

## Comprobación de una manifestación de gas en la península de Guanahacabibes, Cuba

**Manuel Enrique Pardo Echarte<sup>1</sup>, Zulema Domínguez Sardiñas<sup>2</sup>, Osvaldo Rodríguez Morán<sup>3</sup>, Lester Rivas Transancos<sup>4</sup>, Lourdes Jiménez de la Fuente<sup>5</sup>, Octavio del Sol Ortega<sup>6</sup>, Leodegario Lufriú Díaz<sup>7</sup>**

<sup>1</sup> *Ingeniero Geofísico, Doctor en Ciencias Geológicas, Investigador Titular y Profesor Titular del Centro de Investigación del Petróleo, Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, Cerro, La Habana, CP 10 600. ORCID ID: 0000-0003-0669-4413. Correo E.: pardo@ceinpet.cupet.cu; mpardoecharte@gmail.com.*

<sup>2</sup> *Ingeniera Química, Doctora en Sistemas Petroleros, homologado a Doctora en Ciencias Químicas por la Universidad de La Habana. MES. Profesora Titular e Investigador Titular y del Centro de Investigación del Petróleo, Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, Cerro, La Habana, CP 10 600. ORCID ID: 0000-0002-2539-5673. Correo zulds@ceinpet.cupet.cu; 0000-0002-2539-5673.*

<sup>3</sup> *Ingeniero Geofísico. Máster en Geología Petrolera. Doctor en Ciencias Técnicas. Profesor Titular e Investigador Titular de la Universidad Tecnológica de La Habana, «José Antonio Echeverría», Cujae, Ave 114 No. 11901, entre Ciclovía y Rotonda, Marianao, C.P. 19390, La Habana, Cuba. ORCID ID: 0000-0001-9153-4603, Correo E.: ormoran2016@gmail.com.*

<sup>4</sup> *Licenciado en Educación en la especialidad de Química (ISPETD). Máster en Ingeniería Ambiental. Investigador Agregado. Centro de Investigación del Petróleo. Churruca No. 481, e/ Vía Blanca y Washington, Cerro. C.P. 10 600. La Habana, Cuba. ORCID ID: 0000-0001-9521-4420. Correo E.: lester@ceinpet.cupet.cu; lester83@gmail.com.*

<sup>5</sup> *Licenciada en Geografía. Máster en Geología Petrolera. Investigador Agregado, Centro de Investigación del Petróleo, Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, Cerro, La Habana, CP 10600. ORCID ID: 0000-0003-3735-442X. Correo E.: lourdes@ceinpet.cupet.cu, loujdf@gmail.com*

<sup>6</sup> *Licenciado Química. Investigador Agregado Centro de Investigación del Petróleo, Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, Cerro, La Habana, CP 10600. ORCID ID: 0000-0003-1769-8858. Correo: octavio@ceinpet.cupet.cu.*

<sup>7</sup> *Ingeniero Geofísico. Doctor en Ciencias Técnicas. Profesor Titular de la Universidad Tecnológica de La Habana, «José Antonio Echeverría», Cujae, Cuba. ORCID ID: 0000-0002-7775-8093. Correo E.: leodegario.lufriu@gmail.com, leodegario.lufriu@cubava.cu.*

### Resumen

La microfiltración de las acumulaciones de gas biogénico produce varias anomalías como el carbonato magnético del suelo, los mínimos de radiación y otras. Tales anomalías son idénticas a las anomalías creadas por la microfiltración de un depósito de hidrocarburos

termogénico. De ahí, que los exploradores que utilizan los métodos indirectos de la Exploración Geoquímica de Superficie, serán conscientes de la posibilidad de falsas anomalías causadas por depósitos de metano biogénico. El objetivo de la investigación consistió en determinar la posible presencia de hidrocarburos en la

---

Pardo-Echarte, T. E., Domínguez-Sardiñas, Z., Rodríguez-Moran, O., Rivas-Transancos, L., Jiménez-De la Fuente, L., del So-Ortega, O., Lufriú-Díaz, L., 2024, Comprobación de una manifestación de gas en la península de Guanahacabibes, Cuba: Geociencias UO. v. 13, núm. 1, junio 2024. pp. 65-78.

profundidad del área y establecer su naturaleza termogénica o biogénica. Para ello se realizó un perfil W-E de 5 km (paso 300 m) a lo largo de la carretera. Los materiales utilizados fueron: Imágenes Google Earth de la localidad, hoja topográfica 3281 IV Cabo de San Antonio (escala 1:50000), imágenes satelitales del Landsat 7M, Modelo de Elevación Digital (90x90 m) y mapa geológico digital (escala 1:100000). Los métodos utilizados fueron: Observaciones medio-ambientales y geológicas de campo; kappametria; Pedogeoquímica; Registro de gases de campo; Extracción con solvente para determinación de grasas y aceites; Cromatografía Líquida y de Gases y Espectrometría de masas. Como resultado de la investigación, se estableció la presencia de gas metano de naturaleza biogénica acumulado en la profundidad somera del área. Esto evita la continuación de las tareas exploratorias en busca de hidrocarburos termogénicos, demostrando la necesidad y validez del uso integrado de técnicas indirectas y directas en la exploración geoquímica de superficie.

**Palabras Clave:** hidrocarburo termogénico; hidrocarburo biogénico; exploración geoquímica de superficie; kappametria; pedogeoquímica; registro de gases; cromatografía; espectrometría de masa.

#### **Abstract**

Microseepage of biogenic gas accumulations produces various anomalies such as magnetic soil carbonate, radiation minima, and others. Such anomalies are identical to anomalies created by microseepage from a thermogenic hydrocarbon reservoir. Hence, explorers using indirect Surface Geochemical Exploration methods will be aware of the possibility of false anomalies caused by biogenic methane deposits. The objective of the investigation was to determine the possible presence of hydrocarbons in the depth of the area, establishing its thermogenic or biogenic nature. For this, a W-E profile of 5 km (step 300 m) along the road was made. The materials used were: Google Earth images of the locality, topographic sheet 3281 IV Cabo de San Antonio (1:50000 scale), satellite images from Landsat

7M, Digital Elevation Model (90x90 m) and digital geological map (1:100000 scale). The methods used were: Environmental and geological field observations; Kappametry; Soil geochemistry; Field Gas observations; Solvent extraction for determination of fats and oils; Liquid and Gas Chromatography and Mass spectrometry. As a result of the investigation, the presence of biogenic methane gas accumulated in the shallow depth of the area was established. This avoids the continuation of exploratory tasks in search of thermogenic hydrocarbons, demonstrating the need and validity of the integrated use of indirect and direct techniques in Surface Geochemical Exploration.

**Key words:** thermogenic hydrocarbon; biogenic hydrocarbon; surface geochemical exploration; kappametry; soil geochemistry; gas observations; chromatography; mass spectrometry

#### **Resumo**

A microinfiltração de acumulações de gases biogênicos produz várias anomalias como carbonato magnético do solo, mínimos de radiação, entre outros. Tais anomalias são idênticas às anomalias criadas por microinfiltração de um reservatório de hidrocarboneto termogênico. Portanto, exploradores que utilizam métodos indiretos de Exploração Geoquímica de Superfície devem estar cientes da possibilidade de falsas anomalias causadas por depósitos de metano biogênico. O objetivo da investigação foi determinar a possível presença de hidrocarbonetos na profundidade da área, estabelecendo sua natureza termogênica ou biogênica. Para isso, foi feito um perfil W-E de 5 km (passo 300 m) ao longo da estrada. Os materiais utilizados foram: imagens do Google Earth da cidade, Folha topográfica 3281 IV Cabo de San Antonio (escala 1:50000), imagens de satélite do Landsat 7M, Modelo Digital de Elevação (90x90 m) e mapa geológico digital (escala 1:100000). Os métodos utilizados foram: Observações ambientais e geológicas de campo; Capametria; Pedogeoquímica; Registro de Gás de Campo; Extração por solvente para determinação de gorduras e óleos; Cromatografia Líquida e Gasosa e Espectrometria de Massa. Como resultado da

investigação, foi estabelecida a presença de gás metano biogênico acumulado na rasa profundidade da área. Isso evita a continuidade das tarefas exploratórias em busca de hidrocarbonetos termogênicos, demonstrando a necessidade e validade do uso integrado de técnicas indiretas e diretas na exploração geoquímica de superfície.

**Palavras-chave:** hidrocarboneto termogênico; hidrocarboneto biogênico; exploração geoquímica de superfície; capametría; pedogeoquímica; registro de gás; cromatografía; espectrometría de massa.

## INTRODUCCIÓN

De acuerdo con Price (1985), los métodos, como la medición isotópica de carbono en cementos de carbonato, los mínimos de radiación, la detección aeromagnética, la polarización inducida, etc., dependen de la interacción de los microorganismos con la Serie de Hidrocarburos (SHC) que migran verticalmente y por lo tanto, pueden indicar un depósito de hidrocarburos (HC). Sin embargo, tal depósito de HC no es necesariamente un depósito de HC termogénico, por lo tanto, en cierto sentido, podría ser un tipo de falsa anomalía.

Según el mismo autor, el metano biogénico (MB), es un subproducto del ataque a la materia orgánica por bacterias anaerobias durante el enterramiento somero y diagénesis de los sedimentos superficiales. Aunque la mayor parte del MB se pierde en la interfase sedimento-agua de mar durante el enterramiento, se retiene lo suficiente y luego es movilizado, de tal manera, que puede resultar en acumulaciones comerciales significativas. Se conoce de acumulaciones en todo el mundo, en muchas cuencas de petróleo distintas y para muchos tipos diferentes de trampas, lo que sugiere que las acumulaciones de MB ocurrirían en cualquier lugar de una cuenca sedimentaria y en cualquier tipo de trampa. En particular, en el entorno de la plataforma marina, la deposición de limo y arena discontinuos y relativamente impermeables, envueltos por barro rico en materia orgánica y arcilla, proporciona condiciones en extremo favorables para la generación y el entrapamiento in situ del MB.

La microfiltración de las acumulaciones de gas

biogénico, da como resultado varias anomalías como el carbonato magnético del suelo (incluido el CO<sub>2</sub> ocluido con calcita) y los mínimos de radiación. Tales anomalías son idénticas a las creadas por la microfiltración de un depósito de HC termogénico. De ahí, que los exploradores que utilizan los métodos de la Exploración Geoquímica de Superficie (EGS), en especial los indirectos, siempre serán conscientes de la posibilidad de falsas anomalías causadas por depósitos de MB en las plataformas petrolíferas, normalmente estables de cuencas sedimentarias. En particular, las técnicas de exploración directa que miden C<sub>2</sub>-C<sub>5</sub> de la SHC (no asociados con C<sub>6</sub> + SHC) no están sujetas a tal problema por la falta de C<sub>2</sub>-C<sub>5</sub> de la SHC en el MB y son específicas para los depósitos de HC termogénicos (Price, 1985). Como antecedente de la ocurrencia de gas en Guanahacabibes, se tiene que, según el Dr. Leodegario Lufriú (comunicación verbal), un fuerte olor a sulfuro de hidrógeno se siente, aproximadamente, entre los 6.0 y 8.2 km del faro RONCALI en dirección Este por la carretera (**Figura 1**). Este fuerte olor a gas fue percibido durante 15 años (entre 1993 y 2015), coincidente con el tiempo en que trabajó el Dr. Lufriú en Guanahacabibes y también se conoce de otros reportes posteriores (2015) por parte de visitantes de la localidad.

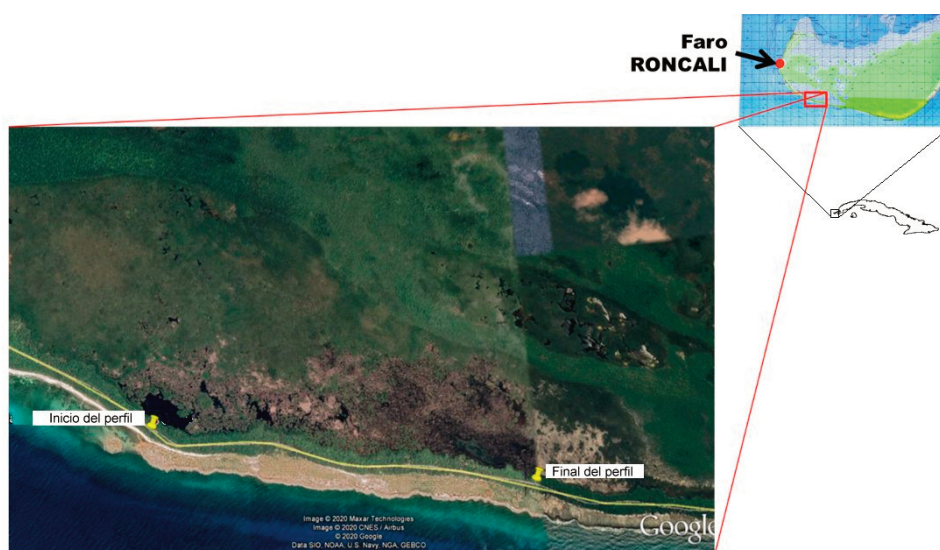
En la **Figura 1**, existe un área desprovista de vegetación de forma elíptica alargada, paralela y muy próxima a la carretera donde, según el mapa geológico (Colectivo de Autores, 2010), aflora en forma de ventana, la Formación Jaimanitas del Cuaternario (más antigua), rodeada por depósitos cuaternarios recientes y la Formación Vedado del Cuaternario debajo. La referida estructura antifórmica aflorada (posiblemente heredada) se ve reflejada, con mucha precisión, por sendas anomalías en los escenarios satelitales Térmico y Visible (Redox) (**Figura 2**). Al Sur de ellas, en la misma costa, se observa una anomalía morfométrica residual positiva de baja amplitud la cual, al parecer, no guarda relación con el cuadro anterior. La confrontación con los datos geológicos y el empleo de los referidos escenarios (satelitales y morfométrico), como regla, siempre anteceden a los trabajos terrestres de comprobación (Pardo Echarte *et. al.*, 2022).

La naturaleza geológica de las anomalías satelitales determinadas, se explican por el marcado carácter carbonoso de los sedimentos locales (presumiblemente también de la Formación Jaimanitas), observado en los suelos arenoso-carbonosos a todo lo largo del perfil estudiado.

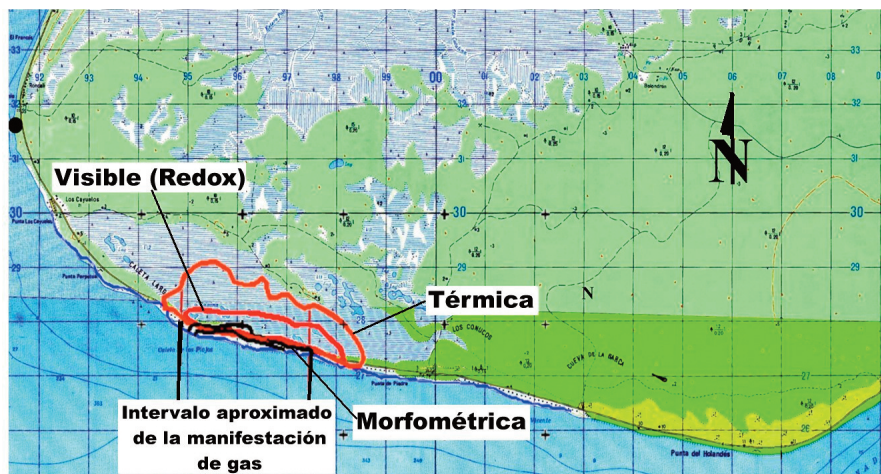
**Se ofrece una introducción imprescindible sobre el origen y la clasificación de los hidrocarburos y gases asociados:**

Los hidrocarburos se dividen en dos clases principales

conforme a su estructura química: los alifáticos y los aromáticos (Morrison y Boyd, 1998; Olah *et al.*, 2018). De acuerdo con su capacidad química para mezclarse con otros compuestos pueden separarse en polares (asfaltenos y resinas, que se mezclan) o no polares (alifáticos y aromáticos, que no se mezclan) (Borges, 2013). En la **Figura 3** se presenta la clasificación de los hidrocarburos de acuerdo con su polaridad. Los hidrocarburos aromáticos, a pesar de solo conformar de un 3 a un 7 % del petróleo crudo, son muy relevantes dada la información que suministran desde el punto de vista



**Figura 1.** Localidad de la manifestación de gas en la península de Guanahacabibes



**Figura 2.** Anomalías satelitales: Térmica, Visible (Redox) y Morfométrica. Intervalo aproximado de la manifestación de gas, según el Dr. Lufriú



ambiental y geoquímico (Bojes y Pope, 2007; Domínguez Sardiñas, 2008; Shen, 2016).

Los yacimientos petroleros son el resultado de la transformación por temperatura de la materia orgánica, es decir, restos de plantas y otros organismos que se acumulan en el fondo del mar y que son enterrados por los sedimentos (IMP, 2015). La materia orgánica es producto principalmente de la producción primaria en sistemas marinos o terrestres, parte de esta es acumulada en el fondo marino y transformada en petróleo aromático por medio de procesos que toman millones de años. El proceso de transformación de la materia orgánica, la diagénesis, involucra el enterramiento de la materia orgánica y su degradación lenta bajo condiciones de calor y alta presión. Sin embargo, para que se produzca un yacimiento petrolero es necesario, además, que las condiciones sedimentarias hayan sido idóneas para evitar la fuga del petróleo y el gas que se acumula en rocas almacén (IMP, 2015; SGM, 2017). Para ello, un sistema natural debe cumplir con ciertas condiciones geológico-estructurales que permitan la acumulación del petróleo, con la formación de yacimientos, siendo en este caso los hidrocarburos termogénicos. No obstante, existen además hidrocarburos biogénicos, diagénicos y pirogénicos, los cuales se distinguen por su caracterización química y por medio de

índices cuyos valores son indicativos de la fuente.

Los hidrocarburos biogénicos son generados por procesos biológicos o durante los estadios tempranos de la alteración de los sedimentos marinos recientes (diagénesis, cambios físicos, químicos y biológicos *in situ* que sufre la materia orgánica). Las fuentes biológicas incluyen plantas terrestres, fitoplancton, animales, bacterias, macroalgas y microalgas. La composición química de los hidrocarburos biogénicos tiene como característica que presenta cadenas de hidrocarburos de 15 a 35 átomos de carbono fundamentalmente ( $C_{15}$  a  $C_{35}$ ) ya que los compuestos de  $C_3$  a  $C_{14}$ , están ausentes en los organismos vivos. Además, presentan cadenas de carbonos nones (impares) en mayor abundancia que cadenas de carbonos pares (Wang y Fingas, 2003). Los hidrocarburos pirogénicos se generan por combustión de productos orgánicos, esto puede ocurrir durante incendios forestales o la quema intencional de vegetación (residuos de cosecha, madera, etc.), carbón y de combustibles fósiles como petróleo crudo, gasolina, diésel combustóleo y aceites (Colombo *et al.*, 1989; De Luca *et al.*, 2005; Mille, 2007).

Es posible entonces encontrar hidrocarburos en sedimentos recientes, que pudieran ser de carácter antropogénico, biogénico o pirogénico y una de las fuen-

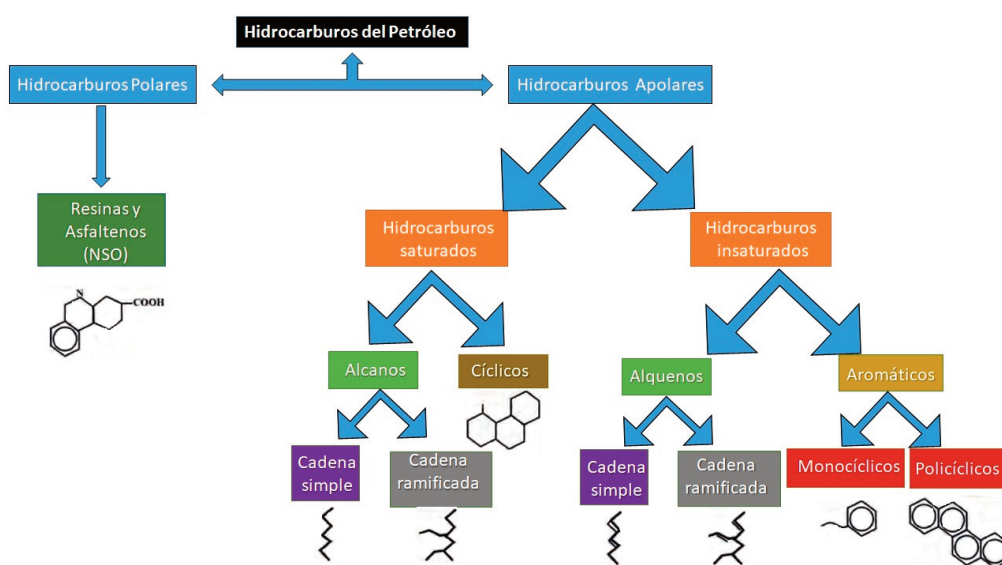


Figura 3. Clasificación general de los hidrocarburos del petróleo (Domínguez Sardiñas, modificado de Herzka *et al.*, 2020)

tes pueden ser los incendios, consideradas un aporte significativo a nivel mundial (Farrington y Mc Dowell, 2004). Otra de las características para distinguir el origen de los hidrocarburos presentes en una muestra es la presencia de compuestos biomarcadores (Peters y Moldowan, 1993; Peters, Walters y Moldovan, 2005) y su ausencia es indicativa de la presencia de hidrocarburos biogénicos, dado que la principal característica estructural identificadora de los biomarcadores es que son químicamente estables durante la sedimentación y el enterramiento temprano, y por tanto, perduran en los reservorios de hidrocarburos termogénicos. La composición de un Gas Natural, desde el punto de vista geoquímico, está constituida por mezclas de hidrocarburos esencialmente puros, hasta mezclas con gases no hidrocarburos cuyos principales componentes son nitrógeno (N<sub>2</sub>), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y Sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) (Aali, 2006).

El compuesto predominante es el metano (CH<sub>4</sub>) y su fuente, casi obvia, es la reducción de la materia orgánica soluble (MOS) y quizás el CO<sub>2</sub>. Se sabe que la fotosíntesis de la clorofila produce alcoholes (metanol y etanol) que producen los hidrocarburos correspondientes (metano y etano en mucha menor proporción). Se trata de la conversión de grupos carboxilatos a hidrocarburos gaseosos, según la reacción:

Luego, el ácido acético produce metano y el propiónico etano. El modelo zonal de los procesos microbiológicos se limita a 1 km bajo tierra (unos 40 °C). Con un entrapamiento más profundo se alcanzan temperaturas en las cuales la descarboxilación térmica puede generar hidrocarburos más pesados (Chun Fan, 2005; Aali, 2006).

**La presencia de compuestos de azufre en los hidrocarburos se puede deber a cuatro fuentes principales:**



R = Grupo alquilo

1. La reducción termoquímica de los sulfatos inorgánicos o el azufre elemental (H<sub>2</sub>S mayor que un 10 %)
2. Descomposición térmica del azufre orgánico existente en kerógeno/petróleo bajo la forma de heterocompuestos
3. Reducción de sulfatos por bacterias (H<sub>2</sub>S menor que un 5 % y temperaturas inferiores a 80 °C).
4. Hidrólisis ácida de sulfuros metálicos, particularmente de hierro.

Estudios isotópicos han comprobado que el H<sub>2</sub>S de reservorios someros proviene de la reducción microbiológica de sulfatos del agua y la biodegradación de la materia orgánica, sólo en rocas evaporíticas profundas, es producto de reducción termoquímica (Cursi, 2000).

El objetivo principal de la investigación consistió en determinar la posible presencia de hidrocarburos en la profundidad, en los límites de la manifestación de gas reportada, estableciendo su naturaleza termogénica o biogénica. Para ello se realizó un perfil, con un paso de 300 m, a lo largo de la carretera, partiendo del límite periclinal occidental de la estructura antifórmica (**Figura 4**) y extendiéndose al este por cerca de 5 km, con el fin de cubrir toda la extensión del reporte de gas y a su vez, obtener la mayor información posible del nivel de Fondo Local (promedio de los valores mínimos) para algunas de las observaciones a realizar (kappametría y pedogeoquímica) (Pardo Echarte y Rodríguez Morán, 2022).

## MATERIALES Y MÉTODOS

**Los materiales utilizados en la investigación fueron:**

1. Imágenes *Google Earth* de la localidad
2. Hoja topográfica 3281 IV Cabo de San Antonio, a escala 1:50000 del Instituto Cubano de Geodesia y Cartografía (ICGC)
3. Imágenes satelitales del Landsat 7M (canales infra-rojo-térmico y visible)
4. Modelo de Elevación Digital 90x90 m (Sánchez Cruz *et. al*, 2015)
5. Mapa Geológico Digital a escala 1:100000 de la República de Cuba (Colectivo de Autores, 2010).

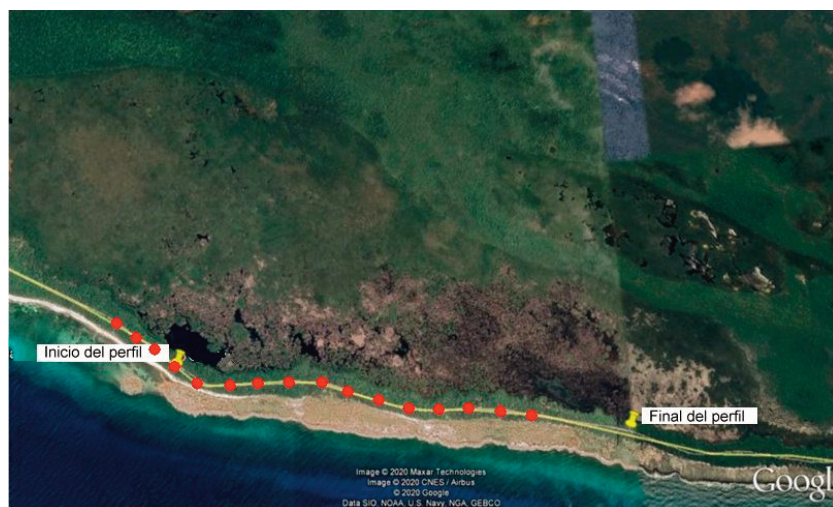


Figura 4. Estructura antifórmica y perfil de estudio medido

#### Los métodos utilizados en la investigación fueron:

1. Observaciones medio-ambientales y geológicas de campo
2. Kappimetría (campo y muestras)
3. Pedogeoquímica (Digestión total con ácido clorhídrico, Espectrometría con ICP y horizonte muestreado-nivel de acreción metálica [10-30 cm])
  1. Registro de gases de campo (mediante fotoionización)
  2. Extracción con solvente (*Softlet*), para determinación de grasas y aceites
  3. Cromatografía Líquida mediante columna de absorción, determinación de fracciones de alifáticos (F1) y aromáticos (F2)
  4. Cromatografía de Gases (detector fotométrico de llama, FID)
  5. Espectrometría de masas, *Full Scan*.

Las técnicas de procesamiento contemplaron el uso de los softwares Oasis Montaj v 7.01 de Geosoft, ENVI v 5.7, Excel 2013 de Microsoft y MSD Productivity ChemStation, v E.02.02.

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Observaciones ambientales, geológicas, geofísicas y geoquímicas de campo.

Desde el mismo inicio de los trabajos terrestres de com-

probación, las observaciones medio-ambientales y geológicas (vegetación vigorosa, abundante material carbonoso y ausencia de zonas ferríferas), unidas a la baja amplitud de las observaciones geofísicas de kappimetría (menor que 1.5 veces el Fondo Local) y a los pobres resultados del registro de gases (solo dos estaciones [G-1 y G-4] con valores anómalos de Sulfhídrico y uno de ellos [G-1] con Metano [C1] y Etano [C2] anómalos), llevaron a los autores a considerar la posible presencia de hidrocarburos de naturaleza biogénica. Solo el hecho de la determinación puntual de Etano anómalo en G-1 podía sugerir una posible naturaleza termogénica (Price, 1985), pero una vez obtenidos los resultados geoquímicos de laboratorio esta hipótesis fue descartada.

En el análisis de la situación geológica, se tuvo en cuenta la proximidad de los primeros puntos del perfil al límite periclinal occidental de la referida estructura antifórmica (**Figura 4**), lo cual podía conllevar a un comportamiento anómalo de estas observaciones, debido a la coincidencia espacial con la llamada «Zona de Fugas» (Agua + Hidrocarburos Ligeros, desde una acumulación en profundidad a la superficie) (Pirson, 1969).

### Geoquímica de Superficie

#### **Pedogeoquímica**

Los resultados de la Pedogeoquímica (Digestión total con ácido clorhídrico, Espectrometría con ICP y hori-

zonte muestreado-nivel de acreción metálica [10-30 cm] ) se muestran en la **Tabla 1**.

Como primer paso en el análisis, el contenido de hierro se examinó con los resultados de la kappametria en muestras de suelo (Kappa, en 10<sup>-3</sup> SI) (**Figura 5**). Los valores del Fondo Local se exhiben en forma de una línea horizontal de color marrón. En los gráficos se aprecia una buena correspondencia entre ambas magnitudes, lo cual indica la utilidad de la kappametria como método de avance. A partir del examen de las curvas, se observan dos primeras zonas con valores incrementados (hasta la estación G-8) que parecen estar relacionadas con la presencia de los hidrocarburos, dada su relación con el vanadio incrementado hasta la estación G-10 (**Figura 6**). La amplitud de los valores anómalos en la estación G-0 (mayor que 1.5 veces el Fondo Local), tanto para el contenido de hierro como para el del vanadio, es diagnóstica de la presencia de hidrocarburos en la profundidad (presumiblemente somera, en este caso) (Pardo Echarte y Rodríguez Morán, 2022).

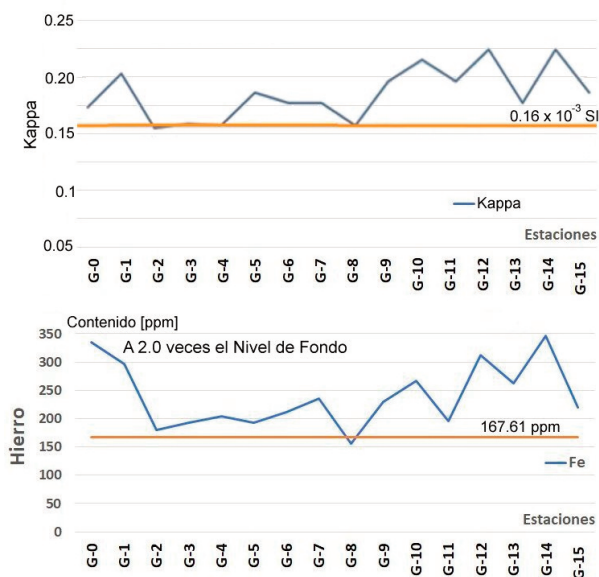
Con las **figuras 7 y 8** se pretende ofrecer información sobre la naturaleza ligera o pesada del hidrocarburo en la profundidad. Se conoce que, para el hidrocarburo pesado, existe una precisa correspondencia entre las observaciones (curvas) del vanadio y el níquel (Pardo Echarte y Rodríguez Morán, 2022).

Elemento U/M	Fe	Ni	Pb [ppm]	V	Zn
G-0	334.606	13.766	29.626	34.237	14.953
G-1	296.715	13.732	21.98	30.684	18.827
G-2	179.446	13.635	28.761	30.363	14.96
G-3	192.327	13.708	30.467	31.363	13.573
G-4	203.595	13.851	27.645	27.295	15.64
G-5	192.659	13.82	27.253	24.025	13.619
G-6	211.677	13.945	28.833	31.452	16.673
G-7	234.773	14.017	29.16	25.237	141.697
G-8	155.757	13.938	25.567	30.895	16.738
G-9	229.376	14.019	29.146	27.049	14.407
G-10	266.978	14.011	30.369	22.287	16.305
G-11	196.337	13.979	29.464	21.723	12.69
G-12	312.599	13.961	33.751	22.168	17.561
G-13	262.992	14.064	27.727	20.272	15.231
G-14	346.634	13.995	28.499	26.882	15.65
G-15	219.936	7.775	28.537	23.379	16.314

**Tabla 1.** Resultados de la Pedogeoquímica

No ocurre así cuando el hidrocarburo es ligero (**Figura 7**) donde, como regla, se reporta la presencia de plomo y/o zinc, la cual puede ser ocasionalmente anómala (**Figura 8**).

Al considerar los valores de la relación V/Ni (**Tabla 2**) se observa que resulta siempre menor que 4, lo cual es indicativo de la naturaleza biogénica de los hidrocarburos (Villacreces Carbajal, 2013). De esta manera, a partir de los resultados de la Pedogeoquímica,



**Figura 5.** Resultados de la kappametria en muestras de suelo y contenido de hierro.



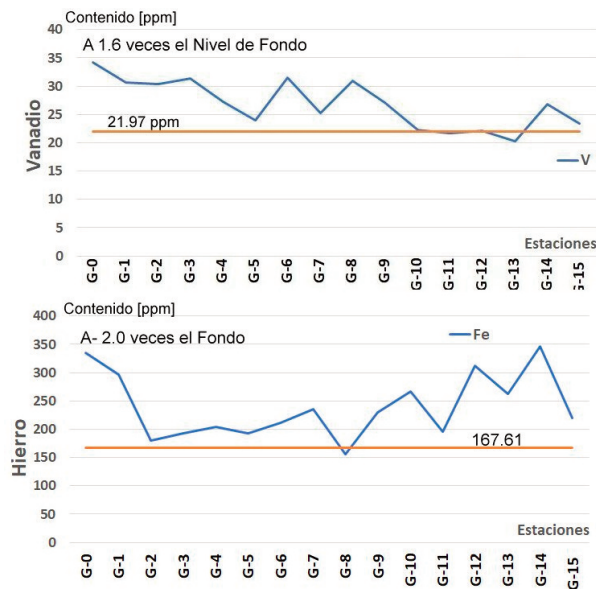
se concluye sobre la posible presencia de una acumulación, presumiblemente somera, de hidrocarburos ligeros (al parecer, gas Metano) de naturaleza biogénica en el área de estudio.

### Otros estudios de Geoquímica de Superficie

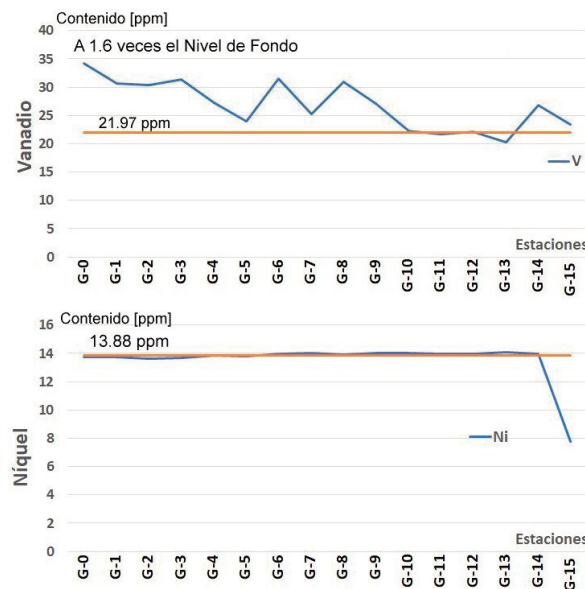
La **Tabla 2** muestra los resultados de los análisis realizados con el objetivo de determinar la presencia y tipo de gas en el área de estudio.

Los análisis realizados corresponden a sólo siete de las 16 estaciones muestreadas, dado que éstas fueron las únicas que mostraron contenido de gas en el campo, a partir de las lecturas realizadas con el equipo de fotoionización MINI RAE 3000 (**Figura 9**).

Del conjunto de las siete muestras analizadas, solo cuatro mostraron valores anómalos (correspondientes con las estaciones de muestreo G-0, G-1, G-4 y G-5). De ellas, se descartó la correspondiente a la esta-



**Figura 6.** Gráficos de los contenidos de vanadio y hierro.



**Figura 7.** Gráficos de los contenidos de vanadio y níquel

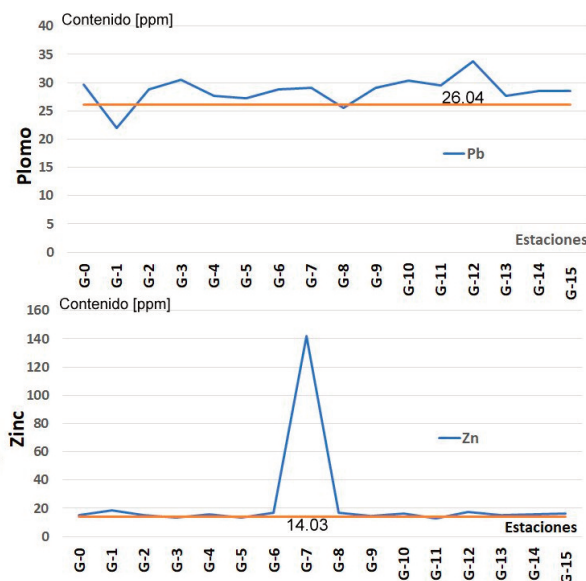


Figura 8. Gráficos de los contenidos de plomo y zinc

ción G-4, la cual mostró la mayor cantidad de sulfuro de hidrógeno y monóxido de carbono, además de una cantidad significativa de grasas y aceites (G/A), debido a que estos valores elevados se corresponden, al parecer, con un proceso de combustión local. Esto es apreciable en la **Figura 9**, donde aparece la vegetación quemada.

Las tres muestras anómalas restantes fueron sometidas al análisis por cromatografía de gases, acoplada a espectrometría de masas. Para ello, se realizó la purificación de las muestras en columna con sílica/alúmina hasta obtener los extractos de hidrocarburos saturados (F1) e hidrocarburos aromáticos (F2). Posteriormente, se concentraron los mismos hasta la sequedad y se trasvasaron con n-hexano (F1) y con una mezcla de diclorometano (DCM): n-hexano (1:1) (F2) a viales de

inyección (1.5 mL) para el análisis mediante cromatografía de gases con detector másico. Para ello se utilizó Equipo cromatógrafo de gases *Argilent 7890A*, con detector de masas 5975C, provisto de una columna capilar DB-1 (30 m x 0.250 mm d.i y 0.25 µm de espesor de película). Como gas portador, se empleó el helio con 99.5 % de pureza. El modo de ionización fue por impacto electrónico, con una energía de 70 eV.

Para la identificación de los compuestos se utilizaron los cromatogramas y espectros de masas correspondientes.

Los resultados obtenidos se compararon con los datos de bibliotecas de espectros o cartoteca NIST 32. Las **figuras 10-11**, muestran los cromatogramas de masa obtenidos para la fracción de saturados (F1) y la

Muestras	G/A	V/Ni	H.C. Aromáticos	H <sub>2</sub> S	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	CO
	[mg/kg]			[ppm]			
0 (114)	434	2.5	4.24*	0.01	0.1	0	0.1
1(115)	95	2.2	0.22	1.1*	2000*	0.3*	0.1
4	153	2	0.42	1.7*	0.1	0	11*
5(117)	186	1.7	2.9	0.1	0.1	0	1
6	39	2.3	0.33	0.1	0.1	0	0.1
7	37	1.8	0.24	0.1	0.1	0	0.1

\* Valores Anómalos

Tabla 2. Resultados de los análisis químicos y mediciones de campo



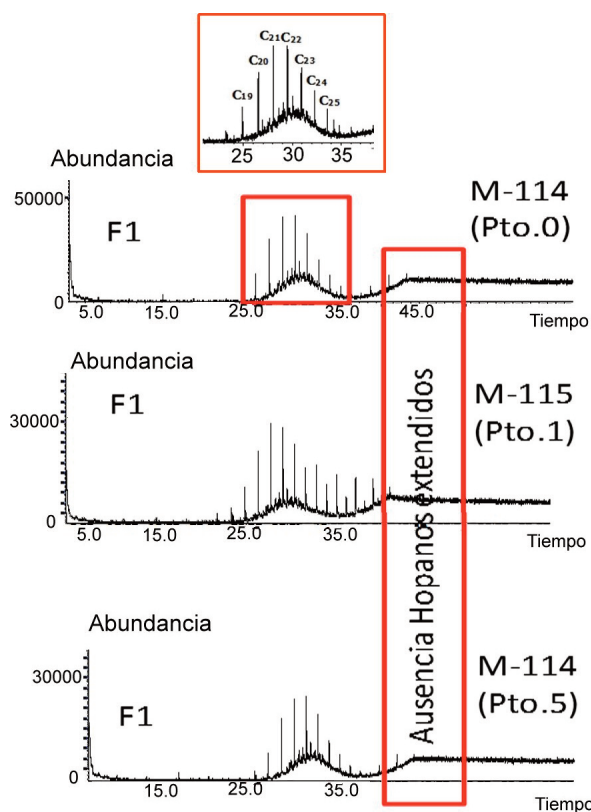
**Figura 9.** Muestreo en estación G-4, donde se observa el Fotoionizador utilizado en la medición de los gases de campo.

fracción de aromáticos (F2) y la **Figura 12**, la comparación de los perfiles de las tres muestras y el blanco corrido.

Los resultados de la cromatografía de gases acoplada a la espectrometría de masas, confirman la naturaleza biogénica de los hidrocarburos presentes en los puntos de muestreo estudiados, dado que en la **Figura 10**, se observa cómo en la zona correspondiente a los biomarcadores (Hopanos extendidos) hay ausencia total de éstos; además, en el cromatograma comienzan a aparecer los picos por encima de  $C_{15}$  ( $C_{23}$ - $C_{33}$ ) lo que permite establecer que son el resultado del aporte de detritus de plantas terrígenas, donde el predominio de los mismos corresponde con cadenas impares. Por su parte la **Figura 11** muestra un perfil prácticamente nulo de compuestos aromáticos, sólo la muestra G-0 (114), presenta algunos aromáticos los cuales deben corresponderse con hidrocarburos policíclicos aromáticos, sin rearreglo, típicos de hidrocarburos biogénicos (Herzka, 2020). Otra característica es que fueron monitoreados los iones masa/carga ( $m/z$  231), correspondientes a biomarcadores triaromáticos, presentes hasta en las muestras más inmaduras y en todos los casos el patrón fue nulo.

En cuanto a la naturaleza del sulfuro de hidrógeno detectado, se sugiere que proviene, al parecer, de la reducción microbiológica de sulfatos del agua y la

biodegradación de la materia orgánica, aunque no se descarta una posible hidrólisis ácida de sulfuros metálicos, particularmente de hierro.



**Figura 10.** Perfil de hidrocarburos alifáticos en las muestras en estudio.

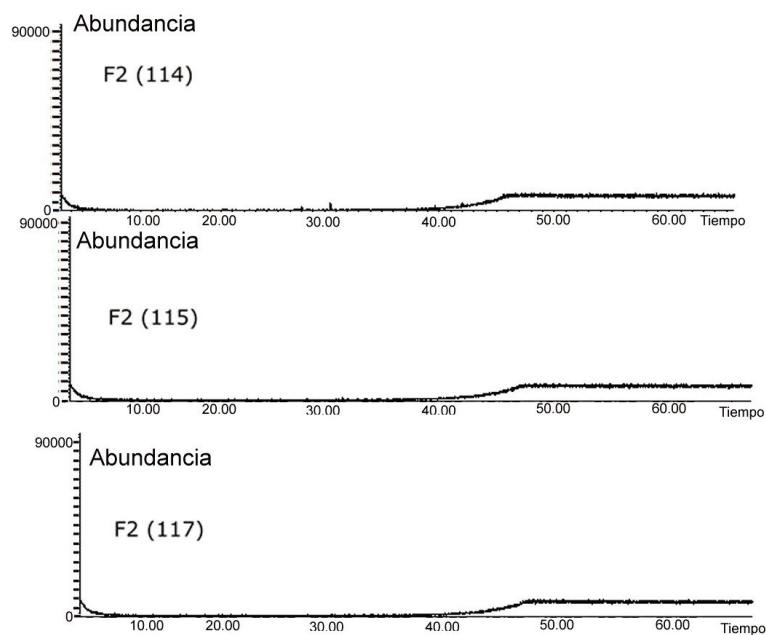


Figura 11. Perfil de hidrocarburos aromáticos en las muestras en estudio

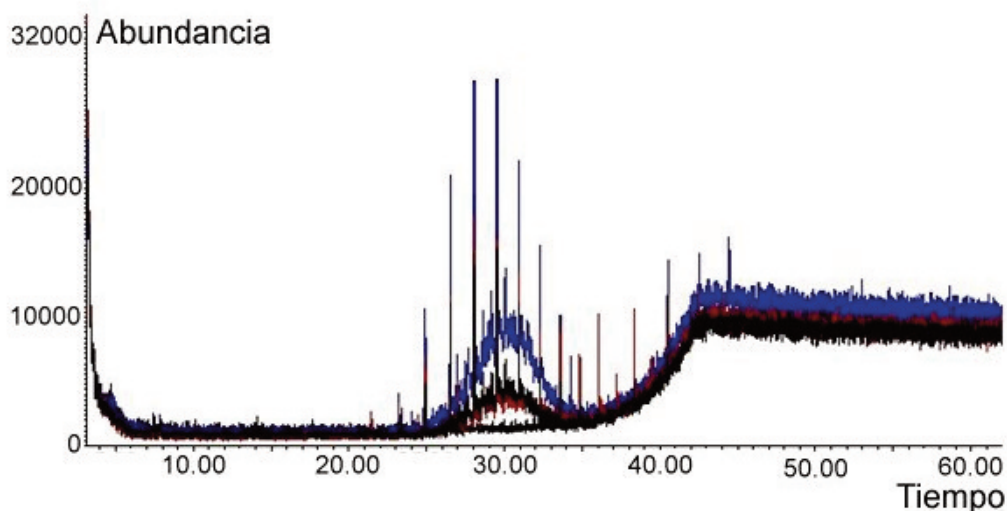


Figura 12. Solapamiento de los tres perfiles de las muestras procesadas y el blanco, que demuestra la calidad del procesamiento.

En lo relativo a la presencia de Etano en la estación G-1, se sugiere que pudiera ser, producto de procesos de descarboxilación (conversión de grupos carboxilatos a hidrocarburos simples, en este caso del ácido propiónico).

## CONCLUSIONES

1. Se establece la presencia de hidrocarburos ligeros (en lo fundamental gas Metano) de naturaleza biogénica,

acumulado en la profundidad somera del área de estudio. Esto evita la continuación de las tareas exploratorias, demostrando la necesidad y validez del uso integrado de técnicas indirectas y directas en la exploración geoquímica de superficie. El hallazgo está basado en:

- Los resultados de la Pedogeoquímica (La relación V/Ni exhibe bajos valores [menor



que 4 mg/kg]).

- Los hidrocarburos formados recientemente, exhiben un alto nivel de n-alcanos de número impar.
- Se confirma que son el resultado del aporte de detritus de plantas terrígenas (predominio de n-parafinas en la región de C<sub>23</sub>-C<sub>33</sub>).
- Los compuestos de tipo aromático no se presentan en proporciones significativas (mucho menor que 4mg/kg).
- Ausencia total de compuestos biomarcadores (isoprenoides acíclicos y hópanos extendidos).
- Ausencia de n-parafinas por debajo de C<sub>15</sub>.

2. Se corrobora la presencia del sulfuro de hidrógeno en el área. El H<sub>2</sub>S de la probable acumulación somera, proviene de la reducción microbiológica de sulfatos del agua y la biodegradación de la materia orgánica, aunque no se descarta una posible hidrólisis ácida de sulfuros metálicos, en lo particular, de hierro.

3. El valor elevado de monóxido de carbono (CO) observado en la estación G-4, puede ser producto de una combustión incompleta, dado que el área local en cuestión fue quemada recientemente.

4. El etano en trazas encontrado en la estación G-1 es producto de procesos de descarboxilación (conversión de grupos carboxilatos a hidrocarburos simples, en este caso a partir del ácido propiónico).

#### AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al Centro de Investigación del Petróleo por permitir el uso de información ordinaria en esta investigación, a la Técnico Daylen Salazar, al Lic. Roberto Oropesa Rodríguez por su participación en las investigaciones analíticas y a los doctores Reinaldo Rojas Consuegra y Olga Castro Castiñeira, por la rigurosa revisión del manuscrito.

#### REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA

**Aali, I.J.**, 2006, Geochemistry and origin of the World's Largest Gas Field from Persin Golf. *Jour Pet Science and Engineering* 50 p 161-175

**Bojes, H.K. y Pope, P.G.**, 2007, Characterization of EPA's 16 priority pollutant polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) in tank bottom solids and associated contaminated soils at oil exploration and production sites in Texas. *Regulatory Toxicology and Pharmacology* 47: 288-295.

**Borges, O.**, 2013, Los Asfaltenos y sus efectos en la producción de petróleo. Portal del Petróleo. Disponible en <https://www.portaldelpetroleo.com/2013/04/los-asfaltenos-y-sus-efectos-en-la.html>.

**Chun Fan Cai**, 2005, Geochemistry and origin of the World's Largest Gas and Thermochemical. Sulfate Reduction in Ordovician Carbonates in Ordos Basin. *China. Jour Pet Science and Engineering* 48 p 290-296.

**Colectivo de Autores**, 2010, Mapa Geológico Digital de la República de Cuba a escala 1:100 000. Inédito. Instituto de Geología y Paleontología, Servicio Geológico de Cuba, La Habana.

**Colombo, J. C., Pelletier, E., Brochu, Ch., Khalil, M. y Catoggio, J.A.**, 1989, Determination of Hydrocarbon Sources Using n-Alkane and Polyaromatic Hydrocarbon Distribution Indexes. Case Study: Rio de La Plata Estuary, Argentina. *Environmental Science and Technology*, 23, 888-894.

**Cursi, E.**, 2000, Compuesto de azufre en crudos, aguas y gases: Origen, medición e importancia. IAPG. Congreso de Producción Iguazu.

**De Luca, G., Furesi, A., Micera, G., Panzanelli, A., Piu, P. C., Pilo, M. I., Spano, N. y Sanna, G.**, 2005, Nature, distribution and origin of polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) in the sediments of Olbia harbor (Northern Sardinia, Italy). *Marine Pollution Bulletin* 50, 1223-1232.

**Domínguez Sardiñas, Z.**, 2008, Clasificación de asfaltitas cubanas. Tesis de Doctorado. Universidad Federal de Rio de Janeiro (UFRJ).

**Farrington, J. y McDowell, J.**, 2004, 23 de junio, Mixing Oil and Water. Tracking the sources and

- impacts of oil pollution in the marine environment. *Oceanus Magazine*. Recuperado de <https://www.whoi.edu/oceanus/feature/mixing-oil-and-water/>.
- García, A., Alexander-Valdés, H. M., Ortega-Tenorio, P. L., Frausto-Castillo, J.A.**, 2016, Distribución de hidrocarburos en columna de agua y sedimentos del Sur del Golfo de México. Reunión Anual 2016 de la Unión Geofísica Mexicana.
- Herzka, S. Z., Zaragoza, RA., Peters, E.M. y Hernández, G.**, 2020, Atlas de línea base del Golfo de México. Tomo IV Hidrocarburos. ISBN 978-607-8811-04-5.
- IMP (Instituto Mexicano del Petróleo)**, 2015, Biblioteca Visual del Petróleo (2a. ed.). México. Disponible en <https://www.gob.mx/imp/documentos/biblioteca-visual-del-petroleo>.
- Mille, G., Asia, L., Guiliano, M., Malleret, L. y Doumenq, P.**, 2007, Hydrocarbons in coastal sediments from the Mediterranean Sea (Gulf of Fos area, France). *Marine Pollution Bulletin*, 54, 566-575.
- Morrison, R. T. y Boyd, R. N.**, 1998, Química Orgánica (5ª ed.). México: Pearson Educación
- Olah, G. A., Molnár, A., Prakash, G. K. S.** (2018). *Hydrocarbon Chemistry* (3a ed.). Hoboken, EUA: John Wiley & Sons.
- Pardo Echarte, M. E., Rodríguez Morán O., Delgado López O., Jiménez de la Fuente L. y Morales González J.**, 2022, Geological-structural Mapping and Favorable Sectors for Oil and Gas in Cuba – Nonseismic Exploration Methods. DOI10.1007/978-3-030-92975-6, SpringerBriefs in Earth System Sciences. 106 pp.
- Pardo Echarte, M. E. y Rodríguez Morán O.**, 2022, Complejo Redox. Métodos no convencionales de exploración. Universidad Olmeca, Tabasco, Villahermosa. [www.olmeca.edu.mx/](http://www.olmeca.edu.mx/) Primera edición: 2022. 136 pp.
- Peters, K. E. y Moldowan, J. W.**, 1993, *The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall.
- Peters, K., Walters, C. y Moldowan, J.**, 2005, Biomarkers in archeology. En *The Biomarker Guide* (pp. 322-352). Cambridge: Cambridge University Press. DOI:10.1017/CBO9780511524868.013.
- Pirson, S.J.**, 1969, Geological, geophysical and chemical modifications of sediments in the environment of oil fields, *Heroy, W. B.*, ed., *Unconventional methods in exploration for petroleum and natural gas*: Dallas, Southern Methodist University Press, p. 159-186.
- 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 Diez, F. y otros**, 2015, Mapas Morfométricos de la República de Cuba para las escalas 1:1000000–1:50000 como apoyo a la Interpretación Geofísica. Memorias VI Convención Cubana de Ciencias de la Tierra, VIII Congreso Cubano de Geofísica. Fuente: <http://www.cgiar-csi.org/data/srtm-90m-digital-elevation>.
- SGM (Servicio Geológico Mexicano)**, 2017, Petróleo en México. Consultado el 9 de Mayo de 2022 en: [https://www.sgm.gob.mx/Web/MuseoVirtual/Aplicaciones\\_geologicas/Origen-y-formacion.html](https://www.sgm.gob.mx/Web/MuseoVirtual/Aplicaciones_geologicas/Origen-y-formacion.html).
- Shen, H.**, 2016, Polycyclic Aromatic Hydrocarbons. Their global atmospheric emissions, transport, and lung cancer risk. Springer Theses. Springer-Verlag, Berlín.
- Villacreces Carbajal, L.A.**, 2013, Validación de la concentración de vanadio como indicador de contaminación de origen petrogénico. Tesis de Maestría Universidad de las Fuerzas Armadas de Ecuador oai: repositorio.espe.edu.ec: 21000/8064.