

Geociencias UO

Órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca

Volumen 6, número 2, julio-diciembre 2023.

<https://geocienciasuo.olmeca.edu.mx>



Imagen de la portada / Cover image / Imagem da capa

Los mogotes de Viñales, Cuba, son formaciones geológicas de rocas calizas, las más antiguas del archipiélago, con más de 120 millones de años y en los que se encuentran innumerables cuevas, originadas por la acción de los ríos y las aguas subterráneas. Tomada de la galería Freeimages.com, usuario: @ligtvoet

The mogotes of Viñales, Cuba, are geological formations of limestone rocks, the oldest in the archipelago, more than 120 million years old and in which there are countless caves, caused by the action of rivers and groundwater. Taken from the Freeimages.com gallery, user: @ligtvoet

Os mogotes de Viñales, Cuba, são formações geológicas de rochas calcárias, as mais antigas do arquipélago, com mais de 120 milhões de anos e nas quais existem inúmeras cavernas, causadas pela ação dos rios e das águas subterrâneas. Retirado da galeria Freeimages.com, usuário: @ligtvoet

Comisión Técnica

Editores	Julio César Javier Quero	Tomás Ramírez Maldonado
Revisores	Héctor de Paz (corrector de estilo)	José Alejandro Chablé Gómez
Trabajo de imágenes	Brenda Ivonne Basurto Aguilar	

Esta publicación es el órgano de divulgación científica de la Universidad Olmeca, en ella se editarán artículos originales relacionados con las Ciencias de la Tierra y sus disciplinas, que hagan énfasis en trabajos desarrollados en Iberoamérica. La revista *Geociencias* aceptará solamente aquellos artículos que se apeguen a las normas editoriales, publicadas en <http://www.olmeca.edu.mx/>.

Las contribuciones tienen que estar redactadas en español.

This publication is the organ of scientific disclosure of the Olmeca University, in it, original articles related to the Earth Sciences and disciplines that make emphasis on works developed in Latin America will be edited.

The magazine *Geociencias* will accept only those articles that are stuck to the publishing standards, published in <http://www.olmeca.edu.mx/>.

The contributions must be written in Spanish.

Esta revista é uma publicação científica da Universidade Olmeca, na qual se editarão artigos originais relacionados às Ciências da Terra e suas disciplinas que enfatizem os trabalhos realizados na América Latina. A revista *Geoscience* aceitará apenas os itens que aderirem às diretrizes editoriais, publicado em <http://www.olmeca.edu.mx/>

As contribuições devem ser escritos em espanhol.

Geociencias UO. Órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca, volumen 6, número 2, julio-diciembre 2023, publicación bianual, editada por la Universidad Olmeca, A. C., Carretera Villahermosa - Macuspana, km 14, Dos Montes, Centro, C. P. 86280, Villahermosa, Tabasco, México, a través de la Coordinación Editorial. Teléfono: + 52 (993) 187 9700. Ext. 1140 y 1141, correos electrónicos: editorial@olmeca.edu.mx

Reserva del Derecho al Uso Exclusivo: 04-2019-092513413800-102. ISSN versión impresa: 2683-3174, ISSN versión electrónica: 2954-3533. Certificado de Licitud de Título, en trámite y Certificado de Licitud de Contenido, en trámite, ambos otorgados por la Comisión Calificadora de Publicaciones y Revistas Ilustradas de la Secretaría de Gobernación.

Impresa por MA impresores, S.A. de C. V., Av. Hierro Núm. 3, Cd. Industrial, C. P. 86010, Villahermosa, Tabasco, México.

Este número se terminó de imprimir el 5 de enero de 2024, con un tiraje de 400 ejemplares.

Las opiniones expresadas por los autores no necesariamente reflejan la postura de la Universidad Olmeca.

D. R. © 2019. Universidad Olmeca, A. C., Carretera Villahermosa-Macuspana, km 14, Dos Montes, Centro, C. P. 86280, Villahermosa, Tabasco, México.

Queda estrictamente prohibida la reproducción total o parcial de los contenidos e imágenes de la publicación sin previa autorización por escrito de la Universidad Olmeca, A.C.

Geociencias UO

Órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca



<http://www.olmeca.edu.mx>

EDITORES EN JEFE

Francisco García Hernández

Doctor en Ciencias por la Colorado School of Mines
Investigador y experto en Petróleo.

Heberto Ramos Rodríguez

Maestro en ingeniería Petrolera por la UNAM y
maestro en Administración de Empresas por la
Universidad Olmeca.

CONSEJO EDITORIAL

Emilio Alberto De Ygartua Monteverde

Doctor en Ingeniería Constitucional Electoral por la
Universidad Carlos III de Madrid, España y doctor en
Gobierno y Administración Pública en el IAPET.
Rector Universidad Olmeca, A. C.

Beatriz Zumalacárregui de Cárdenas

Doctora en Ciencias Químicas
Universidad Tecnológica de La Habana, Cuba.

José Luis Naranjo Henao

MCS. docente de geología y fotogeología en la
Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de
Caldas, Colombia

Luzbel Napoleón Solórzano

Maestro en ingeniería petrolera por la UNAM.
Investigador y experto en Petróleo

Marco Antonio Maldonado Sánchez

Maestro en Ingeniería Petrolera por la UNAM.
Catedrático de la Universidad Olmeca.

Nelson Esteban Salinas Rojas

Ingeniero Geólogo con especialidad en petróleo,
por la Universidad de Oriente en Venezuela.

Rodiber López Méndez

Ingeniero Bioquímico por el Instituto Tecnológico Superior
de la Región Sierra, Teapa, Tabasco, México.
Director General Académico de la Universidad Olmeca.

Rosa María Prol Ledesma

Especialista en energía geotérmica y en Sistemas de
información geográfica y Teledetección de los recursos na-
turales. Investigadora del Instituto de Geofísica de la UNAM

Tomás Ramírez Maldonado

Doctor en Ciencias de la Ingeniería por la
Universidad Nacional Aeroespacial de Ucrania.
Catedrático de la Universidad Olmeca.

Gabriel Enrique Baquedano Moreno

Maestro en Ciencias por el Centro interdisciplinario de
Investigación y Docencia en Educación. Catedrático de la
Universidad Olmeca.

Oswaldo Federico Donoso

Ingeniero en Minas por la Universidad de Santiago de
Chile. Investigador y experto en Petróleo.

Geociencias UO

Órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca



<http://www.olmeca.edu.mx>

COMITÉ DE ARBITRAJE

Oswaldo Rodríguez Morán

Presidente del Comité de Arbitraje

Manuel Enrique Pardo Echarte

Doctor en Ciencias Geológicas.
Universidad Tecnológica de La Habana (CUJAE).
Investigador del Centro de Investigación del
Petróleo de Cuba.

Claudio Bartolini

Geólogo por la Universidad de Sonora, México;
Master en Geología/Ciencias de la Tierra,
Universidad de Arizona. Ph.D. en Geología/Ciencias de la
Tierra, Universidad de Texas en El Paso, EUA.
Miembro de la American Association of
Petroleum Geologists.

Oswaldo Rodríguez Morán

Master en Geología Petrolera, Universidad de Pinar del
Río, Cuba. Doctor en Ciencias Técnicas,
Universidad Tecnológica de La Habana.

Jorge Luis Torres Zafra

Máster en Ciencias Geológicas.
Instituto de Geología y Paleontología (IGP).
Servicio Geológico de Cuba.

Olga Castro Castiñeira

Doctora en Ciencias Geológicas.
Centro de Investigación del Petróleo.
Universidad Tecnológica de La Habana.

Norma Rodríguez Martínez

Doctora Ciencias Geológicas.
Académica de Mérito de la Academia de
Ciencias de Cuba.

Héctor Fernández Núñez

Master en Ingeniería Geofísica.
Doctor en Ciencias Técnicas.
Universidad Tecnológica de La Habana.

Reinaldo Rojas Consuegra

Master en Geología.
Doctor en Ciencias Geológicas.
Centro de Investigación del Petróleo de Cuba.

Sumario

Presentación	<i>Emilio Alberto De Ygartua Monteverde</i>	68
Carta al editor	<i>Evelio Linares Cala</i>	69
Rudistas silicificados y xilópalo del «Bosque fósil El Chorrillo», en Camagüey, Cuba: ¿una actividad hidrotermal metasomática cenozoica?	<i>Reinaldo Rojas Consuegra, Enrique C. Piñero Pérez</i>	71
Análisis de las terminaciones de los pozos del área cretácica Tabasco Chiapas en su primera etapa de desarrollo.	<i>Heberto Ramos Rodríguez</i>	76
Grupo Veloz. Análisis para su admisión en el Léxico Estratigráfico de Cuba	<i>Evelio Linares Cala, Dora Elisa García Delgado, Yeniley Fajardo Fernández</i>	91
Aplicación de métodos no convencionales para exploración de gas, área Motembo, Cuba	<i>Zulema Domínguez Sardiñas, Lourdes Jiménez de la Fuente, Manuel Enrique Pardo Echarte</i>	107

Presentación



Estimados lectores, este invierno ponemos a su consideración el ejemplar número 12 de la revista *Geociencias*, que la Universidad Olmeca tiene el placer de editar. Como saben, la publicación es nuestro medio de difusión científica que se enfoca en las Ciencias de la Tierra y está dirigida a estudiantes, profesionales, docentes, investigadores y a cualquier persona interesada en estos temas.

En este número presentamos artículos que seguramente serán de interés para nuestra gran comunidad. El primero, que trata de resolver una incógnita, lleva por título «Rudistas silicificados y xilópalo del bosque fósil El Chorriillo, en Camagüey, Cuba: ¿una actividad hidrotermal metasomática cenozoica?», de Reinaldo Rojas Consuegra y un grupo de colaboradores. El siguiente es una evocación al pasado de los grandes descubrimientos petroleros del cretácico en México, «Análisis de las terminaciones de los pozos del área cretácica Tabasco Chiapas en su primera etapa de desarrollo», de Heberto Ramos Rodríguez.

El tercero trata de la validación y propuesta de clasificación de una unidad litoestratigráfica que lleva por título «Grupo Veloz. Análisis para su admisión en el Léxico Estratigráfico de Cuba», de Evelio Linares Cala y otros. Finalmente, una alternativa metodológica para la interpretación sísmica de áreas geológico-estructurales complejas, «Aplicación de métodos no convencionales para exploración de gas, área Motembo, Cuba», escrito por Zulema Domínguez Sardiñas y otros investigadores.

Creemos que estos artículos abordan temas relevantes y esperamos que sean bien recibidos por nuestra comunidad de lectores.

Agradecemos su tiempo y consideración y si requieren más información, no duden en contactarnos.

Dr. Emilio De Ygartua Monteverde
Rector

Carta al editor¹:

A: Mtro. Julio César Javier Quero
Responsable Editor de la Editora Olmeca

Excelentísimo Rector, le presento mis respetos y saludos cordiales.

El motivo del presente mensaje, es compartir con la comunidad científica algunos elementos que considero relevantes sobre el artículo: «Investigaciones geofísico-morfométricas para la cartografía de zonas favorables de desarrollo de rocas asfálticas y bituminosas en Martí, provincia de Matanzas, Cuba», de los autores: Manuel Enrique Pardo Echarte, Carlos Manuel Valdivia Tabares y Yeniley Fajardo Fernández, publicado en el vol. 5, número 1, junio del 2022 pp. 41-50, Geociencias UO.

En la naturaleza, ocurren tipos de hidrocarburos, que requieren su clasificación y no incurrir en errores al hacerlo, ya que de ello dependen las respuestas a los métodos geofísicos-morfométricos. Así, con argumentos científicos, los autores determinan en la región estudiada, la presencia de rocas asfálticas, las que se distinguen en la espectrometría gamma por mínimos de los canales de uranio e intensidad gamma total, debido a que la contribución uranífera y radioactiva, en general, está suprimida por la naturaleza líquida del mineral, equivalente a la del petróleo.

De forma contrastante, la respuesta de las rocas bituminosas (bitúmenes y asfaltitas, sólidos) es uranífera y anómala de modo ligero en el canal de intensidad gamma total, dada la naturaleza de materia orgánica. No obstante, ambos tipos de rocas (asfálticas y bituminosas) tienen una expresión análoga en mínimos del campo magnético reducido al polo, máximos de resistividad aparente y mínimos del Potencial Redox. El objetivo principal de la investigación publicada, es el de cartografiar las zonas favorables para el desarrollo de rocas asfaltíferas, asfálticas y bituminosas en la región del municipio Martí, provincia de Matanzas, Cuba. En estas zonas, juega un papel importante el marco tectónico y estructural del corte geológico. Se trata de la Zona de Recubrimiento Tectónico del norte de Cuba, donde se apilan mantos tectónicos de distintos Dominios Paleogeográficos con sus consiguientes Conjuntos Petrotectónicos, integrados por rocas del Arco Volcánico Cretácico (AVC), las carbonatadas del Margen Continental Norteamericano, con sus Cubiertas Orogénicas y del Neoaútctono. Las zonas de fallas, han sido las que han favorecido la migración del petróleo hacia la superficie y se han entrampado en zonas someras o afloran actualmente.

El funcionamiento de este complejo de métodos, permite que se puedan aplicar en regiones similares de la República de Cuba y en otros lugares del mundo donde se exploran para su beneficio. Cuba posee desde la provincia occidental de Pinar del Río hasta la de Guantánamo en el oriente, decenas de manifestaciones superficiales y someras de este tipo de rocas.

Aunque parezca axioma, en las regiones de Cuba, hay que distinguir con propiedad, cuando se trata de una asfaltita y si se separan rocas asfálticas, asfaltos y rocas asfaltíferas. La asfaltita es una clase de bitumen

sólido, que comprenden variedades desde la gilsonita, la más pura, hasta la grahamita. Cuando las rocas encajonan este tipo de hidrocarburo, son rocas asfaltíferas, en cambio, si tienen asfaltos y petróleos gruesos son rocas asfálticas y bituminosas. En Cuba se han usado los términos chapapote, malta, alquitrán mineral y breá, empleados de forma indistinta para nombrar los asfaltos naturales, semilíquidos o viscosos. Todos estos tipos de hidrocarburos, se detectan en la región tratada.

De manera que los autores, cartografiaron, por primera vez, dos áreas principales favorables para rocas asfálticas y bituminosas: una al norte, vinculada con las ocurrencias asfálticas de Ruffín- Sabanilla de la Palma y San Felipe y; otra al sur, de mayores proporciones, vinculada con las ocurrencias bituminosas de las minas El Peñón, Santa Gertrudis y La Angelita. También se cartografiaron, por primera vez, cuatro áreas presumibles de rocas bituminosas de menores proporciones, intermedias de modo espacial entre las dos anteriores: tres pequeñas en las proximidades de las ocurrencias de El Peñón y La Angelita y una mayor al sur de San Felipe. Ello pone de manifiesto la efectividad de la metodología utilizada en la consecución de los objetivos planteados. Se ofrecen por primera vez los resultados de la cartografía geólogo-estructural del territorio a partir de datos gravimagnéticos y morfométricos.

Se considera importante esta investigación, ya que en la actualidad el gobierno municipal de la región, ha solicitado trabajos para explotar zonas con estos tipos de hidrocarburos para su empleo en la pavimentación de carreteras. En adición, es una zona donde comienzan a explorar compañías petroleras extranjeras en conjunto con Cuba Petróleo (CUPET).

Es por ello que considero importante estimular la publicación de investigaciones en esta temática, así como profundizar en la enseñanza de estos aspectos en el pregrado y posgrado de los ingenieros geofísicos y otros especialistas afines.

Fraternalmente y deseándole éxitos en sus funciones;



Dr. C. Ing. Evelio Linares Cala
Geólogo Regional y Explorador Petrolero
Investigador Auxiliar
Centro de Investigación del Petróleo

Rudistas silicificados y xilópalo del «Bosque fósil El Chorrillo», en Camagüey, Cuba: ¿una actividad hidrotermal metasomática cenozoica?

Reinaldo Rojas Consuegra¹ y Enrique C. Piñero Pérez²

¹ *Doctor en Ciencias Geológicas. Investigador Titular. Centro de Investigación del Petróleo. CUPET-MINEM. Churrucá No 481, Cerro, La Habana, Cuba C.P. 12000. ORCID ID: 0000-0003-1572-2527. Correo Electrónico: rojas-consuegra@gmail.com, rojas@ceinpet.cupet.cu*

² *Ingeniero Geólogo. Especialista cartógrafo y prospector. Empresa Geominera de Camagüey. MINEM. Carretera Central Este km 5½. Cuba. ORCID ID: 0000-0003-1013-3642. Correo Electrónico: enriquepp@gmcmg.minem.cu*

RESUMEN

En el «Bosque Fósil El Chorrillo» afloran carbonatos biogénicos marinos del Cretácico Tardío Maastrichtiano, sobre vulcanitas más antiguas en Sierra de Najasa, sur de Camagüey, Cuba centro-oriental. El objetivo de esta nota es valorar algunas hipótesis de trabajo, sobre la coincidencia de conchas «calcáreas» de rudistas maastrichtianos, permineralizadas por silicificación (ágata y cuarzo), colectados junto a xilópalo. Una alternativa es que la madera haya sido impregnada por un proceso hidrotermal metasomático, capaz de sustituir ambos tipos de tejidos, durante el Cenozoico. Sin embargo, la sustitución molecular de materiales pudo continuar en condiciones de temperatura y presión normales, hasta el presente.

Palabras clave: conchas de rudistas, silicificación, xilópalo, Maastrichtiano, bosque fósil.

ABSTRACT

In the "El Chorrillo Fossil Forest" marine biogenic carbonates from the Late Cretaceous Maastrichtian crop out, on older vulcanites in Sierra de Najasa, south of Camagüey, central-eastern Cuba. The objective of this

note is to evaluate some working hypotheses, regarding the coincidence of "calcareous" shells of Maastrichtian rudists, permineralized by silicification (agate and quartz), collected together with xylopal. An alternative is that the wood has been impregnated by a metasomatic hydrothermal process, capable of replacing both types of tissues, during the Cenozoic. However, the molecular substitution of materials could continue under conditions of normal temperature and pressure, until the present.

Key words: rudist shells, silicification, xylopal, Maastrichtian, fossil forest

RESUMO

Na "Floresta Fósil El Chorrillo", carbonatos biogênicos marinhos do Cretáceo Superior Maastrichtiano surgem, em vulcanitos mais antigos na Serra de Najasa, ao sul de Camagüey, centro-leste de Cuba. O objetivo desta nota é avaliar algumas hipóteses de trabalho, relativas à coincidência de conchas "calcáreas" de rudistas maastrichtianos, permineralizadas por silicificação (ágata e quartzo), coletadas juntamente com o xilópalo.

Uma alternativa é que a madeira tenha sido impregnada por um processo hidrotérmico metassomático, capaz de substituir os dois tipos de tecidos, durante o Cenozóico. No entanto, a substituição molecular de materiais poderia continuar sob condições normais de temperatura e pressão, até o presente.

Palavras chave: conchas rudistas, silicificação, xilópalo, Maastrichtiano, floresta fóssil

INTRODUCCIÓN

El «Bosque Fósil El Chorrillo» son carbonatos biogénicos del Cretácico Tardío Maastrichtiano, sobre vulcanitas más antiguas, situados en Sierra de Najasa, parte meridional de Camagüey, Cuba centro-oriental. Este geositio, se destaca por los valores patrimoniales, en especial, por su la madera silicificada o xilópalo, referida por Pío Galtés ya en el siglo XIX (1887a, 1887b).

La colecta de conchas de rudistas (moluscos hipurítidos) del Maastrichtiano, también silicificadas en El Chorrillo, es un nuevo elemento para valorar sobre la génesis de los procesos de fosilización, relacionados con esta área de significativos valores patrimoniales. Hecho que evidencia la necesidad de profundizar en la investigación, en particular en esta área de interés patrimonial.

El objetivo de la presente nota es valorar algunas hipótesis de trabajo, sobre la coincidencia de conchas «calcáreas» de rudistas maastrichtianos, que han sufrido una sustitución mineralógica, por una completa

silicificación (con presencia de ágata y cuarzo cristalino), junto al conocido xilópalo (**Figura 1**).

MATERIALES Y MÉTODOS

Se contó con el mapa geológico de la región a escala 1:100000 (IGP, 2010) y con la literatura sobre el complejo de arcos volcánicos cretácicos (CAVC), que conforma el sustrato geológico del territorio estudiado (Iturralde-Vinent, *ed.* 2019). En particular, el grupo fósil de los moluscos bivalvos rudistas en Cuba, ha sido estudiado por numerosos autores y se ha establecido su bioestratigrafía en el CAVC (Rojas-Consuegra, 2004).

El sustrato geológico del área consiste en formaciones volcánicas y vulcanogeno-sedimentarias e intrusiones de granitoides, con una cobertura de siliciclásticos y carbonatos (Formación Presa Jimaguayú). En la cercanía de la localidad, aparecen rocas intrusivas (granitos y granodioritas) con contactos calientes. En particular, la Formación Presa Jimaguayú contiene abundantes micro y microfósiles, en especial rudistas bien identificados de edad en el Cretácico Tardío Maastrichtiano Tardío (De Huelbes, *ed.* 2013).

Entidades fósiles

Se contó con nuevo material de rudistas silicificados colectados en el área de interés, junto a piezas de xilópalo. En la colección de invertebrados fósiles del Museo Nacional de Historia Natural de Cuba (MNHC) se conservan unos 15 ejemplares de rudistas proce-

Taxón	No. de Catálogo	Unidad geológica
<i>Titanosarcolites giganteous</i>	92.000109	Presa Jimaguayú
<i>Titanosarcolites</i> sp.	92.000093, 92.000111, 92.000133, 92.000134, 92.000137, 92.000720	
<i>T. giganteous</i> (silicificados)	92.005209, 92.005211, 92.005212	
<i>Coralliochama</i> sp.	92.000661	
<i>Tampsia</i> sp.	92.000676	
<i>Biradiolites lumbricoides</i>	92.000690	
<i>Parastroma</i> cf. <i>sanchezi</i>	92.000173	CAVC
<i>Parastroma sanchezi</i>	92.000357	

Tabla 1. Ejemplares en la colección del MNHC procedentes de Sierra de Najasa.

dentos de la región de Sierra de Najasa, algunos de ellos corresponden al área de El Chorrillo y en particular, a la Finca Belén (**Tabla 1**).

A la Presa Jimaguayú pertenecen los taxones *Titanosarcolites* sp., *T. giganteous*, *B. lumbricoides*, *Coralliochama* sp. y *Tampsia* sp.; entre ellos, los ejemplares silicificados: 92.005209, 92.005211, 92.005212. Mientras que, *P. sanchezi* y *P. cf. sanchezi* corresponden a secuencias del Campaniano Medio-Tardío del CAVC (**Tabla 1, Figura 1**).

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Sobre el posible origen de la madera fósil de El Chorrillo, Iturralde-Vinent (1988) propuso su relación con el enterramiento en sedimentos areno-gravosos del Pleistoceno y la silicificación mediante el proceso de sustitución molecular, por las aguas subterráneas. Todas las conchas silicificadas de El Chorrillo corresponden al género *Titanosarcolites*, un taxón típico del Campaniano Tardío (*T. alatus*) al Maastrichtiano (*T. giganteous*), pero a esta última especie son afines todos los ejemplares silicificados estudiados (**Figura 1A-C, Tabla 1**).

Desde el punto de vista de las alteraciones tafonómicas apreciables, este material se presenta fragmentado, dada su fragilidad condicionada por la alta cristalización. Además, en general, exhiben los efectos de una erosión notable, como agrietamiento, redondeamiento, cierto pulimento y disolución con variación de la coloración, bajo el efecto de una larga meteorización tropical (**Figura 1**). Aparece también, algún encostramiento y relleno con mineralización oscura, en algunas cavidades (**Figura 1A**).

El proceso de mineralización de las conchas incluye el crecimiento de druzas de cuarzo cristalino, dentro de geodas que ocuparon el interior de las cavidades corporales de las conchas, principalmente, los espacios vacíos más amplios, entre los septos abandonados de las conchas, que ocurre durante la ontogenia de los individuos (**Figura 1C-E**). También se identifica calcedonia, en parte en forma de ágata. Este hecho señala la influencia de temperaturas notables en el medio (cientos de grados Celsius), con cambios de su

gradiente en el tiempo (**Figura 1D-E**).

La mineralización, de la reveladora silicificación reconocida, se relaciona con procesos hidrotermal metasomáticos que afectaron el registro fósil calcáreo, en un proceso de mineralización que tendría lugar en el lapso post Maastrichtiano Tardío a Cenozoico. Una fuente posible de fluidos silíceos, serían los intrusivos (granitos y granodiorita), que afloran a unos 10 km al NE del sitio, en contacto caliente con las vulcanitas y sedimentitas acompañantes.

En este sentido, la edad de los granotoides en Cuba central va de 104 a 81 Ma, al indicar con posibilidad, que la principal actividad magmática en el CAVC, finalizó en el Campaniano Medio (Rojas-Agra-

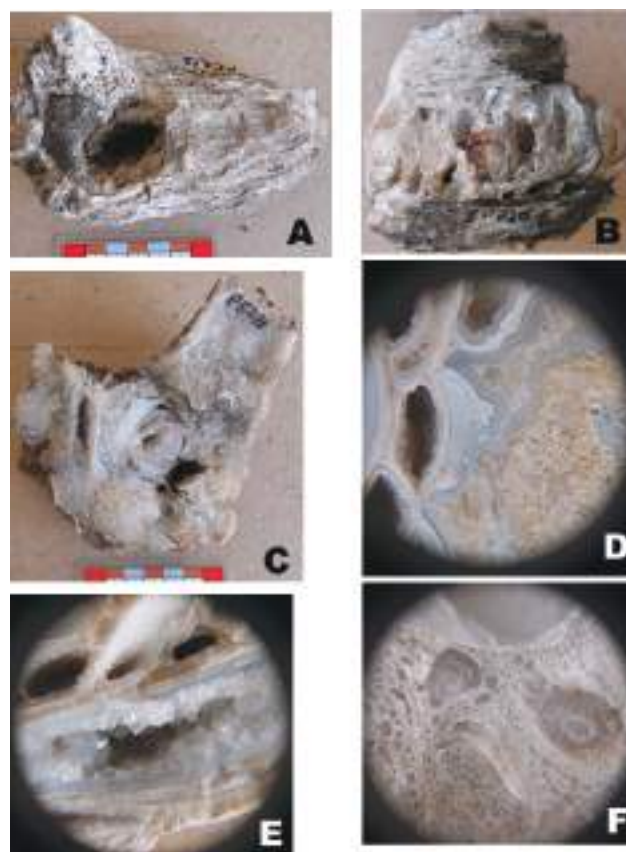


Figura 1. Conchas de rudistas silicificadas procedentes de El Chorrillo: A –valva mineralizada de *Titanosarcolites giganteous*, B –vista longitudinal de otro ejemplar de *T. giganteous*, C –fractura transversal en un tercerer individuo misma especie, D –mineralización con ágata y cuarzo, E –druza de cuarzo cristalino («sonriente»), F –tejido calcáreo sustituido perfectamente por sílice («pecesillo»). Fotos S, E y F con detalles aumentados decenas de veces.

monte *et al.*, 2006). Sin embargo, Iturralde-Vinent, ed. (2019) apunta que, «es notable que estos fechados K/Ar de las rocas del arco volcánico cretácico lleguen a ser más jóvenes que aquellas obtenidas por medios paleontológicos y estratigráficos, al indicar que hay rejuvenecimiento probablemente en el proceso de exhumación de las plutonitas».

Hipótesis de trabajo

Los ejemplares silicificados, colectados como entidades resedimentadas en los suelos actuales, pueden haber sufrido condiciones de génesis comparable a aquellas por las que transitó la madera fósil silicificada, pero donde fue necesario que ambos tipos de materiales biogénicos (conchas calcáreas y madera), pudieran ser sustituidos, igualmente, por la sílice del medio tafonómico adecuado en el enterramiento *post mortem*.

Parece difícil de explicar que ambos tipos de materiales, dispares en su composición original, hayan resultado alterados por un mismo proceso mineralizante:

- La madera necesitaría permanecer en condiciones predominantemente reductoras para que sucediera la permineralización por sílice. Las cuales pudieron darse en el fondo fangoso de pantanos o lagos, que tendrían lugar en algún momento del Cenozoico, como ha sido planteado hasta ahora.
- Por su parte, las conchas calcáreas tendrían que haber sido impregnadas por una solución silícea caliente, para desplazar el carbonato biogénico y ser sustituido por óxido de silicio, que llegaría a formar el cuarzo cristalino y el ágata.

Otra alternativa es, que también la madera haya estado influenciada por ese mismo proceso o evento hidrotermal metasomático, saturado en sílice, capaz de permineralizar ambos tipos de tejidos biogénicos.

Este escenario no niega, que con posterioridad y hasta la actualidad, la sílice continuara su acción de sustitución molecular de materiales enterrados (por

migración), en condiciones de temperatura y presión normales.

El conocimiento alcanzado, aconseja una futura investigación en el área, para tratar de obtener información complementaria, como por ejemplo, la temperatura de formación del cuarzo o la calcedonia entre las conchas y eventualmente, en el propio xilópalo. Tales datos permitirían establecer con certeza los procesos de fosilización (silicificación) ocurridos en el pasado en el «Bosque Fósil El Chorrillo» y se esclarecerían las peculiaridades sobre la geodiversidad de esta área protegida, que contiene geo-recursos significativos.

CONCLUSIONES

La mineralización de las conchas de rudistas del Mastrichtiano Tardío, con la formación de ágata y cuarzo cristalino en sus cavidades internas, resulta coherente con la existencia en el pasado de una actividad hidrotermal metasomática en el área de El Chorrillo.

La presencia cercana a El Chorrillo de intrusiones de granitoides, hace pensar en la posible influencia que pudo haber tenido una actividad hidrotermal post-maastrichtiana (cenozoica), con un posible aporte de sílice a las aguas subterráneas y al medio subaéreo.

La existencia de un ecosistema de lagos o pantanos, con influencia hidrotermal al menos episódica, favorecería los procesos de sustitución mineralógica, tanto de las conchas de rudistas como la formación del xilópalo, más probablemente en general, en condiciones de un ambiente tafonómico reductor.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICAS

Chris Hall, M., Stephen, E., Kesler, Russell, N., Piñero-Pérez, E.C., Sánchez, R., Pérez-Rodríguez, M., Moreira, J. y Borges, M., 2004, Age and Tectonic Setting of the Camagüey Volcanic-Intrusive Arc, Cuba: Late Cretaceous Extension and Uplift in the Western Greater Antilles: *The Journal of Geology*, 112, 521-542.

De Huelbes, J., (ed.), 2013, *Léxico Estratigráfico de Cuba*: Instituto de Geología y Paleontología

- (IGP), La Habana, cd-rom, ISBN 978-959-7117-58-2.
- Galtés, Pío**, 1887a, Memoria sobre unos fósiles vegetales encontrados en El Chorrillo, Camagüey, Cuba: La Enciclopedia Habana, Puerto Príncipe, Camagüey, Parte I, 3 (7), 321- 351, Parte II, 3(11), 560-566, Parte III, 3(12), 625-628.
- Galtés, Pío**, 1887b, Memoria sobre unos fósiles vegetales encontrados en El Chorrillo, Camagüey, Cuba: Revista Facultad de Letras y Ciencias. Universidad de La Habana, 12, 189-209.
- Instituto de Geología y Paleontología (IGP)**, 2010, Mapa geológico de Cuba a escala 1:100000: La Habana, Cuba. 1 mapa.
- Iturralde-Vinent, M. A.**, (ed.), 2019, Geología de Cuba y del Caribe: Compendio, La Habana. Editorial CITMATEL (cd-rom).
- Iturralde-Vinent, M.**, 1988, Naturaleza geológica de Cuba: La Habana, Editorial Científico-Técnica, 146 pp.
- Rojas-Agramonte, Y., Kröner, A., García-Casco, A., Iturralde-Vinent, M., Wingate, M.T.D., y Liu, D.Y.**, 2006, Review of Zircon ages from Cuba and their geodynamic interpretations: Asia Oceania Geosciences Society, 733-734.
- Rojas-Consuegra, R.**, 2004, Los Rudistas de Cuba: Estratigrafía, Tafonomía, Paleoecología y Paleobiogeografía: La Habana, Instituto Superior Politécnico «José Antonio Echevarría», tesis doctoral, 264 pp.



Análisis de las terminaciones de los pozos del área cretácica Tabasco-Chiapas en su primera etapa de desarrollo.

Heberto Ramos Rodríguez¹

¹ *Heberto Ramos Rodríguez. Maestro en Ingeniería e Ingeniería Eléctrica, Especialista en Offshore. Director del CE-DECES de Universidad Olmeca. Carretera Villahermosa-Macuspána km 14, Poblado Dos Montes, C.P. 86280, Centro, Tabasco, México., A. C., ORCID ID: 0000-0002-6279-6628 Correo Electrónico.: hhr_betoramos@yahoo.com.*

RESUMEN

Al descubrimiento de los campos gigantes en el área cretácica Tabasco-Chiapas, se ordenó su explotación inmediata, lo que provocó en PEMEX una transición acelerada en el uso de materiales, herramientas, equipos y cambios en sus procesos operativos y métodos de trabajo, no todos exitosos, debido a las condiciones extremas de los nuevos campos. Entre las técnicas exitosas que se desarrollaron e implementaron en ese tiempo se encuentran las terminaciones de los pozos, que forman parte de los procesos que se utilizan para controlar y modificar el comportamiento de los yacimientos a fin de lograr una recuperación eficiente de los hidrocarburos contenidos en ellos. Para ello es necesario conocer las características de las formaciones productoras, como son el tipo de roca almacenadora, su permeabilidad, porosidad, fluidos contenidos, así como su ubicación y saturación, presión y temperatura a que están sometidos *in situ*, entre otras cosas, con lo que se puede precisar la localización de los pozos (desarrollo horizontal), el tipo de terminación y su terminación (desarrollo vertical), así como los regímenes de producción. Puesto que las terminaciones de pozos fueron un factor determinante para el desarrollo y explotación y de los campos en el área cretácica Ta-

basco-Chiapas en la primera etapa de su desarrollo, en este trabajo se revisan y clasifican los problemas causados por la utilización de metodologías, equipos y herramientas, que por la urgencia del momento fue necesario utilizar en las terminaciones de los pozos. Estos resultados fueron la base para proponer diseños de diferentes tipos de terminaciones y procedimientos para su aplicación, que con el tiempo resultaron ser exitosos. Las terminaciones representativas exitosas se clasifican y analizan y se describen algunas acciones que con el tiempo se llevarían a cabo para mejorar la efectividad de las terminaciones de pozos que se perforarían en etapas posteriores en el área cretácica Tabasco-Chiapas.

Palabras clave: Área Cretácica Tabasco Chiapas, formaciones productoras, perforación de pozos, terminación de pozos, recuperación de hidrocarburos.

SUMMARY

Upon discovery of the giant fields in the Tabasco-Chiapas cretaceous area, their immediate exploitation was ordered, which caused PEMEX to undergo an accelerated transition in the use of materials, tools, equipment, and changes in its operating processes and

work methods, not all successful, due to the extreme conditions of the new fields. Among the successful techniques developed and implemented at that time were well completions, which are part of the processes used to control and modify the behavior of reservoirs to achieve efficient recovery of the hydrocarbons contained in them. To do this, it is necessary to know the characteristics of the producing formations, such as the type of storage rock, their permeability, porosity, contained fluids, as well as their location and saturation, pressure, and temperature to which they are subjected in situ, among other things, with which can specify the location of the wells (horizontal development), the type of completion and its completion (vertical development), as well as the production regimes. Since well completions were a determining factor for the development and exploitation of fields in the Tabasco-Chiapas Cretaceous area in the first stage of its development, in this work the problems caused using methodologies are reviewed and classified. equipment and tools, which are necessary to use in the completion of the wells due to the urgency of the moment. These results were the basis for proposing designs of different types of terminations and procedures for their application, which over time turned out to be successful. Representative successful completions are classified and analyzed. Some actions that would be carried out over time to improve the effectiveness of well completions drilled in later stages in the Tabasco-Chiapas Cretaceous area are described.

Keywords: Tabasco Chiapas Cretaceous Area, producing formations, well drilling, well completion, hydrocarbon recovery,

RESUMO

Com a descoberta dos campos gigantes na área cretácea Tabasco-Chiapas, foi ordenada a sua exploração imediata, o que fez com que a PEMEX passasse por uma transição acelerada no uso de materiais, ferramentas, equipamentos e mudanças em seus processos operacionais e métodos de trabalho, nem todos bem-sucedidos, devido às condições extremas dos novos

campos. Entre as técnicas de sucesso desenvolvidas e implementadas naquela época estavam as completações de poços, que fazem parte dos processos utilizados para controlar e modificar o comportamento dos reservatórios para conseguir a recuperação eficiente dos hidrocarbonetos neles contidos. Para isso, é necessário conhecer as características das formações produtoras, como o tipo de rocha de armazenamento, sua permeabilidade, porosidade, fluidos contidos, bem como sua localização e saturação, pressão e temperatura a que estão submetidas in situ. , entre outras coisas, com as quais se pode especificar a localização dos poços (desenvolvimento horizontal), o tipo de completação e sua completação (desenvolvimento vertical), bem como os regimes de produção. Dado que as completações de poços foram um factor determinante para o desenvolvimento e exploração de campos na área do Cretáceo Tabasco-Chiapas na primeira fase do seu desenvolvimento, neste trabalho são revistos e classificados os problemas causados pela utilização de metodologias de equipamentos e ferramentas, que devido à urgência do momento foi necessário utilizar na completação dos poços. Esses resultados serviram de base para a proposição de projetos de diferentes tipos de terminações e procedimentos para sua aplicação, que ao longo do tempo se revelaram bem sucedidos. Completções bem-sucedidas representativas são classificadas e analisadas e são descritas algumas ações que seriam realizadas ao longo do tempo para melhorar a eficácia das completações de poços que seriam perfurados em estágios posteriores na área do Cretáceo Tabasco-Chiapas.

Palavras chave: Área Cretácea Tabasco Chiapas, formações produtoras, perfuração de poços, completação de poços, recuperação de hidrocarbonetos

INTRODUCCIÓN

Hasta antes de los descubrimientos logrados por los pozos Sitio Grande 1 y Cactus 1 en el área Tabasco-Chiapas en 1972, Petróleos Mexicanos (PEMEX), la industria proveedora de energéticos en México, no cubría la demanda de hidrocarburos.

La producción de aceite crudo del país era de 490,000 bl/día y los requerimientos ascendían a 557,000 bls/día, con una tasa de crecimiento anual del 9 al 10 %.

En tales circunstancias, el descubrimiento de los yacimientos del cretácico en el área Tabasco-Chiapas, por el tamaño de estos, fue trascendental.

Al descubrimiento de esos campos gigantes, se planteó a Petróleos Mexicanos (PEMEX), empresa responsable de la exploración y extracción de hidrocarburos, una meta extraordinaria de producción, lo que provocó en PEMEX, una transición acelerada en el uso de materiales, herramientas y equipos y cambios en sus procesos operativos y métodos de trabajo, ya que las grandes profundidades de los yacimientos de 4200 m en promedio, presiones operativas entre 9000 y 10 000 psi y temperaturas en algunos casos superiores a 120 °C, que son condiciones muy extremas que no se manejaban en los campos en explotación en esos años, ya que en general se perforaban, hasta esa fechas, pozos que se consideraban someros.

Entre las técnicas que en ese tiempo fueron innovadoras y que se implementaron y aplicaron, se en-

cuentra las terminaciones de los pozos, que son técnicas y métodos de trabajo que formaban parte del conjunto de soluciones implementadas en ese tiempo para incrementar la producción a niveles históricos.

Ya que la terminación de los pozos es una fase determinante en la explotación de los yacimientos petroleros, este trabajo se enfoca en exponer las técnicas innovadoras en terminación de pozos que se utilizaron en el área Tabasco-Chiapas.

Localización geográfica. Vías de comunicación.

El área cretácica de Tabasco-Chiapas se localiza en el sureste de México, alrededor de la ciudad de Villahermosa, capital del estado de Tabasco. En ese tiempo el área se comunicaba por la carretera federal que llega de la ciudad de Coatzacoalcos y continúa hacia la ciudad de Campeche. Otras vías de comunicación eran el ferrocarril del sureste y los servicios aéreos de PEMEX.

Localmente el área se comunicaba mediante un camino pavimentado de 32 km que iba de la ciudad de Villahermosa al poblado de Reforma y por un camino que entroncaba directamente con la carretera fe-

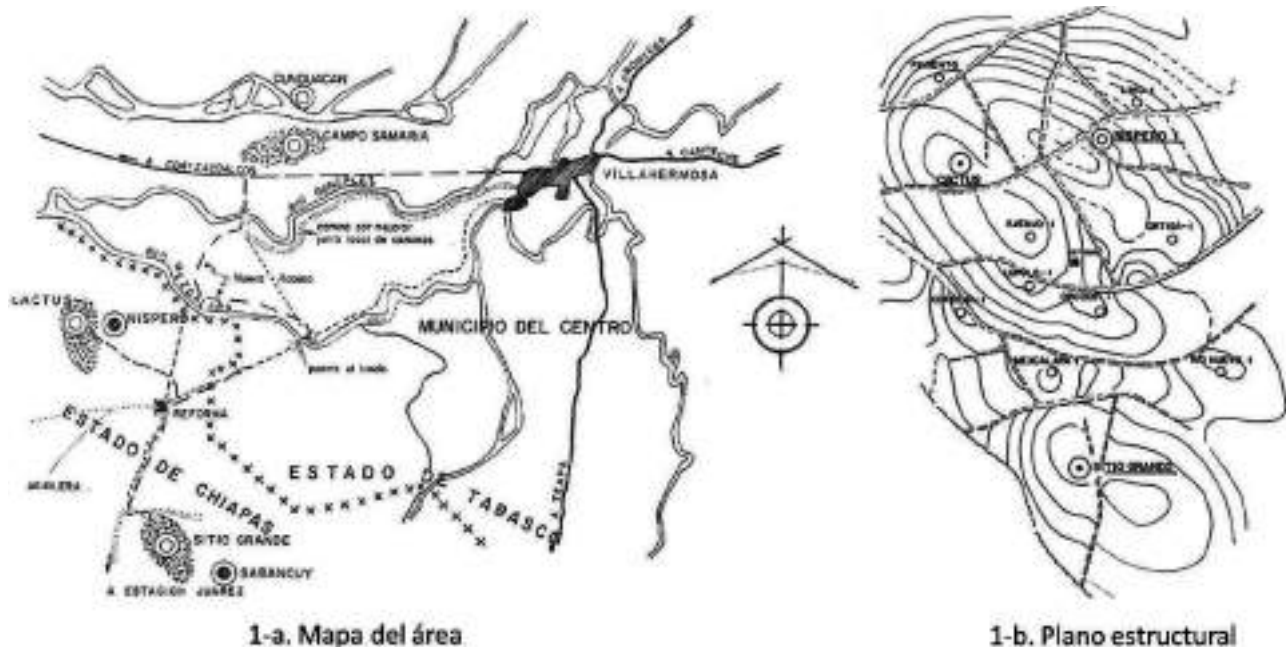


Figura 1. Área Cretácica Tabasco-Chiapas (1-a. Mapa del área. 1-b. Plano estructural del área)

deral Coatzacoalcos-Villahermosa (**Figura 1-a**). Los pozos se comunicaban entre sí mediante caminos de terracería, no siempre transitables.

Se preveía que el descubrimiento y explotación de hidrocarburos en la zona (**Figura 1-b**), multiplicaría la construcción de una amplia red de caminos vecinales que comunicarían a poblaciones de los estados de Chiapas y Tabasco y fomentarían el desarrollo agrícola y ganadero de la región y el económico y social de la población y en particular, el turismo, ya que la región es abundante en atractivos naturales y arqueológicos.

Geología. Generalidades y antecedentes relativos a la perforación de los pozos descubridores.

Desde principios del siglo pasado, se realizaron diferentes estudios geológicos con fines petroleros tanto en el estado de Tabasco como en el norte de Chiapas.

Estos estudios geológicos iniciales e insuficientes, fueron diversificándose en la medida de la aparición de avances en las técnicas de exploración petrolera.

Con base en esos estudios geológicos iniciales y antes del descubrimiento del área cretácica Tabasco-Chiapas, se perforó un número importante de pozos en las formaciones arenosas del terciario, en el área que va de Coatzacoalcos hasta Villahermosa. Así se descubrieron y desarrollaron campos como Nuevo Teapa, Ixhuatlán, Cuichapa, El Plan, La Venta, entre los más importantes, en los que los pozos alcanzaron profundidades hasta de 2500 m, terminándose en las formaciones someras Concepción y Encanto, ambas del Mioceno. Los pozos anteriores se consideran someros si se comparan con las profundidades de los pozos del área cretácica Tabasco-Chiapas, que alcanzaron profundidades del orden de 4200 m.

Localizaciones exploratorias descubridoras, ubicación, objetivos, columnas estratigráficas tentativas.

En 1969, con base en los estudios exploratorios realizados a esa fecha, PEMEX propuso la perforación de varios pozos exploratorios, entre los que se encontra-

ban Sitio Grande 1 y Cactus 1.

La ubicación propuesta para la perforación de estas localizaciones al suroeste de la ciudad de Villahermosa se precisa en el plano mostrado en la **Figura 1-b**.

El objetivo de la perforación de estas localizaciones fue investigar las posibilidades petrolíferas de los desarrollos arenosos del eoceno, aunque sin descartar, con base en la información obtenida de las perforaciones que ya habían penetrado en el cretácico en la zona, las posibilidades de encontrar acumulaciones comerciales de hidrocarburos en formaciones de este periodo geológico.

Las columnas estratigráficas tentativas proporcionadas por la entonces gerencia de exploración de PEMEX para estos pozos y las columnas estratigráficas definitivas encontradas una vez que se perforaron los pozos, se muestran en la **Tabla 1**.

Pozos perforados y terminados hasta el 30/10/1974 en el área cretácica Tabasco-Chiapas, objetivos, resultados e importancia.

A principios de la década de 1970 la producción de crudo en el país no era suficiente para cubrir las necesidades de energéticos, por lo que se aceleró la perforación de pozos para obtener producción inmediata de las formaciones del cretácico como gran objetivo.

En el área cretácica, la producción al 30/10/1974 fue de 230,000 barriles por día, y un mes después, el 30/11/1974, la producción aumentó 36,000 barriles (un total de 266,000 barriles por día). Estos datos dejaban en claro la importancia de las operaciones de perforación de pozos en esa provincia petrolera.

Hasta antes del descubrimiento del área cretácica Tabasco-Chiapas, la producción total en México era de alrededor de 490,000 barriles por día y la demanda de energéticos del país ascendía a 557,000 barriles por día, por lo que era necesaria la importación.

En ese tiempo se realizó un pronóstico de la demanda de hidrocarburos al año 1980, que con una tasa de crecimiento anual del 10 % sería de un millón de barriles por día (**Figura 2**).

Pozo Sitio Grande 1			
Tentativas		Definitivas	
Formación	Profundidad (m)	Formación	Profundidad (m)
Reciente	Aflora	Mioceno - Paraje Soto	30
Paraje Soto	Ausente	Oligoceno	2205
Filisola	1980	Eoceno	2470
Concepción superior	Ausente	Paleoceno	385
Concepción inferior	Ausente	Cretácico superior KM	3668
Encanto	Ausente	Cretácico superior KSF	
Oligoceno	Ausente	Cretácico superior KAN	
Eoceno	2050	Cretácico Medio Dol.	
Profundidad Total	4200	Profundidad total	4197

Pozo Cactus 1			
Tentativas		Definitivas	
Formación	Profundidad (m)	Formación	Profundidad (m)
Paraje Soto	Aflora	Mioceno - Paraje Soto	20
Filisoló	1430	Mioceno-Filisoló	Ausente
Concepción Superior	1670	Mioceno Concep. Sup.	Ausente
Concepción Inferior	Ausente	Mioceno Concep. Inf.	Ausente
Encanto	Ausente	Mioceno-Encanto	Ausente
Oligoceno	Ausente	Oligoceno SN	1885
Eoceno	1760	Eoceno SN	2120
		Paleoceno SN	3080
		Cretácico superior KM	3270
Profundidad Total	3500	Profundidad total	3760

Tabla 1. Columnas estratigráficas de pozos descubridores

Con base en el pronóstico y con una política petrolera apropiada (incremento de exploraciones, desarrollo y explotación pertinente de yacimientos con instalaciones propicias para obtener productos de refinación y petroquímicos, así como exportaciones con-

troladas), petróleos mexicanos satisfaría la demanda de energéticos del país hasta la década de los años 90.

Con la perforación de los primeros pozos en los campos Sitio Grande y Cactus se detectaron problemas operativos y fallas vinculadas a las tecnologías

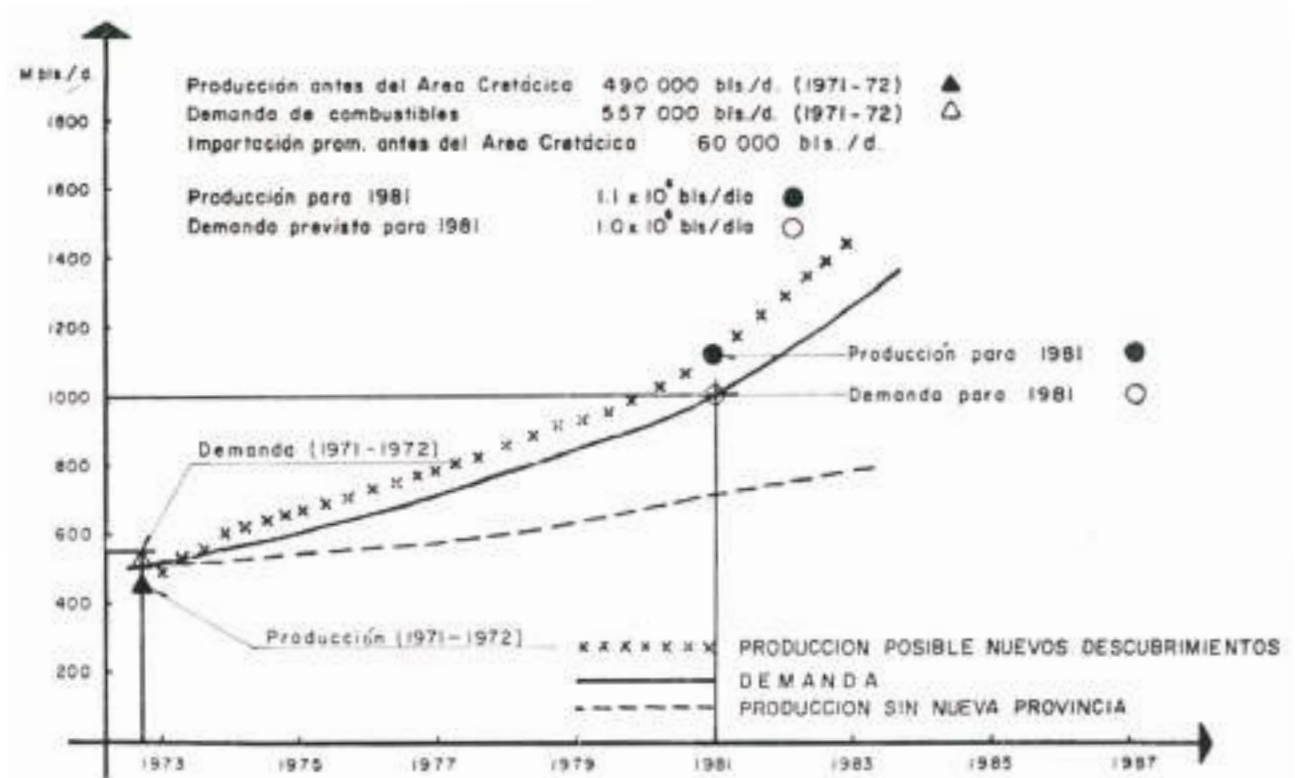


Figura 2. Gráfica de demanda de energéticos

que en ese tiempo se disponían, ya que no se habían perforado pozos a profundidades mayores a los 2800 m. Los pozos en los campos mencionados alcanzaban profundidades mayores a los 4000 m, lo que propiciaba sobrepasar los límites operativos de los equipos y herramientas disponibles y fallas frecuentes en los procedimientos operativos, como los siguientes:

- a. Información deficiente adquirida durante la etapa inicial de desarrollo del área de registros geofísicos y del uso de fluidos de perforación inadecuados para el registro. Se identificó la inconveniencia de utilizar lodos emulsionados base aceite.
- b. Fallas en la cementación de las tuberías cortas.
- c. Comunicación a través de los empacadores, receptáculos, camisas, niples de tapón, etc.
- d. Fallas de las tuberías de producción debidas a la elongación originada por grandes cambios de temperatura dentro del pozo.

- e. Resistencia a la introducción de las pistolas de disparos por reducciones de los diámetros de las tuberías de algunos aparejos subsuperficiales de producción.
- f. Limitación en la aplicación de presiones elevadas de inyección durante las estimulaciones.
- g. Escasa información de presiones, muestreo de fluidos de fondo y de registros de flujo o producción, debido a la urgencia de obtener producción inmediata.

Fue necesario modificar las etapas de los procesos de explotación de hidrocarburos y experimentar a marchas forzadas con nuevos equipos y herramientas disponibles para cumplir con las cuotas incrementales de producción. Este trabajo trata solamente sobre las acciones que se realizaron en torno a la terminación de los pozos para resolver los múltiples problemas que iban apareciendo conforme avanzaba el

desarrollo de los campos del área cretácica Tabasco-Chiapas en su primera etapa.

MARCO TEÓRICO

La terminación de los pozos y su importancia en la explotación de los yacimientos.

La terminación de un pozo se refiere al estado mecánico superficial que permite a los fluidos del yacimiento llegar al pozo y a la superficie. Esto se logra mediante una serie de operaciones que se inician al llegar la barrena a la formación productora y termina cuando el pozo produce en condiciones estables.

La importancia de las terminaciones radica en que son un factor determinante para el control de la explotación y el comportamiento de los yacimientos.

Este control se enfoca en obtener la producción óptima por pozo, para aprovechar al máximo la energía del yacimiento por medio de regímenes de producción convenientes, los que se relacionan con la disposición subsuperficial de los aparejos de producción y con las características de las formaciones y de los fluidos contenidos en estas.

Información y elementos necesarios para llevar a cabo una terminación.

Para llevar a cabo la terminación de un pozo, se elabora un programa que se nutre de información relacionada con datos estratigráficos de otros pozos vecinos y de los obtenidos del propio pozo durante su perforación, como son manifestaciones de gas, aceite o agua salada, pérdidas de lodo y también de registros con perfiles del pozo y su interpretación y comparación con los registros de otros pozos vecinos, con la finalidad de seleccionar el tramo para disparar el intervalo, el número y diámetro de las perforaciones para determinar el tipo de estimulación, si se requiere y finalmente, efectuar pruebas de producción por diferentes estranguladores, para precisar el régimen óptimo de producción del pozo y considerar los aparejos superficiales como tuberías de producción, niples de camisa, tapones, receptáculos, empacadores, etc.

Eficiencia de las terminaciones (presiones del ya-

cimiento y de flujo, conservación de la energía, regímenes de producción, perfiles de producción y beneficios que aportan).

En ocasiones un pozo se terminaba de acuerdo con el programa de diseño, no obstante, aportaba una producción inferior a la planeada. Entre las causas se encuentran: una mala selección del intervalo de producción en la formación productora, disparos no ubicados en la zonas más permeables, reducido número de agujeros que resulten de los disparos, diámetros inadecuados de las tuberías de producción, caracterización deficiente del yacimiento y los fluidos contenidos en este o bien, estimulaciones mal diseñadas o ejecutadas, ya que éstas reducen o eliminan el daño a la formación mejorando la permeabilidad en las vecindades del pozo.

Para reducir o eliminar estas causas es importante disponer de los datos necesarios para el diseño, como los de presión de fondo estática, de curvas de incremento y otros, que indicarían si la producción se afectaría por el efecto de daño a la formación.

También deben aprovecharse los registros de producción (de temperatura, de molinete, de densidad de fluidos, de adherencia de cemento y de trazadores radiactivos), para determinar los intervalos de producción reales que aportan fluidos al pozo y de qué parte del intervalo proviene el gas el aceite y el agua, si el intervalo produce o si hay comunicación entre las formaciones atrás de la tubería de revestimiento, etc. (Departamento de Ingeniería Petrolera, 1974a) (**Figura 3**).

Con respecto a la conservación de la energía, por cada pozo en la etapa de terminación se obtiene información de la presión estática y la presión de saturación del aceite contenido, para determinar la producción de aceite, la relación gas-aceite (RGA), el porcentaje de agua, las presiones en la cabeza del pozo (PCP) y las presiones de fondo fluyendo (PFF). Se hace fluir el pozo por estranguladores de diferentes diámetros, se miden los datos de producción y se obtienen gráficas de comportamiento de afluencia para determinar el régimen de producción más conveniente (**Figura 4**).

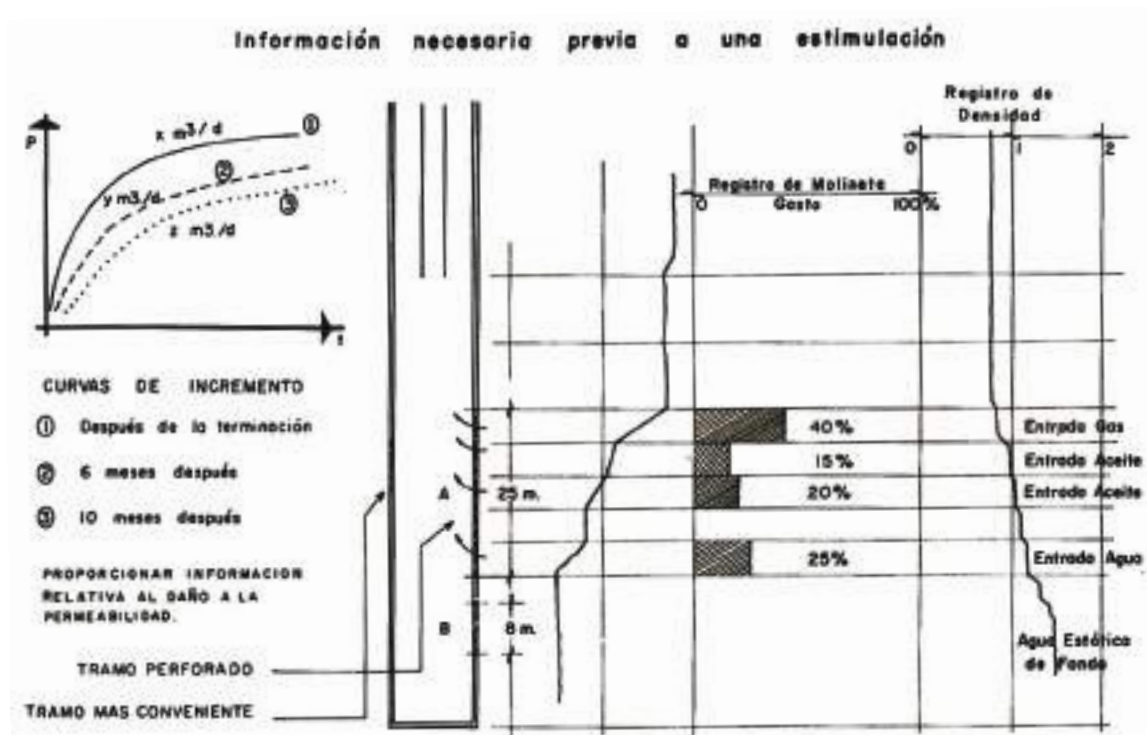


Figura 3. Registros de producción en un pozo productor con dos tramos perforados y gráficas de producción de presiones de fondo estática.

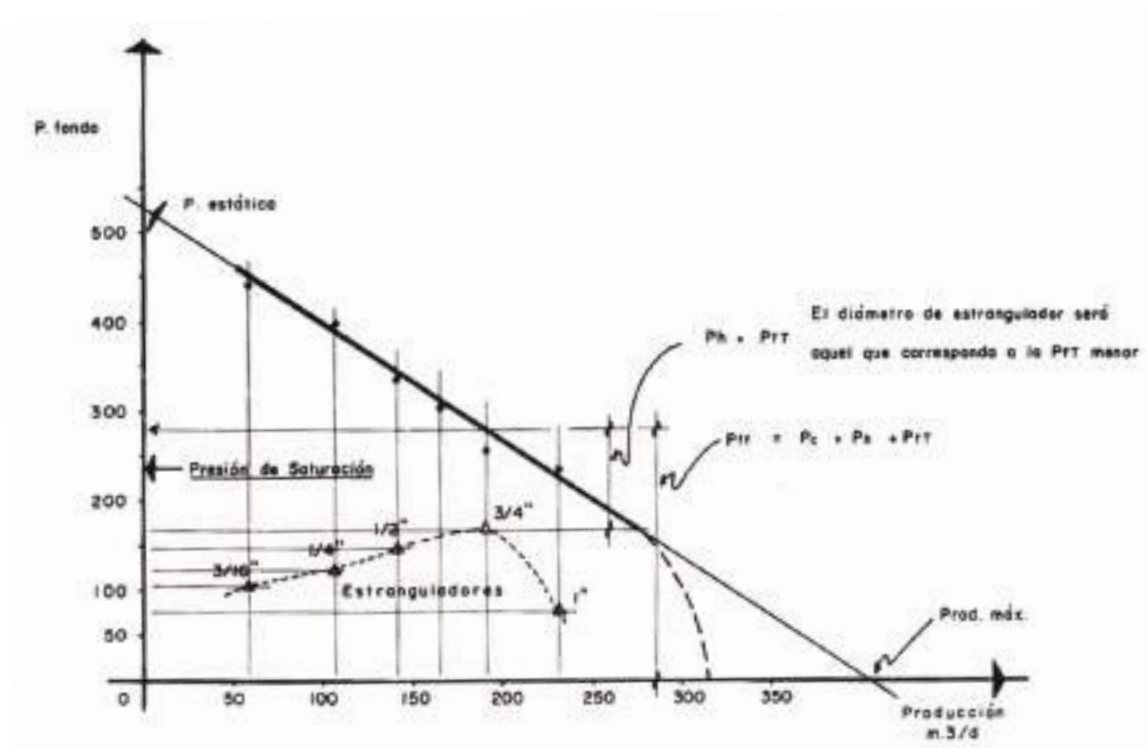


Figura 4. Comportamiento de afluencia

Con respecto a las tuberías de producción, éstas se seleccionaron por pozo para obtener el mayor gasto con las menores pérdidas de energía (menores pérdidas por fricción).

Con base en los trabajos de Griffith (1962), de Duns-Ros (1963) y de Orkiszewsky (1967), se llevó a cabo un estudio de comportamiento de flujo en tuberías verticales para determinar los diámetros de las tuberías de producción apropiadas para las condiciones de cada pozo (**Figuras 5a y 5b**).

En el área Tabasco-Chiapas los primeros pozos se terminaron con tuberías de producción de 2-3/8" y 3-1/2", pero con base en el estudio citado, los pozos subsiguientes se terminaron con tuberías de producción de diámetros de 4-1/2" y 5" para mejorar la eficiencia de flujo.

MATERIALES Y MÉTODOS

Las terminaciones de los pozos perforados en el área. Su agrupamiento.

Al 30 de octubre de 1974 se habían perforado 55 pozos en el área cretácica: 25 en el campo Sitio Grande, 17 en el campo Cactus, 7 en Samaria, uno en Cunduacán, uno en Nispero y uno en Savancuy. Las terminaciones de los pozos se clasificaron de la siguiente manera (Departamento de Ingeniería Petrolera, 1974b) (**Figura 6**).

- 1.- Pozos con empacador y terminados en tubería de revestimiento.
- 2.- Pozos terminados en agujero abierto y con empacador (sin tubería de revestimiento en la zona productora).
- 3.- Pozos terminados sin empacador (con tubería de producción libre).
- 4.- Pozos con tubería de revestimiento corta, cementada en un extremo y en el otro con dispositivo pulido para absorber las elongaciones en la TP causadas por las variaciones de la temperatura en el pozo (receptáculo pulido). Los receptáculos pulidos (PBR) permiten utilizar tuberías de producción de diámetros mayores y eliminar el uso de empacadores.

Con base en la clasificación anterior, los pozos se agruparon por campo de la siguiente manera:

Campo Sitio Grande

Grupo 1: Pozos con empacador en TR (liner) de 5" o TR de 7-5/8": 1, 2, 4, 5, 8, 90, 92, 93, 100, 101, 111 y 121.

Grupo 2: Pozos terminados en Agujero Abierto: 6, 71, 73, 80, 91, 94 y 102.

Grupo 3: Pozos con Tubería de Producción libre (TP libre): Pozo 51.

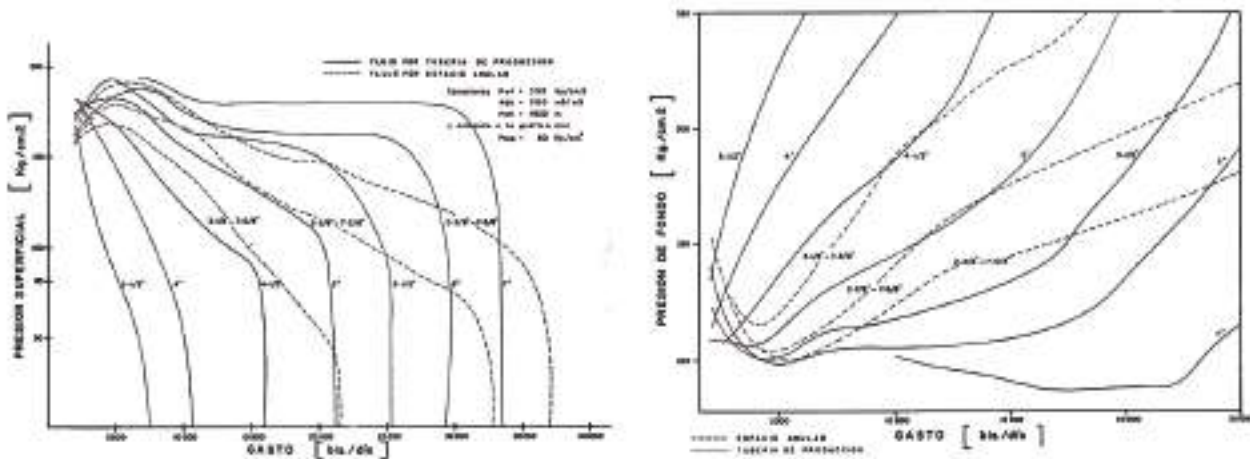


Figura 5. Gráficas de comportamiento de flujo vertical

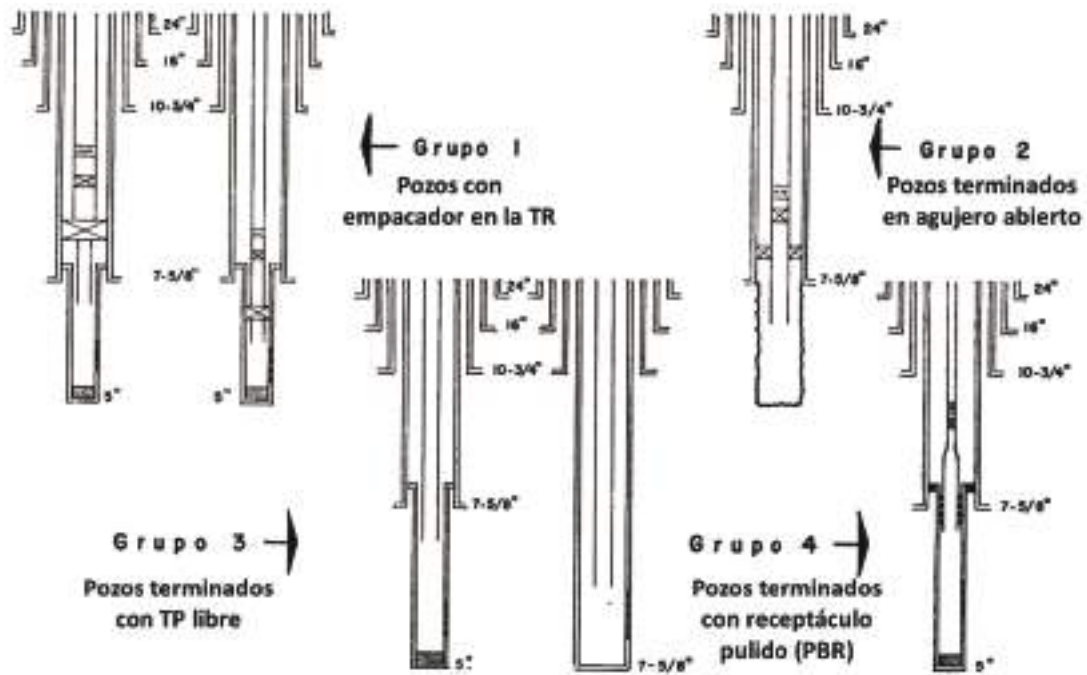


Figura 6. Diferentes tipos de terminaciones efectuadas en el área cretácica

Grupo 4: Pozos con Receptáculo Pulido (PBR): 61, 70, 81, 83, 103 y 150.

Campo Cactus

Grupo 1: Pozos con empacador en TR de 5": 1, 2, 3, 5, 60, 73, 85. Pozos con empacador en Tubería de Revestimiento (TR) de 7-5/8": 4, 6, 7, 53 y 96.

Grupo 2: no hay.

Grupo 3: Pozos con TP libre: 8 y 61.

Grupo 4: Pozos con PBR: 51 y 62.

Campo Samaria

Grupo 1: Pozos en 5": 101. Pozos en 7-5/8": 123 y 125.

Grupo 2: No hay.

Grupo 3: Pozos con TP libre: 102.

Grupo 4: Pozos con PBR: 91, 93 y 103.

Campo Sabancuy

Grupo 2: Pozos en Agujero Abierto: 1.

Cunduacán

Grupo 4: Pozos con PBR: 1.

Níspero

Grupo 1: Pozos con empacador en 7-5/8": 1.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Análisis de las terminaciones representativas de cada grupo

El análisis de las terminaciones permitió encontrar algunas fallas operativas o de diseño y corregirlas en las subsiguientes perforaciones.

Se determinó que las terminaciones más representativas de los cuatro grupos fueron las siguientes:

Del grupo 1: las correspondientes a los pozos Sitio Grande 1 y 101 y Cactus 2.

Del grupo 2: Pozos Sitio Grande 91 y Sabancuy 1.

Del grupo 3: Pozos Sitio Grande 51 y Samaria 102.

Del grupo 4: Pozos Sitio Grande 70, Samaria 103 y Cactus 62.

Para cada uno de estos pozos, como para todos los perforados en el área cretácica Tabasco-Chiapas, se elaboraba una correlación con sus registros geofísicos (*Schlumberger*, 1972) y sus diagramas de terminación.

Las Figuras 7 a 10 muestran los estados mecánicos y las correlaciones con registros de algunos pozos más representativos de cada uno de los cuatro

grupos en los que se clasificaron las terminaciones que en ese tiempo se habían realizado y que mostraban las condiciones de las terminaciones de los pozos

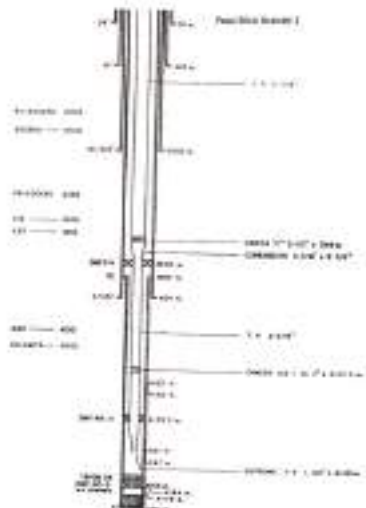


Figura 7-a. Estado mecánico del pozo

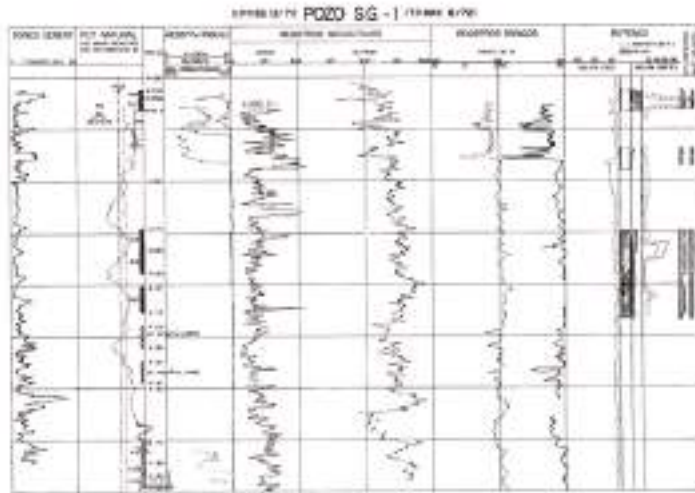


Figura 7-b. Registros convencionales intervalo 4000 m - 4200 m

Figura 7. Grupo 1: Pozo Sitio Grande 1

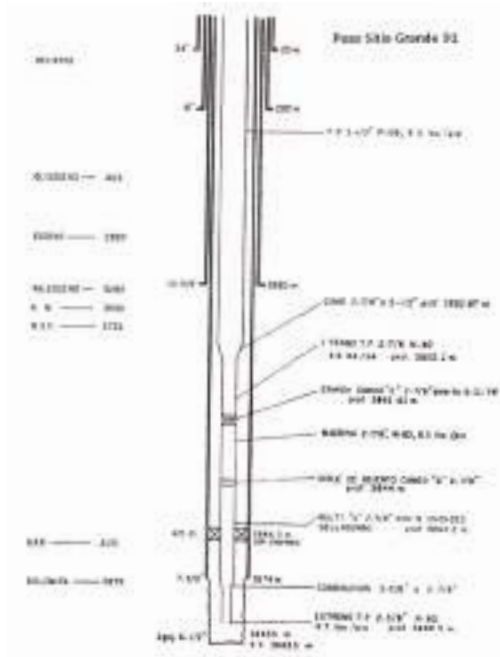


Figura 8-a. Estado Mecánico del pozo

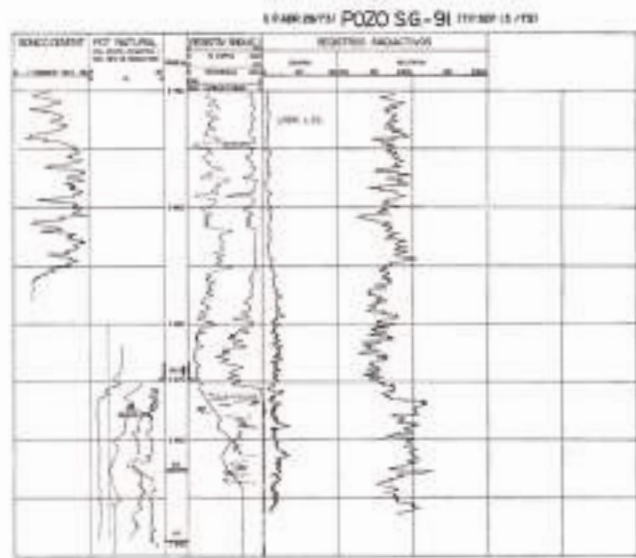


Figura 8-b. Registros convencionales, intervalo 3750 m - 3950 m

Figura 8. Grupo 2: Pozo Sitio Grande 91

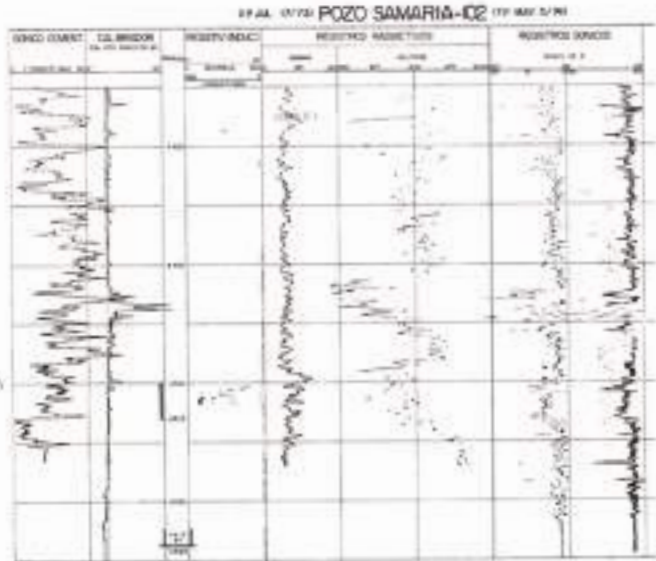
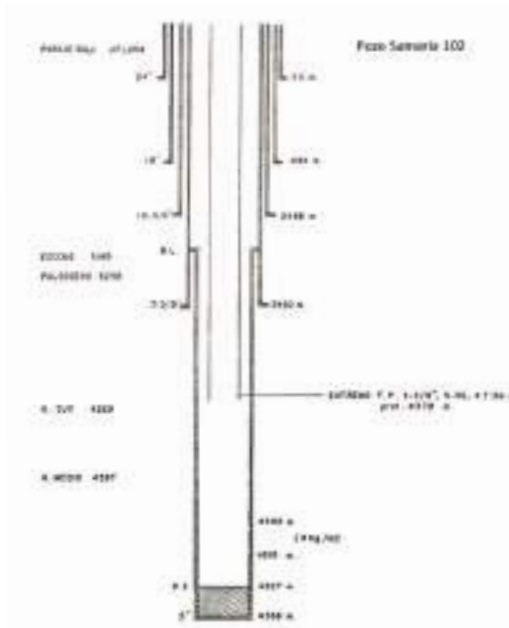


Figura 9-a. Estado mecánico del pozo

Figura 9-b. Registros convencionales, intervalo 4375 m - 4575 m

Figura 9. Grupo 3: Pozo Samaria 102

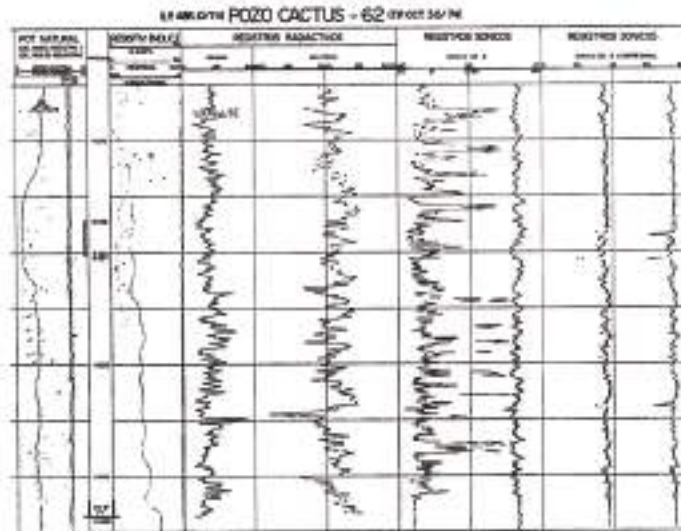
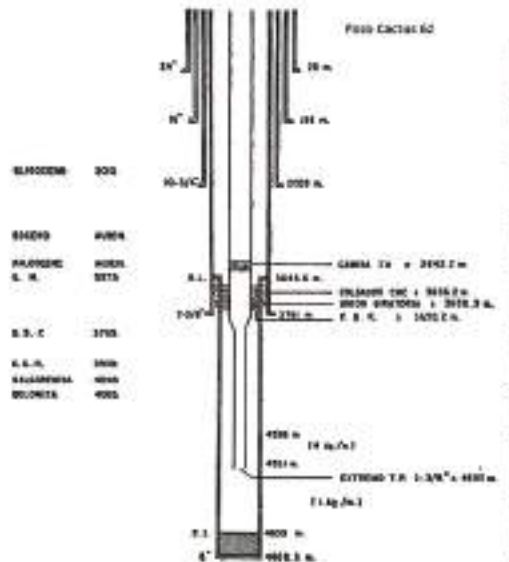


Figura 10-a. Estado mecánico del pozo

Figura 10 b. Registros convencionales, intervalo 4475 m - 4675 m

Figura 10. Grupo 4: Pozo Cactus 62

en el área de estudio. Las correlaciones de los pozos Sitio Grande 1, Samaria 102 y Cactus 2 permitieron identificar la ausencia de información de los registros de potencial natural, de calibración del agujero, del registro de microsonda y de la curva de resistividad de espaciamento corto ($AM = 0.40'$) del registro de inducción, la causa fue que los registros se realizaron en seno de lodo emulsionado base aceite, el cual se utilizaba para perforar los intervalos de formaciones hidrófilas. Las herramientas disponibles en PEMEX en ese entonces no estaban habilitadas para medir a través de fluidos base aceite.

En algunas correlaciones como la del pozo Cactus 62, se utilizó otro conjunto de registros que incluía curvas de rayos gamma y neutrón (*Schlumberger*, 1974) y cuatro curvas de registro sísmico, estas curvas correspondían al sísmico compresional y no proporcionaban una buena definición por su baja resolución como la del registro neutrón, pero podían utilizarse para obtener lo que en ese tiempo se llamaban registros computados, en los que se correlacionaban los registros mencionados con algunos cálculos adicionales para obtener porosidades y saturaciones entre otros resultados.

En la correlación del pozo Sitio Grande 91, no aparecieron registros sísmicos debido a que durante la operación se encontró resistencia en el agujero, pero en la corrida previa se pudieron obtener los registros de potencial natural, calibrador, microsonda, de resistividad de la sonda de inducción y registros radiactivos, los que en su conjunto permitieron efectuar una interpretación cualitativa para después realizar pruebas de producción.

En la correlación del pozo Sitio Grande 101 se tienen las curvas de potencial natural, de inducción, las 2 curvas del registro radiactivo, 2 perfiles sísmicos y las curvas correspondientes al registro continuo de lodo (ROTENCO), con el que se obtenía información complementaria a la de los registros geofísicos.

Una vez que se identificaron los resultados favorables en cada uno de los tipos de terminaciones, se emitieron los siguientes lineamientos, que a la postre formarían parte de los procedimientos para la etapa de terminación de pozos:

- a. Modificar el programa de tuberías de revestimiento para las formaciones productoras del Cretácico con una tubería corrida hasta la superficie, cementada en la cima del Jurásico y en caso de encontrar producción comercial en éste, cementar una tubería corta.
- b. Al perforar la caliza productora, no utilizar lodos de perforación de emulsiones inversas (base aceite) lo que permitiría obtener registros de resistividad confiables.
- c. Determinar La densidad de disparos más adecuada a las características de las formaciones productoras que permitan al pozo producir, y si es necesario, estimular la formación mediante la técnica de “entrada limitada”.
- d. Obtener de manera rutinaria y oportuna en cada pozo terminado el mayor número de datos posible que permitan conocer las características de las formaciones y de los fluidos contenidos en ellas, principalmente: presión de fondo estática (PFE), presión de fondo fluyendo (PFF), presión de saturación (PSAT), presiones superficiales (PSUP), permeabilidad (K) y porosidad (ϕ).
- e. Determinar y utilizar los diámetros adecuados en las tuberías de producción, así como los regímenes de producción, para cada pozo productor.
- f. Obtener y utilizar los registros de producción de manera rutinaria, a fin de propiciar la máxima eficiencia de las terminaciones y controlar el comportamiento de los pozos.
- g. Diseñar las estimulaciones con la información aportada no sólo por los datos de presiones de fondo sino también la aportada por los registros de producción relacionada con el comportamiento de las formaciones y de los fluidos contenidos en estas.

DISCUSIÓN

La utilización de las 4 variantes de terminación de pozos en la primera etapa del desarrollo de los campos

del área cretácica fue posible gracias a que se realizaron las siguientes acciones: selección de intervalos para pruebas de producción, así como la determinación de contactos litológicos. Obtención de curvas de resistividad confiables en intervalos de interés, excepto en aquellos pozos que atravesaban formaciones altamente hidrófilas antes de llegar al cretácico, condición que obligaba a utilizar fluidos de perforación base aceite.

Por los grandes volúmenes de información y la experiencia adquirida por el personal del área de desarrollo de campos, sólo se realizaba interpretación cualitativa de registros tomados en los pozos de desarrollo, en los pozos exploratorios se realizaban interpretaciones cuantitativas y se incluían los registros del lodo de perforación. La mayoría de los pozos del área se cementaron con tubería de 5" excepto los pozos terminados en agujero abierto, lo que obligaba a la utilización de herramientas de diámetro pequeño (tubería de producción, empacadores, tapones cementadores).

Se utilizaron empacadores en los pozos del área con el propósito de separar horizontes productores y para proteger las tuberías de revestimiento de la posible corrosión debida al H²S. Se utilizaron Receptáculos pulidos (PBR) para evitar la rotura o desprendimiento de los aparejos superficiales de las tuberías de producción, estos dispositivos permitían absorber las elongaciones y contracciones en las tuberías que generaban los cambios bruscos de temperatura, estos cambios ocurrían cuando se realizaban estimulaciones ácidas. En algunos casos se utilizó la técnica de las TP colgadas, que eliminaba el uso de empacadores, receptáculos pulidos, niples de camisa y de tapones, lo que constituyó un acierto.

Las limitaciones en materiales y tiempo obligaron a tomar decisiones que daban soluciones en el momento, pero no fueron un acierto en todos los casos, como la utilización de niples de camisa deslizable y niples para tapones, que, al ser operados frecuentemente, propiciaban la comunicación entre la TP y la TR, lo que se consideraba una falla de diseño. Los componentes del empaque "multi V" de los empacadores y receptáculos pulidos eran factores principales

de comunicación entre la TP y la TR, debido a que eran afectados por la temperatura de fondo y el desgaste natural provocados por los movimientos causados por las variaciones de temperatura.

Al desgaste también contribuían las desviaciones a la vertical que existen entre el receptáculo y el elemento que se acopla. Las reducciones de los diámetros de las tuberías de producción originaban pérdidas de presión por fricción e imposibilitaban el uso de herramientas con pistolas, registradores de presiones de fondo, herramientas para tomar registro de producción, etc., lo que constituía inconvenientes severos. En formaciones de alta permeabilidad como son las del área cretácica, se observó que las terminaciones en agujero abierto podían provocar el avance prematuro de agua cuando el pozo se perfora cerca del contacto aceite-agua y resultaba difícil determinar la eficiencia de las estimulaciones y el aislamiento de zonas indeseables.

Las Conexiones superficiales con límites de operación bajos restringía la presión de trabajo de árboles y cabezales utilizados en los pozos del área y no permitían la aplicación de técnicas de estimulación que requerían presiones de inyección elevadas.

CONCLUSIONES.

Los problemas y fallas más comunes en las terminaciones de los pozos que se identificaron al inicio del desarrollo de los campos del área cretácica consistieron en información deficiente, fluidos de perforación base aceite (inadecuados para la toma de los registros de la época), resoluciones muy bajas por el tipo de herramientas, fallas en las cementaciones, comunicación a través de empacadores y otras herramientas, fallas por elongación de tuberías, reducción de diámetros y otros más. La revisión y análisis de los problemas permitió llegar a los siguientes resultados:

- La comunicación a través de los empacadores, niples de ventana y receptáculos, se resolvió gracias a la eliminación de estos elementos, en particular en los pozos terminados con TP libre colgada.
- Las fallas originadas en las tuberías cortas

- se eliminaron, ya que se dejaron de usar.
- Las pérdidas de tiempo durante las pruebas de la TP se evitaron con la eliminación de las pruebas, sólo se cuidaba de realizar el «apriete necesario».
 - Se eliminaron los problemas de obstrucción causados por las pistolas durante su introducción, ya que dejaron de utilizarse sargas de tubería de producción de diámetro pequeño.

Aunque cada pozo requiere de una terminación particular en función de sus características, no siempre se contaba con la información o con los insumos más adecuados, por lo que las acciones se enfocaban a proponer la terminación más conveniente para los pozos perforados en el área cretácica. La solución a la que se llegó para las terminaciones de los pozos fue la utilización de una tubería de revestimiento corrida hasta la superficie y con un aparejo subsuperficial constituido por una tubería de producción cuya función principal sería el control del pozo y como una

rama auxiliar de producción, ya que el pozo produciría por el espacio anular.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Schlumberger**, 1972, Log Interpretation, Volume I-Principles: Schlumberger Limited.
- Schlumberger**, 1974, Log Interpretation, Volume II-Applications: Schlumberger Limited.
- Duns, II., Ros, NCJ.**, 1963, Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells: Proceedings, 6th World Petr. Congress, Frankfurt, Germany.
- Griffith, P.**, 1962, Two -Phase Flow in Pipes: Summer Program, M.I.T.
- Orkiszewsky, J.**, 1967, Predicting two Phase Pressure Drops in Vertical Pipe, JPT, June, 1967.
- Departamento de Ingeniería Petrolera**, 1974a, Reportes Diarios de Perforación y Terminación de pozos: Departamento de Ingeniería Petrolera, Villahermosa, Tabasco.
- Departamento de Ingeniería Petrolera**, 1974b, Informes Técnicos: Departamento de Ingeniería Petrolera, Villahermosa, Tabasco.



Grupo Veloz. Análisis para su admisión en el Léxico Estratigráfico de Cuba

Evelio Linares Cala¹, Dora Elisa García Delgado² y Yeniley Fajardo Fernández³

¹ *Ingeniero Geólogo, Doctor en Ciencias Geológicas, Investigador Auxiliar, Centro de Investigación del Petróleo, Churrucá No 481, El Cerro, La Habana, Cuba, C.P. 12000. ORCID: 0000-0003-1246-602X. Correo Electrónico: bello@ceinpet.cupet.cu.*

² *Ingeniera geólogo. Investigadora Auxiliar. Centro de Investigación del Petróleo (Ceinpet). Churrucá, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. C.P. 12000. La Habana, Cuba, C.P. 12000. ORCID: 0000-0001-9632-295X. Correo Electrónico: dora.garcia@ceinpet.cupet.cu.*

³ *Licenciada en Geografía, Master en Negocios de Petróleo y Gas, Investigador Agregado, Centro de Investigación del Petróleo, Churrucá No 481, El Cerro, La Habana, Cuba, C.P. 12000. ORCID: 0000-0002-5686-6490. Correo Electrónico: yeniley@ceinpet.cupet.cu.*

RESUMEN

Se establece el Grupo Veloz de edad Kimmeridgiano-Barremiano, que congrega las formaciones Cifuentes del Kimmeridgiano-Tithoniano, Ronda del Berriasiano-Valanginiano y Morena del Hauteriviano tardío-Barremiano temprano. Por su importancia en las exploraciones petroleras, esta unidad resulta frecuente en informes de los yacimientos cubanos. En su origen, incluyó la Formación Jobosí que luego fue cambiada por la Formación Constancia. En la actual propuesta, se excluyen estas unidades. A pesar del amplio empleo, no está validada por el Léxico Estratigráfico de Cuba, por lo cual se examina para argumentar su admisión. Es definida siguiendo las normas del Código de Nomenclatura Estratigráfica de Cuba. Se sugiere la separación cartográfica de las tres formaciones componentes a escala 1:50000, con base en el Mapa Geológico de la República de Cuba 1:250000 donde se llama Formación Veloz (+Fidencia). El intervalo del Tithoniano de la Formación Cifuentes se subdivide en: Inferior, Medio y Superior. Se estudiaron treinta pozos petroleros de la Franja Noroccidental de Hidrocarbu-

ros de Cuba. Esta unidad litoestratigráfica, forma parte del Dominio Paleogeográfico del Margen Continental Norteamericano y del Conjunto Petrotectónico de Rocas Carbonatadas Pelágicas, emplazado en la Unidad Tectonoestratigráfica Placetás. Las rocas de esta Unidad Tectonoestratigráfica, en un sentido amplio, se pueden considerar turbiditas distales. El Grupo Veloz abarca un conjunto de rocas donde alternan calizas de variada textura, a veces silicificadas y/o dolomitizadas, pedernales, lutitas bituminosas, margas y algunas calcarenitas, depositadas en ambientes desde nerítico interno a batial. El Grupo Veloz yace concordante sobre la Formación Constancia.

Palabras clave: Grupo Veloz, rocas carbonatadas, batial, Unidad Tectoestratigráfica, turbiditas, reportes geológicos.

ABSTRACT

The Veloz Group of Kimmeridgian-Barremian age is established, which whose formations are, Cifuentes of the Kimmeridgian-Tithonian, Ronda of the Berriasian-

Valanginian and Morena of the late Hauterivian-early Barremian. Due to its importance in oil explorations, this unit is frequent mentioned in the Cuban geological reports. Originally, the Jobosí Formation was included, which name was changed later to Constancia. In the current proposal, these units are excluded. Despite the wide use, it isn't validated by the Cuban Stratigraphic Lexicon, for which it is examined to argue its admission. It is defined following the norms of the Code of Stratigraphic Nomenclature of Cuba. The cartographic separation of the three component formations at a scale of 1:50000 is suggested, based on the Geological Map of the Republic of Cuba 1:250000 where it is called the Veloz Formation (+Fidencia). The Tithonian interval of the Cifuentes Formation is subdivided into: Lower, Middle and Upper. Thirty oil wells in the Northwestern Hydrocarbons Strip of Cuba were studied. This lithostratigraphic unit is part of the Paleogeographic Domain of the North American Continental Margin and the Petrotectonic Set of Pelagic Carbonate Rocks, located in the Placetas Tectonostratigraphic Unit. The rocks of this Tectonostratigraphic Unit, in a broad sense, can be considered distal turbidites. The Veloz Group encompasses a set of rocks where limestone of varied texture alternates, sometimes silicified and/or dolomitized, chert, bituminous shales, marls and some calcarenites, deposited in environments ranging from internal neritic to bathyal. The Veloz Group lies concordant on the Constancia Formation.

Key words: Veloz Group, carbonate rocks, bathyal, Tectonostratigraphic Unit, turbidites, geological reports.

RESUMO

Estabelece-se o Grupo Veloz de idade Kimmeridgian-Barremian, que reúne as formações Cifuentes do Kimmeridgian-Tithonian, Ronda do Berriasian-Valanginian e Morena do final Hauterivian-early Barremian. Devido à sua importância nas explorações de petróleo, esta unidade é frequente em relatos de depósitos cubanos. Originalmente, incluía a Formação Jobosí, que

mais tarde foi alterada para a Formação Constancia. Na atual proposta, essas unidades estão excluídas. Apesar do amplo uso, não é validado pelo Léxico Estratigráfico Cubano, para o qual é examinado para argumentar sua admisión. É definido seguindo as normas do Código de Nomenclatura Estratigráfica de Cuba. Sugere-se a separação cartográfica das três formações componentes em uma escala de 1:50000, com base no Mapa Geológico da República de Cuba 1:250000 onde é chamada de Formação Veloz (+Fidencia). O intervalo Tithoniano da Formação Cifuentes é subdividido em: Inferior, Médio e Superior. Foram estudados trinta poços de petróleo na Faixa Noroeste de Hidrocarbonetos de Cuba. Esta unidade litoestratigráfica faz parte do Domínio Paleogeográfico da Margem Continental Norte-Americana e do Conjunto Petrotectônico de Rochas Carbonáticas Pelágicas, localizado na Unidade Tectonoestratigráfica Placetas. As rochas desta Unidade Tectonoestratigráfica, em sentido amplo, podem ser consideradas turbiditos distais. O Grupo Veloz engloba um conjunto de rochas onde se alternam calcários de textura variada, por vezes silicificados e/ou dolomitizados, chert, folhelhos betuminosos, margas e alguns calcarenitos, depositados em ambientes que vão desde o nerítico interno ao batial. O Grupo Veloz concorda com a Formação Constancia.

Palavras chave: Grupo Veloz, rochas carbonáticas, batial, Unidade Tectonoestratigráfica, turbiditos, relatos de depósitos cubanos.

INTRODUCCIÓN

Antes de proponer esta nueva unidad litoestratigráfica, resulta necesario definir los términos Dominio Paleogeográfico (DP), Conjunto Petrotectónico (CPT) y Unidad Tectonoestratigráfica (UTE), que serán empleados. Esto se debe a que las unidades litoestratigráficas del grupo propuesto, se formaron en zonas muy distantes a su emplazamiento actual y se instalan hoy en el llamado Cinturón Plegado y Sobrecorrido de Cuba (CPSC).

Un DP «es una región de la superficie terrestre

de dimensiones considerables en el presente o pasado geológico, individualizada por un asentamiento geodinámico de una tectónica de placas» (Longoria, 1993). En este análisis, se considerarán las características geológicas de las unidades litoestratigráficas en el momento de su deposición para la clasificación en DP.

El Conjunto Petrotectónico (CPT), es una unidad física objetiva que se identifica en el campo. Un CPT puede contener una o más secuencias estratigráficas que son unidades coherentes dentro de él y lo define. Para definir el conjunto petrotectónico se prestará especial atención a las características litológicas (formaciones y miembros) y migración temporal de los procesos de cada unidad.

Una Unidad Tectono-Estratigráfica (UTE), de acuerdo con la connotación dada por quienes la definieron (Howell *et al.* 1985, Hatten *et al.*, 1958 y 1989), «es un conjunto de rocas con estratigrafía distintiva, limitado por fallas de extensión regional, caracterizada por una historia geológica que difiere de las unidades vecinas». Al concebir esta comunicación, los autores consideran importante seguir la máxima del geólogo francés Maurice Gignoux (1950) quien expresó: «La Estratigrafía y la Tectónica, son dos ramas inseparables de las ciencias geológicas. Un geólogo, estructuralista que no sea estratígrafo, es sólo un geómetra, porque él razona sobre superficies abstractas y volúmenes, olvidándose de la historia geológica y por otro lado, un estratígrafo que nunca por sí mismo ha trabajado la tectónica, sólo producirá una estratigrafía muerta».

MATERIALES Y MÉTODOS.

Para esta investigación fue fundamental el análisis de los Mapas Geológicos de la República de Cuba a escalas 1:500000 y 1:250000 (Linares *et al.*, 1985 y Albear *et al.*, 1988) y sus textos explicativos. Se empleó el Libro Estratigrafía de las zonas petroleras de la República de Cuba (Linares *et al.*, 2022) y el texto explicativo al Mapa de DP y CPT de la República de Cuba a escala 1:500000 (Linares y Fajardo, 2022). Resultaron de utilidad varios informes de los geólogos petroleros, que se relacionan en la Bibliografía y otras

comunicaciones sobre el tema de los últimos años. Gran parte de la información de pozos y localidades de interés para las investigaciones petroleras fueron extraídas de la obra Oíl and Geosite (Linares *et al.*, 2000). Para considerar las propiedades como reservorios de hidrocarburos en las formaciones del MCN, especialmente en el Grupo Veloz, fueron de considerable utilidad dos informes de Valladares *et al.* (1997 y 1998). La metodología de la Terrenoestratigrafía (Longoria, 1993) fue fundamento para los análisis estratigráficos. Se estudiaron las versiones del Léxico Estratigráfico de Cuba (LEC, Franco *et al.*, 1992, 2013, Bernal y Gil, 2021)), para verificar el estado de las unidades que se incluyen en la propuesta del Grupo, su existencia o no, la edad y las rocas que componen las mismas. De esta manera se procedió a la comparación que determinaron las conclusiones.

Se estudiaron determinaciones petrológicas y paleontológicas de rocas del Grupo Veloz, registradas en los siguientes pozos: BJ 3, BJ 351A, BJ 500, BJ 501, BJ 64, Bolaños 1, Canasí 1, CDH 1, Chacón 1-X, Chacón 2, Cayajabos 3, Corralillo 1, Guadal 1, Guásimas 7, Guanabo 19, Guásimas 6, Martí 2, Marbella Mar 1, PE 2, San Antón 1-X, Seboruco 2, Varadero 1, Varadero 23, Varadero 41, Varadero 201, VB 10, VDW 1001, VDW 1002, VDW 1003, Yumurí 20.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El Grupo Veloz que se propone, forma parte del DP del Margen Continental Norteamericano (MCN) y del CPT de Rocas Carbonatadas Pelágicas (Linares y Fernández, 2022) emplazado en la UTE Placetetas (**Figura 1**). Las rocas de esta UTE, en un sentido amplio, se consideran turbiditas distales. La unidad abarca un conjunto de rocas donde alternan calizas de variada textura, a veces silicificadas y/o dolomitizadas, pedernales, lutitas bituminosas, margas y algunas calcarenitas, depositadas en ambientes desde nerítico interno a batial. Abarcan un rango de edad entre el Kimmeridgiano tardío y el Turoniano. En el intervalo Aptiano-Albiano ocurrió la deposición de los sedimentos más profundos, de naturaleza oceánica (color rojizo de los sedimentos), con sedimentación de arcilla y radiolaritas



Figura 1. Calizas negras de la Formación Cifuentes en la localidad tipo propuesta por Shopov, Crucero del ferrocarril por la carretera Cifuentes-Santa Clara, 2.5 km al SW del Cifuentes y 1 km al este de la antigua grúa cañera Pendás. Fotografía Linares-Cala.

por debajo del nivel de compensación de carbonatos, se trata de la Formación Santa Teresa que no será motivo de descripción, pero se indica que corona con discordancia estratigráfica la Formación Morena, la más joven del Grupo Veloz. La Formación Carmita también forma parte de la UTE Placetas y del MCN y tiene edad Cenomaniano-Turoniano.

Las rocas de la UTE Placetas, representan una cuenca típica «hambrienta» de sedimentos (starved basin sediments) lo que explica su reducido espesor original sedimentario, el cual no supera los 1 000 metros. Muchos pozos de exploración en tierra han encontrado y/o atravesado la unidad, la que a consecuencia de la compresión y los eventos tectónicos de sobrecorrimientos, han formado un apilamiento de escamas, que duplican o triplican los espesores. A consecuencia del tectonismo, se desarrolló un amplio proceso de fracturación de las rocas, las que a veces están verticales o buzan con ángulos pronunciados. Varios niveles de despegue se han identificado en la unidad (SPT-CUPET, 1993; Socorro, López y Sán-

chez, 1993), los más importantes se localizan en la base de las Formaciones Santa Teresa, Cifuentes y Constancia, las dos primeras pertenecientes al DP del Margen Continental Norteamericano y la última al DP del Synrift.

La última propuesta del Léxico Estratigráfico de Cuba (Bernal-Rodríguez y Gil-González, IGP-SGC, 2021), registra la Formación Veloz de igual forma que su versión anterior (Franco *et al.*, 2013). La unidad litoestratigráfica se atribuye a Hatten (1958) con redefinición de Shopov (en Kantchev *et al.*, 1978). Está en sinonimia con más de veinte unidades litostratigráficas. La edad es Cretácico Superior Tithoniano-Cretácico Inferior Barremiano.

Como Formación Veloz (+ Fidencia) se cartografió geológicamente en las hojas Santa Clara 12 (F 17-7), Bahía de Santa Clara 4 (F 17-3), Morón, 13 (F 17-8) y Camagüey F (18-9) del Mapa Geológico de la República de Cuba a escala 1:250000 (Albear *et al.*, 1988). En el Mapa Geológico de la República de Cuba a escala 1:500000 (Linares *et al.*, 1985 y 1986) se in-

corpora como Formación Veloz, perteneciente a la Subzona Camajuani-Placetas. En las versiones del LEC, se correlaciona con las formaciones Artemisa y Polier de la región occidental de Cuba.

La redefinición de Shopov (1982), consideró desmembrar la Formación Veloz de Hatten (1958), en las formaciones Cifuentes y Nieves para la zona sur de Cifuentes y su «nueva» Formación Veloz y la Formación Morena, para la zona de Rancho Veloz. La Formación Cifuentes comprende la edad Tithoniano Medio y el estratotipo está a 2 km al SSE de Cifuentes. La «nueva» Formación Veloz, representaría la parte jurásica y del Cretácico Inferior Berriasiano del corte. Situó el estratotipo al NW del poblado de Rancho Veloz en la provincia de Villa Clara, asignándole un espesor de 80 metros.

El estratotipo de la Formación Morena, se ubica en la ladera septentrional de las lomas de Sierra Morena, 10 km al NW del poblado Rancho Veloz en la provincia de Villa Clara. Su edad es Cretácico Inferior Hauteriviano Superior-Cretácico Inferior Barremiano Inferior. El espesor oscila entre 40 y 200 metros. El contacto superior es discordante con la Formación Santa Teresa. La Formación Nieves, ocupa el intervalo Cretácico Inferior Barremiano, que es parte de la Formación Morena. Su estratotipo está en la pendiente norreste de loma Las Nieves, 9 km al NE del poblado San Diego del Valle. Espesor, 150 metros. Coordenadas X: 588250 Y: 309800 hoja ICGC (GeoCuba) 4183-I Santo Domingo.

En 1993 se dio a conocer por primera vez un conjunto de cuatro formaciones muy relacionadas por su composición carbonatada-silicea-terrigena, similares condiciones de sedimentación y estrechas relaciones estratigráficas en sucesiones concordantes entre los pisos Tithoniano y Barremiano (Simon Petroleum Technology-Cupet, 1993, Sánchez-Arango y Attewell, 1993). Este conjunto rocoso, fue denominado Grupo Veloz. Desde entonces se estudió y refirió ampliamente, por los geólogos petroleros cubanos y extranjeros, debido a presentar características muy favorables como rocas madre y buenas propiedades colectoras de petróleo y gas (López-Rivera, 1996; Va-

lladares *et al.*, 1997 y 1998; Fernández-Carmona, 1998; Sánchez-Arango *et al.*, 1999; Linares, 2003; Pérez-Machado, 2009; Linares 2022a y 2022b). En 1993, las formaciones constituyentes, eran: Cifuentes, Ronda, Jobosí y Morena. Diez años después, Linares (2003), en su tesis doctoral no incluyó la Formación Jobosí (Truit, 1954; Wassall y Truitt, 1954), por considerar que sus rocas, son semejantes a las de la Formación Constancia, cuyo estudio y desarrollo en superficie y pozos petroleros, permiten fecharla en el Jurásico Superior-Oxfordiano-Kimmeridgiano. La Formación Constancia es reconocida en la Franja Noroccidental de Hidrocarburos de Cuba (FNHC) y por las zonas de Calabazar, Sierra Morena y Encrucijada. Linares *et al.*, (2003, 2011, 2022 a y b) ratificó la idea de excluirla y atribuirla al DP Synrift, de manera que redefinieron el grupo con las formaciones Cifuentes, Ronda y Morena (**Figura 1**). Esta propuesta se fundamenta en el estudio de numerosas muestras de intervalos de pozos, donde se describen estas unidades, precisa edades y sus relaciones estratigráficas, aspectos de suma importancia para descubrir nuevos yacimientos gasopetrolíferos en estas rocas de otra región.

DESCRIPCIÓN DE LAS FORMACIONES Y ESTRATOTIPOS DE LAS UNIDADES DEL GRUPO FORMACIÓN CIFUENTES

La Formación Cifuentes (Shopov, 1982) es la formación más antigua del Grupo Veloz. Se ha dividido informalmente por los geólogos petroleros en cinco paquetes que se han numerado de arriba hacia abajo con signos romanos (I-V). Se representan bien en el subsuelo de la Franja Noroccidental de Hidrocarburos de Cuba (FNHC). Los paquetes IV y V pertenecen al CPT de Rocas Carbonatadas de Aguas Someras Los paquetes I-III son de edad Tithoniano y son atribuidos al CPT de Rocas Carbonatadas Pelágicas (Linares y Fajardo, 2022).

Shopov (1982) describió originalmente la Formación Cifuentes (hoy «Paquetes I, II y III») con edad Tithoniano, en el Crucero del ferrocarril por la carretera Cifuentes-Santa Clara, 2,5 km al SW del Cifuentes y 1 km al este de la antigua grúa cañera Pendás.

Coordenadas Lambert X: 596 500 Y: 311 150 hoja ICGC (GeoCuba) 4183-I Santo Domingo (**Figura 1**). El Kimmeridgiano de la Fm. Cifuentes al grado de estudio actual, se conoce por aislados afloramientos en la provincia de Villa Clara (UTE Placetas), que serían las microfácies de aguas someras de los «paquetes IV y V» y los «Paquetes I, II y III» de aguas profundas. En el subsuelo del yacimiento Varadero, Valladares y otros (Valladares 1997 y 1998), denominaron «Kimmeridgiano Transicional» a un grupo de capas no atribuidas a la Formación Constanca.

Se trata de los «paquetes IV y V» que son mudstones calcáreos fosilíferos, wackestones y grains-tones de bioclastos y peloides, con muy escasas intercalaciones areno-limosas y pelíticas. Tienen las mismas características reseñadas entre Varadero y Guanabo en el subsuelo (**Figura 2**).

Linares y Sánchez-Arango, en varios trabajos de campo con compañías extranjeras entre los años 1993 y 2000, describieron en loma Sin Nombre en la provincia de Villa Clara, un afloramiento tipo para la parte alta de la Formación Cifuentes («Paquetes I, II y

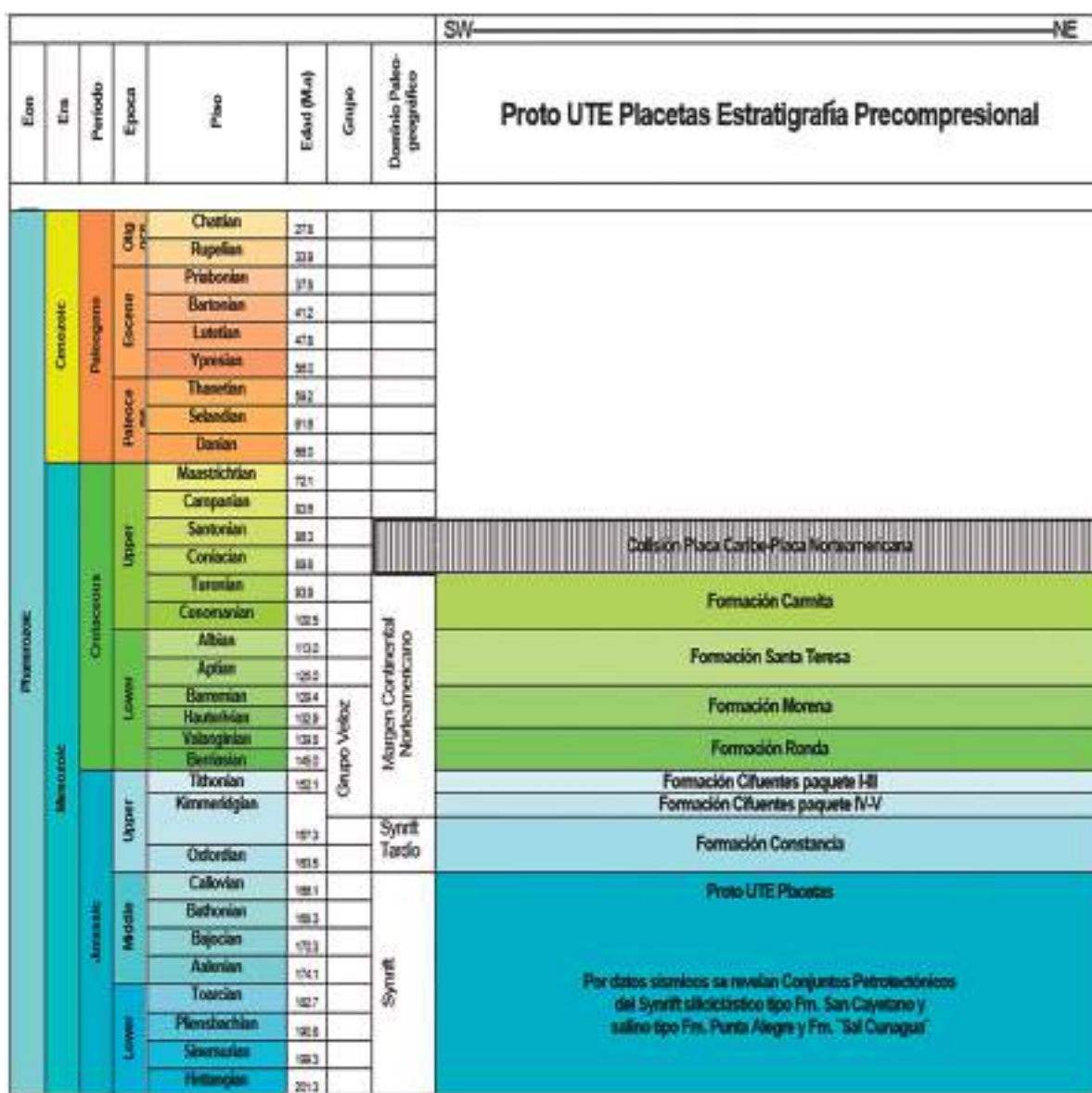


Figura 2. Formaciones del Margen Continental Norteamericano antes de la colisión (Fuente Linares *et al.*, 2022)



Figura 3. Calizas del Tithoniano, Formación Cifuentes en Loma Sin Nombre, provincia de Villa Clara

III»). La estación está ubicada 16 km al noroeste de la ciudad de Santa Clara, 11 km en línea recta casi al sur de Cifuentes, 1.5 km al sureste del poblado Sin Nombre. Hoja ICGC(GeoCuba) 4183- I (Santo Domingo). Coordenadas de la Fm. Cifuentes X: 599 500 Y: 301 750. Coordenadas Geográficas: N=22° 32' 27.16" W=80° 1' 57.62" (**Figura 3**).

Es una cantera abandonada, donde se exponen rocas de diferentes unidades litoestratigráficas muy plegadas. Esta región, es el área tipo de la parte tithoniense de la Formación Cifuentes (Shopov 1982). La sección antigua de la unidad no se observa. Se presentan micritas color gris oscuro hasta negro, bien estratificadas en capas de hasta 10 cm de grosor, con intercalaciones de lutitas negras o grises oscuras, laminares, bituminosas y algunas margas grises oscuras. Las calizas tienen abundantes fracturas y estilolitos rellenos por petróleo grueso y calcita. Existe abundante bitumen singenético por los planos de estratificación por donde parten fácilmente las rocas. Por estudios de López-Quintero *et al.*, (1997) en muestras de micritas y margas colectadas en esta localidad, se reportó 2.82 % de carbono orgánico total (COT). Se consideran rocas madre de la U.T.E. Placetas, con producción de petróleo en el tope de esta unidad en el ya-

cimiento Varadero. En la parte alta de la cantera, hay un contacto tectónico con unas micritas de color beige o amarillento, muy recristalizadas, con gran cantidad de fracturas rellenas por calcita. A juzgar por la presencia de *Nannoconus* s.l. y moldes de Radiolarios, parece tratarse de la Fm. Morena. Algunas calizas son clásticas y otras están silicificadas.

La microfauna es bien característica del Tithoniano de la Fm. Cifuentes: *Chitinoidella boneti*, *Ch. cubensis*, *Ch. bermudezi*, *Calpionella alpina*, *Crassiollaria brevis*, así como *Saccocoma* sp, *Favreina* spp, *Nannoconus* spp. y fragmentos de *Ammonites*. La edad es claramente Tithoniano Medio-Superior, correspondiente a las biozonas de *Chitinoidella* y *Crassiollaria* y a los «Paquetes» I y II.

En 1999 se realizó un estudio sobre fracturación en Loma Sin Nombre en las rocas de edad $J_3t - K_9v$. Debido a que el corte se encuentra muy plegado fue escogido por las mediciones de fracturas en pared que divide los frentes NW del SE donde las capas yacen casi horizontales. Claramente, se encontró una primera generación de fracturas de pequeño espesor, muy ramificadas, en forma de redes caóticas y selladas por calcita. Una segunda generación de fracturas, por los planos de estratificación parcial abierta, donde se ob-

servan cristales de calcita y bitumen y una tercera muy importante, porque corta todos los estratos en dirección vertical y por lo general abierta o con petróleo denso. Se detectaron otras fracturas, que se disponían entre los estratos o que atravesaban varios de estos. Resultó importante destacar, como se corresponden los tipos de fracturas, con las descritas en los núcleos de los pozos. Ocurre un sistema de fracturas con dirección NE con una densidad de 5.1 y para el sistema NW es de 3.9.

En el Bloque Martín Mesa, Fernández y colaboradores (1989), reportaron en el pozo Martín Mesa 2 entre 3 105-3 275 m de profundidad, micritas negras y grises, calizas dolomitizadas con intercalaciones de calizas oolíticas y areniscas cuarcíferas con algunos fósiles que se determinaron como Kimmeridgiano. Probablemente, estas rocas pertenecen al «Paquete IV» de la Fm. Cifuentes o con más datos relacionarse a los ambientes someros del Miembro San Vicente de la Fm. Guasasa.

En el subsuelo de la FNHC a esta edad corresponden los «Paquetes V y IV» de la Fm. Cifuentes, de la UTE Placetas registrados en varios pozos entre Guanabo y Varadero, provincias La Habana, Mayabeque y Matanzas.

El «Paquete V» se depositó en aguas someras. La microfacies principal es de micritas (47-60 %) y en menor proporción wackestone de bioclastos y peloides y algunas veces, de intraclastos o peloides. En ocasiones, hay microfacies de grainstone de intraclastos y peloides, a veces limosos. Las microfacies secundarias son de dolomita, yeso y anhidrita, las que se incrementan hacia la región del yacimiento Yumurí. Este paquete, está muy bien representado en algunos pozos del yacimiento Boca de Jaruco. La biofacies está representada por la asociación de *Globochaete alpina*, *Didemnoidea moreti* y algas (Blanco y Fernández, 1985).

El «Paquete IV» también se depositó en aguas someras. Las microfacies son muy parecidas a las del «Paquete V», predominando mudstone calcáreo (micrita 45.6-48.5 %) que suelen manifestar tener un contenido de arcilla y fracción limo-arenosa variable. Hay

microfacies subordinadas a wackestone de bioclastos o de peloides y peletas. La edad de este paquete se asigna al Kimmeridgiano tardío, sobre la base de *Favreina salevensis* y *Globochaete alpina*. Este conjunto litológico se detecta en los yacimientos Vía Blanca, Boca de Jaruco, Yumurí y Varadero. El ambiente de sedimentación para los dos paquetes, es el mismo: nerítico de plataforma restringida, de aguas someras con profundidad de 0-50 metros, con circulación moderada que lo indican las peletas y peloides dispersos o aglutinados y los escasos estratos de siliciclásticos finos. La presencia de *Favreina*, está condicionada a zonas más protegidas, con energía baja, por estar relacionadas a microfacies de mudstone calcáreo. Se comprueba similitud entre estos depósitos y los del Miembro San Vicente de la Fm. Guasasa en Pinar del Río.

Los cinco paquetes de la Formación Cifuentes y las formaciones Ronda y Morena, están incluidos en la cartografía geológica del Mapa 1:250000 de la República de Cuba (Albear *et al.*, 1988), bajo el nombre formación Veloz (+Fidencia). Aflora de oeste a este en pequeñas zonas de Cantel, Buena Vista y San Francisco en la provincia de Matanzas; ampliamente se desarrolla en las áreas al NW de Placetas y Loma Bonachea (**Figura 4**). Excelentes afloramientos de los Paquetes I, II y III de la Formación Cifuentes y las formaciones Ronda y Morena, se exponen en una franja con dirección NW-SE desde el aeropuerto de Santa Clara hasta Cifuentes. Otras áreas aisladas son Guillermo Llabré, El Sordo, Angelita y Punta Felipe. La parte neocomiana del Grupo está bien caracterizada desde Corralillo y Sierra Morena hasta el poblado de Rancho Veloz, que dio nombre a la unidad. Todas estas localidades se ubican, en la provincia de Villa Clara.

PAQUETE III: TITHONIANO INFERIOR

Se trata de rocas formadas en aguas profundas, aunque no tanto como la de los «Paquetes I y II», ya que representa la transición entre las facies de aguas someras («Paquetes IV y V») y de aguas profundas («Paquetes I y II»). La facies predominante corresponde a la de mudstone calcáreo que transiciona gradual o



Figura 4. Calizas de la Formación Morena, atravesada por un cuerpo de grahamita, cantera Loma Bonachea, 13 km al NE de la ciudad de Santa Clara, provincia de Villa Clara.

bruscamente a wackestone bioclástico, cuya tercera parte se compone de radiolarios. Las rocas ocurren finamente bandeadas. Los fósiles más conspicuos son: *Saccocoma* sp., *Aptychus* y *Radiolarios*. Se caracteriza bien en el pozo Guanabo N°.19, en varios pozos del yacimiento Boca de Jaruco y en pozos de los yacimientos Yurumí y Puerto Escondido.

PAQUETE II: TITHONIANO MEDIO

Litológicamente es similar al anterior, pero con escasas silicitas. Como facies principal, se distingue mudstone calcáreo fosilífero y wackestone bioclástico. Este conjunto, se estratifica en forma flyschoides debido a las intercalaciones de argilitas finas bituminosas. Secundariamente se han descrito dolomías.

Los fósiles que permiten datar el paquete como Tithoniano Medio son: *Chitinoidella boneti*, *C. ber-*

mudezi y *Saccocoma* sp. Se caracteriza bien en pozos de los yacimientos Boca de Jaruco y Yurumí.

PAQUETE I: TITHONIANO SUPERIOR

Es una secuencia que, en su parte más alta transiciona hacia la Formación Ronda. Por el grado de estudio o porque constituye niveles condensados con la Formación Ronda, su ocurrencia es errática, es decir no siempre aparece en los pozos. También es cierto, que son escasos los fósiles índices que definen la edad. La proporción de wackestone bioclástico, casi es el doble que la de mudstone calcáreo. Subordinadamente, suceden microfácies de packestone radiolarico y esporádicamente la de dolomías. Los eventos bioestratigráficos que fijan la edad Tithoniano Superior, están definidos por varias especies del género *Crassicollaria* y las formas grandes de *Calpionella alpina*. Se ha podido distinguir

en los pozos Puerto Escondido 2 y algunos pozos del yacimiento Yumurí. Las rocas del Tithoniano Superior indican un paleoambiente batial superior, con profundidades del mar por debajo de 200 metros, en condiciones pelágicas y hemipelágicas. En la parte alta de la Formación Cifuentes, ocurre la facies radiolárica que acusa el máximo nivel de transgresión marina de las líneas de la costa, correspondiente a la SB 138 de la carta global eustática. Se considera que en el emplazamiento original no debió superar 250 metros de espesor. Sus relaciones estratigráficas son graduales en la parte inferior los Paquetes IV y V, con la Formación Constancia y en la superior con la Formación Ronda.

FORMACIÓN RONDA

Fue caracterizada por Wassall y Truitt (1954). Consta de alternaciones que incluyen microfácies de mudstone calcáreo, wackestone bioclástico, pedernales y ar-

gilita. En ocasiones estas rocas están dolomitizadas y recristalizadas. Aunque el paleoambiente es de aguas profundas (batimetría superior a 1 500 metros), se han reconocido tres microfácies para su estudio, atendiendo a las evidentes diferencias de litofácies con características de rocas almacenadoras de petróleo.

Según la presencia de fósiles, se definen tres intervalos basados en las biozonas de Calpionélidos: la más inferior *Calpionella alpina*, señala el Berriasiano, más arriba la de *Calpionellopsis oblonga* y en el techo de la unidad la de *Calpionellites darderi* que marca la parte alta del Valanginiano. La Formación Ronda ha sido atravesada por varios pozos profundos de los yacimientos Vía Blanca, Boca de Jaruco, Puerto Escondido y en el Pozo Canasí 1-X perforado hace pocos años. Su edad es Berriasiano-Valanginiano. El espesor promedio es 300 metros. Aflora en la Sierra Morena, región Corralillo-Rancho Veloz (**Figura 5**).

En el subsuelo, entre el yacimiento Yumurí y



Figura 5. Mudstone calcáreo, wackestone bioclástico, pedernales. Formación Ronda, Horizontes, Corralillo, provincia de Villa Clara

Corralillo, la semejanza entre las formaciones Sumidero de Pinar del Río y Ronda es muy marcada, incluso se manifiestan los mismos tipos de pedernales radioláricos negros y las micritas y biomicritas bandeadas con limolitas y limolitas bituminosas, similares a las que afloran en el Río Caimito por la zona de Mil Cumbres en la provincia de Pinar del Río.

FORMACIÓN MORENA

La Formación Morena no está registrada en el LEC. Fue propuesta por Shopov (1982). Junto con la Formación Ronda, se desarrolla en importantes áreas de sierra Morena, entre Corralillo y Rancho Veloz y al este del aeropuerto de Santa Clara (**Figura 6**).

Hasta el mes de febrero del 2000, no se había reportado esta unidad en los pozos del norte de la región Habana-Matanzas. Fernández-Carmona y Hernández, en un informe preliminar del pozo Seboruco 2 para la Compañía Sherrit International, dieron cuenta de esta novedad, en dos intervalos: 2 550-2 800 m y 2 998-3 038 m (es un pozo inclinado). En el primer in-

tervalo, abundan las calizas blancas y grises, arcillosas, pedernales de colores negros, grises claros, verdosos; con frecuencia radioláricos. Se describen también mudstones, arcilitas verdosas claras piritizadas; argilitas negras laminares. Se observan fenómenos de estrías de deslizamientos (*Slickensides*). En el segundo intervalo, ocurren mudstone calcáreo, argilitas frecuentemente laminadas y pedernales. Entre 2 600 y 2 800 m, Fernández-Carmona y Hernández, reportaron abundantes especies de *Nannoconus*, donde se reconocen *Nannoconus steinmanni*, *N. globulus*, *N. colomi*, *N. bermudezi*, *N. wassalli*, radiolarios y *Colomisphaera* cf. *C. heliosphaera* lo que confirma la edad Hauteriviano-Barremiano para esta formación. Este intervalo que duró cerca de 7 millones de años, se reconoce en el subsuelo de los yacimientos desde Guanabo hasta Varadero. En esta área, en la profundidad, ocurren estos sedimentos de la UTE Placetas que continuaron su evolución y están bien desarrollados en los yacimientos Guanabo, Via Blanca, Boca de Jaruco, Yumurí, Puerto Escondido y los de Varadero en el



Figura 6. Formación Morena. Calizas blancas y grises, arcillosas, capitas de pedernales. Se describen también mudstones, arcilitas verdosas claras piritizadas; argilitas negras laminares, areniscas calcáreas. Carretera al aeropuerto de Santa Clara, provincia de Villa Clara.

norte de La Habana, Mayabeque y Matanzas. La disminución notable de la turbulencia, así como la apretada laminación de las rocas indican condiciones de mayor tranquilidad en la deposición, es decir mayor alejamiento de la influencia hidrodinámica de la plataforma carbonatada, en relación con las secuencias coetáneas de las UTE Camajuaní y Colorados. De manera que fue una cuenca de aguas profundas, el espesor alcanzó 250 metros. En el yacimiento de Varadero con esta unidad se asocian importantes niveles de petróleo y gas.

CONCLUSIONES

La deposición íntegra de las rocas del Grupo Veloz ocurrió en el Margen Continental Norteamericano entre el Kimmeridgiano y Barremiano, de forma continua. Algunas pequeñas discordancias observadas actualmente, se deben a fenómenos tectónicos al ser desplazadas hacia el CPSC. A diferencia de trabajos geológicos de superficie, en los pozos de la FNHC, es posible determinar con precisión el piso Tithoniano y dividirlo en Inferior, Medio y Superior. Esto se corresponde con los «Paquetes I, II y III» de la Formación Cifuentes.

A continuación de la Formación Cifuentes se depositó sin interrupción, la Formación Ronda de los pisos Berriasiano y Valangianiano y por último la Formación Morena, con ligeros recesos en la sedimentación entre el Cretácico Inferior Hauteriviano Superior y El Cretácico Inferior Barremiano Inferior.

La distribución de las unidades del Grupo Veloz, está contenida en la cartografía de la Formación Veloz (+Fidencia) del Mapa Geológico de la República de Cuba 1:250000 (Albear *et al.*, 1988). Dadas las edades de las formaciones, estas son susceptibles para representarse en mapas geológicos a escala 1:50000 y más detallados. Existen todos los datos y argumentaciones para proponer este grupo que se emplea desde hace algunos años por la comunidad petrolera cubana, existen muchas publicaciones e informes que lo refieren y a pesar de ello, no está relacionado en el LEC.

RECOMENDACIONES

- Proponer a la Comisión del LEC, la valida-

ción del Grupo Veloz.

- Separar en mapas a escalas medias y más detalladas, las formaciones Cifuentes, Ronda y Morena a partir de la actual representación como Formación Veloz (+Fidencia), en el Mapa Geológico de la República de Cuba a escala 1:250000 (Albear *et al.* 1988).
- Formalizar como Miembros, los diferentes paquetes de la Formación Cifuentes.
- Comparar el Grupo Veloz con su similar Grupo Puerto Esperanza, del norte de la provincia de Pinar del Río.

ESTRATOTIPOS COMPUESTOS DEL GRUPO VELOZ FORMACIÓN CIFUENTES

Por afloramientos: Holoestratotipo para la parte alta de la Formación Cifuentes («Paquetes I, II y III») Edad Tithoniano. Crucero del ferrocarril por la carretera Cifuentes-Santa Clara, 2.5 km al SW del Cifuentes y 1 km al este de la antigua grúa cañera Pendás. Coordenadas Lambert X: 596500 Y: 311150 hoja ICGC (GeoCuba) 4183-I Santo Domingo. Hipoestratotipo para la parte alta de la Formación Cifuentes («Paquetes I, II y III»). Edad Tithoniano. La estación está ubicada 16 km al noroeste de la ciudad de Santa Clara, 11 km en línea recta casi al sur de Cifuentes, 1.5 km al sureste del poblado Sin Nombre. Hoja ICGC (Geo Cuba) 4183- I (Santo Domingo). Coordenadas del afloramiento de la Fm. Cifuentes X: 599500 Y: 301 750. Coordenadas Geográficas: N=22° 32' 27.16" W=80° 1' 57.62"

Por pozos: Hipoestratotipo, pozo Varadero 23. Sur de la antigua Ciudad Escolar Granma, yacimiento Varadero, hoja ICGC (GeoCuba) Varadero 3985-III. Coordenadas Lambert X: 472500 Y. 367825 Geográficas N: 230 08' 25.09" W": 810 16' 6.5". Intervalo 1391-1415 m. «Paquetes I, II y III». Edad Tithoniano. Pozo productor de petróleo, Empresa Petrolera del Centro. Cupet (Cuba Petróleo). Minem (Ministerio de Energía y Minas). Hipoestratotipo para la parte Inferior de la Formación Cifuentes, Paquetes IV y V. Pozo Martín Mesa 2 Cupet-Minem, intervalos entre 3 105-3 275 m de profundidad.

FORMACIÓN RONDA

Por afloramientos: Hipoestratotipo de la Formación Ronda: Localidad Horizontes, 5 km al sureste de Corralillo, en el entronque del Circuito Norte con la carretera Corralillo-Santo Domingo, 3 km al noroeste de Sierra Morena. Se trata de un corte por la carretera donde las calizas de la Formación Morena yacen sobre los paquetes II y III de la Formación Cifuentes de edad Tithoniano. Hoja ICGC (GeoCuba): 4084- I (Corralillo). Coordenadas: X: 546900 Y: 348800. Coordenadas Geográficas: N=22° 58' 5.001" W=80° 32' 33.54". Aquí en la parte inferior, son biomicrofitas laminadas y micritas grises oscuras negras, con finas intercalaciones de argilitas bituminosas en capas desde milimétricas hasta 3 cm. de espesor. Muy abundante bitumen singenético a lo largo de los planos de estratificación de las argilitas, así como en las fracturas y numerosos estilolitos. Se observan espacios vacuolares repletos de materia orgánica bituminosa y pirita singenética ampliamente dispersa. En este afloramiento las biomicrofitas son ricas en *aptychus* y moldes de ammonites; otros fósiles índices son: *Chitinoidella boneti*, *Ch.cubensis*, *Ch.bermudezi*, *Calpionella alpina*, *Crassicollaria brevis*, así como *Saccocoma* sp; *Favreina* spp; *Nannoconus* spp. La edad es claramente Tithoniense Medio-Superior, correspondiendo a las biozonas de *Chitinoidella* y *Crassicollaria*. Se trata de la Formación Cifuentes. En los mapas geológicos se generaliza la edad desde el Jurásico Superior Tithoniense hasta el Cretácico Inferior Neocomiense, debido a que arriba yace un manto de la Formación Ronda (Pszczolkowski, A. 1986, Linares *et al.*, 1987).

Por pozos: Pozo Chacón 1-X. Coordenadas X. 315788 Y: 340207 hoja ICGC (GeoCuba) 3684- IV, Mariel. Intervalos 995-1260 m y 1790-2085 m. Área de Mariel, provincia de Artemisa. Cupet-Minem. Pozo Varadero 23. Yacimiento Varadero, hoja ICGC (GeoCuba) Varadero 3985-III. Coordenadas Lambert X: 472500 Y. 367825 Geográficas N: 230 08' 25.09" W": 810 16' 6.5". Intervalo 1276-1391 m. Pozo productor de petróleo Empresa Petrolera del Centro. Cupet. Minem.

FORMACIÓN MORENA

Por afloramientos: Estratotipo. Laderas septentrionales de lomas de Sierra Morena, 10 km al NW del poblado de Rancho Veloz, provincia de Villa Clara. Afloramiento de la Formación Morena, en la cantera Loma Bonachea, 13 km al NE de la ciudad de Santa Clara, 12 km al SW del poblado de Camajuaní, provincia de Villa Clara. Hoja ICGC (GeoCuba), 4283- III (Santa Clara). Coordenadas: X: 618800 Y: 292500. Coordenadas Geográficas: N=22° 27' 22.00" W=79° 50' 44.65"

Por pozos: Pozo Varadero 23. Cupet-Minem. Yacimiento Varadero, hoja ICGC (GeoCuba) Varadero 3985-III. Coordenadas Lambert X: 472500 Y. 367825 Geográficas N: 230 08' 25.09" W": 810 16' 6.5". Intervalo 1192-1276 metros. Pozo productor de petróleo Empresa Petrolera del Centro. Cupet. Minem. Pozo Chacón 1-X. Cupet-Minem. Coordenadas X. 315788 Y: 340207 hoja ICGC (GeoCuba) 3684- IV, Mariel. Intervalo 710-995. Seboruco No. 2. Yacimiento Seboruco (Compañía Sherrit International). Cupet. EPEP Occidente. Dos intervalos: 2 550-2 800 m y 2 998-3 038 m (es un pozo inclinado).

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Albear, J. F., Boyanov, I. Breznyanszky, K., Cabrera, R., Chejovich, V., Echevarría, B., Flores, R., Formell, F., Franco, G., Hayduttov, I., Iturralde-Vinent, M., Kantchev, I., Kartashov, I., Kostadinov, V. Millán, G., Myczynski, R., Nagy, E., Oro, J., Peñalver, L., Piotrowska, K., Pszczolkowski, A., Rudnicki, J., Somin, M., 1988,** Comisión de Unificación del Mapa Geológico de la República de Cuba escala 1:250000, 40 Hojas. Academia de Ciencias de Cuba. Instituto de Geología y Paleontología. Edición Instituto de Geología de la URSS.
- Bernal-Rodríguez, L. y Gil-González, S., 2021,** Propuesta nueva versión LEC, IGP-SGC.
- Blanco S. y Fernández-Carmona, J., 1985,** Bioestratigrafía de los depósitos Jurásico Superior (Tithoniano) - Cretácico Inferior en el Área

- Varadero - Varadero Sur. Serie Geológica C.I.G. Vol.4.
- Fernández- Carmona, J.**, 1998, Bioestratigrafía del Jurásico Superior – Cretácico Inferior Neocomiano de Cuba Occidental y su aplicación en la exploración petrolera: Tesis Doctoral, Archivo del CEINPET, La Habana.
- Fernández-Carmona J., Núñez, C., Villavicencio, B., Díaz, M. L., y Martín, M.**, 1989, Estratigrafía del Área Martín Mesa. Archivo del CEINPET, La Habana (Inédito).
- Franco-Álvarez, G. L., Acevedo-González, M., Álvarez-Sánchez, H., Artime-Peñeñori, C., Barrientos-Duarte, A., Blanco-Bustamante, S., Cabrera, M., Cabrera, R., Carrassou-Agragan, G., Cobiella-Reguera, J. L., Cautín-Lambert, R., Albear, J.F. de, de Huelbes, J., Torre y Callejas, A. de la, Delgado-Damas, R., Díaz de Villalvilla, L., Díaz-Otero, C., Dilla-Alfonso, M., Echevarría-Hernández, B., Fernández-Carmona, J., Fernández-Rodríguez, G., Flores, R., Flores-Abín, E., Fonseca, E., Furrázola-Bermúdez, G., García-Delgado, D., Gil-González, S., González-García, R. A., Gutiérrez-Domech, R., Linares -Cala, E., Milián-García, E., Millán-Trujillo, G., Moncada-Ferrera, M., Montero-Zamora, L., Orbera, L., Ortega-Sastriques, F., Peñalver, L. L., Perera, C., Pérez-Arias, J. R., Pérez-Lazo, J., Pérez-Rodríguez, E., Pifieiro-Pérez, E., Recio-Herrera, A. M., Sánchez-Arango, J. R., Saunders-Pérez, E., Segura-Soto, R., Triff-Oquendo, J., Zuazo-Alonso, A., Pszczółkowski, A., Brezsnýánszky, K., Slavov, I., y Myczyński, R.**, 1992 y 2013, Léxico Estratigráfico de Cuba. Centro de Nacional de Información Geológica, La Habana, 658 p. (Primera versión). (Inédito).
- Gignoux, M.**, 1950, Stratigraphic Geology: WH. Freeman and Co., San Francisco, 682 p. English translations from the Fourth French Edition by Gwendolyn G. Woodford.
- Hatten, C.W., Somin, M. L., Millán, G. Renne, P., Kistler R. V., Mattinson, J. M.**, 1989, Tectonostratigraphic units of central Cuba. Mem. XI Caribbean geol. conf. Barbados, 1986”, 35, p. 1-13.
- Hatten, Ch. W., Schooler, O. E., Giedt, N.R., y A. A. Meyerhoff**, 1958, Geology of Central Cuba, Eastern Las Villas and Western Camagüey, Provinces, Cuba. O.N.R.M. – MINBAS, La Habana (Inédito).
- Howell, D. G., Jones, D. L., y Schermer, E. R.**, 1985, Tectonostratigraphic Terranes of the Circum Pacific region in: Howell, D. G., (ed.), 1985, Tectonostratigraphic Terranes of the Circum Pacific Region: Circum Pacific Council for Energy and Mineral Resources, Houston: Texas, Earth Sciences Series, Number 1, p. 3–33.
- Kantchev, IL.; Y. Boyanov; N. Popov; R. Cabrera, A. Goranov; N. Iolkiev; M. Kanazirski; M. Stancheva**, 1978, Geología de la Provincia de Las Villas. Resultado de las Investigaciones Geológicas y Levantamiento Geológico a escala 1:250 000 (1969-1975). Brigada Cubano-Búlgara: O.N.R.M.–MINBAS, La Habana (Inédito).
- Linares-Cala, E., Valdés, P., Betancourt. y Galbán, M.**, 1987, Informe de los trabajos de Levantamiento Geológico en la región Motembo-Corralillo, O.N.R.M. y Archivo Ceinpet, La Habana.
- Linares-Cala, E., Gómez, J., García, R., Yero, M., Valdés, P., Blanco, S., Hernández, I., Fariñas, C.**, 2000, Oil and Geosite: Guía Práctica de Localidades de Interés Gasopetrolífero. ISBN 959-7160-03-X.
- Linares-Cala, E.; Dovbnia, V. A., Osadchiy, P. G.; Gil, S. García-Delgado, D. E. Zuazo, A.; Brito, A.; Evdokimov, J. V.; Furrázola-Bermúdez, G.; Hernández, J.; Judoley, C. M.; Markovskiy, B: A.; Tijomirov, Y. N.; Zagoskin, A. M.; Vtulochkin, A. L.**, 1986,

- Mapa Geológico de la República de Cuba a escala 1:500000. Breve Nota Explicativa. Ministerio de la Industria Básica. Centro de Investigaciones Geológicas. ENPES, La Habana.
- Linares-Cala, E.; Osadchiy, P.G., Dovbnia, V. A. Gil, S., García-Delgado, D. E., García, L. M.; Zuazo, A., González, R., Bello, V., Brito, A., Bush, W. A., Cabrera, M. Capote, C., Cobiella, J., L., Díaz de Villalvilla, L., Eguipko, O. I., Evdokimov, J. V., Fonseca. E., Furrázola-Bermúdez, G., Hernández, J., Judoley, C. M., Kondakov, L. A., Markovskiy, B.A. Pérez, M. Peñalver, L., Tijomirov, Y. N. Vtulochkin, A.N., Vergara, F. Zagoskin, A. M., Zelepuguin, V. N., 1985,** Mapa Geológico de la República de Cuba a escala 1:500000. 4 hojas y su Leyenda Zonal. Minist. Ind. Bas. Fábrica Cartográfica, Instituto de Investigaciones Geológicas A. P. Karpinski, Leningrado.
- Linares-Cala, E., 2003,** Comparación entre las secuencias mesozoicas de aguas profundas y someras de Cuba Central y Occidental. Significado para la exploración petrolera. Tesis de Doctor en Ciencias Geológicas. Archivos Cujae y Ceinpet, La Habana.
- Linares-Cala, E. Fajardo-Fernández, Y., 2022a,** Texto explicativo al Mapa de los Dominios Paleogeográficos y Conjuntos Petrotectónicos de la República de Cuba a escala 1:500000. IGP-SGN y Ceinpet. La Habana.
- Linares-Cala, E., Dora E. García, O. Delgado, J. G. López, V. Strazhevich., 2011,** Yacimientos y manifestaciones de hidrocarburos de la República de Cuba. Centro Nacional de Información Geológica. IGP- Ceinpet. 480 pp. ISBN 978-959-7117-33-9. Imprenta PALCOGRAF, La Habana.
- Linares-Cala, E.; García-Delgado, D.; Blanco-Bustamante, S.; Fajardo-Fernández, Y.; Pérez Machado-Milán, O.; Gil-González, S.; Perra-Falcón, C., 2022 b,** Estratigrafía de las zonas petroleras de la República de Cuba. Centro de Investigación del Petróleo. ISBN-978-959-7117-94-0.
- Longoria, J. F., 1993,** La Terrenoestratigrafía: Un ensayo de metodología para el análisis de los terrenos con un ejemplo de México: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros Vol. XLVIII, No.2, julio – diciembre, p. 30-48.
- López-Quintero, J. O., Navarrete, E., Tenreyro, R., 1997,** Rocas madre del Jurásico Superior en Cuba y su potencial de generación. PEMEX. Estratigrafía, Sedimentología, Diagénesis y Petrofísica de las Rocas del Jurásico Superior en México. Tampico, Tamaulipas. 3-5 nov. 1997.
- López-Rivera, J. G., Tenreyro, R., Sánchez-Arango, J., López, J. O., Valladares, S., Yero, M., Linares-Cala, E., Álvarez, J., Sosa, C., 1996,** Informe Sistemas Petrolíferos de la Zona Limítrofe Plataforma-Cuenca, Etapa 1 Proyecto 1-95 «Actualización del Potencial de Hidrocarburos de Cuba»: E-146, Archivo del CEINPET, La Habana (Inédito).
- Pérez Machado- Milán, O., 2009,** Estudio litológico y bioestratigráfico de los depósitos del Jurásico Superior-Cretácico Inferior Valanginiense de la región Sierra del Rosario, Pinar del Río, Cuba Occidental. Archivo Universidad de Pinar del Río.
- Pszczolkowski, A., 1986,** Secuencia Estratigráfica de Placetas en el Área Limítrofe de las provincias de Matanzas y Villa Clara (Cuba). Bull of the Polish Acad. of Sciences, 34.1 pp. 67-79.
- Sánchez- Arango, J. y Blanco, S., 1987,** Estratigrafía de la Región Martí-Corralillo. Archivo Técnico CEINPET, LA Habana.
- Sánchez-Arango J. and R Attewell, R., 1993,** Stratigraphy In: The Geology and Hydrocarbon Potential of the Republic of Cuba. Proprietary Report, Simon Petroleum Technology an CUBAPETRÓLEO eds. Llandudno, U.K.,

Chapter 3 and Box. N0.3.

- Sánchez-Arango J., Segura-Soto, R., Valladares, S., Blanco, S., Tenreyro, R., Brey, D., Rodríguez, M., Villavicencio, B., y López, O.,** 1999, Estudio de las correlaciones mesozoicas regionales en el Norte de Cuba, Bahamas y sureste de La Florida, Proyecto 2133 CEINPET: Archivo del CEINPET, La Habana.
- Sánchez-Arango, J., Castro, O., Blanco, S., García, R., y Díaz, M. L.,** 1996, Aplicación de la Geofísica de Pozos en la Tectonoestratigrafía del cinturón sobrecorrido de las series de cuenca (Placetas–Camajuaní) del Margen Continental de Cuba. Geofísica'96. Resúmenes GRP-10 33-34, La Habana. Archivo CEINPET
- Shopov, V.,** 1982, Estratigrafía y Subdivisión de las Zonas de Placetas y Camajuaní en la antigua provincia Las Villas (Cuba Central): Ciencias de la Tierra y El Espacio. N0.4 p. 39-46.
- Simon Petroleum Technology Limited -Cupet.,** 1993, The Geology and Hydrocarbon Potential of the Republic of Cuba: Anexo 3.45, Archivo del CEINPET, MINEM. La Habana.
- Valladares-Amaro, S.; García-Sánchez, R.; Breydel Rey, D.; Castro-Castiñeiras, O.; Álvarez-Castro, J.; Hernández-León, J.; Blanco-Bustamante, S.; Fernández-Carmona, J.; Rodríguez-Viera, M.; Hernández-Rey, V.; Segura-Soto, R.; Rodríguez-Loeches, J.; Villavicencio, B.,** 1997, Informe Reservorios carbonatados pertenecientes a la UTE Placetas. Proyecto 6-95. Reservorios carbonatados de Cuba. E-251. Archivo Técnico del Ceinpet, La Habana.
- Wassall, H.,** 1954, Geology of Santa Clara–Cabai-guán área (Informe). ONRM. La Habana (Inédito).



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 Electrónico.: 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 Electrónico.: 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 Electrónico.: 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)

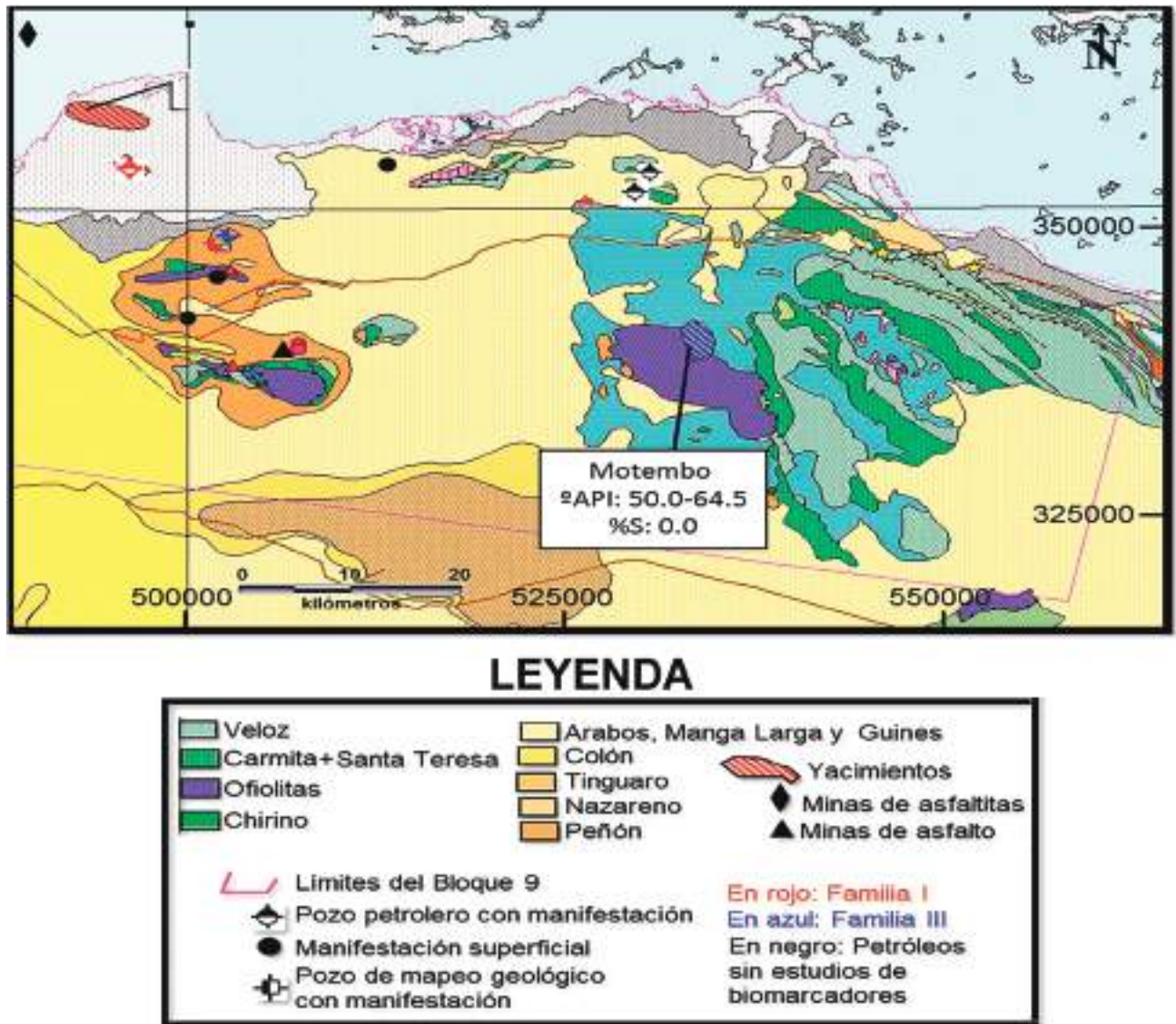


Figura 2. Mapa geológico, con señalización del yacimiento Motembo y sus propiedades físico-químicas (Albear y Boyanov, 1988)

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**).

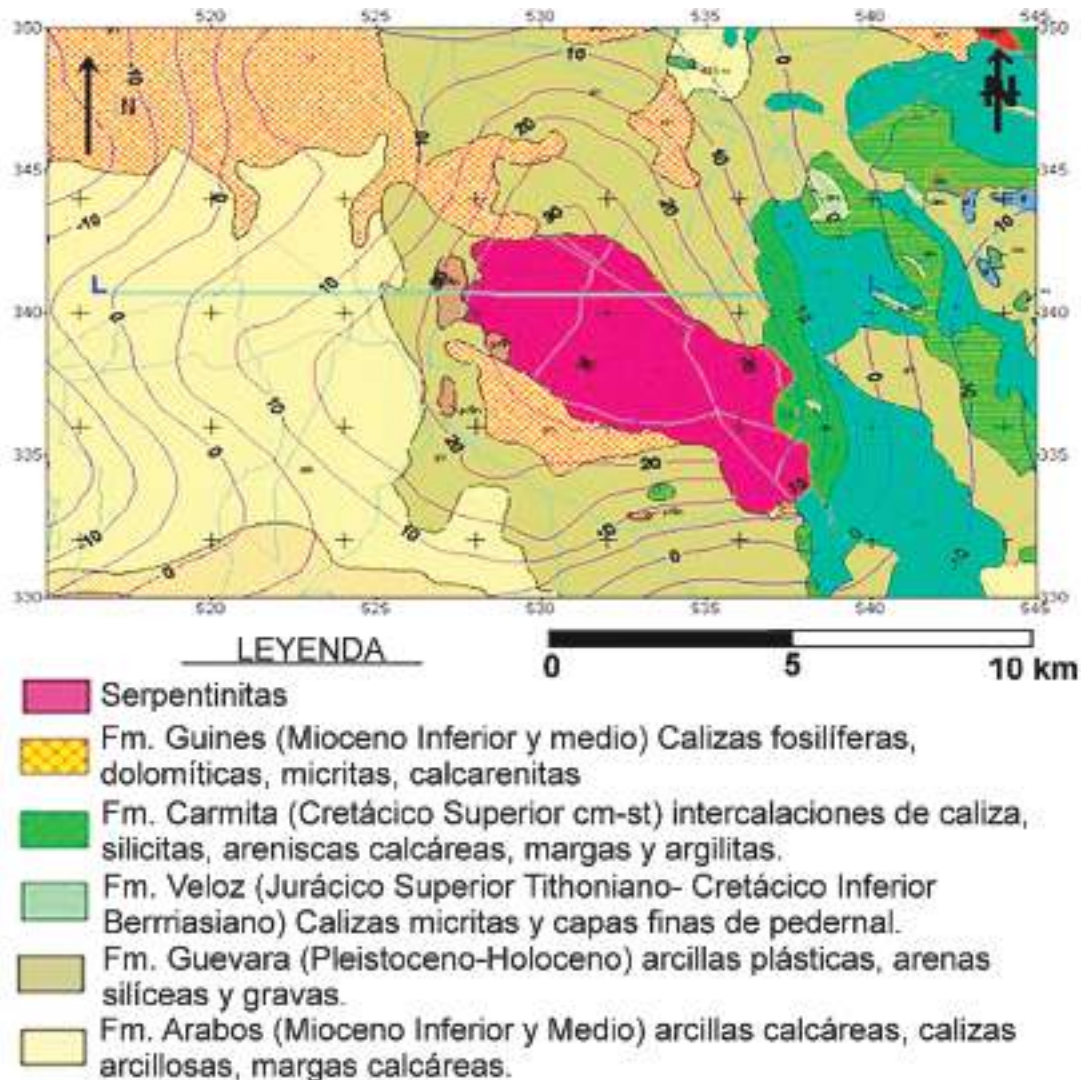


Figura 3. Mapa geológico del sector Motembo, extraído del mapa de Cuba escala 1:100000 en formato digital (CASIG-IGP, 2001) con isóneas del mapa de anomalías de Bouguer a intervalo de 5 mGal (Prol y Arriaza, 2009)

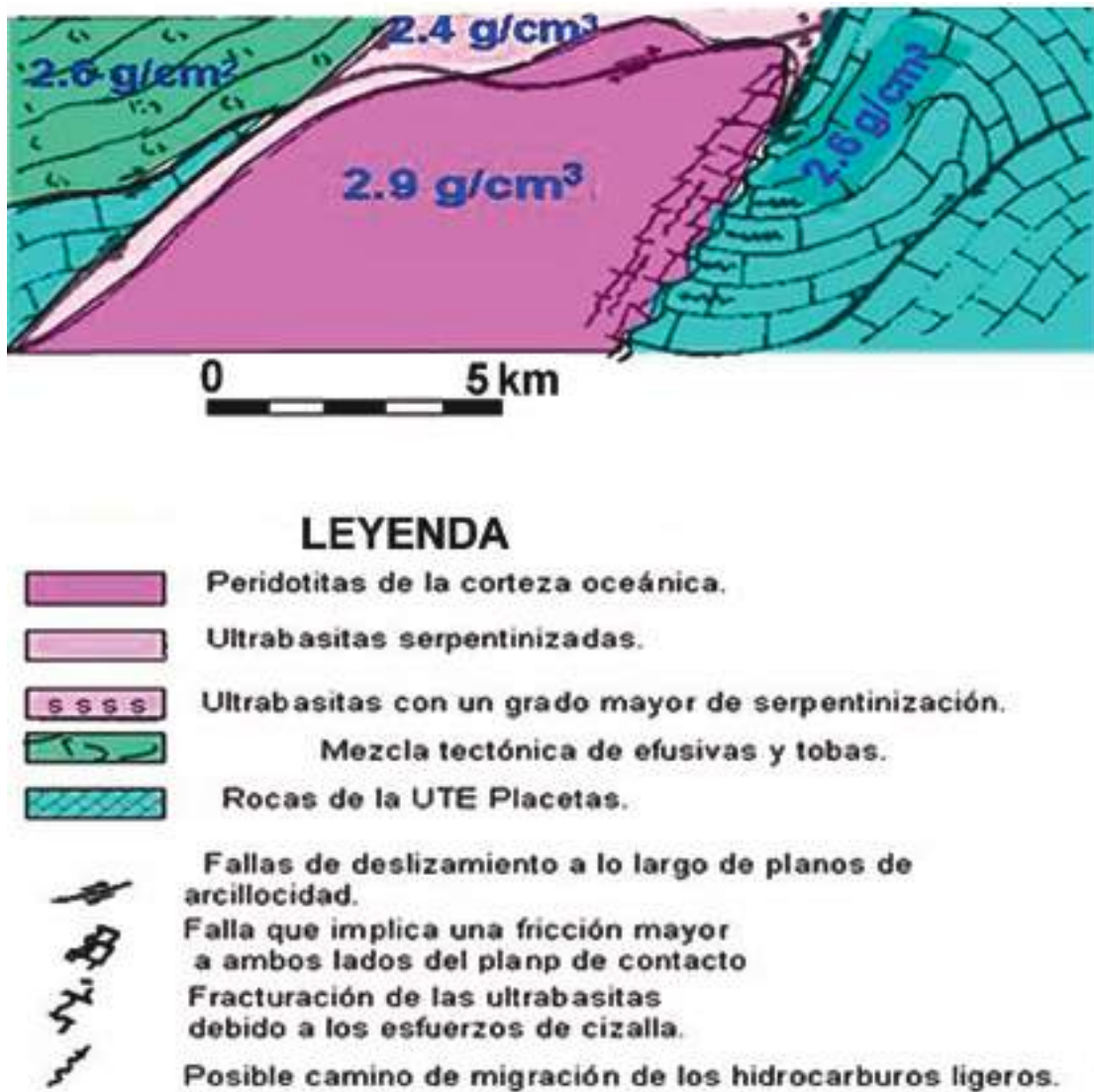


Figura 4. Modelo geológico simplificado a través de un perfil con dirección noreste-suroeste en el área de Motembo (Prol y Arriaza, 2009)

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.

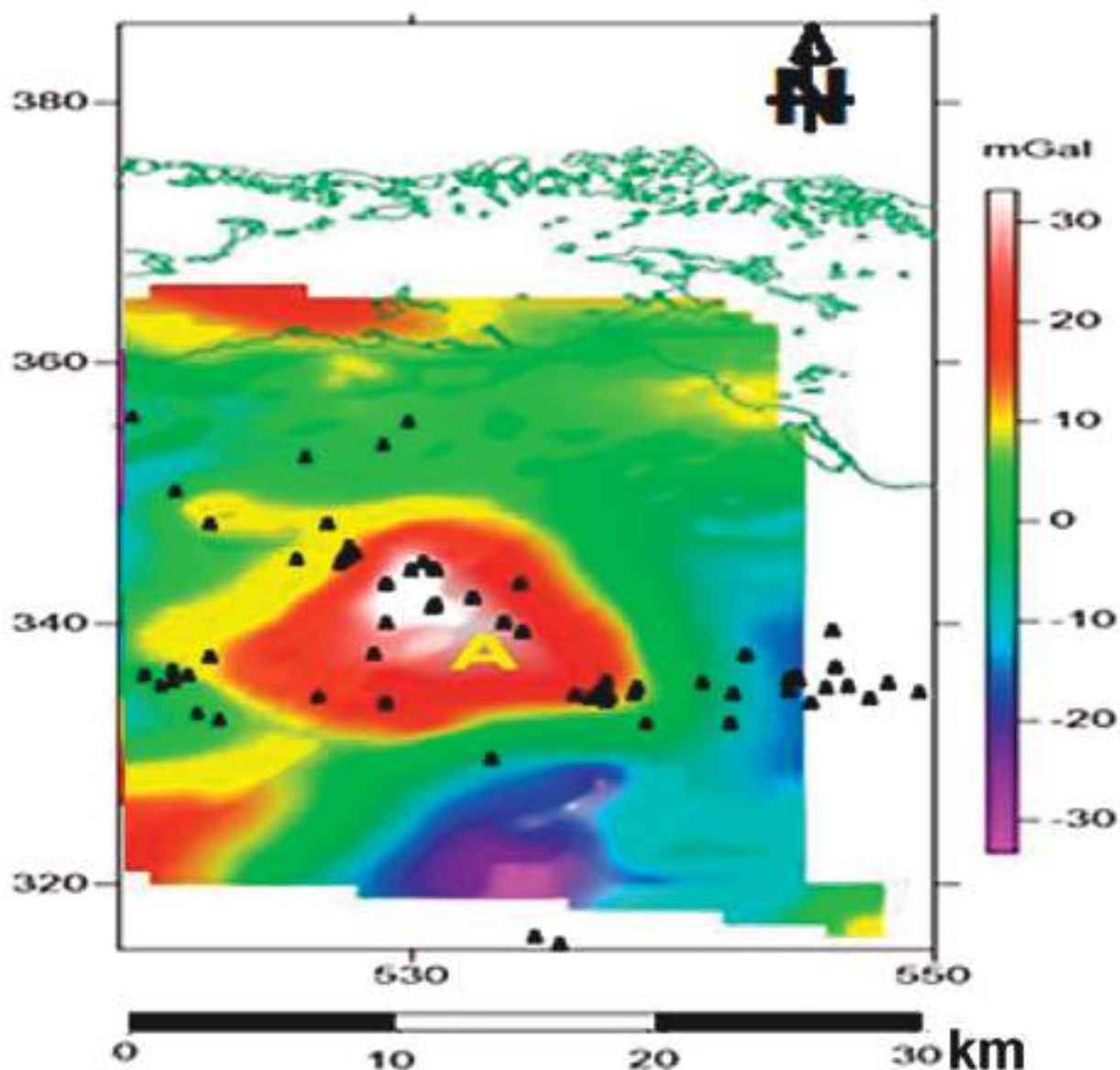


Figura 5. Mapa de anomalías de Bouguer del sector Motembo (Prol y Rifá, 2016)

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

Tabla 1a

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.

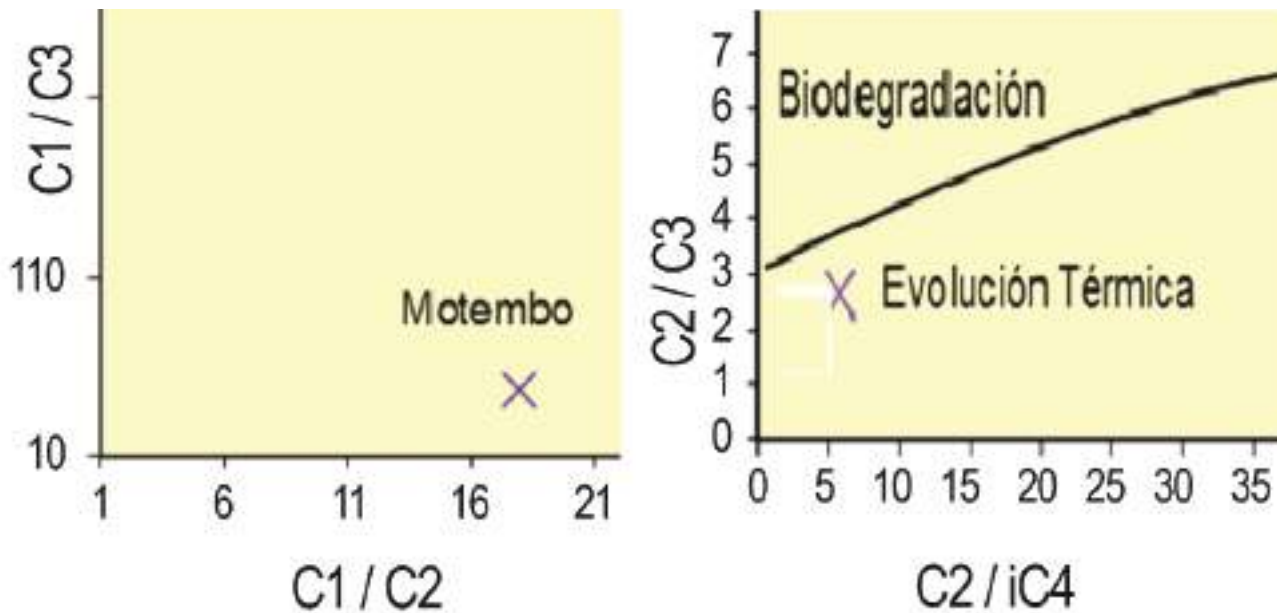


Figura 7. Gráficos que muestran los procesos secundarios en la muestra. a) relación C₁/C₂ vs. C₁/C₃ y b) C₂/C₃ vs C₂/iC₄

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.

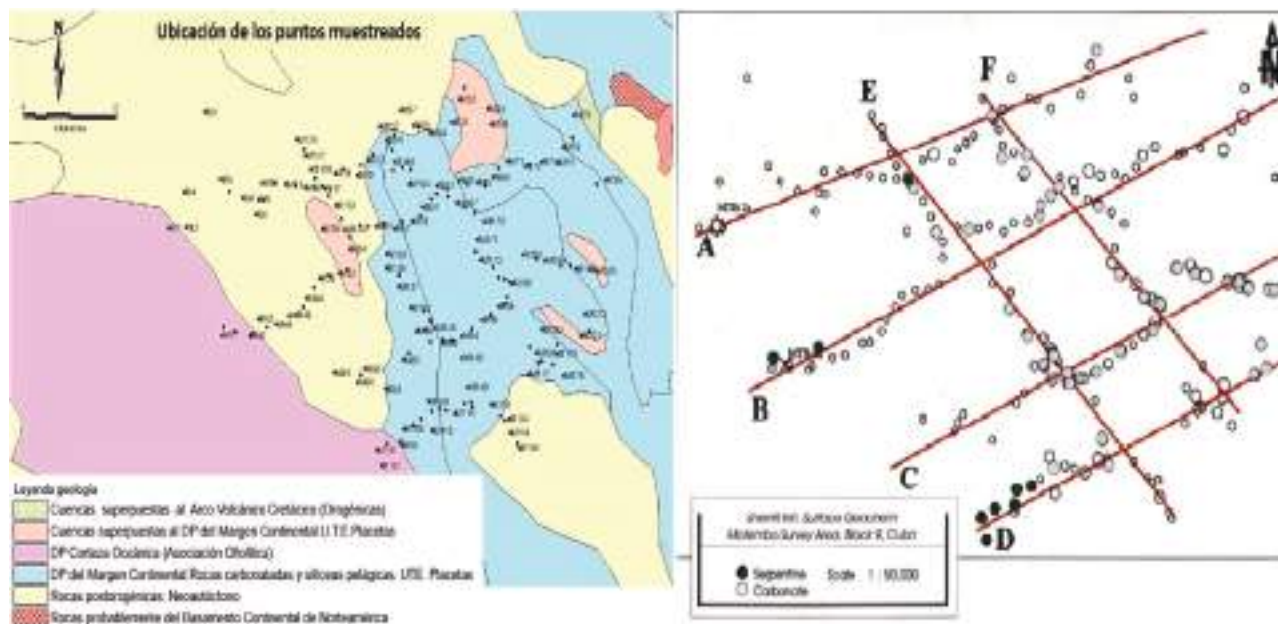


Figura 8. Localización de las muestras tomadas por Sherritt Internacional, en la región de Motembo con fines geoquímicos. Localizados los pozos de Motembo 1X y 2X, para mejor comprensión del área investigada, así como las muestras tomadas en afloramientos de carbonatos y serpentinitas (Jiménez de La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

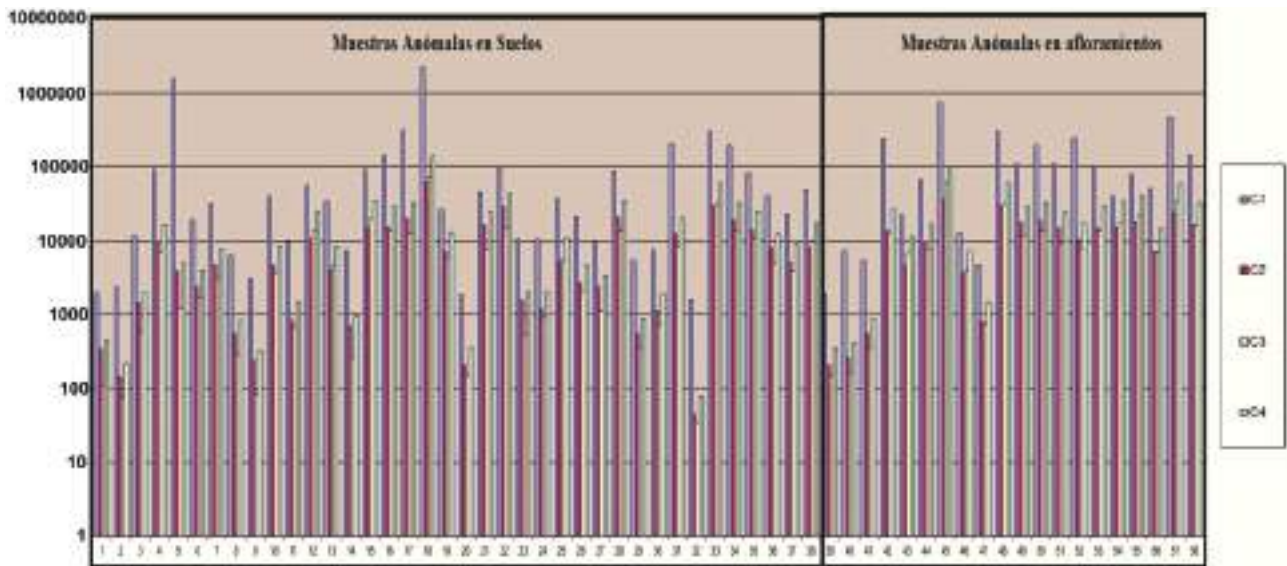


Figura 9. Representación de los resultados de la cromatografía gaseosa de las muestras anómalas

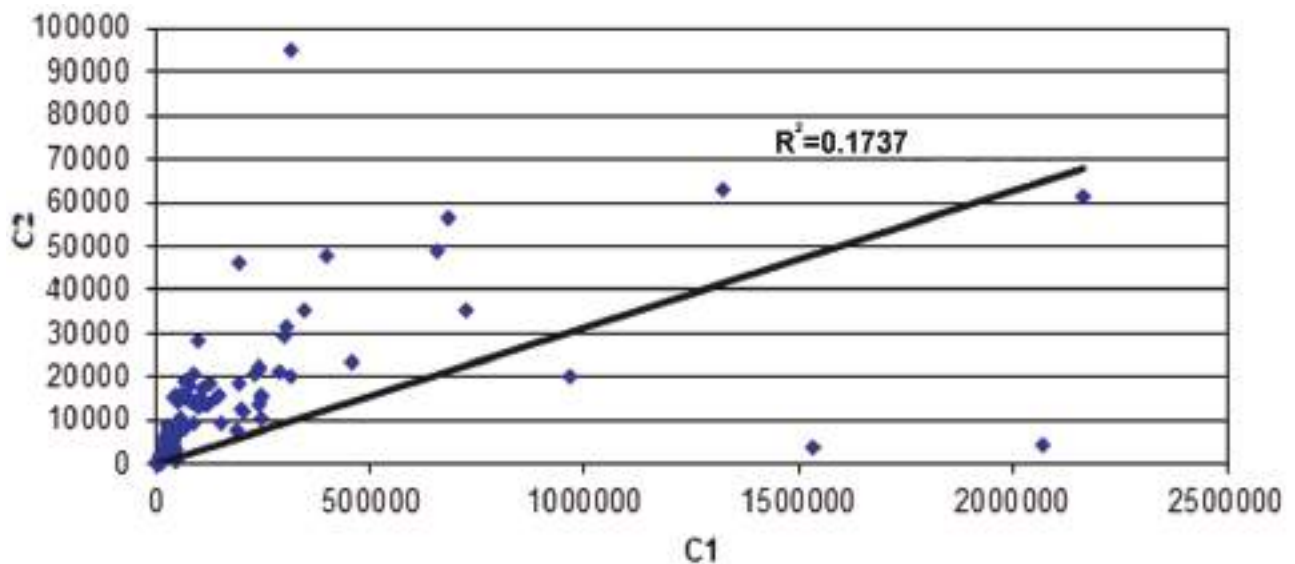


Figura 10. Correlación metano vs etano (datos en ppb) donde se aprecia un incremento del metano con el aumento del etano, aunque se evidencia pérdida de Metano (Domínguez Sardiñas *et. al*, 2018)

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

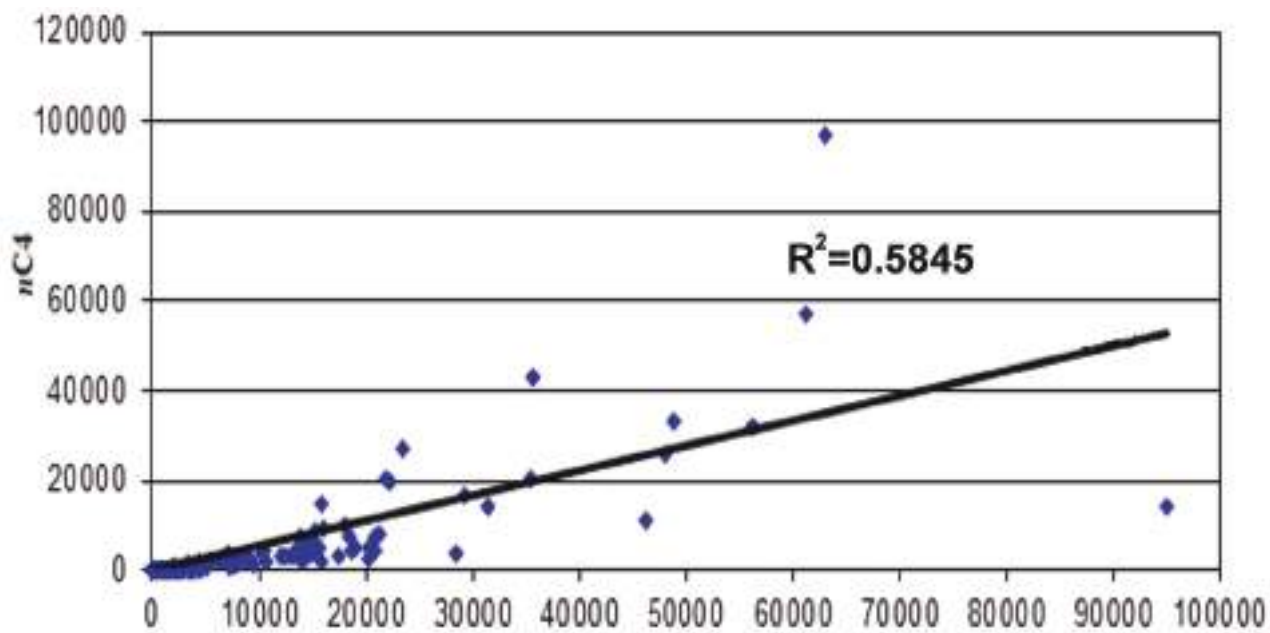


Figura 11. Correlación etano & normal butano (datos en ppb) (Domínguez Sardiñas *et. al.*, 2018)

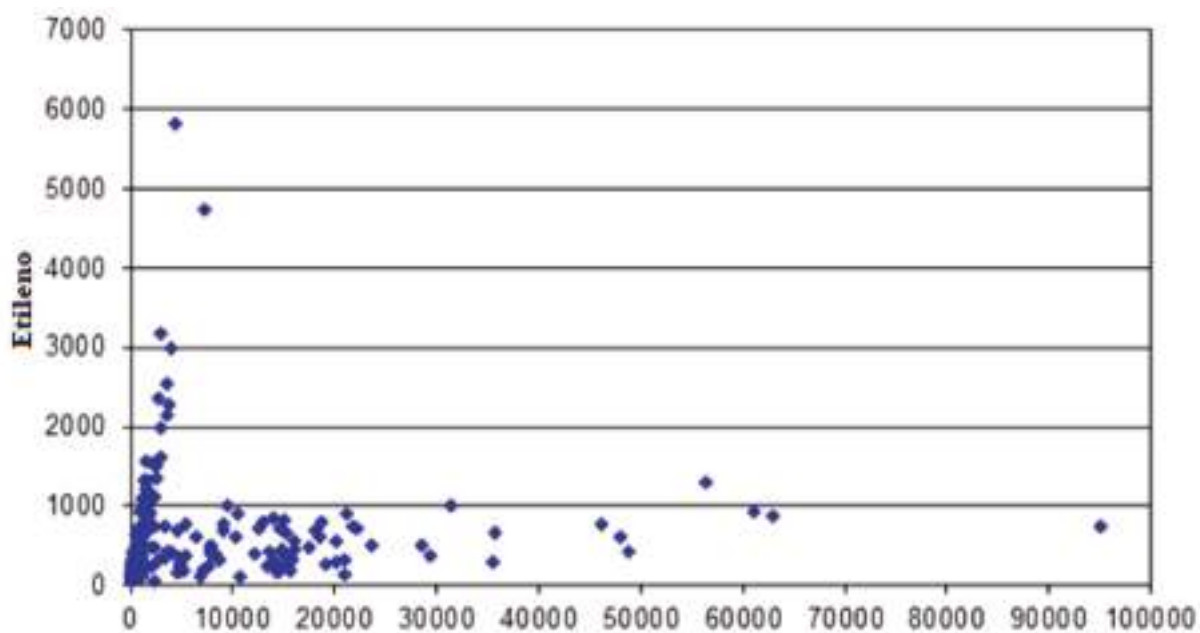


Figura 12. Gráfico de etano & etileno, para origen de los hidrocarburos del suelo (en ppb). Se observan dos tendencias (Domínguez Sardiñas *et al.*, 2018)

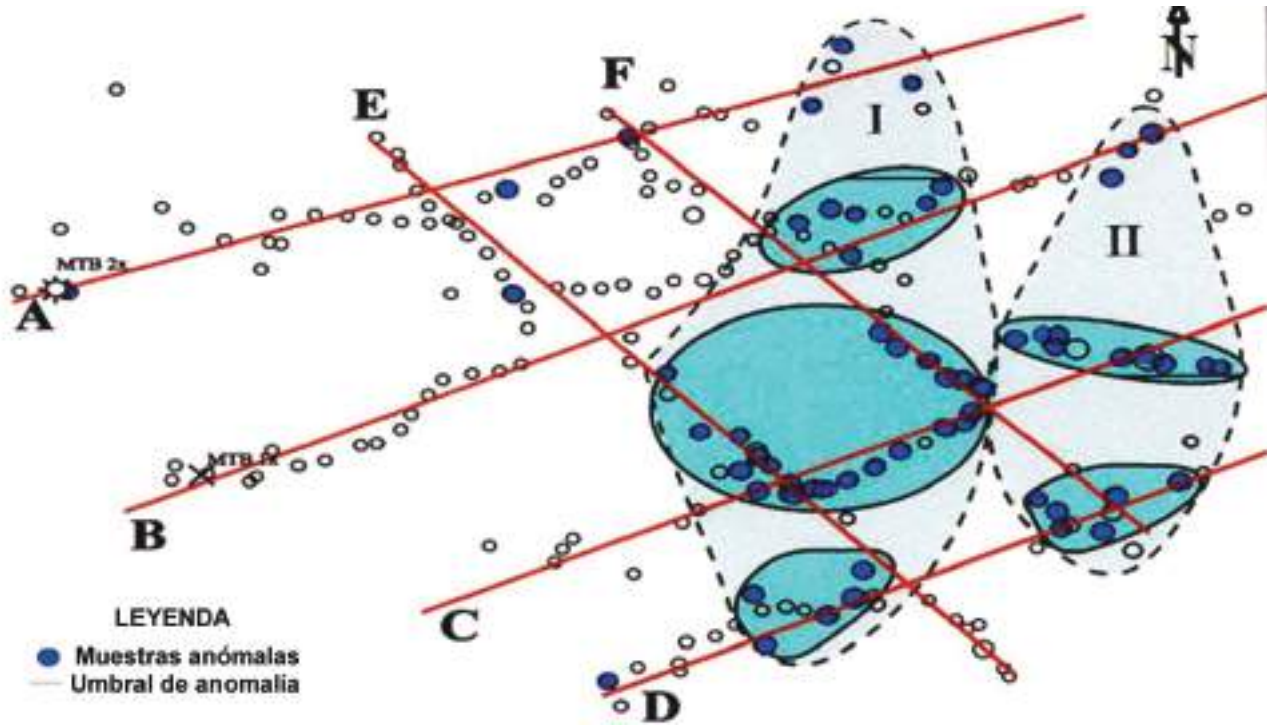


Figura 13. Representación del área anómala, según resultado de la geoquímica de superficie (Domínguez *et al.*, 2018)

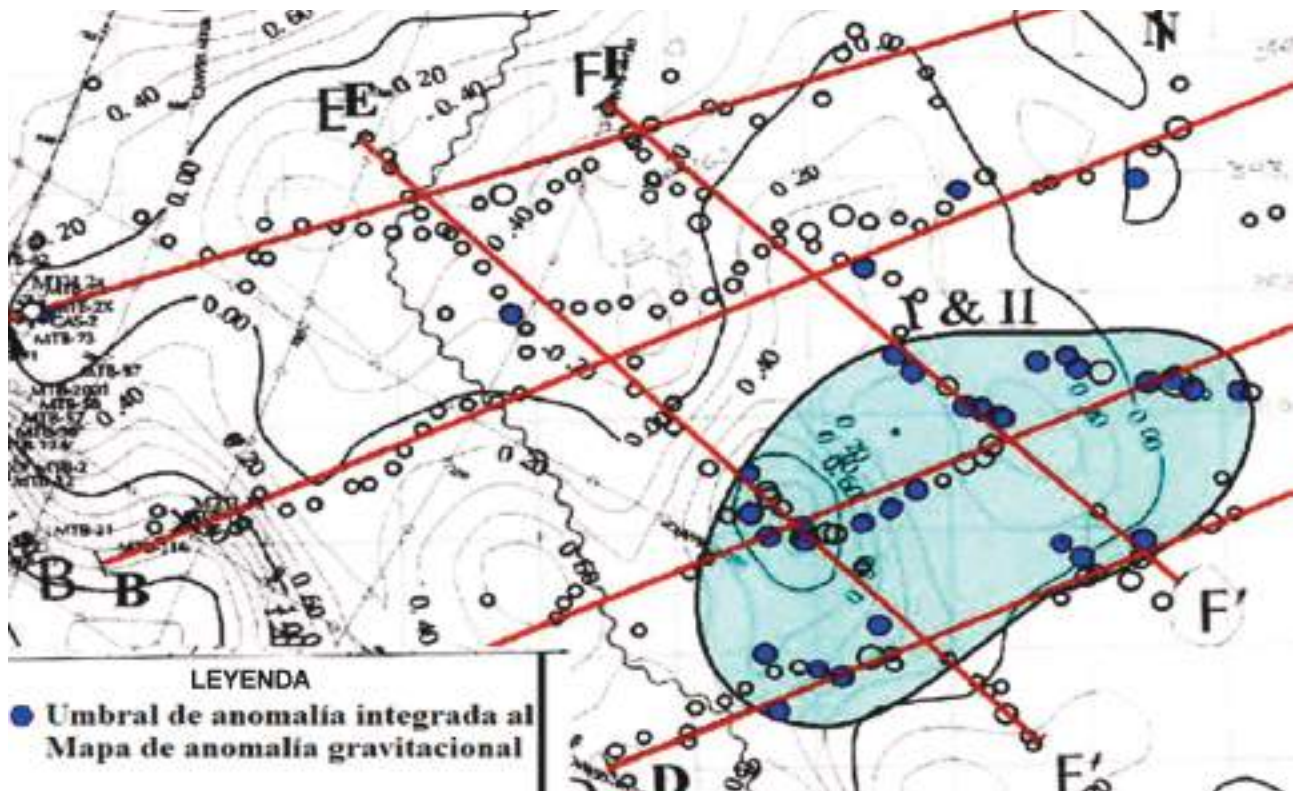


Figura 14. Integración de la geoquímica de superficie y los campos potenciales, isólinas del mapa de anomalía residual de Bouguer, filtro de 2500 m (Domínguez Sardiñas *et al.*, 2018)

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 hidrocar-

buros 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

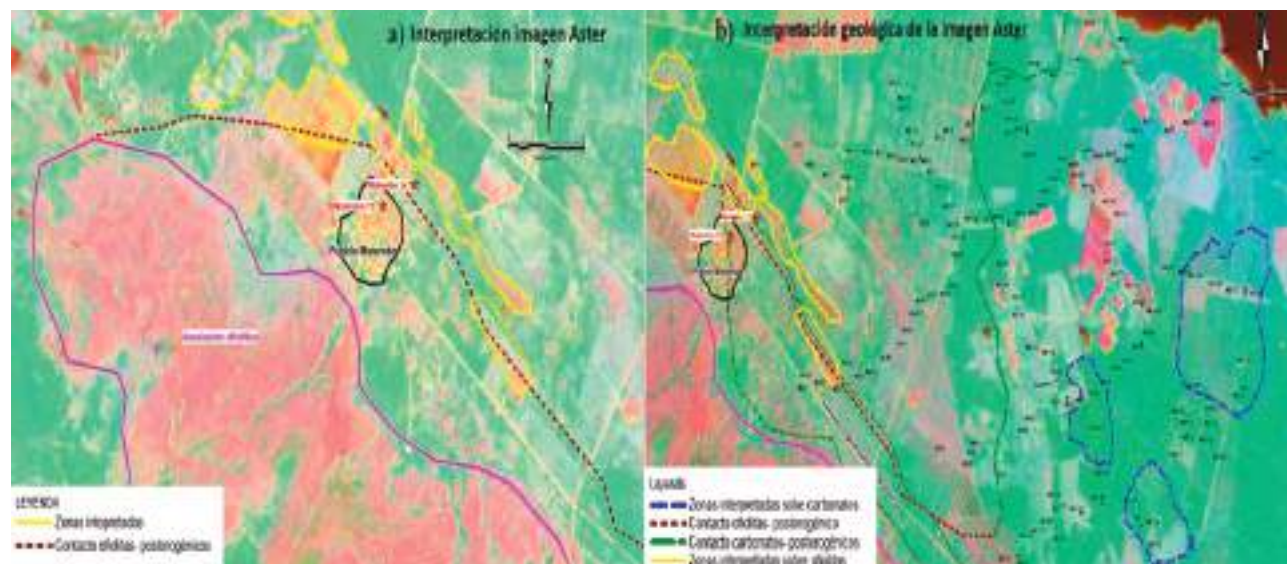


Figura 17. Interpretación geológica de la imagen Aster a partir de los cocientes de bandas 2/1-3-4/9, construidos para determinar indicadores indirectos de la presencia de hidrocarburos (a- Ofiolitas y b- Carbonatos)

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

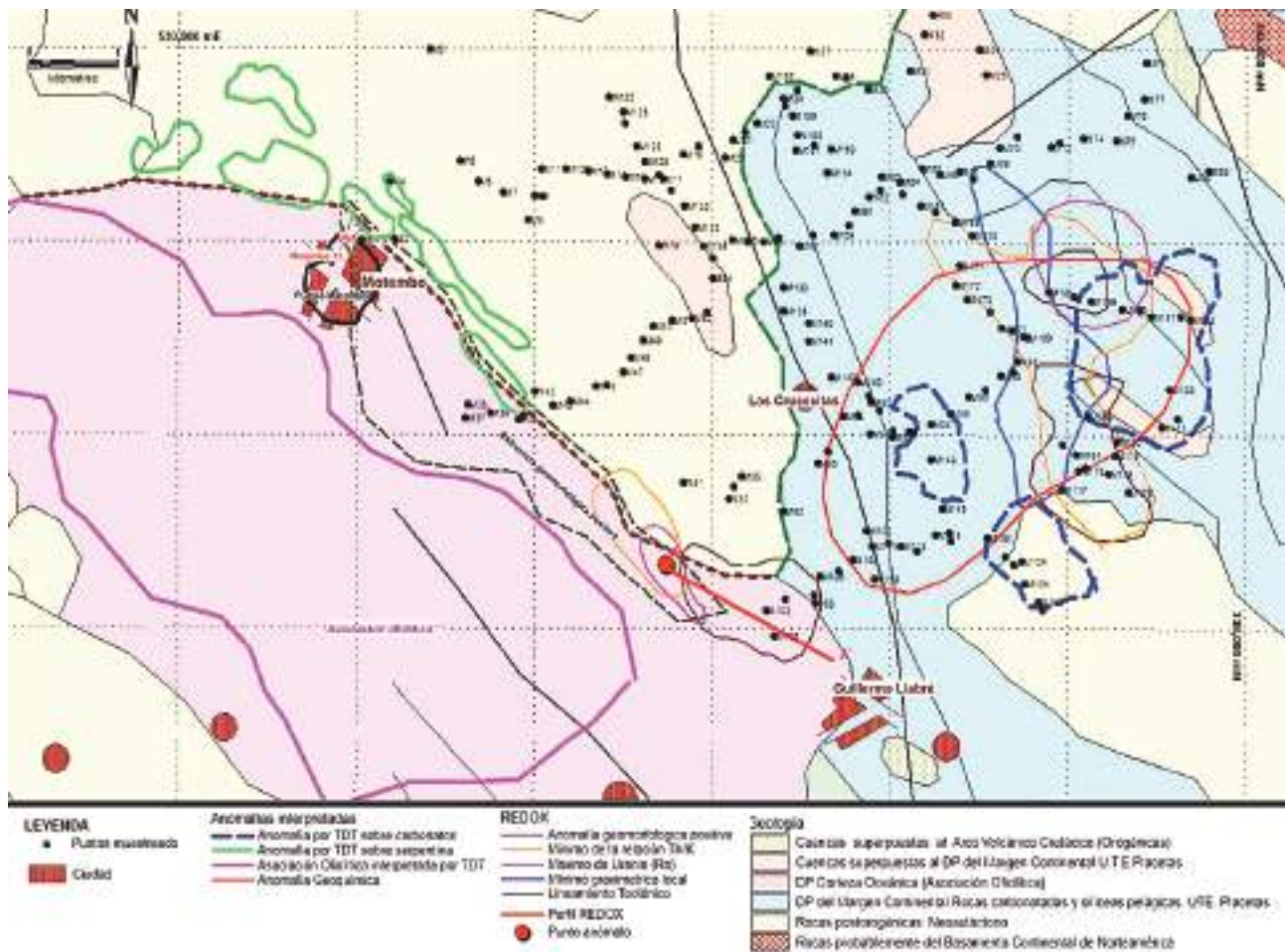


Figura 18. Integración de los resultados de los métodos utilizados en el área de Motembode imágenes Radar SRTM.

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.





A través de la Coordinación Editorial

CONVOCA

A profesores, investigadores, centros de investigación, alumnos universitarios nacionales y extranjeros, profesionistas y empresas relacionadas con los ámbitos cultural y académico a niveles nacional e internacional, a postular sus artículos originales para su publicación en nuestra revista *Geociencias UO*, de acuerdo con las siguientes bases:

- 1** Todos los artículos deben ser originales, no haber sido publicados antes y deben estar en idioma español, pueden ser uno o más autores.
- 2** Deberán observar las normas editoriales disponibles para su consulta en: <https://geocienciasuo.olmeca.edu.mx>
- 3** Los trabajos se reciben en formato Word que permita modificaciones; deben ser enviados a: editorial@olmeca.edu.mx
- 4** Los postulantes deberán aceptar el proceso de arbitraje y en su caso realizar las correcciones necesarias en tiempo y forma para ser incluidos.
- 5** La revista tiene periodicidad semestral.

Mayores informes:
Coordinación Editorial

📞📧 uolmeca | olmeca.edu.mx | +52(993)187 9700 Ext. 1141

Carretera Villahermosa-Macuspana km 14, Poblado Dos Montes, C.P. 86280, Centro, Tabasco, México



UNIVERSIDAD OLMECA

Raíz de sabiduría



<https://geocienciasuo.olmeca.edu.mx>

ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0003-2783-2248>

Versión impresa

Versión electrónica



ISSN-2683-3174



ISSN-2954-3533