

Aplicación de métodos no convencionales para exploración de gas, área Motembo, Cuba

Zulema Domínguez Sardiñas¹, Lourdes Jiménez de la Fuente² y Manuel Enrique Pardo Echarte³

¹ *Ingeniera Química, Doctora en Sistemas Petroleros, homologado a Doctora en Ciencias Químicas por la Universidad de La Habana. MES, Investigador Titular y Profesora Titular del Centro Politécnico del Petróleo (CPP) Ave de los Mártires y Vía Blanca, Municipio Regla CP 11200 La Habana, Cuba ORCID ID: 0000-0002-2539-5673. Correo Electronico.: zulds@ceinpet.cupet.cu.*

² *Licenciada en Geografía, Máster en Geología Petrolera, Investigador Agregado, Centro de Investigación del Petróleo. Churruca No 481, El Cerro, La Habana, Cuba C.P. 12000. ORCID ID: 0000-0003-3735-442X. Correo Electronico.: lourdes@ceinpet.cupet.cu; loujdf@gmail.com.*

³ *Ingeniero Geofísico, Doctor en Ciencias Geológicas, Profesor Titular e Investigador Titular del Centro de Investigación del Petróleo, Churruca No 481, El Cerro, La Habana, Cuba C.P. 12000, ORCID ID: 0000-0003-0669-4413. Correo Electronico.: pardo@ceinpet.cupet.cu; mpardoecharte@gmail.com.*

RESUMEN

La complejidad geólogo estructural de Cuba, hace la interpretación del método sísmico, muy complicada, por lo cual los métodos no sísmicos y no convencionales de búsqueda de hidrocarburos, son una alternativa para enfocar la exploración hacia áreas perspectivas, con menor costo. La empresa Cuba Petróleo posee dentro de sus objetivos, la búsqueda de depósitos de gas. Desde el 2013, han sido definidas áreas de interés, como la localizada en Motembo, Corralillo. Esta investigación se realizó por la falta de integración con otros métodos exploratorios, en particular con los métodos no-sísmicos y no-convencionales, a la hora de evaluar el potencial gasífero de un área. El objetivo del trabajo fue realizar un análisis interdisciplinario, al utilizar la geoquímica, los campos potenciales, la espectrometría gamma aérea y los sensores remotos, para determinar el potencial gasífero de Motembo. Se utilizó el Sistema de Información Geográfica para los datos gravimétricos, de

espectrometría gamma aérea, imágenes satelitales Aster y la cromatografía para el análisis de los gases. Se integraron los resultados del muestreo geoquímico al determinarse que los gases del área, tienen múltiples orígenes. Los correspondientes a la región sureste, indican que son consecuencias de una exudación activa e intensa, que se corresponde con altos gravimétricos, anomalías de espectrometría gamma aérea y de sensores remotos. El estudio gravimétrico indica que las protrusiones de cuerpos ultrabásicos rediseñaron las estructuras del Cinturón Plegado Cubano, al provocar la migración de hidrocarburos a través de contactos tectónicos hacia las serpentinitas fracturadas. La integración de los resultados, señala la presencia de tres zonas anómalas asociadas con probabilidad a superficies alteradas por la existencia de hidrocarburos que migran a superficie. De estas áreas, la ubicada más al sureste, constituye la anomalía de gas de mayor representación y tamaño.

Palabras clave: geoquímica, métodos no convencionales, gas termogénico, exploración petrolera

ABSTRACT

Cuba's structural geological complexity makes the seismic interpretation very complicated; therefore, non-seismic and unconventional methods of searching for hydrocarbons are an alternative to focus exploration towards prospective areas, with less cost. The Cuba Petróleo company has among its objectives the search for gas deposits. Since 2013, areas of interest have been defined, such as the one located in Motembo, Corralillo. This research was carried out due to the lack of integration with other exploratory methods, in particular with non-seismic and non-conventional methods when evaluating the gas potential of an area. The objective of the work was to perform an interdisciplinary analysis, using geochemistry, potential fields, Aero gamma-spectrometry and remote sensors to determine Motembo's gas potential. A Geographic Information System was used for gravimetric, aero gamma spectrometric, Aster satellite images and gas chromatography for gas analysis. The results of the geochemical sampling carried out by Cia. Sherrit International 1998 were integrated with those obtained in the present study, determining: that the gases of the area have multiple origin. Those corresponding to the southeast region indicate that they are consequences of active and intense exudation, which corresponds to high gravimetric, anomalies aero gamma-spectrometric and remote sensing. The gravimetric study indicates that the protrusions of ultrabasic bodies redesigned the structures of the Cuban Folding Belt, causing the migration of hydrocarbons through tectonic contacts towards the fractured serpentinites. The integration of the results indicates the presence of three anomalous zones presumably associated with surfaces altered by the presence of hydrocarbons that are migrating to the surface. Of these areas, the one located more to the southeast constitutes the gas anomaly of greater representation and size.

Key words: geochemistry, unconventional methods, thermogenic gas, oil exploration.

RESUMO

A complexidade geológica estrutural de Cuba torna a interpretação do método sísmico bastante complicada, pois os métodos não sísmicos e não convencionais de busca de hidrocarbonetos são uma alternativa para focar a exploração em áreas prospectivas, com menor custo. A empresa Cuba Petróleo tem entre seus objetivos a busca de jazidas de gás. Desde 2013, foram definidas áreas de interesse, como a localizada em Motembo, Corralillo. Esta pesquisa foi realizada devido à falta de integração com outros métodos exploratórios, em especial com métodos não sísmicos e não convencionais na avaliação do potencial gasoso de uma área. O objetivo do trabalho foi realizar uma análise interdisciplinar, utilizando geoquímica, campos potenciais, espectrometria gama aérea e sensoriamento remoto para determinar o potencial gasoso de Motembo. Foi utilizado um Sistema de Informações Geográficas para dados gravimétricos, espectrometria gama aérea, imagens de satélite Aster e cromatografia para análise de gases. Os resultados da amostragem geoquímica foram integrados quando se determinou que os gases na área têm origens múltiplas. As correspondentes à região sudeste indicam que são consequências de uma exsudação ativa e intensa, que corresponde a altas gravimétricas, espectrometria gama aérea e anomalias de sensoriamento remoto. O estudo gravimétrico indica que as saliências de corpos ultrabásicos redesenharam as estruturas do Cinturão de Dobra Cubana, ao provocar a migração de hidrocarbonetos através de contatos tectônicos em direção aos serpentinitos fraturados. A integração dos resultados indica a presença de três zonas anômalas associadas com probabilidade a superfícies alteradas pela existência de hidrocarbonetos que migram para a superfície. Destas áreas, a localizada mais a sudeste, constitui a anomalia gasosa de maior representatividade e dimensão.

Palavras chave: geoquímica, métodos não conven-

cionais, gás termogênico, exploração de petróleo.

INTRODUCCIÓN

Las reservas de petróleo y gas comienzan a agotarse y las compañías del sector petrolero se ven obligadas a buscar nuevas fuentes de extracción de hidrocarburos. Por ese motivo en los últimos años ha cobrado una gran fuerza la exploración de gas, aunque estos han tenido alzas y bajas a nivel mundial sobre la base de especulaciones en el mercado internacional. En Cuba, en el año 2013, se comenzó el estudio de exploración de gas, de forma específica, de gas no convencional (GNC), en las áreas que resultaron más perspectivas para ello, según los datos disponibles, estas fueron: Franja Norte Petrolera Cubana (FNPC) y Cuenca Central (CC), sobre la base de los volúmenes de gas natural producidos y la infraestructura petrolera existente, aunque desde el 2011, habían sido definida otras de interés, como el área de Motembo.

El yacimiento Motembo, se localiza 14 km al suroeste de Corralillo, en la antigua provincia de Las Villas y sobre su nombre hay varias historias, la más fidedigna data de un informe recibido por el conquistador Don Diego Velásquez, donde dice a sus reyes que encontrándose en las playas de Sierra Morena, al carenar sus naves, hubieron de presentárseles distintas tribus siboneyes a pedir protección y amparo contra la ira desatada de sus Dioses en aquella región, donde temblaba la tierra al amenazar destruir sus campos y sus vidas, lo que en ocasiones llevaba a surgir el fuego desde las entrañas de la tierra. Desde entonces se conoce la región con el nombre de «Motembo», que traducido del lenguaje indígena al idioma Español, significa «tierra del fuego».

El problema científico que motiva esta investigación, es la falta de integración de la geoquímica con otros métodos no-sísmicos y no-convencionales, a la hora de evaluar el potencial gasífero de un área. La hipótesis científica es que la integración de los métodos geoquímicos de superficie, con los geofísico-morfométricos y de sensores remotos, permitiría evaluar, con mayor efectividad, el potencial gasífero del área de estudio.

El objetivo del trabajo fue: Realizar el análisis geoquímico de los gases presentes en el sector de estudio, así como efectuar un análisis interdisciplinario, al utilizar además de la geoquímica, los métodos geofísico-morfométricos y los sensores remotos para determinar el potencial productivo del sector Motembo como eventual productor gasífero.

El yacimiento Motembo, cuenta aún con instalaciones petroleras de almacenamiento, tratamiento de hidrocarburos y pozos petroleros, factible para los trabajos de intervención. Además, fue posible realizar el estudio de los gases presentes en dicho yacimiento y alrededores, pues contó con un muestreo previo realizado por la Cía. Sherrit en 1998.

El surgimiento de las primeras minas de nafta y gas natural conocidas en Cuba, datan del año 1880, al ocupar una superficie de 600000 m², actividad fue motivada por el descubrimiento realizado por una familia china que, al excavar para un pozo de agua, se les encendió, iniciándose los primeros trabajos de exploración en el año 1881. Los primeros 4 pozos, fueron perforados en el «Coto San Juan», lugar conocido por Laguna Moja Braga, al brotar nafta y gas entre 244 y 305 m de profundidad, pero solo en la década del 40, se estabiliza la producción, debido a los continuos incendios en años anteriores (Rodríguez y Kolesnikov, 1970).

Después del triunfo revolucionario sólo se extraen pequeños volúmenes de nafta de las serpentinitas y se emplea el gas para uso doméstico por los pobladores. En este estudio, al realizar el muestreo del pozo Motembo 2x, pozo perforado por la Cía. Sherritt en los años 90, pozo que en estos momentos se encuentra cerrado, pero posee (según datos suministrados por el responsable del yacimiento) de 64 a 66 atm de presión y que pudiera ser utilizado para la generación de electricidad en la zona. También se seleccionó para la toma de la muestra de gas el pozo Motembo 73, por su fácil acceso, dado que se encuentra en el patio de una de las casas del poblado, dicho pozo es uno de los pozos perforados por Cías. Norteamericanas, antes del triunfo revolucionario, en estos momentos a pesar de estar derrumbado, es el

que suministra el gas con que se cocina en varias de las casas de la comunidad. Este gas se quema constantemente. La **Figura 1**, muestra las fotos correspondientes a ambos pozos.

En el trabajo se examina la información geológica de campos potenciales, geoquímica de superficie y de sensores remotos para argumentar el carácter perspectivo de un sector al Este del poblado de Motembo.

MATERIALES Y MÉTODOS

Para la realización del estudio se emplearon técnicas de cromatografía de gases y el Sistema de Información Geográfica, como métodos de investigación y los materiales utilizados fueron: información gravi-

métrica y magnetométrica interpretada (Prol y Arriaza, 2009), el Modelo de Elevación Digital (90x90 m) de la República de Cuba, el Mapa Geológico a escala 1:250000 (Albear y Boyanov, 1988) Mapas Digitales de las Manifestaciones de Hidrocarburos y los Pozos Petroleros de la República de Cuba a escala 1:250000 y columnas estratigráficas de los pozos de la región.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Aspectos geológicos del área

La **Figura 2**, muestra el mapa geológico del área de Motembo y en adición, su ubicación y las propiedades físico-químicas del petróleo de ese yacimiento, así como también los diferentes tipos de muestras



Figura 1. Pozos muestreados Motembo 2X (arriba) y Motembo 73 (Domínguez *et al.*, 2018)

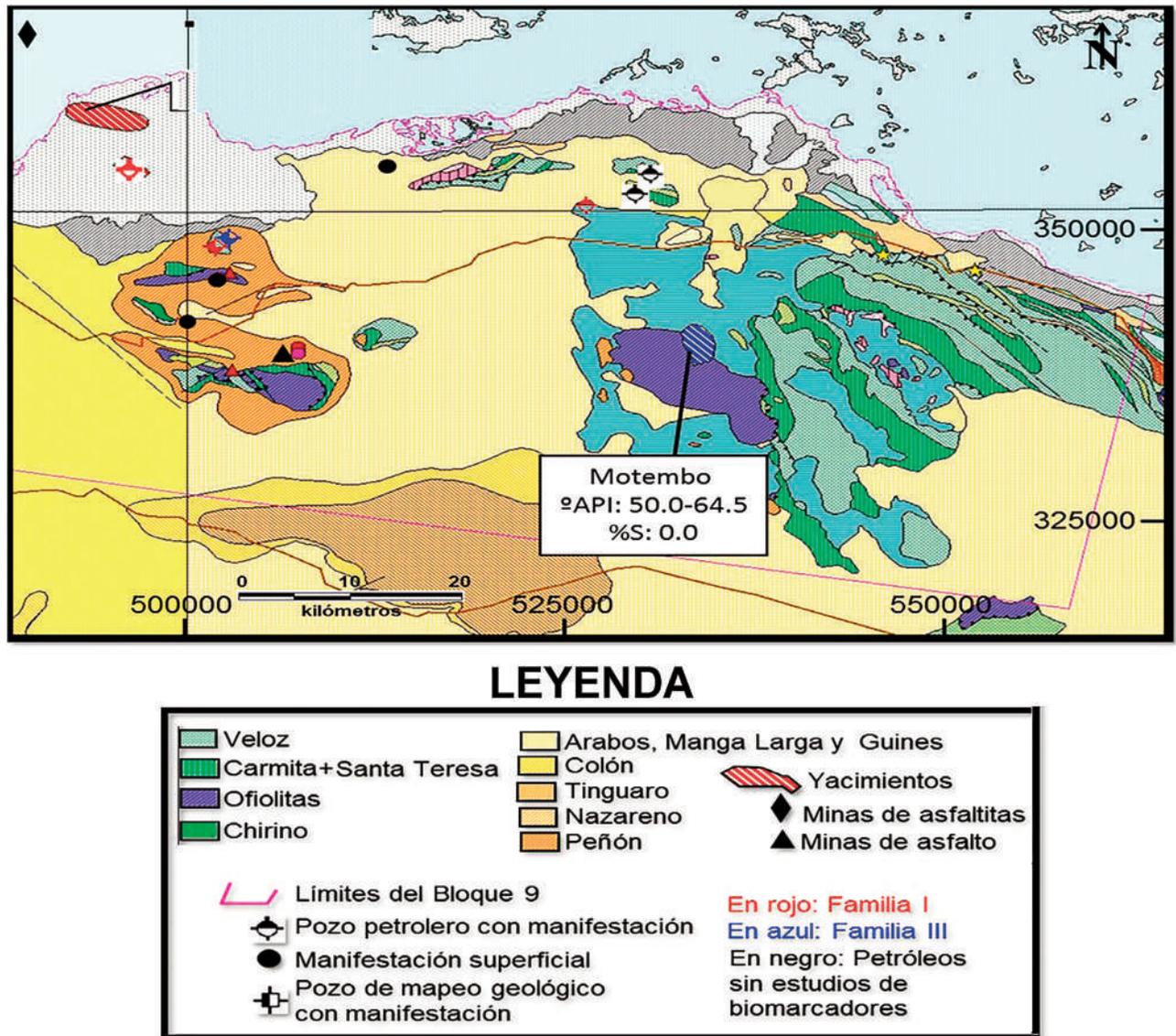


Figura 2. Mapa geológico, con señalización del yacimiento Motembo y sus propiedades físico-químicas (Albear y Boyanov, 1988)

presentes en el área. La región se caracteriza por el desarrollo de formaciones cuyas edades van del Jurásico superior al Mioceno, representadas en su mayoría por secuencias carboníticas, olistostromas policomponentes y secuencias arenosas. Su estructura geológica está representada por mantos cabalgados y la superposición de diferentes eventos tectónicos con sus implicaciones en las subsiguientes deformaciones plicativas y disyuntivas que agudizan la complejidad estructural de la zona (Furrazola y

Núñez, 1997). En el área se desarrollan estructuras apiladas con buzamiento en triángulo similares a las desarrolladas en la porción oriental del Bloque 7 (región Habana-Matanzas).

Existen un total de cuatro altos compuestos por anticlinales dúplex. También hay presencia de anticlinales de rampa originados como resultado de los retro cabalgamientos, o sea, esfuerzos contrarios a los que originaron la zona apilada principal (Linares Cala *et al*, 2002).

Comportamiento de los campos potenciales

Aun dentro del Mínimo Norte Cubano, existen máximos regionales gravitacionales y magnéticos de menor envergadura y menos intensos que sus homólogos del sur. Tal es el caso de Motembo (**Figura 3**) cuyo yacimiento homónimo, se asocia con probabilidad al contacto tectónico de las serpentinitas con los sedimentos de la Formación Veloz que afloran al este de dicho contacto (Prol y Arriaza, 2009).

La interpretación cuantitativa, (Prol y Arriaza, 2009) mediante modelación, demostró que en Motembo yace un cuerpo enorme, cuyo contraste con los sedimentos de la Unidad Tectono-Estratigráfica (UTE)

Placetas, ubicados al Este y con las efusivo-sedimentarias al Oeste, alcanza 300 kg/m³. Esta característica justifica la ubicación del máximo magnético relativamente intenso en la proximidad del contacto tectónico, entonces se supone que el contacto tectónico de las serpentinitas con la UTE Placetas, fue la vía de migración de los hidrocarburos desde sedimentos que yacen al Este del mencionado contacto. La fricción en el contacto durante el emplazamiento de la gran masa de peridotitas, implicó tensiones de cizalla que fracturaron estas rocas al crear las condiciones para la migración y acumulación de los hidrocarburos (**Figura 4**).

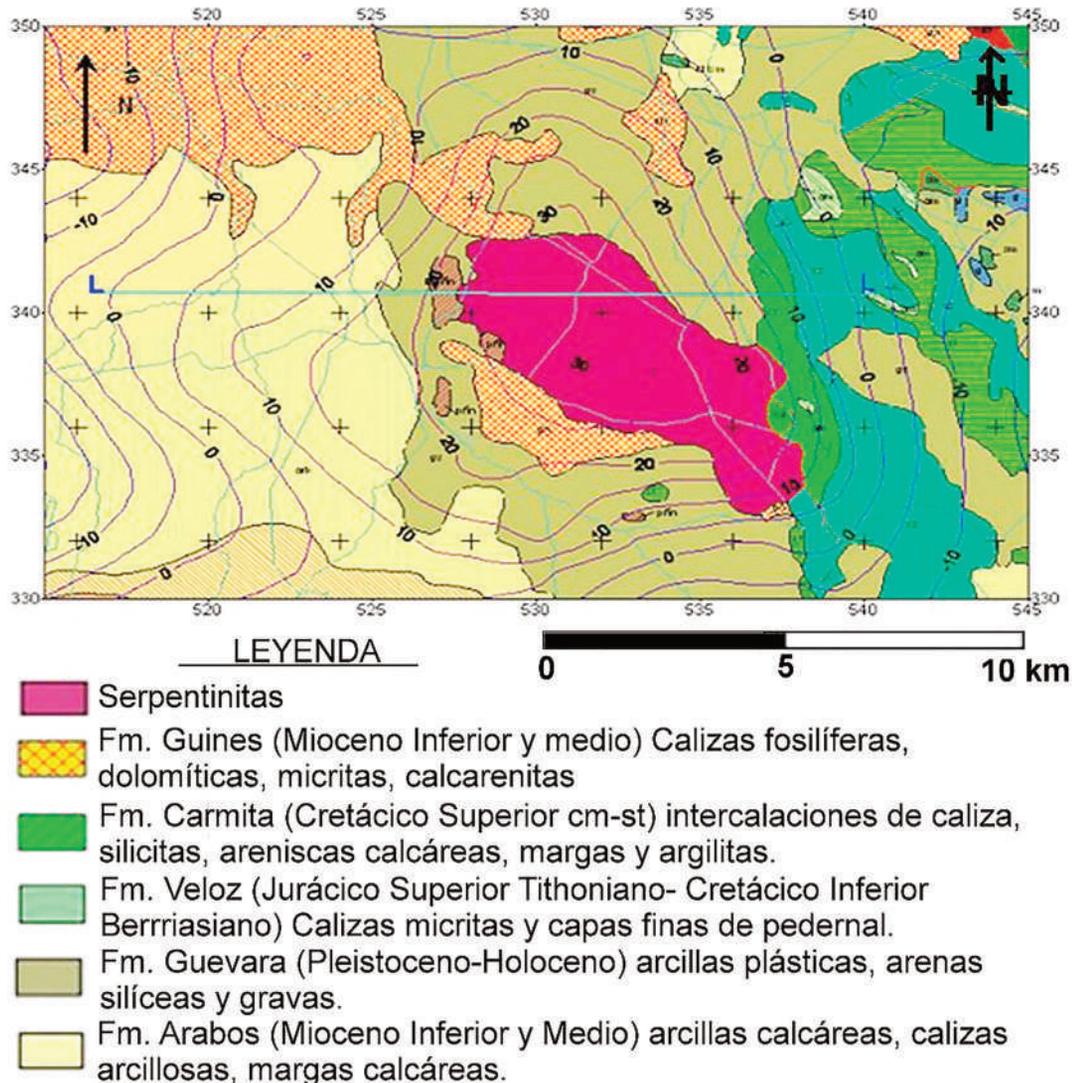


Figura 3. Mapa geológico del sector Motembo, extraído del mapa de Cuba escala 1:100000 en formato digital (CASIG-IGP, 2001) con isóneas del mapa de anomalías de Bouguer a intervalo de 5 mGal (Prol y Arriaza, 2009)

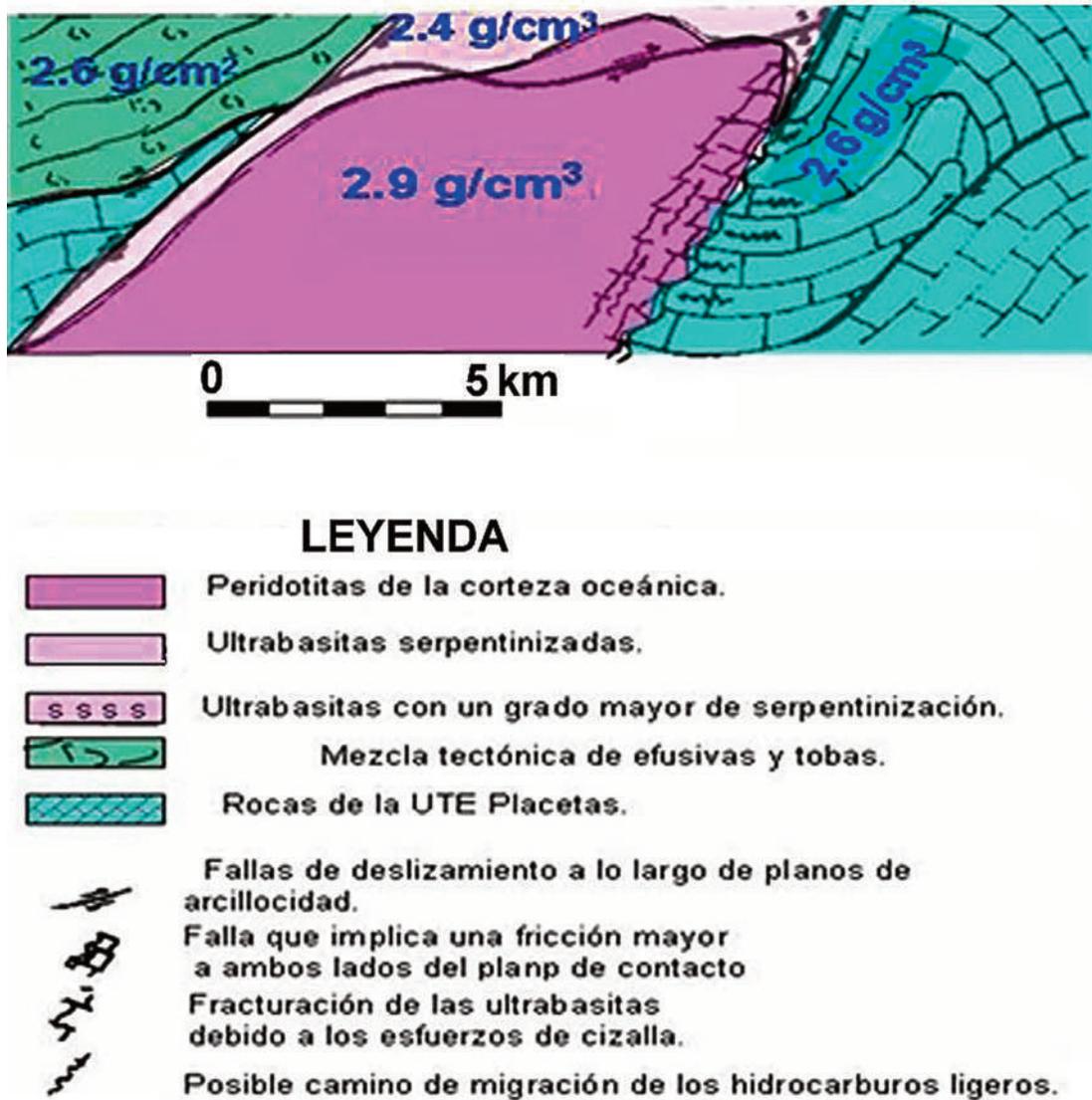


Figura 4. Modelo geológico simplificado a través de un perfil con dirección noreste-suroeste en el área de Motembo (Prol y Arriaza, 2009)

Se asocia la ubicación de pequeños yacimientos de petróleo o de gas, a los contactos tectónicos abruptos entre las serpentinitas y las UTE Placetas y Camajuani (Sherritt, 1995). En el mapa de anomalías de Bouguer (Figura 5) se identifican dos máximos, el máximo Motembo (A) el cual se corresponde con efecto de un cuerpo hiperbásico que aflora y cuya base se encuentra a 7 km de profundidad.

Los pozos en el sector de Motembo se agrupan de forma aproximada alrededor de la anomalía ho-

mónima (A) (Figura 5). Si lo expresado con anterioridad es correcto, entonces los sectores donde con mayor probabilidad se encuentran pequeños yacimientos de gas o petróleo, son aquellos en los cuales existen intensos gradientes horizontales del campo gravitatorio, ya que estos se asocian a fallas, es decir, cerca de vías de migración de los hidrocarburos (Prol y Rifá, 2016). Los pozos Motembo 73 y Motembo 2x se encuentran ubicados en respectivas zonas de gradiente.

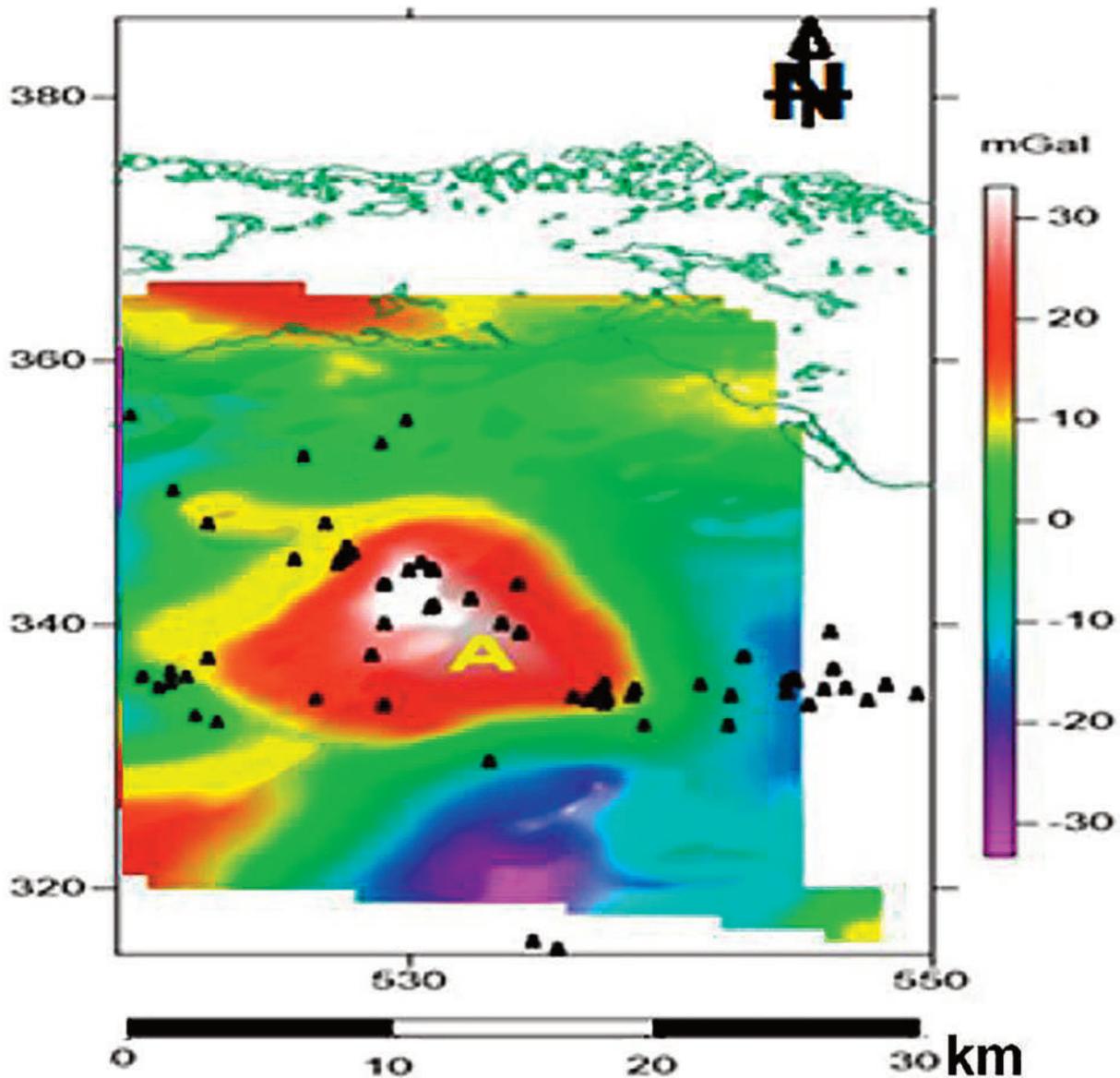


Figura 5. Mapa de anomalías de Bouguer del sector Motembo (Prol y Rifá, 2016)

Geoquímica del área

Sin lugar a dudas, dentro de los métodos usados en la exploración petrolera, el estudio geoquímico, es de vital importancia. En este trabajo, se analizarán los resultados obtenidos del análisis de la composición gaseosa de las muestras colectadas en las áreas de estudio, así como los obtenidos en un muestreo geoquímico realizado por Sherritt International en el 1998. La **Tabla 1** muestra la ubicación geográfica de las muestras tomadas y las **figuras 6a** y **6b**, la toma de las muestras.

Las dos muestras fueron tomadas en bolsas de nylon (**Figura 6**). Con posterioridad, las muestras fueron sometidas a análisis de cromatografía gaseosa, para establecer su composición.

Para la determinación de los componentes en la muestra de gas, estos son separados de forma física, por cromatografía de gas y comparados con los correspondientes componentes de un estándar de referencia, separados bajo idénticas condiciones de operación, al utilizar una mezcla estándar de composición conocida. La composición del gas es calculada

Tablala

| Muestra | long | lat | X grados decimales | Y grados Decimales |
|-----------|-------------------|------------------|-----------------------|-----------------------|
| Motembo2x | -80° 41' 2.4612" | 22° 54' 25.9416" | -80.684017 | 22.907206 |
| Motembo73 | -80° 41' 17.4948" | 22° 54' 19.926" | -80.688193 | 22.905535 |

Tabla 1b

| | | | | | | | |
|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| X | 532292 | 536147 | 537018 | 538387 | 538919 | 541292 | 538467 |
| Y | 2533630 | 2534063 | 2534994 | 2535362 | 2535000 | 2533691 | 2533712 |
| # de Muestra | M4 | M21 | M27 | H33 | M34 | M36 | M66 |
| X | 538692 | 538852 | 539340 | 539731 | 540774 | 540790 | 535320 |
| Y | 2533738 | 2533674 | 2534100 | 2534000 | 2534495 | 2534877 | 2532980 |
| # de Muestra | M67 | M68 | M71 | M72 | M77 | M78 | M79 |
| X | 537950 | 538132 | 538381 | 538591 | 538800 | 538995 | 539455 |
| Y | 2531000 | 2531048 | 2531126 | 2531241 | 2531409 | 2531487 | 2532020 |
| # de Muestra | M92 | M93 | M94 | M95 | M96 | M97 | M100 |
| X | 539168 | 537071 | 537720 | 537903 | 538605 | 539852 | 540465 |
| Y | 2532123 | 2529352 | 2529863 | 2529899 | 2529919 | 2530459 | 2530957 |
| # de Muestra | M101 | M105 | M111 | M112 | M116 | M117 | M120 |
| X | 541150 | 536140 | 537255 | 538842 | 539038 | 539297 | 540012 |
| Y | 2531180 | 2533030 | 2531619 | 2533077 | 2532293 | 2531677 | 2530816 |
| # de Muestra | M122 | M136 | M142 | M170 | M174 | M177 | M181 |
| X | 540138 | 541285 | 537700 | 538995 | 536618 | 541150 | 537550 |
| Y | 2531209 | 2532215 | 2531358 | 2531487 | 2528938 | 2531180 | 2531565 |
| # de Muestra | M183 | M185 | M90 | M97 | M102 | M122 | M143 |
| X | 537684 | 538190 | 537957 | 538383 | 538580 | 539038 | 539291 |
| Y | 2531415 | 2531040 | 2531064 | 2530753 | 2530000 | 2532293 | 2532093 |
| # de Muestra | M144 | M146 | M147 | M148 | M150 | M174 | M175 |
| X | 539297 | 540600 | 541178 | 540850 | 540728 | 540178 | 539981 |
| Y | 2531677 | 2530428 | 2532243 | 2532250 | 2532311 | 2532400 | 2532449 |
| # de Muestra | M177 | M178 | M186 | M187 | M188 | M189 | M190 |
| X | 539702 | 540000 | 541178 | 540850 | 540728 | 540178 | 539981 |
| Y | 2532500 | 2532440 | 2532243 | 2532250 | 2532311 | 2532400 | 2532449 |
| # de Muestra | M191 | M192 | | | | | |
| X | 539702 | 540000 | | | | | |
| Y | 2532500 | 2532440 | | | | | |

Tabla 1. Localización de las muestras en estudio. (a) Muestreo realizado para geoquímica CEINPET y (b) Muestreo realizado por Sherritt que resultaron anómalas.



Figura 6. Toma de muestras. (a) En casa donde se utiliza para cocción de alimentos. (b) En el pozo Motembo 73 (Domínguez Sardiñas *et. al*, 2018)

por comparación de cada una de la altura o el área de respuesta de cada componente en el estándar de referencia. El procedimiento se corresponde con el American Society for Testing and Materials (ASTM) D-1946.

Esta práctica cubre la determinación de la

composición de gases al contener los siguientes componentes: hidrógeno, oxígeno, nitrógeno, monóxido de carbono, dióxido de carbono, metano, etano y etileno. Este procedimiento se realizó en el Cromatógrafo PR 2100 ALPHA M.O.S., Cromatógrafo equipado con adecuadas facilidades para proveer un

flujo de gas transportador a través del analizador y del detector a un flujo constante de un 1 % a través del análisis de la muestra y el estándar de referencia. En el detector de ionización de llama (FID) se obtienen los compuestos orgánicos y en el detector de conductividad térmica (TCD) los compuestos inorgánicos (Tabla 2).

En todos los casos son gases húmedos y el metano constituye el componente predominante. En los pozos estudiados hay presencia de hidrocarburos ligeros desde (C₂+) etano hasta propano (C₃). Los valores de (C₂+) próximos al 5 % indican que los gases de Motembo son gases húmedos generados con probabilidad, durante la catagénesis de la materia orgánica (gases termogénicos). La ausencia de etileno, permite suponer el carácter termogénico (Schumacher, 2008). Se obtuvo las relaciones C₁/C₂ vs C₂/C₃ y C₂/iC₄ vs C₂/C₃, que muestran el compor-

tamiento promedio de los gases en los diferentes pozos en estudio (Figura 7).

Estos gráficos muestran la distribución de los gases, las muestras de Motembo, presentan baja evolución térmica, las mismas no han alcanzado el equilibrio, aunque sí se encuentran preservadas de la biodegradación, respecto a la clasificación de las estructuras con fines productivos. Muchos autores han trabajado con relaciones de hidrocarburos, las que han sido utilizadas para clasificar las estructuras geológicas en productivas o no productivas; acuíferas, petrolíferas ó gasopetrolíferas. Según los resultados obtenidos, los valores de la relación iC₄/nC₄ entre 0.3 y 1.0 indican la presencia de estructuras productivas en los yacimientos de interés estudiados (Schumacher, 2014). En la Tabla 3 se exhiben las relaciones entre los compuestos gaseosas para medir la capacidad de las estructuras de ser productivas.

| Muestra | H ₂ | CO | C ₁ | C ₂ | C ₃ | iC ₄ | nC ₄ | iC ₅ | nC ₅ |
|---------|----------------|-----|----------------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Motembo | 2.8 | 4.2 | 84.7 | 4.7 | 1.8 | 0.8 | 0.9 | 0 | 0 |

Tabla 2. Resultados de la cromatografía gaseosa al gas colectado.

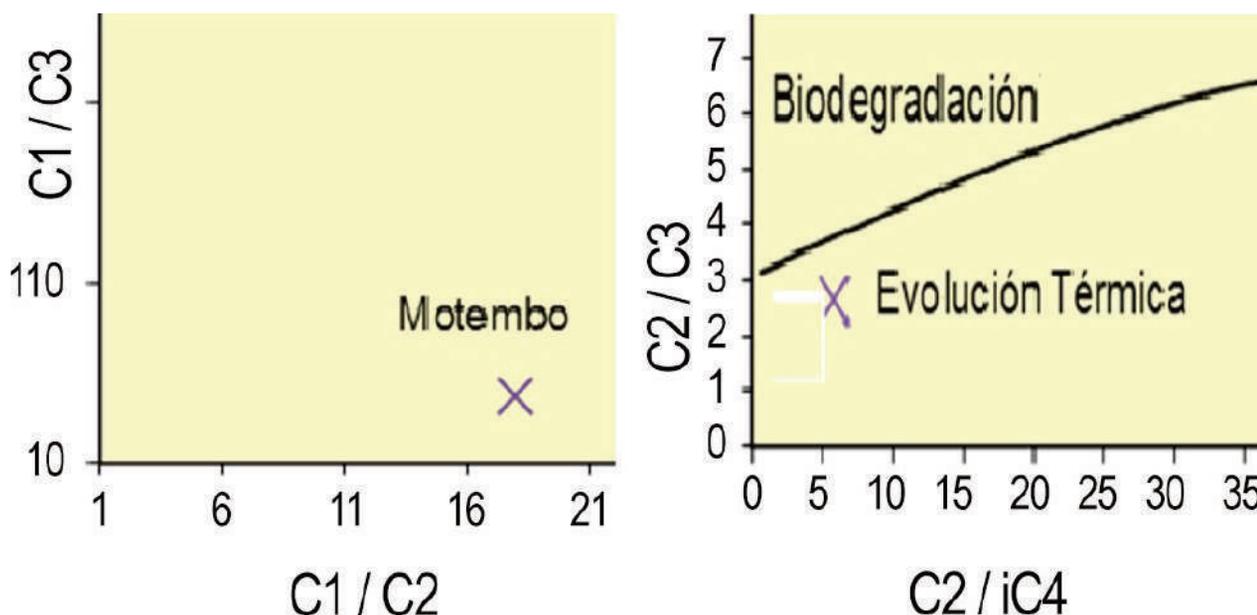


Figura 7. Gráficos que muestran los procesos secundarios en la muestra. a) relación C₁/C₂ vs. C₁/C₃ y b) C₂/C₃ vs C₂/iC₄

Es posible observar que, según la relación $iC4/nC4$ (Tabla 3), los valores están en el rango dado para presencia de estructuras productivas. Además, serían estructuras de tipo gasífero dadas las concentraciones de etano > 3 y de propano < 3 , (Tabla 2). Se constata que los gases del área son consecuencia de una exudación activa e intensa.

En el área de Motembo en 1998, Sherritt International desarrolló una campaña de campo con fines geoquímicos. El objetivo fue exudaciones gaseosas en el área. Fueron tomadas 193 muestras en esta región, con un espaciamiento de 200 m (Figura 8), de ellas 60 fueron anómalas (Figura 9). Las muestras fueron analizadas en Canadá, mediante la técnica del Prove, donde es medida la cantidad de gas

libre. Los análisis se realizaron mediante cromatografía gaseosa en cromatógrafo HP 5890Serie II, con columna capilar. Este equipo sólo analiza muestras de suelo y posee excelente precisión y reproducibilidad. Los resultados indican gran variabilidad en las concentraciones de C1-C4 entre 1.2 y 239 ppm, con un promedio de 105 ppm, un nivel alto de variabilidad. Esta característica sería la consecuencia de la diferencia en los escenarios muestreados pues se tomaron muestras tanto en carbonatos como en serpentinitas.

Los resultados graficados (Figura 10), muestran poca correlación entre el metano (C1) y el etano (C2), al ser el coeficiente de determinación de 0.1737 de forma aproximada, lo cual indica pérdida de metano por el proceso de perforación en las rocas en

| Muestras | C1/C2 | C1/C3 | C2/C3 | C2/iC4 | iC4/nC4 | $c1/(C2+C3)(4)$ |
|----------|-------|-------|-------|--------|---------|-----------------|
| Motembo | 18.02 | 47.06 | 2.61 | 5.88 | 0.89 | 13.03 |

Tabla 3. Productividad de las estructuras en las áreas de estudio según relaciones de composición gaseosa.

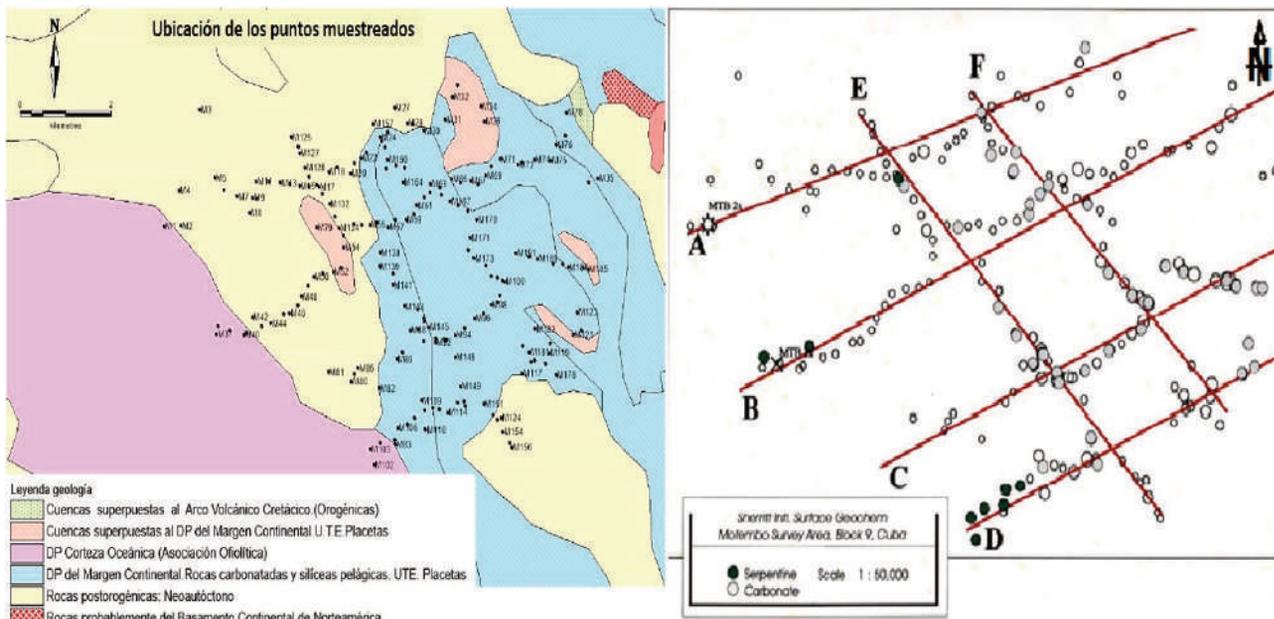


Figura 8. Localización de las muestras tomadas por Sherritt Internacional, en la región de Motembo con fines geoquímicos. Localizados los pozos de Motembo 1X y 2X, para mejor comprensión del área investigada, así como las muestras tomadas en afloramientos de carbonatos y serpentinitas (Jiménez de La Fuente, 2018)

profundidad, sin embargo, la **Figura 11**, que muestra la correlación entre el etano (C2) y el normal butano (nC4), muestra un coeficiente de determinación de 0.5845, esto significa que es típico en áreas con exudaciones gaseosas.

El gráfico de etileno vs etano (**Figura 12**), muestra el doble origen de los hidrocarburos del suelo, los derivados del etileno, con pequeñas cantidades de etano asociado y el etano bien desarrollado, al indicar su origen termogénico.

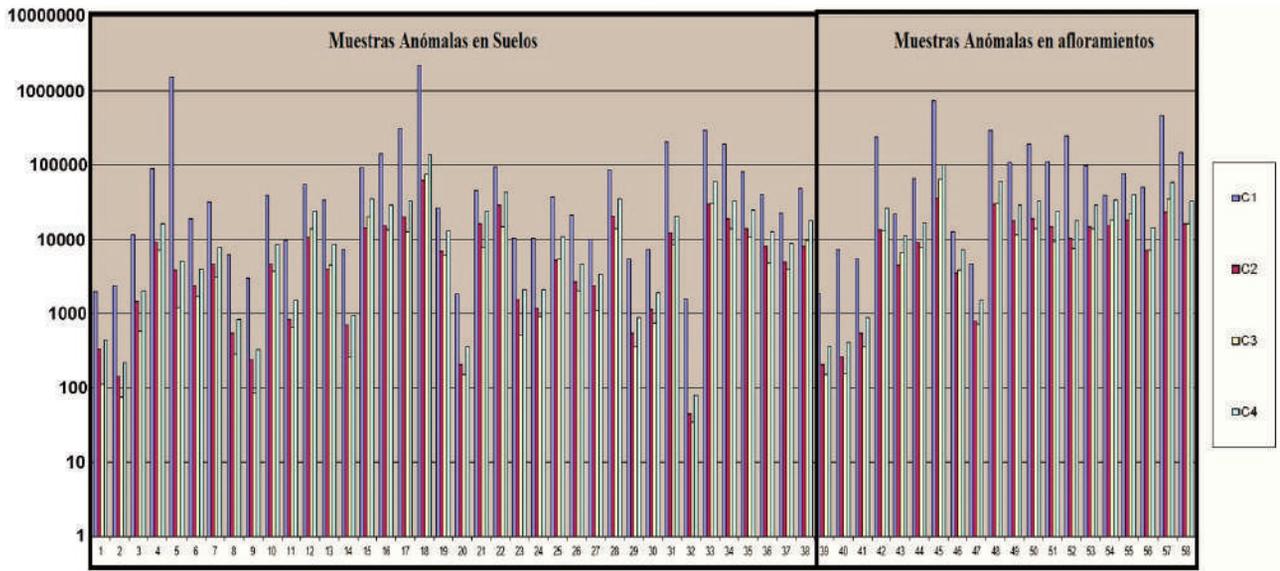


Figura 9. Representación de los resultados de la cromatografía gaseosa de las muestras anómalas

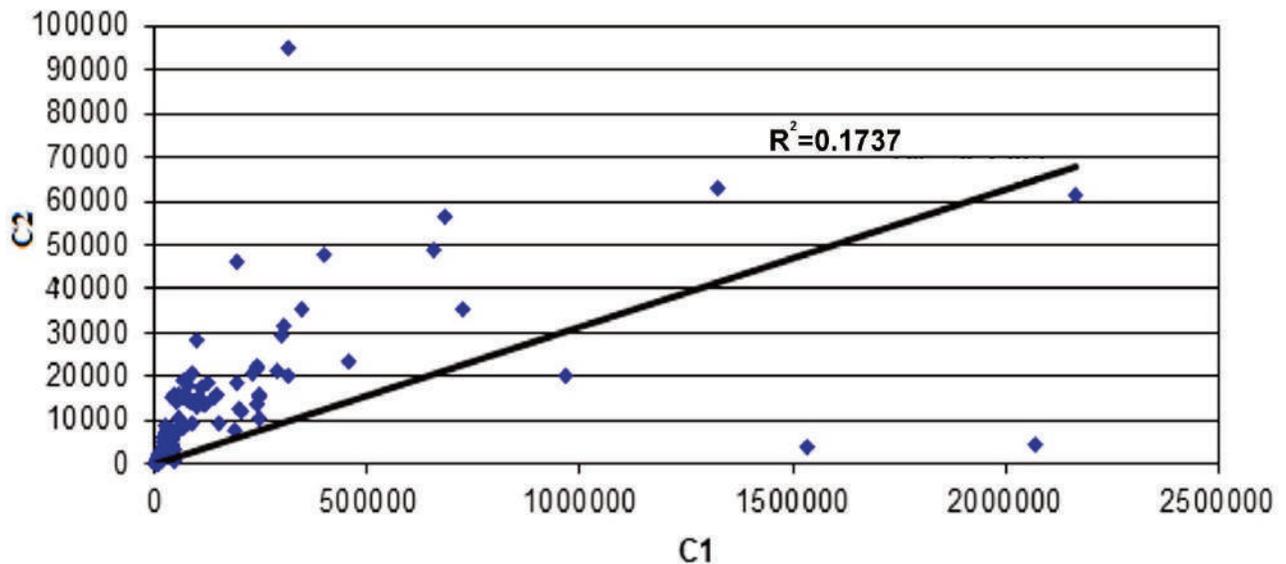


Figura 10. Correlación metano vs etano (datos en ppb) donde se aprecia un incremento del metano con el aumento del etano, aunque se evidencia pérdida de Metano (Domínguez Sardiñas *et. al*, 2018)

Del análisis de la fracción gaseosa concluye que las mayores concentraciones de gas se presentan en la parte este de Motembo (**Figura 13**), lo que es de interés para la exploración de campos gasíferos, dado que en dicha área se detectan dos anomalías geoquí-

micas (I y II).

En la **Figura 14**, se agrupan estas dos anomalías en un área de mayor interés según los resultados de la composición gaseosa, integradas al análisis gravimétrico, pues se conoce la existencia de anomalías

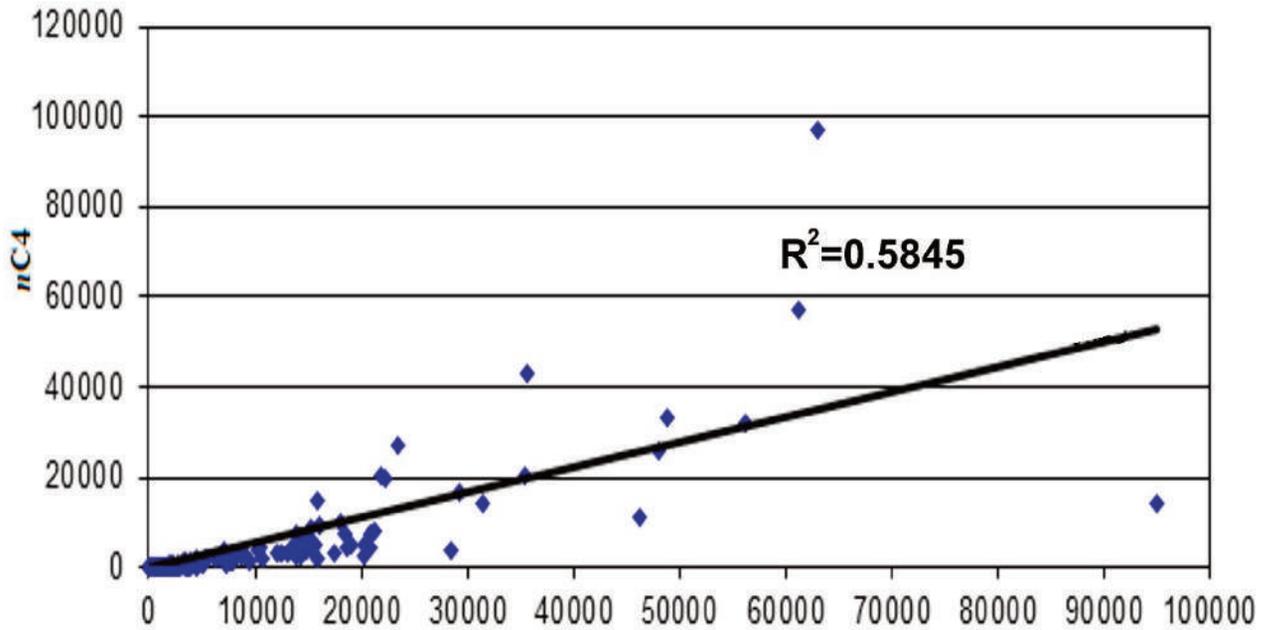


Figura 11. Correlación etano & normal butano (datos en ppb) (Domínguez Sardiñas *et. al.*, 2018)

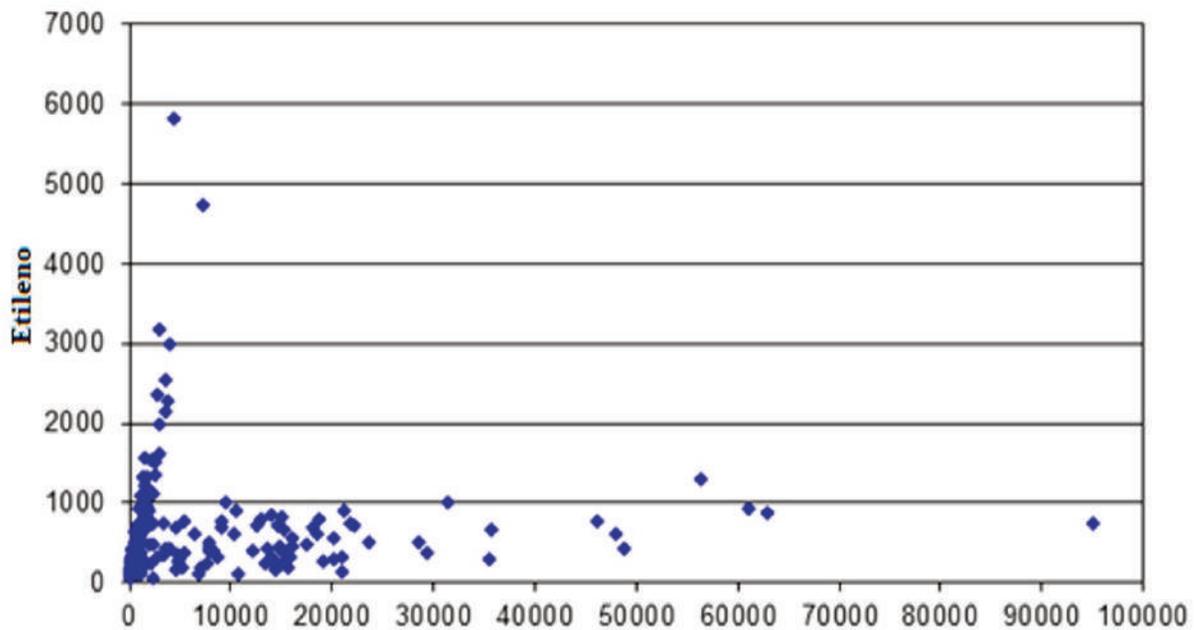


Figura 12. Gráfico de etano & etileno, para origen de los hidrocarburos del suelo (en ppb). Se observan dos tendencias (Domínguez Sardiñas *et al.*, 2018)

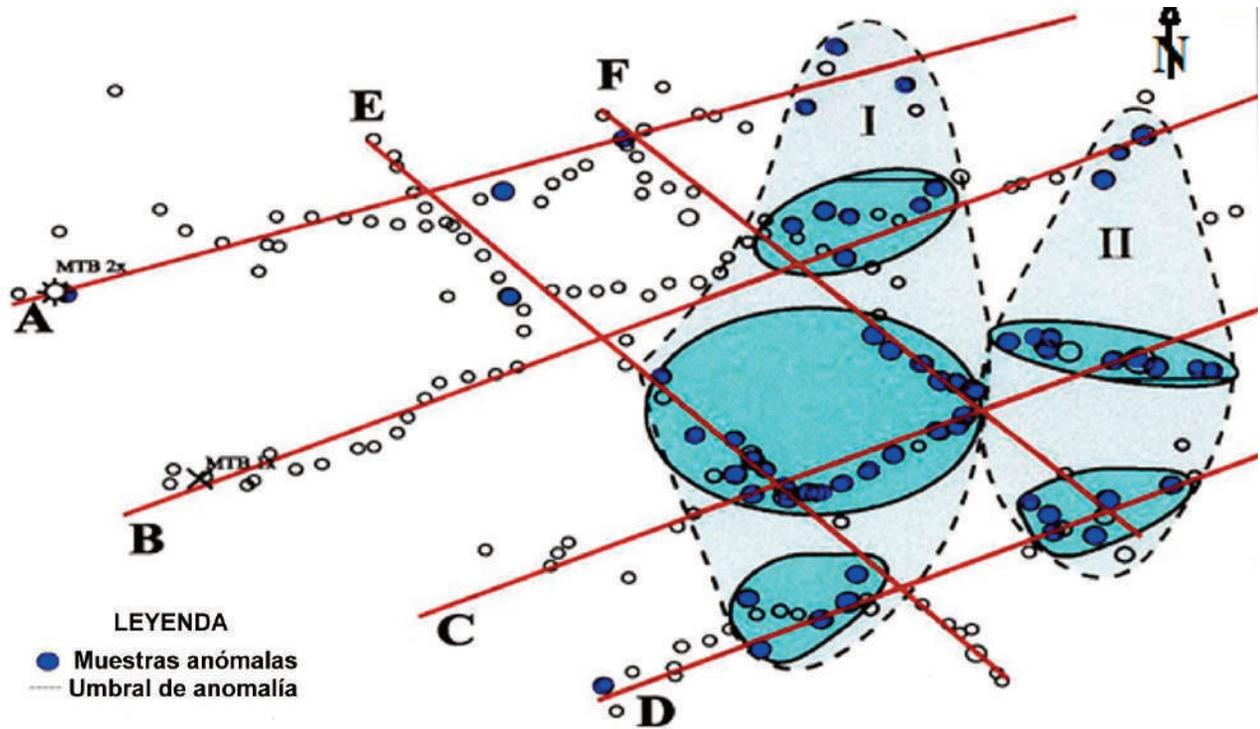


Figura 13. Representación del área anómala, según resultado de la geoquímica de superficie (Domínguez *et al.*, 2018)

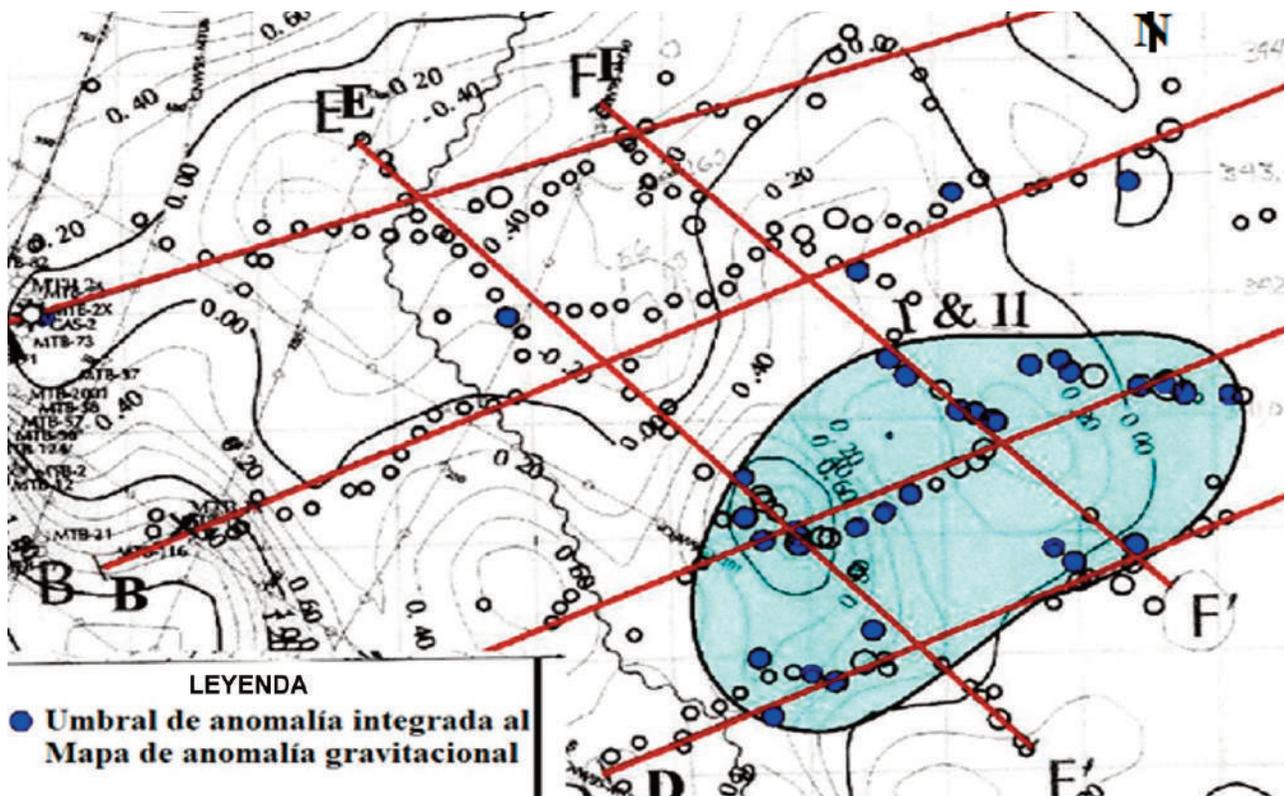


Figura 14. Integración de la geoquímica de superficie y los campos potenciales, isólinas del mapa de anomalía residual de Bouguer, filtro de 2500 m (Domínguez Sardiñas *et al.*, 2018)

gravimétricas y estructuras de geología de superficie.

Se obtuvo una clara representación de la coincidencia entre la geoquímica de superficie y los campos potenciales (**Figura 14**). O sea, las anomalías gaseosas coinciden con zonas que han sido identificadas en el mapa de la primera derivada de Bouguer como altos gravimétricos locales, lo cual parece indicar la presencia de estructuras de carbonatos densos levantados en el área.

La **Figura 15**, muestra los resultados de una interpretación geofísico-morfométrica realizada (Pardo Echarte *et al.*, 2016) la cual se asemeja a la situación encontrada en el área de Motembo Norte y a la que se le ha denominado Motembo Carbonatos, pues se corresponde con el área de la Formación Veloz

Sensores Remotos

Para el estudio de sensores remotos se utilizaron las imágenes Aster correspondientes a las áreas seleccionadas. El procesamiento consistió en la reproyección a los sistemas de Cuba, la calibración atmosférica, la construcción de cocientes de bandas y combinaciones rojo, verde y azul, con sus siglas en

inglés (RGB). La interpretación se realizó a partir de investigaciones a nivel internacional, donde se plantea que existen alteraciones mineralógicas asociados a presencia de hidrocarburos, tales como acumulaciones de óxidos y alteraciones de arcillas. Para esto se partió del principio de que, la gran mayoría de las acumulaciones de petróleo y gases producen migraciones a la superficie, estas acumulaciones son dinámicas y sus sellos son imperfectos.

Las manifestaciones superficiales de hidrocarburos serán activos o pasivos, visibles (macro) o solo detectables de forma analítica (microfugas). Los gases se moverán de forma vertical a través de estratos de metros en un tiempo corto, de modo relativo (semanas o años) (*Schumacher*, 2008).

Hoy en día los esfuerzos van orientados a la detección de características más sutiles asociadas con depósitos de hidrocarburos, tales como microfugas, que son el resultado del movimiento vertical de hidrocarburos ligeros desde la roca almacén a la superficie a través de redes de fracturas, fallas y planos de estratificación, que proporcionan rutas permeables dentro de la roca suprayacente. Las microfugas se ex-



Figura 15. Complejo Anómalo Motembo Carbonatos, al centro este del Bloque 9: en azul, máximo gravimétrico local; en rojo, anomalía de la Relación K/eTh; en rosado, máximo de U (Ra); en negro, máximo residual del relieve y dislocaciones tectónicas (Pardo Echarte *et al.*, 2016)

presan en la superficie en una serie de alteraciones y anomalías, tanto químicas como cambios mineralógicos en los suelos y sedimentos (Khan, 2006).

Los puntos en el área de Motembo, se encuentran localizados tanto en rocas de la Asociación Ofiolítica, como en las zonas de la UTE Placetas, aflorantes al Este del yacimiento Motembo, en el Bloque 9, las cuales constituyen dos escenarios geológicos diferentes para la exploración petrolera. El punto Motembo 73, se encuentra sobre una zona anómala que corresponde con el pueblo de Motembo interpretado a partir de su forma como correspondiente con un fenómeno antrópico. Tanto el punto correspondiente al Motembo 73, como el Motembo 2X se encuentran ubicados sobre una anomalía geomorfológica positiva que se interpretó mediante la utilización del Modelo de Elevación Digital (MED) a partir del radar SRTM (**Figura 16**). Al sur de estos puntos, se definió una zona anómala, que en el mapa geológico corresponde con afloramientos de la Asociación Ofiolítica.

El punto Motembo 2x, se encuentra según el mapa geológico fuera del contacto entre la Asociación Ofiolítica y los depósitos postorogénicos, sin embargo, se evidencian zonas con tonos y formas si-

milares a la de estos afloramientos ofiolíticos sobre áreas que se interpretaron como cultivos por los patrones característicos.

Como generalidad, se puede decir que estas zonas anómalas se localizan sobre el levantamiento geomorfológico y se encuentran alineadas en el rumbo NW-SE que se asocia a las trampas petrolíferas en Cuba. La presencia de patrones similares (a aquellos en las zonas anómalas) fuera de los afloramientos de la Asociación Ofiolítica se corresponde con la respuesta en superficie de este tipo de rocas y su composición mineralógica, cuya relación con la exploración petrolera pudiera estar dada por la presencia de fracturamiento, que se comportaría como reservorio secundario dada la naturaleza de las ofiolitas, incapaces de producir hidrocarburos (Ahmed, 2012). Como se contó con el muestreo para geoquímica de superficie, realizado por la Sherritt, donde los puntos muestreados se corresponden con los carbonatos presentes en el área de interés, también se representan de forma cartográfica, para apreciar la respuesta en escenarios carbonatados del margen continental aflorante.

Del análisis se obtuvieron tres zonas diferentes, de las cuales la ubicada más al NE, constituye la

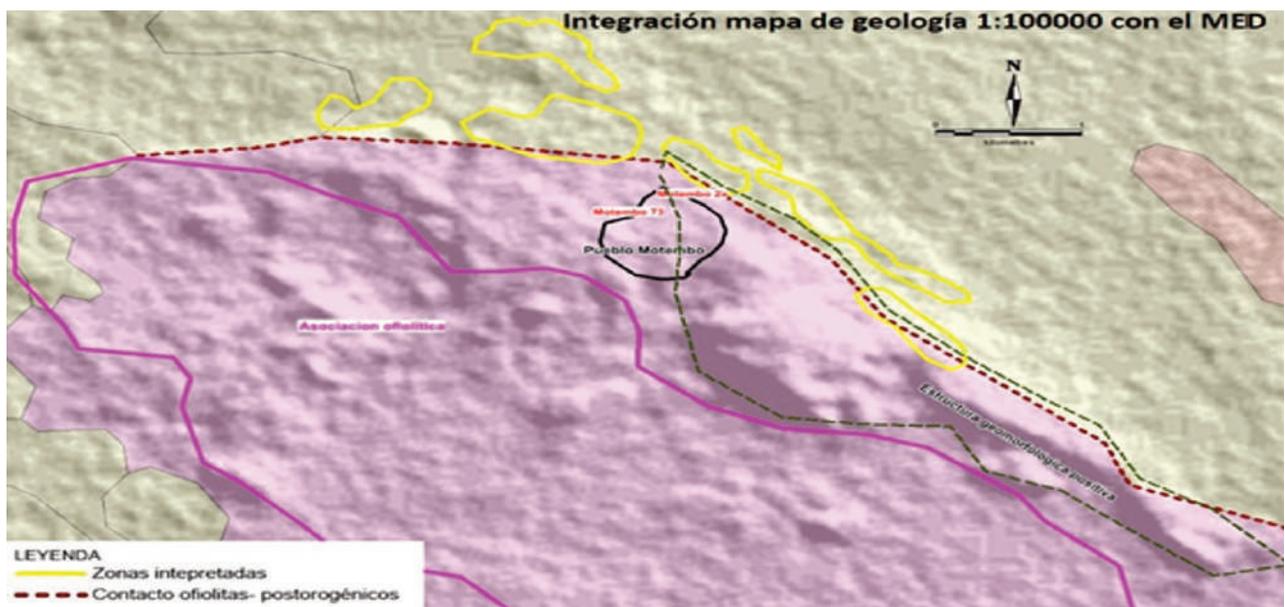


Figura 16. Mapa integrado de geología de superficie con el Modelo de Elevación Digital (MED) a partir de imágenes Radar SRTM

de mayor representación y tamaño. La zona se caracteriza por un relieve llano, sin estructuras geomorfológicas importantes. En este caso la interpretación de la imagen Aster se basó en lo fundamental en el análisis visual, al determinar áreas con características diferentes a los patrones esperados y sin la interferencia del complejo ofiolítico. Las áreas determinadas pudieran estar asociadas a superficies alteradas por la presencia de hidrocarburos que suelen migrar a la superficie (**Figura 17**).

El mapa de la **Figura 18**, presenta la integración de los resultados de la espectrometría gamma aérea, sensores remotos y geoquímica de superficie. En este se aprecia, los resultados que todas las metodologías utilizadas en el área de estudio, indican que las mayores posibilidades para la búsqueda de hidrocarburos gaseosos estarían al sureste del actual yacimiento, en la región correspondiente a los carbonatos, de forma específica en el área ocupada por la Formación Veloz.

CONCLUSIONES

- En general, la integración, realizada a partir de los diferentes métodos no convencionales, apunta hacia la presencia de hidrocarburos gaseosos hacia la parte sureste de Motembo, en la región asociada a los carbonatos.
- Los gases del área tienen múltiples orígenes, los correspondientes a la región sureste, indican que son consecuencias de una exudación activa e intensa, que se corresponde con altos gravimétricos, anomalías de espectrometría gamma aérea y de sensores remotos.
- El estudio de la gravimetría del área indica que los sectores de máximos gradientes horizontales del campo gravitacional, asociados a fallas (ceranos a ellas), como el área del muestreo realizado por Sherritt, son favorables a la acumulación de hidrocarburos.
- El estudio del Complejo de técnicas geofísico-geoquímicas-morfométricas, no sísmicas y no convencionales de exploración, enfoca la cartografía de posibles nuevos objetivos al sureste del territorio Motembo Norte, donde los trabajos de reconocimiento por la espectrometría gamma aérea muestran resultados positivos.
- A partir del estudio de Sensores Remotos se

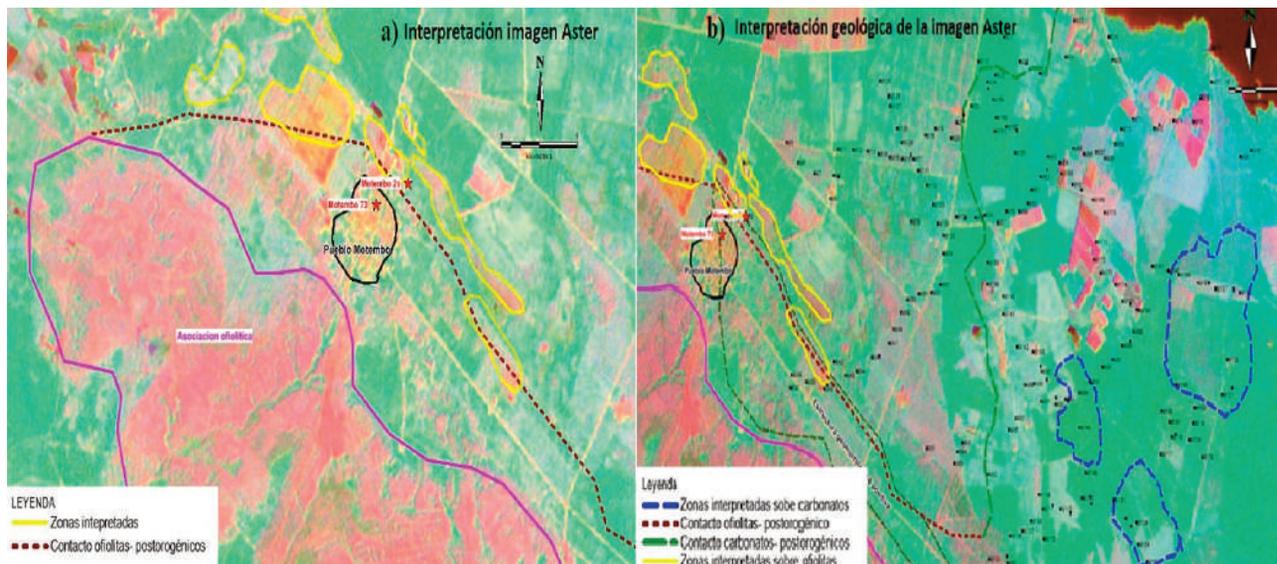


Figura 17. Interpretación geológica de la imagen Aster a partir de los cocientes de bandas 2/1-3-4/9, construidos para determinar indicadores indirectos de la presencia de hidrocarburos (a- Ofiolitas y b- Carbonatos)

obtuvieron tres zonas anómalas que pudieran estar asociadas a superficies alteradas por la presencia de hidrocarburos que estén migrando a la superficie. De estas áreas, la ubicada más al SE, constituye la de mayor representación y tamaño, a partir de la interpretación de la imagen Aster, basada en lo fundamental en el análisis visual al determinar áreas con características diferentes a los patrones esperados y sin la interferencia del complejo ofiolítico.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Ahmed, A., 2012, Remote sensing in petroleum seepages detection, University of Petroleum and Mineral, 18pp.
 Albear, J., Boyanov, I., 1988, Mapa Geológico de

Cuba a escala 1:250000. La Habana, Cuba. Instituto de Geología y Paleontología.
 Domínguez Sardiñas, Z, Jiménez de la Fuente, L., Linares Valdés, L., Rifa Hernández, M., Pardo Echarte, M.E., Prol Betancourt, J.L., Díaz Díaz, M., 2018, Informe final Etapa 4. Proyecto 7082: “Exploración de Gas en Cuba”. Archivo CEINPET La Habana, 97pp.
 Furrzola Bermúdez G. y Núñez K., 1997, Estudios sobre Geología de Cuba, Instituto de Geología y Paleontología, La Habana, Cuba, 527pp.
 Khan, S., 2006, Mapping Alteration Caused by Hydrocarbon Microseepages in Patrick Draw area Southwest Wyoming Using Image Spectroscopy and Hyperspectral Remote

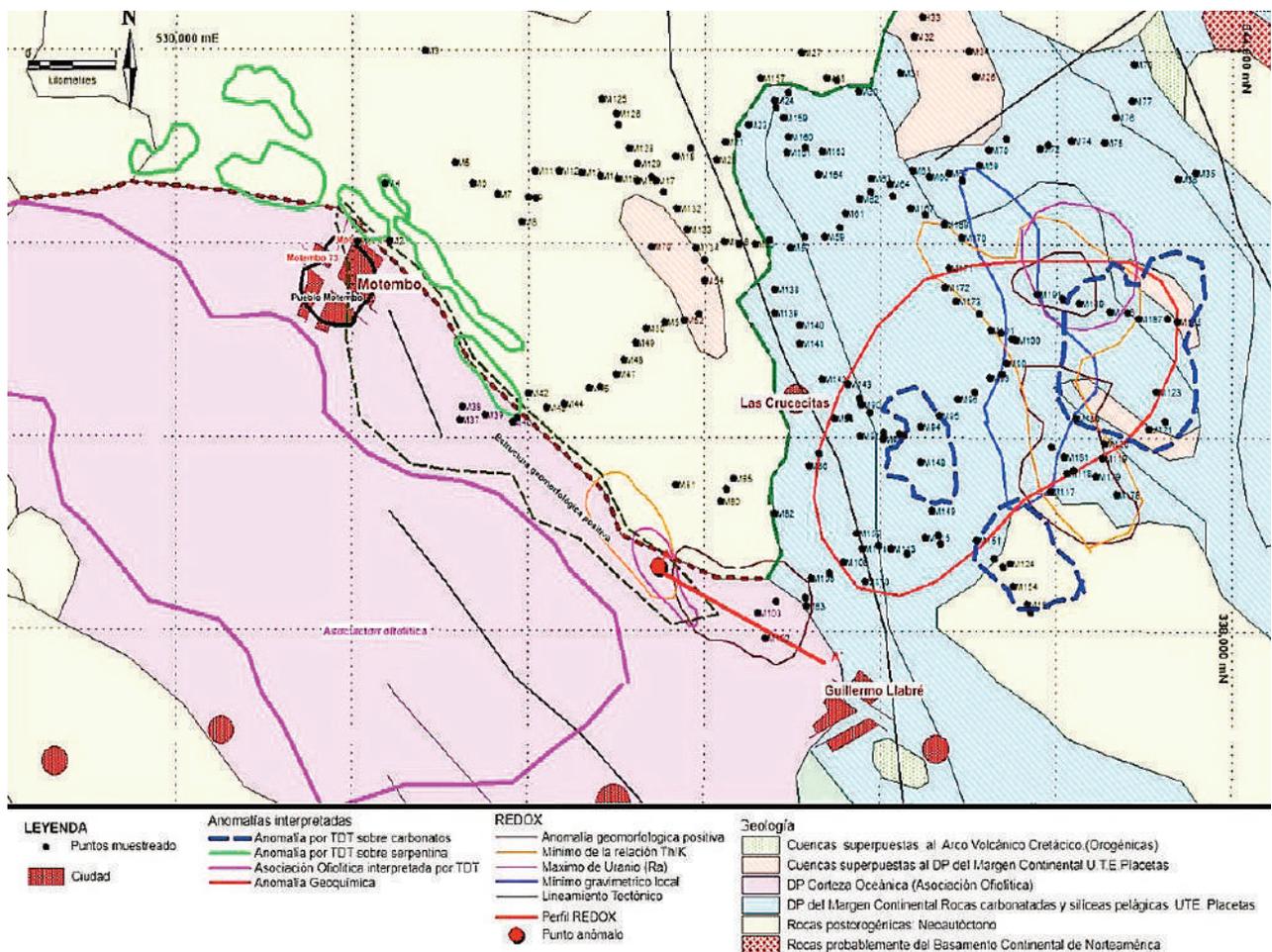


Figura 18. Integración de los resultados de los métodos utilizados en el área de Motembo imágenes Radar SRTM.

Sensing Final Report, Department of Geosciences University of Houston, 105pp.

Linares Cala, E., García Delgado, D. E., Blanco Bustamante, S., Fajardo Fernández, Y., Pérez Machado-Millán, O., Gil González, S. y Perera Falcón, C., 2002, Estratigrafía de las zonas petroleras de la República de Cuba. Ministerio de Energía y Minas. Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), La Habana, Cuba.

Pardo Echarte, M., Rodríguez, O., Jiménez, L., 2016, Informe Reporte de investigación sobre trabajos de métodos no sísmicos y no convencionales en el Bloque 9. Inédito. Ceinpet, La Habana, 11pp.

Prol, J.G. y Arriaza, R., 2009, Sobre la ubicación del yacimiento Motembo en los Campos Potenciales y su relación con la tectónica local. Empresa de Geofísica. Archivo de Digicupet, Inédito. 10pp.

Prol, J.G. y Rifá, M.C., 2016, Informe Caracteriza-

ción del campo gravitatorio en el área de Motembo encaminada a la búsqueda de gas. Inédito. CEINPET, La Habana, 16pp.

Rodríguez, R. y Kolesnikov, L., 1970, Informe sobre el área de Motembo y Corralillo. Inédito. Archivo CEINPET O-45, 53 p.

Schumacher, D., 2008, Non-Seismic Detection of Hydrocarbons: An Overview en AAPG Search and Discovery, Cape Town, South Africa, Article #40392.

Schumacher, D., 2014, Minimizing Exploration Risk: The Impact of Hydrocarbon Detection Surveys for Distinguishing Traps with Hydrocarbons from Uncharged Traps. Geo-Convention 2014: FOCUS.

Sherritt, 1995, Informe sobre el pozo Motembo 1X. Inédito. Archivo CEINPET E-260, 7 p.

Sherritt, 1998, Informe Motembo-Meneses. Sobre su ubicación en los Campos Potenciales y su relación con la tectónica local. Empresa de Geofísica. Archivo de Digicupet, Inédito.

