

Integración del análisis geomorfológico con métodos geofísicos para la exploración de hidrocarburos en el sector Majaguillar-Corralillo, Cuba

María Victoria Pérez-Peña
Ramón Cruz-Toledo
José Luis Prol-Betancourt
Lourdes Jiménez-de la Fuente

Resumen

Con el objetivo de delimitar áreas perspectivas para la exploración petrolera se realizó un análisis geomorfológico detallado. Para ello se confeccionó un esquema que integra los resultados geológicos, geomorfológicos y geofísicos. Se proponen de este modo dos áreas geomorfológicas (I y II) estructuralmente levantadas, favorables para orientar la exploración y se sugiere el área I como la más perspectiva por estar presentes en ella rocas del margen continental en profundidad, las cuales poseen el mayor potencial petrolero de Cuba.

Palabras clave: geomorfología; geofísica; exploración de petróleo; gravimetría; magnetometría.

Geomorphological Analyses Integrating Geophysical Methods for Hydrocarbon Exploration in the Majaguillar-Corralillo Sector, Cuba

Abstract

A more detailed geomorphological study compared to the previous ones was carried out in order to demarcate the potential areas for petroleum exploration. A diagram that integrates geological, geomorphological and geophysical results was prepared. Two structurally surveyed morphological areas (I and II) are proposed to address exploration. Area I is recommended to be the one with a higher probability given the presence of rocks of the continental margin at depth, which are the most potential location of petroleum occurrence in Cuba.

Keywords: petroleum exploration; geomorphology; geophysics; gravimetry; magnetometry.

1. INTRODUCCIÓN

El sector Majaguillar-Corralillo se encuentra ubicado entre las provincias de Matanzas y de Villa Clara (Figura 1), en la región petrolera norte cubana. Este trabajo surge a partir de la necesidad de realizar un análisis geomorfológico con un grado mayor de detalle que los existentes hasta el momento, con el objetivo de delimitar áreas perspectivas para la exploración de petróleo.

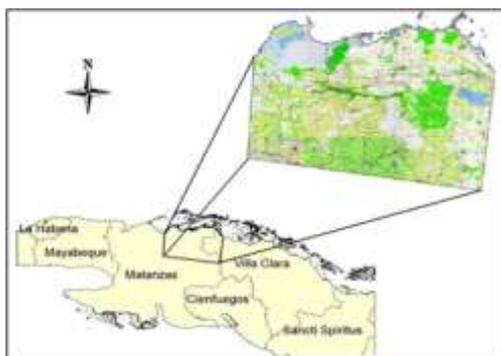


Figura 1. Mapa de ubicación del sector Majaguillar-Corralillo.

De los trabajos ejecutados en esta zona debe destacarse como uno de los más abarcadores el proyecto 2132 "Evaluación de Lead para los bloques 6, 7, 9 y 10", liderado por Álvarez, Aballí & Cruz (1998). En este se materializa la aplicación de métodos geomorfológicos a la búsqueda de petróleo, en una escala 1:250 000 y cubrió prácticamente todo el territorio nacional.

Entre los principales aportes de este proyecto se encuentra la determinación de dos direcciones fundamentales, una noroeste-sureste durante la etapa orogénica y debida a la formación de los plegamientos que formaron las trampas actuales y otra noreste-suroeste, que se asocia al postorogénico y que debe estar relacionada a las vías de migración.

En el informe de López y otros investigadores (2009) se integran datos, informaciones y criterios sobre el potencial exploratorio, mediante los que se determinan los sectores de mayor interés exploratorio, con posibilidades de encontrar yacimientos del *play*, tipo Veloz, a profundidades y condiciones asequibles, así como para la discriminación de algunos sectores donde las rocas del arco volcánico del Cretácico y las ofiolitas tienen grandes espesores.

Aunque la mayoría de las campañas exploratorias en esta zona no han tenido resultados positivos y en los pozos perforados no se han registrado grandes producciones de petróleo, los estudios integrales han mostrado posibilidades de encontrar acumulaciones comerciales asociadas a las rocas

del margen continental y rocas más jóvenes (margas bituminosas). Así los resultados de la aplicación de los métodos geomorfológicos son importantes en la determinación de estructuras levantadas, donde la neotectónica ha jugado un papel fundamental.

Según resultados de las perforaciones se conocen mantos tectónicos caracterizados por la conjugación de rocas de las Unidades Tectonoestratigráficas (UTE) Placetas y Camajuaní, con sus correspondientes sedimentos sinorogénicos, donde pudieran encontrarse acumulaciones de hidrocarburos. Así mismo las rocas de la corteza oceánica ocupan intervalos considerables en mantos de sobrecorrimientos sobre diferentes secuencias estratigráficas, a las cuales se asocia el yacimiento Motembo (García, Linares & Toirac 2009).

En esta área se encuentran numerosas manifestaciones superficiales y de rocas asfálticas en el municipio de Martí, antiguo Hato Nuevo y Guamutas, destacándose las zonas de Angelita, Santa Gertrudis y El Peñón (Linares *et al.* 2011). Se ha demostrado la presencia de yacimientos, minas de asfaltitas y numerosas manifestaciones de petróleo y gas en pozos y superficie.

La presencia de sistemas petroleros activos es un elemento muy importante para la exploración, de ahí que haya sido un incentivo a múltiples estudios geólogo-geofísicos.

Se han realizado hasta el momento variados trabajos de investigación geomorfológica, como método orientativo de búsqueda, sin lograr exponer la relación que guardan con los métodos geofísicos (campos potenciales) para la definición en conjunto de rasgos estructurales.

En este trabajo se proponen las áreas con mayores perspectivas, desde el punto de vista geomorfológico, integrado a los métodos geofísicos (campos potenciales); y de esa manera se delimitan los sectores donde la prospección sísmica tendrá mayores posibilidades de iluminar estructuras en el margen continental plegado.

1.1. Consideraciones geológicas y geoquímicas del bloque 9

En Cuba las rocas del paleomargen continental forman parte del cinturón plegado y sobrecorrido cubano. Este aspecto le concede al área una gran complejidad, que se manifiesta en los cabalgamientos de enormes mantos de rocas ígneas sobre sedimentos de diversa naturaleza, en un medio geológico caracterizado por la presencia de contactos tectónicos abruptos, rampas de despegue, fallas de desplazamiento por el rumbo, que son la

evidencia de un régimen compresivo acaecido entre el Cretácico Superior al Eoceno Medio.

Atendiendo a la clasificación de los petróleos en Cuba, propuesta por López y demás colaboradores (2009), las rocas madres y sus respectivos petróleos en el bloque 9 se agrupan dentro de las familias I y III. Las manifestaciones de Angelita y Santa Gertrudis se clasifican dentro de la familia tipo I. En este sentido y siguiendo el principio de similitud con otras áreas petroleras en Cuba, donde se conoce el gran potencial generador de las rocas madre respectivas, es posible emitir criterios en cuanto a volúmenes de hidrocarburos generados, de ahí las grandes posibilidades de encontrar acumulaciones significativas de petróleo pesado en esta área. La manifestación San Miguel de Los Baños está caracterizada como petróleos de la familia III, cuya roca madre se espera haya sido la formación Carmita, con un elevado contenido terrígeno-arcilloso.

En el área correspondiente al bloque 9 se conocen varias manifestaciones de hidrocarburos superficiales y en pozos (Linares *et al.* 2011); este aspecto es de gran utilidad ya que confirma la presencia de sistemas petroleros y disminuye el riesgo exploratorio. Por estudios geoquímicos realizados a las manifestaciones de hidrocarburos es conocida la presencia de al menos tres sistemas petroleros: sistema Grupo Veloz-Grupo Veloz (!), asociado a la familia I de crudos cubanos y a la UTE Placetas, el cual constituye el principal sistema petrolero en Cuba. Sistema Carmita-Ofiolitas (!), asociado a la familia III de crudos cubanos y a la UTE Placetas; este sistema petrolero se caracteriza por una mayor calidad de sus petróleos y el sistema Jaguita-Margarita (!), asociado a la familia I de crudos cubanos y a la UTE Camajuaní.

Por los datos de los pozos perforados en el área se tiene evidencias de pequeñas producciones, aunque ninguno ha llegado a un volumen como para ser considerado yacimiento. Estos aspectos nos permiten asegurar que ha existido generación y migración de hidrocarburos, siendo la preservación de las acumulaciones en el tiempo, conjuntamente con la presencia de un sello eficaz, los aspectos de mayor riesgo exploratorio (Pérez *et al.* 2013)

2. MATERIALES Y MÉTODOS

En este trabajo se utilizó el mapa geológico de generalización petrolera (1:100 000) elaborado en el CEINPET, la información hipsométrica extraída del Modelo Digital de Elevación y las cartas topográficas (1:50 000). Se densificó la red de drenaje a partir de las cartas topográficas para la interpretación geomorfológica cualitativa y, además, se tuvieron en cuenta criterios de potencialidad y elementos del sistema petrolero del área. A

partir de los resultados obtenidos de la interpretación geológica-geomorfológica se utilizaron datos de los campos potenciales de forma cualitativa.

Se aplicaron también el método cualitativo del drenaje, método de disección vertical y el método de las morfoisohipsas.

Desde el método cualitativo del drenaje se densificaron los sistemas fluviales con la información de las cartas topográficas a escala 1:50 000. Este es el método aplicable por excelencia para la interpretación geomorfológica estructural (Cruz 2008). Se basa en la relación existente entre la red de drenaje, la estructura geológica y los tipos de litología, por lo que a partir de su interpretación se delimitaron áreas y lineamientos que constituyeron las principales direcciones estructurales propuestas (Lamadrid & Horta 1979).

El método de disección vertical ofrece información sobre los procesos de la neotectónica por la intensidad de los movimientos reflejados en el desmembramiento del relieve, relacionado con los movimientos principales de las fallas en las direcciones noreste y noroeste.

El método de las morfoisohipsas se basa en una reconstrucción palinspática del relieve mediante el análisis de las curvas de nivel y despreciando el factor erosivo. A partir del relieve actual se realizaron dos generalizaciones que constituyeron la base del análisis, donde las zonas de fuertes pendientes y las inflexiones en el sentido del aumento del valor se relacionaron con zonas de fallas y límites de bloques, por el contrario, las inflexiones en el sentido opuesto se relacionaron con estructuras positivas y las curvas cerradas con bloques de la corteza terrestre (Lamadrid & Horta 1979).

Los métodos de disección vertical y morfoisohipsas tuvieron la finalidad de proporcionar una idea clara y confiable de la interpretación en la evolución y las características actuales del relieve del área, en estrecha relación con el estilo tectónico propuesto.

Para cada método aplicado se delimitaron áreas que se relacionan con diferentes comportamientos de los índices interpretados y que se corresponden con las determinadas por el método cualitativo del drenaje, constituyendo la base para la construcción del esquema morfoestructural.

Finalmente, se confeccionó un esquema integrado, donde se combinaron los resultados geológicos, geomorfológicos y geofísicos, mediante el cual se delimitaron las áreas perspectivas para la búsqueda de hidrocarburos dentro del sector.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. Sistemas de drenaje fluvial en el sector Majaguillar-Corralillo

A partir de la interpretación de los sistemas de drenaje (Figura 2), teniendo en cuenta los tipos de drenaje, configuración, direcciones, lineamientos, divisoria de las aguas y asimetría de las cuencas fluviales, se dividió el sector en cinco áreas.

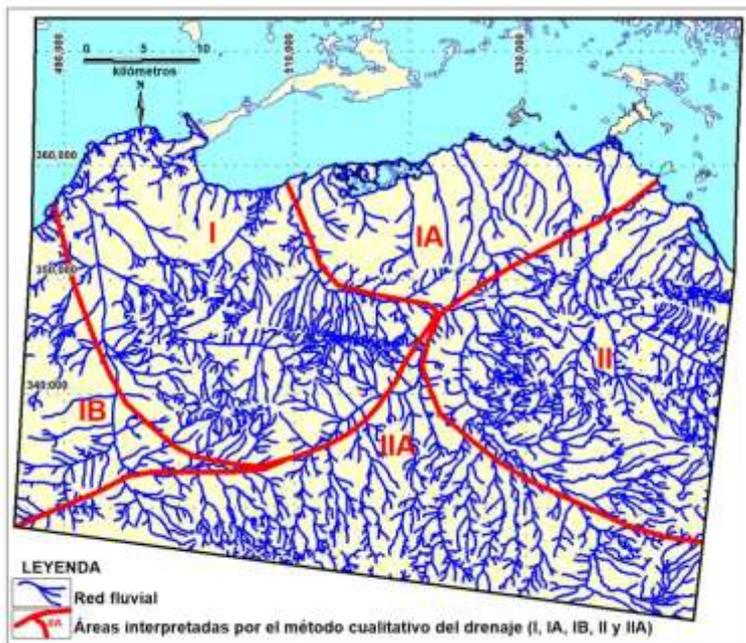


Figura 2. Mapa de drenaje, interpretado a partir de la información de la red de hidrográfica en escala 1:50 000. Muestra las áreas determinadas con diferentes configuraciones de drenaje.

Para la identificación de los lineamientos se consideraron los cambios de rumbo del drenaje, tramos rectos y divisorias de las aguas, aspectos que pudieran estar asociados con contactos geológicos; fracturas y fallas relacionadas a las posibles vías de migración y trampas estructurales. Además, se reconocieron estructuras circulares y semicirculares, que constituyen patrones geomorfológicos para determinar las áreas con mayores perspectivas exploratorias.

Sobre la base de la interpretación de la red de drenaje se elaboró un esquema de lineamientos (Figura 3), en el que se representa un lineamiento principal noreste-suroeste, considerado como una posible zona de falla con desplazamiento sinistral. Este está relacionado directamente con los sistemas alineados de drenaje, donde se conjugan los ríos principales, afluentes, cambios de rumbos y cambios de órdenes de los ríos; y divide el sector en dos regiones fundamentales: septentrional (I, IA y IB) y meridional (II y IIA).

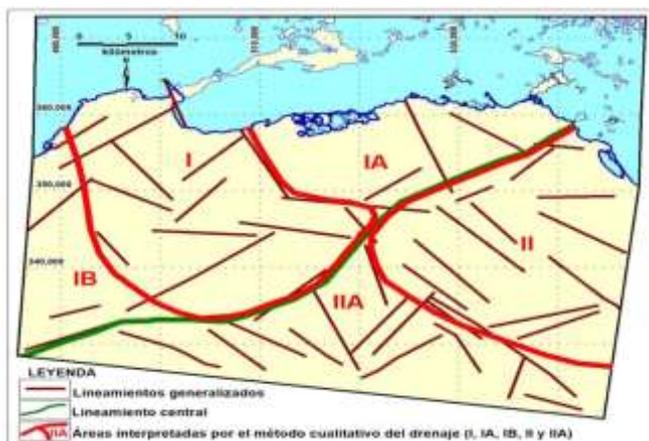


Figura 3. Mapa de lineamientos interpretado a partir de la información de la red de drenaje en una escala 1:50 000. Muestra las distintas áreas del drenaje (I, IA, IB, II y IIA).

Hacia la parte septentrional (IB, I, IA) se ven representados las dos direcciones principales para Cuba, pero la mayor expresión se ubica dentro del área I. Aquí confluyen las direcciones NE-SW y NW-SE, con una mayor densidad de lineamientos referidos a estas direcciones, que responden a las posibles vías de migración y trampas; por lo que constituyen el área más favorable desde el punto de vista estructural.

En la parte meridional (IIA y II) se observa una mayor densidad de lineamientos y se ven representadas las mismas direcciones estructurales del sector septentrional, pero con una mejor expresión de las direcciones relacionadas con las posibles trampas NW-SE. Estas están ubicadas principalmente dentro del área II, por lo que indican que estructuralmente es más favorable como una continuidad del área I, en el sector septentrional.

3.2. Disección vertical

Con el método de disección vertical se pudieron diferenciar las áreas que presentan mayores gradientes de disección del relieve, para analizar las zonas donde la neotectónica ha tenido una mayor influencia. A partir de la interpretación de estos datos fue posible determinar áreas con diferentes grados de desmembramiento del relieve, que se corresponden en gran medida con las interpretadas mediante el método cualitativo del drenaje (Figura 4).

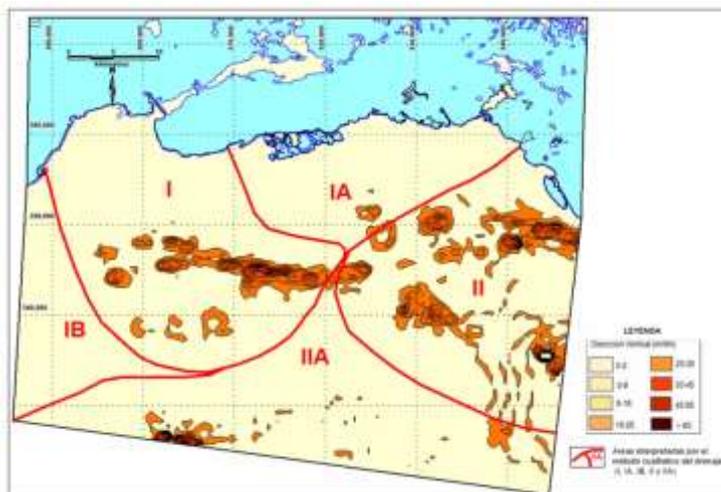


Figura 4. Mapa que muestra las áreas determinadas mediante el método cualitativo del drenaje (I, IA, IB, II y IIA) y su coincidencia con las aportadas por el método de disección vertical a escala 1:50 000.

Área IA: Los valores de disección son bajos, asociados a un bajo desmembramiento del relieve. De forma general, los valores más bajos de disección se encuentran cercanos a la línea de costa, no sobrepasando los 5 m/km² y el gradiente de la disección es muy suave; aunque hacia una parte pequeña del área estos valores alcanzan los 25 m/km².

Área IB: No se observan valores de disección, ya que es un área que presenta un grado de disección muy bajo y el desmembramiento del relieve es de menor intensidad.

Áreas I y II: Ubicadas en el sector central del área septentrional (I) y la parte más oriental del área meridional (II), respectivamente, predominan los valores que alcanzan más de 50 m/km². Así se comporta diferente del resto de la región y se puede decir que el comportamiento del resto del territorio es más homogéneo con respecto a esta zona.

El salto en los valores de disección se puede asociar a escalones geomorfológicos, posiblemente producido por fallas. El gradiente de la disección se hace más abrupto en esta zona, con respecto al resto de la región y el desmembramiento del relieve es muy fuerte. Todas estas condiciones indican que se comportó como un área de levantamiento, donde la dirección predominante es la noroeste-sureste, relacionada posiblemente con fracturas o zona de fallas.

Las características de la disección vertical en estos sectores nos indican que la influencia de la neotectónica ha sido más intensa con respecto al resto de los sectores. Es de destacar que existe una diferencia notable hacia el

área I, con respecto a la inestabilidad tectónica, ya que al norte, en el área Majaguillar, se comporta como una zona muy tranquila.

Área IIA: No se observan valores de disección. Es un área que presenta un grado de disección muy bajo y el desmembramiento del relieve es de menor intensidad. No obstante hacia la parte sureste del área estos son más elevados, de hasta más de 35 m/km². El aumento relativo de estas características morfométricas indican una mayor inestabilidad tectónica.

3.3. Morfoisohipsas

La evolución morfotectónica del relieve de la región se representa en la Figura 5. Para la interpretación tectónica de las morfoisohipsas se realizaron dos generalizaciones a partir del relieve actual. Se analizaron con mayor profundidad la primera y la quinta generalización del relieve, ya que en estas dos es donde se observan los mayores cambios en la evolución del área; resaltando en la quinta generalización una estructura cerrada de gran importancia desde el punto de vista exploratorio.

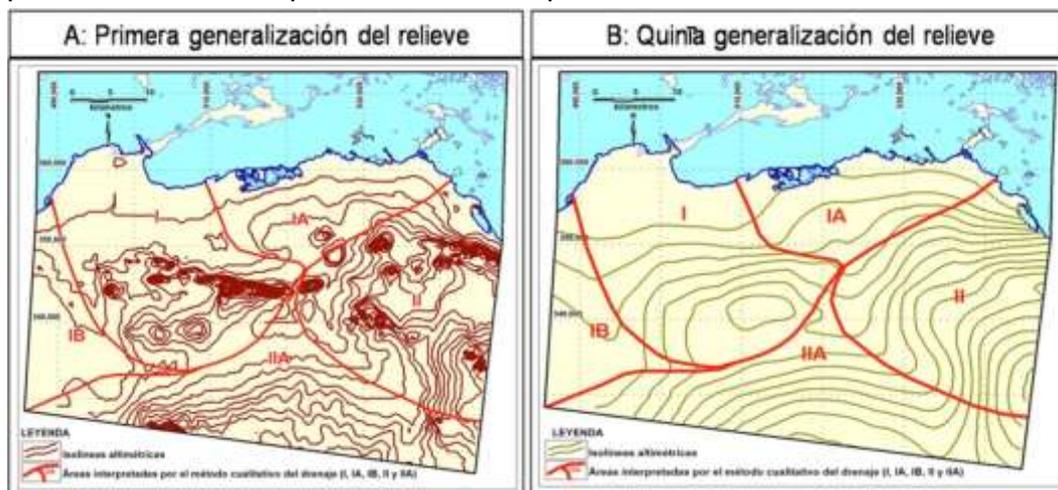


Figura 5. Mapas que muestran las morfoisohipsas combinadas con las áreas geomorfológicas a escala 1:50 000. A: Primera generalización del relieve. B: Quinta generalización del relieve.

Primera generalización del relieve (Figura 5A)

Área I: En general, comienza a destacarse la evolución de las estructuras primarias, mostrando la gran inestabilidad tectónica y direcciones principales de gradientes y lineamientos. Se observan diferentes desplazamientos y una orientación fundamental noroeste-sureste, combinada con la noreste-suroeste, determinándose la principal división geomorfológica norte-sur. Se manifiestan diferencias muy marcadas con respecto al área de Majaguillar, donde no se observa ningún gradiente importante, por las características de las llanuras y de las rocas del

postorogénico que hacen del área una disección vertical muy baja y solo los sistemas de drenajes indican diferentes elementos estructurales.

Área IA: En este sector se definen direcciones estructurales con un gradiente homogéneo, de forma escalonada hacia el sur, donde se identifican los mayores valores altimétricos.

Área IB: En este sector no es representativo para la determinación de las estructuras, de alguna manera tiene que ver con una zona muy tranquila, con poca densificación del drenaje.

Quinta generalización del relieve (Figura 5B)

La quinta generalización permite estimar el paleorelieve de un área específicamente. En Cuba es conocido que el *timing* (o la relación temporal existente entre la formación de las trampas y los procesos de migración y entrapamiento de los hidrocarburos) es favorable. Es decir, que primero ocurrió la formación de las trampas y posteriormente la migración y entrapamiento del petróleo.

Los procesos tectónicos, que dieron origen al cinturón plegado y sobrecorrido cubano, fueron los mismos que provocaron la formación de estructuras levantadas en el subsuelo de las rocas del margen continental. Por ello es posible suponer, a partir de la interpretación de dicha generalización, que la estructura geomorfológica ubicada dentro del área I está asociada a un levantamiento en el subsuelo de escamas de las rocas del margen continental. Es posible ubicar este paleorrelieve en un momento posterior a la formación de las trampas, ya que anteriormente no debieron existir estructuras levantadas donde se pudieran entrapar los hidrocarburos.

Área II: Se muestra la mayor inestabilidad tectónica, representándose fundamentalmente la dirección noroeste-sureste, combinada con la noreste-suroeste, comparable al área I.

Área IIA: Ocupa el borde más occidental de la región meridional, que se corresponde con cierta regularidad a levantamientos hacia el sur, sin significativos gradientes, que son prácticamente homogéneas, muy similar al área IA, pero con valores mayores de altimetría.

En el esquema de las generalizaciones de las morfoisohipsas, dentro del área I se diferencia Majaguillar al norte, representada por una zona muy baja. El resto del área al sur, donde se observa un levantamiento geomorfológico, que indica un abombamiento antiguo con una influencia en las estructuras jóvenes postorogénicas, provocadas por fenómenos y

procesos tectónicos recientes, rediseñando las estructuras preexistentes y reactivando antiguas vías de migración.

3.4. Comparación con los campos potenciales

Teniendo en cuenta la información de los campos potenciales (gravimetría y magnetometría) y su relación con la litología y estructura se pudieron determinar las zonas más favorables para la exploración petrolera, las cuales se corresponden con la presencia del aumento del espesor de los sedimentos del margen continental por debajo de las rocas de la Asociación Ofiolítica.

Gravimetría

El área geomorfológica I se encuentra dentro de una zona de mínimos gravimétricos regionales, que se corresponde con el mínimo norte cubano. Es conocido por trabajos exploratorios realizados que esta zona de mínimos se relaciona con el aumento de espesor de los sedimentos del margen continental (Prol, Riffa & Guerra 2009).

El área geomorfológica II se corresponde con el máximo Motembo, el cual constituye un máximo gravimétrico regional muy fuerte. Esta característica se corresponde con los grandes espesores de rocas ultrabásicas, que han sido reportados en el pozo Motembo 1X. De encontrarse la secuencia del margen continental, debajo de este gran cuerpo serpentinitico, estaría a profundidades mayores de 7 km, según se ha estimado por modelación (Prol, Riffa & Guerra 2009). Bordeando este máximo gravimétrico Motembo, hacia el norte y el noreste, se encuentra una zona de mínimo, posiblemente asociada a la presencia de las rocas del margen continental.

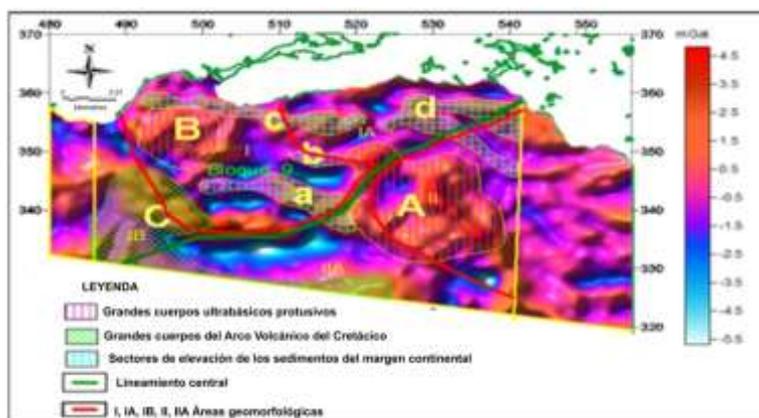


Figura 6. Mapa residual del campo gravitacional en relieve sombreado con las áreas geomorfológicas a escala 1:50 000 (modificado de Prol, Riffa & Guerra 2009).

A partir del mapa de anomalías residuales es posible determinar pequeños máximos locales débiles, los cuales se asocian con elevaciones de margen continental, bajo los sedimentos más jóvenes e, incluso, bajo las rocas de la Asociación Ofiolítica (Prol, Riffa & Guerra 2009), resultando las zonas más atractivas para direccionar la exploración de hidrocarburos (Figura 6).

Magnetometría

Como se observa en la Figura 7 el área geomorfológica I se relaciona con un mínimo magnético regional hacia la parte noreste del sector, lo cual se comporta de igual manera con la gravimetría, por lo que se reafirma la posibilidad de encontrar las rocas del margen continental. Mientras que el área geomorfológica II se corresponde con un máximo magnético, el cual está asociado con un gran cuerpo de rocas ultramáficas serpentinizadas, Motembo; y hacia la parte sureste, aparece una zona de mínimo, la que está relacionada a la posible presencia de los carbonatos en profundidad. Por esta razón, dentro del área II, este pequeño sector constituye la parte más favorable para orientar la exploración.

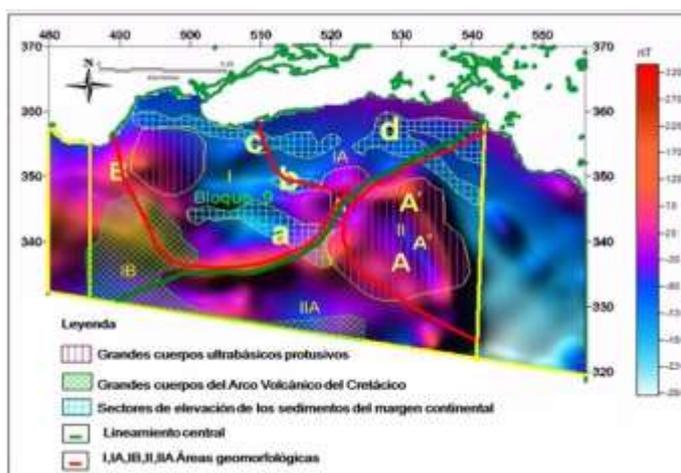


Figura 7. Mapa del campo magnético delta T reducido al polo en relieve sombreado con las áreas geomorfológicas (modificado de Prol, Riffa & Guerra 2009) a escala 1:50 000.

3.5. Interpretación de los datos geólogo-geomorfológicos y geofísicos

A partir del análisis integrado de los datos precedentes, en conjunto con las nuevas evidencias geomorfológicas, estructurales, así como los datos geofísicos (campos potenciales), fue posible determinar las dos áreas principales: I y II, para direccionar los trabajos exploratorios futuros (Figuras 6 y 7).

Teniendo en cuenta las evidencias obtenidas en el campo y en los mapas de drenaje y de morfoisohipsas fue posible establecer el lineamiento principal

como posible falla sinistral, la cual ha provocado estructuras levantadas en el relieve y posteriormente su desplazamiento.

Este aspecto es de gran importancia para la exploración petrolera en el área, debido a que estos movimientos pudieran ser la causa de las grandes dismigraciones que existen hoy en día en rocas de la formación Peñón, de edad Eoceno Medio parte alta.

Los mapas de la quinta generalización de las morfoisohipsas muestran un gran levantamiento en el terreno en la parte central del área I, coincidiendo con una zona de mínimos gravimétricos y magnéticos, lo cual puede asociarse a la presencia de rocas del margen continental en el subsuelo. En esta parte del área es posible tener una mejor preservación de las acumulaciones, debido a que no existen evidencias de dismigraciones ni afectaciones tectónicas significativas.

Como ha sido comprobado en otras áreas donde existen grandes dismigraciones superficiales de hidrocarburos se encuentran también acumulaciones significativas en el subsuelo, aspecto que le confiere grandes perspectivas para encontrar acumulaciones comerciales. En este sentido, teniendo en consideración varios criterios exploratorios, se plantea que el área con mayor potencialidad para la existencia de acumulaciones de hidrocarburos es hacia la parte central y meridional, ubicada dentro del área geomorfológica I.

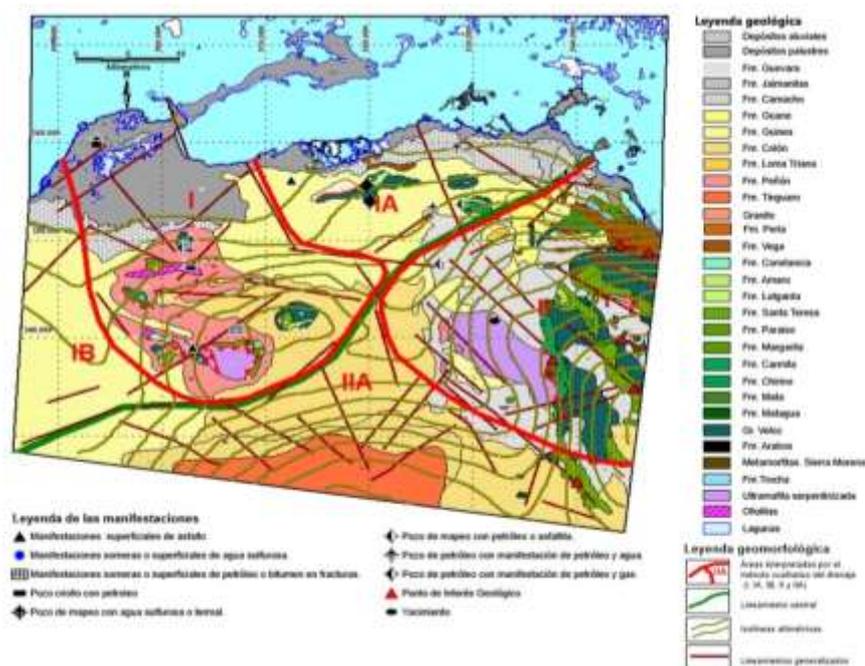


Figura 8. Mapa de integración que muestra la relación entre los datos geológicos y los resultados de los métodos geomorfológicos a escala 1:50 000.

A partir de la combinación de los mapas geológico y geomorfológicos con la geofísica (campos potenciales) se pudo determinar que la división geomorfológica en las cinco áreas (I, IA, IB, II, IIA) tiene una relación directa con la gravimetría, ya que en el mapa residual del campo gravitacional (Prol, Riffa & Guerra 2009) los sectores donde se espera se encuentren los sedimentos del margen continental se ubican en gran medida en el área I y IA. Se destaca hacia la parte meridional del área I esta elevación de los sedimentos mencionados en una división noroeste-sureste, relacionado con la dirección tectónica de los frentes de cabalgamientos señalados por la geología. Se señala, además, la relación directa con las estructuras cerradas detectadas por la quinta generalización de las morfoisohipsas, lo que condiciona un área muy favorable por la coincidencia de indicadores petroleros asociados a manifestaciones en superficie y lineamientos en la dirección noreste, que pueden ser los responsables de la migración de los hidrocarburos y la formación de depósitos a poca profundidad.

4. CONCLUSIONES

- Se corroboran las principales direcciones de lineamientos: (a) noroeste-sureste, asociada a los frentes de cabalgamientos y posibles trampas estructurales, y (b) noreste-suroeste, vinculadas a posibles vías de migración.
- Se evidencia la evolución del relieve, a partir de las cinco generalizaciones de las morfoisohipsas, mostrando una estructura levantada hacia la parte central del sector.
- Se proponen dos áreas geomorfológicas (I y II) estructuralmente levantadas, favorables para la orientar la exploración petrolera.
- Con la integración de los criterios geológicos-geomorfológicos y la relación con la Geofísica se propone el área I como la más perspectiva para la búsqueda de petróleo y gas.

5. REFERENCIAS

- ÁLVAREZ, J.; ABALLÍ, P. & CRUZ, R. 1998: Evaluación de Lead para los bloques 6, 7, 9 y 10. Archivo Técnico CEINPET, La Habana, Cuba.
- CRUZ, R. 2008: *Efectividad de los métodos geomorfológicos en la búsqueda de petróleo y gas desde la región de Bijabos hasta Pina*. Tesis de maestría. Universidad de Pinar del Río. 83 p.
- GARCÍA, D.; LINARES, E. & TOIRAC, R. 2009: Informe del trabajo de Campo en el Bloque 9, Proyecto 6004. Exploración en la Franja Norte de Crudos Pesados. Archivo Técnico CEINPET. La Habana, Cuba.

- 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, J. G.; GARCÍA, D.; GARCÍA R.; DELGADO, O.; DOMÍNGUEZ, Z.; PASCUAL, O.; SOCORRO, R.; PROL, J. L.; RODRÍGUEZ, O.; GARCÍA, N.; OTERO, R. & RODRÍGUEZ, R. 2009: Generalización Geólogo-Petrolera del bloque 9 y su entorno. 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.
- PROL, J. L.; RIFFA, M. & GUERRA, V. 2009: Grado de estudio y resultados alcanzados por la interpretación de los campos potenciales a partir de la década de los 70 en el bloque 9, Archivo Técnico CEINPET, La Habana, Cuba.

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

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

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

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

José Luís Prol-Betancourt. prol@di.cupet.cu

Doctor en Ciencias Técnicas. Investigador Auxiliar. Centro de Investigaciones del Petróleo
La Habana, Cuba.

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

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