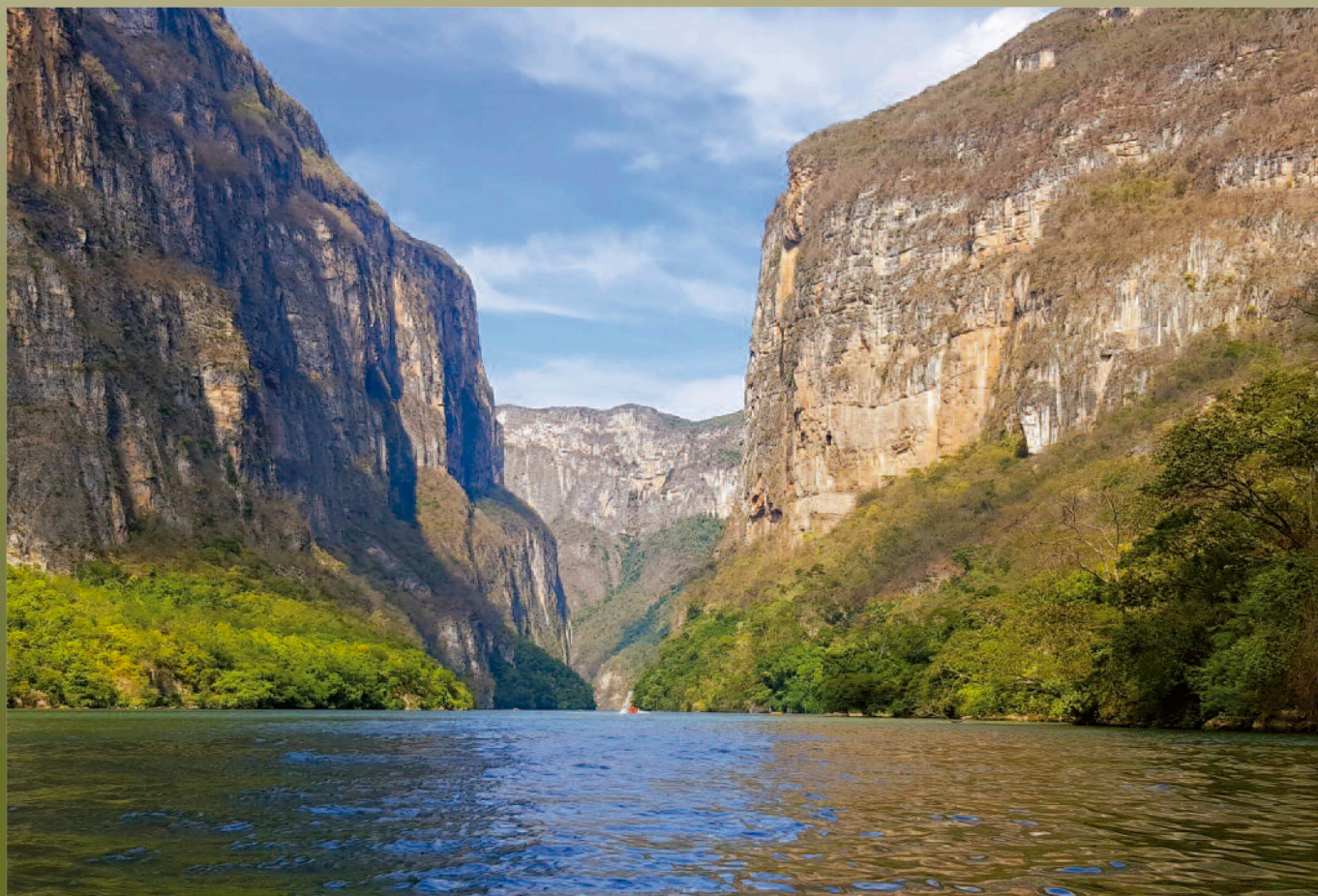


# Geociencias UO

Órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca

Volumen 3, número 1, junio 2020.

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



---

## Imagen de la portada / Cover image / Imagem da capa

El Cañón del Sumidero, es un estrecho cañón de gran profundidad localizado en el municipio de Chiapa de Corzo del estado de Chiapas, México. Es una falla geológica que se abrió hace aproximadamente doce millones de años. Tiene acantilados que se erigen a más de 1 300 m desde la profundidad del cañón, en el que corren las aguas del río Grijalva, el cual franquea los estados de Chiapas y Tabasco hasta desaguar en el Golfo de México. El cañón inicia en Chiapa de Corzo, y desemboca en el embalse artificial de la presa hidroeléctrica Manuel Moreno Torres, conocida popularmente como Presa Chicoasén. La fotografía es de Omar David Sandoval Sida, fue tomada el 3 de enero de 2020, la autorización de uso se puede consultar en [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Ca%C3%B1on\\_del\\_sumidero\\_Chiapas.jpg](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Ca%C3%B1on_del_sumidero_Chiapas.jpg)

The Cañon del Sumidero is a great depth narrow canyon located in the Chiapa de Corzo county, in the state of Chiapas, Mexico. It has cliffs going up for more than 1300 m. From the bottom of the canyon in which the Grijalva River waters flow, running through the states of Chiapas and Tabasco draining in the Gulf of Mexico. The Canyon gets born in Chiapa de Corzo and leads to the artificial reservoir of the Manuel Moreno Torres hydroelectric dam, widely known as Chicoasen dam. The picture belongs to Omar David Sandoval Sida. It was taken on January 3rd 2020. The use permission can be seen at [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Ca%C3%B1on\\_del\\_sumidero\\_Chiapas.jpg](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Ca%C3%B1on_del_sumidero_Chiapas.jpg)

O Cãnion Sumidero é um canyon estreito de grande profundidade localizado no município de Chiapa de Corzo, no estado de Chiapas, México. É uma falha geológica que se abriu há cerca de 12 milhões de anos. Possui falésias que se erguem a mais de 1.300 m da profundidade do cãnion, por onde correm as águas do rio Grijalva, que atravessa os estados de Chiapas e Tabasco até desaguar no Golfo do México. O cãnion começa em Chiapa de Corzo e termina no reservatório artificial da hidrelétrica Manuel Moreno Torres, popularmente conhecida como Barragem de Chicoasén. A fotografia é de Omar David Sandoval Sida, foi tirada em 3 de janeiro de 2020, a autorização de uso pode ser consultada em [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Ca%C3%B1on\\_del\\_sumidero\\_Chiapas.jpg](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Ca%C3%B1on_del_sumidero_Chiapas.jpg)

---

### Comisión Técnica

<b>Editores</b>	Julio César Javier Quero	Marina del Carmen Rivera Domínguez
<b>Revisores</b>	Héctor de Paz (corrector de estilo)	
<b>Trabajo de imágenes</b>	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 UO* 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 UO* 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 UO* 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 3, número 1, junio 2020, 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](mailto:editorial@olmeca.edu.mx)

Reserva del Derecho al Uso Exclusivo, en trámite. ISSN, en trámite. 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 2 de julio 2020, 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 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 instituto de  
Administración Pública del Estado de Tabasco.  
Rector Universidad Olmeca, A. C.

### **Evelio Linares Cala**

Doctor en Ciencias Geológicas por la  
Universidad Tecnológica de La Habana, Cuba.  
Vicepresidente primero de la Sociedad Cubana de  
Geología, periodo 2016-2020.

### **Beatriz Zumalacárregui de Cárdenas**

Doctora en Química  
Universidad Tecnológica de La Habana, Cuba.

### **Francisco García Hernández**

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

### **Luzbel Napoleón Solórzano**

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

### **Gabriel Enrique Baquedano Moreno**

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

### **Marco Antonio Maldonado Sánchez**

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

### **Tomás Ramírez Maldonado**

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

### **Nelson Esteban Salinas Rojas**

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

### **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 Geólogo Mineralógicas por el Instituto Superior Politécnico José A. Echeverría. La Habana, Cuba. Investigador del Centro de Investigaciones del Petróleo de Cuba.

### **Claudio Bartolini**

Geólogo por la Universidad de Sonora, México; master en Geología/Ciencias de la Tierra por la University of Arizona y Ph.D. en Geología/Ciencias de la Tierra por la University of Texas at El Paso.

### **Humberto Álvarez Sánchez**

Geólogo por la Universidad Hermanos Zaiz Montes de Oca, Pinar del Río, Cuba. Vicepresidente de Exploración de Miramar Mining Corp. Compañía panameña de exploración de yacimientos minerales. Miembro de la American Association of Petroleum Geologists.

### **Manuel Mérida Llanes**

Geólogo en Prospección de Yacimientos Petrolíferos y Gasíferos; master en Ciencias Geológicas, ambos por la Gubkin Universidad Estatal Rusa de Petróleo y Gas, Moscú, Rusia. Geólogo principal para la compañía consultora Synertia Energy, USA.

### **Mounir Mahmoudi**

Doctor en Sedimentología por la Université Paris Sud, Francia Global Consulting, Schlumberger

### **Oswaldo Rodríguez Morán**

Doctor en Ciencias Técnicas por el Instituto Superior Politécnico José A. Echeverría. La Habana, Cuba. Investigador del Centro de Investigaciones del Petróleo de Cuba

# Sumario

Presentación	<i>Emilio De Ygartua Monteverde</i>	4
Potencialidades de bacterias aisladas de crudo en la recuperación mejorada de petróleos pesados	<i>Thais Hernández Gómez, Lisset Miquel González y Freya González Núñez.</i>	5
Detección de hidrocarburos en residuos de la actividad petrolera aplicando la resonancia paramagnética electrónica	<i>Lisset Miquel González, Thais Hernández Gómez y Marat R. Gafurov.</i>	21
Cartografía geólogo-estructural y sectores prospectivos para hidrocarburos en Cuba Central a partir de métodos no-sísmicos de exploración	<i>Manuel Enrique Pardo Echarte.</i>	35
Caracterización de unidades de flujo para un yacimiento carbonatado de la Franja Norte Petrolera Cubana	<i>Randy Ibonet Figueroa y Odalys Reyes Paredes.</i>	45



# Presentación



Académicos, profesionales, comunidad estudiantil y lectores que nos distinguen con su preferencia, me es grato presentarles el quinto ejemplar de la revista *Geociencias UO*, órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca.

Gracias a la vinculación con otras instituciones educativas nacionales e internacionales, recibimos la destacada participación con artículos y documentos formativos en áreas relacionadas con las Ciencias de la Tierra y afines.

En esta edición contamos con la participación de integrantes del Centro de Investigación del Petróleo, de La Habana, Cuba, y de la Universidad Federal de Kazán, Rusia, todos ellos expertos en su ramo, cuyas investigaciones contribuyen a ampliar el entendimiento de la comunidad científica.

Como todos sabemos el mundo vive momentos difíciles, pero a pesar de ello, en la Universidad Olmeca buscamos todos los días nuevas alternativas para aprovechar al máximo las oportunidades que se nos presentan con el objeto de seguir trabajando, acoplándonos a las circunstancias y manteniendo el nivel educativo de nuestra institución.

Estamos seguros que con la participación de todos pronto superaremos los escollos que se nos han presentado a lo largo del 2020, no obstante, quiero dejar constancia de nuestro agradecimiento a los investigadores científicos de otras latitudes por su constante colaboración sin importar las circunstancias.

En nombre de la Universidad Olmeca les invito a leer y a compartir el contenido de esta revista, ¡disfrútenla!

Dr. Emilio De Ygartua Monteverde  
Rector

## Potencialidades de bacterias aisladas de crudo en la recuperación mejorada de petróleos pesados

**Thais Hernández Gómez<sup>1</sup>, Lisset Miquel González<sup>2</sup> y Freya González Núñez<sup>3</sup>.**

<sup>1</sup> *Licenciada en Microbiología. Máster en Negocio de Petróleo y Gas. Centro de Investigación del Petróleo. La Habana, Cuba. Correo electrónico: thaishg89@gmail.com.*

<sup>2</sup> *Ingeniera en Tecnologías Nucleares y Energéticas. Máster en Negocio de Petróleo y Gas. Centro de Investigación del Petróleo. La Habana, Cuba. Correo electrónico: lisset@ceinpet.cupet.cu.*

<sup>3</sup> *Licenciada en Química. Centro de Investigación del Petróleo. La Habana, Cuba. Correo electrónico: freya@ceinpet.cupet.cu.*

### RESUMEN

De los problemas de mayor incidencia que afectan a la industria petrolera se señala la baja eficiencia de extracción de hidrocarburos de sus reservorios naturales. Los métodos que incluyen microorganismos para aumentar los índices de recuperación se presentan como una alternativa ecológica y económicamente sustentable. Esta investigación tiene como objetivo evaluar las potencialidades de seis cepas bacterianas, aisladas de un pozo de la Franja Norte Petrolera Cubana, para el proceso de recuperación de petróleo. Se valoró la capacidad de las cepas para adherirse y formar biopelículas sobre la superficie de fragmentos de tres núcleos de pozos de distintos yacimientos, mediante microscopía electrónica y espectrometría de rayos X. La colonización bacteriana de las superficies rocosas en estudio se demostró tanto en las carbonatadas como las arcillosas, evidenciándose la adhesión a distintos minerales. Se aplicó la resonancia paramagnética electrónica a una de las muestras de rocas limpias, así como a los hidrocarburos extraídos de la misma, encontrándose el mismo radical libre correspondiente a materia orgánica. Al hidrocarburo extraído también se le realizó espectrometría de resonancia magnética nu-

clear para definir la composición química y cuantificación de las fracciones del crudo. Se obtuvo un factor de aromaticidad de 0.306 y un predominio de los carbonos secundarios, terciarios y cuaternarios, comprobando el carácter pesado del crudo. Dichos resultados alcanzan notable significación al diseñarse procesos de recuperación mejorada con microorganismos, ya que no se limita su aplicación a un tipo específico de yacimiento. Además, se demostró que las cepas bacterianas tienen la capacidad de desplazar petróleo pesado entrampado en la matriz. Actualmente continúan los estudios de laboratorio para realizar un diseño de recuperación de petróleo con el empleo de microorganismos que se adecúen a las condiciones de los yacimientos cubanos.

**Palabras clave:** recuperación mejorada de petróleo con microorganismos, biopelículas, caracterización de petróleo, resonancia magnética nuclear, resonancia paramagnética nuclear.

### ABSTRACT

Of the problems of greater incidence that affect the petroleum industry it is indicated the low efficiency of

extraction of hydrocarbons of its natural reservoirs. Methods that include microorganisms to increase recovery rates (MEOR) are presented as an ecologically and economically sustainable alternative. The objective of this work is to evaluate the potential of 6 bacterial strains, isolated from a well in the North of Cuba, for the process of oil recovery. The ability of the strains to adhere and form biofilms on the surface of 3-core fragments from different wells was evaluated by electron microscopy and X-ray spectrometry. The bacterial colonization of the rocky surfaces under study was demonstrated in both the carbonated like clayey ones, evidencing the adhesion to different minerals. The Electronic Paramagnetic Resonance was applied to one of the samples of clean rocks, as well as to the hydrocarbons extracted from it, finding the same free radical corresponding to organic matter. The extracted hydrocarbon was also subjected to Nuclear Magnetic Resonance Spectrometry to define the chemical composition and quantification of crude fractions. An aromaticity factor of 0.306 and a predominance of secondary, tertiary and quaternary carbons were obtained, demonstrating the heavy character of the crude. These results reach significant significance when designing MEOR processes since their application is not limited to a specific type of deposit. In addition, it was shown that the bacterial consortium has the ability to displace heavy oil trapped in the matrix. Laboratory studies are currently underway to design a MEOR that is adapted to the conditions of the Cuban deposits.

**Keywords:** improved oil recovery with microorganisms, biofilms, petroleum characterization, nuclear magnetic resonance, nuclear paramagnetic resonance.

## RESUMO

Dos problemas de maior incidência que afetam à indústria de petróleo é indicada a baixa eficiência de extração de hidrocarbonetos de seus reservatórios naturais. Métodos que incluem microrganismos para aumentar as taxas de recuperação (MEOR) são apresentados como uma alternativa ecologicamente e economicamente sustentável. O objetivo deste trabalho é

avaliar o potencial de 6 cepas bacterianas, isoladas de um poço do norte de Cuba, para o processo de recuperação de óleo. A capacidade estirpes de aderir e formar biofilmes na superfície de fragmentos de três núcleos bem a partir de diferentes locais, por microscopia de elétrons e de raios-X espectrometria de colonização bacteriana do estudo superfícies rochosas mostraram ambos carbonada avaliada como os argilosos, evidenciando a adesão a diferentes minerais. A Ressonância Paramagnética Eletrônica foi aplicada a uma das amostras de rochas limpas, bem como aos hidrocarbonetos extraídos, encontrando o mesmo radical livre correspondente à matéria orgânica. O hidrocarboneto extraído também foi submetido à Espectrometria de Ressonância Magnética Nuclear para definição da composição química e quantificação das frações brutas. Um fator de aromaticidade de 0.306 e uma predominância de carbonos secundários, terciários e quaternários foram obtidos, demonstrando o caráter pesado do petróleo bruto. Esses resultados alcançam significância significativa ao projetar processos MEOR, uma vez que sua aplicação não está limitada a um tipo específico de depósito. Além disso, foi demonstrado que o consórcio bacteriano tem a capacidade de deslocar o óleo pesado retido na matriz. Estudos laboratoriais estão em andamento para projetar uma MEOR adaptada às condições dos depósitos cubanos.

**Palavras-chave:** melhor recuperação de óleo com microrganismos, biofilmes, caracterização de petróleo, ressonância magnética nuclear, ressonância paramagnética nuclear.

## INTRODUCCIÓN

La naturaleza de los reservorios carbonatados fracturados y las características físico-químicas de los crudos pesados implican un bajo factor de recuperación (Zhang y Xiang, 2010). La mayoría del petróleo residual se encuentra en microtrampas por causa de las fuerzas capilares, adherido a la superficie mineral o desviado dentro de la formación rocosa (Kohr, 2012). El uso de microorganismos como herramienta en la recuperación mejorada de petróleo (MEOR, según sus



siglas del inglés *Microbial Enhanced Oil Recovery*), se convirtió en una alternativa atractiva y económicamente factible. Las metodologías MEOR se refieren al uso de bacterias y/o *archae* y sus productos metabólicos (ácidos, gases, biopolímeros, biotensoactivos y otros), para aumentar la recuperación de hidrocarburos en yacimientos candidatos al proceso (Al-Sulaimani *et al.*, 2011).

Ante condiciones adversas del ambiente los microorganismos tienden a agruparse, formando comunidades que se encuentran adheridas a una superficie orgánica o inorgánica. A este tipo de crecimiento se le denomina biopelícula. Las mismas son de aspecto mucoso por causa de la liberación de un material extracelular, de origen polimérico (Madigan *et al.*, 2014). En distintas ramas de la industria se han analizado los efectos perjudiciales o favorables de las biopelículas, pero en la industria petrolera estas son poco estudiadas, específicamente aplicadas a los procesos de MEOR.

En un trabajo previo se realizó un aislamiento de seis bacterias a partir de petróleo crudo muestreado en la Franja Norte Petrolera Cubana. Los microorganismos se caracterizaron e identificaron por métodos convencionales y moleculares. Además, se determinó la capacidad de producción de biosurfactantes de las mismas, demostrándose sus potencialidades para procesos de MEOR (Hernández, 2018). El objetivo de esta investigación fue evaluar la capacidad de generación de biopelículas y verificar su formación sobre la superficie de diferentes núcleos de pozos de petróleo. Para ello se utilizaron tres muestras de rocas pertenecientes a la capa productora de tres yacimientos de la Franja Norte Petrolera Cubana. Dichas muestras se incubaron por 10 días, junto con las cepas bacterianas en estudio, sumergidas en medio de cultivo mínimo y sin fuente adicional de carbono. Al cabo del período de incubación se obtuvo un desplazamiento del petróleo residual atrapado en la matriz porosa, a expensa del cual crecieron los microorganismos. Se empleó la microscopía electrónica de barrido y la espectrometría de rayos X para verificar de manera directa la formación de biopelículas sobre las rocas, obteniéndose una colonización de todas las superficies, independiente-

mente de su litología. Seguidamente, la muestra de roca 1 se sometió a un proceso de limpieza y extracción del hidrocarburo atrapado en la matriz. Se tomó 1 ml del hidrocarburo extraído con cloroformo para estudios de resonancia paramagnética electrónica, la cual también se le realizó a la roca limpia. Se comprobó que aun después de la extracción se mantiene la presencia de hidrocarburos en la muestra, debido a la presencia de un radical libre correspondiente a materia orgánica. En adición, se utilizó la resonancia magnética nuclear de  $^1\text{H}$  y  $^{13}\text{C}$  para realizar un estudio de composición del hidrocarburo atrapado en la matriz rocosa. De esta manera se comprobó la condición de petróleo pesado por lo que se demuestra que las bacterias utilizadas tienen la capacidad de desplazar este tipo de crudo, confirmandoles un valor adicional para futuras aplicaciones en el campo.

## MATERIALES Y MÉTODOS

### Microorganismos

A partir de un petróleo crudo muestreado de un pozo de la Franja Norte Petrolera Cubana, se aislaron seis bacterias las cuales poseen características promisorias para procesos de MEOR. Dichas bacterias se identificaron como: *Bacillus subtilis* CC21, *Aeromonas veronii* CC22, *Bacillus subtilis* CC23, *Bacillus subtilis* CC31, *Bacillus subtilis* CC32 y *Bacillus licheniformis* CC33 (Hernández, 2018).

### Muestras de núcleos de rocas

Se utilizaron tres muestras de núcleos pertenecientes a la capa productora de tres yacimientos petroleros de la Franja Norte Petrolera Cubana. Las rocas se fragmentan hasta alcanzar un  $\text{cm}^3$  aproximadamente. Las características litológicas de las muestras en estudio se resumen en la **Tabla 1** (Miquel, 2018).

### Incubación de las bacterias en medio líquido con fragmentos de rocas

Se evaluó la capacidad de las cepas en estudio para adherirse y formar biopelículas sobre la superficie de los fragmentos de núcleos antes descritos. Para ello, en frascos de 100 ml conteniendo 25 ml de medio de cul-

tivo mínimo (cuya composición es la siguiente:  $\text{Na}_2\text{HPO}_4$  4.5 g/l;  $\text{KH}_2\text{PO}_4$  3 g/l;  $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$  1 g/l;  $\text{MgSO}_4$  0.2 g/l) se inoculó 100  $\mu\text{l}$  de precultivos. Se sumergió en el líquido un fragmento de núcleo de 1  $\text{cm}^3$ .

No se agregó una fuente de carbono adicional. Los frascos se mantuvieron en condiciones estáticas y temperatura ambiente durante 10 días. Diariamente se realizó inspección visual del crecimiento bacteriano.

**Tabla 1.** Características petrográficas de las muestras de núcleos de la zona del reservorio.

Número de muestra	Descripción petrográfica	Profundidad [m]
1	Marga con porosidad por vóculos.	846
2	Carbonato arcilloso con presencia de piritita, naturalmente fracturado.	2035-2040
3	Caliza pelitomórfica con abundante piritita y poca porosidad.	3563-3568

### Microscopía Electrónica de Barrido y Espectrometría de Rayos X

La microscopía electrónica de barrido (SEM) se utilizó para verificar la formación de las biopelículas sobre las rocas sometidas a las condiciones antes descritas. Al ser muestras de origen biológico, previa visualización se colocaron fijadas a la cámara de generación de vacío Quórum Q 150 T ES. A continuación, se aplicó una capa conductora de 15 nm dada por pulverización catódica con aleación Au/Pd (80/20). El microscopio contaba con un detector de rayos X del tipo «dispersivo» en energía (*Energy Dispersive Spectrometer*, EDS) que permite identificar las radiaciones características de cada uno de los elementos presentes en la muestra.

### Extracción de petróleo de la muestra de roca

La selección, preparación y limpieza de muestras para determinar las propiedades del reservorio se realizó por la norma GOST 26450.0-85. Para extraer el hidrocarburo contenido en la matriz se sometió la muestra 1 a extracción con cloroformo, siguiendo la norma citada. Se tomó 1 ml del hidrocarburo extraído para estudios de resonancia paramagnética electrónica (RPE).

### Resonancia paramagnética electrónica

Los espectros de la resonancia paramagnética electrónica (RPE) se obtuvieron utilizando un espectrómetro de banda X CMS-8400 a una frecuencia de 9.43 GHz.

Las muestras de rocas previamente se trituraron, pesaron y cargaron en ampollas de polietileno. El petróleo extraído de la muestra 1 se diluyó nuevamente añadiendo como solvente el cloroformo y se envasó 1g del mismo en ampolla de polietileno. Los espectros RPE para la muestra sólida y la líquida, se registraron a temperatura ambiente con un campo magnético de 360 mT (de 40 a 400) para el registro de iones  $\text{Fe}^{3+}$ , 140 mT (de 263 a 403) para el registro de iones  $\text{Mn}^{2+}$  y complejos de vanadilo ( $\text{VO}^{2+}$ ) y 10 mT (de 329.3 a 339.3) para el registro de complejos de vanadilo (línea más intensa), iones de sulfito y de sulfato ( $\text{SO}_3^{2-}$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ) y radicales libres orgánicos estables ( $\text{R}^*\text{C}350$ ). El contenido de radicales e iones estables se midió en unidades arbitrarias (la amplitud de la señal EPR corregida para el ancho de línea, los valores obtenidos se correlacionaron con el peso de las muestras) (Khasanova, 2017).

### Espectroscopía de resonancia magnética nuclear de $^1\text{H}$ y $^{13}\text{C}$

La medición cuantitativa se realizó mediante la integración de regiones específicas de los espectros de  $^1\text{H}$  y  $^{13}\text{C}$  de la resonancia magnética nuclear (RMN). El grado de sustancias aromáticas en la mezcla de hidrocarburos y solventes se evidenció por la integración de ambas técnicas. La información obtenida por integración cuantitativa de señales aromáticas en intervalos espectrales individuales se representa por la fracción

de los átomos de carbono correspondientes en relación con su número total. La fracción de carbonos aromáticos se encuentra directamente a partir de los espectros de RMN (Rakhmatullin, 2017).

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### Incubación de las bacterias en medio líquido con fragmentos de núcleos de la zona de reservorio

Como un acercamiento inicial a las condiciones encontradas en los yacimientos, se evaluó la capacidad de las bacterias en estudio para adherirse y formar biopelículas sobre la superficie de tres núcleos de pozos (provenientes de la zona del reservorio de yacimientos

representativos de la Franja Norte Petrolera Cubana). El medio de cultivo era de composición mínima. Por otro lado, se evitó la aireación del medio mediante agitación para impedir altas concentraciones de oxígeno (simulando las condiciones anóxicas presentes en los yacimientos).

Transcurridos siete días se obtuvo turbidez en la totalidad de los casos analizados con las tres muestras de rocas. Se evidenció la presencia abundante de mucosidad sobre la superficie mineral y la aparición de gotas de petróleo y manchas negras sobre la misma. En la **Figura 1** se muestran dichos efectos.

Tales resultados demuestran la capacidad de



**Figura 1.** Incubación en medio de cultivo mínimo de las cepas bacterianas con las muestras de roca. Se señala con flechas negras las gotas de petróleo desplazadas desde la matriz y con rojas el material mucoide adherido a la superficie.

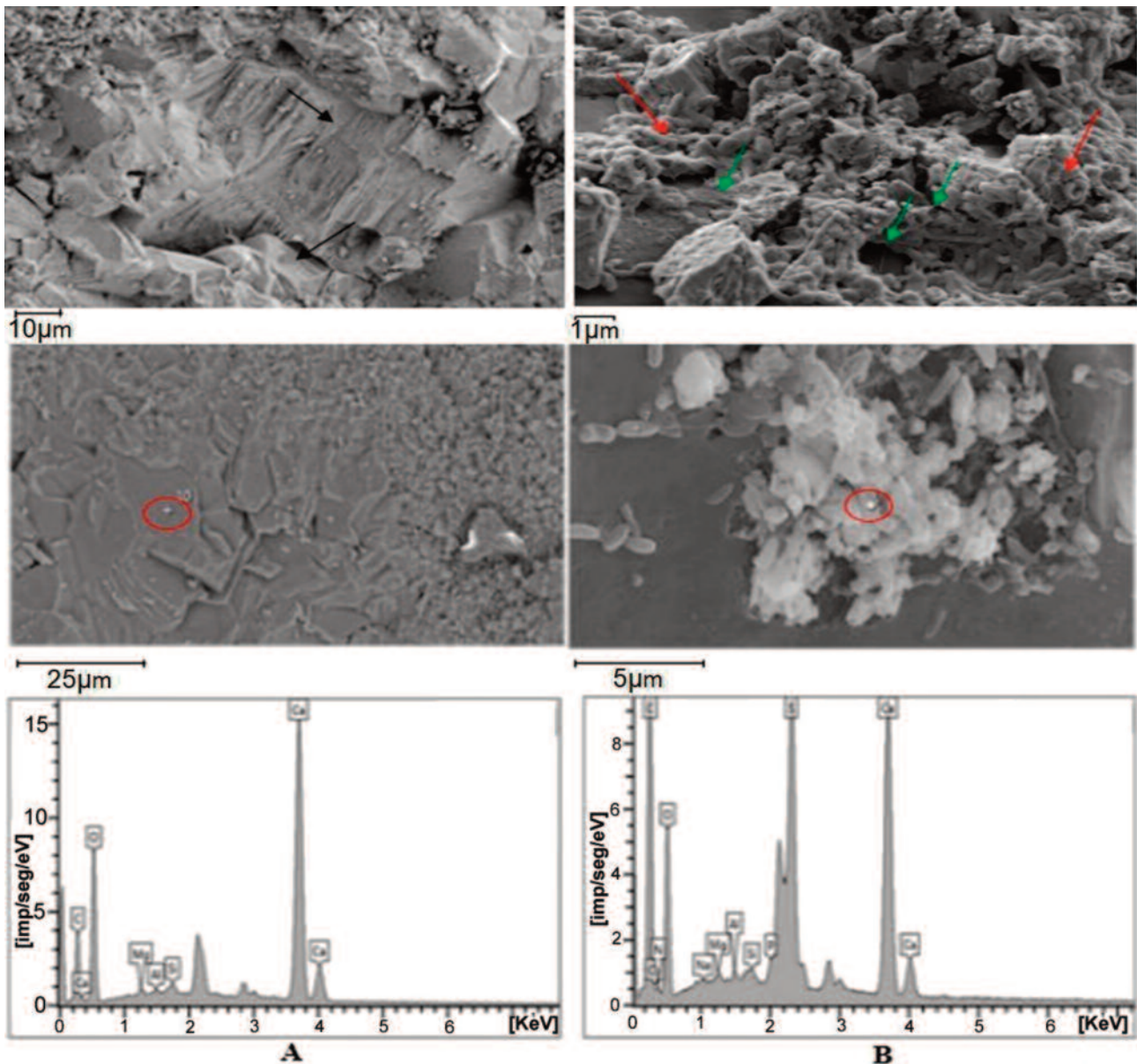
las bacterias en el estudio de utilizar el petróleo crudo como única fuente de carbono y energía. Lo significativo en este caso resultó que el crecimiento bacteriano se realizó a expensas del hidrocarburo atrapado en la matriz. Para ello es necesario no solo la colonización de la superficie, sino también la penetración de las bacterias o de sus bioproductos en la red porosa. La mucosidad apreciable en la superficie de las rocas indica la colonización y formación de biopelículas, independientemente de la litología (marga o carbonato). La aparición de las gotas de petróleo sobre la superficie de las rocas demuestra el desplazamiento del crudo contenido en los poros debido a fuerzas capilares. Investigaciones precedentes versadas en procesos de

MEOR han descrito el efecto que ejercen los microorganismos sobre la matriz porosa y el desplazamiento de la porción de petróleo que queda atrapada dentro de la misma (Martínez, 2011). La acumulación de biosurfactantes en la vecindad del poro disminuye la tensión superficial e interfacial, lo que favorece el desplazamiento de petróleo. Las cepas evaluadas producen dicho bioproducto, lo que fue demostrado en trabajos precedentes (Hernández, 2018), por tal motivo este efecto está presente y facilita el desplazamiento del crudo atrapado en la matriz. Estos resultados adquieren notable significación para futuros diseños de MEOR con el empleo de estas bacterias.

### Microscopía electrónica de barrido y la espectrometría de rayos X

La microscopía electrónica de barrido (SEM) se utilizó para determinar directamente si existía colonización y formación de biopelículas en las muestras de rocas. La microscopía es una de las herramientas que más información facilita sobre la morfología, filogenia y arquitectura de este tipo de agrupación microbiana (Berrón, 2016). Previo al tratamiento bacteriano se uti-

lizó la misma técnica para estudiar la composición mineralógica de las rocas, una vez determinado que no existían bacterias en la superficie de las mismas. En la **Figura 2** se presentan los resultados obtenidos para la muestra de roca 1, la cual fue descrita petrográficamente como margas. En la columna A se muestran los análisis realizados previa a la incubación con las cepas bacterianas y en la B posterior al tratamiento microbiano.



**Figura 2.** Imágenes de SEM y espectro de rayos X: previo (columna A) y después (columna B) del tratamiento microbiano con la roca 1. Se señala con flechas negras la morfología del carbonato, rojas las bacterias y verdes el exopolisacárido. Se circula en rojo el punto donde se realizó la espectrometría de rayos X.

En las imágenes de microscopía electrónica (con las escalas a 10 y 25 micrómetros), correspondientes a la roca sin tratar con las bacterias, se aprecia una zona con morfología de superficies planas y formas cúbicas (típica de carbonatos y la porción carbonatada de las margas). Además, se observa una zona con morfología atípica provocada por la presencia cuantiosa de hidrocarburos oxidados, lo cual se justifica ya que el núcleo fue tomado en la zona del reservorio. El espectro de rayos X en el punto señalado muestra abundancia de calcio (Ca), característico de las margas y los carbonatos. También aparecen otros elementos como: silicio (Si), magnesio (Mg) y aluminio (Al), característicos de las rocas sedimentarias.

Posterior a la incubación con las bacterias se observa a una escala de 10  $\mu\text{m}$  gran acumulación bacteriana embebida en un material de aspecto mucoso. Este tipo de crecimiento es típico de las biopelículas, donde el exopolisacárido crea una matriz que le confiere dicho aspecto (Madigan *et al.*, 2014). Con un mayor acercamiento (escala de 5  $\mu\text{m}$ ) se observa otra estructura similar, donde se realizó el espectro de rayos X. En este punto se obtuvo el pico característico de Ca correspondiente a muestras carbonatadas. Se obtuvieron además picos característicos del Mg, Si y Al, lectura proveniente de la composición de la roca. Por otro lado, se aprecian espectros correspondientes a carbono (C), azufre (S), nitrógeno (N), fósforo (P) y sodio (Na). Estos elementos no se encuentran en el espectro obtenido en la roca sin la exposición a las bacterias lo que corrobora su origen biogénico, ya que los mismos forman parte de la composición de biomoléculas presentes en las bacterias. Por tanto, se demuestra de forma visual (mediante microscopía) y gráfica (por espectrometría), la colonización en forma de biopelículas bacterianas de la superficie de la roca en estudio.

Las muestras dos y tres se analizaron de la misma manera. Estos resultados se muestran en las **figuras 3 y 4**, respectivamente.

En el caso de la muestra de roca 2, se había descrito con anterioridad como un carbonato arcilloso (Miquel, 2018). Este hecho quedó corroborado mediante la microscopía ya que además de las formas ca-

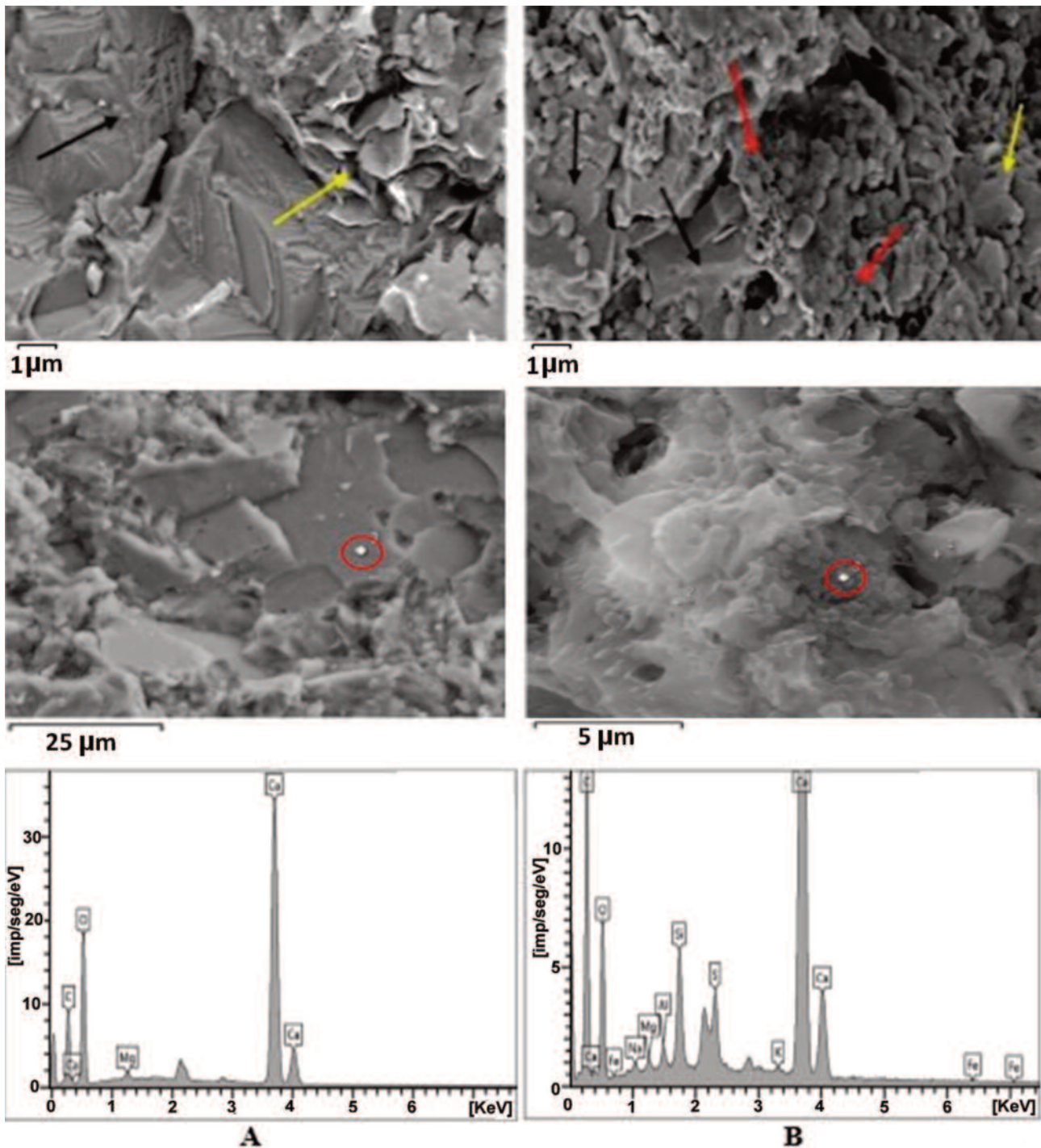
racterísticas del carbonato, se apreciaron superficies en forma de escamas, lo que es típico de las arcillas. La espectrometría de rayos X ratificó que el pico mayor correspondía al Ca. En esta misma muestra después de la exposición a las bacterias se observó una colonización bacteriana de casi la totalidad de la superficie visualizada, independientemente de la litología o de los minerales a los que se exponían (columna B de la **Figura 3**). Se observa en el espectro una alta presencia de Ca, característico de los carbonatos. Por otro lado, se encontró un pico considerable de C, el cual está determinado por la presencia abundante de compuestos orgánicos producidos por las bacterias, así como parte estructural de las propias células. Se observan otros elementos como hierro, sodio, azufre y potasio, cuya acumulación también se relaciona con el metabolismo microbiano.

La muestra 3 se describió como caliza pelito-mórfica con abundante pirita, lo que fue corroborado por la presencia en el espectro de picos característicos del azufre y del hierro. Como en los casos anteriores se obtuvo crecimiento y colonización de la superficie de la roca analizada.

De manera general, se demostró la colonización bacteriana de todas las superficies rocosas en estudio, tanto las carbonatadas como las arcillosas y el aumento de compuestos biogénicos en las zonas colonizadas. Este hecho adquiere notable significación al diseñar procesos de MEOR ya que no limita su aplicación a un tipo específico de yacimiento. Además, se lograron obtener por primera vez imágenes nítidas donde se aprecia la formación de biopelículas y la evaluación composicional de las superficies de núcleos de pozos de la zona del reservorio sobre las cuales se adhirieron. La unión de estudios litológicos, químicos y microbiológicos en procesos de MEOR desempeña un papel primordial para el correcto entendimiento de los fenómenos que ocurren *in vivo* dentro del yacimiento.

### **Resonancia paramagnética electrónica (RPE)**

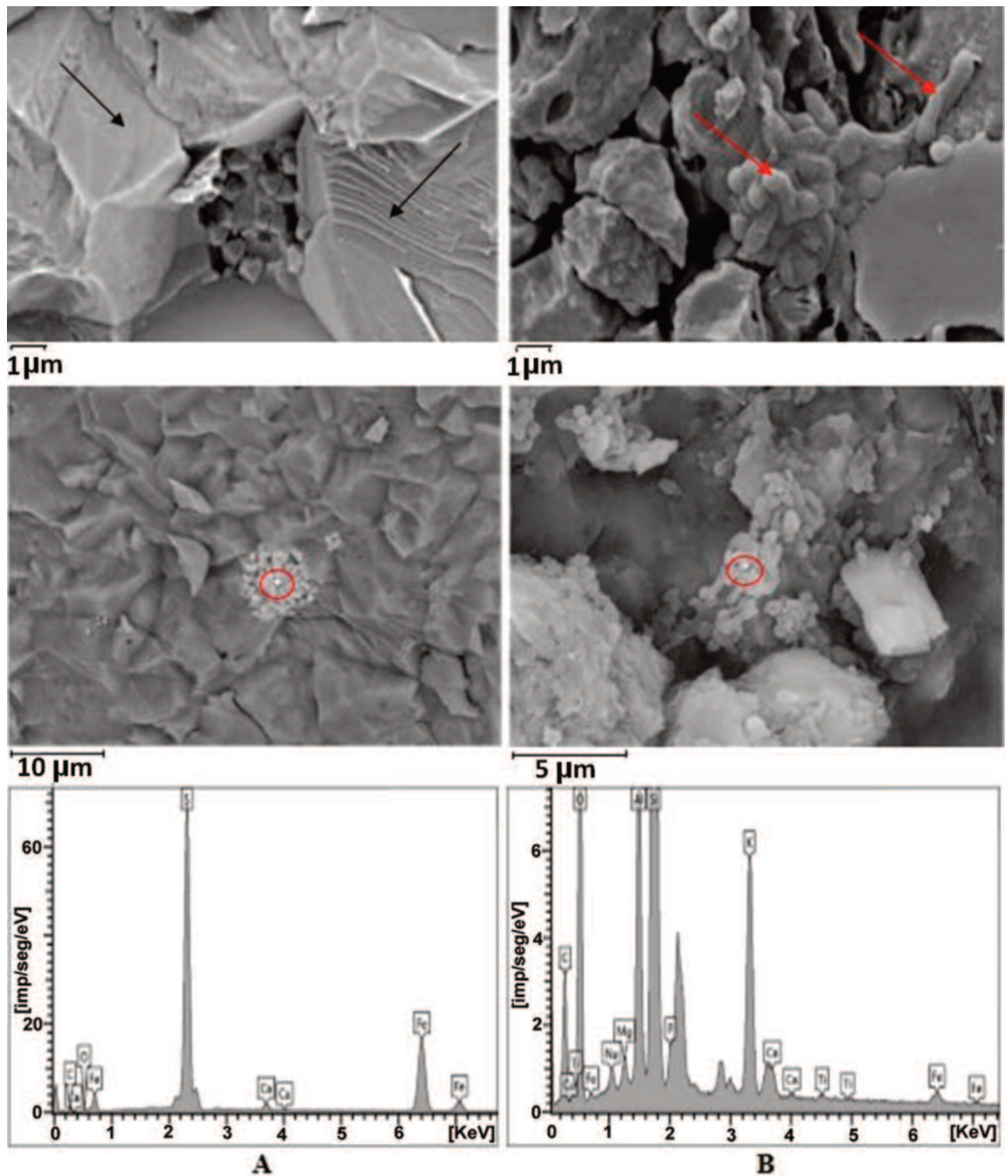
Existen diferentes métodos de estudio para evaluar las perspectivas de la generación de hidrocarburos líqui-



**Figura 3.** Imágenes de SEM y espectro de rayos X: previo a la incubación con bacterias (columna A) y después del tratamiento microbiano (columna B) con la roca 2. Se señala con flechas negras la morfología del carbonato, amarillas la arcilla y rojas las bacterias. Se circula en rojo el punto tomado para la espectrometría de rayos X.

dos en función de la composición de la materia orgánica en las rocas y su estabilidad térmica. Para este fin la resonancia paramagnética electrónica (RPE) desem-

peña un papel significativo (Khasanova, 2017). La esencia del fenómeno RPE es la absorción de resonancia de la radiación electromagnética por electrones de-

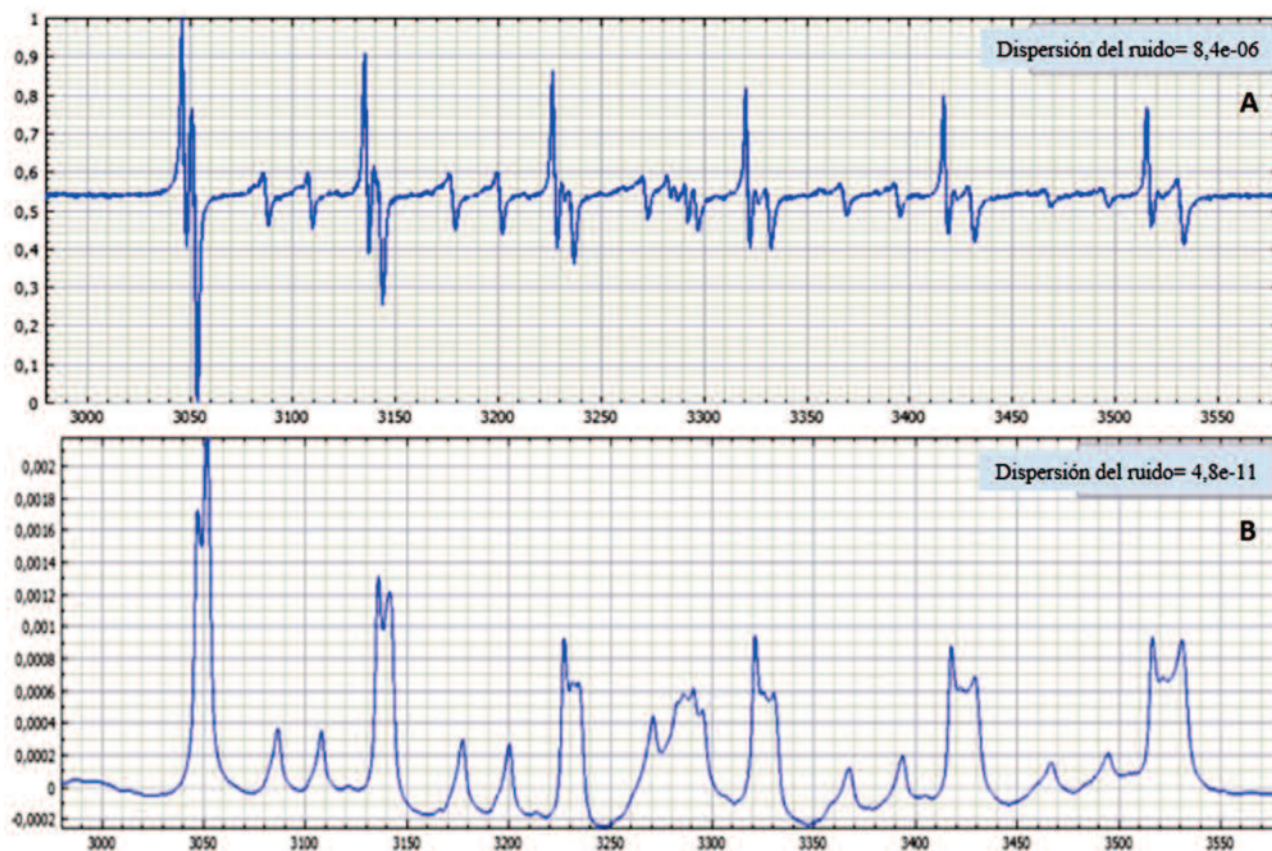


**Figura 4.** Imágenes de SEN y espectro de rayos X: previo a la incubación con bacterias (columna A) y después del tratamiento microbiano (columna B) con la roca 3. Se señala con flechas negras la morfología del carbonato y rojas las bacterias. Se circula en rojo el punto tomado para la espectrometría de rayos X.

sapareados. El objeto de estudio de la RPE son los radicales libres estables, los llamados centros paramagnéticos (Khasanova, 2017). Los radicales libres son un criterio de diagnóstico confiable en la reconstrucción de ambientes sedimentarios, así como en la estratificación y la correlación de secciones de rocas sedimentarias. Los radicales libres reflejan la composición de los componentes del carbonato, muestran la presencia de materia orgánica, indican la ferruginización

y otras características de la composición de las rocas (Khasanova, 2017).

Para el estudio con RPE se tomó una porción de la roca 1 posterior a la limpieza y de los hidrocarburos extraídos de la misma. En la **Figura 5** se muestran los espectros obtenidos tras la medición de RPE realizada al fragmento de núcleo en estudio. Es posible identificar un radical libre desconocido en la región central del espectro (3280-3300 Gs).



**Figura 5.** Espectro de RPE de la muestra de roca 1 (A) y el espectro integrado (B).

Se evidenció la presencia de dos líneas a una distancia de aproximadamente 9 mT entre sí. Esto se debe a dos centros paramagnéticos de iones  $Mn^{2+}$ . La **Tabla 2** muestra los valores de los parámetros calculados para cada centro (factor-g y A).

Los valores obtenidos se corresponden con las estructuras cristalinas de la calcita y el cuarzo (Miquel, 2018). Ambas litologías son características de las rocas reservorios cubanas, y su presencia se co-

rresponde con la descripción petrográfica de la muestra en estudio (**Tabla 1**).

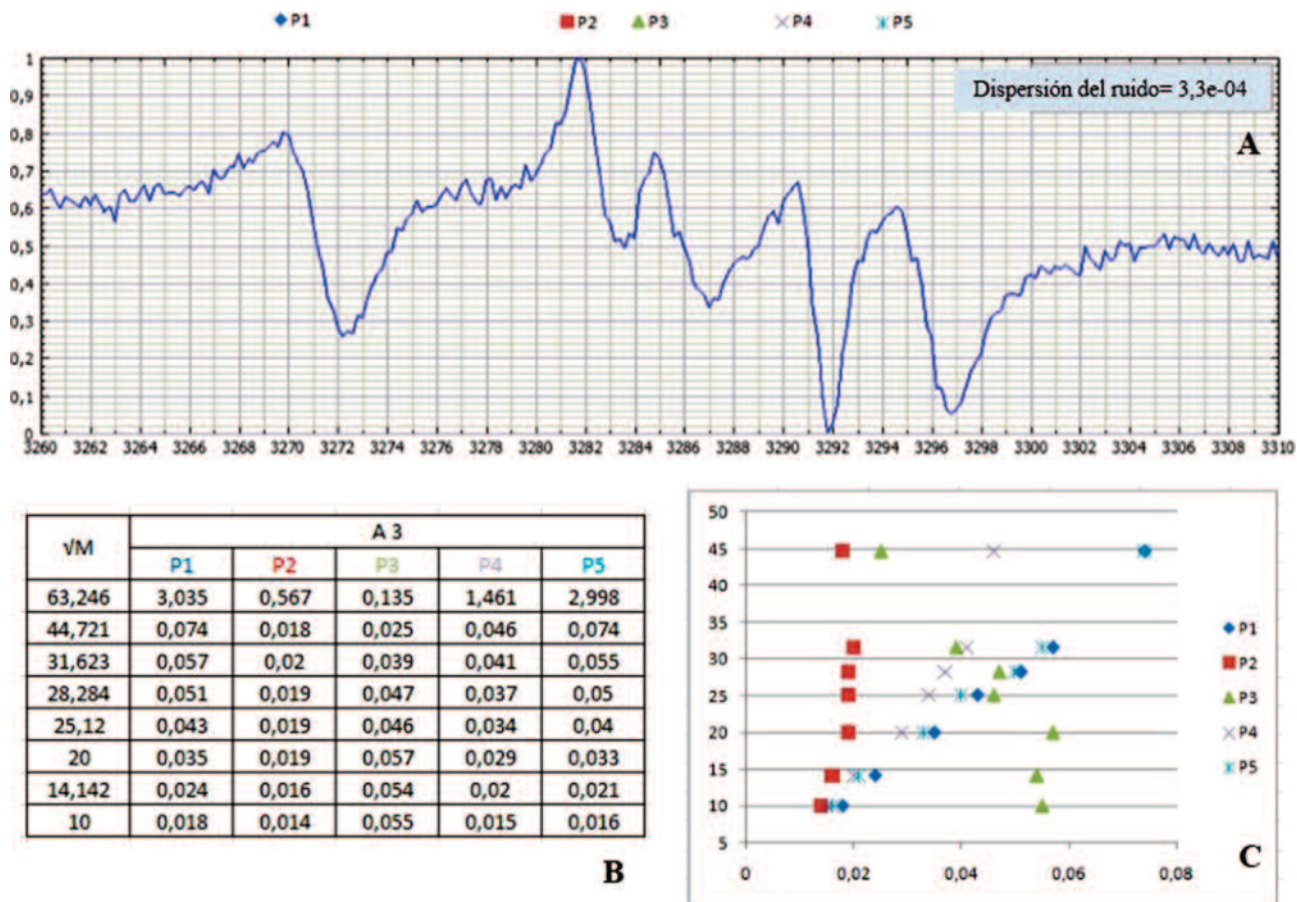
Para estudiar el radical libre encontrado en el centro del espectro se analizó la dependencia de la intensidad de las líneas de RPE en el rango presentado sobre el valor de la potencia ( $\sqrt{M}$ ) (**Figura 6**).

Del análisis de la **Figura 6 C** se deduce que los picos P 2 y P 3 son de naturaleza diferente a los otros picos estudiados. El comportamiento seguido



**Tabla 2.** Centros 1 y 2 del espectro completo.

Centro 1 para el Mn <sup>2+</sup>	A= 94.2 Gs y g-factor = 2.0041
Centro 2 para el Mn <sup>2+</sup>	A= 95.7 Gs y g-factor = 1.9969



**Figura 6.** Espectro de RPE de la muestra de roca 1 en el intervalo 326-331 mT (A). Los picos del espectro están numerados (P1-P5), cada uno de los cuales se identifica con un color y símbolo (Tabla B y Gráfico C).

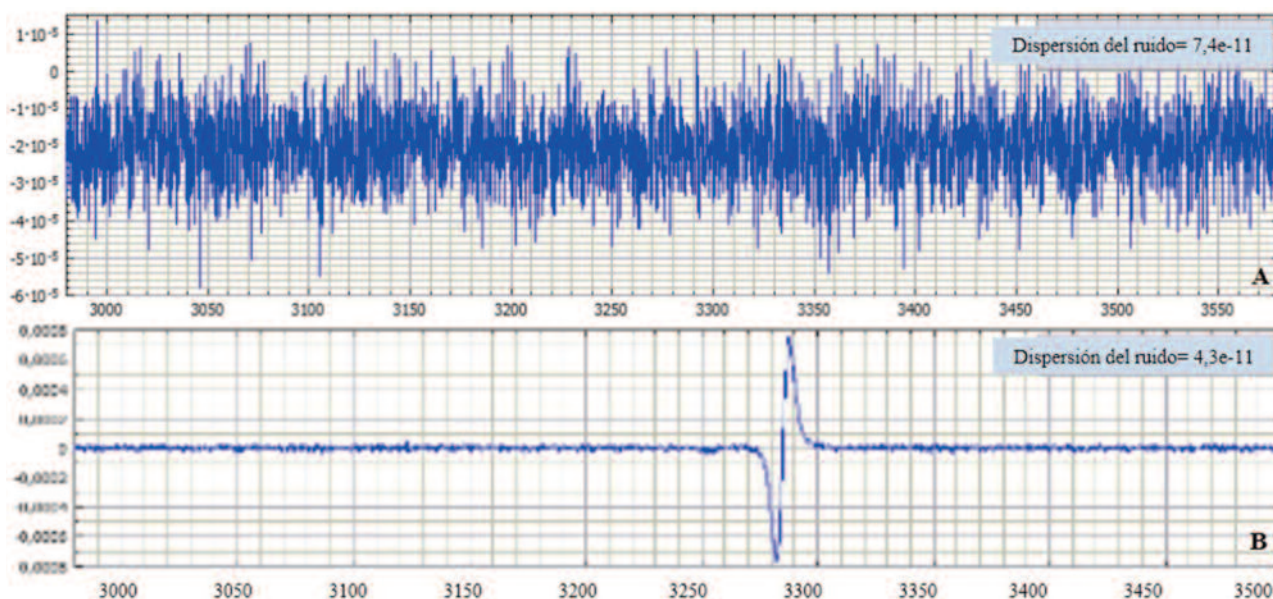
por P 1, P 4 y P 5 es característico del manganeso, mientras que P 2 y P 3 se alejan de esta tendencia. Estos resultados indican la presencia en el espectro de otros centros paramagnéticos, descritos como radicales provenientes de los hidrocarburos (Miquel, 2018).

De manera similar se procedió para la medición del hidrocarburo extraído de la muestra de roca 1, estos resultados se muestran en la **Figura 7**.

Para analizar los resultados obtenidos en la **Figura 7** se debe tener en cuenta que las muestras líquidas estudiadas son una mezcla de hidrocarburos

con el solvente utilizado en la extracción (cloroformo). En la **Figura 7B** se muestra claramente el pico característico del hidrocarburo en la zona de 3270-3300 Gs, con factor-g = 2.004 y un ancho de línea de aproximadamente 6 G.

Comparando los resultados de la muestra de roca (**Figura 6**) y de la muestra líquida (**Figura 7**) se concluye que aun después de la extracción con cloroformo se mantiene la presencia de hidrocarburos en la muestra. De esta manera se corroboró que las rocas contenían petróleo en la matriz porosa, el cual fue



**Figura 7.** Comparación entre los espectros resultantes de RPE en cloroformo (A) y en la mezcla de hidrocarburo-solvente extraída de la muestra de roca 1 (B).

desplazado hasta la superficie por la acción de las bacterias estudiadas y por los bioproductos que las mismas generan.

### **Espectroscopía de resonancia magnética nuclear (RMN) de $^1\text{H}$ y $^{13}\text{C}$**

La tecnología de RMN es utilizada en el sector petrolero desde la década de 1990, como registros geofísicos (Akkurt, 2009). Sin embargo, la utilización de RMN de  $^1\text{H}$  y  $^{13}\text{C}$  como técnica de caracterización de la composición de hidrocarburos fue considerado un descubrimiento de escala novel en esta área (Rakhatullin, 2017). En contraste con otros métodos físicos y químicos, la RMN permite obtener información tanto cualitativa como cuantitativa en una mezcla de compuestos orgánicos.

La RMN tiene la ventaja de proveer directamente detalles moleculares determinando propiedades físico-químicas de una muestra a nivel macroscópico. Un espectro de RMN contiene información de los grupos funcionales y, si es corrido con la resolución apropiada, puede permitir la caracterización de una muestra a nivel molecular. La espectrometría de RMN de  $^1\text{H}$  es un método relativamente rápido, no destructivo, y no requiere una compleja preparación de

la muestra. Con este método, además de la composición del crudo, se obtiene: los grados API, los residuos de carbono, temperatura aparente y el nitrógeno orgánico básico. Si además se incluyen datos del estudio de  $^{13}\text{C}$  RMN se puede extraer mucha más información de la composición química de la muestra (Rakhatullin, 2017). Ambos métodos se basan en la determinación de la composición de un crudo de acuerdo con la cantidad relativa de moléculas de los diferentes grupos: aromáticos, olefinas, alcanos y cicloalcanos y el número de sus isómeros análogos.

Para el análisis cuantitativo, se midieron las señales del espectro de RMN de  $^1\text{H}$  y  $^{13}\text{C}$  del hidrocarburo extraído de la muestra de reservorio 1. Los espectros resultantes se muestran en la **Figura 8**. En dicha figura la primera señal (parte superior del espectro) corresponde al patrón nombrado «petróleo cubano» y que cuenta con las siguientes propiedades: viscosidad 49700 mPa\*s, saturados: 30.96 %, aromáticos: 39.18 %, resinas: 14.17 %, asfaltenos: 15.69 %.

En la **Figura 8A** se muestra el espectro de RMN de  $^1\text{H}$ , en el cual la mayor concentración de moléculas de hidrocarburos está distribuida a la derecha del espectro en forma de un doblete entre 0.5 y 3.5 ppm. En este intervalo se encuentran la mayoría de los

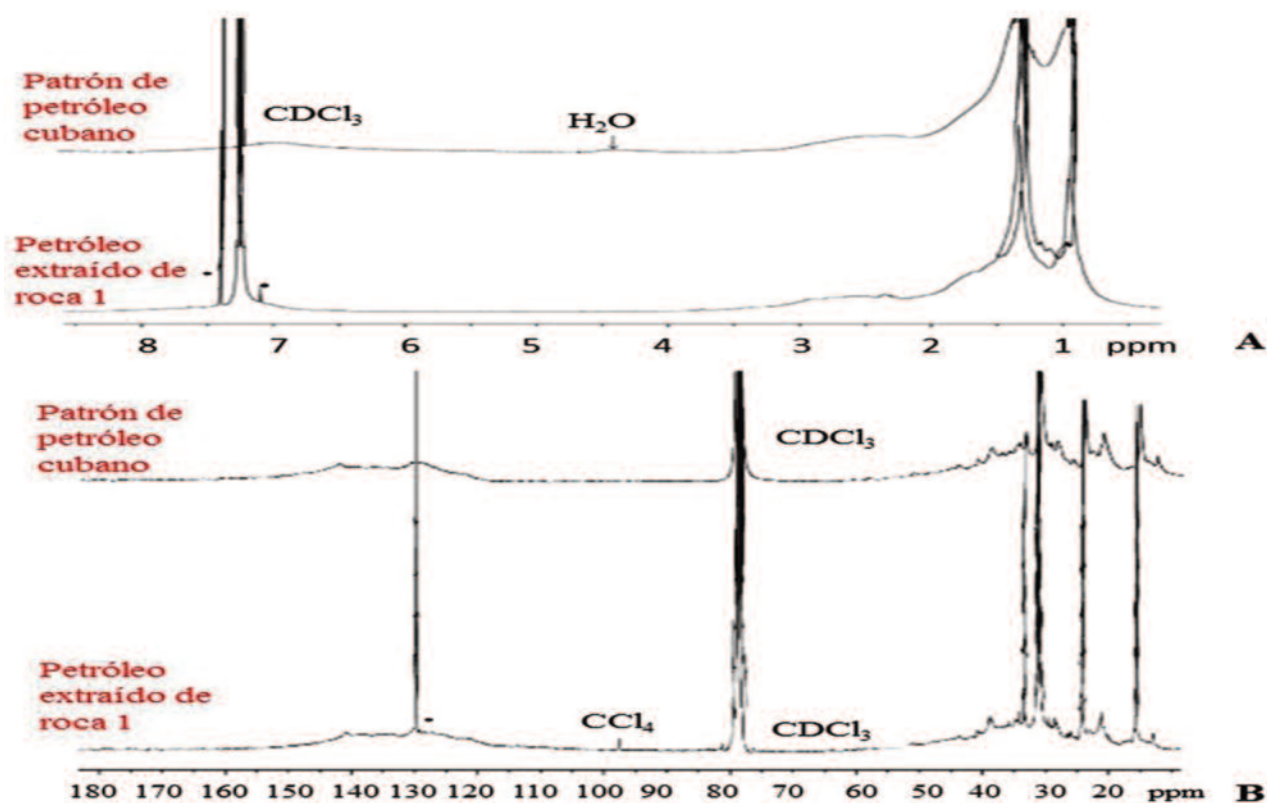


Figura 8. Espectros de RMN de  $^1\text{H}$  (A) y  $^{13}\text{C}$  (B) (700 MHz) a 300 K. \* - señales de impurezas.

grupos aromáticos como se muestra en la **Tabla 3**. A la izquierda del espectro se aprecia una segunda zona de interés, con picos entre 7 y 8.5 ppm. En este intervalo se distinguen las señales características del disolvente ( $\text{CDCl}_3$ ) y las correspondientes a los protones di, tri y tetra-aromáticos. Nótese también la presencia de se-

ñales de impurezas en las muestras destacadas por un asterisco (\*).

En la **Figura 8 B** se muestran las señales de los espectros de RMN de  $^{13}\text{C}$ , donde se aprecia una primera zona de interés a la derecha en el intervalo de 10 a 50 ppm. En la misma se encuentran los hidrocarburos aro-

**Tabla 3.** Distribución de los desplazamientos químicos en la señal de RMN de  $^1\text{H}$  (Rakhmatullin, 2017).

RMN de $^1\text{H}$ intervalo de desplazamientos químicos [ppm]	Grupos funcionales orgánicos
0.5-1.0	Grupo $\gamma\text{-CH}_3$ - y algunos grupos $\text{CH-}$ y $\text{CH}_2$ - en fragmentos nafténicos
1.0-1.7	Grupo $\beta\text{-CH}_2$ - y algunos grupos $\beta\text{-CH-}$ en compuestos aromáticos
1.7-1.9	Grupo $\beta\text{-CH-}$ , grupos $\text{CH}_2$ - en compuestos hidroaromáticos
1.9-2.1	Grupo metil ( $\text{CH}_3$ ) en $\alpha$ -olefinas
2.1-2.4	Grupo metil ( $\text{CH}_3$ ) en $\alpha$ -posición a los carbonos aromáticos
2.4-3.5	Grupos $\text{CH-}$ y $\text{CH}_2$ - en $\alpha$ -posición los carbonos aromáticos
3.5-4.5	Puente de grupos $\text{CH}_2$ - (difenilmetano)
4.5-6.0	Protones de los grupos de olefinas
6.0-7.2	Protones de arenos de ciclo simple
7.2-8.3	Protones di-, tri- y tetra-aromáticos
8.3-8.9	Algunos protones tri- y tetra-aromáticos

**Tabla 3.** Distribución de los desplazamientos químicos en la señal de RMN de  $^1\text{H}$  (Rakhmatullin, 2017).

máticos y naftalénicos con grupos metilenos y etilenos. Además, se distingue la señal del disolvente ( $\text{CDCl}_3$ ), separada de la segunda zona de interés, en la que se encuentran moléculas más pesadas, en el intervalo de 115 a 150 ppm. En este caso también se aprecian las impurezas, señaladas con un asterisco (\*). Se observa, además, la línea correspondiente al  $\text{CCl}_4$ , disolvente utilizado. En la **Tabla 4** se muestran los valores de distribución de los desplazamientos químicos en la señal de RMN de  $^{13}\text{C}$  de los grupos funcionales que definen la composición de las muestras de hidrocarburo.

El espectro de RMN de  $^{13}\text{C}$  contiene numerosas señales distinguibles, las cuales pueden ser asignadas a diferentes regiones típicas y brindar información sobre las fracciones primarias Cp (grupos metílicos  $\text{CH}_3$ ), secundarias Cs (grupos metilenos  $\text{CH}_2$ ), terciarias CT (grupos metilos CH), cuaternarias CQ (C) y átomos aro-

máticos CAR (**Tabla 4**).

Debido a la complejidad de la separación de las señales como las de Cp y CQ, la estimación del contenido molar de varios grupos de carbono se determinó por la suma de los contenidos CT y CAR, resultante de la integración de las regiones correspondientes en el espectro de RMN de  $^{13}\text{C}$ .

Se realizó un análisis cuantitativo de estos resultados mediante la integración de regiones específicas de los espectros de  $^1\text{H}$  y  $^{13}\text{C}$  RMN. El grado de sustancias aromáticas en la mezcla, definido por la RMN  $^1\text{H}$ , se comparó con las proporciones de átomos aromáticos de hidrógenos y carbono obtenidos del estudio de RMN  $^{13}\text{C}$ , para determinar el grado de sustitución de aromáticos en la fracción de crudo estudiada (Rakhmatullin, 2017).

En la **Tabla 5** se muestran las fracciones mola-

**Tabla 4.** Distribución de los desplazamientos químicos en la señal de RMN de  $^{13}\text{C}$  (Rakhmatullin, 2017).

RMN de $^{13}\text{C}$ intervalo de desplazamientos químicos [ppm]	Grupos funcionales
11.0-12.5	Grupos $\gamma\text{-CH}_3$ - y grupos CH- y $\text{CH}_2$ - en fragmentos de aromáticos, grupos $\text{CH}_3$ - en cicloheptanos etil-sustituídos
12.5-15.0	Grupos $\gamma\text{-CH}_3$ - metil (y más distantes) de ciclo aromático; grupo $\text{CH}_3$ -, blindado por dos anillos aromáticos vecinos
15.0-18.0	Grupos $\beta\text{-CH}_3$ - sustituido en el grupo etileno
18.0-20.5	Grupo $\alpha\text{-CH}_3$ -, unido a un anillo aromático; algunos grupos $\alpha\text{-CH}_3$ - y $\text{CH}_2$ - en fragmentos de aromáticos y naftalenos
20.5-22.5	Grupo $\alpha\text{-CH}_3$ -, algunos grupos $\alpha\text{-CH}_3$ - y $\text{CH}_2$ - en fragmentos de aromáticos y naftalenos
22.5-24.0	Grupos $\gamma\text{-CH}_2$ - y $\text{CH}_3$ -; grupos $\beta\text{-CH}_2$ - en estructuras de tetralina sin sustituir
24.0-27.5	Grupos metileno ( $\text{CH}_2$ ) en fragmentos de naftalenos; grupos $\alpha\text{-CH}$ - y $\beta\text{-CH}_2$ - en fragmentos de propilo; grupo $\beta\text{-CH}_3$ - en isopropilo
27.5-37.0	Grupos metileno ( $\text{CH}_2$ ), compuestos no ligados con el grupo metilo (CH) en alquilos; grupo metileno ( $\text{CH}_2$ ) en ciclo.
37.0-60.0	Grupo metileno (CH) en fragmentos de alquilo; grupos CH y $\text{CH}_2$ por fragmentos de naftalenos, adyacentes al grupo CH
108.0-118.0	Fragmentos de olefinas
118.0-129.5	Arenas protonadas
129.5-133.0	Átomos carbono-aromáticos internos
133.0-135.0	Arenas metil-sustituídas
135.0-138.0	Arenas, sustituidos por naftalenos
138.0-160.0	Arenas de alquilos sustituidos (a excepción de metilo sustituido); arenas heteroatómicas (N, O, S)
165.0-175.0	Éster o amida
170.0-182.0	Ácido carboxílico

res (dadas en %) de las distintas fracciones de hidrocarburos, tanto de la muestra en estudio como las del patrón de petróleo cubano. Los valores obtenidos para cada parámetro en la muestra extraída de la roca 1 se compararon con los mismos valores del patrón, el cual se conoce que es pesado (49700 mPa\*s). Se aprecia que en la muestra la mayor cantidad de fracciones son las secundarias y cuaternarias representadas por el parámetro  $C_{sq}$ , con un valor de 47.8 %. En segundo lugar se encuentran las fracciones aromáticas (CAR) que representan el 30.6. La cantidad de carbono primario de la muestra en estudio es la mitad de la del patrón de petróleo cubano (9.1 %). El bajo valor de  $C_p$  implica que en la mezcla de hidrocarburos existirán menos cadenas lineales (con  $CH_3$  en los extremos) o más ramificaciones. Otro factor importante es la aromaticidad, lo que también determina la pesadez de la muestra. En el caso

de los hidrocarburos extraídos de la roca 1 se obtuvo un 30.6 % de  $C_{ar}$  y un factor de aromaticidad de 0.306 (ambos valores superiores respecto al patrón). De todo esto se desprende que el petróleo analizado corresponde a un crudo pesado, ya que el mayor por ciento de los componentes de la muestra está determinado por fracciones pesadas (Rakhmatullin, 2017). Respecto al patrón conocido de petróleo cubano pesado, los hidrocarburos extraídos de la muestra de roca 1 presentan mayores valores que determinan la pesadez del mismo.

Una vez comprobada la naturaleza pesada del crudo contenido en la matriz porosa de la muestra del reservorio 1, se puede afirmar que las bacterias analizadas: *B. subtilis* CC21, *A. veronii* CC22, *B. subtilis* CC23, *B. subtilis* CC31, *B. subtilis* CC32 y *B. licheniformis* CC33 (Hernández, 2018), tienen la capacidad de desplazar este tipo de crudo. Este hecho toma gran sig-

**Tabla 5.** Resultados basados en el espectro de RMN de  $^{13}C$ .

Parámetros [%]	Patrón de petróleo cubano	Muestra de roca 1
Fracciones molares primarias $C_p$	18.8	9.1
Fracciones molares secundarias + cuaternarias $C_{sq}$	38.6	47.8
Fracciones molares terciarias $C_t$	15.1	12.5
grupos aromáticos $C_{ar}$	27.5	30.6
factor de aromaticidad $F_{CA}$	0.275	0.306
largo de la cadena principal de hidrocarburos alifáticos $MCL$	7.7	15.2

nificación si se tiene en cuenta que las fracciones aromáticas y las largas cadenas con sustituyentes son más difíciles de degradar y de utilizar como fuente de carbono y energía por parte de los microorganismos. Unificando estos resultados con los obtenidos en investigaciones anteriores (Hernández, 2018), se ha demostrado la potencialidad del consorcio bacteriano en estudio para la recuperación de petróleos pesados.

## CONCLUSIONES

Se evidenció que los aislados bacterianos producen biopelículas en las superficies de fragmentos de núcleos de

pozos con litologías características de la Franja Norte Petrolera Cubana. El análisis de espectrometría de rayos X mostró el aumento del contenido de carbono y otros elementos biogénicos respecto a las muestras no incubadas con las bacterias.

Mediante las mediciones de resonancia paramagnética electrónica realizadas a la roca 1, se obtuvo un radical en el centro del espectro que corresponde a hidrocarburos presentes en la muestra, aun después de la extracción con cloroformo. Este mismo estudio realizado al petróleo extraído mostró un espectro de un solo pico perteneciente al mismo radical libre de hidrocar-

buro encontrado en la muestra de roca.

Al hidrocarburo extraído se le realizaron estudios por espectroscopía de RMN <sup>1</sup>H y <sup>13</sup>C de alta resolución, lo que permitió definir la composición química y la cuantificación de las fracciones de petróleos. Se obtuvo un factor de aromaticidad de 0.306 y un predominio de los carbonos secundarios, terciarios y cuaternarios, comprobando el carácter pesado del crudo.

## AGRADECIMIENTOS

En una investigación hay mucho que agradecer a innumerables personas. Un especial agradecimiento a la doctora Polina Yurevna Galinskaya y a todos los trabajadores del Laboratorio de Ecología de la Universidad Federal de Kazán, Federación Rusa, por su apoyo incondicional. Además, a Yuri Ocin Nikolayevich, por su incalculable ayuda para la realización de la microscopía electrónica y la espectrometría de rayos X.

## REFERENCIAS

**Akkurt, R., Aramco, D. S., Rómulo, C., Clamart, N. H., Aberdeen, J. W.**, 2009, La resonancia magnética nuclear revela todo su potencial: Oilfield Review, 1-20.

**Al-Sulaimani, H., Joshi, S., Al-Wahaibi, Y., Al-Bahry, S., Elshafie, A. y Al-Bemani, A.**, 2011, Microbial biotechnology for enhancing oil recovery: Current developments and future prospects: Biotechnol. Bioinf. Bioeng, 1(2):147-158.

**Berrón, A.**, 2016, Evaluación de la capacidad de formación de biofilms por parte de cepas salvajes de *Listeria monocytogenes* resistentes a amonio cuaternario. Análisis, cuantificación y detección: España, Universidad Autónoma de Barcelona, Departamento de Ciencia Animal y de Alimentos, Tesis de maestría, 60 pp.

**Gost 26450.0-85**, 1985, Rocks. General requirements for sampling and sample preparation for determination of collecting properties, Federación Rusa.

**Hernández T.**, 2018, Potencialidades del uso de microorganismos para aumentar la recuperación de petróleo del yacimiento Boca de Jaruco (Cuba): Federación Rusa, Instituto de Geología y Tecno-

logías del Petróleo y Gas, Universidad Federal de Kazán, Tesis de maestría, 115 pp.

**Khasanova, N. M., Gabdrakhmanov, D. T., Kayukova, G. P., Mikhaylova, A. N., Morozov, V. P.**, 2017, Magnetic resonance in solids (en línea), en Electronic Journal KPFU, <http://mrsej.kpfu.ru>, consulta: 25 de enero de 2018

**Kohr, W.**, 2012, Microbial enhanced oil recovery methods: Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial, Patente No. MX 2012002380 A.

**Madigan, M. T., Martinko, J. M., Bender, K. S., Buckley, D. H., Stahl, D. A.**, 2014, Metabolism and Growth, in Espinoza, D. (ed.), Brock Biology of Microorganisms: San Francisco, Pearson Education, 118-149

**Martínez, X.**, 2011, Producción de biotensoactivos por microorganismos aislados de sitios extremos y contaminados con hidrocarburos: México, Instituto Politécnico Nacional. Unidad Profesional Interdisciplinaria de Biotecnología, Tesis para obtener el título de Ingeniero Ambiental.

**Miquel, L.**, 2018, Estudio de muestras de rocas saturadas de hidrocarburos utilizando nuevas técnicas de resonancia magnética nuclear: Federación Rusa, Instituto de Geología y Tecnologías del Petróleo y Gas, Universidad Federal de Kazán, Tesis de maestría, 84 pp.

**Rakhmatullin I. Z., Efimov, S. V., Margulis, B. Y., Klochkov, V. V.**, 2017, Qualitative and quantitative analysis of oil samples extracted from some Bashkortostan and Tatarstan oilfields based on NMR spectroscopy data. Electronic Journal of Petroleum Science and Engineering. Kazan Federal University.

**Zhang, X., Xiang, T.**, 2010, Review on Microbial Enhanced Oil Recovery Technology and Development in China, International Journal of Petroleum Science and Technology, 4(1):61-80.

Fue: recibido 10-marzo-2020  
corregido 14-mayo-2020  
aprobado 29-mayo-2020

## Detección de hidrocarburos en residuos de la actividad petrolera aplicando la resonancia paramagnética electrónica

Lisset Miquel González<sup>1</sup>, Thais Hernández Gómez<sup>2</sup> y Marat R. Gafurov<sup>3</sup>.

<sup>1</sup> Ingeniera en Tecnologías Nucleares y Energéticas. Máster en Negocio de Petróleo y Gas. Centro de Investigación del Petróleo. La Habana, Cuba. Correo electrónico: lisset@ceinpet.cupet.cu.

<sup>2</sup> Licenciada en Microbiología. Máster en Negocio de Petróleo y Gas. Centro de Investigación del Petróleo. La Habana, Cuba. Correo electrónico: thaishg89@gmail.com.

<sup>3</sup> Licenciado en Física. Doctor en Radiofísica. Universidad Federal de Kazán, Rusia. Correo electrónico: marat.gafurov@kfu.ru.

### RESUMEN

Uno de los mayores problemas que enfrenta la industria petrolera es el tratamiento de sus residuos. Esta actividad se encuentra entre las más costosas y su efectividad depende fundamentalmente de las características de los residuos que se tratan. Los contaminantes por excelencia, en estos casos, son los hidrocarburos y su detección es vital para no incurrir en violaciones a las normas medioambientales. Los residuos están constituidos fundamentalmente por rocas que se extraen de los pozos y áreas cercanas. Técnicas como la microscopía electrónica y la difracción de rayos X se utilizan frecuentemente para la caracterización de la composición de los residuos, pero las mismas no brindan información sobre la presencia de hidrocarburos. Esta investigación tiene como objetivo detectar la presencia de hidrocarburos en muestras residuales de pozos aplicando como técnica principal la resonancia paramagnética electrónica. Se realizó el muestreo de residuales en la Franja Norte Petrolífera de Cuba. Se caracterizó la composición de los residuos utilizando los métodos convencionales. A partir de la técnica principal se estudiaron los espectros de las muestras de rocas y de la mezcla de hidrocarburos y

solventes extraídos de estas. Se obtuvieron los parámetros de dichos espectros y se detectaron hidrocarburos contaminantes. Se concluye que el método es efectivo en la detección de hidrocarburos en los residuos incluso luego de realizar un tratamiento con cloroformo. El centro paramagnético más abundante resultó el Mn<sup>2+</sup> debido a la alta concentración de calcita y cuarzo en las muestras, seguido por el radical libre R<sup>+</sup> y VO<sub>2</sub><sup>+</sup> en la zona central de los espectros como marcadores de la presencia de hidrocarburos.

**Palabras clave:** resonancia paramagnética electrónica, hidrocarburos contaminantes, residuos, centros paramagnéticos, radicales libres.

### ABSTRACT

One of the biggest problems facing the oil industry is the treatment of its waste. This activity is among the most expensive and its effectiveness depends fundamentally on the characteristics of the waste treated. The pollutants par excellence, in these cases, are hydrocarbons and their detection is vital so as not to incur violations of environmental norms. The waste consists mainly of rocks extracted from wells and nearby areas.

Techniques such as electron microscopy and X-ray diffraction for the characterization of waste composition are frequently used, but they do not provide information of hydrocarbons presence. This research aims to detect hydrocarbons presence in wells residual samples using electronic paramagnetic resonance as the main technique. The sampling was carried out at Cuban Petroleum North Belt. The residues were characterized using conventional methods and, from the main technique, the spectra of the samples and their parameters were obtained, and polluting hydrocarbons were detected. The effectiveness of the hydrocarbons detection method in waste samples is concluded even after a chloroform treatment. The most abundant paramagnetic center was  $Mn^{2+}$  due to the high concentration of calcite and quartz in the samples, followed by the free radicals  $R^+$  and  $VO_2^+$  in the central zone of the spectra as markers of hydrocarbons presence.

**Keywords:** Electronic paramagnetic resonance, polluting hydrocarbons, waste, paramagnetic centers, free radicals.

## RESUMO

Um dos maiores problemas enfrentados pela indústria do petróleo é o tratamento de seus resíduos. Esta atividade está entre as mais caras e sua eficácia depende fundamentalmente das características do resíduo tratado. Os poluentes por excelência, nesses casos, são hidrocarbonetos e sua detecção é vital para não incorrer em violações das normas ambientais. Os resíduos consistem principalmente de rochas que são extraídas de poços e áreas próximas. Técnicas como microscopia eletrônica e difração de raios X são frequentemente usadas para caracterizar a composição dos resíduos, mas não fornecem informações sobre a presença de hidrocarbonetos. Esta pesquisa tem como objetivo detectar a presença de hidrocarbonetos em amostras residuais de poços utilizando ressonância paramagnética eletrônica como técnica principal. Amostragem residual foi realizada na Faixa Norte do Petróleo Cubano. Os resíduos foram caracterizados por métodos convencionais e, a partir da técnica principal, os

espectros das amostras e seus parâmetros foram obtidos, e os hidrocarbonetos poluentes foram detectados. Concluiu-se que o método é eficaz na detecção de hidrocarbonetos nos resíduos, mesmo após um tratamento com clorofórmio. O centro paramagnético mais abundante foi  $Mn^{2+}$  devido à alta concentração de calcita e quartzo nas amostras, seguido por o radical livre  $R^+$  e  $VO_2^+$  na zona central do espectro como marcadores da presença de hidrocarbonetos.

**Palavras-chaves:** Ressonância paramagnética eletrônica, poluentes de hidrocarbonetos, resíduos, centros paramagnéticos, radicais livres.

## INTRODUCCIÓN

La industria petrolera es una de las más contaminantes a lo largo de todo el proceso, desde la exploración hasta la refinación; por tanto el tratamiento de sus residuos ocupa un lugar fundamental. Esta actividad es sumamente costosa y su efectividad depende fundamentalmente de las características de los residuos que se tratan. Los contaminantes por excelencia en estos casos son los hidrocarburos y su detección es vital para no incurrir en violaciones a las normas medioambientales que pudieran ocasionar grandes desastres naturales. Existen tres tipos principales de residuos: los lodos de perforación, los cortes de perforación y los crudos derramados durante los procesos de producción y transporte.

Esta investigación se enfoca en los cortes de perforación, los cuales están compuestos de una mezcla heterogénea de rocas de la estratología local incluyendo metales pesados, sustancias radioactivas y otros elementos contaminantes; estos pueden contener hidrocarburos en mayor o menor grado. Cuanto mayor es la profundidad a la que se perfora se generan mayor cantidad de desechos, los que contienen niveles más altos de toxicidad. Luego de extraídos por las perforadoras, estos desechos pueden encontrar su camino de regreso al medio ambiente por distintas vías (Semarnap, 2003) provocando el envenenamiento del mismo. Los principales metales pesados presentes en los cortes de perforación son: cadmio, plomo, mercurio, ar-



sénico, cobre y cromo. Además de estos pueden contener cobalto, hierro, selenio, magnesio, molibdeno, antimonio, bario, plata, talio, titanio, estaño, zinc y vanadio (Moñino y Galdos, 2008).

La mayoría de los cortes de perforación en Cuba están compuestos de rocas sedimentarias, fundamentalmente de carbonatos que presentan una amplia gama de componentes como: pirita, calcita, cuarzo y arcillas. También pueden cortarse capas de rocas ígneas como las tobos y zonas de conglomerados donde se hallan presentes casi todas las litologías. En este tipo de escenario tan heterogéneo, técnicas como la microscopía electrónica de barrido (SEM) y la difracción de rayos X (DRX), que se utilizan frecuentemente para la caracterización de la composición de los residuos, comienzan a presentar limitaciones. Ambas técnicas por sí solas son incapaces de determinar la presencia de hidrocarburos y metales pesados como el vanadio en las muestras.

Técnicas como la resonancia paramagnética electrónica (RPE), son estudios pocos convencionales y novedosos que han ido ganando terreno en la caracterización de residuos ya que permiten la detección de radicales libres cuya presencia se asocia a la contaminación por hidrocarburos y/o metales pesados.

El Centro de Investigación del Petróleo (CEIN-PET) incursionó en las técnicas de resonancia magnética nuclear (RMN) en 2014, con una investigación desarrollada en conjunto con el Centro de Ingeniería Genética y Biotecnología (CIGB) donde se realizaron mediciones a muestras de rocas con diferente litología utilizando un tomógrafo médico. En el 2015 concluyó la investigación con la confección de una tesis de diploma titulada: «Mejora de la caracterización petrofísica de reservorios petroleros cubanos a través de Imágenes de RMN». Esta investigación arrojó luz a las ventajas de la utilización de estas técnicas, como apoyo a los estudios petrofísicos y se continuó en este campo de estudio con la recomendación de emplear equipos especializados para el estudio físico de muestras de rocas y fluidos.

Este trabajo tiene como objetivo detectar la presencia de hidrocarburos en muestras residuales de

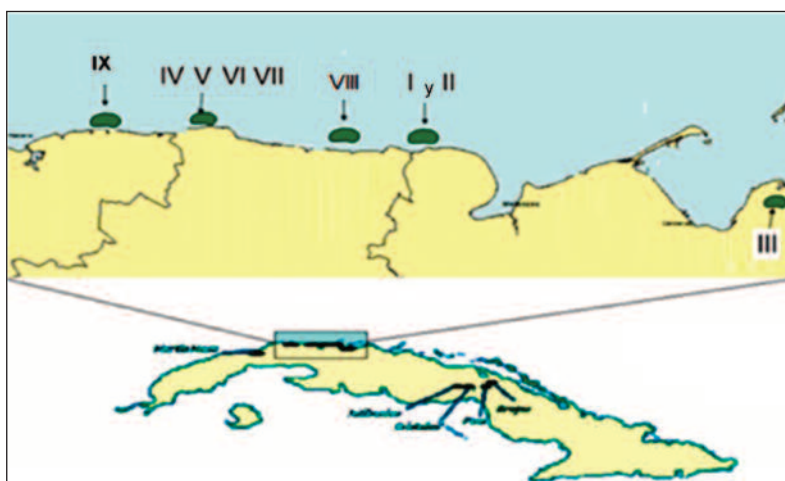
pozos por la técnica de resonancia paramagnética electrónica (RPE). Para ello se realizó el muestreo de residuales (esencialmente cortes de perforación) en la Franja Norte Petrolífera de Cuba. Este muestreo generó un total de siete muestras de litologías diferentes saturadas de hidrocarburos. Dichas muestras se caracterizaron utilizando los métodos convencionales (SEM y DRX) y se les aplicó la técnica de RPE antes y después de realizar la limpieza de las mismas con varios disolventes. Las mediciones de resonancia paramagnética electrónica se realizaron en la Facultad de Física de la Universidad Federal de Kazán de la Federación Rusa.

Posteriormente se estudiaron los espectros de RPE obtenidos en cada muestra utilizando el análisis de patrones. Se reconocieron los centros de  $Mn^{2+}$  en todas las muestras de rocas antes y después de la limpieza, se detectó la presencia del radical libre  $R^+$  en las muestras sucias, en la mezcla de hidrocarburos extraídos de las mismas e incluso en dos de las muestras de rocas después de realizada la limpieza con varios disolventes. Se registró presencia de un pico de vanadio en una sola de las muestras medidas luego de la limpieza. La no visualización de este radical en las demás muestras se adjudica a la baja relación petróleo-disolvente, lo que puede atenuar la señal de los espectros y aumentar el ruido.

## MATERIALES Y MÉTODOS

Selección y preparación de las muestras de rocas  
Se realizó una selección de tres pozos a lo largo de la Franja Norte Petrolífera Cubana (**Figura 1**), de los cuales se tomaron 15 cortes de perforación saturados de hidrocarburos. El muestreo se hizo a diferentes profundidades y en capas con litologías diferentes que fueran características del área de estudio. Estos cortes se transportaron de Cuba a la ciudad de Kazán, Federación Rusa.

La **Tabla 1** recoge una breve descripción de los 15 cortes recolectados en el área de estudio, de los cuales se seleccionaron finalmente los siete (III-5, VIII-1, VIII-3, VIII-4, VIII-5, IX-1 y IX-2), que presentaban mejor conservación y mayor contenido de hidrocarburos.



**Figura 1.** Ubicación de pozos seleccionados para este trabajo, en la Franja Norte Petrolífera de Cuba (Rodríguez-Martínez, 2014).

**Tabla 1.** Descripción breve de los 15 cortes de perforación recogidos.

Muestras	Profundidad [m]	Litología
III-1	705.14	Marga
III-2	810-812	
III-3	846	
III-4	868-875.5	
III-5	893-901	
III-6	995-995.09	
VIII-1	2450-2458	Arcosa
VIII-2	2458-2459	
VIII-3	2490-2491	
VIII-4	2552-2553	
VIII-5	2553-2554	
IX-1	3634-3635	Carbonato
IX-2	3635-3636	
IX-3	3636-3637	
IX-4	3637-3638	

La limpieza y extracción de hidrocarburos a los cortes se realizó según las normas de Gosudarstvenny Standart (GOST, 1985).

### Metodología de trabajo

Como se comentó en la introducción, en la investigación se emplearon métodos convencionales de caracterización de muestras sólidas como son la microscopía electrónica de barrido y la difracción de rayos X. Además se incluyó la resonancia paramagnética electrónica como método principal del estudio, el cual resulta ser un método no convencional.

### Método de SEM

El método se basa en la obtención de una imagen de la muestra a partir del barrido de la misma con un haz de electrones, como resultado de las interacciones entre los electrones incidentes y la muestra (Khasanova *et al.*, 2017).

Las interacciones entre los electrones incidentes y la muestra originan la emisión de electrones secundarios, de electrones retrodispersados y de rayos X característicos de los elementos presentes en la muestra (para el análisis químico cualitativo y, en algunos casos, semicuantitativo). Los electrones secundarios son ideales para el estudio morfológico de las muestras, alcanzando una resolución inferior a 1 nm.

El número de electrones del haz incidente que son retrodispersados depende de la composición química promedio de la muestra de roca (Khasanova *et al.*, 2017). La intensidad de los rayos X producidos por cada elemento depende de la cantidad del mismo que haya en la muestra, de modo que en espectro de energía de los rayos X emitidos (intensidad vs energía) la posición de cada pico indica la energía característica de cada elemento químico; por otra parte, la intensidad de cada pico (o lo que es lo mismo, la altura del mismo), es directamente proporcional a la cantidad de este elemento en la muestra (Galukhin, 2016; Murzakhanov *et al.*, 2018).

### Método de DRX

Entre los diversos métodos del análisis instrumental que han sido introducidos durante las últimas décadas en las investigaciones geológicas y el estudio de materias primas, la DRX juega un papel de particular importancia. Eso se debe a que no solo suministra datos de identificación de materiales, sino representa también una herramienta principal en la petrografía y litología, siendo muchas veces el único método capaz de entregar datos tanto cualitativos como cuantitativos sobre la composición mineralógica (composición de fases) de rocas y materias primas (Larinov, 2015).

### Método de RPE

Existen diferentes métodos de estudio de rocas para evaluar las perspectivas de la generación de hidrocarburos líquidos en función de la composición de la materia orgánica en las rocas y su estabilidad térmica. Un lugar especial entre estos métodos lo toma la resonancia paramagnética electrónica (RPE). La esencia del fenómeno de la RPE es la absorción de resonancia de la radiación electromagnética por electrones desapareados. Uno de los objetos tradicionales de las investigaciones de RPE son los radicales libres estables, estas son partículas que contienen uno o más electrones desapareados, los llamados centros paramagnéticos. Los radicales libres son un criterio de diagnóstico confiable en la reconstrucción de ambientes sedimentarios, así como en la estratificación y la correlación de secciones de rocas sedimentarias. Los radicales libres reflejan la composición de los componentes del carbono y muestran la presencia de materia orgánica (Khasanova *et al.*, 2017).

Para el estudio de RPE realizado se prepararon siete muestras a partir de los siete cortes de perforación recolectados. Las muestras se conformaron tomando porciones representativas de cada parte de los cortes y triturándolas hasta obtener un gramo de cada uno con granulometría homogénea. El equipo utilizado fue un espectrómetro de banda X CMS-8400 a una frecuencia de 9.43 GHz.

Para comprender los resultados obtenidos en el estudio de RPE realizado se utilizó el análisis de pa-

trones, el cual consiste en comparar los espectros obtenidos durante la investigación actual con los espectros paramagnéticos obtenidos en estudios anteriores y que hayan resultado ser componentes característicos del tipo de muestra a analizar, en este caso muestras de rocas residuales de pozos petroleros ubicados en la región de Tartaristán con características muy similares a las muestras de estudio. Este tipo de análisis tiene validez y es altamente utilizado siempre que se realicen los estudios en el mismo equipo, a igual temperatura y utilizando el mismo rango de campos magnéticos.

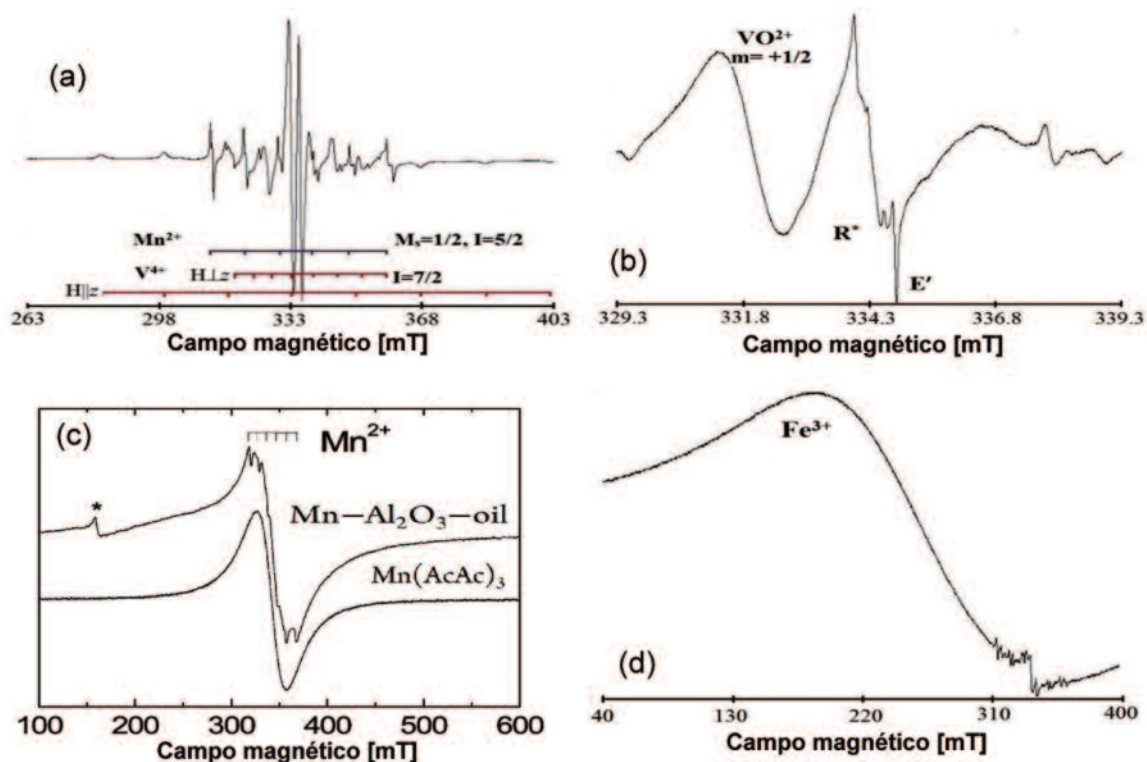
La **Figura 2** representa los espectros RPE seleccionados como patrones para el estudio, los cuales se registraron a temperatura ambiente en investigaciones antecedentes (Khasanova *et al.*, 2017). Para la obtención de los espectros patrones y la medición de las muestras de estudio se utilizaron los campos siguientes: un campo de 140 mT (de 263 a 403) para iones  $Mn^{2+}$  y  $V^{4+}$  (**Figura 2a**); campo de 300 mT (de 300 a 340) para complejos de vanadio ( $VO^{2+}$ ), radicales libres  $E^+$  correspondientes a centros de silicio, y radicales libres orgánicos estables ( $R^*$ , C350) (**Figura 2b**); un campo de 340mT (de 100 a 600) para iones de manganeso ( $Mn^{2+}$ ) puros ( $Mn(AcAc)_3$ ) y unidos a sistemas de hidrocarburos ( $Mn-Al_2O_3$ -oil) hidrocarburos extraídos de estas (**Figura 2c**); y un campo de 360 mT (de 40 a 400) para el registro de iones  $Fe^{3+}$  (**Figura 2d**). El contenido de radicales e iones estables se midió en unidades arbitrarias (la amplitud de la señal EPR fue corregida para el ancho de línea y los valores obtenidos se correlacionaron con el peso de las muestras) (Khasanova *et al.*, 2017).

Además se tuvo en cuenta la conversión de unidades de militesla [mT] a gauss [G]: 1mT equivale a 10G, ya que los campos magnéticos de los espectros patrones se encuentran referenciados en militesla, mientras que los espectros de las muestras medidas se referencian en G.

## RESULTADOS

### Resultados obtenidos a partir de la SEM

Se llevó a cabo la caracterización de muestras de rocas



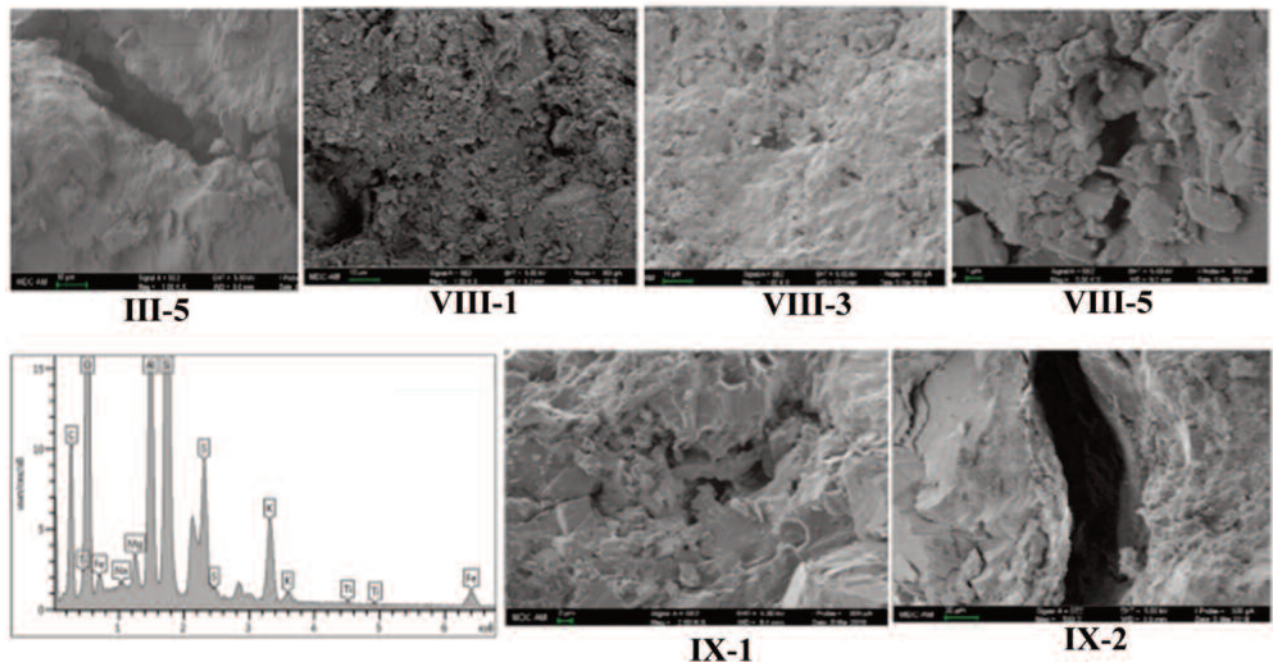
**Figura 2.** Muestra los espectros patrones de EPR utilizados para la identificación de distintos radicales muestras de rocas e hidrocarburos según Khasanova *et al.* (2017): (a) espectro de iones de manganeso (Mn<sup>2+</sup>) y vanadio (V<sup>4+</sup>) en muestras de rocas en la estructura de la calcita. (b) espectro de complejos de vanadio (VO<sup>2+</sup>), radicales libres R<sup>+</sup> correspondientes a bitumen y radicales libres E<sup>+</sup> correspondientes centros de silicio. (c) espectro de iones de manganeso (Mn<sup>2+</sup>) puros (Mn(AcAc)<sub>3</sub>) y unidos a sistemas de hidrocarburos (Mn-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>-oil) (Dolomatov *et al.*, 2017). (d) espectro patrón de radicales de hierro (Fe<sup>3+</sup>).

de varios yacimientos ubicados en la zona norte de Cuba utilizando microscopía electrónica de barrido (SEM). Este estudio tuvo como resultado imágenes y espectros de elementos tomados en varios puntos de una imagen seleccionada en cada muestra.

La muestra III-5 fue descrita por los petrógrafos como marga con alta porosidad tanto primaria como secundaria y alto contenido de hidrocarburo. Según la literatura, la marga es un tipo de roca sedimentaria compuesta principalmente de calcita y arcilla. Las imágenes obtenidas por SEM (Figura 3), en este pozo muestran porosidad primaria y secundaria. Los resultados del estudio de elementos corresponde con la composición de la marga, con alta presencia de calcita (CaCO<sub>3</sub>) (45.6 %) y arcilla (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> · 2SiO<sub>2</sub> · 2H<sub>2</sub>O) (15 %). Observándose en algunos puntos una alta concentración de S (20 %) que puede corresponder con la presencia de pirita.

Las muestras del pozo VIII fueron descritas por los petrógrafos como arcosa con porosidad intergranular (la cual es característica de la arena) y alto contenido de hidrocarburos. Compuesta fundamentalmente de cuarzo (SiO<sub>2</sub>) y feldespato (sistema complejo de ortoclasa, albita y anortita). Según las imágenes obtenidas (Figura 3), la muestra presenta una porosidad mayormente primaria intergranular. Según el estudio de elementos, los de mayor peso son el Al (12 %), el Si (32 %), Na (4 %), K (3 %) y el O (35 %).

Las muestras del pozo IX fueron descritas como carbonato. El carbonato más abundante en la corteza terrestre es el carbonato cálcico (CaCO<sub>3</sub>), que se halla en diferentes formas minerales como calcita y aragonito, formando rocas sedimentarias como la caliza y la marga o como cemento en la arena. Las imágenes muestran una matriz cementada con morfología de carbonato y abun-



**Figura 3.** Muestra una de las imágenes obtenidas para cada muestra y un ejemplo de espectro obtenido en el estudio de elementos.

dante porosidad (**Figura 3**). El estudio de elementos en dos puntos de la muestra como elementos de mayor peso el Ca (43.73 %), el O (38.11 %), el Si (26.22 %), el Fe (10.65 %), el Mg (10.35 %), el Al (9.65 %), y el Na (2.03 %), lo que concuerda con la descripción de los petrógrafos y evidencia que la muestra es una roca carbonatada en etapas tempranas de la diagénesis.

#### Resultados obtenidos a partir de la DRX

Las muestras de rocas limpias se estudiaron primero mediante DRX. Para el análisis de los resultados se tuvo en cuenta anteriores estudios a rocas del mismo o diferente yacimiento, que pertenecían al mismo grupo litológico (Jones, 2011; Morales, 2008). En la **Figura 4** se muestran los espectros resultantes de la medición de DRX y su interpretación, teniendo en cuenta los patrones y los resultados del estudio de elementos obtenido por microscopía electrónica.

Los espectros obtenidos corresponden en general con la descripción realizada por los espectros de las muestras a las que pertenecen y concuerdan con los resultados obtenidos en la microscopía electrónica.

Las muestras analizadas son reservorios carbonatados con litologías similares (calcita, cuarzo y arcilla (albita e illita)) aunque en diferentes proporciones.

#### Estudio de RPE

El estudio de RPE se realizó a las muestras antes y después de su limpieza (extracción de hidrocarburos) y a 1 ml de hidrocarburos extraídos de cada muestra. Para la preparación de estas últimas muestras líquidas se utilizó el cloroformo como disolvente para mejorar su movilidad. Se eligió este disolvente por ser el de mayor concentración en la mezcla de disolventes utilizados durante la limpieza de las muestras y extracción de los hidrocarburos.

Resultados de la medición de RPE a las muestras de roca antes de la limpieza

En la **Figura 5** se muestra el espectro de la muestra III-5, donde se observan dos líneas principales interpretadas como centros paramagnéticos de manganeso por su correspondencia con el patrón tomado para el radical libre  $Mn^{2+}$  según su forma (**Figura 1a**) y sus parámetros (**Tabla 2**).

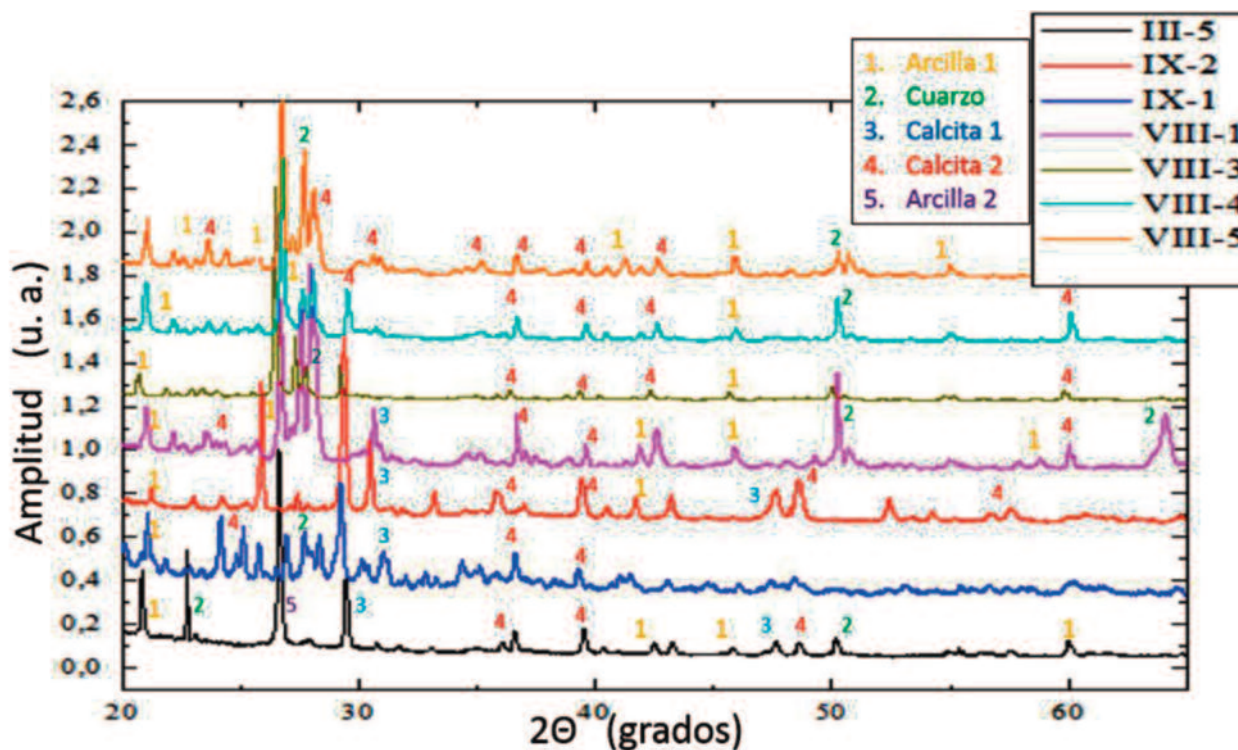


Figura 4. Difractograma de RX, obtenido para cada muestra y su interpretación.

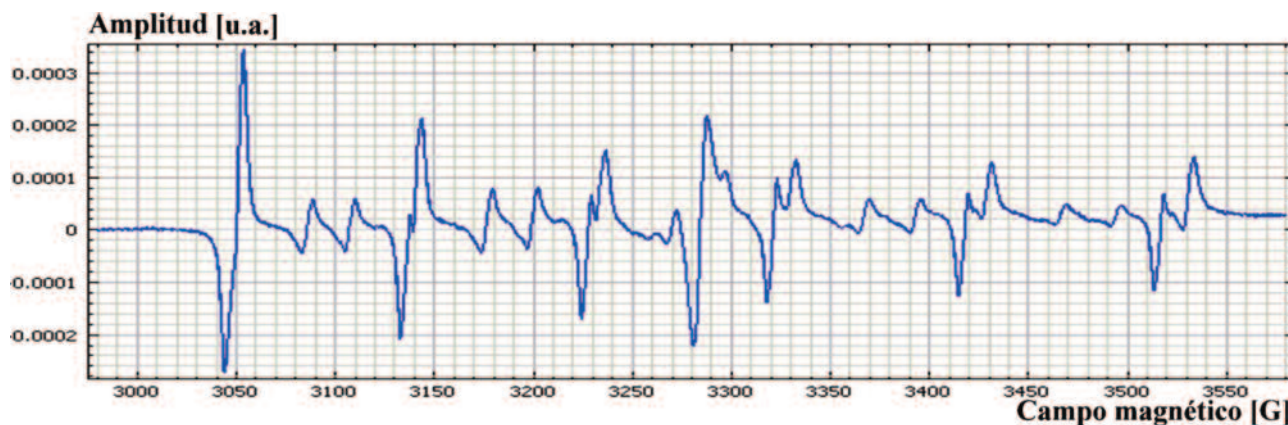


Figura 5. Espectro obtenido para la muestra III-5.

La **Tabla 2** muestra los valores del factor-g y el ancho de línea (A) parámetros de los dos centros de Mn obtenidos a partir del estudio del espectro.

Además, la **Figura 5** muestra un curioso grupo de radicales libres en la región central del espectro de 3280 a 3300 G del cual se sospechó que podía guardar relación con los hidrocarburos presentes en la muestra, por lo que se realizó un acercamiento

en esta zona del espectro estudiándola a mayor profundidad.

Primeramente se identificaron los componentes del grupo de radicales libres según los picos que describían en el espectro. Se nombraron con la letra P y un número. Así se tomó P1 para el primer pico y se continuó en consecuencia hasta el último pico visualizado que se nombró P5 adjudicándole a cada uno un

color y un símbolo distinto para facilitar su estudio (Figura 6a).

Luego se realizó un estudio más profundo de cada pico por separado, variando la potencia del campo magnético 8 veces para 5 intensidades diferentes. La Figura 6 muestra un ejemplo del análisis realizado para una intensidad constante denominada A3 (Figura 6b), y el gráfico de comportamiento de cada pico correspondiente (Figura 6c).

Como se observa en la Figura 6 (b y c), los picos siguen comportamientos diferentes que se corresponden con los radicales a los cuales pertenecen. Por lo que se interpretaron los picos P2 y P3 como radicales de  $VO^{2+}$  y el pico P4 como radical  $R^+$  según el patrón representado en la Figura 1b, este primer grupo se caracterizó en conjunto resultando un factor-g igual a 2.0007 y un ancho de línea igual a 6 G aproximadamente. Mientras que los picos P1 y P5 se interpretaron como radicales de iones  $Mn^{2+}$  con parámetros semejantes a los de las dos líneas principales del espectro (Tabla 1).

En los espectros resultantes de las muestras del pozo VIII se observó un solo pico en el centro del espectro, cuyo análisis resultó en la detección de un grupo de radicales libres correspondientes con la unión de radicales del ion  $VO^{2+}$  y del radical  $R^+$  mostrados en la Figura 1b.

En la Figura 7a se muestra el espectro resultante de la muestra VIII-4 como ejemplo. La presencia de este grupo de radicales libres parece atenuar los centros de  $Mn^{2+}$  que se encuentran a ambos lados del

Tabla 2. Parámetros de los centros 1 y 2 observados en el espectro.

Centro 1 para el $Mn^{2+}$	A= 94.2 G	g-factor = 2.0041
Centro 2 para el $Mn^{2+}$	A= 95.7 G	g-factor = 1.9969

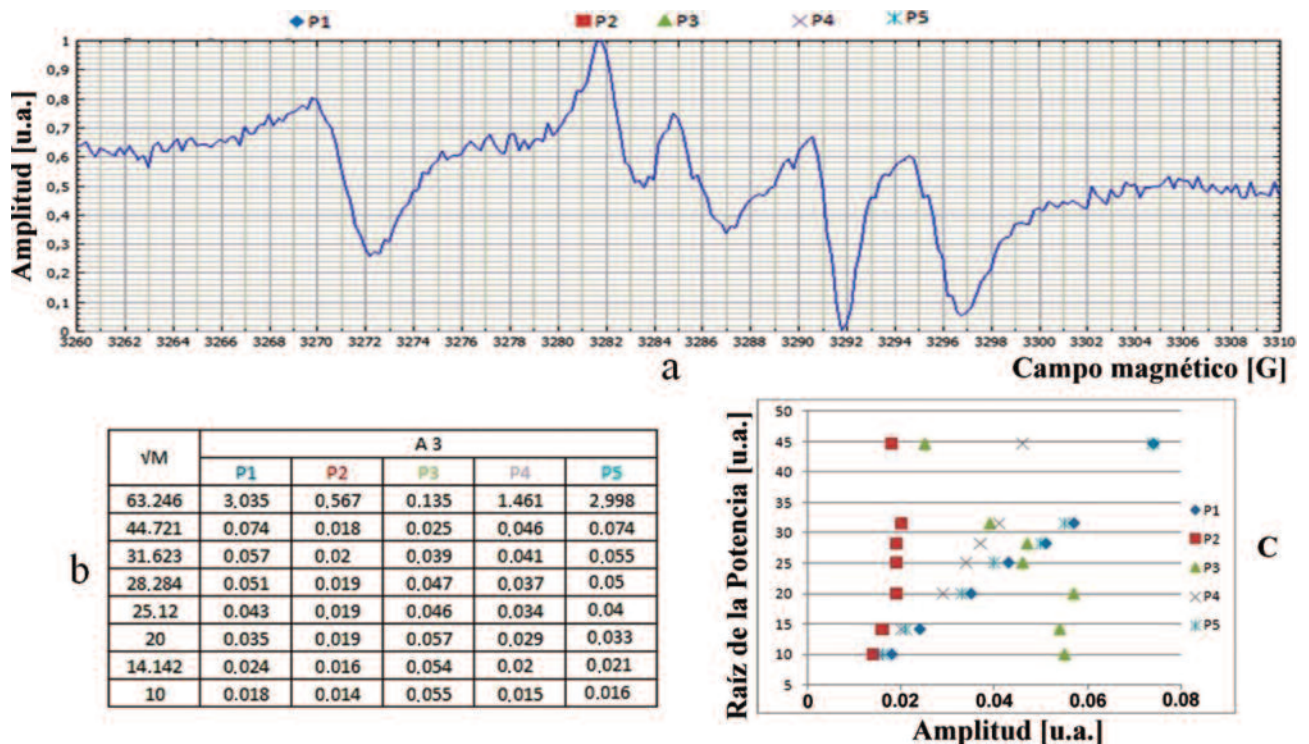


Figura 6. Análisis de los picos que conforman el grupo de radicales libres en estudio. Denominación de los picos por nombre y símbolo (a), tabla de dependencias entre la intensidad y la potencia (b), y estudio de comportamientos (c).

mismo en el espectro. Debido a ello fue necesario realizar un acercamiento al espectro para hallar los centros correspondientes al  $Mn^{2+}$  (Figura 7b). Este resultado se interpretó como una elevada concentración de hidrocarburos en la muestra, cuya señal apantalla las señales de otros radicales libres presentes.

En los espectros de RPE resultantes de las muestras estudiadas del pozo IX (Figura 7c) se observan dos centros paramagnéticos correspondientes con iones  $Mn^{2+}$  que presentan una marcada atenuación y un cierto desfase debido posiblemente a la con-

taminación de la muestra con metales pesados cuyos radicales libres no se observan en el espectro por su baja concentración pero que apantallan la señal de los centros paramagnéticos correspondientes a Mn que son los que finalmente predominan. La no visualización de radicales  $R^+$  y de  $VO^{2+}$  se interpreta como una presencia de hidrocarburos muy baja o nula.

### Resultados de la medición de hidrocarburos extraídos de las muestras de roca

Para analizar los espectros de RPE obtenidos en las

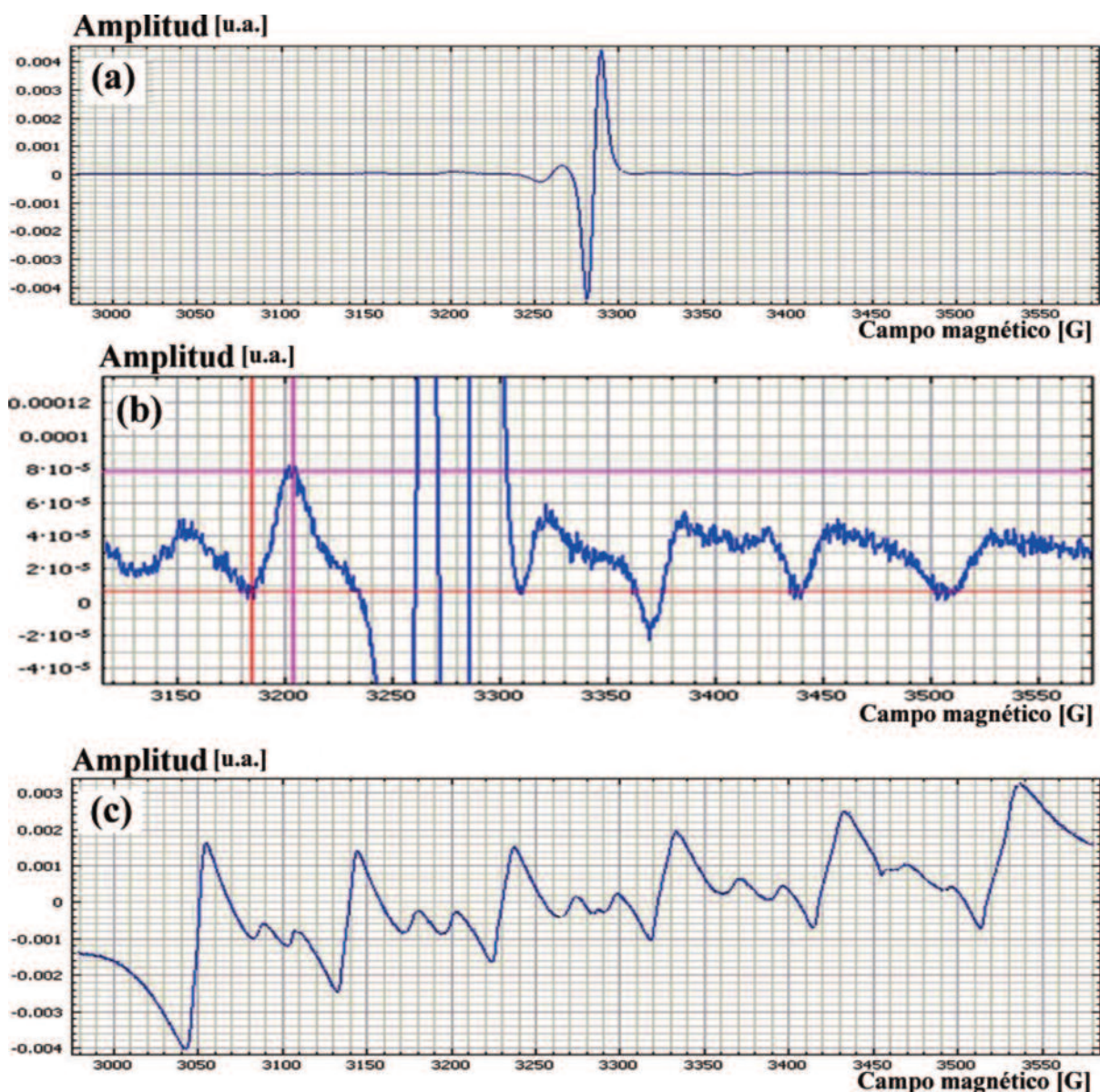
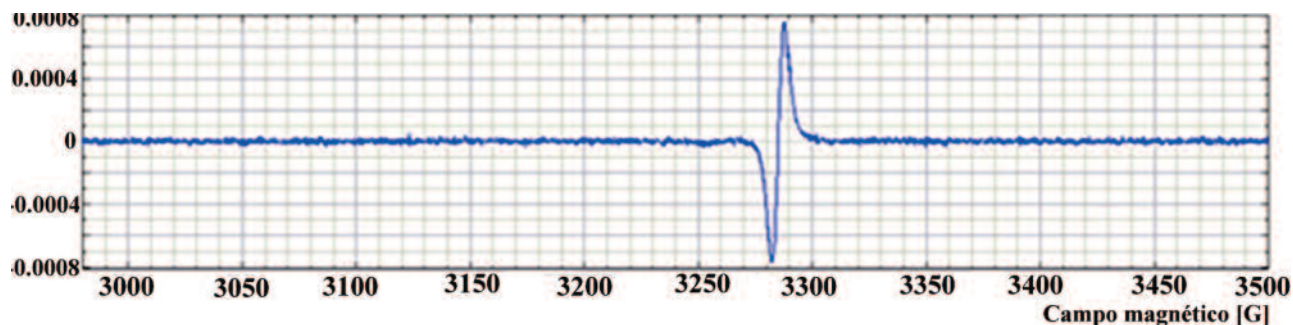


Figura 7. Espectros resultantes de RPE para las muestras de los pozos VIII (a y b) y IX (c).



muestras líquidas de los hidrocarburos extraídos de las muestras de rocas se tomó en cuenta que las muestras medidas son una mezcla de hidrocarburos y disolventes utilizados en los procesos de limpieza de las mismas donde la mayor concentración corresponde al cloroformo. A pesar de que la relación petróleo-disolventes

en las mezclas extraídas es baja, estudios paralelos de resonancia magnética de  $^1\text{H}$  y  $^{13}\text{C}$  realizados a las mismas concluyeron que los hidrocarburos presentes son medibles y representativos; pudiéndose obtener su caracterización como petróleos pesados con factor de aromaticidad promedio de 0.34 (Miquel, 2018).



**Figura 8.** Ejemplo de uno de los espectros de RPE obtenidos en las muestras líquidas de hidrocarburos extraídos de las muestras de roca.

Como se esperaba de antemano, todos los espectros de las muestras de hidrocarburos extraídos resultaron idénticos, uno de los cuales se representa en la **Figura 8**. Se evidencia una gran semejanza con el espectro obtenido en la muestra de roca VIII-4 (**Figura 7a**), donde el único centro paramagnético obtenido se encuentra ubicado en el centro del espectro. Este fue identificado como un grupo de radicales libres de Mn unido a sistemas de hidrocarburos ( $\text{Mn-Al}_2\text{O}_3\text{-oil}$ ) correspondiente con el patrón representado en la **Figura 1c**.

Las características de este grupo de radicales libres resultaron efectivamente semejantes a las de los grupos de radicales libres (unión de los radicales libres de  $\text{VO}^{2+}$ ,  $\text{Mn}^{2+}$  y radicales  $\text{R}^+$ ) obtenidos en las muestras de rocas medidas antes de la limpieza, cuyos parámetros calculados son: factor-g igual a 2.004 y A igual a 6 G.

### Resultados de la medición de RPE a las muestras de roca después de la limpieza

La **Figura 9** muestra el espectro de RPE resultante para la muestra III-5 limpia, el cual es muy semejante a su homólogo antes de la limpieza (**Figura 5**), con la única diferencia que el grupo de radicales libres que se ob-

serva en el centro del espectro parece atenuado, mientras que las dos líneas de iones  $\text{Mn}^{2+}$ , a una distancia de aproximadamente 9 mT una de la otra, se muestran más nítidas, por lo que se concluye que después de la limpieza quedaron trazas de hidrocarburos y materia orgánica marcadas por el grupo de radicales libres en el centro del espectro.

Los espectros de las muestras limpias del pozo VIII mostraron muchas heterogeneidades dadas por la gran variedad de componentes que presentaban, lo cual es muy común en las arenas como se comentó anteriormente en el análisis de los resultados obtenidos en la misma muestra por MES. Todas muestran, aunque muy débil, un solo centro correspondiente a radicales  $\text{Mn}^{2+}$ . La **Figura 10** muestra el espectro RPE para una de las muestras de este pozo (muestra VIII-4), en el cual se observa el grupo de radicales libres antes descrito en la zona central del espectro, pero ahora atenuado permitiendo la detección del centro paramagnético de  $\text{Mn}^{2+}$  que antes de la limpieza se encontraba totalmente atenuado.

La semejanza de los resultados obtenidos en la misma muestra antes y después de la limpieza, lo cual también se presentó en la muestra III-5, levanta

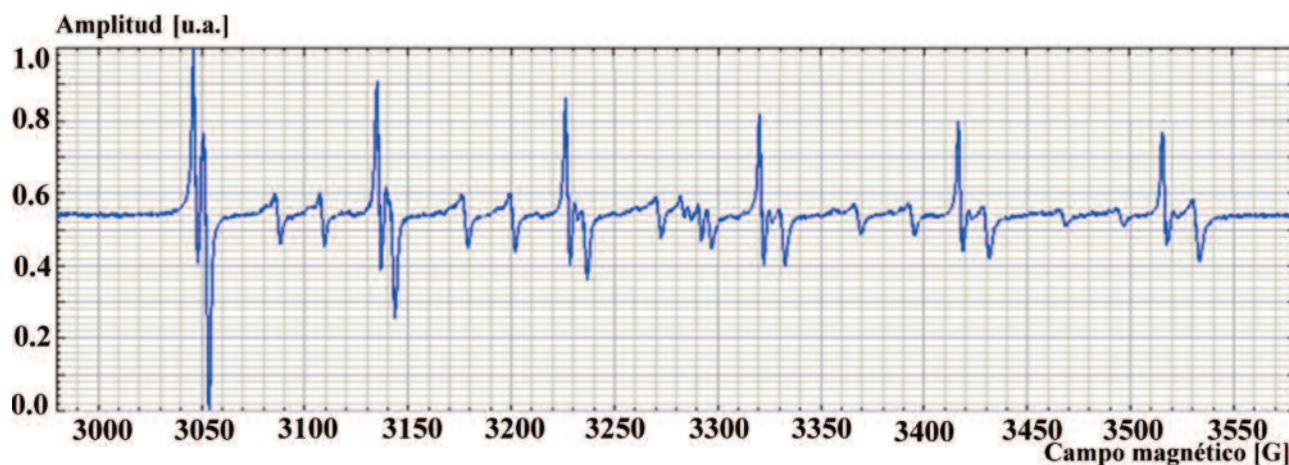


Figura 9. Espectro obtenido en muestra III-5 después de la limpieza.

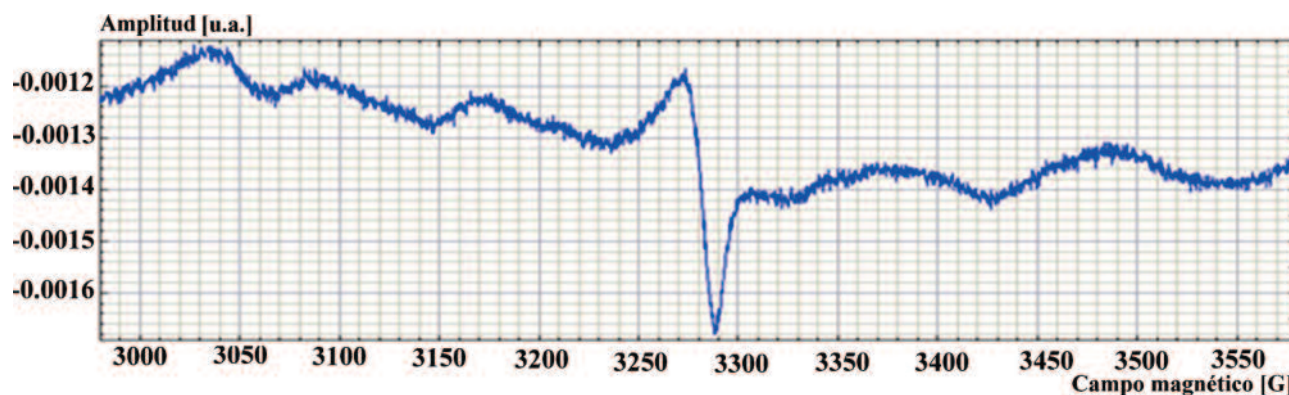


Figura 10. Espectro obtenido en la muestra VIII-4 después de la limpieza.

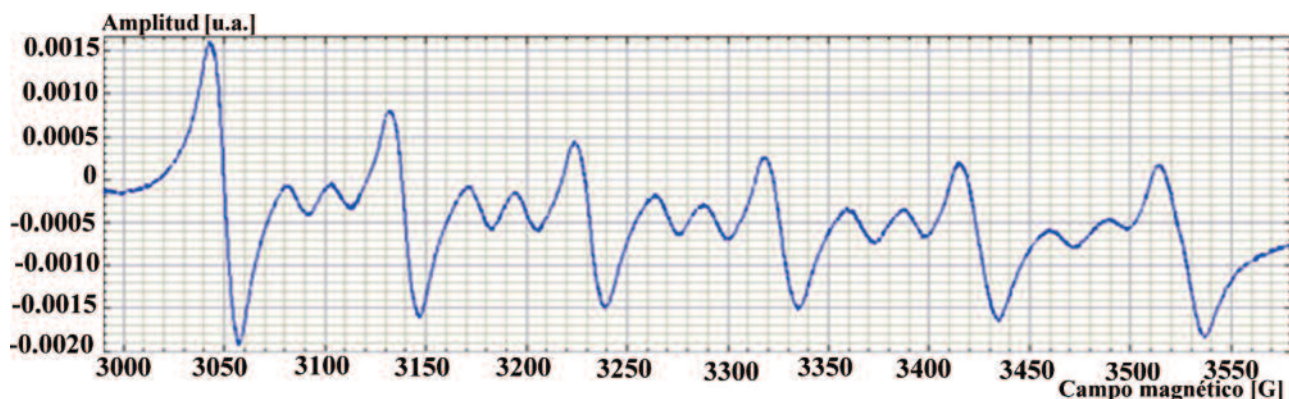


Figura 11. Muestra uno de los espectros obtenidos en las muestras del pozo IX.

sospechas sobre la efectividad de los disolventes utilizados.

En las muestras IX-1 y IX-2 solo se observan los dos centros de  $Mn^{2+}$  (Figura 11). No se registran

otros centros paramagnéticos, ni la presencia de radicales  $R^+$ . Este resultado no resulta inesperado ya que en las muestras de rocas limpias no se detectaron estos centros paramagnéticos.

Debido a la identificación de radicales libres  $R^+$  y  $VO_2^+$  en varias muestras de roca limpias (Figuras 9 y 10), se decidió analizar la posibilidad de que los disolventes utilizados presentaran dichos radicales y hayan quedado residuos de estos en las muestras de rocas después de la limpieza.

Para aclarar los resultados obtenidos se acordó realizar un estudio por RPE a la mezcla de disolventes utilizados y así comprobar o descartar la presencia de

radicales consecuentes con materia orgánica en sus espectros. El resultado de este estudio se muestra en la Figura 12, donde se comprueba que la presencia de radicales consecuentes con materia orgánica en las muestras de rocas limpias III-5 y VIII-4 se debe a la ineficiente limpieza de las mismas por la presencia de hidrocarburos remanentes y no a los disolventes utilizados, los cuales no presentan centros paramagnéticos en su espectro de RPE.

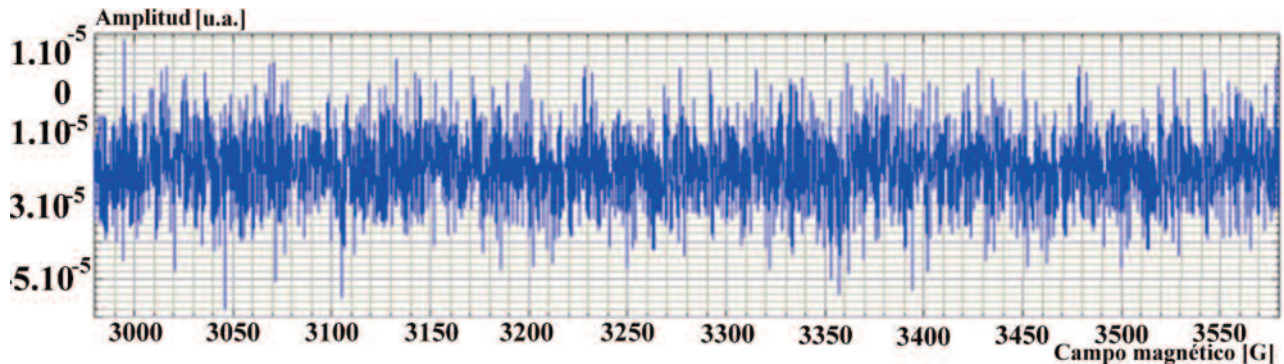


Figura 12. Espectro resultante al estudiar la mezcla de disolventes utilizados en los procesos de lavado y extracción de hidrocarburos.

## CONCLUSIONES

1. El estudio de DRX identificó como principales componentes de las muestras de residuos a la calcita, el cuarzo, y la arcilla.
2. Los porcentajes de los mismos obtenidos por el análisis de elementos de MES fueron: calcita (45.6 %) y arcilla (15 %), Fe y S (ambos en un 20 % aproximadamente) que puede deberse a la pirita. Se obtuvo 45 % de C en la muestra III-5 pero por estos métodos no se pudo comprobar si el mismo correspondía a la materia orgánica presente tanto en la matriz como en los poros de la muestra.
3. El estudio de RPE resultó primordial para la detección de hidrocarburos en las muestras utilizando el análisis de patrones. Se identificó el radical libre  $Mn^{2+}$  como centro paramagnético correspondiente a la composición de la roca (presente en el cuarzo y la calcita) con

factor-g aproximadamente igual a 2 y A alrededor de los 95 G, y los radicales libres de  $VO_2^+$  y  $R^+$  como marcadores de la presencia de materia orgánica e hidrocarburos en las muestras de rocas antes y después de la limpieza, y en las mezclas líquidas de hidrocarburos y disolventes extraídos de las mismas. Se definieron los marcadores de presencia de hidrocarburos siempre ubicados en el centro del espectro, entre los 3280 y los 3300 G, y se caracterizaron según sus parámetros con factor-g alrededor de 2.0007 y A aproximadamente igual a 6 G.

4. La limpieza de las muestras resultó ineficiente a pesar de que se utilizó una mezcla de disolventes.

## AGRADECIMIENTOS

Agradecemos el apoyo de los profesores y especialistas de la Facultad de Física y en especial del Laboratorio

rio de Resonancia Magnética de la Universidad Federal de Kazán de la Federación Rusa, por ofrecer sus conocimientos, tecnología avanzada y experiencia.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

**Dolomatov, M., Gafurov, M., Rodionov, A., Mamin, G., Miquel, L., Vakhin, A., Petrov, A., Bakhtizin, R., Khairudinov, I., Orlinskii, S.,** 2017, Low-temperature thermal decomposition of heavy petroleum distillates: interconnection between the electrical properties and concentration of paramagnetic centres: *Earth and Environmental Science Journal*, 155 (012007), 1-10.

**Galukhin, A. V.,** 2016, Mn-catalyzed oxydation of heavy oil in porous media: kinetics and some aspects of mechanism, *Energy and Fuels ACS Publications Website*, 10(1021), 22-34.

**Gosudarstvennyy Standart (GOST),** 1985, Rocks. General requirements for sampling and sample preparation for determination of collecting properties: Federación Rusa, Universidad Federal de Kazán, No. 26450, 0-85.

**Jones, B.,** 2011, Petrography of selected samples from the PE 122 and PE 9 SE ST1 wells: Carbox Geological Services Ltd., Canada, (technical report), 20 pp.

**Khasanova, N. M., Gabdrakhmanov D. T., Kayukova G. P., Mikhaylova A. N., Morozov V. P.,** 2017, EPR study of hydrocarbon generation potential of organic-rich domanik rocks: *Electronic journal Magnetic Resonance in Solids*, 19(17102), 1-11.

**Larinov, I. A.,** 2015, Paramagnon excitation's theory of resonant inelastic X-ray scattering in doped plane copper oxide superconductors. *Electronic journal Solid State Communications*, 208 (38), 29-33.

**Miquel, L.,** 2018, Estudio de rocas saturadas de hidrocarburos pertenecientes a la Franja Norte Petrolífera Cubana utilizando novedosas técnicas de resonancia magnética nuclear: Federación Rusa, Instituto de Geología y Tecnología

del Petróleo y Gas, Universidad Federal de Kazán, (tesis de maestría en Petróleo y Gas), 84 pp.

**Moñino-Aguilera, N., Galdos-Balzategi, A.,** 2008, Exposición a la contaminación por actividad petrolera y estado de salud de la comuna yamanunka (Sucumbíos, Ecuador): Bellaterra, España, Universidad Autónoma de Barcelona, (proyecto final de carrera de Ciencias Ambientales), 176 pp.

**Morales, C.,** 2008, Estudio litológico facial del sello en la Franja Norte de Crudos Pesados: Departamento de Geología, Universidad de Pinar del Río, (tesis de maestría en Geología) 114 pp.

**Murzakhanov, F., Mamin, G., Voloshin, A., Klimashina, E., Putlyaev, V., Doronin, V., Bakhteev, S., Yusupov, R., Gafurov, M., Orlinskii, S.,** 2018, Conventional electron paramagnetic resonance of Mn<sup>2+</sup> in synthetic hydroxyapatite at different concentrations of the doped manganese: *Earth and Environmental Science Journal*, 155(012006), 1-5.

**Rodríguez, M. N.,** 2014, Petrofísica: La Habana, Centro de Investigaciones del Petróleo de Cuba, 125 pp.

**Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAP),** 2003, Estudio sobre la restauración de suelos contaminados con hidrocarburos: México, Gobierno Constitucional del Estado de Tabasco, *Gaceta Ecológica*, No. 69, 83-92.

Fue:	recibido	10-marzo-2020
	corregido	14-mayo-2020
	aprobado	29-mayo-2020

# Cartografía geólogo-estructural y sectores perspectivas para hidrocarburos en Cuba Central a partir de métodos no-sísmicos de exploración

**Manuel Enrique Pardo Echarte<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *Ingeniero Geofísico. Doctor en Ciencias Geológicas. Profesor titular e investigador titular del Centro de Investigación del Petróleo. La Habana, Cuba. Correo electrónico: pardo@ceinpet.cupet.cu.*

## RESUMEN

En la región de Cuba Central (norte de las provincias de Sancti Spíritus y Ciego de Ávila), donde están ubicados los bloques petroleros 13, 14, 21A y 21, la geología del territorio presenta una alta complejidad, caracterizada por el cabalgamiento de la Placa Caribe sobre el Margen Continental Norteamericano, tanto sobre sus facies de cuenca como de plataforma y sus cuencas superpuestas, complicada, además, por procesos de transcurrencia de dirección SO-NE, recubiertos o no discordantemente, por depósitos carbonatados del terciario de yacencia tranquila. A esto se suma la disímil distribución de las áreas perspectivas para hidrocarburos que consideran tanto la región de la Cuenca Central como la vinculada al Cinturón Plegado y Cabalgado. Esta investigación tiene por objetivo la cartografía geólogo-estructural y de sectores perspectivas para hidrocarburos en la región de Cuba Central a partir de métodos no-sísmicos de exploración. Para ello se procesan la gravimetría y la aeromagnetometría a escala 1:50000 y la aerogammaespectrometría a escala 1:100000. Los resultados de la interpretación gravimétrica (derivada horizontal total y primera derivada vertical) argumentan: los distintos alineamientos tectónicos trazados; una cartografía geólogo-estructu-

ral de la región y los sutiles máximos locales vinculados ocasionalmente a los sectores perspectivas para hidrocarburos. Los resultados de la interpretación magnética (primera derivada vertical) permiten establecer: al norte, los límites de la Unidad Tectono-Estratigráfica Remedios; en la región central, los correspondientes a la Cuenca Central y, dentro de ella, los de dos fajas ofiolíticas que se siguen desde el oeste (Bloque 13), saliendo de la cuenca al este (Bloque 21). La interpretación aerogammaespectrométrica permite establecer distintas áreas perspectivas para hidrocarburos (a partir de los mínimos de la relación K/Th y los máximos locales de U (Ra) en su periferia) y la cartografía de las principales estructuras salinas en el territorio, reflejadas también en el modelo de elevación digital (90x90 m).

**Palabras clave:** gravimetría; aeromagnetometría; aerogammaespectrometría; cartografía geólogo-estructural; cartografía prospectiva aerogammaespectrométrica.

## ABSTRACT

In the region of Central Cuba (north of the provinces of Sancti Spíritus and Ciego de Ávila), where oil

blocks 13, 14, 21A and 21 are located, the geology of the territory presents a high complexity. This is characterized by the thrust of the Caribbean Plate on the North American Continental Margin, both on its basin and platform facies and its overlapping basins, complicated, in addition, by transcurrent processes of SO-NE direction, coated or not discordantly by deposits, mainly carbonated, of the tertiary of quiet lying. To this is added the dissimilar distribution of the prospective areas for hydrocarbons that consider both the Central Basin region and the one linked to the Folded and Thrusted Belt. This research aims at geological-structural mapping and prospective sectors in this region of Central Cuba (Blocks 13, 14, 21A and 21) based on non-seismic exploration methods. For this, gravimetry and aeromagnetometry at a 1:50000 scale, as well as airborne gamma spectrometry at a 1:100000 scale, are processed. The results of the gravimetric interpretation (total horizontal derivative and first vertical derivative) argue: the different tectonic alignments outlined; a geological-structural mapping of the region and; the subtle local maximums occasionally linked to the prospective sectors. The results of the magnetic interpretation (first vertical derivative) allow establishing: to the north, the limits of Remedios Tectonic-Stratigraphic Unit; in the central region, those corresponding to the Central Basin and, within it, those of two ophiolite strips that follow from the west (Block 13) leaving the basin to the east (Block 21). The airborne gamma spectrometric interpretation allows to establish different prospective areas for hydrocarbons (from the minimum of the K/Th ratio and the local maximums of U (Ra) in its periphery) and, the cartography of the main salt structures in the territory, reflected, also, in the Digital Elevation Model (90x90 m).

**Keywords:** Gravimetry; aeromagnetics; airborne gamma spectrometry; geological-structural cartography; airborne gamma spectrometric prospective cartography.

## RESUMO

Na região de Cuba Central (norte das províncias de

Sancti Spiritus e Ciego de Ávila), onde estão localizados os blocos de petróleo 13, 14, 21A e 21, a geologia do território apresenta alta complexidade. Isso se caracteriza pelo montado da Placa caribenha na Margem Continental da América do Norte, tanto em suas fácies de bacia e plataforma quanto em suas bacias sobrepostas, complicadas, além disso, pelo processos de passagem da direção SO-NE, revestido ou não discordantemente pelo depósitos, principalmente carbonatados, do terciário da mentirinha quieta. A isto se acrescenta a distribuição dissimilar das áreas prospectivas de hidrocarbonetos que consideram tanto a região da Bacia Central quanto aquela ligada ao Cinturão Dobrado e Montado. Esta pesquisa visa o mapeamento geológico-estrutural e os setores de perspectiva para hidrocarbonetos nesta região do centro de Cuba (Blocos 13, 14, 21A e 21), com base em métodos de exploração não sísmica. Para isso, são processadas a gravimetria e aeromagnetometria na escala de 1:50000 e a espectrometria de aerogama na escala de 1:100000. Os resultados da interpretação gravimétrica (derivada horizontal total e primeira derivada vertical) argumentam: os diferentes alinhamentos tectônicos trazados; um mapeamento geológico-estrutural da região e; os máximos locais sutis ocasionalmente vinculados aos setores prospectivos de hidrocarbonetos. Os resultados da interpretação magnética (primeira derivada vertical) permitem estabelecer: ao norte, os limites da UTE Remedios; na região central, as correspondentes à Bacia Central e, dentro dela, aqueles de duas faixas ofiolíticas que seguem do oeste (Bloco 13), deixando a bacia para o leste (Bloco 21). A interpretação espectrométrica do aerogama permite estabelecer diferentes áreas de perspectiva para os hidrocarbonetos (desde o mínimo da razão K/Th e os máximos locais de U (Ra) em sua periferia) e a cartografia das principais estruturas salinas do território, refletidas, também, no Modelo Digital de Elevação (90x90 m).

**Palavras-chave:** Gravimetria; aeromagnetometria; espectrometria de aerogama; mapeamento geológico-estrutural; mapeamento em perspectiva espectral de aerogama.

## INTRODUCCIÓN

Es conocido que los métodos de exploración no-sísmicos (Pardo, 2019), ofrecen una necesaria e importante información sobre la cartografía geólogo-estructural de los territorios y sobre la presencia en ellos de zonas verticales de microfiltración activa de hidrocarburos ligeros, testigos de posibles ocurrencias en la profundidad. Es por eso que los beneficios en el uso de los métodos no-sísmicos de exploración, integrados con los datos geológicos, se traducen en una mejor comprensión de la geología, así como en una mejor evaluación de los posibles prospectos y del riesgo de exploración, tal es el propósito de esta investigación.

Como antecedentes se tienen los reportes de investigación (no publicados) sobre los resultados de la aplicación de los métodos no-sísmicos de exploración en los Bloques 13 (Pardo, 2015), 14 (Pardo, 2019) y 21A-21 (Morales, 2018).

En este se exponen la ubicación geográfica y los aspectos generales de la geología regional del territorio, la tarea geológica planteada, las premisas físico-químico-geológicas que fundamentan la aplicación de los métodos no-sísmicos de exploración y los

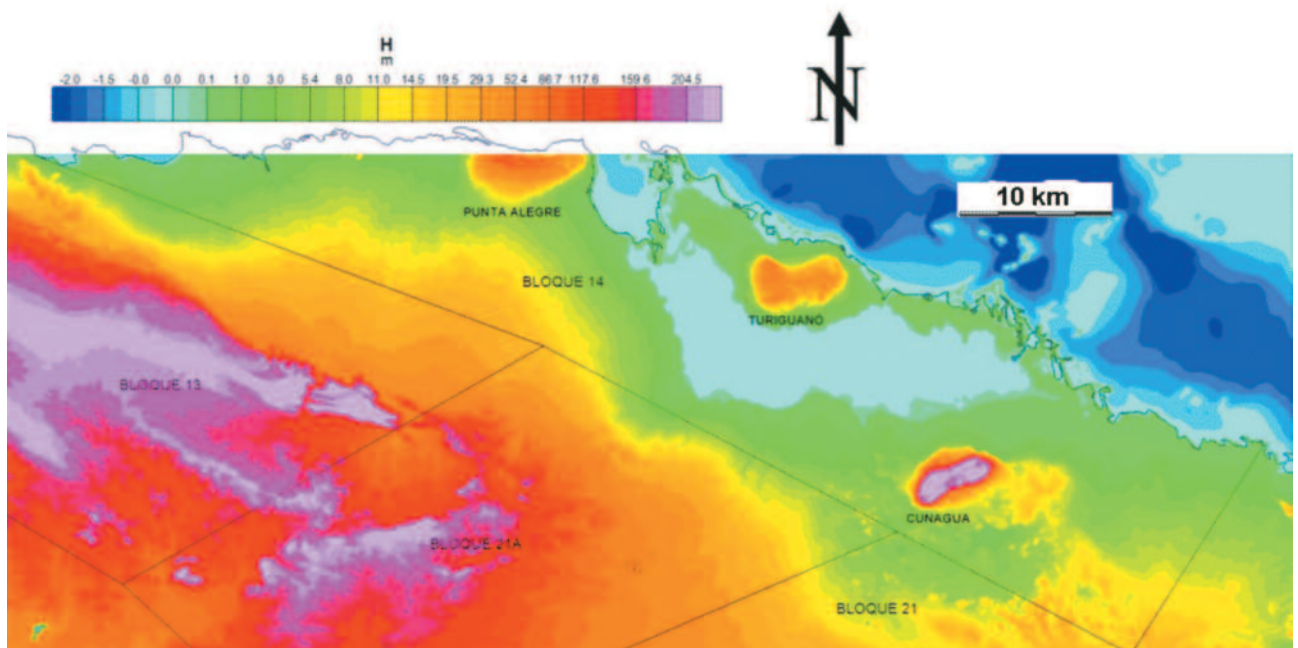
materiales y métodos utilizados. La investigación aborda, en primera instancia, los resultados de la cartografía geólogo-estructural del territorio a partir de datos gravimétricos y magnéticos a escala 1:50000 y a continuación, se enfoca en los resultados de la cartografía prospectiva aerogammaespectrométrica a escala 1:100000, conjuntamente con la información gravimétrica, la cual deriva en áreas perspectivas para hidrocarburos, ubicadas dentro del escenario cartográfico de la interpretación magnética.

## Ubicación geográfica del territorio

La región de estudio (Figura 1) pertenece a la región central de Cuba, al norte de las provincias de Sancti Spiritus y Ciego de Ávila, comprendida por el área de confluencia de los bloques de exploración petrolera 13, 14, 21A y 21, dentro de los límites de las coordenadas Lambert Cuba Norte X: 675000-795000; Y: 238000-285000.

## Marco geológico general

Según Cruz (2012), las unidades del margen de Bahamas afloran en el centro y oriente de Cuba formando



**Figura 1.** Modelo de elevación digital (MED) 90x90 m (Sánchez *et al.*, 2015) con la ubicación de la región de estudio. Observe, dentro del Bloque 14, la localización, de oeste a este, de las estructuras salinas Punta Alegre, Turiguanó y Cunagua.

afloramientos discontinuos en la parte norte del orógeno. La estratigrafía de dichas unidades constituye un típico margen pasivo progradante, en el cual se diferencian los dominios deposicionales de plataforma carbonatada y de cuenca marina abierta. Algunas unidades paleogeográficas se han identificado en la secuencia *post-rift*. De noreste a suroeste, las unidades tectonoestratigráficas (UTE) son: Cayo Coco, Remedios, Camajuani y Placetas.

Las unidades Cayo Coco y Remedios, que están formadas por rocas carbonatadas y evaporitas, pueden considerarse representantes de la plataforma continental, mientras que las unidades Camajuani y Placetas, compuestas de rocas calcáreas y silíceas, son los depósitos típicos de talud continental y cuenca profunda. Las estructuras salinas de Punta Alegre, Turiguanó y Cunagua, están constituidas por evaporitas del Jurásico Superior (Meyerhoff y Hatten, 1968). Las dos primeras se consideran alóctonas, en forma de capas y, la tercera, intrusiva (diapírica).

Las unidades de talud continental y de aguas profundas también aparecen involucradas en un sistema imbricado convergencia NNE. La estructuración es complicada, ya que parecen estar superpuestos varios estadios de acortamiento tectónico y también se registran variaciones estructurales de una región a otra.

Aunque en la literatura caribeña usualmente se suele mencionar un gran arco volcánico del Cretácico para unificar la actividad magmática registrada en dicha región, los datos geoquímicos actualmente disponibles permiten diferenciar varios estadios en la evolución de dicho arco e incluso la existencia de varios arcos independientes (Iturralde, 1996b; Kerr *et al.*, 1999). Así, en Cuba se han estudiado distintas secuencias magmáticas, entre ellas la de arco volcánico primitivo (PIA) del Cretácico Inferior y la de arco volcánico de afinidad calcoalcalina y edad pre-Aptiense–Campaniense. Aquí, las series de arco volcánico primitivo del Cretácico Inferior han sido identificadas principalmente en Cuba Central y como representativas de dicho arco se considera a las rocas de edad pre-Aptiense de la Fm. Los Pasos (Díaz de Villalvilla, 1988) en la región de Las Villas y a algunos clastos de

rocas plutónicas y volcánicas incluidos en las secuencias pre-Camujiro en la región de Camagüey (Iturralde-Vinent, 2019). Estas rocas son esencialmente basaltos, traquibasaltos y dacitas, que aparecen intercalados entre secuencias piroclásticas, epiclásticas y sedimentarias. Las series de afinidad predominantemente calcoalcalina del Cretácico afloran a lo largo de todo el territorio cubano, desde la región de Bahía Honda en Cuba occidental hasta las sierras de Nipe, Baracoa y Purial en Cuba oriental. Consiste en una sucesión plutónica-volcánica de edad Aptiense–Campaniense que muestra una transición en su composición desde toleítica a calcoalcalina y alcalina. La actividad magmática en la porción cubana de este arco finalizó cuando ocurrió la subducción-acreción del terreno Proto-Caribe. En términos generales, el arco volcánico calcoalcalino se entiende como la continuación natural del arco primitivo, constituyendo el resultado de estadios más maduros del magmatismo.

La compleja disposición estructural de las ofiolitas cubanas, así como sus características geoquímicas, sugieren que las mismas se formaron y se emplazaron en diversos contextos geológicos. Así, se diferencian: las ofiolitas del cinturón septentrional, que afloran fundamentalmente en la parte norte del orógeno, y otras ofiolitas que están incluidas como mantos tectónicos en algunos terrenos metamórficos. Las ofiolitas del cinturón septentrional constituyen los afloramientos más extensos. Estas tienen en común su posición a lo largo de la mitad norte de la isla de Cuba entre Pinar del Río y Guantánamo; no obstante, se diferencian dos conjuntos principales. Por una parte, las ofiolitas de Cuba occidental y central se interpretan como parte del antearco del sistema de arco del Cretácico y se encuentran en posición alóctona sobre las unidades de margen continental y están cabalgadas por el arco volcánico. Aparecen formando mélanges tectónicos con algunas rocas metamórficas y plutónicas de edad cretácica (Iturralde-Vinent, 1996a).

Las rocas volcánicas, plutónicas y ofiolíticas de Cuba, a pesar de que pudieron haber tenido un origen y evolución diferenciados, suelen agruparse como partes del terreno Zaza (Hatten *et al.*, 1958). Conse-



cuentemente, dicho terreno es un resultado de la superposición de varios eventos magmáticos y tectónicos; y su composición y estructura registra, en buena medida, la evolución magmática pre-Paleógeno del Caribe noroccidental.

Según Cruz (2012), la cubierta sedimentaria del Orógeno cubano registra tres estadios principales en su evolución. Dos de estos estadios se refieren a eventos sinorogénicos coetáneos con la subducción-acreción del Proto-Caribe durante el Cretácico tardío y con la colisión paleogénica entre el orógeno incipiente y el Margen Continental Norteamericano, respectivamente. El tercer estadio (post-Eoceno) está relacionado con el período posterior a la sutura del orógeno con el margen continental, cuando se terminaron de colmar las cuencas con sedimentos clástico-carbonatados que se depositaron en medios marinos someros y transicionales.

La sedimentación durante el Cretácico terminal (Campaniense–Maastrichtiense) cubrió discordantemente las rocas del arco volcánico Cretácico, marcando su extinción. Las secuencias sedimentarias postvolcánicas del intervalo Campaniense Superior–Maastrichtiense Inferior se caracterizan por sucesiones siliciclásticas —derivadas de la erosión del arco y las ofiolitas— que fueron depositadas en medios marinos de profundidad variable, mientras que las del Maastrichtiense Superior constituyen sucesiones carbonatadas depositadas en medios marinos someros hasta medios profundos. Las deformaciones sinorogénicas en las secuencias sedimentarias del Cretácico terminal son escasas. A partir del Paleoceno, cuando comenzó la convergencia del arco volcánico extinto (orógeno incipiente) con el Margen Continental Norteamericano, se desarrollaron extensas cuencas sintectónicas a lo largo de todo el cinturón orogénico. En estas cuencas se depositaron sedimentos flyschoides y molásicos que registran la evolución de la convergencia.

De acuerdo con Cruz (2012), las cuencas sinorogénicas de Cuba Central se formaron en un contexto de colisión. Un análisis tectonoestratigráfico de dichas cuencas ha permitido distinguir diferentes estilos estructurales en el Cinturón Orogénico de Cuba

Central. Se reconocen tres dominios estructurales diferentes: (1) el Complejo Metamórfico Escambray, (2) la Zona Axial, y (3) el Cinturón de Deformación del Norte (Cinturón Plegado y Cabalgado).

La evolución estructural del Complejo Metamórfico Escambray incluye una fase compresional del Cretácico tardío que es seguida por una fase extensional durante el Paleógeno. La compresión dio lugar a la formación de un apilamiento antiformal en un ambiente de subducción, y la extensión produjo su exhumación en un contexto de intra-arco. La Zona Axial fue muy deformada y acortada desde el Cretácico tardío hasta el Eoceno. La compresión se produjo en una fase inicial y a continuación tuvo lugar la deformación transpresiva durante el Eoceno Medio. El Cinturón de Deformación del Norte (Cinturón Plegado y Cabalgado Norte Cubano) consiste en un sistema imbricado que se formó desde el Paleoceno hasta el Eoceno Medio; los pliegues y las fallas se produjeron en secuencia normal, con el transporte tectónico dirigido hacia el NNE.

En el Cinturón Orogénico de Cuba Central, algunas importantes estructuras NE–SO son coetáneas con el sistema imbricado cubano que se extiende en dirección NO–SE, formándose corredores tectónicos y/o fallas de transferencia que facilitaron un régimen de partición de la deformación mientras se producía la colisión. El acortamiento rotó en sentido horario durante la deformación desde una dirección SSO–NNE hasta otra OSO–ENE. La sincronía de la compresión en el norte con la extensión en el sur es coherente con la apertura de la cuenca de Yucatán. Asimismo, la evolución desde regímenes de compresión-extensión hasta regímenes de transpresión está en consonancia con el aumento de la oblicuidad de la colisión entre las placas del Caribe y Norteamérica.

### **Tarea geológica**

La tarea geológica planteada al procesamiento e interpretación geofísica de la región de estudio y objetivo general de la investigación, consiste en la cartografía geólogo-estructural del territorio, a partir de datos gravimagnéticos, con el establecimiento de sectores de in-

terés exploratorio vinculados al petróleo y el gas convencional de las UTE Camajuaní y Placetas, a partir de la presencia de un complejo de anomalías aerogammaespectrométricas y gravimétricas indicadoras. Para ello se procesa el campo gravimétrico (GB) y aeromagnético (DT) a escala 1:50000, y la aerogammaespectrometría (AGE) a escala 1:100000 del territorio.

### **Premisas físico-químico-geológicas**

Desde el punto de vista petrofísico, la alta densidad media de los carbonatos jurásico-cretácicos, los volcánicos y las ofiolitas justifica que las elevaciones del tope de los mismos causen máximos gravimétricos locales de baja amplitud. Del mismo modo, debido a la alta susceptibilidad magnética de las ultrabasitas, estas presentan la respuesta anómala más destacada en el campo magnético y sus derivadas.

Desde el punto de vista de los métodos geofísico-geoquímicos superficiales (AGE), según Pardo (2019), las premisas geológicas que fundamentan su aplicación son las siguientes:

Los principales productos de la oxidación microbiana de los hidrocarburos ( $\text{CO}_2$ ) y de la reducción microbiana del azufre ( $\text{H}_2\text{S}$ ), cambian drásticamente el pH/Eh del sistema roca-mineral. Los cambios en pH/Eh resultan en cambios de la estabilidad mineral provocando, entre otros, la descomposición de las arcillas. Esta es la responsable de los mínimos de radiación reportados sobre los yacimientos de petróleo: el potasio es lixiviado del sistema hacia los bordes de la proyección vertical del depósito de hidrocarburos, donde precipita resultando en un «halo» de valores altos. El torio permanece relativamente fijo en su distribución original dentro de los minerales pesados insolubles; de ahí que sean observados mínimos de la relación K/Th rodeados de máximos sobre los depósitos gasopetrolíferos. En la periferia de estos se observan máximos (incrementos) de U(Ra).

## **MATERIALES Y MÉTODOS**

### **Información y sus fuentes**

Los materiales utilizados y sus fuentes son las siguientes:

- Mallas del campo gravimétrico y aeromagnético a escala 1:50000 y aerogammaespectrométrico (canales: It, U, Th y K) a escala 1:100000 de la República de Cuba (Mondelo *et al.*, 2011).
- El MED (90x90 m) empleado en este trabajo fue tomado de Sánchez *et al.* (2015), con fuente en: <http://www.cgiar-csi.org/data/srtm-90m-digital-elevation>.
- Mapa Geológico Digital de la República de Cuba a escala 1:100000. Colectivo de autores (2010), utilizado a los fines de la interpretación geológica.

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

## **RESULTADOS**

### **Procesamiento e interpretación de la información**

El campo gravimétrico (Reducción Bouguer,  $2.3 \text{ t/m}^3$ ) se sometió a la separación regional-residual a partir de la continuación analítica ascendente (CAA) para las alturas de 500, 2000 y 6000 m, dadas por el orden de profundidad de los posibles objetivos gasopetrolíferos y del estudio sísmico, aunque para la cartografía geólogo-estructural, se utilizó la primera derivada vertical (GbDV)) y la derivada horizontal total (GbDHT).

A partir de la GbDV (**Figura 2**) se realizó una cartografía geólogo-estructural basada en la regionalización del campo, distinguiendo las zonas de valores máximos intensos (MM), máximos (M), valores intermedios (i), mínimos (m) y mínimos intensos (mm). Los máximos y máximos intensos pudiesen asociarse a los carbonatos de Remedios y a las ofiolitas, respectivamente. Los mínimos y mínimos intensos se pueden asociar a los sedimentos de la Cuenca Central y a las secuencias de la UTE Camajuaní y Placetas. Las estructuras salinas cartografiadas por la AGE y el MED se revelan por valores mínimos e intermedios del campo GbDV.

El campo aeromagnético se sometió a la Reducción al Polo y a la DV. A partir del campo DTDV

(Figura 3) se realizó una cartografía geólogo-estructural basada en la regionalización del campo, distinguiendo las zonas de valores máximos intensos (MM), máximos-intermedios (M y mínimos (m). Los valores máximos-intermedios pudiesen asociarse a las rocas de la UTE Remedios. Los valores máximos intensos pa-

recen responder a la presencia de las ofiolitas y, los mínimos, a los sedimentos de la Cuenca Central y a las rocas de la UTE Cayo Coco.

En la AGE se cartografiaron los mínimos de la relación K/Th (a partir de los mínimos de K) y máximos locales de U (Ra) en su periferia, con el propó-

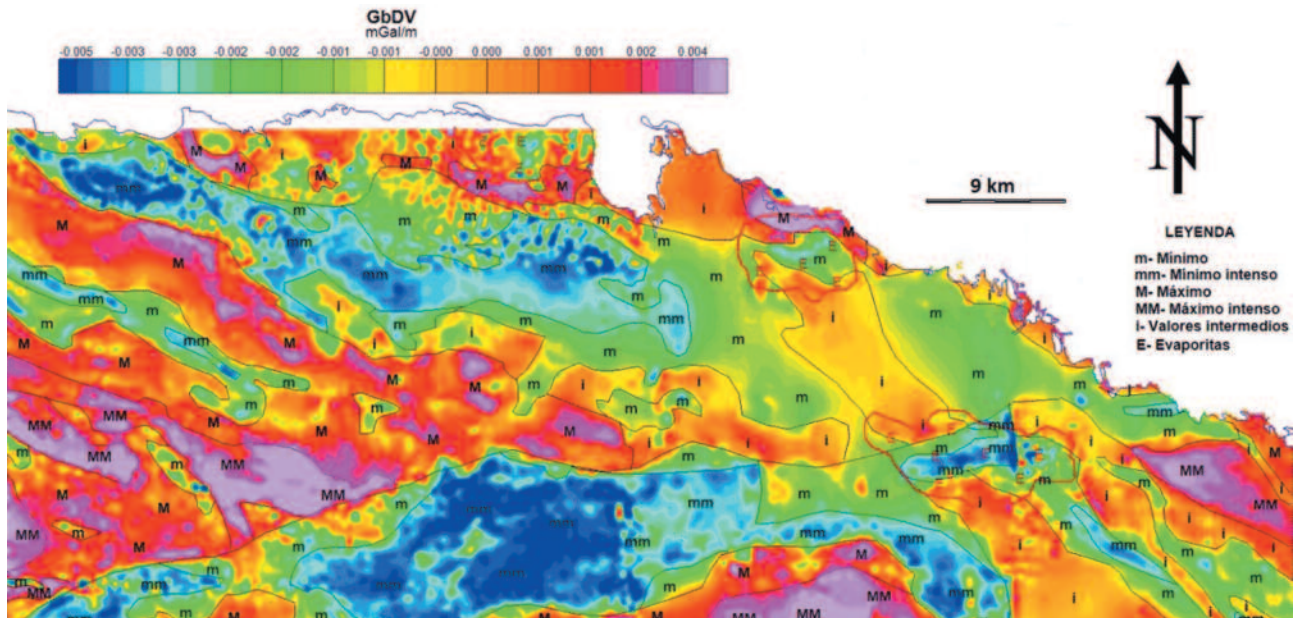


Figura 2. Resultados de la cartografía geólogo-estructural en base al campo GbDV.

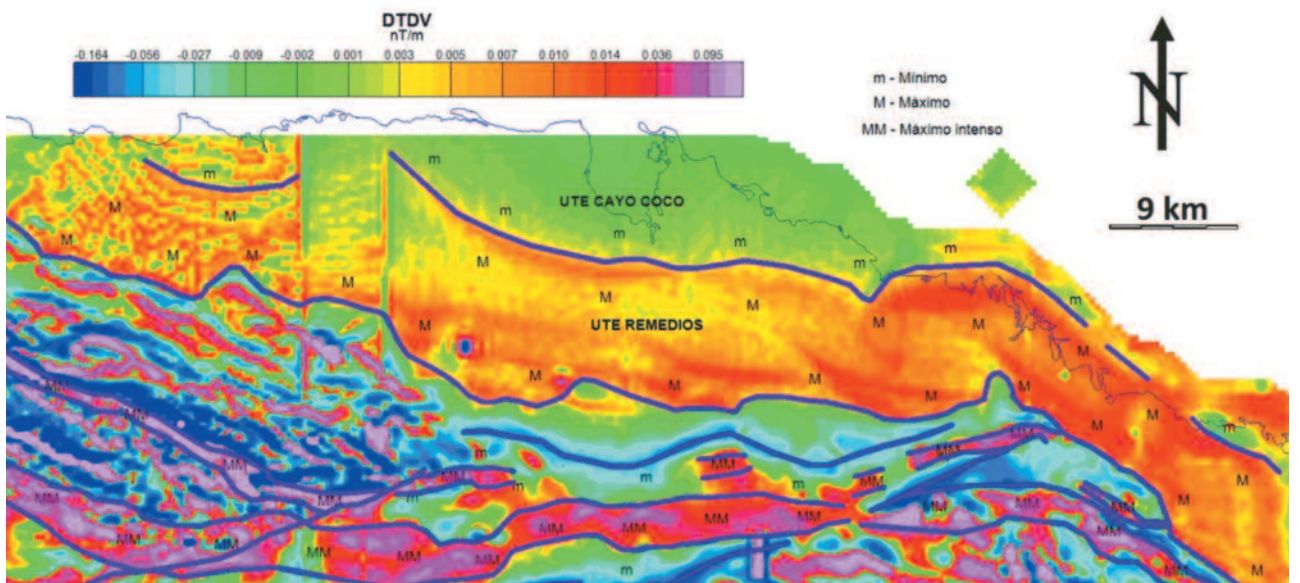


Figura 3. Resultados de la cartografía geólogo-estructural en base al campo DTDV. Observe la ancha faja ofiolítica (no aflorante) al sur de la ventana tectónica Jarahueca que se extiende al este atravesando toda la Cuenca Central.

sito de señalar las localidades vinculadas, presumiblemente, con zonas activas de microfiltración vertical de hidrocarburos ligeros. Los resultados de la cartografía prospectiva AGE se presentan en la **Figura 4**, dentro de un marco estructural de alineamientos tectónicos por gravimetría (a partir de GbDHT) y máximos locales gravimétricos (presumibles levantamientos estructurales) del campo GbDV. En esta figura se reflejan las tres estructuras salinas conocidas, cartografiadas por zonas de valores incrementados de K. En general, todas las localidades anómalas cartografiadas se encuentran al sur de la UTE Remedios lo que refuerza el criterio del interés gasopetrolífero por el petróleo y el gas convencional de las UTE Camajuaní y Placetas.

## DISCUSIÓN

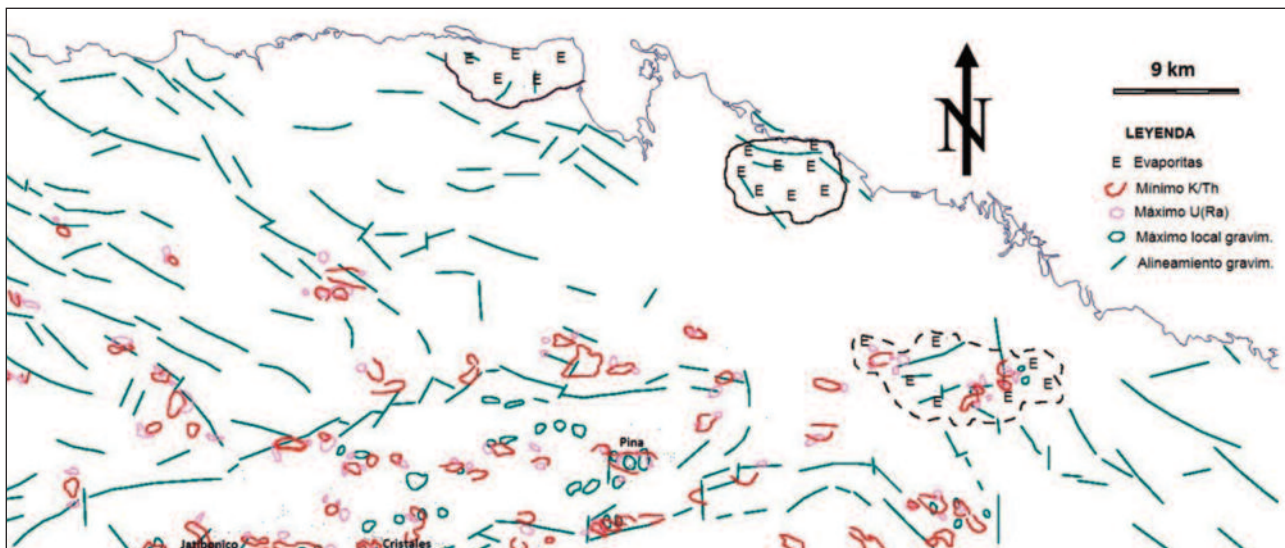
A los efectos de la integración de la información interpretada se procedió a la cartografía de áreas perspectivas para hidrocarburos en el territorio. Las mismas consideran las agrupaciones o clusters de anomalías AGE y máximos gravimétricos locales de baja amplitud espacialmente próximos, las cuales, a los fines de una interpretación integrada, se presentan en el marco de la interpretación magnética (**Figura 5**). En esta figura se observan, al oeste (Bloque 13), cadenas de anomalías perspectivas con dirección cubana (NO-

SE), correspondiendo espacialmente con las secuencias de las UTE Camajuaní y Placetas. Las mismas parecen extenderse al este (Bloque 21), más allá de la Cuenca Central (Bloque 21A).

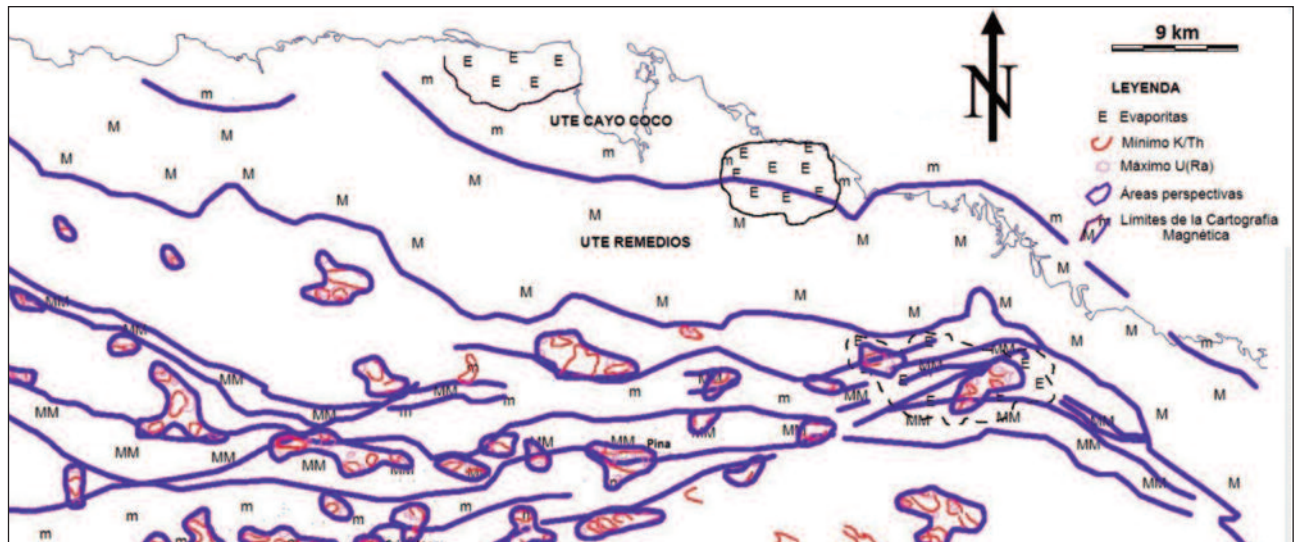
Dentro de la cuenca, las anomalías son más numerosas y pequeñas y en general tienen su rumbo (NE-SO). Como aspecto de interés, se observa la correspondencia espacial de una cadena de estas anomalías perspectivas con una faja ancha de ofiolitas cartografiadas en la cuenca. En esta faja, las anomalías consideradas incluyen los yacimientos de Pina y Brujo, así como el prospecto Paraíso. También, según la **Figura 5**, en el límite norte de la cuenca, en contacto tectónico con la UTE Remedios y al sur de la misma, tiene lugar la estructura salina Cunagua, al parecer de origen intrusivo frío (diapírico), a la cual se asocian sendas anomalías perspectivas en sus límites NO y SE, correspondiendo espacialmente con las secuencias de la UTE Camajuaní. Estas anomalías revisten un particular interés dada su asociación a este tipo de estructura salina.

## CONCLUSIONES

- Se realizó la cartografía geólogo-estructural del territorio, a partir de datos gravimagnéticos, con el establecimiento de numerosos (31) sectores de interés explo-



**Figura 4.** Resultados de la cartografía prospectiva por datos AGE dentro de un marco estructural gravimétrico.



**Figura 5.** Resultados de la cartografía de áreas perspectivas para hidrocarburos en el marco de la interpretación magnética.

ratorio vinculados al petróleo y el gas convencional de las UTE Camajuaní y Placetas, a partir de la presencia de un complejo de anomalías aerogammaespectrométricas y gravimétricas indicadoras.

- Los resultados de la interpretación gravimétrica argumentan: los distintos alineamientos tectónicos trazados; una cartografía geólogo-estructural de la región y los sutiles máximos locales vinculados, ocasionalmente, a los sectores perspectivas para hidrocarburos. Los resultados de la interpretación magnética permiten establecer: al norte, los límites de la UTE Remedios; en la región central, los correspondientes a la Cuenca Central y dentro de ella, los de dos fajas ofiolíticas que se siguen desde el oeste (Bloque 13) saliendo de la cuenca (Bloque 21A) al este (Bloque 21). La interpretación aerogammaespectrométrica permite establecer distintas áreas perspectivas para hidrocarburos (en total, 31) y la cartografía de las principales estructuras salinas en el territorio, reflejadas también en el modelo de elevación digital (90x90 m).

#### AGRADECIMIENTOS

El autor desea agradecer a su institución, el Centro de Investigación del Petróleo, por permitirle publicar información no confidencial de sus investigaciones y del archivo técnico. Igualmente quiere agradecer a los doctores C. Norma Rodríguez Martínez, C. Reinaldo Rojas Consuegra, C. Juan Guillermo López Rivera y C. Evelio Linares Cala, investigadores titulares, por la exhaustiva y rigurosa revisión del manuscrito.

#### REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Colectivo de autores**, 2010, Mapa Geológico Digital de la República de Cuba a escala 1:100000. Inédito. Instituto de Geología y Paleontología, Servicio Geológico de Cuba, La Habana, Cuba.
- Cruz Orosa, I.**, 2012, Las cuencas sinorogénicas como registro de la evolución del orógeno cubano: Implicaciones para la exploración de hidrocarburos. Memoria de tesis presentada para optar al grado de doctor en Geología por la Universitat de Barcelona dentro del Programa de Doctorado Modelización de Procesos Geológicos (Bienio 2004-2006). Barcelona, 193 pp.
- Díaz de Villalvilla, L.**, 1988, Caracterización geológica y petrológica de las Asociaciones Volcánicas del Arco Insular Cretácico en Cuba

- Central: Instituto de Geología y Paleontología. Tesis de doctorado en Ciencias Geológicas. 1-161: Instituto de Geología y Paleontología, La Habana, Cuba.
- Hatten, C. W., O. E., Schooler, Giedt, N. and Meyerhoff, A. A.**, 1958, Geology of central Cuba, eastern Las Villas and western Camagüey provinces, La Habana, Cuba, Archivo del Servicio Geológico Nacional, Unpublished Report.
- Iturralde-Vinent, M. A.**, 1996a, Geología de las Ofiolitas de Cuba, en Cuban ophiolites and volcanic arcs. Special Contribution no. 1 to IGCP Project 364, edited by M. A. Iturralde-Vinent, pp. 83–120, Miami, Florida.
- Iturralde-Vinent, M. A.**, 1996b, Cuba: el arco de islas volcánicas del Cretácico, en Cuban ophiolites and volcanic arcs. Special Contribution no. 1 to IGCP Project 364, edited by M. A. Iturralde-Vinent, pp. 179–189, Miami, Florida.
- Iturralde-Vinent, M. A.** (Editor), 2019. Geología de Cuba y del Caribe. Compendio, Tercera edición. Editorial CITMATEL, La Habana, Cuba.
- Kerr, A. C., Iturralde-Vinent M. A., Saunders A. D., Babbs T. L. and Tarney J.**, 1999, A new plate tectonic model of the Caribbean: Implications from a geochemical reconnaissance of Cuban Mesozoic volcanic rocks, GSA Bulletin, 111, 1581–1599.
- Meyerhoff, A. A. and Hatten, C. W.**, 1968, Diapiric structure in central Cuba, AAPG Memoir, 8, 315–357.
- Mondelo, F., Sánchez Cruz, R. et al**, 2011, Mapas geofísicos regionales de gravimetría, magnetometría, intensidad y espectrometría gamma de la República de Cuba, escalas 1:2000000 hasta 1:50000. Inédito. IGP, La Habana, Cuba. 278 pp.
- Morales, G. J. y Pardo E.M.E.**, 2018, Reporte de investigación «Resultados de los métodos no-sísmicos de exploración en los Bloques 21A y 21». Inédito. Centro de Investigación del Petróleo, La Habana, Cuba. 15 pp.
- Pardo, E. M. E.**, 2015, Reporte de investigación «Resultados de los métodos no-sísmicos de exploración en el Bloque 13». Inédito. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba. 13 pp.
- Pardo, E. M. E.**, 2019, Reporte de investigación «Resultados de los métodos no-sísmicos de exploración en el Bloque 14». Inédito. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba. 14 pp.
- Pardo, E. M. E., Rodríguez Morán, O. & Delgado López, O.**, 2019, Non-seismic and Non-Conventional Exploration Methods for Oil and Gas in Cuba. Springer Briefs in Earth System Sciences, DOI 10.1007/978-3-030-15824-8.
- Sánchez, C. R., Mondelo, F. et al**, 2015, Mapas Morfométricos de la República de Cuba para las escalas 1:1000000–1:50000 como apoyo a la Interpretación Geofísica. Memorias VI Convención Cubana de Ciencias de la Tierra, VIII Congreso Cubano de Geofísica. Fuente: <http://www.cgiar-csi.org/data/srtm-90m-digital-elevation>.

Fue: recibido 10-marzo-2020  
corregido 14-mayo-2020  
aprobado 29-mayo-2020



## Caracterización de unidades de flujo para un yacimiento carbonatado de la Franja Norte Petrolera Cubana

Randy Ibonet Figueroa<sup>1</sup> y Odalys Reyes Paredes<sup>2</sup>

<sup>1</sup> *Ingeniero Geofísico. Centro de Investigación del Petróleo. La Habana, Cuba. Correo electrónico: randyif@ceinpet.cupet.cu.*

<sup>2</sup> *Ingeniera en Tecnologías Nucleares y Energéticas. Máster en Negocio de Petróleo y Gas. Centro de Investigación del Petróleo. La Habana, Cuba. Correo electrónico: lisset@ceinpet.cupet.cu.*

### RESUMEN

El yacimiento evaluado está representado por rocas carbonatadas fracturadas presentes en estructuras cabalgadas, donde las fracturas aportan la conectividad necesaria para la producción petrolera. Actualmente el yacimiento presenta una fuerte declinación en la producción de sus pozos, por lo que se hace necesario optimizar los esquemas de explotación para extraer el máximo de los recursos existentes. Sin embargo, la evaluación petrofísica del reservorio ha sido limitada y no existe una descripción de las propiedades que afectan la movilidad de los fluidos que indiquen de manera más efectiva los intervalos de mayor calidad para el flujo de hidrocarburos. Una de las prácticas más utilizadas en la actualidad consiste en definir y caracterizar unidades de flujo hidráulicas, donde una unidad de flujo hidráulica es definida como una porción del volumen total de la roca reservorio en la cual, las propiedades geológicas que controlan el flujo de fluidos son internamente consistentes y previsiblemente diferentes de otras rocas. Con ayuda de los resultados de los informes de pozos, los resultados de la interpretación de los registros geofísicos y las estimaciones de la permeabilidad del reservorio, fue posible caracterizar el medio poroso de acuerdo con la razón

permeabilidad–porosidad, el radio de la garganta de poro y la fábrica de roca existente. Con esta información, los resultados de la caracterización geólogo petrofísica y haciendo uso de métodos gráficos, fueron definidas y caracterizadas las unidades de flujo, evidenciándose que se extienden de forma variable en el reservorio, y que la capacidad de flujo en los mismos está determinada principalmente por el grado de fracturamiento predominante. Esta investigación contribuyó al análisis de la movilidad de los fluidos en el reservorio, incrementando el conocimiento del medio poroso, y permite un mayor entendimiento del comportamiento futuro del yacimiento.

**Palabras clave:** unidad de flujo, permeabilidad, fractura y yacimiento carbonatado.

### ABSTRACT

The evaluated reservoir is represented by fractured carbonate rocks present in folded structures, where the fractures provide the connectivity necessary for oil production. Currently the reservoir presents a strong decline in the production of its wells, so it is necessary to optimize the exploitation schemes to extract the maximum of the existing resources. However, the

petrophysical evaluation of the reservoir has been limited. There is no description of the properties that affect fluid mobility that indicate the highest quality ranges for the flow of hydrocarbons. One of the most widely used practices today is to define and characterize hydraulic flow units, where a hydraulic flow unit is defined as a portion of the total volume of the reservoir rock in which the geological properties that control the flow of fluids they are internally consistent and predictably different from other rocks. With the help of the results of the well reports, the results of geophysical logs interpretation and the estimates of the permeability of the reservoir, it was possible to characterize the porous medium according to the permeability-porosity ratio, the radius of the pore throat and the existing rock fabric. With this information, the results of the petrophysical-geologist characterization and using graphical methods, the flow units were defined and characterized, showing that they extend in a variable way in the reservoir, and that the flow capacity in them is mainly determined due to the predominant degree of fracturing. This research contributed to the analysis of the mobility of fluids in the reservoir, increasing knowledge of the porous medium, and allowing a better understanding of the future behavior of the reservoir.

**Keywords:** flow unit, permeability, fracture and carbonate reservoir.

## RESUMO

O reservatório avaliado é representado por rochas de carbonato fraturadas presentes em estruturas estriadas, onde as fraturas fornecem a conectividade necessária para a produção de petróleo. Atualmente, o reservatório tem um forte declínio na produção de seus poços, sendo necessário otimizar os esquemas de exploração para extrair o máximo dos recursos existentes. No entanto, a avaliação petrofísica do reservatório foi limitada e não há descrição das propriedades que afetam a mobilidade dos fluidos que mais efetivamente indicam as faixas de qualidade mais altas para o fluxo de hidrocarbonetos. Uma das práticas mais usadas atual-

mente é definir e caracterizar unidades de fluxo hidráulico, onde uma unidade de fluxo hidráulico é definida como uma parte do volume total da rocha do reservatório em que as propriedades geológicas que controlam o fluxo de fluidos eles são internamente consistentes e previsivelmente diferentes de outras rochas. Com a ajuda dos resultados dos relatórios do poço, os resultados da interpretação dos registros geofísicos e das estimativas da permeabilidade do reservatório, foi possível caracterizar o meio poroso de acordo com a razão permeabilidade-porosidade, o raio da garganta do poro e a rocha existente. Com essas informações, os resultados da caracterização do geólogo petrofísico e do uso de métodos gráficos, as unidades de vazão foram definidas e caracterizadas, mostrando que elas se estendem de maneira variável no reservatório e que a capacidade de vazão nelas é determinada principalmente devido ao grau predominante de fratura. Esta pesquisa contribuiu para a análise da mobilidade de fluidos no reservatório, aumentando o conhecimento do meio poroso e permitindo uma melhor compreensão do comportamento futuro do reservatório.

**Palavras chave:** vazão, permeabilidade, fratura e reservatório carbonatado.

## INTRODUCCIÓN

Según Ebanks *et al.* (1984), una unidad de flujo hidráulica es definida como una porción del volumen total de la roca reservorio en la cual, las propiedades geológicas que controlan el flujo de fluidos son internamente consistentes y previsiblemente diferentes de otras rocas. Según Aguilera (2004), una unidad de flujo (UF) es un intervalo continuo estratigráficamente de características similares de relación permeabilidad-porosidad ( $k/\phi$ ) del yacimiento que mantiene el marco geológico y las características del tipo de roca.

La presencia de diferentes unidades de flujo con características particulares como porosidad, permeabilidad, saturación de agua, radio de la garganta poral y las capacidades de almacenaje y flujo, ayudan a los investigadores a establecer una buena caracteri-



zación del reservorio (Reyes Paredes, 2013). La caracterización del reservorio dentro de las unidades de flujo es un camino práctico en la zonación del reservorio. Para determinar la interacción roca/fluido en el yacimiento y predecir su comportamiento, es posible realizar una división del mismo en unidades de flujo. El porcentaje de flujo de hidrocarburos en el pozo está en función del tipo de poro, geometría del poro, número y localización de las unidades de flujo presentes en el pozo y la presión diferencial entre las unidades y el pozo. Las características clave de las unidades de flujo que se deben identificar son barreras (sellos al flujo), zonas rápidas (conductos) y deflectores (zonas que desaceleran el movimiento del fluido) (Saavedra Castañeda, 2010).

Los yacimientos carbonatados plantean grandes desafíos en lo que respecta a la terminación, la estimulación y la producción de los pozos, ya que los mismos suelen ser vertical y lateralmente heterogéneos con barreras de permeabilidad y fracturas naturales, y con una amplia gama de tipos de porosidad (Akbar, *et al.*, 2001). La heterogeneidad del sistema poral existente en los mismos dificulta la caracterización de las unidades de flujo.

La racional explotación de los campos petroleros y la toma de decisiones en tiempo real dependen, en lo fundamental, del grado de conocimiento que se tenga del campo. La identificación y caracterización de las unidades de flujo facilita el análisis de la movilidad de los fluidos en el reservorio, incrementando el conocimiento del medio poroso. Además, la determinación de unidades de flujo en etapas tempranas de la vida del reservorio permite un mayor entendimiento del comportamiento futuro del mismo (Ibonet Figueroa, 2018).

Son múltiples los trabajos previos relacionados con la identificación y caracterización de unidades de flujo a escala internacional entre los que destacan Álvares Pavón y Vélez Barrera (2011) y Mejía Romero (2011), los cuales ofrecen una metodología que comprende un ritmo de trabajo a seguir para la identificación y caracterización de las unidades de flujo; sin embargo, esta metodología solo es aplicada

en yacimientos clásicos. También hay que mencionar los informes de Gunter *et al.* (1997); Yildirim Akbaş (2005) y Licitra *et al.* (2012), en ellos son definidas las unidades de flujo en distintos yacimientos gasopetrolíferos con el objetivo de obtener una mejor caracterización de los reservorios y planificar su mejor aprovechamiento y explotación.

La principal referencia de los trabajos realizados en Cuba relacionados a las unidades de flujo constituye la tesis de maestría de Reyes Paredes (2013), que brinda una metodología para la caracterización de las unidades de flujo aplicada a los yacimientos carbonatados de la Franja Norte Petrolera Cubana (FNPC), y ofrece una solución adaptable para determinar las permeabilidades de matriz y de fractura; aunque la primera tiene la limitante de apoyarse en insuficiente información de núcleos. Además, hace una generalización, caracterizando los tipos de rocas carbonatadas de la FNPC y marca los intervalos de índice de calidad del reservorio (RQI), razón permeabilidad-porosidad ( $k/\phi$ ) y R35 de Winland que caracterizan y son indicadores de la calidad del reservorio, por lo que constituye una referencia fundamental como base para las investigaciones de ingeniería de yacimientos.

Las tesis posteriores (Mestre Zaldívar, 2015; Utria Porto, 2017) son ejemplos de aplicación de las unidades de flujo en yacimientos carbonatados cubanos, que aplican la metodología expuesta en Reyes Paredes (2013).

La metodología aplicada en la investigación se desarrolló sobre cinco pozos y dos sidetracks de un yacimiento carbonatado de la FNPC. Actualmente el yacimiento presenta una fuerte declinación en la producción de sus pozos, por lo que se hace necesario optimizar los esquemas de explotación para extraer el máximo de los recursos existentes. Sin embargo, la evaluación petrofísica del reservorio ha sido limitada y no existe una descripción de las propiedades que afectan la movilidad de los fluidos que indiquen de manera más efectiva los intervalos de mayor calidad para el flujo de hidrocarburos. Por lo que se plantea, como objetivo de la investigación, caracterizar las unidades de flujo del yacimiento. Su identificación y des-

cripción permitirá garantizar el potencial de producción esperado por cada pozo, así como la caracterización de las vías de flujo del reservorio.

El yacimiento investigado está representado por rocas carbonatadas altamente fracturadas pertenecientes al Cinturón de Cabalgamiento Norte Cubano, donde las fracturas aportan la conectividad necesaria para la producción petrolera.

**MATERIALES Y MÉTODOS**

Entre los materiales utilizados se encuentran: los resultados de la interpretación de los registros geofísicos, las estimaciones de la permeabilidad de matriz, fractura y total del sistema poroso y los informes de pozos a partir de los cuales se obtuvo información de la perforación y otras particularidades. La investigación se propone a partir de la interpretación conjunta del gráfico estratigráfico modificado de Lorenz (SMLP) y el perfil de flujo estratigráfico (SEP), caracterizar las unidades de flujo pertenecientes al área de estudio.

**Parámetros que caracterizan al reservorio en cuanto a la movilidad de los fluidos**

Para evaluar las características del reservorio de acuerdo con la movilidad de los fluidos se emplearon tres métodos descritos en la literatura internacional:

**Razón permeabilidad-porosidad**

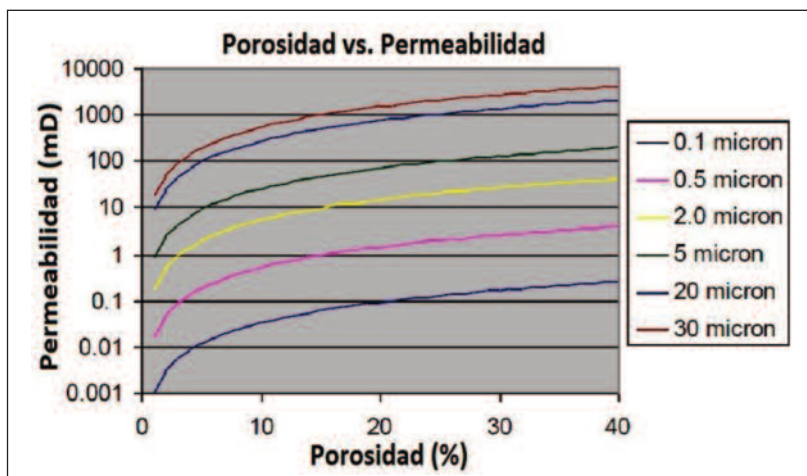
La velocidad de entrega del reservorio (*reservoir delivery speed* o *reservoir process speed* - RPS) se expresa como la razón entre la permeabilidad y la porosidad total del sistema ( $k/\phi$ ) y está relacionada directamente con el radio de la garganta de poro. El término fue acuñado por Chopra *et al.* (1987) y Gunter *et al.* (1997) como un indicador relativo de la facilidad con que el fluido se mueve a través del medio poroso (**Ecuación 1**).

$$RPS = K_{sist} / \phi t \tag{1}$$

**Radio de la garganta de poro**

Se utilizó la ecuación de Winland R35 (Kolodzie, 1980) (**Ecuación 2**) para la determinación de los radios de garganta de poro debido a que según Reyes Paredes (2013), presenta mayor coeficiente de correlación para las rocas carbonatadas cubanas, que las ecuaciones formuladas por Pittman (1992). La **Figura 1** representa los distintos radios de poros calculados a partir de Winland R35. Este parámetro caracteriza la movilidad de los fluidos en la matriz de la roca, y se calcula a partir de la permeabilidad de la matriz ( $K_m$ ) obtenida a partir de mediciones en muestras de núcleos.

$$\log \log (R35) = 0.732 + 0.588 * \log \log (K_m) - 0.864 * \log \phi \tag{2}$$



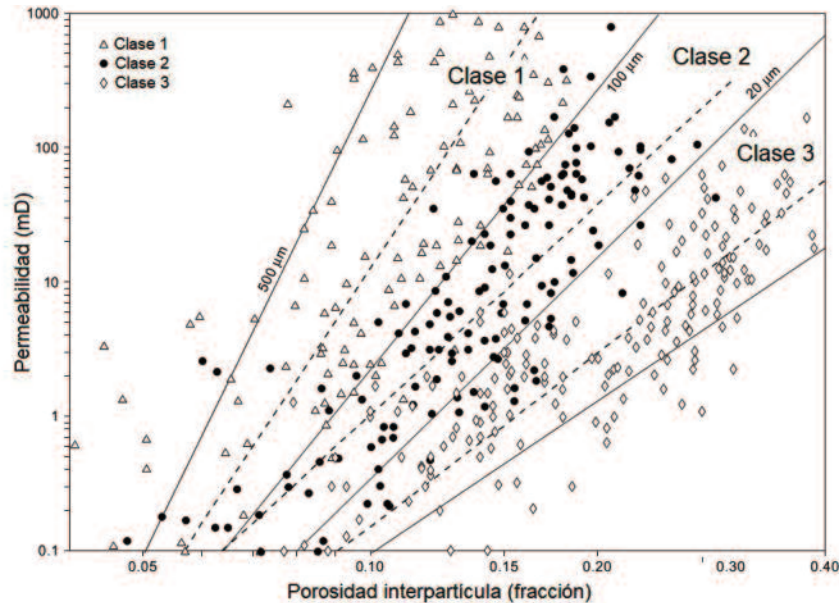
**Figura 1.** Líneas que representan los distintos radios de poros calculados a partir de Winland R35 en un gráfico de permeabilidad *versus* porosidad.

**Fábrica de roca**

Jennings y Lucia (2003), relacionan las propiedades de permeabilidad y capilaridad del espacio poroso con la porosidad interpartícula y las descripciones geológicas del tamaño y sorteo de las partículas, llamada fábrica de rocas. Se establece un modelo de permeabilidad para cada una de estas clases, donde se des-

taca que «las relaciones más cercanas a la realidad se obtienen a partir de modelos potenciales».

La Figura 2 muestra un gráfico de porosidad versus permeabilidad en coordenadas log-log para varios grupos de tamaños de partículas en rocas no vulgares uniformemente cementadas, publicado por Lucia (1995).



**Figura 2.** Relación entre la porosidad y la permeabilidad para varios grupos de tamaños de partículas en rocas no vulgares cementadas. Tomado de Lucia (1995) y traducido por el autor.

Jennings y Lucia (2003), demostraron que la saturación de agua es función de la fábrica de roca y la porosidad a una determinada altura sobre el nivel de presión capilar cero, y que puede obtenerse la fábrica de roca por registros de pozos a partir de estimaciones de la saturación de agua (**Ecuación 3**). Los valores de los coeficientes utilizados se muestran en la **Tabla 1**. Este parámetro caracteriza la movilidad de los fluidos en la matriz de la roca.

**Herramientas gráficas para definir unidades de flujo**  
**Gráfico estratigráfico de Lorenz modificado (SMLP)**

Es una herramienta gráfica donde se identifican las unidades de flujo existentes en un intervalo de estudio,

basados en la variación vertical de la capacidad de flujo ( $k \cdot h$ ) y la capacidad de almacenamiento ( $\phi \cdot h$ ). La modificación implica una acumulación de %  $k \cdot h$  y %  $\phi \cdot h$  por capa, en cada pozo, de manera que se conserve la posición estratigráfica (Gunter *et al.*, 1997).

Los segmentos de línea recta definen las unidades de flujo y cada punto de inflexión y/o cambio de tendencia muestra un cambio en el comportamiento del flujo. Segmentos de líneas con pendientes mayores a 45 grados a partir de la horizontal tienen una capacidad de flujo mayor y una baja capacidad de almacenaje. Segmentos de líneas con pendientes menores a 45 grados desde la horizontal tienen una capacidad de flujo menor y una alta capacidad de

$$\lambda = \exp \frac{c_0 + d_0 * \ln(\phi) + \ln(Sa)}{c_1 + d_1 * \ln(\phi)} \tag{3}$$

Tabla 1. Coeficientes establecidos por Jennings y Lucia (2003), de las relaciones entre la saturación de agua, la porosidad y la fábrica de roca.

c0	c1	d0	d1
7.163	3.063	1.883	0.61

almacenaje. Segmentos que se encuentran cerca de 45 grados representan zonas caracterizadas por capacidades de flujo y almacenamiento similar.

**Definición de las unidades de flujo mediante el SMLP**

Para la definición y caracterización de las unidades de flujo fue utilizado el SLMP. Para construir el SMLP se hace una gráfica cartesiana del porcentaje acumulado de (k\*h) versus el porcentaje acumulado de (φ\*h).

$$(kh)\%cum = k_1(h_1 - h_0) + k_2(h_2 - h_1) + \dots + k_i(h_i - h_{i-1}) / \sum k_i(h_i - h_{i-1}) \quad (4)$$

**Perfil de flujo estratigráfico (SFP)**

Es una herramienta gráfica integrada mediante la inclu-

La Ecuación 4, que se utiliza para obtener un valor del porcentaje acumulado de la capacidad de flujo (en fracción) es la siguiente:

Donde k es la permeabilidad del sistema (mD) y h es el espesor del intervalo estratigráfico de la muestra.

La Ecuación 5, que se aplica para obtener un valor del porcentaje acumulado de la capacidad de almacenamiento (en fracción) es la siguiente:

Donde φ es la porosidad en fracción.

$$(\phi h)\%cum = \phi_1(h_1 - h_0) + \phi_2(h_2 - h_1) + \dots + \phi_i(h_i - h_{i-1}) / \sum \phi_i(h_i - h_{i-1}) \quad (5)$$

gico, R35, relación (k/φ), capacidad de almacenamiento y capacidad de flujo que varían con la profundidad (Gunter *et al.*, 1997). Mediante la construcción del perfil de flujo estratigráfico se valida la consistencia de los resultados obtenidos de las diferentes herramientas gráficas expuestas hasta el momento, como la identificación de potenciales barreras de flujo, zonas de alta velocidad de entrega, entre otras.

**RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

La **Tabla 2** muestra los resultados de la permeabilidad de matriz (Km) y la permeabilidad de fractura (Kfract) de los pozos del área de estudio, junto a la permeabilidad total del sistema. Se aprecia los bajos valores de Km entre 0.1 y 8.4 mD en contraste con los altos valores de Kfract entre 183 y 1392 mD. Esto refleja la realidad del yacimiento estudiado en el cual, la mayor parte de la movilidad de los fluidos es debido a las fracturas. La **Figura 3** ejemplifica en un registro de

sión de diferentes registros petrofísicos. Lo componen típicamente registros nucleares (rayos gamma), litoló-

imágenes de microresistividad de formación (FMI) el alto fracturamiento predominante en estos pozos.

En general, el reservorio de acuerdo con la movilidad de los fluidos, se presenta como un reservorio muy fracturado, donde la matriz con baja permeabilidad está caracterizada por bajos valores de radio de garganta de poro y fábrica de roca de la clase 3 y 4.

**Interpretación de los gráficos estratigráficos de Lorenz modificado de los pozos del área de estudio**

La **Figura 4** representa los SMLP de los pozos del área de estudio. El SMLP permite representar visualmente las unidades de flujo. La interpretación de las mismas se resume en la **Tabla 3**.

Las líneas horizontales indican las unidades que no permiten el flujo de fluidos a través de ellas, y se conocen como barreras; las líneas perpendiculares representan unidades a través de las cuales los fluidos fluyen con mayor facilidad.

**Tabla 2.** Resultados de la interpretación petrofísica

Pozo	Manto	$\phi_e$ (%)	Km (mD)	Kfract (mD)	Ksist (mD)	$\lambda$ (adim)	R35 ( $\mu$ m)	k/ $\phi$ (mD)
X-A	V1	14	1.8	535	537	4	0.34	3833
X-B	V. Gray	16	0.7	781	782	4	0.33	4885
	V. Seb.	18	3.4	1058	1062	4	0.6	5897
	V. Blue	12	0.2	549	549	4	0.19	4577
X-C	V. Blue	13	0.1	249	250	5	0.09	1920
	V1	14	0.2	449	450	3	0.44	3212
X-C1	V. Blue	11	0.2	889	889	4	0.15	8085
	V1	12	1.3	840	841	3	0.48	7010
	V2	15	8.5	1071	1079	2	1.03	7195
X-D	V1	14	1.4	183	185	3	0.49	1318
	V2	13	0.5	213	213	3	0.28	1641
	V3	17	2.8	361	364	4	0.45	2138
X-E	V. Blue	12	0.7	1230	1231	4	0.24	10258
	V1	12	0.5	1039	1040	3	0.26	8666
	V2	13	1.3	1392	1393	3	0.38	10715
X-E2	V. Seb.	15	2.6	748	751	3	0.45	5007
	V. Blue	13	1.1	406	407	3	0.46	3134
	V1	14	0.8	458	459	3	0.39	3276

Análisis integrado a partir del perfil de flujo estratigráfico

Las unidades de flujo (UF) fueron identificadas y caracterizadas en los pozos del área a partir de la interpretación del gráfico estratigráfico modificado de Lorenz en conjunto con la relación  $K/\phi$ , radio de poros por Winland, fábrica de roca, densidad de fractura y relación capacidad de flujo–capacidad de almacenamiento, que caracterizan la movilidad de los fluidos en el reservorio. En las **figuras 5, 6 y 7** se muestran el uso combinado de estas propiedades para cada uno de los pozos. Las unidades de flujo están clasificadas por colores: azul para las de mayor capacidad de flujo que de almacenamiento (zonas donde el fluido se mueve con mayor facilidad), amarillas para las de similar capacidad de flujo y de almacenamiento (zonas con un flujo medio) y marrón las de mayor capacidad de almacenamiento que de flujo (zonas que se comportan como barreras o presentan un flujo muy bajo). Se puede comprobar que no necesariamente las unidades de flujo coinciden con las electrofacies de los pozos y

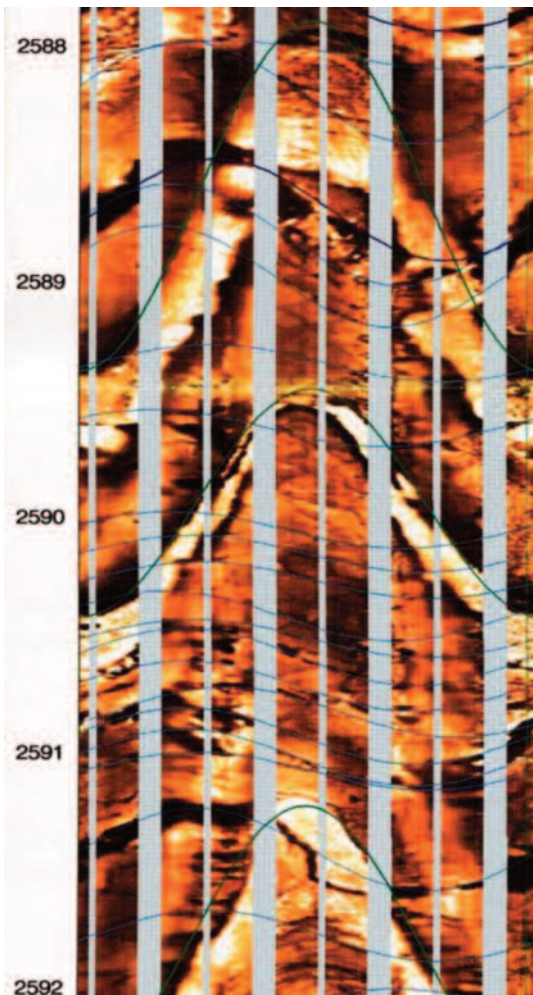
en muchos casos existe más de una unidad de flujo en una electrofacie, esto es debido a la alta heterogeneidad de los yacimientos carbonatados.

La capacidad de flujo en los reservorios evaluados está determinada principalmente por el grado de fracturamiento predominante. De manera general, existe gran heterogeneidad en la capacidad de flujo de los mismos, presentando en algunos casos sectores productivos de los pozos con una menor capacidad para el flujo, debido fundamentalmente a la disminución de la densidad de fracturas.

### Distribución de las unidades de flujo

Con la finalidad de mostrar el proceso completo de la caracterización de yacimientos, se construyó un modelo de propiedades tridimensional y se extrapoló las unidades de flujo del yacimiento estudiado.

Las unidades de flujo representadas en las **figuras 8, 9 y 10** están clasificadas por colores: en roja las que poseen mayor capacidad de flujo que de almacenamiento (zonas donde el fluido se mueve con



**Figura 3.** Intervalo del registro de imagen FMI del pozo Sb-C1. Se aprecia el alto fracturamiento predominante en el reservorio. La curva verde representa los límites de capa, las azules las fracturas abiertas y la violeta las trazas vugulares.

**Tabla 3.** Interpretación de los SMLP de los pozos del área de estudio.

Pozos	Mayor capacidad de flujo que de almacenamiento	Similar capacidad de flujo y almacenamiento	Mayor capacidad de almacenamiento que de flujo
X-A	2	3	1 y 4
X-B	1, 3, 5 y 7	2	4 y 6
X-C	4 y 6	2 y 7	1, 3 y 5
X-C1	2, 5, 7, 9 y 11	3 y 8	1, 4, 6, 10 y 12
X-D	4 y 6	1, 3, 5 y 7	2
X-E2	1, 3 y 5	2, 7 y 9	4, 6, 8 y 10
X-E	2, 6, 8 y 10	6	1, 3, 5, 7, 9 y 11

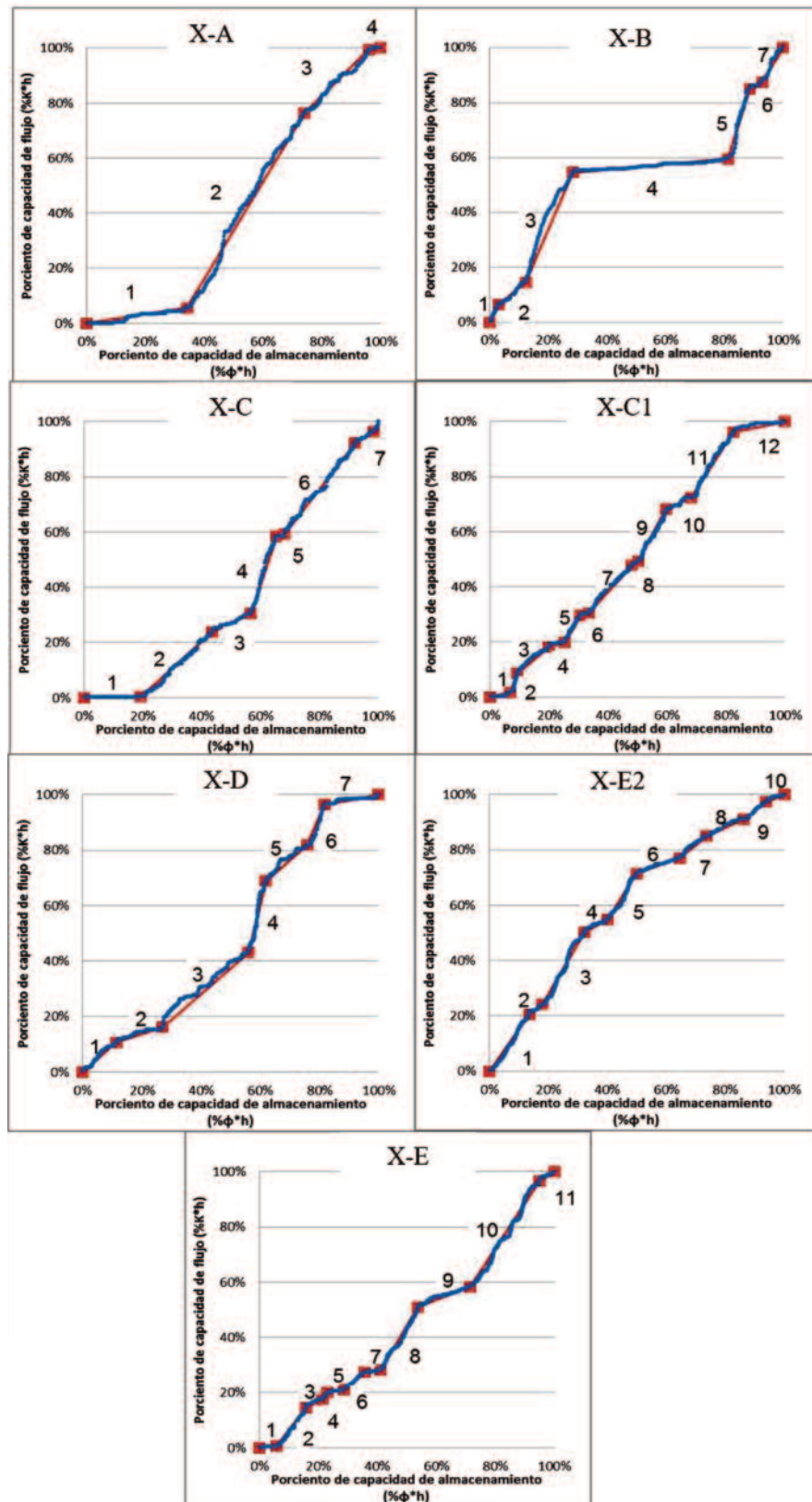
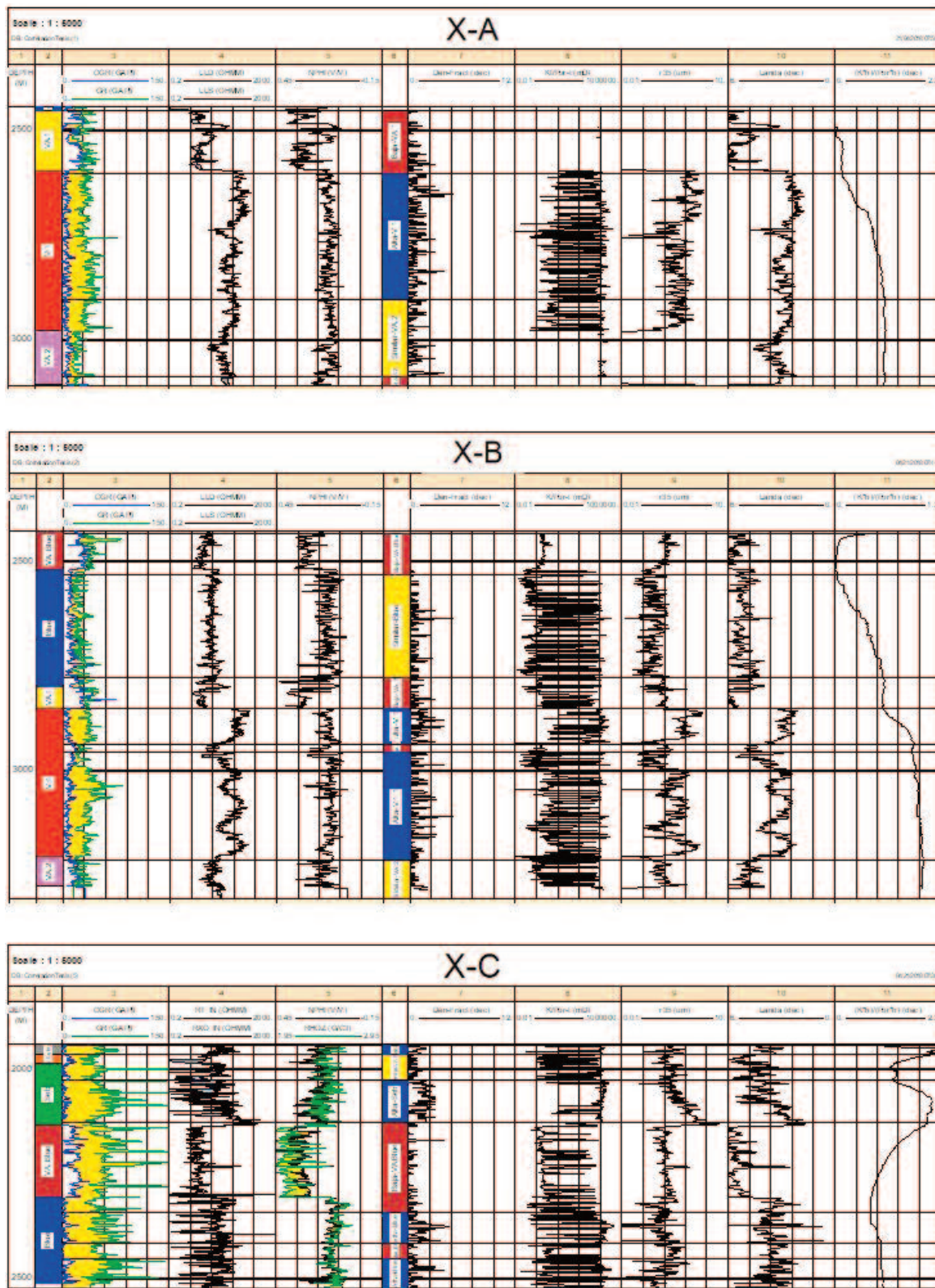
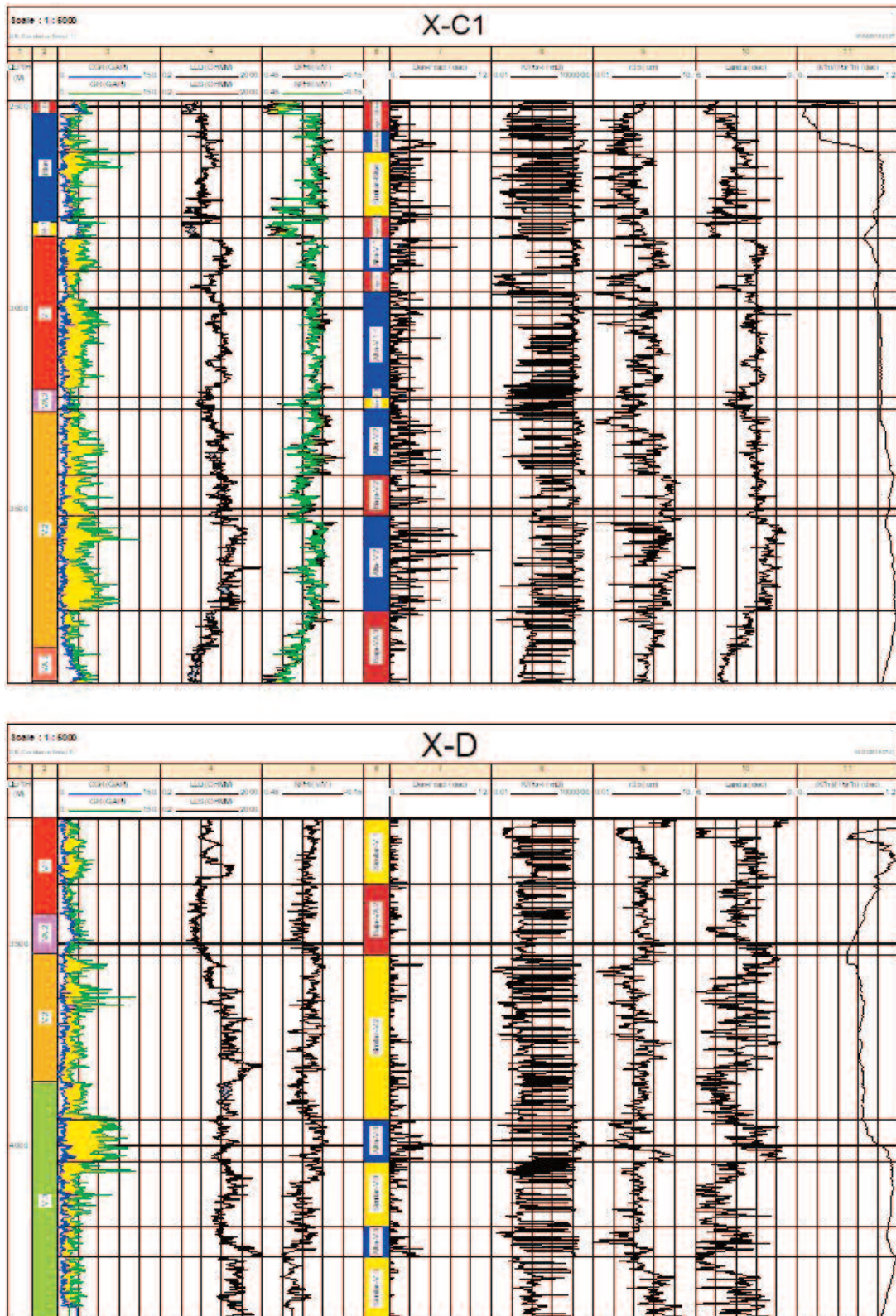


Figura 4. SMLP de los pozos X-A, X-B, X-C, X-C1, X-D, X-E2 y X-E.

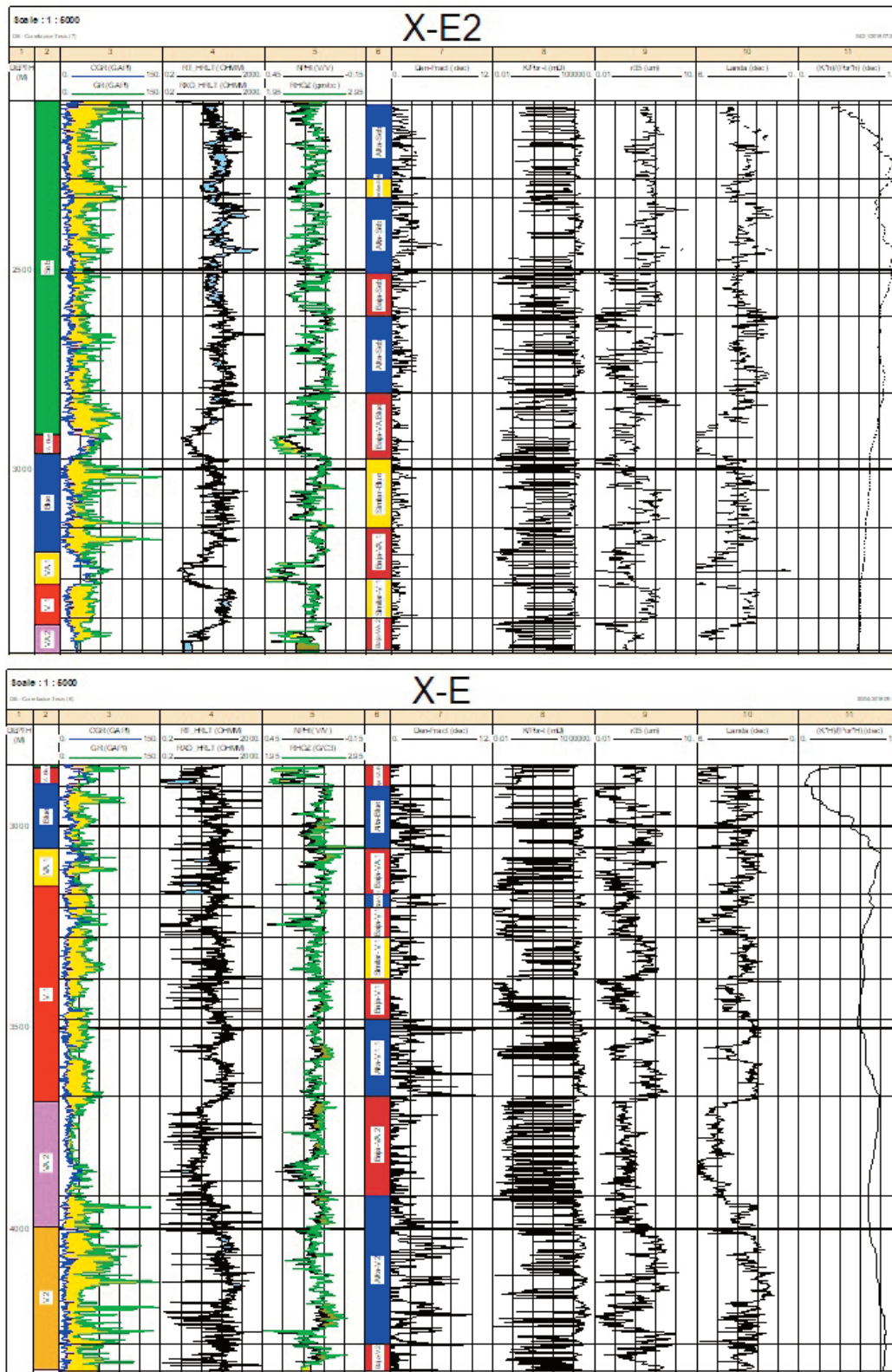


**Figura 5.** Identificación de las unidades de flujo en el pozo X-A, X-B y X-C. 1-Profundidad (MD), 2-Electrofacies, 3-CGR y SGR, 4-LLD y LLS, 5-RHOZ y NPHI, 6-Unidades de flujo, 7-Densidad de fractura, 8-Relación  $K/\phi$ , 9-Radio de poros por Winland, 10-Fábrica de roca y 11-Relación capacidad de flujo–capacidad de almacenamiento.





**Figura 6.** Identificación de las unidades de flujo en el pozo X-C1 y X-D. 1-Profundidad (MD), 2-Electrofases, 3-CGR y SGR, 4-LLD y LLS, 5-RHOZ y NPHI, 6-Unidades de flujo, 7-Densidad de fractura, 8-Relación  $K/\phi$ , 9-Radio de poros por Winland, 10-Fábrica de roca y 11-Relación capacidad de flujo-capacidad de almacenamiento.



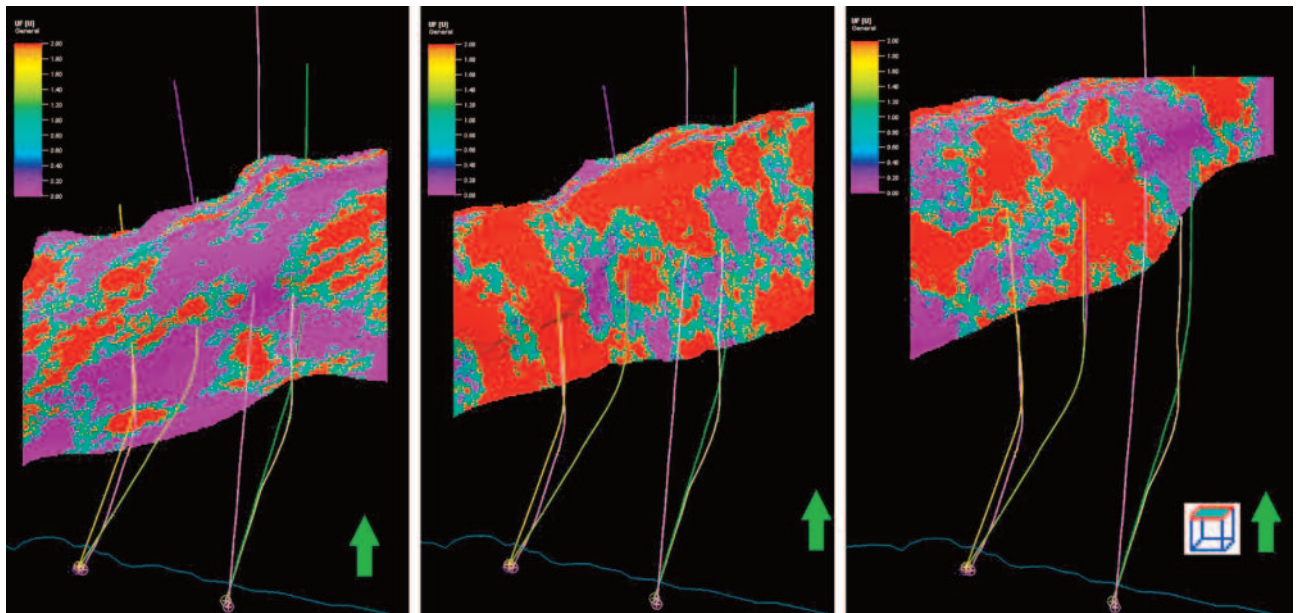
**Figura 7.** Identificación de las unidades de flujo en el pozo X-E2 y X-E. 1-Profundidad (MD), 2-Electrofacies, 3-CGR y SGR, 4-LLD y LLS, 5-RHOZ y NPHI, 6-Unidades de flujo, 7-Densidad de fractura, 8-Relación  $K/\phi$ , 9-Radio de poros por Winland, 10-Fábrica de roca y 11-Relación capacidad de flujo–capacidad de almacenamiento.

mayor facilidad), en verde azulado las de similar capacidad de flujo y de almacenamiento (zonas con un flujo medio), y en morado las que presentan mayor capacidad de almacenamiento que de flujo (zonas que se comportan como barreras o presentan un flujo muy bajo).

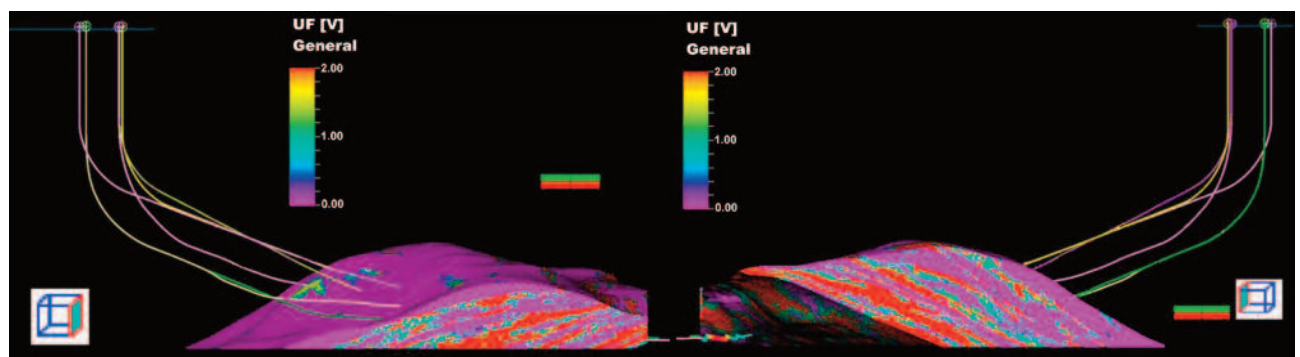
En la **Figura 8** se aprecia que no existe una completa continuidad de las propiedades de movilidad en los mantos Veloz Blue, Veloz 1 y Veloz 2, y que

estos dos últimos poseen una mayor distribución de unidades de flujo favorables al flujo de fluidos.

La **Figura 9** muestra las unidades de flujo en el modelo construido. Una posible interpretación de estos resultados se relaciona con la posibilidad de representar las vías o canales por donde se mueve el fluido verticalmente y puede ayudar a entender el ascenso del contacto agua-petróleo y la entrada repentina de agua a pozos productores.



**Figura 8.** Unidades de flujo de los mantos Veloz Blue, Veloz 1 y Veloz 2 respectivamente. Vista (oeste-este).



**Figura 9.** Representación de las unidades de flujo en el modelo construido. Vista sur-norte (izquierda) y norte-sur (derecha).

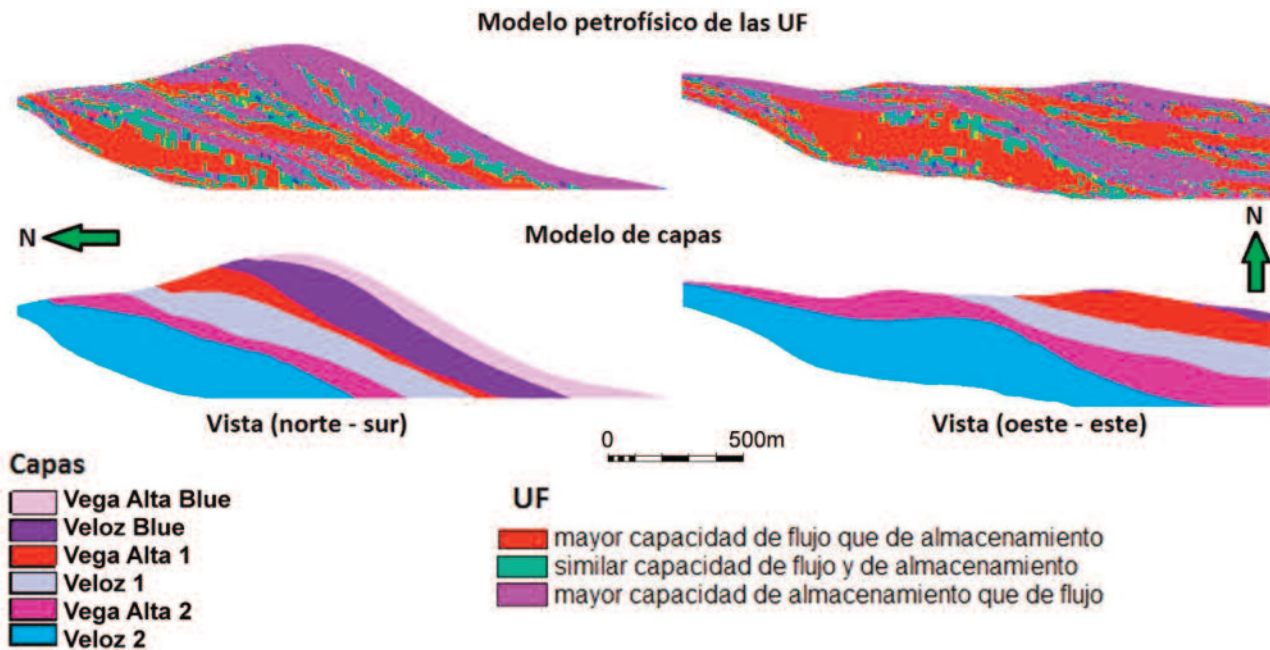


Figura 10. Comparación entre las unidades de flujo (UF) y el modelo de capas en dos cortes del modelo construido (vista norte-sur y oeste-este).

La **Figura 10** muestra la gran heterogeneidad que presentan las UF en dos cortes del modelo construido. Se comprueba, además, la no coincidencia en los reservorios de las UF con las capas modeladas. En esta figura también se aprecia una mayor distribución de UF con mayor capacidad de flujo en los mantos Veloz 1 y Veloz 2.

El conocimiento de la distribución de las unidades de flujo en el bloque de estudio permite comprender las vías o canales por los cuales ocurre el mayor desplazamiento de los fluidos, lo que es aplicable para la planificación efectiva de futuros trabajos de recuperación secundaria o terciaria.

## CONCLUSIONES

De manera general, el yacimiento se presenta como un reservorio muy fracturado, donde la matriz con baja permeabilidad está caracterizada por bajos valores de radio de garganta de poro y fábrica de roca de la clase 3 y 4. La permeabilidad de matriz promedia valores entre 0.1 y 8.4 mD, mientras que la de fractura varía entre 183 y 1392 mD.

Las unidades de flujo se extienden de forma

variable en los mantos Veloz Blue, Veloz 1 y Veloz 2, y estos dos últimos poseen una mayor distribución de unidades de flujo favorables al flujo de fluidos.

La capacidad de flujo en los reservorios estudiados está determinada principalmente por el grado de fracturamiento predominante y, de manera general, existe gran heterogeneidad en la capacidad de flujo del yacimiento.

## AGRADECIMIENTOS

A la doctora C. Norma Rodríguez Martínez por su dedicación, asesoría y confianza en el desarrollo de la investigación y a la maestra en ciencias Dolores Gonzáles Despaigne por su necesario apoyo e información brindada.

A los trabajadores de la Dirección de Producción y el Departamento de Petrofísica del Centro de Investigación del Petróleo (CEINPET) y a los pertenecientes a la U. C. T. B. de Geofísica (DIGICUPET) por el soporte técnico y profesional brindado en sus instalaciones.

A los trabajadores de la Dirección Técnica de la Empresa de Extracción de Petróleo y Gas (PETRAF S. A.) especialmente al maestro en ciencias Elinor Te-

ruel Díaz por su apoyo e impulso para desarrollar esta investigación.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguilera, R.**, 2004, Integration of geology, petrophysics, and reservoir engineering for characterization of carbonate reservoirs through Pickett plots, *The American Association of Petroleum Geologists (AAPG)*, 88(4), 433-446.
- Akbar, M., Vissaprag, B. et al.**, 2001, «Evaluación de yacimientos carbonatados», *Oilfield Review* 12(4): 20-43.
- Álvarez Pavón, S. A., Vélez Barrera, G. E.**, 2011, Desarrollo de una metodología estándar para la identificación de unidades de flujo y caracterización petrofísica en yacimientos complejos. Colombia, Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander (UIS). Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Trabajo de diploma, 161 pp.
- Chopra, A. K., Stein, M. H.**, 1987, Development of reservoir descriptions to aid in design of EOR projects. SPE California Regional Meeting: Ventura, California, 437-449.
- Ebanks, W. J., Scheihing, M. H., Atkinson C. D.**, 1984, Flow Units for Reservoir Characterization, *The American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Bulletin*, 282-289.
- Gunter, G. W., Finneran, J. M., Hartmann, D. J., Miller, D. J.**, 1997, Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method, *Society Petroleum Engineers (SPE)*, 38679, 373-380.
- Ibonet Figueroa, R.**, 2018, Caracterización petrofísica e identificación de unidades de flujo en el bloque límite con Yumurí del yacimiento Seboruco: La Habana, Cuba, Universidad Tecnológica de La Habana José Antonio Echeverría (UTHJAE). Trabajo de diploma, 62 pp.
- Jennings, J. W., Lucia, F. J.**, 2003, Predicting permeability from well logs in carbonates with a link to geology for interwell permeability mapping. SPE Reservoir evaluation and Engineering, 215-225.
- Kolodzie, S.**, 1980, Analysis of pore throat size and use of the Waxman Smits equation to determine OOIP in Spindle Field, Colorado. Society of Petroleum Engineers (SPE). 55th Annual Fall Technical Conference, Paper SPE-9382(10).
- Licitra, D. T., Bravín, N. E.**, 2012, Caracterización petrofísica de la formación Lajas en el yacimiento Lajas Tight Gas, a partir de la definición de tipos de rocas y unidades hidráulicas de flujo. Área Aguada Toledo-Sierra Barrosa, cuenca Neuquina. *Petrotecnia*, 48-71.
- Lucia, F. J.**, 1995, Rock-Fabric/Petrophysical Classification of Carbonate Pore Space for Reservoir Characterization. *The American Association of Petroleum Geologists (AAPG)*, 79(9), 1275-1300.
- Mejía Romero, C. H.**, 2011, Metodología para el desarrollo de modelos petrofísicos aplicados a la optimización de producción de campos maduros. Colombia. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander (UIS). Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Trabajo de diploma, 321 pp.
- Mestre Zaldívar, N.**, 2015, Definición y descripción de unidades de flujo en el sector este del yacimiento Seboruco. La Habana. Cuba. Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (ISPJAE), Facultad de Ingeniería Civil. Departamento de Geociencias. Trabajo de diploma, 69 pp.
- Pittman, E. D.**, 1992, Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived From Mercury Injection-Capillary Pressure Curves for Sandstone: *AAPG Bulletin*, 76(2): 191-198.
- Reyes Paredes, O.**, 2013, Metodología para la caracterización de las unidades de flujo aplicada al prospecto Habana del Este de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba: La Habana. Cuba, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (ISPJAE). Tesis de maestría, 80 pp.
- Saavedra Castañeda, M.A.**, 2010, «Caracterización petrofísica con determinación de unidades de flujo en el campo Escobal, Chicontepec»: México, Universidad Autónoma de Nuevo León (UANL), Tesis de diploma.

**Utria Porto, D.**, 2017, Estudio integrado del yacimiento Canasí a partir de datos geólogos-geofísicos. La Habana, Cuba. Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (ISPJAE). Facultad de Ingeniería Civil. Departamento de Geociencias. Trabajo de diploma, 63 pp.

Middle (METU), Department of Petroleum and Natural Gas Engineering. Trabajo de maestría, 146 pp.

**Yildirim Akbaş, C.**, 2005, Determination of flow units for carbonates reservoirs by petrophysical-based methods. Universidad Técnica del este de

Fue: recibido 10-marzo-2020  
corregido 14-mayo-2020  
aprobado 29-mayo-2020








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:// www.olmeca.edu.mx/geociencia](https://www.olmeca.edu.mx/geociencia)
- 3** Los trabajos se reciben en formato Word que permita modificaciones; deben ser enviados a: [editorial@olmeca.edu.mx](mailto: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](http://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*

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