

Métodos geológicos y geomorfológicos para la exploración petrolera en la región centro-oriental de Cuba

Lourdes Jiménez-de la Fuente
Ramón Cruz-Toledo
Yusneurys Pérez-Martínez
Carlos Valdivia-Tabares
Osvaldo Rodríguez-Moran
María V. Pérez-Peña

Resumen

Las provincias de Las Tunas y Holguín poseen potencialidades gasopetrolíferas aún no descubiertas en su totalidad, por lo que se realizó una evaluación para determinar áreas perspectivas para la exploración de hidrocarburos, basados en métodos geológicos y geomorfológicos y con el apoyo de métodos geofísicos. La presencia de numerosas manifestaciones de petróleo en superficie y los reportes de gas de los pozos petroleros constituyen elementos suficientes para pensar en la presencia de un sistema petrolera activo en la región. El análisis está soportado por la información que brinda el mapa de geología de superficie a escala 1:100000, las imágenes de satélite y de radar, la información de manifestaciones superficiales de hidrocarburos, de los pozos perforados, trabajos de campo recientes y resultados de las interpretaciones geofísicas. Como principal resultado fueron determinadas dos áreas para la exploración de petróleo: la más perspectiva es el área de Maniabón-La Farola y la segunda, el área al norte del pozo Picanes 1x. Se comprueba la marcada influencia de los procesos neotectónicos en la primera área, pudiéndose delimitar elementos del sistema petrolero mediante los métodos geológico-geomorfológicos.

Palabras clave: exploración de petróleo; hidrocarburos; potencial gasopetrolífero; geofísica; geomorfología; interpretación de datos.

Geological and geomorphological methods for petroleum prospection in the center and west of Cuba

Abstract

The provinces of Holguin and Las Tunas have potential gas and oil resources which have not yet been fully discovered. Therefore, an assessment is completed to identify potential areas for hydrocarbon prospection based on the geological and geomorphological methods and supported by geophysical methods. Numerous proofs of the existence of oils in the surface and gas being reported in the petroleum wells are sufficient elements to think that there is an active petroleum system in the area. The analysis is supported by information given on the geological surface maps on scale of 1:100 000, satellite and radar images, information of surface occurrence of hydrocarbons, drilled wells and recent field work and geophysical interpretation results. The main results include the identification of two areas for petroleum exploration: the Maniabón-La Farola is identified as the most potential area and the second one is to the north of the Picanes well 1x. Neotectonic processes are identified to have a strong influence on the first area, which allowed delimitating petroleum system elements through geological and geomorphological methods.

Keywords: petroleum exploration; hydrocarbons; gas and oil potential; geophysics; geomorphology; data interpretation.

1. INTRODUCCIÓN

El área de estudio se encuentra ubicada en la región centro-oriental de Cuba y comprende las provincias de Las Tunas y Holguín. La historia petrolera de esta zona se remonta a los años de la colonia cuando los españoles utilizaban las chapapoterías de Maniabón para conservar las embarcaciones. Se asume que fue en la región de Maniabón, provincia de Las Tunas, ya que no se conocen otros lugares donde los salideros de asfalto acumulen volúmenes suficientes para calafatear navíos (Linares *et al.* 2011). Hasta la actualidad se han realizado diversos estudios enfocados en la búsqueda de hidrocarburos, sin embargo, no se ha comprobado la presencia de ningún yacimiento, pero se espera que los escenarios de las Unidades Tectono-estratigráficas (UTES) Camajuaní y Placetás, reconocidos en la Franja Norte de Crudos Pesados (FNCP) y asociados a los principales yacimientos de nuestro país, deban estar en profundidad.

La aplicación de los métodos geológicos y geomorfológicos en la exploración de petróleo y gas en Cuba es una vía alternativa que orienta la búsqueda de áreas perspectivas. A partir de la década del 90 del siglo pasado se aplica un conjunto de métodos geomorfológicos a la búsqueda de petróleo, a escala 1:250000, cubriendo prácticamente todo el territorio nacional, lo que permitió asociar elementos estructurales en superficie con elementos del sistema petrolero (Álvarez *et al.* 2001). Por tanto, se estará en condiciones de proponer nuevas áreas perspectivas para la exploración de hidrocarburos en las provincias de Las Tunas y Holguín si la interpretación geológica y geomorfológica aportara estructuras favorables para la prospección de petróleo y gas.

Las investigaciones geomorfológicas constituyen el primer paso que se debe seguir en la actividad exploratoria, aunque por sí solas no son suficientes para conocer con exactitud las condiciones petroleras de alguna región, es por esto que se deben integrar con otros métodos, principalmente los geofísicos. El objetivo fundamental de este trabajo es la evaluación geológica-geomorfológica de la región centro-oriental de Cuba, para determinar zonas favorables hacia dónde dirigir la exploración petrolera.

2. MATERIALES Y MÉTODOS

Se utilizó el mapa geológico a escala 1:100000, la escena p012 r045 del Landsat 7 ETM y la imagen radar del *Shuttle Radar Topographic Mission* (SRTM) correspondiente al área. Para la confección de los índices morfométricos se utilizó la información hipsométrica extraída del MDT, las cartas topográficas a escala 1:50000 y la base topográfica a escala 1:250000.

La red de drenaje se obtuvo a partir de las cartas topográficas 1:50000 para la interpretación geomorfológica cualitativa. El método cualitativo del drenaje es por excelencia el aplicable para la interpretación geomorfológica estructural, se basa en la relación existente entre la red de drenaje, la estructura geológica y los tipos de litologías (Cruz 2008). Entre los métodos geomorfológicos cuantitativos utilizados se encuentran la disección vertical, cuyo principio se basa en las diferencias de cotas máximas y mínimas por unidad de área (Lamadrid & Horta 1979). Para la interpretación tectónica de las morfoisohipsas se analizaron tres generalizaciones a partir del relieve actual. En general, estos dos métodos representan muy bien la influencia de la Neotectónica y, en el caso de las morfoisohipsas, permite, además, identificar estructuras geológicas elevadas y zonas de fallas, ya que en su análisis se desprecia la influencia de la erosión externa (Jiménez 2015).

Los productos satelitales permitieron la identificación de litomorfoestructuras y lineamientos. Se utilizó la combinación RGB 742 del Landsat 7 ETM, que es ampliamente utilizada en geología, sobre todo para determinar zonas de diferentes litologías (Chuvieco 1995). El procesamiento consistió en la transformación del sistema RGB al IHS (Intensidad, Tono, Saturación), reemplazando el canal Intensidad con la información del MDT (Arismendi 2010).

La interpretación se completó con el esquema morfoestructural, donde se generalizaron los resultados de las interpretaciones geomorfológicas y se incorporó la información geológica de pozos, manifestaciones superficiales de hidrocarburo, geología de superficie e información de trabajos de campo. Para complementar los resultados de la interpretación geólogo-geomorfológica se utilizó el mapa estructural por el tope inferido de las secuencias carbonatadas de tipo UTEs Placetas-Camajuaní, obtenido a partir del procesamiento de los datos sísmicos de la adquisición Cubacán 1997, a escala 1:50000.

La interpretación partió de un análisis regional que abarcó las provincias de Las Tunas y Holguín, a una escala de trabajo de 1:250000, a partir del cual se identificaron zonas que resultaron más perspectivas para la exploración petrolera, en las que se trabajó a un detalle de 1:50000.

La geomorfología aplicada a la búsqueda de petróleo y gas en Cuba tiene su principio en el reconocimiento de áreas favorables o perspectivas para orientar la exploración y apunta a aquellas en las que se determina la presencia de estructuras geomorfológicas positivas y se conjugan lineamientos de dirección NE-SW, que se asocia al postorogénico y que se relaciona con las vías de migración y NW-SE, vinculadas a la etapa

orogénica, que se debe a la formación de los plegamientos y cabalgamientos (Álvarez *et al.* 2001).

3. RESULTADOS

La interpretación geomorfológica regional estuvo basada fundamentalmente en el método cualitativo del drenaje y en la interpretación estructural del MDT. Se analizó la red de drenaje a escala 1:250000, donde se determinaron sistemas subordinados a las principales fallas transcurrentes regionales de dirección NE-SW, ubicados en su mayoría en la parte occidental de la región. Hacia la parte oriental se desarrollan direcciones NW-SE asociadas a los procesos compresivos, así como direcciones latitudinales determinadas por la colisión contra la plataforma carbonatada. Se delimitó un parteaguas principal o divisoria de las aguas, que constituye un límite que divide la región en dos áreas: norte y sur.

Se diferenciaron dos áreas con diferentes grados de perspectiva, consideradas con las de mejores condiciones para la ocurrencia de hidrocarburos: Área A, que se encuentra al NW en el bloque 17 (Figura 1), provincia de Las Tunas. Esta se justifica por la presencia de condiciones geomorfológicas favorables, principalmente en la zona de Maniabón-La Farola: disminución de los espesores de la UTE Zaza en esta misma área (según la información geológica de los pozos), concentración de manifestaciones superficiales activas de hidrocarburos en rocas no productoras y manifestaciones de petróleo en los pozos petroleros Fortaleza y Templanza y de gas en el Picanes 1X.

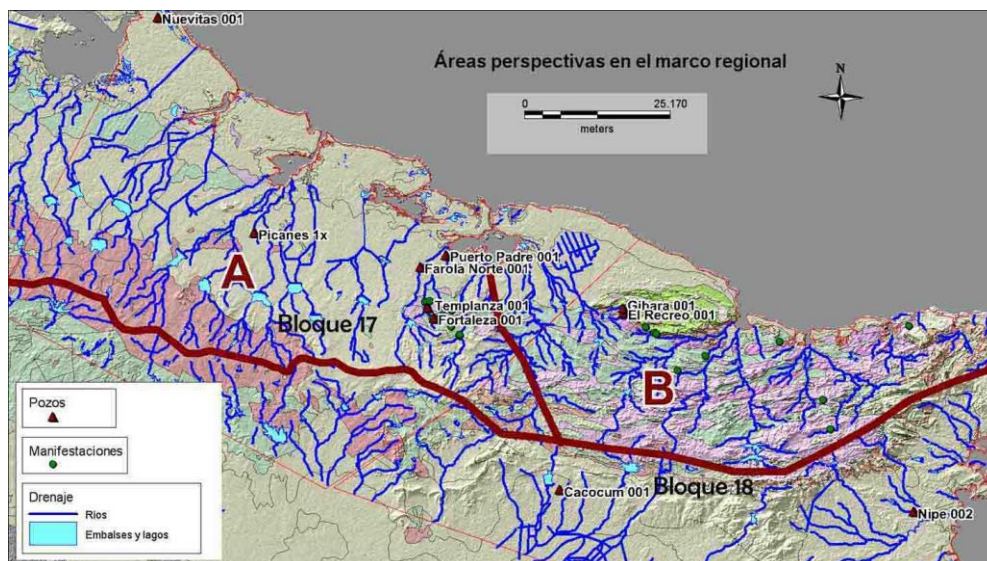


Figura 1. Mapa con las áreas resultantes del análisis regional. Se diferenciaron áreas con diferentes características geológicas, geomorfológicas y petroleras, definiéndose como la más favorable para la ocurrencia de hidrocarburos el área A.

A partir de este análisis regional se realizó un estudio más detallado del área más perspectiva. Mediante el método cualitativo del drenaje se determinó que hacia la parte nororiental de la provincia se conjugan elementos geomorfológicos favorables; se reconoce una anomalía geomorfológica que se interpretó como una estructura levantada y las direcciones estructurales NW-SE y NE-SW como posibles trampas y vías de migración, respectivamente (área de Maniabón-La Farola). Esta interpretación fue corroborada por teledetección, donde se interpretaron alturas medias y litomorfoestructuras que coinciden con unidades geológicas representadas en el mapa geológico.

A partir del método de disección vertical se definió que la zona N-NE presenta valores que sobrepasan los 40 m/km² y el gradiente de la disección se hace más abrupto con respecto al resto de la región.

La interpretación de las morfoisohipsas aportó la evolución tectónica, que demuestra la existencia de una zona elevada o escalón geomorfológico, donde se concentran las mayores alturas ubicadas en la parte N-NE, cerca del poblado de Maniabón. Se comprobó la presencia de direcciones estructurales determinadas por inflexiones en las isohipsas en el sentido del aumento de valor, que pueden coincidir con fallas geológicas, fundamentalmente en la dirección noroeste.

Con base en la superposición de los métodos geomorfológicos aplicados se confeccionó el esquema morfotectónico a escala 1:50000, que señala que las mejores condiciones para enfocar la exploración petrolera se encuentran hacia la zona de Maniabón-La Farola (área A), tal como se muestra en la Figura 2.

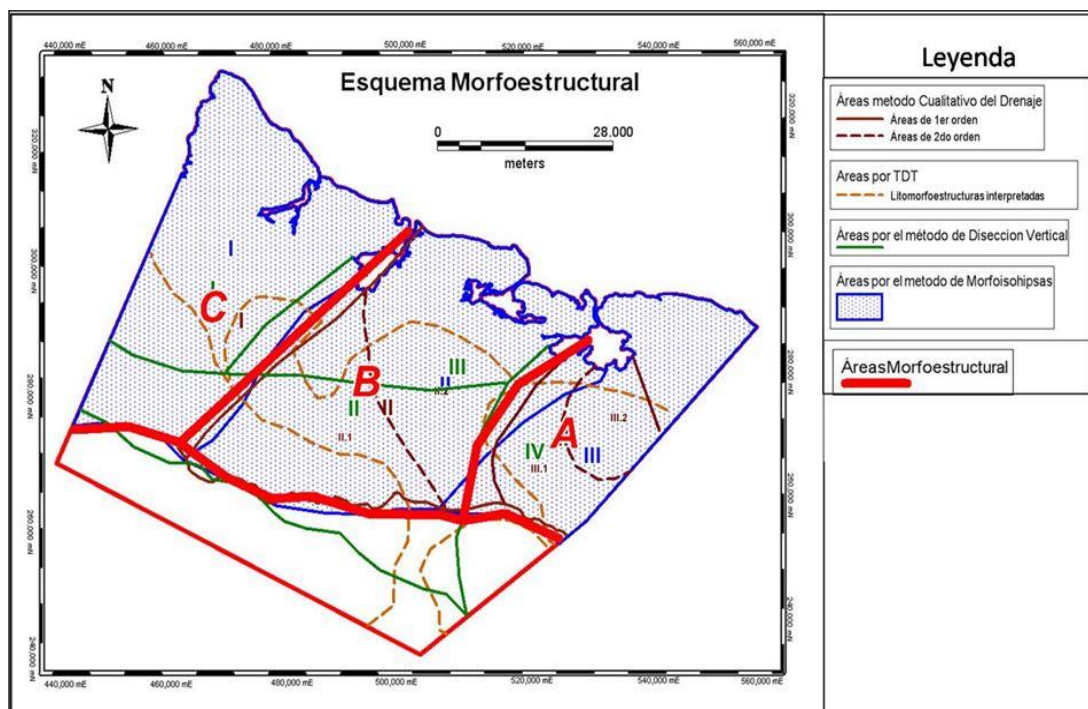


Figura 2. Esquema morfoestructural confeccionado mediante la integración de los métodos geomorfológicos cualitativos y cuantitativos. Se define el área de Maniabón-La Farola (A) como de mayor interés petrolero.

4. DISCUSIÓN

En el contexto regional la característica principal de las unidades geológicas es que hacia la provincia de Holguín se acomodan, bordeando la Sierra de Gibara y las unidades de UTE Zaza se presentan en modo de bandas alargadas y estrechas que adoptan la forma del promontorio carbonatado, lo que evidencia la fuerte compresión a la que estuvieron sometidas (Pérez *et al.* 2013).

La delimitación del parteaguas principal corrobora esta afirmación al observarse que su dirección se acerca a la línea de costa hacia el este, señalando una mayor compresión para la parte oriental. Este hecho supone que las estructuras presentes, principalmente en la provincia de Las Tunas, sean de mayor interés exploratorio. Como dato complementario se reconoce la existencia del Mínimo Norte Cubano, según análisis de anomalías de Bouguer, lo que se relaciona con la ocurrencia de los carbonatos del margen continental, cuya importancia exploratoria radica en que es el único elemento geofísico que permite correlacionar directamente el área petrolera fundamental del país, la FNCP, con los sectores de búsqueda de Cuba centro-oriental (Valdivia *et al.* 2015).

La configuración del mínimo gravimétrico demuestra un estrechamiento hacia la provincia de Holguín, lo que corrobora la disminución de espesores

de las unidades del margen continental y, por tanto, una reducción del área de exploratoria. Estas evidencias colocan a la provincia de Las Tunas como una zona de mayor perspectiva petrolera, con especial atención en el área de Maniabón-La Farola.

Como principal demostración de, al menos un sistema petrolero activo en la región, está la presencia de emanaciones superficiales de hidrocarburos. Estas corresponden fundamentalmente con los petróleos de las familias III y, en algunos casos, mezclas de las familias I y III. Hacia la zona de Maniabón y La Anguila se concentra la mayor cantidad de manifestaciones superficiales y se comprobó que continúan los procesos de migraciones a la superficie.

La geología de esta área está caracterizada por afloramientos de rocas del Arco Volcánico Cretácico (Fm. Iberia), Asociación Ofiolítica y depósitos postorogénicos (Fm. Vázquez), por lo que se espera en profundidad la presencia de rocas de la UTE Placetas (aunque no se descarta la posible presencia de rocas de la UTE Camajuani), que pueden constituir las rocas madres del área.

Los pozos petroleros Templanza y Fortaleza, localizados en el área, fueron productores de petróleo de profundidades someras. Ubicado al oeste de esta área se encuentra el pozo Picanes 1x, que no alcanzó los carbonatos por debajo de las ofiolitas; sin embargo, reportó importantes manifestaciones de gas a una profundidad mayor de 2 000 m, lo cual muestra la existencia de un sistema petrolero activo a mayor profundidad (López *et al.* 2010).

En la interpretación del esquema morfoestructural se evidencia un entrecruzamiento de las direcciones NW-NE y NE-NW en los sistemas de lineamientos hacia el área Maniabón-La Farola. Estos sistemas coinciden con la mayor parte de las manifestaciones superficiales de hidrocarburos, las que se asocian a migraciones desde estructuras cargadas ubicadas en el subsuelo (Figura 3).

Hacia el oeste, en los sistemas interpretados por geomorfología, predomina la dirección NE-NW y se revelan posibles estructuras elevadas determinadas por la interpretación de los parteaguas. La no presencia de manifestaciones superficiales de petróleo y los elevados valores de gas en el pozo Picanes 1x indican que la profundidad a la que se encuentran las estructuras y rocas madres es mucho mayor, donde probablemente se producirían procesos de sobremaduración del petróleo.



Figura 3. Esquema morfoestructural integrado con la geología de superficie (izquierda), donde se evidencia la relación espacial de los sistemas de lineamientos con las manifestaciones superficiales de petróleo. Puntos dentro del área que demuestran la ocurrencia de abundantes emanaciones activas (derecha abajo). Nótese la relación de la zona de falla con las manifestaciones de petróleo (derecha arriba).

El área se encuentra dentro del bloque horst Camagüey (de primer orden), donde han predominado los levantamientos verticales ascendentes siendo frecuentes los afloramientos del substrato plegado (Iturralde-Vinent 2012). Mediante la interpretación conjunta de las morfoisohipsas y la disección vertical se pudieron identificar ejes de levantamiento, que al sur coinciden con una estructura elevada que se asocia al parteaguas regional y al NE a las alturas de Maniabón.

Estos ejes de levantamiento están separados por la falla Baconao, que se clasifica como una de las fallas activas para el territorio nacional y que presenta una combinación de fallamiento inverso y desplazamiento dextral (Cotilla & Córdova 2010), la que es interpretada principalmente por el método de las morfoisohipsas.

La estructuración neotectónica en bloques es otro elemento a tener en cuenta para diferenciar zonas que, desde una perspectiva petrolera, pudieran ser más favorables, definiendo en este caso, el área de Maniabón, donde han influido en el levantamiento de la zona, propiciando un menor enterramiento de las estructuras gasopetrolíferas y menores espesores de las unidades de la UTE Zaza.

Al aplicar varios atributos que se enfocan en las frecuencias sísmicas y su combinación con otros considerados estratigráficos, y siguiendo la tesis de que la frecuencia de los carbonatos y ofiolitas son totalmente diferentes, se pudo comprobar que existe una división en cuanto al cuadro sísmico, que permite separar dos paquetes del corte: el inferior fue asociado a los carbonatos del margen continental y el superior al terreno Zaza (Valdivia *et al.* 2015).

La interpretación sísmica permitió determinar hacia el área de Maniabón-La Farola un alto estructural asociado a un levantamiento de las unidades de margen continental (Figura 4). Sobre esta estructura se concentran las principales manifestaciones del área y las zonas de mayor densidad de lineamientos. La coincidencia espacial de estos sistemas alienados con las manifestaciones de petróleo activas en superficie permite suponer que los lineamientos son la expresión en el relieve de fallas que constituyen las vías de migración actuales del petróleo.

Hacia el oeste, en la zona donde se encuentra el Picanes 1x, se observa otro alto estructural de mayor profundidad por el horizonte inferido de las secuencias carbonatadas, lo que es coherente con los reportes de gas en este pozo.

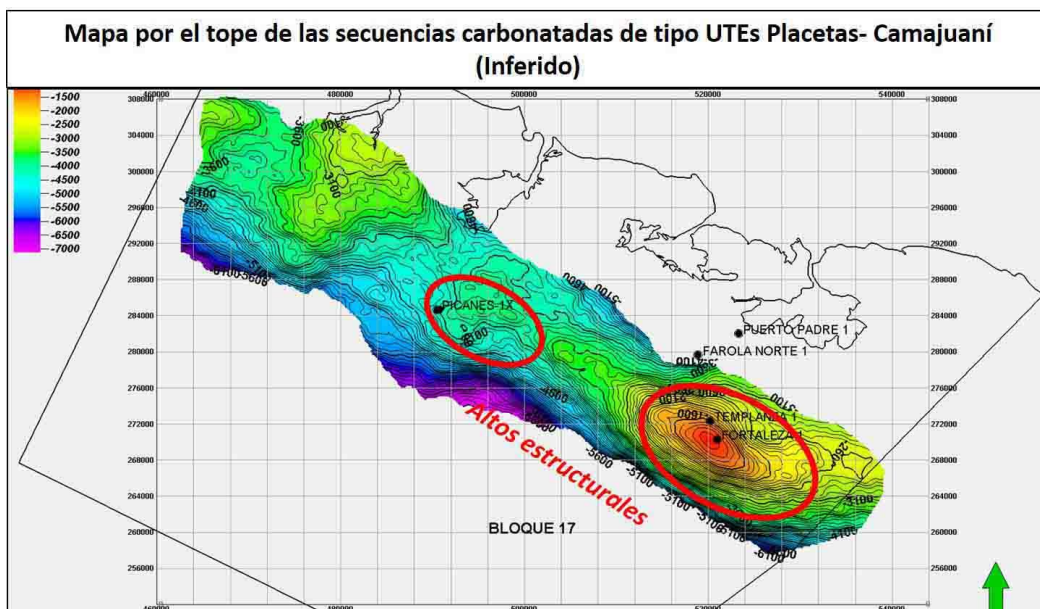


Figura 4. Mapa por el tope de las secuencias carbonatadas Camajuaní-Placetas donde se evidencian los altos estructurales. Nótese la localización de los pozos petroleros Templanza y Fortaleza sobre la estructura Maniabón. Al oeste se localiza el pozo Picanes 1x cercano a otra estructura con mayor profundidad.

Los criterios petrolero, tales como las manifestaciones de petróleo en superficie, altos estructurales por los horizontes correspondientes a las

secuencias carbonatas, así como indicadores geólogo-geomorfológicos favorables en superficie e importante influencia de los procesos neotectónicos, definen el área de Maniabón-La Farola como la de mayor interés exploratorio. En segundo orden de perspectiva se ubica el área del pozo Picanes 1x, donde los reportes de gas confirman la existencia de un sistema petrolero; se identifica una estructura por las secuencias del margen continental pero cubiertas por espesores considerables de las unidades de la UTE Zaza, lo que aumenta el riesgo exploratorio (Figura 5).

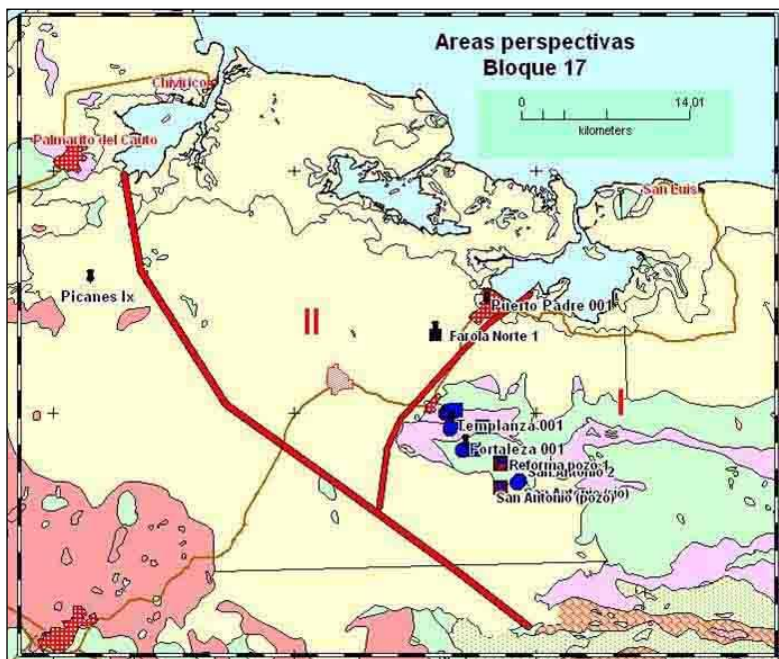


Figura 5. Áreas perspectivas determinadas mediante la evaluación geólogo-geomorfológica. Área de Maniabón-La Farola (I) y área al norte del pozo Picanes 1x (II).

5. CONCLUSIONES

- La zona de Maniabón-La Farola (I) resultó la más favorable para enfocar la exploración petrolera. En ella existe una relación directa entre las estructuras determinadas en superficie y las localizadas en el subsuelo, relacionadas con altos estructurales dados por la presencia de las secuencias carbonatas y, además, coincidentes con estructuras disyuntivas asociadas a las vías de migración del petróleo.
- La segunda área en orden de perspectiva se localiza al norte del pozo Picanes 1x (II), donde se determinaron elementos estructurales con menor respuesta en superficie debido a la profundización de las estructuras con interés petrolero. De esta forma se comprobó la

efectividad de los métodos geólogo-geomorfológicos en la exploración petrolera en esta área.

- Por otra parte, el parteaguas principal constituye un elemento geomorfológico de importancia, ya que su localización y configuración delimita la zona petrolera de interés a escala regional.

6. REFERENCIAS

- ÁLVAREZ, J.; SÁNCHEZ, J.; LÓPEZ, J. O.; CRUZ, R. & PROL, J. 2001: Etapa 07 proyecto 2132, Evaluación de los leads y prospectos de los bloques 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18 y 21. Archivo Técnico CEINPET. La Habana, Cuba.
- ARISMENDI, J. 2010: Uso de las imágenes Radar en Geomorfología. Curso PDVSA. Centro de Procesamiento Digital de Imágenes, Caracas, Venezuela, 22-26 de marzo.
- CHUVIECO, E. 1995: *Fundamentos de Teledetección Espacial*. Ediciones Rialp S.A., Madrid, 224 p.
- COTILLA, M. & CÓRDOVA, D. 2010: Study of the Cuban fractures. *Geotectonics* 44(2): 176–202.
- CRUZ, R. 2008: *Efectividad de los métodos geomorfológicos en la búsqueda de petróleo y gas desde la región de Bijabos hasta Pina*. José Álvarez Castro (Tutor). Tesis de maestría. Universidad de Pinar del Río. 83 p.
- ITURRALDE-VINENT, M. A. (2012). *Compendio de Geología de Cuba y del Caribe*. Editorial CITMATEL, La Habana.
- JIMÉNEZ, L. 2015: *Evaluación geólogo-geomorfológica para la búsqueda de hidrocarburos en las provincias de las Tunas y Holguín*. Ramón Cruz Toledo (Tutor). Tesis de maestría. Universidad de Pinar del Río. 98 p.
- LAMADRID, J. & HORTA, R. 1979: *Geomorfología*. Pueblo y Educación, La Habana, 166 p.
- LINARES, E.; GARCÍA, D.; DELGADO, O.; LÓPEZ, G. & STRAZHEVICH, V. 2011: *Yacimientos y manifestaciones de hidrocarburos de la República de Cuba*. Editorial Palcogra, La Habana, 488 p.
- LÓPEZ, O.; TOIRAC, R.; MORALES, C.; PERERA, C.; MARTÍNEZ, E.; GONZÁLEZ, D.; CASTRO, O.; OTERO, R. & RODRÍGUEZ, R. 2010: Informe del pozo Picanes 1x. Archivo Técnico CEINPET. La Habana. Cuba.
- PÉREZ, Y.; CRUZ, R.; JIMÉNEZ, L.; PÉREZ, M. V.; VALDIVIA, C.; MARTÍNEZ, E. & RODRÍGUEZ, O. 2013: Informe anual de avances en los criterios exploratorios en el año 2013. Proyección puntualizada del plan de exploración del año 2014. Archivo Técnico CEINPET. La Habana, Cuba.
- VALDIVIA, C.; VEIGA, C.; MARTÍNEZ, E.; DELGADO, O.; DOMÍNGUEZ, Z.; PARDO, M.; JIMÉNEZ, L.; CRUZ, T.; GÓMEZ, J.; ROSELL, Y. & RODRÍGUEZ, O. 2015:

Informe de resultados de la evaluación del potencial de hidrocarburos del Bloque 17. Archivo Técnico CEINPET. La Habana, Cuba.

Lourdes Jiménez-de la Fuente. lourdes@ceinpet.cupet.cu

Licenciada en Geografía
Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba

Ramón Cruz-Toledo. cruzt@ceinpet.cupet.cu

Máster en Ciencias Geológicas.
Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba

Yusneurys Pérez-Martínez. yuspm@ceinpet.cupet.cu

Máster en Ciencias Geológicas.
Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba

Carlos Valdivia-Tabares. cvaldivia@ceinpet.cupet.cu

Ingeniero Geólogo.
Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba

Oswaldo Rodríguez-Moran. ormoran@ceinpet.cupet.cu

Doctor en Geofísica.
Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba

María V. Pérez-Peña. mvictoria@ceinpet.cupet.cu

Licenciada en Geografía.
Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba