Métodos satelitales aplicados a la exploración petrolera en la Ciénaga de Majaguillar, Cuba.

Lourdes Jiménez de la Fuente¹, Manuel Enrique Pardo Echarte¹ y Ramón Cruz Toledostro¹.

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

RESUMEN

La Ciénaga de Majaguillar se encuentra dentro de la conocida Franja Norte Petrolera Cubana donde se conoce la presencia del sistema petrolero Grupo Veloz-Grupo Veloz (!). Las características propias de la zona dificultan los trabajos relacionados con la actividad exploratoria, por lo que se aplican técnicas de sensores remotos para los estudios geológicos de superficie. El objetivo de la investigación es el análisis morfotectónico mediante el uso de las imágenes satelitales, enfocado a la delimitación de zonas favorables para orientar la actividad petrolera. Se utilizaron con las imágenes del satélite ASTER, del radar SRTM, el mapa geológico 1:100 000 y, la información geofísica para la integración de los resultados. Se aplicaron técnicas del procesamiento digital de imágenes para la interpretación de elementos geólogo-geomorfológicos y estructurales, donde se destacan sistemas de fallas con rumbo NE-SO subordinadas a las fallas transcurrentes regionales y zonas de subsidencia relacionada con movimientos neotectónicos de bloques. Se integraron los resultados de superficie con la información geofísica y los criterios petroleros para los tipos de *play* presentes, determinando que las mejores condiciones para la actividad petrolera se encuentran al NO de la misma.

Palabras clave: Exploración de petróleo y gas, geofísica, geomorfología, métodos satelitales, procesamiento digital de imágenes.

ABSTRACT

Majaguillar Swamp is within the well-known Northern Cuban Oil Belt, where the presence of petroleum system Veloz Group-Veloz Group (!) is identified. The characteristics of the swampy areas impede the work related to exploration activities, so that remote sensing techniques are applied to the surface geological studies. The main objective of the research is the morphotectonic analysis of the area based on remote sensing techniques, focused on the delimitation of the most favorable areas to guide the oil industry. It was counted with ASTER satellite and SRTM radar images and geological map 1:100 000 and geophysical information for the integration of results. Techniques of digital image processing were applied for the interpretation of geological-geomorphological and structural elements, highlighting heading NE-SW fault systems subordinate to regional transcurrent faults and zones of subsidence related to neotectonic movements of blocks. Surface results were integrated with geophysical data and oil criteria for the types of plays present in the area, determining that the best conditions for the oil industry are at NW of it.

Keywords: Geomorphologic, geophysics, oil and gas exploration, satellite methods, techniques of digital image processing.

RESUMO

A Ciénaga de Majaguillar está localizada dentro da conhecida Faixa Norte Petrolera Cubana, onde a presença do Sistema de Petróleo do Grupo Veloz-Grupo Veloz (!) É conhecida. As características da área dificultam o trabalho relacionado à atividade exploratória, para o qual técnicas de sensoriamento remoto são aplicadas em estudos de superfície geológica. O objetivo da investigação é a análise

Jiménez de la Fuente, L.; Pardo Echarte, M. E. y Cruz Toledostro, R. 2018. Métodos satelitales aplicados a la exploración petrolera en la Ciénaga de Majaguillar, Cuba: revista *Geociencias*, volumen 1, número 2, diciembre 2018. pp. 87-97.

morfotectônica por meio do uso de imagens de satélite, com foco na delimitação de zonas favoráveis para orientar a atividade do óleo. As imagens do satélite ASTER, o radar SRTM, o mapa geológico 1:100 000 e as informações geofísicas para a integração dos resultados estavam disponíveis. Técnicas de processamento digital de imagens foram aplicadas para a interpretação de elementos geológico-geomorfológicos e estruturais, onde são destacados sistemas de falhas NE-SW subordinados a falhas regionais e zonas de subsidência relacionadas a movimentos de blocos neotectônicos. Os resultados de superfície foram integrados com a informação geofísica e os critérios de óleo para os tipos de jogo presentes, determinando que as melhores condições para a atividade de óleo são para o NO do mesmo.

Palavras-chave: Exploração de petróleo e gás, geofísica, geomorfología, métodos de satélite, processamento digital de imagens.

INTRODUCCIÓN

El área se encuentra ubicada dentro de la Franja Norte Petrolera Cuban (FNPC), que se extiende desde la provincia de La Habana hasta Matanzas **(Figura 1)**. Se caracteriza por un sector muy bajo donde predominan procesos acumulativos y de empantanamiento, lo cual es una limitante para los estudios de superficie vinculados a la exploración petrolera, por esta razón se aplicaron métodos alternativos de exploración geológica que tienen como fin diferenciar áreas con diferentes grados de interes para enfocar la actividad petrolera.

Desde la década del 90 de siglo pasado se comenzó la perforación de varios pozos en el área cuyo objetivo geológico lo constituyeron las rocas del margen continental determinadas mediante estudios sísmicos. La perforación de los pozos Majaguillar 1, 21, 2 y 3 permitieron declarar la comercialidad del yacimiento y reafirmar la capacidad gasopetrolífera de los carbonatos de la Unidad Tectono-Estratigráfica (UTE) Placetas (Linares et al., 2011). La UTE Placetas es la más extendida en la Franja Norte Cubana, donde se encuentran los yacimientos de la costa norte Habana-Matanzas, comprende formaciones desde el Oxfordiano-Kimmeridgiano hasta el Paleoceno Medio-Eoceno Inferior Temprano. Actualmente la actividad exploratoria no convencional se enfoca en la Formación Peñón (Terciaria) donde se conoce que los petróleos pertenecen a la Familia I de crudos cubanos, por lo que puede plantearse que los reservorios de la Formación Peñón forman un play del sistema petrolero Grupo Veloz-Grupo Veloz (!) (Valdivia et al., 2015).



Figura 1. Ubicación geográfica del área de estudio. Google Earth.

En el área los reconocimientos geológicos de superficie resultan muy difíciles por las características propias del pantanal y la poca aflorabilidad de elementos estructurales lo que obliga a la utilización de otras técnicas, en este caso de los sensores remotos cuya principal importancia radica, precisamente en el estudio de zonas que tienen difícil acceso y condiciones adversas para este tipo de estudios, ya que proporcionan un reconocimiento desde el espacio y permite trabajar en diferentes bandas del espectro electromagnético, y así aportar mayor información que otro tipo de imágenes. En el caso de la exploración petrolera en Cuba, el uso de imágenes ópticas y de radar se ha enfocado a estudios estructurales regionales principalmente en tierra (onshore) y la detección de emanaciones de hidrocarburos costa afuera (offshore). Las imágenes radar, por las características propias de esta tecnología pueden extraer información de las áreas más difíciles de fotografiar sin importar lo remota que sea su ubicación con independencia del tiempo atmosférico o de la iluminación solar. Ellas proveen información muy valiosa y precisa sobre las alturas, pendientes y dimensiones del terreno, para la obtención de mapas y modelos 3D de la superficie terrestre, de cualquier zona del planeta. Los Modelos Digitales de Elevación (MDE) son utilizados por la industria petrolera y minera, para los análisis geólogoestructurales, prevención de riesgos y desarrollo de proyectos de ingeniería, etc. La tecnología satelital ha demostrado ser una herramienta importante en la exploración geólogo-petrolera, minimizando costos en la etapa exploratoria al disponer de un mejor entendimiento de las locaciones antes de realizar cualquier inversión sobre el lugar (Coulson et al., 2009).

El presente trabajo se enmarca en la rama de la geomorfología estructural la cual tiene por objeto de estudio las morfoestructuras y trata de los fundamentos litológicos y tectónicos que definen el relieve en la Tierra, de las formas estructurales, de las grandes unidades morfoestructurales y sus contactos y de las relaciones de la hidrografía con la estructura geológica. Las formas estructurales elementales se agrupan de manera sistemática en grandes unidades morfoestructurales (Rojas *et al.*, 2008: en Bastos, 2011). Las morfoestructuras se definen como estructuras geológicas reflejadas en el relieve (Guerásimov *et al.*, 1970 en: Díaz, 1986). El reconocimiento de las características geológicas de superficie de un área, cualquiera que esta sea, es un paso previo y necesario dentro del análisis de las cuencas petrolíferas. Las carac-

volumen 1, número 2, diciembre 2018

terísticas geólogo-estructurales de superficie permiten extrapolar estos conocimientos a escenarios en el subsuelo y construir mapas y modelos estructurales, los que a su vez precisan los lugares con mejores condiciones para la prospección petrolera.

Como objetivo principal se plantea la interpretación morfotectónica mediante el uso de técnicas de sensores remotos para orientar la exploración petrolera en el área de la Ciénaga de Majaguillar. Para esto se analizan las imágenes ópticas y de radar a fin de obtener una idea general de la tectónica del área y mediante métodos de clasificaciones no supervisadas se delimitan áreas con diferentes respuestas dentro del perímetro de la ciénaga. Se utilizaron escenas ASTER e imágenes del Shuttle Radar Topographic Mission (SRTM) para obtener el MED los que permitieron integrar la estructura del subsuelo con su expresión superficial y determinar áreas favorables para la exploración gasopetrolífera. La integración de criterios exploratorios para los tipos de *play* presentes y los resultados de la interpretación geofísica permitieron corroborar nuestros resultados. El Shuttle Radar Topographic Mission es una misión topográfica de radar abordo del transbordador (acrónimo en inglés SRTM, de Shuttle Radar Topographic Mission) es un misión para obtener un modelo digital de elevación de la zona del globo terráqueo entre 56 °S a 60 °N, de modo que genere una completa base de cartas topográficas digitales de alta resolución de la Tierra.

MATERIALES Y MÉTODOS

Los principales materiales utilizados en el análisis fueron el mapa de geología de superficie a escala 1:100 000, la escena AST_L1B_20081014100916_24855 del Sensor ASTER y el MED con 30 m de resolución espacial. Además como materiales de apoyo se utilizaron los resultados de métodos geofísicos, la interpretación sísmica estructural a partir de atributos sísmicos de frecuencia y la información geológica de pozos.

Los productos satelitales fueron reproyectados de la proyección UTM (Zona 17 Norte) al sistema de Cuba Norte con los parámetros establecidos. Las imágenes ópticas utilizadas corresponden al sensor ASTER del satélite Terra, el cual ofrece información espectral de 14 bandas del espectro electromagnético. El proceso de interpretación contó con varias etapas, que abarcan desde el procesamiento de los productos satelitales como material primario, hasta la interpretación geólogo-geomorfológica y tectónica. Por último se integró esta información con los datos geofísicos y elementos del sistema petrolero.

Etapa I. Procesamiento digital de imágenes (PDI)

El análisis de las imágenes satelitales se llevó a cabo mediante la interpretación visual y mediante técnicas de tratamiento digital de la información. La interpretación visual pretende extraer información espacial a partir del análisis de la imagen y sus cualidades tales como brillo, color, textura, forma, tamaño de los elementos (Chuvieco, 1996). En esta área se identificaron elementos antrópicos y de carácter geólogo-geomorfológico tales como contactos litológicos, zonas de acumulación, morfoestructuras y zonas de fallas. Por su parte el tratamiento digital se encamina hacia la extracción de información temática del territorio pero haciendo uso de técnicas matemáticas y estadísticas (Pérez y Muñoz, 2006). El PDI empleado parte del análisis simple al complejo. Las técnicas del procesamiento digital de las imágenes pueden ser subdividas en cuatro grupos (Seco, 2002), ellas son:

- Técnicas de restauración de la imagen: Dentro de este grupo se encuentran las radiométricas y geométricas, en el caso de este trabajo estas correcciones fueron hechas previamente.
- Técnicas de mejoramiento o realce de la imagen: Se comenzó con un mejoramiento de la calidad de la imagen óptica (ASTER), se trabajó con el contraste mediante ajustes del histograma, lográndose una mejor visualización. A la imagen radar se le aplicó un filtro Gaussiano para la eliminación de posibles ruidos.
- Técnicas de transformación de la imagen: se construyeron composiciones a color con las bandas 1, 2, 3, 4 y 5, que se encuentran en los subsistemas VNIR (1, 2, 3) y SWIR (4, 5) del sensor ASTER, que estuvieron encaminadas a la interpretación de diferencias litológicas y mineralógicas, principalmente mediante la confección de los cocientes de bandas 2/1, utilizados para la determinación de índices de óxidos y el 4/5 para la determinación de arcillas (Staskowski, 2004).

Técnicas de clasificación multiespectral: se realizó la clasificación no supervisada basada en el método K- means la cual permitió delimitar áreas por la respuesta espectral de su superficie de forma automática. Se obtuvieron cuatro clases, siendo esta la clasificación más adecuada encontrada para la delimitación de áreas.

Etapa II. Interpretación morfotectónica

Para la interpretación morfotectónica se utilizó la escena correspondiente de la misión SRTM, de la cual se confeccionó el MED, con realce altimétrico, que permitió la extracción de estructuras geológicas del terreno tales como fallas, fracturas, contactos entre las formaciones geológicas e índices del relieve, lo cual fue una gran ventaja dada las características propias de la zona.

La información hipsométrica del MED permitió la integración de índices del relieve cualitativos (red de drenaje) y cuantitativos (pendientes, densidad de lineamientos, diagrama de rosa). Los sistemas de lineamientos en superficie se definieron como rasgos lineales cartografiables, que pueden ser simples o compuestos, de una superficie cuyas partes se disponen en una relación recta o ligeramente curva y que difiere del patrón de características adyacentes (Chuvieco, 1996). El mapa de pendientes, la densidad de lineamientos en superficie y las direcciones estructurales aportaron una idea preliminar de los movimientos neotectónicos ocurridos y de las posibles zonas de fallas. Mediante estos indicadores se pudo construir un esquema morfoestructural completado con el mapa de geología de superficie que estuvo en correspondencia con los estilos estructurales presentes y permitió la diferenciación de sectores.

Por su parte las imágenes ópticas apoyaron la interpretación geológica de superficie. Se plantea que la precipitación de calcita, pirita, incremento en el contenido de arcillas particularmente caolinita, reducción de ión férrico (*Bleached red beds*) se encuentran entre las posibles alteraciones asociados a acumulaciones de hidrocarburos (Schumacher, 2008). La utilización de los cocientes de bandas en la combinación RGB 2/1-3-4/5 permitió resaltar diferencias dentro del área de la ciénaga que mediante otras imágenes no fueron observables. Las clases identificadas mediante la clasificación no supervisada respondieron de forma aceptable a los elementos estructurales diferenciando contactos litológicos, fallas, zonas de fallas y estructuras del relieve, completando de esta forma la interpretación geólogo-geomorfológica de superficie.

Etapa III. Análisis integrado

Esta última etapa se integró la información geólogo-geomorfológica y tectónica interpretada mediante el PDI con los datos geofísicos. La interpretación satelital en conjunto con las características del subsuelo definidas por la sísmica, las zonas determinadas por la geofísica como favorables y los criterios exploratorios, permitieron determinar áreas con diferencias en cuanto al potencial petrolero.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Marco geológico

En el marco tectónico regional el área se encuentra enclavada en el cinturón cabalgado norte cubano, sobrecorrido desde el Cretácico Superior hasta el Eoceno Medio, y a partir del Eoceno Medio Superior hasta la actualidad. Es rediseñado y por ende la posición actual que ocupa es debido a la acción de grandes fallas transcurrentes. Al terminar la compresión de la placa Caribe contra el margen pasivo continental, esta se desplaza, probablemente en dirección norte, cuando todo el arco de islas no estaba seccionado y comienza su seccionamiento, debido a esto comienza su traslado en forma oblicua en dirección NE y más tarde en dirección E. Como resultado de este desplazamiento aparecen grandes fallas transcurrentes que obligan el desplazamiento de los bloques a la posición actual en que están enclavados (Delgado *et al.*, 2004).

La zona de estudio constituye una cuenca cuya base es la discordancia estructural entre el tope de los cabalgamientos y la cuenca postorogénica. La cuenca se profundiza hacia el NO y por ende, los espesores sedimentarios son mayores hacia esa zona. Sin embargo esa tendencia solo aplica para las secuencias de edad Eoceno Superior-Mioceno Medio, pues los espesores de las restantes secuencias que la componen son bastante uniformes (Valdivia et al., 2015). La yacencia de las capas sedimentarias es de forma general subhorizontal en toda el área, solo en el sector NO se evidencia expresiones de ajustes isostáticos. Las secuencias sedimentarias postorogénicas presentan variaciones facies laterales y verticales locales, pues su sedimentogénesis depende en gran medida del ambiente de depo- sición, la naturaleza y composición de la(s) fuente(s) de aporte. En este caso particular los ambientes variaron de aguas someras al sur y este hasta ambientes de aguas profundas al NO.

La estratigrafía de la cuenca comprende formaciones que van desde el Eoceno Medio hasta el cuaternario. La deposición de estas secuencias estuvo influenciada por la morfología de su base, comenzando el rellenado en las partes más profundas. Los sedimentos superiores hasta la superficie están compuestos por las formaciones entre el Oligoceno–Cuaternario (Formaciones Güines y Tinguaro).

Análisis morfotectónico mediante métodos satelitales.

La interpretación morfoestructural de superficie se realizó partiendo de la presencia de un ambiente transcurrente en un cinturón plegado y cabalgado y se identificaron cuatro áreas. En las áreas I y II afloran depósitos palustres jóvenes, correspondiendo con un relieve muy bajo. El factor que las diferencian es el estructural. En el área I los lineamientos son principalmente en la dirección NE-SO, con ese mismo rumbo se manifiesta la dirección de las pendientes cuyos valores oscilan entre 1-40 y se encuentran las mayores densidades de fracturación con valores entre 60-330 m/m². El análisis de las pendientes y los índices de fracturas demuestran la influencia que han ejercido los procesos neotectónicos en esta zona donde pueden haber ocurrido movimientos de ascenso y descenso de bloques con algún desplazamiento en la horizontal que mediante estos métodos no se puede cuantificar. El límite entre el área I y II lo constituye un lineamiento de dirección NE-SO, a partir del cual comienza a acentuarse la dirección NO-SE, conjugándose ambas.

En el área II se interpretó una morfoestructura de dirección casi E-O delimitada por pendientes entre 4-80, bordeando esta estructura se encuentran las mayores elevaciones que en este caso no sobrepasan los 25 m. La densidad de fracturas tiene un comportamiento irregular, denotándose de forma aislada sectores más fracturados donde los valores promedios se encuentran sobre los 200 m/m².

El área III se localiza al E y se delimita por un lineamiento con dirección aproximada N-S, los afloramientos son de la Formación Güines de edad Mioceno Inferior parte alta-Mioceno Superior parte basal. Por su parte el área IV se localiza al sur donde afloran formaciones postorogénicas tales como Güines, Camacho y Peñón y el caso de la Formación Veloz que corresponde con el Jurásico Superior (Tithoniano)-Cretácico Inferior (Barremiano). Su límite lo constituye una zona de lineamientos que coincide con la dirección del contacto litológico entre la Formación Camacho y los depósitos palustres al norte.

Los lineamientos observados en la dirección NE-SO, localizados principalmente en la parte N coincide con el rumbo de los principales sistemas transcurrentes sinestrales tales como la falla Hicacos y La Manuy, por lo que puede pensarse que se comporten como componentes transcurrentes subordinados a dichas fallas, que al término de la orogenia y el cese de los esfuerzos compresivos evolucionaron a sistemas normales provocando una estructuración en bloque con tendencia a la subsidencia.

Los lineamientos de rumbo NW-SE se interpretaron como expresiones de los sistemas cabalgados, la conjugación de lineaciones en ambas direcciones comprueba la superposición de eventos tectónicos (**Figura 2**).

Mediante el análisis de la imagen del satélite ASTER se definieron diferentes zonas con comportamientos diversos basados en los tonos, formas y colores. Se determinaron elementos geológicos, geomorfológicos y litológicos. El ambiente cenagoso del área impidió definir con exactitud diferencias texturales en la imagen radar, sin embargo la aplicación de imágenes ópticas apoyó esta interpretación aportando diferencias litológicas, mineralógicas e hidrogeológicas dado el ambiente propio de la ciénaga, las que no pudieron ser definidas a profundidad pero que sin dudas constituyen zonas con diferentes características. En este caso se interpretó al N-NO una zona con orientación NE-SO donde encontramos diferencias en cuanto a los parámetros evaluados (Áreas A, B y C). Las áreas B y C constituyen zonas extremadamente bajas donde las alturas no sobrepasan los 2 m, y donde los procesos acumulativos son muy intensos. Se definieron cuatro clases mediante la clasificación no supervisada, realizada de forma automática a la imagen ASTER mediante el método K- means (Figura 3).



Figura 2. Esquema morfotectónico y mapa de geología de superficie. Diagrama de rosa ilustrando las direcciones principales NO-SE y NE-SO.



Figura 3. Áreas resultantes de la clasificación no supervisada combinada con las áreas del esquema morfotectónico.

Se pudo reclasificar la clase 1 como superficies cubiertas con agua lo que ayudó a definir las zonas con mayor tendencia a la subsidencia, las que precisamente se encuentran al NE, no siendo posible la reclasificación de las restantes clases. De forma general mediante este método se pudieron determinar elementos lineales asociados a contactos litológicos y fallas expresadas en superficie, así mismo selogró cartografiar una morfoestructura con rumbo casi latitudinal.

Al analizar en conjunto el esquema morfotectónico obtenido a partir del MED y sus productos derivados con el análisis de la imagen ASTER se precisaron detalles en cuanto a las características estructurales y geológicas.

> Se relaciona una zona al N-NO que coinciden con el rumbo de las fallas transcurrentes regionales determinadas a lo largo de toda la costa Norte, donde se ubican ano

malías geomorfológicas positivas asociadas a apilamientos de las secuencias del margen continental (UTE Placetas).

- Al SE de esta zona se delimitan los sectores con mayores hundimientos relacionados con movimientos neotectónicos de subsidencia.
- Se delimita una morfoestructura con dirección latitudinal como respuesta en superficie de la combinación de los altos estructurales asociados a las secuencias del margen continental y los procesos de sedimentación ocurridos.
- Al S disminuyen los espesores sedimentarios y afloran las Formaciones Peñón y Veloz fuera del área de la ciénaga.
- Se diferencia el límite de la ciénaga y los principales contactos litológicos.

Implicaciones para el sistema petrolero

La presencia de las Formaciones Peñón y Veloz constituye un hecho positivo para el potencial petrolero de la región. Se confirma la existencia del sistema petrolero Veloz-Veloz (!), asociado a la Familia I de crudos cubanos y a la UTE Placetas, el cual constituye el principal sistema en Cuba. A él se relacionan la mayoría de los vacimientos presentes en la FNCP, así como las manifestaciones superficiales San Felipe, Victoria y las conocidas Minas Peñón y Angelita, ubicadas al sur (Pérez, 2015). Dentro del área de estudio no se localizan manifestaciones de hidrocarburos en superficie, pero se infiere la presencia de acumulaciones en profundidad asociadas al play Peñón el cual constituye el reservorio y objetivo principal de la exploración petrolera no convencional en esta área. La gran cantidad de manifestaciones superficiales localizadas al sur de la Ciénaga de Majaguillar sobre los afloramientos de Peñón constituye el principal indicio de la presencia de hidrocarburos relacionados a esta formación, seguido de los reportes de las perforaciones en los pozos petroleros en la zona que han demostrado impregnaciones de petróleo en el horizonte correspondiente a Peñón y las unidades del margen continental.

La combinación de la sísmica con los resultados de superficie permitió la delimitación de zonas con diferentes densidades de fracturamiento en horizontes someros. En este caso se utilizó la sísmica adquirida por la compañía Sherritt entre los años 2003 y 2004 en profun-

didad. La aplicación de atributos mejoró la calidad de la señal y facilitó la interpretación estructural y estratigráfica. Se aplicó el atributo T* Attenuation el cual es un indicador de fracturas basado en la atenuación relativa de la frecuencia, diferenciando zonas de alta y baja frecuencia (Schlumberger, 2016). Dentro de los principales resultados de la aplicación de este atributo aparecen la separación de la cuenca postorogénica del tope orogénico (Base de la Cuenca Majaguillar) y la determinación dentro de los horizontes más someros de áreas con diferencias en cuanto al fracturamiento. Hacia la zona N-NO se ubica una amplia zona de fallas con una gran densidad de fracturas y cuya expresión en superficie se manifiesta con un relieve muy bajo relacionado con superficies cenagosas. Si bien la calidad de la sísmica no permite cartografiar de toda la densa red de fallas presentes en este sector si se pueden diferenciar con claridad las principales fallas transcurrentes.

La dirección estructural de esta zona altamente fracturada corresponden con el rumbo de las fallas transcurrentes sinestrales y se observa que los mayores desplazamientos se encuentran hacia los bordes siendo menor en las dislocaciones centrales, lo cual es un fenómeno asociado a ambientes distensivos (Figura 4). Si se analiza la coincidencia espacial de dicha zona de fallas con la ciénaga en superficie, resulta fácil percatarse de la influencia de estos eventos en la formación y configuración de dicho pantanal, lo que atestigua que hasta el re-



Figura 4. Esquema integrando con las interpretaciones satelitales y la sísmica. Correspondencia de las zonas más fracturadas profundidad con rumbo NE-SO y las zonas más deprimidas en superficie. Sistemas de fallas de dirección NE-SO en los afloramientos de Peñón cerca de la mina del mismo nombre. Modelo geológico- Valdivia, 2015.

ciente ocurrieron movimientos subsidentes asociados a estas dislocaciones tectónicas. Este sistema corta no solo las capas superiores sino también que las fallas principales afectan los horizontes más profundos en este caso de las secuencias de la UTE Placetas. Durante los trabajos realizado al sur sobre los afloramientos de la Formación Peñón en el área de Martí, se determinaron sistemas de fallas en la dirección NE-SO con impregnación de petróleo, similares a las direcciones determinadas en la imagen sísmica. La presencia de zonas muy fracturadas tiene implicaciones favorables para el sistema petrolero ya que el incremento de la porosidad secundaria aumenta la capacidad de carga del reservorio Peñón (Valdivia *et al.*, 2015).

Para la interpretación de métodos geofísicos se tomaron en cuenta los siguientes atributos: máximos gravimétricos locales (en la proximidad de los mínimos regionales); máximos magnéticos locales de muy baja amplitud; mínimos de la relación K/Th, los máximos locales de U (Ra) en su periferia y el resultado de los per-

files de reconocimiento del Complejo Redox realizados en los años 2015 y 2016. Mediante el análisis integrado de estos métodos se determinó que el sector de mayor interés gasopetrolífero, se ubica al NO de la región de la Ciénaga de Majaguillar, donde se delimitaron dos áreas anómalas G1 y G2 (Pardo et al., 2016) (Figura 5). Mediante el análisis de la red de drenaje se identificaron estructuras positivas del relieve que coinciden con parteaguas locales y que constituyen morfoestructuras de orden inferior correspondientes con estructuras más profundas. Estos levantamientos geomorfológicos son la respuesta en superficie de levantamientos estructurales por la base de la cuenca asociados a la UTE Placetas. Como dato geológico de importancia se reportan manifestaciones de hidrocarburo en los pozos Majaguillar 21, 2 y 3 y producciones no industriales en las primeras zonas del Majaguillar 1. Al este de las anomalías G1 y G2 se reporta el perfil de reconocimiento del Complejo Redox de mayor intensidad, determinado fundamentalmente, por los incrementos locales de los contenidos de V, Pb y Zn,



Figura 5. Esquema con las anomalías geofísicas interpretadas en el área y anomalías geomorfológicas positivas demostrando su coincidencia espacial.

lo que debe estar relacionado de forma directa con la presencia de hidrocarburo en horizontes someros o posible escape gaseoso por el sistema de fallas de la zona.

A partir de la relación de estos elementos se pudo diferenciar la región al NO de la Ciénaga de Majaguillar como la más perspectiva para enfocar la exploración petrolera. Aquí los procesos neotectónicos han sido más marcados que en el resto de la cuenca, se han comprobado que se reflejan hasta la actualidad y han influido en la conformación y morfología actual del área. Se localizan anomalías geomorfológicas en superficie relacionadas con levantamientos de la UTE Placetas en profundidad, las que constituyen trampas petrolíferas, hipótesis que es apoyada por la información de los pozos petroleros perforados en este sector que confirman la capacidad productiva de los carbonatos del margen continental, con petróleos de la Familia I de crudo cubanos relacionados con las rocas madres de la UTE Placetas. Las fallas subordinadas a las principales fallas transcurrentes regionales favorecen los procesos de migración del petróleo, hecho que ha sido demostrado para todo el territorio cubano. En esta área aumenta la porosidad secundaria del reservorio Peñón (distribuido en toda la cuenca) lo que favorece los procesos de dismigraciones (migración terciaria) que provocaron el llenado de este reservorio (**Figura 6**).

CONCLUSIONES

La interpretación morfotectónica permitió definir que las condiciones más favorables para la exploración petrolera se reúnen al NO de la Ciénaga de Majaguillar, donde se evidencian elementos geólogo- estructurales vinculados con la evolución tectónica y neotectónica de la zona. En esta área se identificaron elementos geólogo- geomorfológicos y estructurales vinculados al sistema petrolero Grupo Veloz-Grupo Veloz (!), entre los que se encuentran fallas de tipo transcurrente sinestral, que favorecieron los procesos de porosidad secundaria en horizontes correspondientes con reservorios terciarios y morfoestructuras relacionadas con apilamientos de las secuencias del margen continental como posibles trampas estructurales.



Figura 6. Esquema demostrando la zona con mayor perspectividad para la exploración petrolera en la Ciénaga de Majaguillar.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Bastos J., 2011: Interpretación integrada de atributos geólogo-geofísicos para la selección de áreas perspectivas para la exploración gasopetrolífera en la cuenca del Cauto: La Habana, Cuba, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Tesis de Maestría en Geofísica Aplicada, 73 pp.
- Coulson, S., Grabak O., Cutts A., Sweeney D., Hinsch R., Schachinger M., Laake A., Monk D.J., Toward J., 2009. Teledetección satelital: Mapeo de riesgos para los levantamientos sísmicos, (En línea) en OilfieldReview, Schlumberger, http://www.slb.com, consulta: 10 de marzo del 2016.
- Chuvieco, E., 1996. Fundamentos de teledetección espacial: Madrid, Rialp, 224 pp.
- Delgado, I., García N., Gómez R., Ameijeiras G., Lastra M., Sterling N., Socorro R., López S., Prol J. L., 2004. Sobre la interpretación geólogo-geofísica del Bloque 9, La Habana, Cuba, Archivo Técnico Ceinpet, Informe técnico, 35 pp.
- Díaz, L., Portela, H., Blanco, P., Magaz, A. 1986. Los principios básicos de la clasificación morfoestructural del relieve cubano y su aplicación en la región centro oriental de Cuba: Academia de Ciencias de Cuba, Instituto de Geografía 60 pp.
- Linares E., García D., Delgado O., López G., Strazhevich V., 2011. Yacimientos y manifestaciones de hidrocarburos de la República de Cuba: La Habana, Cuba, Edición Palco-Graf, 480 pp.

Pardo, M., Rodríguez O., Morales J., 2016. Resultados de los Métodos de Exploración no Sísmica en la región de la Ciénaga de Majaguillar, La Habana, Cuba, Archivo Técnico Ceinpet, Informe técnico.

- Pérez, M., 2015. Análisis geólogo-geomorfológico para la búsqueda de hidrocarburos en el sector Majaguillar-Corralillo: Pinar del Río, Cuba, Universidad de Pinar del Rio, Tesis de Maestría en Geologia del Petróleo, 90 pp.
- Pérez, C., Muñoz A.L., 2006. Teledetección. Nociones y aplicaciones, Universidad de Salamanca, 359 pp.
- Schlumberger, 2016, Reservoir engineering (en línea) <www.oilandgasonline.com>, consulta: marzo 2015.
- Shumacher, D., 2009. Non-Seismic Detection of Hydrocarbons: An Overview, en AAPG International Conference and Exhibition, Cape Town, South Africa, 2008, Search and Discovery Article # 40392, 26-29 pp.
- Seco R., 2002. Teledetección aeroespacial, La Habana, Cuba, Editorial Félix Varela, 156 pp.
- Staskowski, R., J. Everett, 2004. Utility of ASTER for detecting Hydrocarbon (resumen extendido), AAPG Annual Convention, Geochemical exploration for oil and gas, Dallas, Texas 1-6 pp.
- Valdivia, C., Delgado O., Veiga C., González D., Castro O., Flores A., Pérez M., Blanco S., Jiménez L., Barrios M., 2015. Evaluación del potencial de petróleo no convencional en el sector Majaguillar- Martí, La Habana, Cuba, Archivo Técnico Ceinpet, Informe técnico.

Manuscrito recibido: 30 de agosto de 2018 Manuscrito corregido: 20 de septiembre de 2018 Manuscrito aceptado: 20 de octubre de 2018

