

Evaluación geomorfológica y geofísica para la exploración petrolera en la región centro-oriental de Cuba

Geomorphological and geophysical evaluation for oil exploration in center-oriental region of Cuba

**Lourdes Jiménez de la Fuente¹, Ramón Cruz Toledo¹, Osvaldo Rodríguez Morán¹,
María Victoria Pérez Peña¹**

¹Centro de Investigaciones del Petróleo, CEINPET, La Habana, Cuba

Correo electrónico: lourdes@ceinpet.cupet.cu.

Este documento posee una licencia Creative Commons Reconocimiento/No Comercial 4.0 Internacional 

Recibido: 29 de enero de 2018 Aprobado: 31 de mayo de 2018

Resumen

El área de estudio abarca las provincias de Las Tunas y Holguín. Esta zona cuenta con potencialidades gasopetrolíferas aún no conocidas en su totalidad, por lo que se realiza una evaluación para determinar áreas perspectivas para la exploración de hidrocarburos basados en métodos geomorfológicos y con el apoyo de métodos geofísicos. La presencia de numerosas manifestaciones de petróleos 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 1:100 000, imágenes radar, la información de manifestaciones superficiales de hidrocarburos, de los pozos perforados y de trabajos de campo recientes y resultados de las interpretaciones geofísicas. Como principal resultado, fueron determinadas dos áreas por orden de perspectividad para la exploración de petróleo, sobre la base del análisis multidisciplinario: la primera, el área de Maniabón-La Farola y la segunda el área al norte del pozo Picanes 1x. Se comprobó la marcada influencia de los procesos neotectónicos en la primera área, pudiéndose delimitar elementos del sistema petrolero mediante los métodos geomorfológicos.

Palabras claves: geomorfológico, exploración petrolera, Maniabón, neotectónica, geofísica

Abstract

The study area is located mainly in Las Tunas and Holguin provinces. The aim of this work is evaluate the area based on geomorphological methods and support with the geophysical methods. The evidence of the active petroleum system in the area has been corroborated by well geology data and numerous oil seeps. The analysis is supported by the information that offers the map of surface geology to scale 1:100 000, the satellite radar images, the information of superficial manifestations of hydrocarbons, of the perforated wells and recent field works and results of the geophysical interpretations. As the main result, two areas was interpreted in order of perspectivity for petroleum exploration and based on

multidisciplinary analysis. First of them is Maniabon-La Farola and second a region northern to Picanes 1x oil well. Neotectonics processes affected the first area where many petroleum system elements could be delimited by geomorphologic methods.

Key words: geomorphologic, Petroleum exploration, Maniabón, Neotectonic, Geophysics

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 Las Tunas ya que no se conocen otros lugares donde los saladeros de asfalto acumulen volúmenes suficientes para calafatear navíos [1]. Esta región de forma general se caracteriza por la abundancia de manifestaciones de petróleo en superficie, fundamentalmente sobre rocas de la Unidad Tectono Estructural (UTE) Zaza, las cuales no son productoras de hidrocarburos, además se ha reportado la presencia de importantes manifestaciones de gas. Según los estudios geoquímicos los tipos de petróleos se clasifican en el tipo III y en algunos casos existen mezclas de las familias III y I y son comparados con los petróleos de los yacimientos Martín Mesa, Cantel y Cristales.

Hasta la actualidad se han realizado diferentes estudios enfocados a la búsqueda de hidrocarburos en el área, sin embargo, no se ha encontrado ningún yacimiento pero se espera que los escenarios de Camajuaní y Placetas, reconocidos en la Franja Norte de Crudos Pesados y asociados a los principales escenarios petroleros de Cuba deban estar en profundidad.

La geomorfología enfocada a la búsqueda de petróleo y gas se ha utilizado ampliamente en todo el territorio nacional y a diferentes escalas. Se han aplicado métodos geomorfológicos cuantitativos y cualitativos, especialmente este último donde la red de drenaje se vincula con la tectónica.

Las investigaciones geomorfológicas no aportan por sí solas elementos suficientes, para conocer con exactitud las características geólogo-petroleras de cualquier región, aunque sí constituyen el primer paso que se debe seguir en la actividad exploratoria. Los métodos geomorfológicos aplicados a la búsqueda de petróleo y gas en una región constituyen métodos alternativos para orientar esta actividad hacia áreas que resulten más perspectivas, a las cuales se debe prestar especial atención y aumentar el grado de estudio y conocimiento petrolero, ya sea mediante otros métodos exploratorios alternativos o mediante los métodos convencionales. Los trabajos geomorfológicos aportan información valiosa que no se obtiene por otros métodos clásicos de investigación, y por tanto, es necesario desarrollar aún más la interrelación de diversas disciplinas con el propósito de contribuir a precisar elementos del sistema petrolero que ayuden a la selección de zonas favorables, y así evitar grandes gastos con otros métodos más costosos [2]. El objetivo fundamental de este trabajo es la evaluación geomorfológica de la región centro-oriental del país con apoyo de los métodos geofísicos para determinar zonas favorables para la exploración petrolera que orienten esta actividad.

MATERIALES Y MÉTODOS

En la investigación se utilizó el mapa geológico de generalización petrolera a escala 1:100 000, la imagen radar correspondiente al área del estudio del SRTM (Shuttle Radar Topographic Mission), la información hipsométrica para la confección de los índices morfométricos. Se densificó la red de drenaje a partir de las cartas topográficas 1:50 000 para la interpretación geomorfológica cualitativa. También se utilizó la información geológica de los pozos perforados en conjunto con la ubicación de las manifestaciones superficiales de hidrocarburos. Para complementar los resultados obtenidos de la interpretación geomorfológica se utilizaron datos de campos potenciales y de mapas estructurales del área por diferentes horizontes.

La interpretación partió de un análisis geomorfológico regional que abarcó las provincias Las Tunas y Holguín, a una escala de trabajo de 1:250 000, a partir del cual se identificaron zonas que resultaron más perspectivas para la exploración petrolera en las que se trabajó a un detalle de 1:50 000. La geomorfología aplicada a la búsqueda de petróleo y gas tiene su principio en el reconocimiento de áreas favorables o perspectivas para orientar la exploración y apunta a aquellas en las que se conjugan elementos estructurales en las direcciones NE-SW y NW-SE y donde se evidencien elevaciones según los patrones geomorfológicos. La dirección estructural NE-SW, para el ámbito petrolero cubano, se relaciona con las vías de migración y corresponde con las direcciones

de las principales fallas transcurrentes sinestrales que caracterizaron la etapa postorogénica de Cuba, por su parte la dirección NW-SE se asocia con la formación de trampas petrolíferas de tipo estructurales, proceso que corresponde con la orogenia cubana ocurrida hasta el Eoceno. 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, por lo que a partir de su interpretación se delimitaron áreas y lineamientos que constituyeron las principales direcciones estructurales propuestas para el área.

La información hipsométrica se utilizó para la confección de los diferentes mapas morfométricos mediante la construcción de una GRID de puntos obtenida a partir del método de Kriging con una red de 200 x 200 m. Una vez obtenida esta GRID se introdujo en el software ANTOP (Análisis Topográfico) para la obtención de los índices del relieve.

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 [3]. Para la interpretación tectónica de las morfoisohipsas se analizaron tres generalizaciones a partir del relieve actual y se interpretaron las principales direcciones estructurales. 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 despreja la influencia de la erosión externa [4].

La interpretación se completó con el esquema morfotectónico donde se generalizaron los resultados de las interpretaciones geomorfológicas y se incorporó la información geológica de pozos, manifestaciones superficiales de hidrocarburos y geología de superficie. Todos estos resultados permitieron delimitar áreas perspectivas para la ocurrencia de hidrocarburos desde el punto de vista geomorfológico.

Para la realización de este estudio se empleó la sísmica resultante de la adquisición llevada a cabo entre 1996 y 1997 por la compañía canadiense Cubacan Exploration. El procesamiento de esta información estuvo a cargo de la compañía Kelman, llegando a una migración prestack en tiempo (PSTM) hasta los 3,4 segundos. Se empleó el mapa estructural por el tope inferido de las secuencias carbonatadas de tipo UTE Placetas- Camajuani y el mapa de anomalías de Bouguer, ambos a escala 1:50 000.

RESULTADOS

Determinación de áreas perspectivas a escala regional

La interpretación geomorfológica regional estuvo basada fundamentalmente en el método cualitativo del drenaje y en la interpretación estructural del Modelo Digital del terreno (MDT). Se analizó la red de drenaje a escala 1:250 000 donde se identificaron lineamientos importantes correspondientes con estructuras disyuntivas. Se determinaron sistemas asociados a los procesos de transcurrencia fundamentalmente en la dirección NE-SW, ubicados en su mayoría en la parte occidental de la región, ya 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 constituyó un límite que divide la región en dos áreas; norte y sur. Este elemento geomorfológico determina la región petrolera de interés ubicada al norte, que se justifica en primer lugar por la distribución y configuración del mínimo gravimétrico y en segundo lugar por la ubicación del cinturón de granitoides aflorantes (figura 1).

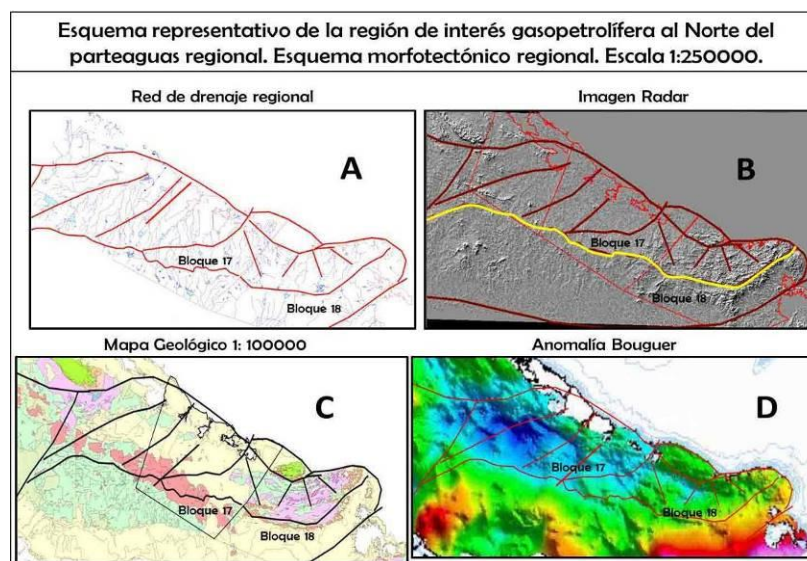


Fig. 1. Esquemas que demuestran la ocurrencia de la región de interés petrolera al norte: a) esquema morfoestructural a partir de la red de drenaje; b) esquema morfoestructural sobre el MDT, resaltando el parteaguas principal; c) esquema morfoestructural sobre el mapa de geología de superficie demostrando la coincidencia del parteaguas principal con los afloramientos de granitoides; d) esquema morfoestructural sobre el mapa de anomalías de Bouguer demostrando el límite del mínimo norte cubano con el parteaguas principal

A partir del análisis multidisciplinario se pudieron determinar dos áreas con diferentes grados de perspectiva, donde se consideró con mejores condiciones para la ocurrencia de hidrocarburos, la que se encuentra al NW de la provincia Las Tunas (Bloque 17) poniéndose de manifiesto condiciones geológicas, geomorfológicas y geofísicas favorables. Por esta razón se trabajó esta área detalladamente a fin de dar mayor precisión en el enfoque de zonas perspectivas.

Análisis geomorfológico en el bloque 17 provincia las tunas

Mediante el método cualitativo del drenaje a escala 1: 50 000 se determinó el parteaguas principal de la región, así mismo se pudo interpretar un lineamiento en la parte noroccidental que se extiende desde la costa por la Bahía de Manatí hasta este parteaguas con una dirección NE-SW. A partir de esta área y hacia el este los ríos comienzan a cambiar la dirección de las corrientes y se observa una mayor expresión de la dirección estructural NW-SE llegando a acentuarse hacia la parte más oriental. Este lineamiento divide el sector norte (de interés) en dos áreas. Hacia la parte nororiental se conjugan elementos geomorfológicos que orientan hacia un área favorable para la búsqueda de hidrocarburos, se reconoce una anomalía geomorfológica que se interpretó como una estructura levantada y direcciones estructurales NW-SE y NE-SW como posibles trampas y vías de migración respectivamente (Maniabón- La Farola) (figura 2).

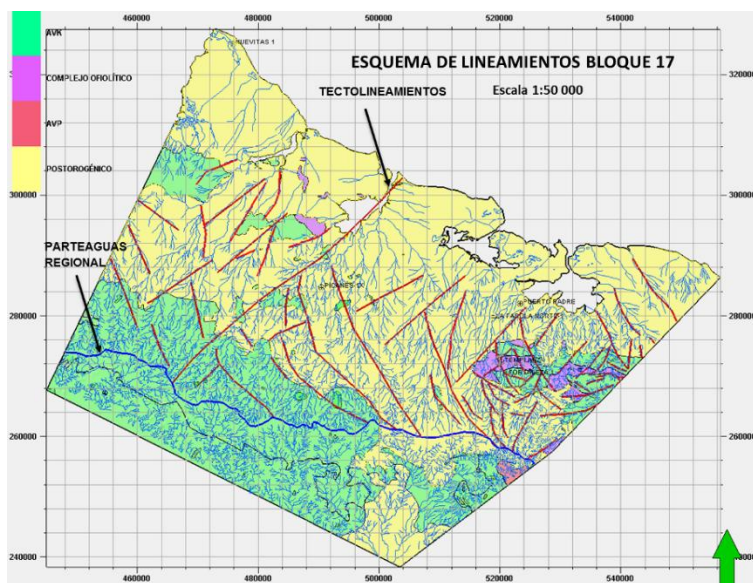


Fig. 2. Red hidrográfica densificada a escala 1:50 000, parteaguas regional y tectolineamientos interpretados sobre el mapa geológico del Bloque 17

A partir del método de disección vertical se pudieron identificar áreas con características diferentes. Los valores más bajos se encuentran fundamentalmente hacia la parte noroccidental cercanos a la línea de costa donde no sobrepasan los 10 m/km², hacia la porción centro-sur predominan los valores medios, estos oscilan entre 10-25 m/km² con un moderado desmembramiento. Hacia la zona N-NE se determina una disección vertical con valores que sobrepasan los 40 m/km², el gradiente de la disección se hace más abrupto en esta zona con respecto al resto de la región, lo que evidencia una mayor influencia de la neotectónica asociándose a una zona de elevaciones.

En la segunda y tercera generalizaciones de las morfoisohipsas se interpretaron elementos estructurales que se asociaron a límites entre los bloques de diferentes comportamientos y a sistemas de fallas. Mediante la interpretación conjunta del comportamiento de las morfoisohipsas y la disección vertical se pudieron identificar estructuras del subsuelo representadas en el relieve actual, resultantes de desprestigiar el efecto de los factores erosivos externos. Entre los elementos estructurales neotectónicos que se definen se encuentran los ejes de levantamiento que al sur coinciden con una estructura elevada que se asocia al parteaguas regional, un segundo eje de levantamiento lo encontramos al NE y se asocia a las alturas de Maniabón correspondiente con el bloque geomorfológico interpretado y de comportamiento cuasihórstico [5]. Estos ejes de levantamiento están separados por la falla Baconao, que se clasifica como una de las fallas activas para el territorio nacional, la cual es de gran importancia en la estructuración neotectónica ya que presenta una combinación de fallamiento inverso y desplazamiento dextral [6].

A partir de la superposición de los métodos geomorfológicos aplicados se confeccionó el esquema morfotectónico a escala 1:50 000 que se completó con la representación de las manifestaciones superficiales y pozos perforados, en este caso la mayor cantidad de manifestaciones se concentra en el área de Maniabón-La Farola. En esta zona se encuentran elementos geólogo-geomorfológicos favorables para la orientación de la búsqueda de hidrocarburos. Muchas de las manifestaciones coinciden con la dirección NE-SW asociadas a sistemas propuestos por la interpretación geomorfológica (figura 3).

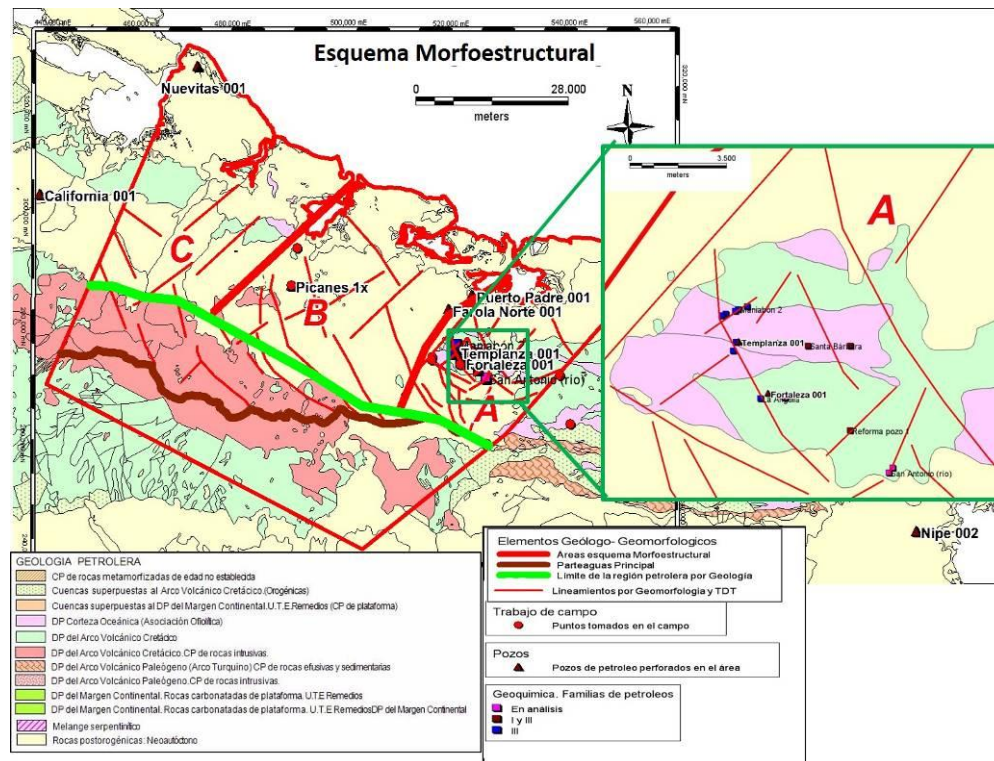


Fig. 3. Esquema morfoestructural a escala 1:50 000 con las áreas determinadas mediante la superposición de los resultados de los métodos utilizados

DISCUSIÓN

Marco geológico- geofísico y petrolero regional

La constitución geológica del territorio cubano presenta dos niveles estructurales: el substrato plegado y el neoa autóctono. El substrato plegado compuesto por terrenos que constituyen fragmentos de las placas de Norteamérica, del Caribe y, probablemente, del Pacífico; y el neoa autóctono representado por las rocas y estructuras originadas a partir del Eoceno superior y desarrolladas en el mismo lugar que hoy ocupa el archipiélago cubano, formando parte del margen pasivo meridional de la placa de Norteamérica donde dominan los movimientos verticales oscilatorios [7].

El marco tectónico regional para la parte oriental de Cuba se caracteriza por dos ambientes diferentes, en una primera etapa la compresión y posteriormente la transcurrencia. Estos dos regímenes generaron estilos estructurales muy diferentes; el régimen compresivo o primera etapa de la orogenia se caracterizó por el desarrollo de cabalgamientos y rampas laterales fundamentalmente, aquí es donde se reconocen la formación de estructuras con interés gasopetrolífero. En una segunda etapa de la orogenia se comenzaron a acentuar los sistemas transcurrentes sinestrales favoreciendo el desarrollo de ambientes transpresivos y un rediseño de las estructuras existentes debido al obstáculo que presentó la plataforma para el avance del cabalgamiento de las secuencias de cuenca del margen continental, dando como resultado un mayor acortamiento de toda la sección con respecto a otros lugares donde el frente de formación avanzó con mayor libertad [8].

La característica principal de las unidades geológicas presentes en la región es que hacia la parte NE se acomodan bordeando o contorneando la Sierra de Gibara. Las unidades de UTE Zaza se presentan en forma de bandas alargadas y estrechas que adoptan la forma del promontorio carbonatado Gibara, lo que evidencia la fuerte compresión a la que estuvieron sometidas. Por esta razón también es de esperar que a los sedimentos de cuenca del margen continental al enfrentarse a las zonas levantadas de la plataforma les ocurra un proceso similar en profundidad, quedando cubiertos por el cabalgamiento fuera de secuencia del Terreno Zaza.

A partir de la representación cualitativa de anomalías de Bouguer se corrobora que la región se encuentra dentro del mínimo norte cubano, lo que se asocia a la presencia en el subsuelo de rocas de margen continental, correlacionable a todo lo largo de la Franja Norte de Crudos Pesados y asociado a los principales yacimientos de Cuba; esta zona se estrecha hacia la Sierra de Gibara, donde las unidades del margen continental, Camajuaní y Placetas, aun no descubiertas en profundidad, disminuyen sus espesores. El límite sur de la UTE Remedios queda bien definido por un intenso gradiente que separa la franja estrecha de máximos, de la cadena de mínimos que se ubica al sur de dicho límite y que se hace más abrupto hacia los promontorios carbonatados.

La correlación de los pozos perforados también demuestra que la plataforma Remedios tiene un mayor levantamiento hacia la parte NE y NW de la región. El pozo Nuevitas 1, ubicado en el extremo más occidental del área cortó 1 247 m de espesor de la Formación Purio, mientras que el Gibara 1, ubicado al otro extremo, cortó las secuencias de margen continental con un espesor de 4 271 m, en este caso representado por las formaciones Purio, Palenque y Perros. Estos datos inducen a pensar que hacia la parte norte de la provincia Las Tunas las unidades de margen continental deben estar en profundidad, a pesar de no haber sido cortada por ninguno de los pozos, sin embargo, no se espera que en esta área se rompa la zonalidad establecida. Así mismo, se puede interpretar hacia la zona central una disminución de los espesores de las unidades de la UTE Zaza, Área de Maniabón-La Farola (figura 4). Como dato petrolero de interés se reconoce que en el pozo Farola Norte 1x, a pesar de no haber tenido manifestaciones de hidrocarburos, se delimitaron intervalos ofiolíticos no fracturados y conglomerados con matriz arcillosa del sinorogénico terciario que pudieran considerarse como posibles sellos.

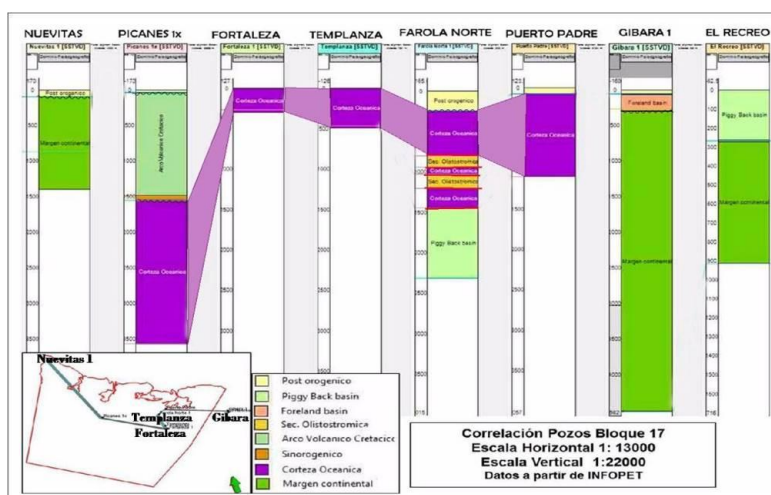


Fig. 4. Columnas de los pozos perforados en el área. Fuente: Base de datos INFOPET. Se correlaciona el horizonte correspondiente al domino Paleogeográfico de Corteza Oceánica donde se demuestra la elevación estructural hacia la zona de Maniabón- La Farola

Análisis geomorfológico- geofísico

El estudio geomorfológico determina principalmente las características de los niveles estructurales superiores y va a definir, en aquellos casos que los movimientos neotectónicos lo permitan, reflejos de estructuras del subsuelo; para el caso cubano estos movimientos han afectado a casi todo el territorio nacional. Para el territorio cubano se identifican bloques horst y graben de primer orden. En los bloques horst han predominado los levantamientos verticales ascendentes de tal modo que son frecuentes los afloramientos del substrato plegado, mientras que en los bloques grabens predominan los movimientos de descenso, de tal manera que sostienen importantes espesores de sedimentos (cuencas terciarias) [9]. En general, para la búsqueda de petróleo y gas se debe tener en cuenta tanto la tectónica como la neotectónica, pero en particular para esta región los principales factores que definen el grado de prospectividad de las estructuras presentes en el subsuelo son la superposición en el tiempo de diversos eventos tectónicos, como los procesos compresivos y posteriormente los transcurrentes,

los levantamientos de la plataforma carbonatada y los cabalgamientos fuera de secuencia de las unidades de la UTE Zaza, conjuntamente con la influencia de la erosión.

Se escogió el horizonte sísmico inferido por el tope de las secuencias carbonatadas de tipo UTE Placetás-Camajuaní para el área de Maniabón-La Farola, donde según los métodos geomorfológicos se encuentra una morfoestructura con potencialidades gasopetrolíferas. La interpretación geofísica demostró una estructura levantada por las secuencias del margen continental. Esta antifforma se refleja en superficie como un bloque geomorfológico elevado donde afloran las unidades de la UTE Zaza. Sobre ella se ubican las principales manifestaciones superficiales de hidrocarburos y los pozos Templanza 1 y Fortaleza 1, ambos de profundidades someras con manifestaciones de hidrocarburos. Según el mapa de anomalías de Bouguer en esta área se encuentran mínimos que se asocian a la disminución de los espesores esperados de la UTE Zaza. Para el área al oeste, la situación varía, aquí se corroboraron los grandes espesores de ofiolitas y rocas del Arco Volcánico existentes. El contacto del Arco Volcánico con las ofiolitas no se refleja por una marcada reflexión de las ondas y solo a mucha mayor profundidad que la alcanzada por el pozo, tiempo de 2,41 s (5 670 m según la ley de velocidades dada por el VSP), es que se obtiene un cuadro de ondas que pudiera pertenecer a las secuencias carbonatadas (figura 5).

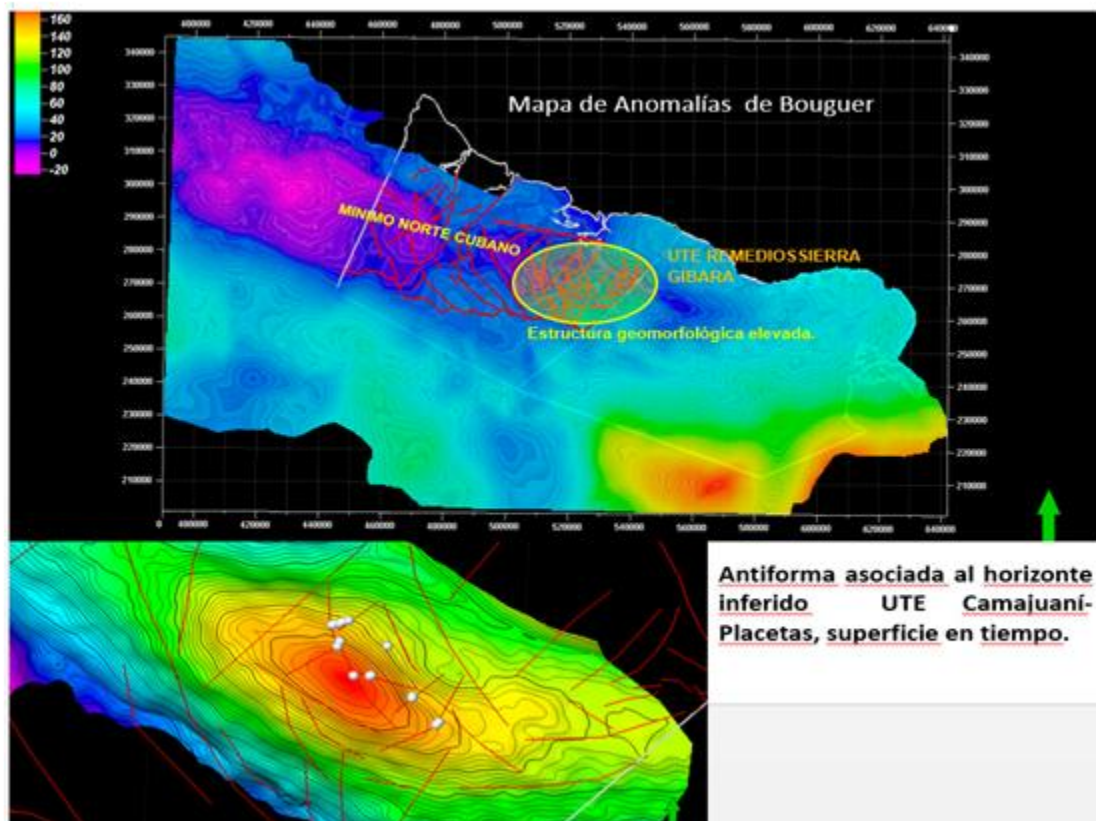


Fig. 5. Mapa de anomalías de Bouguer mostrando la ubicación de los elementos geológico- geofísicos y geomorfológicos: promontorio carbonatado de Gibara, Mínimo Norte Cubano y estructura geomorfológica, que constituye una antifforma según el horizonte inferido de las secuencias de Camajuaní- Placetás, donde las manifestaciones de petróleo en superficie se corresponde con los morfolineamientos. (Interpretación estructural Carlos Valdivia, 2015)

Áreas perspectivas para la exploración petrolera

Para esta región se identificaron dos áreas perspectivas ubicadas en la porción N-NE de la provincia Las Tunas (Bloque 17). La primera área en orden de perspectiva es Maniabón. Aquí se evidencia por geomorfología una estructura elevada, donde predominan las direcciones estructurales NW-SE y NE-SW. Se clasificó como una zona de montañas bajas con alto grado de desmembramiento del relieve. Hay una fuerte expresión de la neotectónica, se comporta como un escalón geomorfológico, sometido a fuertes procesos de erosión por levantamientos, reduciendo los espesores esperados del Terreno Zaza. Se concentran las manifestaciones superficiales de hidrocarburos en rocas de UTE Zaza que por su naturaleza no son productoras y se comprobó que en la actualidad continúan emanando petróleo. Este hecho y la perforación de los pozos Templanza 1 y Fortaleza 1 con manifestaciones de petróleo y gas, demuestran la ocurrencia en profundidad de escenarios de plataforma (Placetas según las familias de petróleos, aunque no se descarta la presencia de Camajuani) que pueden constituir las rocas madres del área. Se corroboró mediante la interpretación sísmica estructural que constituye una antiforma en profundidad (Estructura Maniabón), asociada a un levantamiento de las unidades de margen continental. Los lineamientos son la expresión en el relieve de fallas que constituyen las vías de migración actuales del petróleo que emanan a la superficie.

La segunda área en orden de perspectividad se ubica al Noreste del pozo Picanes 1x. Según las evidencias geomorfológicas los sistemas de lineamientos tienen una fuerte expresión de la dirección NE-SW, aunque se presentan sistemas de dirección NW-SE. Se corroboran estructuras elevadas mediante la interpretación de los parteaguas, no hay evidencias de estas por geología de superficie ya que el área está cubierta por los sedimentos posorogénicos de la Formación Vázquez. La expresión de la Neotectónica es moderada y no se acentúan los procesos erosivos, desarrollándose relieves de llanuras bajas con procesos acumulativos fundamentalmente. Se esperan mayores espesores de las secuencias de la UTE Zaza. No hay presencia de manifestaciones superficiales de hidrocarburos, ni en los pozos Farola Norte 1x y Puerto Padre. La mayor evidencia de la existencia de un sistema petrolero se denota en los datos del Picanes 1x que reportó importantes manifestaciones de gas a una profundidad mayor de 2 000 m. Esta evidencia unida a la existencia en el pozo Farola Norte 1x de intervalos de secuencia sinorogénica con características de rocas sellantes y la elevación hacia el norte de las unidades de margen continental, ubican esta área en el segundo orden de perspectividad. Se esperan mayores concentraciones de gas producto de la profundidad a la que se encuentran las estructuras y rocas madres, produciéndose probablemente procesos de sobremaduración del petróleo (figura 6).

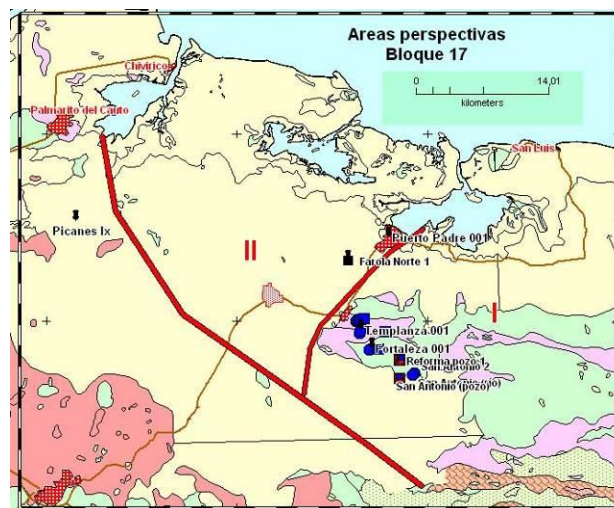


Fig.6. Áreas perspectivas para la exploración petrolera a partir de la interpretación multidisciplinaria

CONCLUSIONES

En la región Centro- Oriental de Cuba se ha podido confirmar la existencia de al menos un sistema petrolero activo, con su expresión más evidente en la provincia de Las Tunas, donde se clasificaron las áreas en orden de perspectividad petrolera resultando la de mayor interés la zona de Maniabón, seguido de la región al norte del

pozo Picanes 1x. Mediante la integración de métodos geomorfológicos y geofísicos se corroboró que el área de Maniabón constituye una morfoestructura asociada a una antifirma en profundidad, afectada por los movimientos neotectónicos, y que los sistemas de lineamientos en superficie son las vías de migración actuales del petróleo. La aplicación de la geomorfología a la exploración petrolera en esta región del país resultó de gran efectividad al delimitar elementos regionales y locales de relevancia para la actividad exploratoria, aun en aquellas zonas donde se presentan importantes espesores de cobertura sedimentaria que enmascaran las estructuras del subsuelo.

REFERENCIAS

1. Linares E, García D, Delgado O, LÓPEZ, JG, Strazhevich V. Yacimientos y manifestaciones de hidrocarburos de la República de Cuba. La Habana, Cuba: Edición Palco Graf. 2011, 488 pp. ISBN 978-959-7117-33-9.
2. Cruz R, et al. Integración de los resultados geólogo geomorfológicos con objetivos petroleros en la República de Cuba y precisiones en las provincias de Ciego de Ávila y Sancti Spiritus. En XI Congreso Cubano de Geología, VI Convención cubana de ciencias de la tierra, 2015. ISSN 2307-499X.
3. Lamadrid J, Horta R. *Geomorfología*. La Habana: Pueblo y Educación, 1979.166 pp.
4. Jiménez L. et al. Evaluación geólogo-geomorfológica en la región Centro Oriental de Cuba para la exploración de hidrocarburos. En V Congreso Cubano de Petróleo y Gas, VI Convención cubana de ciencias de la tierra, 2015. ISSN 2307-499X.
5. Hernández J, et al. Evolución morfoestructural del relieve de Cuba Nororiental en IV Congreso de Geología y minería, Memorias Geomin 2001. ISBN 959-7117-10-X.
6. Cotilla M, Córdoba D. Study of the Cuban fractures. *Geotectonics*. 2010, 44 (2):176–202. ISSN 0016-8521.
7. Vega N, et al. Un nuevo acercamiento a la evolución geológica de Cuba Oriental para precisar la génesis de su sismicidad. En XI Congreso Cubano de Geología, VI Convención cubana de ciencias de la tierra, 2015. ISSN 2307-499X.
8. Domínguez B, et al. Estructura geológica y potencial exploratorio de los sectores de colisión tectónica del norte de Cuba. En V Congreso Cubano de Petróleo y Gas, VI Convención cubana de ciencias de la tierra, 2015. ISSN 2307-499X.
9. Iturralde M. Compendio de Geología de Cuba y del Caribe. 2011. DVD-ROM. Editorial CITMATEL, La Habana, Cuba.