

## Resultados de algunos Métodos de Exploración no Sísmica en diferentes regiones gasopetrolíferas del occidente y centro de Cuba

Manuel Enrique Pardo Echarte<sup>1</sup> y Osvaldo Rodríguez Morán<sup>1</sup>

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

### RESUMEN

Está bien documentado el hecho de que la generalidad de las acumulaciones de hidrocarburos tienen escapes o microfiltraciones los cuales son predominantemente verticales, así como que los mismos pueden ser detectados y cartografiados utilizando diversos métodos no convencionales de exploración y no sísmicos. La expresión superficial de la microfiltración de hidrocarburos puede tomar variadas formas, las cuales determinan el desarrollo de diversos métodos de detección, tanto directos (geoquímica de gases hidrocarburos) como indirectos (**Complejo Redox**), así como de los métodos geofísicos no sísmicos (magnético, eléctrico y aerogammaespectrométrico), morfométricos y de teledetección. Los beneficios en el uso de los métodos no sísmicos y no convencionales de exploración, integrados con los datos geológicos y de los métodos convencionales, se traducen, en una mejor evaluación de los prospectos y del riesgo de exploración. Los materiales fuentes lo constituyen: los mapas gravimétrico (reducción Bouguer 2.3 t/m<sup>3</sup>) y aeromagnético (reducido al polo) a escala 1:50 000; los mapas aerogammaespectrométricos (canales K, Th y U (Ra)) a escala 1:100 000; los Modelos de Elevación Digital (90 x 90 m y 30 x 30 m) y; los mapas digitales de las manifestaciones de hidrocarburos y de los pozos petroleros de la República de Cuba a escala 1:250 000. En algunos casos, se dispone de la información de los métodos geofísico-geoquímicos no convencionales de exploración (**Complejo Redox**) realizados con el propósito del reconocimiento y validación de determinados complejos anómalos de interés, la cual

se ofrece también. El procesamiento consistió en la separación regional-residual de los campos gravimétrico y morfométrico, en el cálculo de la derivada vertical y de la relación de los canales espectrométricos K/Th. Se ofrece una versión de la cartografía de sectores de interés gasopetrolífero en el occidente y centro de Cuba, vinculados al petróleo convencional de la Unidad Tectono-Estratigráfica Placetás y al del nivel Jurásico, a partir de la presencia de un complejo de anomalías indicadoras que considera los siguientes atributos: sutiles máximos gravimétricos locales (en la proximidad o dentro de los mínimos regionales); máximos magnéticos locales de muy baja amplitud; mínimos de la relación K/Th y máximos locales de U (Ra) en su periferia, y; máximos del relieve residual. Los resultados de los métodos geofísico-geoquímicos no convencionales de exploración (**Complejo Redox**) dados, fundamentalmente, por los incrementos locales de los contenidos de V, Pb y Zn, validan positivamente los resultados anómalos anteriores.

**Palabras claves:** Métodos no convencionales de exploración de hidrocarburos, gravimetría, aeromagnetometría, aerogammaespectrometría, métodos morfométricos, **Complejo Redox**.

### ABSTRACT

It is well documented that most hydrocarbon accumulations have escapes or microseepage that are predominantly vertical, as well as that they can be detected and mapped using various non-conventional and non-seismic

exploration methods. The surface expression of hydrocarbon microseepage can take a variety of forms, which determine the development of several detection methods, both direct (hydrocarbon gas geochemistry) and indirect (**Redox Complex**), as well as non-seismic geophysical methods (magnetic, electrical and airborne gamma spectrometry), morphometric and remote sensing. Benefits in the use of non-seismic and non-conventional exploration methods, integrated with geological data and conventional methods, result in a better evaluation of prospects and exploration risk. The source materials are: the gravimetric (Bouguer reduction  $2.3 \text{ t/m}^3$ ) and aeromagnetic (reduced to the pole) maps at a scale of 1:50 000; airborne gamma spectrometry maps (channels K, Th and U(Ra)) at scale 1:100 000; the Digital Elevation Models (90 x 90 m and 30 x 30 m); digital maps of hydrocarbon shows and oil wells of the Republic of Cuba at a scale of 1:250 000. In some cases, information is available on non-conventional geophysical-geochemical exploration methods (**Redox Complex**) performed for the purpose of recognizing and validating certain anomalous complexes of interest, which is also offered). The processing consisted in the regional-residual separation of the gravimetric and morphometric fields, the calculation of the vertical derivative and of the K/Th ratio. A mapping of sectors of oil-gas interest in Western and Central Cuba, related to the conventional oil of the Placetas Tectonic- Stratigraphic Unit and the Jurassic level, is based on the presence of a complex of indicator anomalies. It considers the following attributes: subtle local gravimetric maxima (in or near regional minima); very low amplitude local magnetic maxima; minimum of the K/Th ratio and local maxima of U (Ra) at its periphery, and; maxima of residual relief. The results of the non-conventional geophysical-geochemical exploration methods (**Redox Complex**), mainly given by the local increases in the contents of V, Pb and Zn, positively validate the previous anomalous results.

**Keywords:** Non-conventional methods of hydrocarbon exploration, gravimetry, aeromagnetism, airborne gamma spectrometry, morphometric methods, **Redox Complex**.

## RESUMO

Está bem documentado que a maioria das acumulações de hidrocarbonetos tem fugas ou microfiltrações que são predominantemente verticais, bem como que podem ser de-

tectadas e mapeadas usando vários métodos não convencionais de exploração e não sísmicos. A expressão superficial da microfiltração de hidrocarbonetos pode assumir uma variedade de formas, que determinam o desenvolvimento de diversos métodos de detecção, direto (geoquímica de gás de hidrocarbonetos) e indireto (**Redox Complex**), bem como métodos geofísicos não sísmicos (magnético, elétrico e aerogammaspectrométrico), morfométrico e sensoriamento remoto. Os benefícios no uso de métodos de exploração não sísmicos e não convencionais, integrados com dados geológicos e métodos convencionais, resultam em uma melhor avaliação das perspectivas e do risco de exploração. Os materiais de origem são: os mapas gravimétrico (redução de Bouguer  $2,3 \text{ t/m}^3$ ) e aeromagnético (reduzido ao pólo) na escala 1:50 000; mapas aerogammaspectrométricos (canais K, Th e U(Ra)) na escala 1:100 000; Modelos Digital de Elevação (90 x 90 m e 30 x 30 m) e; mapas digitais de demonstrações de hidrocarbonetos e poços de petróleo da República de Cuba a uma escala de 1:250 000. Em alguns casos, a informação está disponível em métodos de exploração geofísica-geoquímica não convencionais (**Redox Complex**) realizados com o objetivo de reconhecer e validar certos complexos anômalos de interesse, o que também é oferecido. O processamento consistiu na separação regional-residual dos campos gravimétrico e morfométrico, no cálculo da derivada vertical e da relação dos canais espectrométricos K/Th. É oferecida uma versão da cartografia de setores de interesse gasopetrófilo na Cuba Ocidental e Central, ligada ao óleo convencional da Unidade Tectono-Estratigráfica Placetas e ao nível Jurássico, com base na presença de um complexo de anomalias de indicadores que considera os seguintes atributos: máximos gravimétricos locais sutis (na vizinhança ou dentro dos mínimos regionais); máxima magnética local de muito baixa amplitude; mínimo da relação K/Th e máximos U(Ra) locais na sua periferia, e; alívio local residual. Os resultados dos métodos geoquímico-geoquímicos de exploração não-convencional (**Redox Complex**), principalmente dados pelos aumentos locais nos conteúdos de V, Pb e Zn, validam positivamente os resultados anômalos anteriores.

**Palavras-chave:** Métodos não convencionais de exploração de hidrocarbonetos, gravimetria, aeromagnetometria, aerogammaspectrometria, métodos morfométricos, **Redox Complex**.

## 1.0 INTRODUCCIÓN

La exploración sísmica es insuperable para proporcionar información estructural y estratigráfica, así como para la cartografía y la obtención de imágenes de trampas y reservorios. Sin embargo, en diversas situaciones geológicas, los datos sísmicos aportan poca o ninguna información acerca de si una trampa está cargada de hidrocarburos o no. En otros casos, cuando la adquisición es difícil y extremadamente costosa o, la calidad de la información es pobre debido a la geología o a las condiciones superficiales poco favorables, son los métodos de exploración no sísmicos, en particular los métodos no convencionales de exploración, los únicos que pueden aportar información sobre sutiles trampas estratigráficas. Algunos de los métodos geofísicos tradicionales de exploración en tierra no sísmica para petróleo y gas consideran los campos potenciales (gravimetría y aero-magnetometría) y, de forma más limitada, la aerogammaespectrometría (AGE). Según Dobrin y Savit (1988); Garland (1989) y Gubins (1997), la gravimetría permite la cartografía geólogo-estructural de grandes unidades, la búsqueda de estructuras locales en la cubierta sedimentaria y, también, el detallamiento de los principales rasgos tectónicos y otros alineamientos con los cuales se vinculan los recursos energéticos. Según los mismos autores, en la aeromagnetometría, la capacidad de cartografiar rasgos geólogo-estructurales se refuerza por la posibilidad de detectar y cartografiar anomalías de poca amplitud con las cuales se vinculan los procesos más superficiales de mineralización magnética secundaria sobre las ocurrencias de petróleo y gas. También sobre ellas, la descomposición de las arcillas en los suelos producto del mismo factor, la microfiltración de los hidrocarburos ligeros, provoca los mínimos de radiación y de la relación K/Th observados, con incrementos locales de U(Ra) en su periferia, para cuya cartografía resulta de utilidad la AGE (Pardo y Rodríguez, 2016).

El uso de otros métodos no convencionales de exploración como el morfométrico y las técnicas geofísico-geoquímicas no convencionales (**Complejo Redox**) se fundamentan en la asociación de anomalías geomórficas residuales positivas y de un complejo anómalo de atributos físico-químicos, respectivamente, sobre las ocurrencias de petróleo y gas.

El territorio de Cuba es privilegiado por su contrastante geología alpina, su clima tropical, que condiciona la presencia de suelos residuales o cortezas de meteoriza-

ción *in situ* y la presencia de un relieve eminentemente llano. Cuba cuenta con un levantamiento aeromagnético y aerogamma-espectrométrico a escala 1:50 000 de todo el territorio nacional y un levantamiento gravimétrico, a la misma escala, en un 80 % del mismo, así como de los Modelos de Elevación Digital (MEDS) 90 x 90 m y 30 x 30 m, por lo que se dispone de una cobertura informativa adecuada para el estudio de las regiones a investigar. La tarea geológica planteada al procesamiento e interpretación geólogo-geofísica consiste en la cartografía de posibles nuevos objetivos gasopetrolíferos para la fundamentación de la exploración petrolera en distintas regiones y bloques terrestres (la Ciénaga de Majaguillar, Este de Motembo [Bloque 9], alrededores del yacimiento Jarahueca [Bloque 13] y la región Pina-Ceballos [Noreste de Cuenca Central]) del occidente y centro de Cuba. La cartografía de los posibles nuevos objetivos gaso-petrolíferos se realiza a partir de la presencia de un complejo de anomalías indicadoras fundamentalmente, gravimétricas, aerogammaespectrométricas y morfométricas. A tales fines, se procesa el campo gravimétrico y aeromagnético a escala 1:50 000, la aerogammaespectrometría a escala 1:100 000 de los diferentes territorios y los Modelos de Elevación Digital (MEDS) 90 x 90 m o 30 x 30 m. En algunos casos, se dispone de la información de los métodos geofísico-geoquímicos no convencionales de exploración (**Complejo Redox**) realizados con el propósito del reconocimiento y validación de determinados complejos anómalos de interés, la cual se ofrece también.

Por razones de confidencialidad, se nos obliga a presentar los mapas e imágenes Google sin coordenadas.

### 1.1 Premisas geológicas que fundamentan la aplicación de los métodos geofísico-geoquímico-morfométricos no convencionales de exploración

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

- Las “Chimeneas Reductoras” son columnas de rocas mineralizadas por encima de los depósitos de hidrocarburos las cuales fueron modificadas por la migración vertical de estos y/o por alguna otra asociación de especies reducidas (iones metálicos) los

cuales "se oxidan", por acción microbiana, para crear un ambiente reductor.

- Los principales productos de la oxidación microbiana de los hidrocarburos ( $\text{CO}_2$ ) y de la reducción microbiana del azufre ( $\text{H}_2\text{S}$ ), cambian drásticamente el pH/Eh del sistema.

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

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

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

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

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

- El arribo a la superficie de los Iones Metálicos contenidos en los hidrocarburos (V, Ni, Fe, Pb, y Zn, entre otros) condicionan la presencia de una sutil anomalía de estos elementos en el suelo y de un ligero cambio en la coloración del mismo el cual es reflejado por anomalías de la Reflectancia Espectral, hechos que justifican la integración de estas técnicas.

## 2.0 MATERIALES Y MÉTODOS

### 2.1 Información y sus fuentes

Los materiales utilizados y sus fuentes son las siguientes:

- Mallas del campo gravimétrico y aeromagnético a escala 1:50 000 y, aerogammaespectrométrico (canales: It, U, Th y K) a escala 1:100 000 de la República de Cuba (Mondelo *et al.*, 2011).
- Modelos de Elevación Digital (MEDS) (90 x 90 m) y (30 x 30 m) de la República de Cuba (Sánchez *et al.*, 2015) y (<https://lpdaac.usgs.gov/>), respectivamente.
- Mapas Digitales de las Manifestaciones de Hidrocarburos y de los Pozos Petroleros de la República de Cuba a escala 1:250 000 (Colectivo de Autores, 2008 y 2009, respectivamente).

### 2.2 Procesamiento e interpretación de la información

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

El campo gravimétrico (Reducción Bouguer,  $2.3 \text{ t/m}^3$ ) se sometió a la separación regional-residual a partir de la Continuación Analítica Ascendente (CAA) para las alturas de 500 y 2 000 m (dadas por el orden de profundidad de los posibles objetivos gasopetrolíferos) y a la derivada vertical (DV). Los citados objetivos se caracterizan por sutiles máximos locales dentro o en la periferia de los mínimos regionales que corresponden al Cinturón de Cabalgamientos Norte Cubano o a la Cuenca Central.

El campo aeromagnético se sometió a la Reducción al Polo y a la DV, buscando cartografiar distintos ali-



neamientos tectónicos y sutiles máximos locales relacionados con la mineralización magnética secundaria subsuperficial sobre las ocurrencias de petróleo y gas.

Para la AGE se determinó la relación K/Th, señalando los mínimos presumiblemente vinculados con zonas activas de microfiltración de hidrocarburos ligeros, y, señalando los máximos locales de U(Ra) en su periferia.

Los Modelos de Elevación Digital (MDT) (90 x 90 m o 30 x 30 m) se sometieron a la separación regional-residual a partir de la CAA a 500 m (según la experiencia del autor principal en este tipo de trabajo) para

contornear las zonas de máximos residuales, vinculadas con los procesos de ligera carbonatización y silicificación subsuperficiales que tienen lugar como resultado de la microfiltración activa de hidrocarburos ligeros sobre las ocurrencias de petróleo y gas.

### 3.0 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

#### 3.1 Región de la Ciénaga de Majaguillar

Una imagen de la ubicación geográfica de la región de estudio se presenta en la Figura 1.

Según Valdivia *et al.*, 2015 el modelo geológico



Figura 1. Imagen satelital con la ubicación geográfica de la región de la Ciénaga de Majaguillar.

para el área de estudio se concibe como el levantamiento local de escamas de la Unidad Tectono-Estratigráfica (UTE) Placetas, representadas por el Gpo. Veloz + Formación Carmita (presumibles reservorios, productivos en niveles de 1 000 - 1 500 m, fuentes del petróleo no convencional presente en la Fm. Peñón del postorogénico). Estas unidades están recubiertas discordantemente por Vía Blanca + Fm. Peñalver del sinorogénico. Discordantemente están sobre ellas, la Fm. Perla y la Fm. Peñón (formación productiva del petróleo no convencional) del postorogénico, encontrándose el tope de esta última en un intervalo de

profundidad de 500 - 1 000 m. Las ofiolitas, a juzgar por los datos aeromagnéticos, no parecen estar presentes en estas escamas (estando retiradas más al Sur) por lo que la sección en esta área es totalmente sedimentaria.

El establecimiento de sectores de interés gasopetrolífero, vinculados al petróleo convencional de la UTE Placetas, a partir de la presencia de un complejo de anomalías indicadoras considera los siguientes atributos: sutiles máximos gravimétricos locales (trazo verde) (en la proximidad de los mínimos regionales), debido al levantamiento de los carbonatos, más densos; máximos mag-

néticos locales de muy baja amplitud (trazo marrón); mínimos de la relación K/Th (trazo rojo) y máximos locales de U(Ra) (trazo rosado) en su periferia y; máximos del relieve residual (MED 30 x 30 m) (trazo negro). Como información geológica complementaria se consideró la presencia de pozos petroleros (puntos negros) en la región. Todos estos atributos se han representado en los resultados de la Interpretación Compleja de métodos geofísico-morfométricos (no sísmicos) de la Figura 2. Según esta figura, el sector de mayor interés para el petróleo convencional de la UTE Placetas, corresponde a un área A(6 - 7 km<sup>2</sup>), al noroeste de la región de Ciénaga de Majaguillar, contorneada por un mínimo regional de la relación K/Th y un máximo regional de U(Ra), (sector con presumible mayor número de microfiltraciones activas de hidrocarburos ligeros). En la misma se encierran las mayores y concurrentes anomalías por los distintos atributos considerados. Además, se observa otra área B(4 - 5 km<sup>2</sup>), al noreste de la región, contorneada por un máximo regional de U(Ra) y en la cual se encierran menores y menos concurrentes anomalías por los distintos atributos considera-

dos (sector con presumible menor número de microfiltraciones activas de hidrocarburos ligeros). La misma se considera con una perspectividad menor para el petróleo convencional de la UTE Placetas y mayor para el petróleo no convencional de la Fm. Peñón. Como otros sectores (de menor área) de posible interés gasopetrolífero para el petróleo no convencional de la Fm. Peñón se consideran los de concurrencia de al menos dos tipos de atributos, tomando los sutiles máximos gravimétricos locales como el principal de ellos.

Una comparación de los resultados de la Interpretación Compleja con el Esquema Estructural por el tope de la Fm. Peñón, según la sísmica y la perforación en el territorio (Valdivia *et al.*, 2015) (Figura 3), arroja una correspondencia aceptable entre los máximos gravimétricos locales y los elevados sísmicos locales. Como resultado contrastante, lo constituye la correspondencia del área perspectiva A y del sector occidental del área perspectiva B, de interés para el petróleo convencional de la UTE Placetas, con sectores deprimidos del tope de la Fm. Peñón.

Los sectores perspectivas para el petróleo conven-

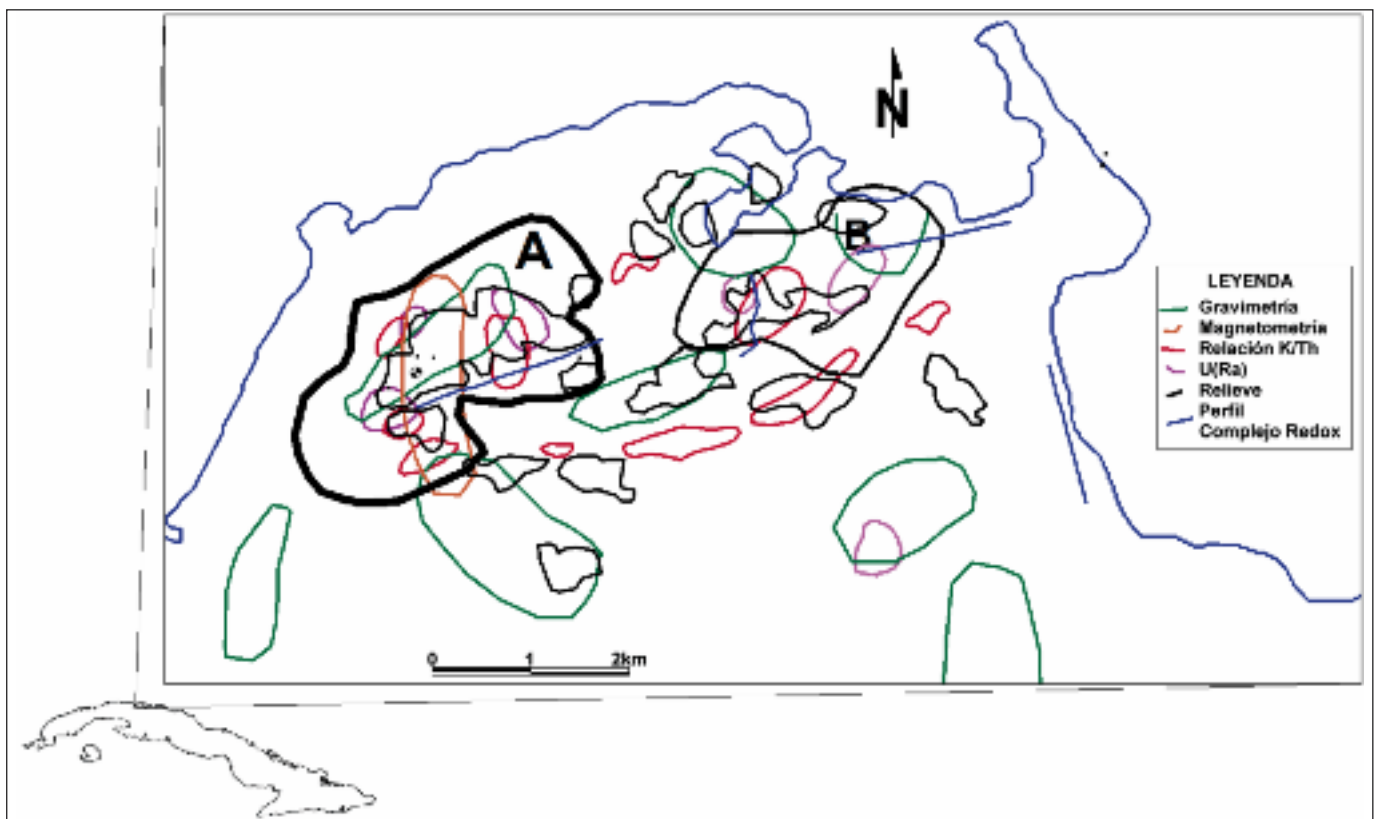


Figura 2. Resultados de la Interpretación Compleja de métodos geofísico-morfométricos (no sísmicos) en la región de la Ciénaga de Majaguillar.

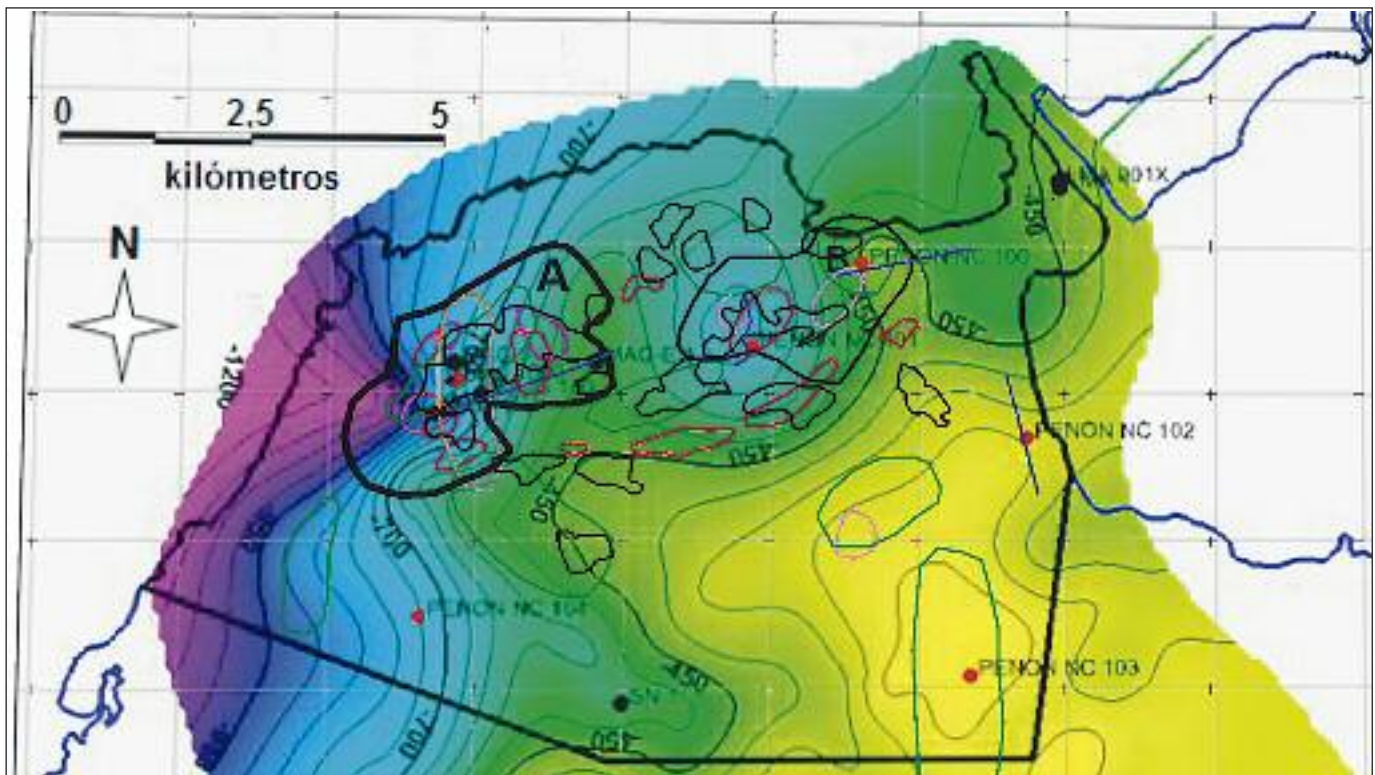


Figura 3. Comparación de los resultados de la Interpretación Compleja con el Esquema Estructural por el tope de la Fm. Peñón, según la sísmica y perforación en el territorio (Tomado de Valdivia et al., 2015; modificado por Pardo, M.).

cional de la UTE Placetas, A y B, han sido reconocidos en tierra por tres perfiles del **Complejo Redox** (uno en el sector A y dos en el B; líneas azules, en las Figuras 2 y 3). También se ha realizado un cuarto perfil, fuera del área anómala, paralelo a la costa oriental de la región, sobre un levantamiento del tope de la Fm. Peñón, por datos sísmicos (perspectivo para el petróleo no convencional de la Fm. Peñón) en la localidad del pozo propuesto Peñón NC 102.

Los resultados del **Complejo Redox**, dados fundamentalmente por los incrementos locales de los contenidos de V, Pb y Zn, validan, positivamente, tanto los resultados anómalos (petróleo convencional de la UTE Placetas) de la Interpretación Compleja (Figura 2), como también los resultados no anómalos (petróleo no convencional de la Fm. Peñón) sobre el referido levantamiento del tope de la Fm. Peñón:

En el área A, (perfil Mj-1 de la Figura 4) el perfil es anómalo (incrementos de los contenidos de V, Pb, Zn) en toda su extensión (>2 000 m), con algunas interrupciones internas típicas de los procesos de microfiltración de hidrocarburos ligeros para este tipo de objetivo de petróleo convencional.

En el área B, el perfil occidental (perfil Majaguijar-ME de la Figura 5) presenta una anomalía central (300-400 m de extensión) de V, Pb, y Zn, correlacionada con incrementos de la Susceptibilidad Magnética y el Potencial Redox (posible escape gaseoso), confirmando la perspectiva para el petróleo convencional de la UTE Placetas de esa parte del área. El segundo perfil, más al Este, sobre una elevación del tope de la Fm. Peñón (por datos sísmicos) (perfil NC 100 de la Figura 6), presenta una anomalía central (700 - 800 m de extensión) de V, Pb, y Zn, correlacionada con incrementos de la Susceptibilidad Magnética y el Potencial Redox (posible escape gaseoso) en su extremo oriental, confirmando, también, la perspectiva para el petróleo convencional de la UTE Placetas y/o del petróleo no convencional de la Fm. Peñón de esa parte del área B.

En el perfil paralelo a la costa oriental de la región, sobre el referido levantamiento del tope de la Fm. Peñón, por datos sísmicos (perfil NC 102 de la Figura 7), perspectivo para el petróleo no convencional de la Fm. Peñón, se observa también una anomalía central (900 - 1 100 m de extensión) de V, Pb, y Zn, la más intensa de toda la región, correlacionada con incrementos de la Susceptibilidad Magnética y el Potencial Redox



(posible escape gaseoso), confirmando la perspectiva para el petróleo no convencional de la Fm. Peñón de esa

parte del área, no anómala por parte del complejo de métodos utilizados en este estudio.

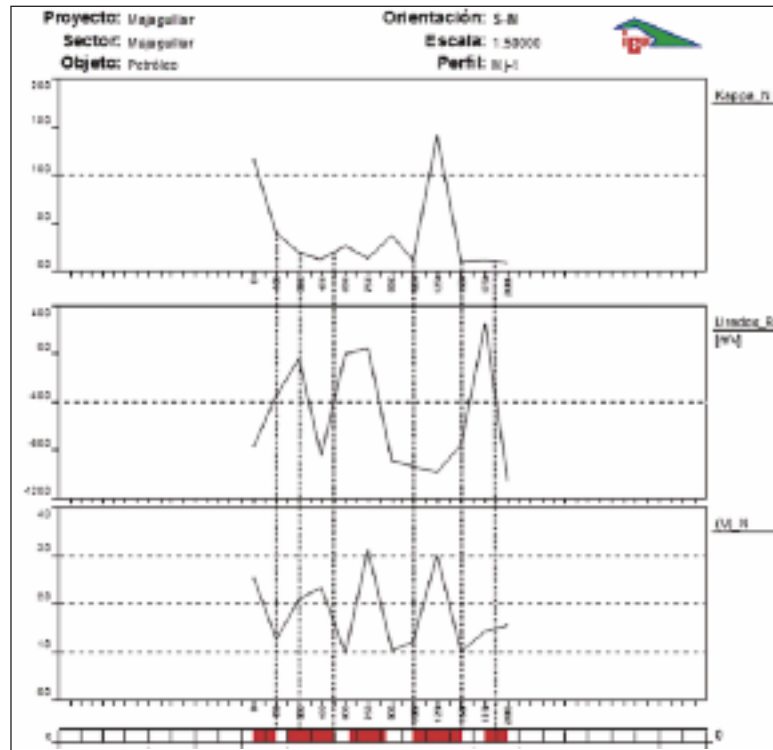


Figura 4. Perfil del **Complejo Redox** sobre el área perspectiva A para el petróleo convencional de la UTE Placetas.

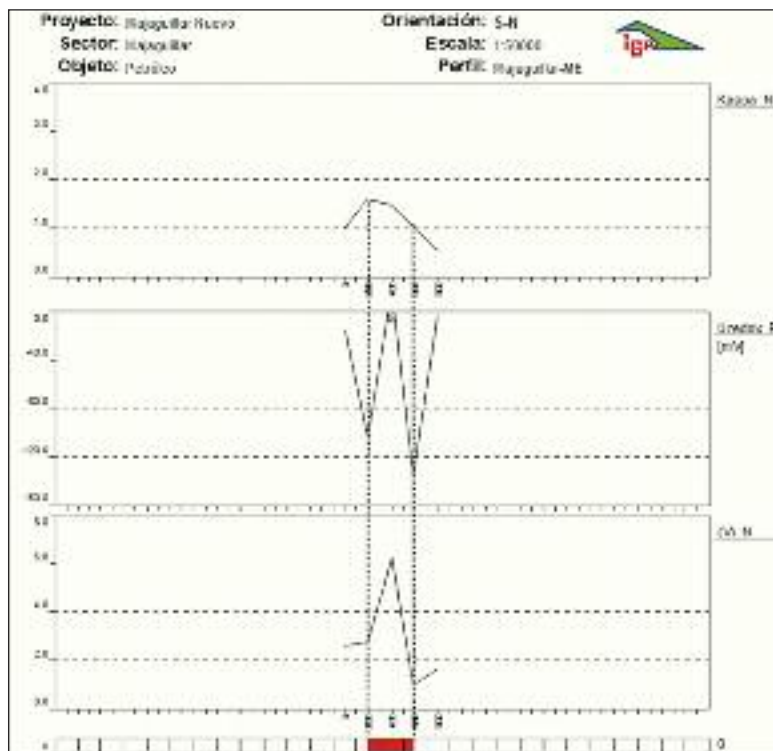


Figura 5. Perfil occidental del **Complejo Redox** sobre el área perspectiva B para el petróleo convencional de la UTE Placetas.



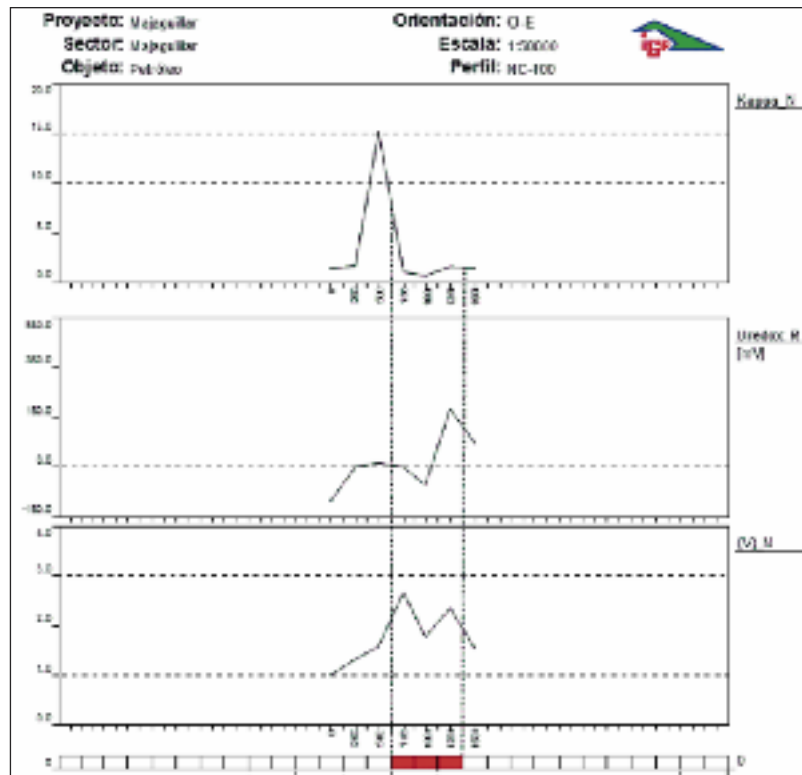


Figura 6. Perfil oriental del Complejo Redox en el área perspectiva B para el petróleo convencional de la UTE Placetas y/o del petróleo no convencional de la Fm. Peñón, sobre un levantamiento del tope de la Fm. Peñón, por datos sísmicos.

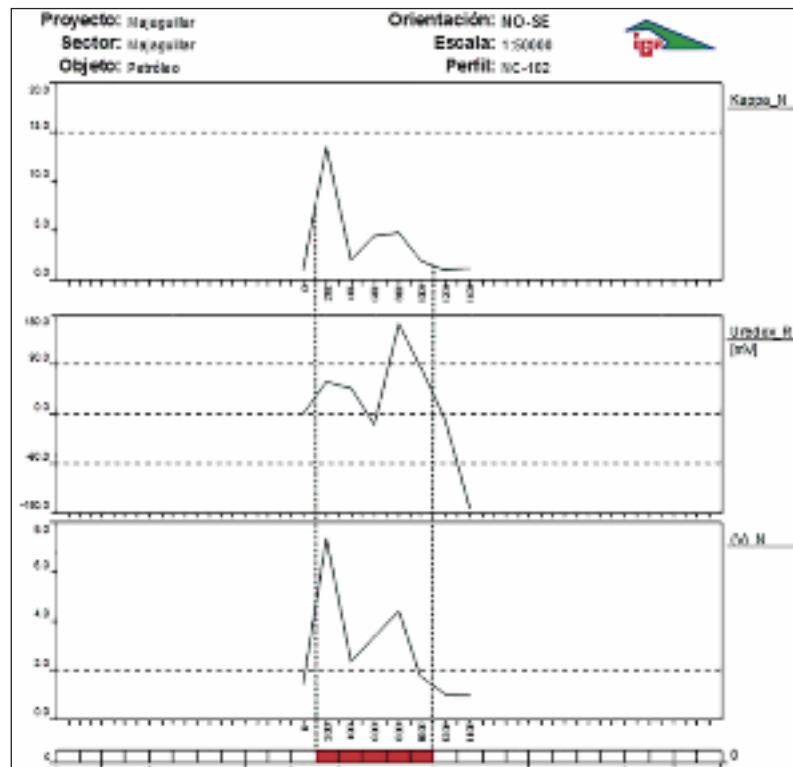


Figura 7. Perfil del **Complejo Redox** paralelo a la costa oriental, sobre en un levantamiento del tope de la Fm. Peñón, por datos sísmicos, perspectivo para el petróleo no convencional de la Fm. Peñón.

### 3.2 Región E de Motembo (Motembo-Carbonatos, Bloque 9)

Una imagen de la ubicación geográfica de la región de estudio se presenta en la Fig. 8.

El modelo geológico para el área de estudio se concibe como el levantamiento local de una escama de la UTE Placetas, representadas por el Gpo. Veloz aflorando en la localidad, lo cual restringe la perspectividad gasopetrolífera del sector al petróleo del nivel Jurásico con un sello anhidrítico (también Jurásico).

El establecimiento del interés gasopetrolífero de este sector está dado a partir de la presencia de un complejo de anomalías indicadoras que considera los siguientes atributos:

- Un sutil máximo gravimétrico local (trazo azul grueso) (en la proximidad de un mínimo regional), el cual debe estar reflejando una estructura local positiva (debido al levantamiento de los carbonatos, más densos);

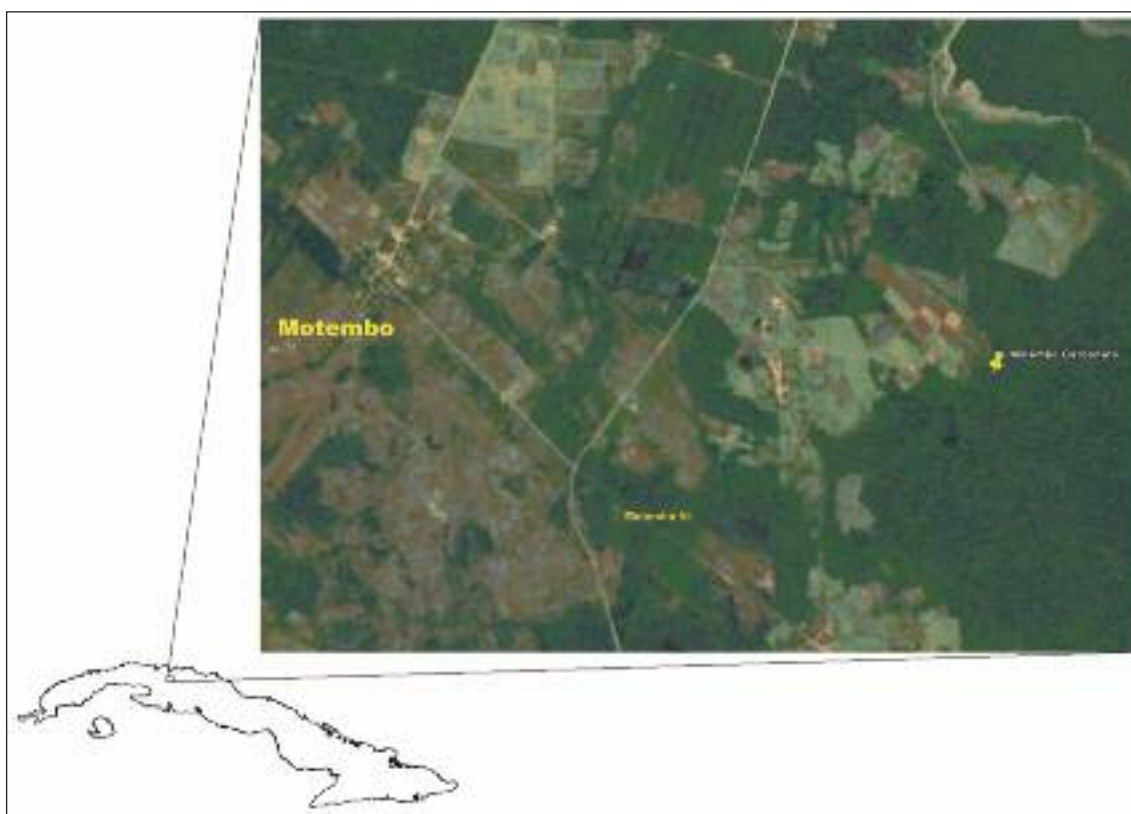


Figura 8. Imagen satelital mostrando la ubicación espacial de la región Este de Motembo (Objetivo Motembo Carbonatos-Bloque 9).

- Un mínimo de Potasio y de la relación K/Th (trazo rojo) con un máximo local de U(Ra) (trazo rosado) en su periferia y;
- Máximos del relieve residual-anomalía geomórfica positiva (trazo negro).

Como información geológica complementaria se consideró la presencia de pozos petroleros (puntos negros) en la región (Colectivo de Autores, 2009). Todos estos atributos se han representado en los resultados la Interpretación Compleja de métodos geofísico-morfométricos (no

sísmicos) de la Figura 9 y los mismos revelan un sector de interés gasopetrolífero el cual se recomienda sea validado mediante un perfil de reconocimiento del Complejo Redox. En la misma figura, al SO de esta localidad, se ha cartografiado, dentro del macizo ultrabásico Motembo, otro sector de interés (Motembo SE) el cual ha sido validado, positivamente, por un perfil del **Complejo Redox** (línea azul con dirección NO-SE) para nafta somera en serpentinitas, tipo Motembo. Las investigaciones realizadas en este objetivo se describen, detalladamente, en otra publicación (Pardo Echarte y Cobiella Reguera, 2017).

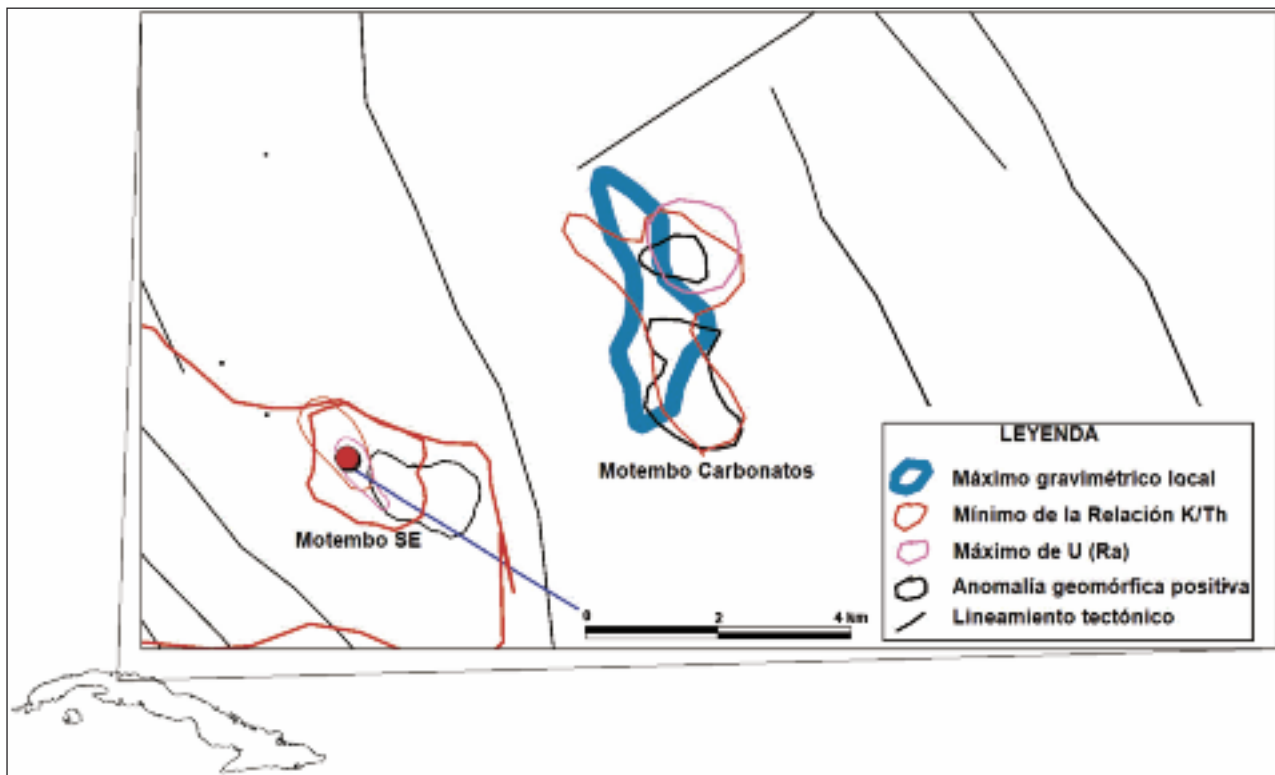


Figura 9. Resultados de la Interpretación Compleja de métodos geofísico-morfométricos (no sísmicos) en la región al Este de Motembo (Objetivo Motembo Carbonatos-Bloque 9).

### 3.3 Región de los alrededores del yacimiento Jarahuca (Bloque 13)

Una imagen de la ubicación geográfica de la región de estudio se presenta en la Figura 10.

El modelo geológico para el área de estudio, según Pérez Martínez *et al.*, (2013), concibe las trampas generadas durante los cabalgamientos y con el rediseño transpresivo, considerando las perspectivas para el petróleo convencional de la UTE Placetas. Como sello principal se considera las secuencias arcillosas orogénicas, y subordinadamente, con menor relevancia, las serpentinitas que pudieran constituir sellos locales.

Para el establecimiento de sectores de interés gasopetrolífero en esta región, se ha considerado imprescindible caracterizar el complejo anómalo del yacimiento Jarahuca (A), a partir de la presencia de un conjunto de anomalías indicadoras que consideran los siguientes atributos:

- Un máximo gravimétrico local (trazo negro grueso), el cual debe estar reflejando una estructura local dentro de la ventana tectónica Jarahuca (levantamiento de las ofiolitas, más densas), coincidente con una

anomalía magnética la cual caracteriza a las ofiolitas aflorantes en esa localidad;

- Mínimos de la relación K/Th (trazo azul grueso) con máximos locales de U(Ra) (trazo rojo) en su periferia y;
- Un máximo del relieve residual-anomalía geomórfica positiva (trazo negro).

Como información geológica complementaria se consideró la presencia de manifestaciones de hidrocarburos (pentágonos negros) en la región (Colectivo de Autores, 2008). Todos estos atributos se han representado en los resultados la Interpretación Compleja de métodos geofísico-morfométricos (no sísmicos) de la Figura 11. Aunque el complejo anómalo descrito (A) resulta muy específico y, al parecer, irreplicable en la región, encuentra parcial analogía en el complejo anómalo B (con la misma posición estructural). Los complejos C y D, diferentes en cuanto a su posición estructural, se caracterizan por importantes anomalías de la relación K/Th. Los últimos tres complejos anómalos mencionados (B, C y D) revelan, junto con A, una zona extendida de posible interés gasopetrolífero, la cual se recomienda sea validada mediante



Figura 10. Imagen satelital mostrando la ubicación espacial de la región en los alrededores del yacimiento Jarahueca (Bloque 13).

perfiles de reconocimiento del **Complejo Redox**, para cada complejo anómalo.

### 3.4 Región Pina-Ceballos (Noreste de Cuenca Central)

Una imagen de la ubicación geográfica de la región de estudio se presenta en la Figura 12.

Según Martínez Rojas *et al.*, (2007), las primeras investigaciones para hidrocarburos en la Cuenca Central datan de los años 50' cuando compañías norteamericanas descubrieron los yacimientos Jatibonico (1954), Cristales (1955) y Catalina (1956). El yacimiento Jatibonico se descubrió a partir de datos gravimétricos, al igual que la ubicación de la falla Cristales, sin embargo, la estructura Catalina se reveló a partir de las primeras investigaciones sísmicas realizadas en la región (1955-1956). En la década de los 60' la Cuenca Central fue la mayor región productora de petróleo del país, lo que trajo aparejado un desarrollo acelerado de los trabajos de exploración los cuales se han extendido por más de 50 años de investigación y desarrollo.

El modelo geológico para el área de estudio, según los mismos autores, considera reservorios del tipo tobas, areniscas y conglomerados tobáceos, asociados al

Arco Volcánico Cretácico, y su sello en secuencias arcillosas de la cobertura sinorogénica cretácica y postorogénica (Maastrichtiano–Eoceno Inferior).

Para el establecimiento de sectores de interés gasopetrolífero en esta región, se ha considerado imprescindible caracterizar el complejo anómalo del yacimiento Pina, a partir de la presencia de un conjunto de anomalías indicadoras que consideran los siguientes atributos:

- Sutiles máximos gravimétricos locales (a partir de la residual a 500 m y la derivada vertical) (trazo azul), los cuales reflejan estructuras positivas (por el levantamiento de los volcánicos, más densos), dentro de los límites de las isolíneas del campo aeromagnético reducido al polo, en el intervalo entre -240 nT y -50 nT, el cual define, al parecer, una zona con características geológico-estructurales similares desde el punto de vista regional.
- Mínimos de la relación K/Th (trazo rojo), con máximos locales de U(Ra) (trazo rosado) en su periferia y;
- Ausencia de anomalías geomórficas.



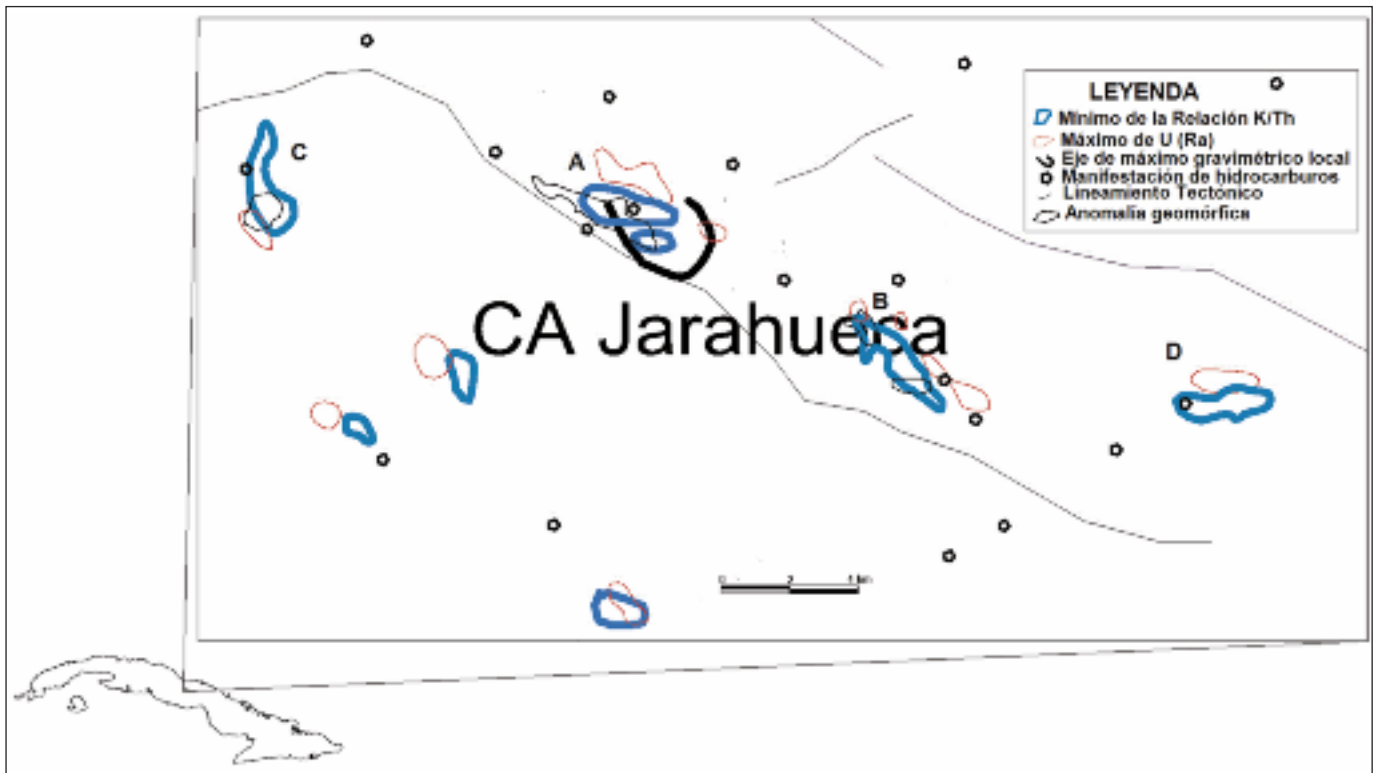


Figura 11. Resultados de la Interpretación Compleja de métodos geofísico-morfométricos (no sísmicos) en la región de los alrededores del yacimiento Jarahueca (Bloque 13).



Figura 12. Imagen satelital mostrando la ubicación espacial de la región Pina-Ceballos, Noreste de Cuenca Central.

Como información geológica complementaria se consideró la presencia de pozos de petróleo (puntos negros) en la región (Colectivo de Autores, 2009). Todos estos atributos se han representado en los resultados la Interpretación Compleja de métodos geofísico-morfométricos (no sísmicos) de la Figura 13.

El complejo anómalo del yacimiento Pina ha sido reconocido en otras cuatro nuevas localidades (una de ellas es el sector Paraíso) para las cuales se ha recomendado la realización de perfiles de reconocimiento por el **Complejo Redox** (líneas azules cortas) para su validación. Otros prospectos como Brujo, Ceballos y Pina Sur presentan complejos anómalos semejantes al del yacimiento Pina pero incompletos en alguno de sus atributos. Otro perfil de reconocimiento del **Complejo Redox** (línea azul larga), al SO de Pina Sur pasando cerca de Ceballos, ha sido propuesto por el equipo de especialistas de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo (EPEP) Majagua.

El yacimiento Pina, ha sido reconocido en tierra por dos perfiles del **Complejo Redox**, uno de los cuales se presenta en la Figura 14. El mismo es un ejemplo de la respuesta en los elementos químicos V, Pb y Zn que valida la presencia de hidrocarburos en la profundidad

(800 - 1 000 m), en este caso, sobre dos cúpulas cercanas. En la figura se observa también la correlación de los incrementos del Pb normalizado con los incrementos de la Susceptibilidad Magnética normalizada (diseminación magnética) y los decrementos del Potencial Redox reducido (ambiente reductor).

#### 4.0 CONCLUSIONES

Se ofrece una versión de la cartografía de sectores de interés gasopetrolífero en el occidente y centro de Cuba, vinculados al petróleo convencional de la Unidad Tectono-Estratigráfica Placetas y al del nivel Jurásico, a partir de la presencia de un complejo de anomalías indicadoras que considera los siguientes atributos: sutiles máximos gravimétricos locales (en la proximidad o dentro de los mínimos regionales); máximos magnéticos locales de muy baja amplitud; mínimos de la relación K/Th y máximos locales de U(Ra) en su periferia, y; máximos del relieve residual. Los resultados de los métodos geofísico-geoquímicos no convencionales de exploración (**Complejo Redox**) dados, fundamentalmente, por los incrementos locales de los contenidos de V, Pb y Zn, validan positivamente los resultados anómalos anteriores.

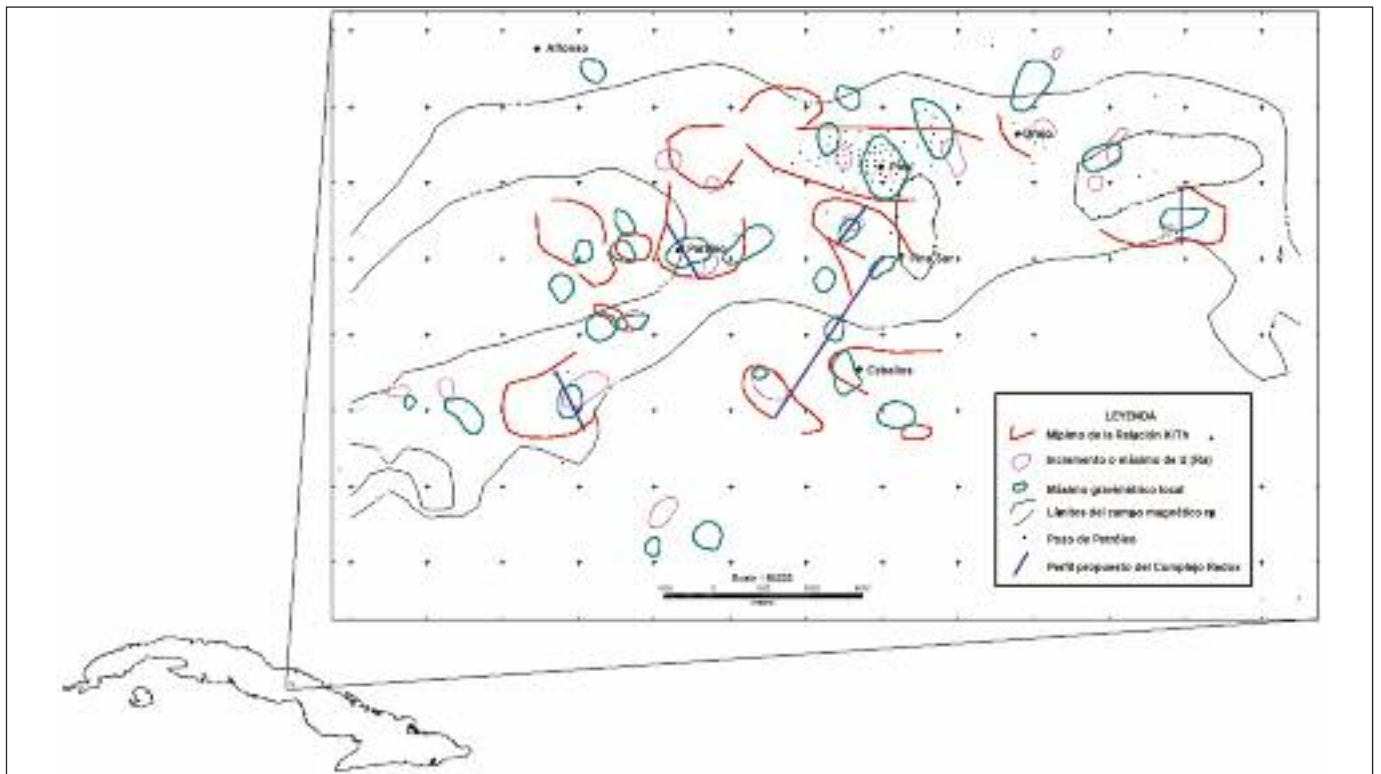


Figura 13. Resultados de la Interpretación Compleja de métodos geofísico-morfométricos (no sísmicos) en la región de Pina-Ceballos (Noreste de Cuenca Central).

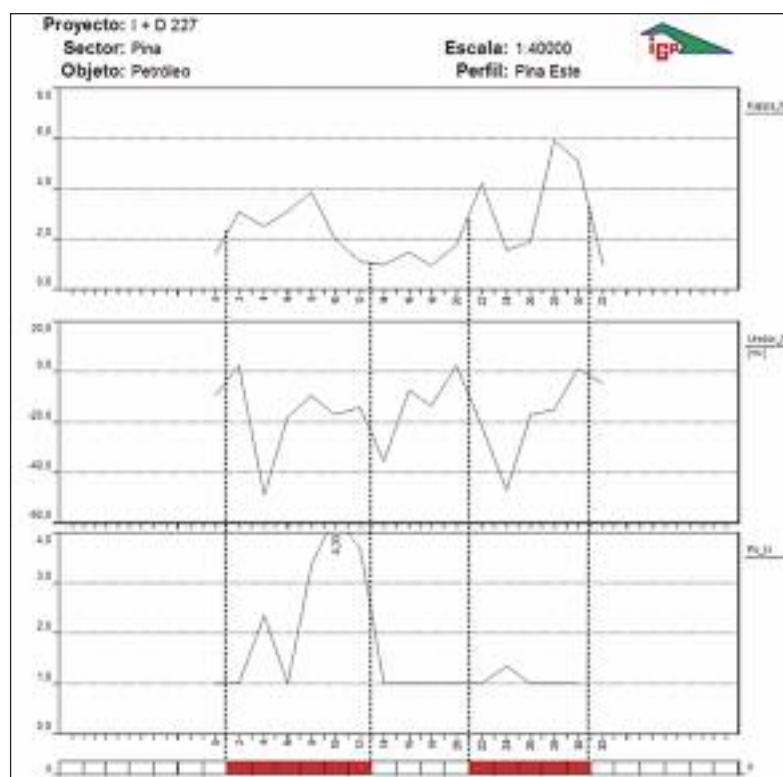


Figura 14. Perfil del **Complejo Redox** sobre el yacimiento Pina.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

**Colectivo de Autores**, 2008, Mapa Digital de las Manifestaciones de Hidrocarburos de la República de Cuba a escala 1:250 000. Inédito. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana.

**Colectivo de Autores**, 2009, Mapa Digital de los Pozos Petroleros de la República de Cuba a escala 1:250000. Inédito. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana.

**Dobrin, M. B. and Savit O. H.**, 1988, Introduction to Geophysical Prospecting. McGraw Hill International Editions. Fourth Edition, 867 pp.

**Garland, G. D.**, 1989, Proceedings of Exploration 87. Third Decennial International Conference on Geophysical and Geochemical Exploration for Minerals and Groundwater. Special Volume 3. Ontario Geological Survey, 914 pp.

**Gubins, A.G.**, 1997, Proceedings of Exploration 97. Fourth Decennial International Conference on Mineral Exploration. Prospectors and Developers Association of Canada, 1065 pp.

**Martínez Rojas, E., Iparraguirre J. L. y otros**, 2007, Configuración tectono-estructural de la región noreste de Cuenca Central: una visión preliminar. Memorias del I Congreso de Petróleo y Gas (PETROGAS' 2007), 6pp.

**MED 30x30 m de la República de Cuba** (<https://lpdaac.usgs.gov>) USGS, NASA.

**Mondelo, F., Sánchez Cruz R., y otros**, 2011, Mapas geofísicos regionales de gravimetría, magnetometría, intensidad y espectrometría gamma de la República de Cuba, escalas 1: 2 000 000 hasta 1:50 000. Inédito. IGP, La Habana, 278p.

**Pardo Echarte, M. E., Cobiella Reguera, J. L.**, 2017, Oil and Gas Exploration in Cuba: Geological-Structural Cartography using Potential Fields and Airborne Gamma Spectrometry. Springer Briefs in Earth System Sciences, DOI 10.1007/978-3-319-56744-0.

**Pardo Echarte, M. E., Rodríguez Morán, O.**, 2016, Unconventional Methods for Oil & Gas Exploration in Cuba. Springer Briefs in Earth System Sciences, DOI 10.1007/978-3-319-28017-2.

- Pérez Martínez, Y., Valdivia, C. M. y otros**, 2013, Proyecto I+D 7054, Etapa 1.4 “Informe final sobre fundamentación de pozo en el Bloque 13”. Inédito Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, 75 p.
- Price, L. C.**, 1985, A critical overview of and proposed working model for hydrocarbon microseepage. US Department of the Interior Geological Survey. Open-File Report 85-271.
- Sánchez Cruz, R., Mondelo F. y otros**, 2015, Mapas Morfométricos de la República de Cuba para las Escalas 1:1 000 000–1:50 000 como apoyo a la Interpretación Geofísica. Memorias VI Convención Cubana de Ciencias de la Tierra, VIII Congreso Cubano de Geofísica. <http://www.cgiar-csi.org/data/srtm-90m-digital-elevation>.
- Saunders, D. F., Burson, K. R., Thompson, C. K.**, 1999, Model for Hydrocarbon Microseepage and Related Near-Surface Alterations: AAPG Bulletin, V. 83 (1999), No. 1 (January 1999), p. 170-185.
- Schumacher, D.**, 1996, Hydrocarbon-induced alteration of soils and sediments; in D. Schumacher and M. A. Abrams, eds., Hydrocarbon migration and its near-surface expression: AAPG Memoir 66, p. 71-89.
- Valdivia, C. M. y otros**, 2015, Esquema estructural por el tope de la Fm. Peñón en base a datos sísmicos y de perforación; en Proyecto I+D 7093 “Evaluación del Potencial de Petróleo no Convencional en Cuba”. Inédito. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, p. 47.

