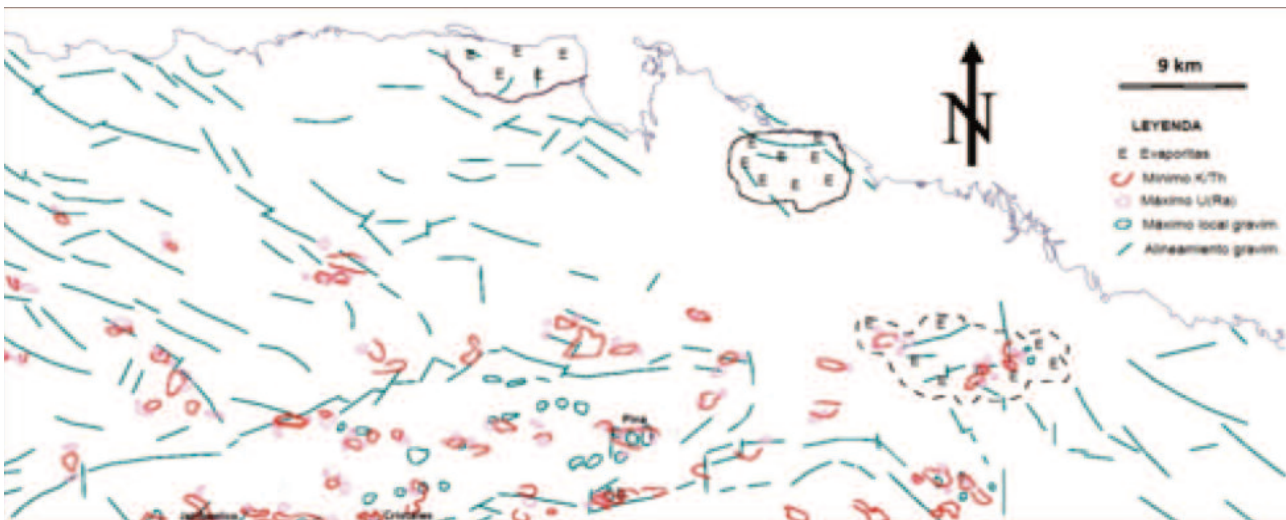


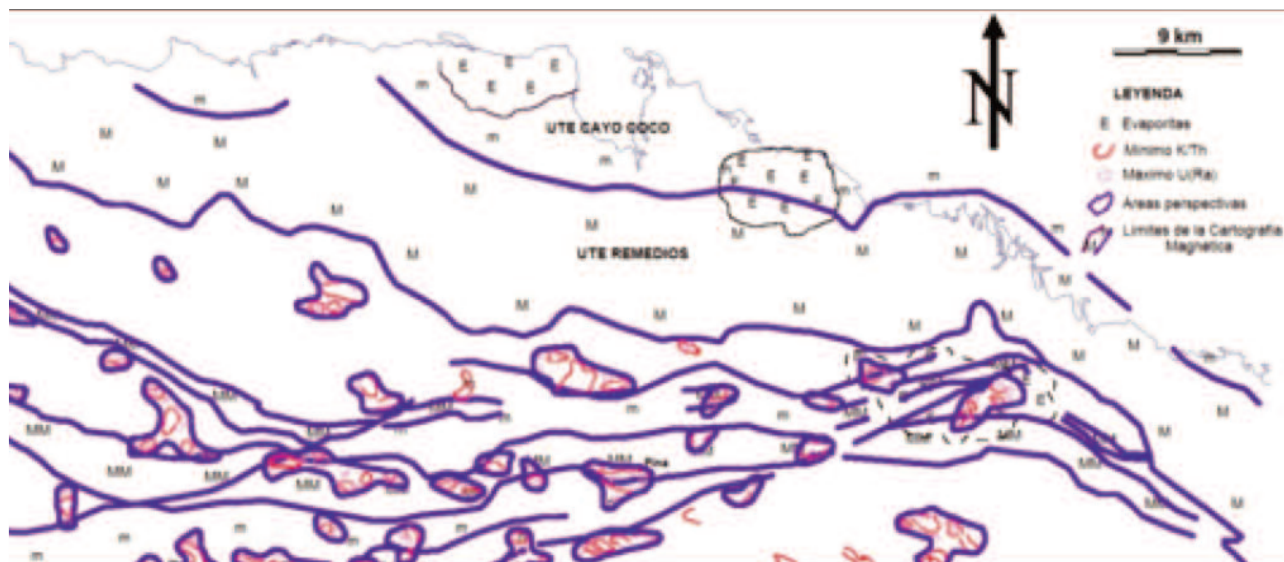
Figura 4. Resultados de la cartografía a prospectiva por datos AGE dentro de un marco estructural gravimétrico.

DISCUSIÓN

A los efectos de la integración de la información interpretada se procedió a la cartografía de áreas perspectivas para hidrocarburos en el territorio. Las mismas consideran las agrupaciones o clusters de anomalías AGE y máximos gravimétricos locales de baja amplitud espacialmente próximos, las cuales, a los fines de una interpretación integrada, se presentan en el marco de la interpretación magnética (**Figura 5**). En esta figura se observan, al oeste (Bloque 13), cadenas de anomalías perspectivas con dirección cubana (NO-SE), correspondiendo espacialmente con las secuencias de las UTE Camajuaní y Placetas. Las mismas parecen extenderse al este (Bloque 21), más allá de la Cuenca Central (Bloque 21A).

Dentro de la cuenca, las anomalías son más numerosas y pequeñas y en general tienen su rumbo (NE-SO). Como aspecto de interés, se observa la correspondencia espacial de una cadena de estas anomalías perspectivas con una faja ancha de ofiolitas cartografiadas en la cuenca. En esta faja, las anomalías consideradas incluyen los yacimientos de Pina y Brujo, así como el prospecto Paraíso. También, según

la **Figura 5**, en el límite norte de la cuenca, en contacto tectónico con la UTE Remedios y al sur de la misma, tiene lugar la estructura salina Cunagua, al parecer de origen intrusivo frío (diapírico), a la cual se asocian sendas anomalías perspectivas en sus límites NO y SE, correspondiendo espacialmente con las secuencias de la UTE Camajuaní. Estas anomalías revisten un particular interés dada su asociación a este tipo de estructura salina.



CONCLUSIONES

- Se realizó la cartografía geólogo-estructural del territorio, a partir de datos gravimagnéticos, con el establecimiento de numerosos (31) sectores de interés exploratorio vinculados al petróleo y el gas convencional de las UTE Camajuaní y Placetas, a partir de la presencia de un complejo de anomalías aerogammaespectrométricas y gravimétricas indicadoras.
- Los resultados de la interpretación gravimétrica argumentan: los distintos alineamientos tectónicos trazados; una cartografía geólogo-estructural de la región y los sutiles máximos locales vinculados, ocasionalmente, a los sectores perspectivas para hidrocarburos. Los resultados de la interpretación magnética permiten establecer: al norte, los límites de la UTE Remedios; en la región central, los correspondientes a la Cuenca Central y dentro de ella, los de dos fajas ofiolíticas que se siguen desde el oeste (Bloque 13) saliendo de la cuenca (Bloque 21A) al este (Bloque 21). La interpretación aerogammaespectrométrica permite establecer distintas áreas perspectivas para hidrocarburos (en total, 31) y la cartografía de las principales estructuras salinas en el territorio, reflejadas también en el modelo de elevación digital (90x90 m).

Figura 5. Resultados de la cartografía de áreas perspectivas para hidrocarburos en el marco de la interpretación magnética.

AGRADECIMIENTOS

El autor desea agradecer a su institución, el Centro de Investigación del Petróleo, por permitirle publicar información no confidencial de sus investigaciones y del archivo técnico. Igualmente quiere agradecer a los doctores C. Norma Rodríguez Martínez, C. Reinaldo Rojas Consuegra, C. Juan Guillermo López Rivera y C. Evelio Linares Cala, investigadores titulares, por la exhaustiva y rigurosa revisión del manuscrito.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Colectivo de autores**, 2010, Mapa Geológico Digital de la República de Cuba a escala 1:100000. Inédito. Instituto de Geología y Paleontología, Servicio Geológico de Cuba, La Habana, Cuba.
- Cruz Orosa, I.**, 2012, Las cuencas sinorogénicas como registro de la evolución del orógeno cubano: Implicaciones para la exploración de hidrocarburos. Memoria de tesis presentada para optar al grado de doctor en Geología por la Universitat de Barcelona dentro del Programa de Doctorado Modelización de Procesos Geológicos (Bienio 2004-2006). Barcelona, 193 pp.
- Díaz de Villalvilla, L.**, 1988, Caracterización geológica y petrológica de las Asociaciones Vulcanógenas del Arco Insular Cretácico en Cuba Central: Instituto de Geología y Paleontología. Tesis de doctorado en Ciencias Geológicas. 1-161: Instituto de Geología y Paleontología, La Habana, Cuba.
- Hatten, C. W., O. E., Schooler, Giedt, N. and Meyerhoff, A. A.**, 1958, Geology of central Cuba, eastern Las Villas and western Camagüey provinces, La Habana, Cuba, Archivo del Servicio Geológico Nacional, Unpublished Report.
- Iturralde-Vinent, M. A.**, 1996a, Geología de las Ofiolitas de Cuba, en Cuban ophiolites and volcanic arcs. Special Contribution no. 1 to IGCP Project 364, edited by M. A. Iturralde-Vinent, pp. 83–120, Miami, Florida.
- Iturralde-Vinent, M. A.**, 1996b, Cuba: el arco de islas volcánicas del Cretácico, en Cuban ophiolites and volcanic arcs. Special Contribution no. 1 to IGCP Project 364, edited by M. A. Iturralde-Vinent, pp. 179-189, Miami, Florida.
- Iturralde-Vinent, M. A.** (Editor), 2019. Geología de Cuba y del Caribe. Compendio, Tercera edición. Editorial CITMATEL, La Habana, Cuba.
- Kerr, A. C., Iturralde-Vinent M. A., Saunders A. D., Babbs T. L. and Tarney J.**, 1999, A new plate tectonic model of the Caribbean: Implications from a geochemical reconnaissance of Cuban Mesozoic volcanic rocks, GSA Bulletin, 111, 1581-1599.
- Meyerhoff, A. A. and Hatten, C. W.**, 1968, Diapiric structure in central Cuba, AAPG Memoir, 8, 315–357.
- Mondelo, F., Sánchez Cruz, R. et al**, 2011, Mapas geofísicos regionales de gravimetría, magnetometría, intensidad y espectrometría gamma de la República de Cuba, escalas 1:2 000 000 hasta 1: 50 000. Inédito. IGP, La Habana, Cuba. 278 pp.

- Morales, G. J. y Pardo E.M.E.**, 2018, Reporte de investigación «Resultados de los métodos no-sísmicos de exploración en los Bloques 21A y 21». Inédito. Centro de Investigación del Petróleo, La Habana, Cuba. 15 pp.
- Pardo, E. M. E.**, 2015, Reporte de investigación «Resultados de los métodos no-sísmicos de exploración en el Bloque 13». Inédito. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba. 13 pp.
- Pardo, E. M. E.**, 2019, Reporte de investigación «Resultados de los métodos no-sísmicos de exploración en el Bloque 14». Inédito. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba. 14 pp.
- Pardo, E. M. E., Rodríguez Morán, O. & Delgado López, O.**, 2019, Non-seismic and Non-Conventional Exploration Methods for Oil and Gas in Cuba. Springer Briefs in Earth System Sciences, DOI 10.1007/978-3-030-15824-8.
- Sánchez, C. R., Mondelo, F. et al**, 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>.

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

Manuel Enrique Pardo Echarte¹, Carlos Manuel Valdivia Tabares y Yeniley Fajardo Fernández

¹ Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET). Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. C. P. 12000. La Habana, Cuba. E-mail: pardo@ceinpet.cupet.cu., cvaldivia.2303@gmail.com y 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

^d Este texto fue publicado en la revista Geociencias *UO*. v. 5, núm. 1, junio 2022. pp. 51-64; órgano de difusión científica de la Universidad Olmea.

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 cartografían dos principales áreas favorables para rocas asfálticas y bituminosas: una al norte, vinculada con las ocurrencias asfálticas de Ruffín-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 uraniferous 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 Ruffín-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 Ruffín-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, espacialmente 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.

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 mí-

nimos 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 (Ruffin-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.

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**.

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).

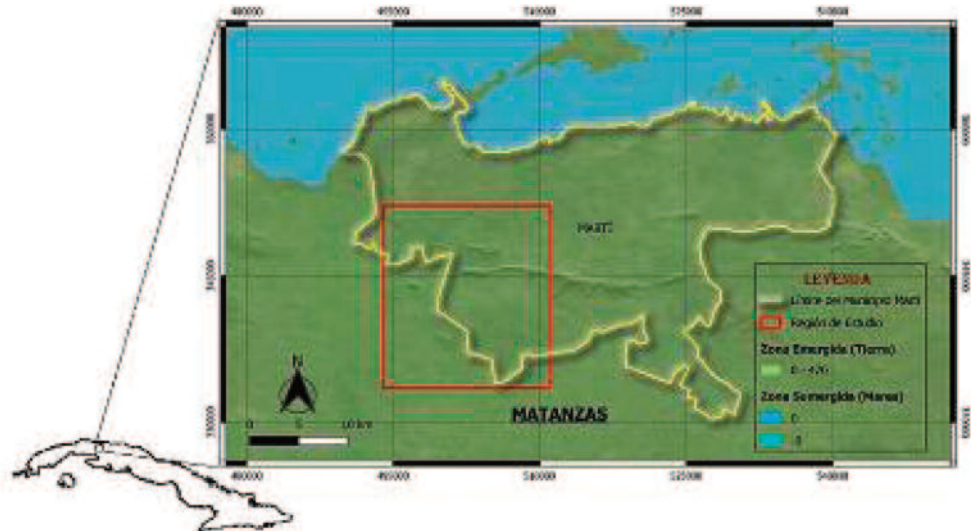


Figura 1. Mapa de ubicación de la región de estudio.

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.

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 asfaltitas) 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.

MATERIALES Y MÉTODOS

Información y sus Fuentes

Los materiales utilizados y sus fuentes fueron los siguientes:

- Mallas del campo gravimétrico y aeromagnético a escalas 1:50 000; 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 de Cuba (IGP-SGC) (Colectivo de Autores, 2010).

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

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.

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.

Morfometría no-convencional

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

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.

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).

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Gravimetría

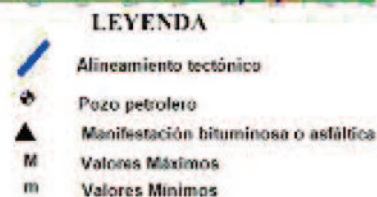
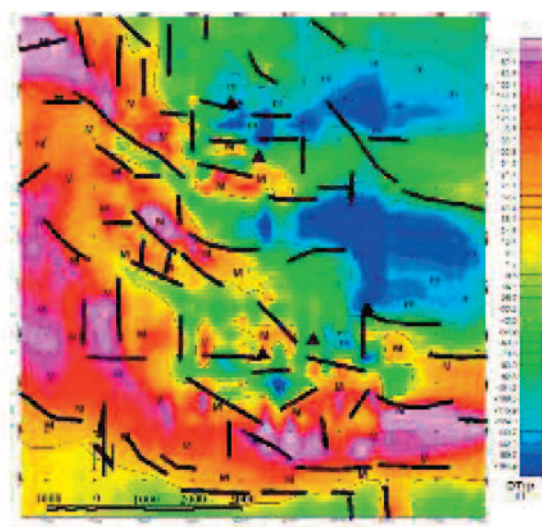
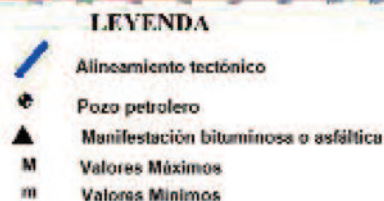
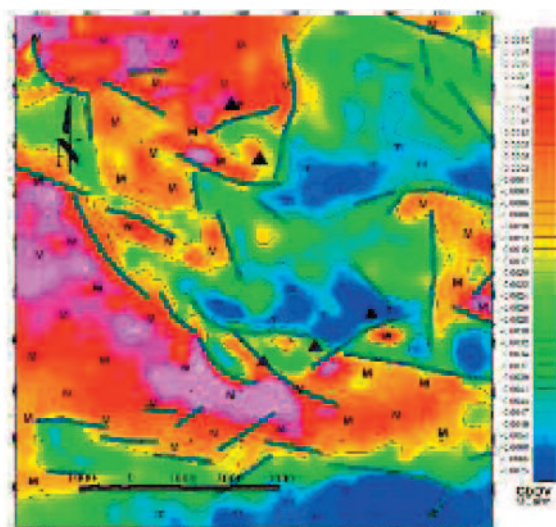
En general, los máximos están asociados a la presencia de rocas volcánicas y ofiolitas del Terreno Zaza y los mínimos y/o el campo no anómalo, a rocas del Paleomargen Continental Norteamericano (PMCN) y a depresiones estructurales (**Figura 2**). En esta figura se presentan también, los alineamientos 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.

Aeromagnetometría

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 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.

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

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



Morfometría no-convencional

Para la cartografía morfométrica por datos del MEDreg500 (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.

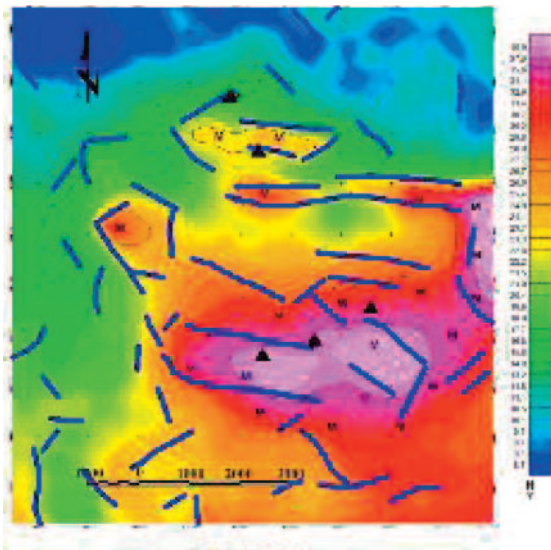
Figura 4 (izquierda). Cartografía morfométrica por datos del MEDreg500 (30 x 30 m).

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

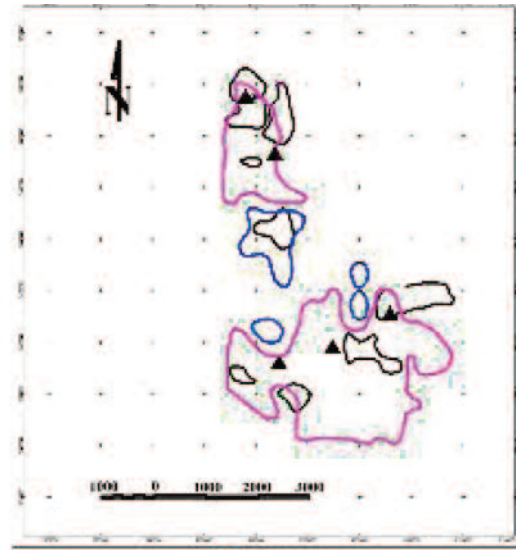
Espectrometría Gamma Aérea

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 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.

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



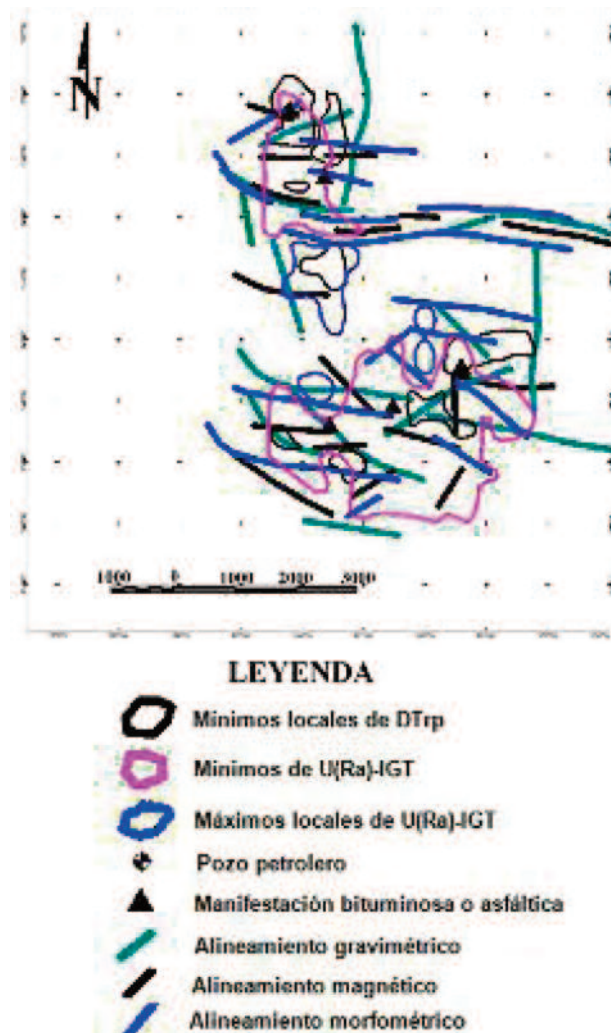
- LEYENDA**
- Alineamiento tectónico
 - Pozo petrolero
 - Manifestación bituminosa o asfáltica
 - Valores Máximos



- LEYENDA**
- Mínimos locales de DTrp
 - Mínimos de U(Ra)-IGT
 - Máximos locales de U(Ra)-IGT
 - Pozo petrolero
 - Manifestación bituminosa o asfáltica

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 discriminador, 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 geólogo-estructural para estas dos áreas favorables es diferente. 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).



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 presumible, de menores proporciones, intermedias de modo espacial entre las dos anteriores: tres pequeñas en las proximidades de las ocu-

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.

rencias 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 Asfaltitas (Documento Ejecutivo). Inédito. Instituto de Geología y Paleontología, La Habana, 3pp.

Métodos no sísmicos y no convencionales de exploración petrolera

Compilación: Cordinación Editorial de la Universidad Olmeca

Fue editado por la
Universidad Olmeca, A.C.

Se concluyó en la ciudad de
Villahermosa, Tabasco, México
en julio de 2022.

Para la composición de los textos se utilizó la fuente Book Antiqua.





UNIVERSIDAD OLMECA
Raíz de sabiduría



Centro de Desarrollo de Competencias
Energéticas y Sustentabilidad
(CEDECES)

