Geociencias UO

Órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca

Volumen 3, número 2, diciembre 2020.

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

Imagen de la portada / Cover image / Imagem da capa

El volcán «El Chichonal», también conocido como el «Chichón», se localiza en la región montañosa del noroeste de Chiapas en los 17º 21' 37.14" latitud norte y 93º 13' 45.77" longitud oeste, a una altitud de 1 205 msnm, a unos 25 km de la ciudad de Pichucalco, Chiapas y a unos 75 km de la ciudad de Villahermosa, Tabasco; la última erupción de este volcán fue el 28 de marzo de 1982, aproximadamente a las 21 hrs.; devastó 14 poblados de los alrededores y dejó aproximadamente 2 mil personas muertas en los municipios de Francisco León y Chapultenango en Chiapas. Fotografía de: Eugene King Freeland.

The volcano «El Chichonal», also known as «El Chichón», is located in the mountainous region of northwestern Chiapas, México, at 17º 21' 37.14" north latitude and 93º 13' 45. 77" west longitude, at an altitude of 1 205 masl, about 25 km from the city of Pichucalco, Chiapas and about 75 km from the city of Villahermosa, Tabasco, México; the last eruption of this volcano was on March 28, 1982, at approximately 21 hrs; it devastated 14 surrounding villages and left approximately 2 thousand people dead in the municipalities of Francisco Leon and Chapultenango in Chiapas. Photograph by: Eugene King Freeland.

O vulcão «El Chichonal», também conhecido como «Chichón», está localizado na região montanhosa do noroeste de Chiapas a 17º 21 ' 37.14 " de latitude norte e 93º 13 ' 45.77" de longitude oeste, a uma altitude de 1 205 metros acima do nível do mar, a cerca de 25 km da cidade de Pichucalco, Chiapas e cerca de 75 km da cidade de Villahermosa, Tabasco; a última erupção deste vulcão foi em 28 de março de 1982, aproximadamente às 21 horas; devastou 14 aldeias vizinhas e deixou aproximadamente 2 mil pessoas mortas nos municípios de Francisco León e Chapultenango, em Chiapas. Fotografia de: Eugene King Freeland.

Comisión Técnica

Editores	Julio César Javier Quero	Marina del Carmen Rivera Domínguez
Revisores	Héctor de Paz (corrector de estilo)	José Alejandro Chablé Gómez
Trabajo de imágenes	Brenda Ivonne Basurto Aguilar	

Esta publicación es el órgano de divulgación científica de la Universidad Olmeca, en ella se editarán artículos originales relacionados con las Ciencias de la Tierra y sus disciplinas, que hagan énfasis en trabajos desarrollados en Iberoamérica. La revista *Geociencias 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 2, diciembre 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

Reserva del Derecho al Uso Exclusivo, en 04-2019-092513413800-102. 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 5 de enero de 2021, con un tiraje de 400 ejemplares.

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

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

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

Geociencias UO

Órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca

http://www.olmeca.edu.mx

EDITORES EN JEFE

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

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

CONSEJO EDITORIAL

Emilio Alberto De Ygartua Monteverde
Doctor en Ingeniería Constitucional Electoral por la Universidad Carlos III de Madrid, España y doctor en Gobierno y Administración Pública en el instituto de Administración Púbica del Estado de Tabasco.
Rector Universidad Olmeca, A. C.

Beatriz Zumalacárregui de Cárdenas
Doctora en Química
Universidad Tecnológica de La Habana, Cuba.

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

Marco Antonio Maldonado Sánchez
Maestro en Ingeniería Petrolera por la UNAM.
Catedrático de la Universidad Olmeca.

Nelson Esteban Salinas Rojas
Ingeniero Geólogo con especialidad en petróleo, por la Universidad de Oriente en Venezuela.

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.

Francisco García Hernández
Doctor en Ciencias por la Colorado School of Mines
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.

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

Osvaldo 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

Osvaldo Rodríguez Morán
Presidente del Comité de Arbitraje

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

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

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

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

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

Norma Rodríguez Martínez
Doctora Ciencias Geológicas.
Académica de Mérito de la Academia de Ciencias de Cuba.

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

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

Virginia González Acosta
Master en Ciencias Geológicas.
Doctorado Ciencias de la Tierra.
UNAM, México.

Sumario

Presentación	*Emilio Alberto De Ygartua Monteverde*	64
Procedimiento para el pronóstico del tipo de suelo y su grado de fertilidad para el proyecto AGRICOS de la empresa Getinsoft	*Osvaldo Rodríguez Morán*	65
Fluorímetro GGUN-FL24 para estudios hidrogeológicos con el empleo de trazadores	*Rosa María Valcarce Ortega, Dianelis Acevedo Ferraz, Pablo Armando Topes Rojas, et al.*	77
Transformación del campo gravitacional para la separación de la contribución de distintas fuentes de anomalías en la exploración petrolera en Cuba. Caso Vertientes-La Gloria.	*Aliss María Bejerano Kindelan, José Gemen Luís Prol Betancourt y María Caridad Rifá Hernández*	90
Análisis estadístico de las densidades de las rocas de las principales unidades geológicas del suroeste de la Cuenca Central, Cuba.	*Jessica Morales González, Osvaldo Rodríguez Morán y Manuel Enrique Pardo Echarte*	99
Interpretación petrofísica de la porosidad por separación en componentes a partir de resonancia magnética nuclear	*Lisset Miquel González, Osvaldo Rodríguez Morán y Dairy Rocío Fuentes Rodríguez*	109

Presentación

Estimados lectores, es una satisfacción muy grande para mí presentar a ustedes el número 6 de la revista Geociencias UO, el órgano de investigación científica de la Universidad Olmeca, con una edición relativa a las Ciencias de la Tierra.

En esta ocasión, además de contener una interesante selección de temas, la publicación tiene una característica especial, pues su contenido es una forma de agradecer públicamente a nuestros amigos científicos e investigadores cubanos por su amable invitación a participar en la IX Convención de Ciencias de la Tierra, a realizarse del 5 al 9 de abril de 2021 en la ciudad de La Habana, Cuba.

Esta convención tiene un elevado prestigio y se ha consolidado como una de las mejores a nivel mundial, pues en el marco de su realización incluirá simultáneamente el XIV Congreso de Geología, el XI Congreso de Geofísica, el IX Congreso de Minería, el VIII Congreso de Petróleo y Gas, y el XV Congreso de Informática y Geociencias.

Por este motivo, y previendo que nos será muy difícil participar físicamente como otras veces, dadas las condiciones de la pandemia que nos afecta e impide la movilización por tiempo indefinido, tengo el gusto de ofrecerles en esta edición una selección de artículos de autores cubanos, cuya investigación y aportación enriquecerán ampliamente el saber de los estudiantes, académicos e investigadores de la geología, la geofísica y el petróleo.

Por ello, dejo a su consideración valorar la importancia de los artículos aquí presentados, con la confianza de que serán muy apreciados para ampliar nuestro acervo en estos temas.

Dr. Emilio De Ygartua Monteverde
Rector

Procedimiento para el pronóstico del tipo de suelo y su grado de fertilidad para el proyecto AGRICOS de la empresa Getinsoft

Osvaldo Rodríguez Morán[1]

[1] *Ingeniero Geofísico, máster en Geología Petrolera, doctor en Ciencias Técnicas, profesor titular e investigador titular de la Universidad Tecnológica de La Habana José Antonio Echeverría, La Habana, Cuba. Correo electrónico: ormoran2016@gmail.com.*

RESUMEN

Getinsoft es una empresa dedicada al desarrollo de tecnología, software y hardware en áreas industriales de tecnologías de la información y comunicaciones, farmacéutica, automotriz, agricultura, salud, alimentos y bebidas. «AGRICOS» es uno de los proyectos de esta empresa, el cual es una herramienta para la agricultura de precisión compuesta por diversos módulos que se encargan de diferentes actividades. Este trabajo se realizó a partir de la ausencia de un procedimiento general para estimar el tipo de suelo y el grado de su fertilidad, por sus atributos físico-químicos de un área determinada. El objetivo de este trabajo es proponer un procedimiento general para la toma de muestras de suelo, su procesamiento, el pronóstico del tipo de suelo y su grado de fertilidad, en una región determinada para la implementación de la agricultura de precisión. Se efectuó una revisión bibliográfica en la que se consultaron diferentes procedimientos en la clasificación de los suelos y la estimación de la fertilidad. El procedimiento propuesto transita desde las características del área de investigación, el número de muestras a tomar y el método empleado para ello, la clasificación espacial del tipo de suelo y su fertilidad a partir de los atributos determinados originalmente en el laboratorio. Como resultado se hace la propuesta explicativa en detalle, de cada uno de los pasos necesarios para lograr el objetivo del pronóstico del tipo de suelo y su grado de fertilidad, para el análisis de suelos del proyecto AGRICOS de la empresa Getinsoft.

Palabras clave: tipo de suelo, grado de fertilidad, atributos físico-químicos, análisis de suelos, agricultura de precisión.

ABSTRACT

Getinsoft is a company dedicated to the technology development, software and hardware in industrial areas of technologies of the information and communications, pharmacist, self-driven, agriculture, health, foods and drinks. «AGRICOS» is one of the projects of this company, which is a tool for the agriculture of compound precision for diverse modules that take charge of different activities. This work was carried out starting from the absence of a general procedure to estimate the soil type and the grade of its fertility, starting from its physical-chemical attributes of a certain area. The objective of this paper is to propose a general procedure for the taking of soil samples, its prosecution, the presage of the soil type and its grade

Rodríguez-Morán, Osvaldo. 2020, Procedimiento para el pronóstico del tipo de suelo y su grado de fertilidad para el proyecto AGRICOS de la empresa Getinsoft: *Geociencias UO*. v. 3, núm. 3, pp. 65-76.

of fertility, in a certain region for the implementation of the agriculture of precision. It was carried out a bibliographical revision in those that different procedures were consulted in the classification of the soils and the estimate of the fertility. The proposed procedure traffics from the characteristics of the investigation area, the number of samples to take and the method used originally for it, the space classification of the soil type and its fertility starting from the certain attributes in the laboratory. As a result the explanatory proposal is made in detail, of each one of the necessary steps to achieve the objective of the presage of the soil type and its grade of fertility, for the analysis of soils of the project AGRICOS of the company Getinsoft.

Keywords: Soil type, degree of soil fertility, physico-chemical attributes, soil analysis, precision agriculture.

RESUMO

Getinsoft é uma companhia dedicada ao desenvolvimento de tecnologia, software e hardware em áreas industriais de tecnologias da informação e comunicações, farmacêutico, automotor, agricultura, saúde, comidas e bebidas. «AGRICOS» é um dos projetos desta companhia que é uma ferramenta para a agricultura de precisão combinação por módulos diversos que se encarregam de atividades diferentes. Este trabalho foi levado a cabo a partir da ausência de um procedimento geral calcular o tipo de chão e o grau de sua fertilidade, a partir de seus atributos de físico-substância química de uma certa área. O objetivo deste trabalho é propor um procedimento geral para a tomada de amostras de chão, sua acusação, o pressagie do tipo de chão e seu grau de fertilidade, em uma certa região para a implementação da agricultura de precisão. Foi levado fora uma revisão bibliográfica nesses que foram consultados procedimentos diferentes na classificação dos chãos e a estimativa da fertilidade. Os tráficos de procedimento propostos das características da área de investigação, o número de amostras para levar e o método usou originalmente para isto, a classificação espacial do tipo de chão e sua fertilidade a partir dos certos atributos no laboratório. Como resultado a proposta explicativa é em detalhes feito, de cada um dos passos necessários alcançar o objetivo do pressagie do tipo de chão e seu grau de fertilidade, para a análise de chãos do projeto AGRICOS da companhia Getinsoft.

Palavras chaves: Tipo de terra, grau de fertilidade de terra, atributos de physico-substância química, análise de terra, agricultura de precisão.

INTRODUCCIÓN

El 24 por ciento de la población en México realiza actividades relacionadas con la agricultura, sin embargo, las técnicas actuales tienen fuertes impactos socioambientales, entre ellos el tiempo que tarda la producción, la pérdida de cosechas por el clima y la erosión de la tierra que, poco a poco, se vuelve inutilizable (Agronoticias, 2018).

La tecnología podría significar la solución bajo el concepto de agricultura de precisión (AP); sin embargo, México aún está muy lejos de aprovechar sus beneficios, en parte por no ser fácil su implementación y también por su inaccesibilidad en términos económicos, pero todo esto podría cambiar y el primer paso es fomentar una cultura de instrucción e información.

Getinsoft (Catálogo Getinsoft, 2018) es una empresa de tecnología de vanguardia que pone los esfuerzos y experiencia a disposición de sus clientes para que puedan obtener mayores beneficios de las tecnologías de la información de manera accesible (**Figura 1**).

Entre los proyectos de esta empresa está el proyecto AGRICOS (Catálogo AGRICOS revista, 2018), el cual realiza objetivos para la implementación de la agricultura de precisión (**Figura 2**).

La ausencia de un procedimiento general para estimar el tipo de suelo y el grado de su fertilidad, teniendo en cuenta sus atributos físico-químicos de un área determinada, es la que anima a esta investigación. Por lo que se propone un procedimiento general en la toma de muestras de suelo para la implementación de la agricultura de precisión, su procesamiento y el pronóstico del tipo de suelo y el grado de fertilidad en una región determinada. En la investigación bibliográfica acerca del problema, se constató que el procedimiento

Figura 1. Portada del catálogo Getinsoft, 2018 (Tomado de: https://online.flippingbook.com/view/152869/)

Figura 2. Catálogo AGRICOS revista, 2018 (Tomado de: https://online.flippingbook.com/view/856820/).

tendría los detalles de la caracterización dimensional de la región de estudio, la cantidad de muestras de suelos recolectadas y el tipo de muestreo, determinación de los atributos edáficos en el laboratorio correspondiente, la clasificación del tipo de suelo y la fertilidad de las muestras y entre otros elementos más, la propuesta de los cultivos para cada tipo de suelo, así como las posibles enfermedades y remedios típicos para cada una de ellas. Finalmente, se tratará de establecer una relación entre todos estos elementos y los posibles costos relacionados con el cultivo.

MATERIALES Y MÉTODOS

Las fuentes consultadas sobre la base del objetivo trazado para este trabajo, se dividen en dos grupos.

1) Fuentes bibliográficas (38 trabajos) relacionadas con los tipos de suelos y su fertilidad, además de la forma del muestreo del suelo y la metodología para la toma de las muestras. Otras fuentes que establecen la relación entre los tipos de suelos y los cultivos más apropiados, así como los costos generales de cada tipo de cultivo por unidad de área. Entre las fuentes bibliográficas más relevantes y que aportaron a la solución del problema están los trabajos de Aguilar *et al* (1998), relativo a la características de los análisis químico para evaluar la fertilidad del suelo, el del Instituto para la Innovación Tecnológica en Agricultura, de Molina y Meléndez (2002), Ortiz (2013), Ramírez y otros (2015) e INTAGRI (2017), los cuales establecen los intervalos de composición química para una escala de fertilidad.
2) Fuentes bibliográficas (16 trabajos) relacionadas con el procesamiento estadístico y geoestadístico de los atributos del suelo y métodos de clasificación por la variante de reconocimiento de patrones. Según

Bautista y otros (1998), la aplicación del método de componentes principales contribuyó con buenos resultados en el proceso de clasificación de los suelos. Nolasco y otros (2014), aplican la clasificación supervisada para evaluar y comparar el desempeño de dos alternativas de clasificación. Villatoro y otros (2008), y Henríquez y otros (2013), demuestran y validan el proceso de interpolación de variables de fertilidad de suelo, mediante el análisis Kriging y su validación.

Los atributos considerados y sus unidades de medida en las tablas de objeto-propiedades (TOP), para la caracterización de los suelos (Hernández y otros, 2015), se muestran en la **Tabla 1** (Méndez y Bertsch, 2012; Maldonado, 2016).

En la **Tabla 1** se incluirán los elementos químicos plomo, mercurio, arsénico, cadmio y flúor, los cuales no aportarán a la clasificación del tipo de suelo ni al grado de fertilidad, pero sí indicarán suelos con elementos nocivos para la salud animal y humana (y también para diversos tipos de plantas), cuya presencia por encima de determinados límites darán lugar a que determinada área de suelo no sea recomendable para el cultivo de alimentos. Esta alerta propiciará un valor agregado a estos resultados.

Estos atributos se han incluido por la influencia que tienen de manera directa e indirecta en el es-

Tabla 1. Lista de los atributos de las muestras de suelos de la Tabla de Objeto-Propiedades (TOP).

ATRIBUTO	UM	SÍMBOLO
Limo	[%]	Lim
Arena	[%]	Are
Arcilla	[%]	Arc
Capacidad de Campo (1/3Bar)	[%]	Cc
Punto de Marchitez Permanente (15Bar)	[%]	Pm
Densidad Aparente del Suelo	[g/cm^3]	Da
Conductividad Eléctrica	[dS/m]	Ce
pH del suelo	[adim]	pH
Materia Orgánica	[%]	Mo
Nitrógeno Total	[%]	NT
Nitratos	[ppm]	NTR
Fósforo	[ppm]	P
Potasio	[ppm]	K
Calcio	[ppm]	Ca
Magnesio	[ppm]	Mg
Hierro	[ppm]	Fe
Zinc	[ppm]	Zn
Manganeso	[ppm]	Mn
Cobre	[ppm]	Cu

clarecimiento del tipo de suelo y su grado de fertilidad, por lo que serán parte de los atributos de la TOP de las áreas que se desean procesar.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En la **Figura 3** se muestra un diagrama general de la metodología propuesta. Según la flecha (de izquierda a derecha y de arriba hacia abajo), los pasos son los siguientes:

1) Definición de la geometría y partición de la región, la cual será el objeto de la clasificación del suelo.
2) Cálculo del número de muestras de suelos a tomar en la región de trabajo.
3) Método de muestreo conveniente para la toma de las muestras.
4) Metodología para la toma de las muestras de suelo.
5) Estimación de cada uno de los atributos para los nodos de la red de la región de trabajo y la determinación del error de las estimaciones para cada atributo.
6) Clasificación del tipo de suelo, índice de confiabilidad en la clasificación y el grado de fertilidad para cada nodo de la red de la región de trabajo.
7) Obtención para cada clasificación del tipo de suelo, grado de fertilidad, cultivos propuestos, las posibles enfermedades, sus remedios y el coeficiente de costo aproximado por hectárea.

Se detalla cada uno de los pasos del procedimiento propuesto.

1) Definición de la geometría y partición de la región, el cual será el objeto de la clasificación del suelo.

Será necesario tener las coordenadas planas de los límites de la región objeto, como son los valores mínimos y máximo del ancho horizontal y los valores mínimo y máximo del ancho vertical, ambos de la región. Además se necesita definir las dimensiones de la celda, producto de la partición rectangular de la región.

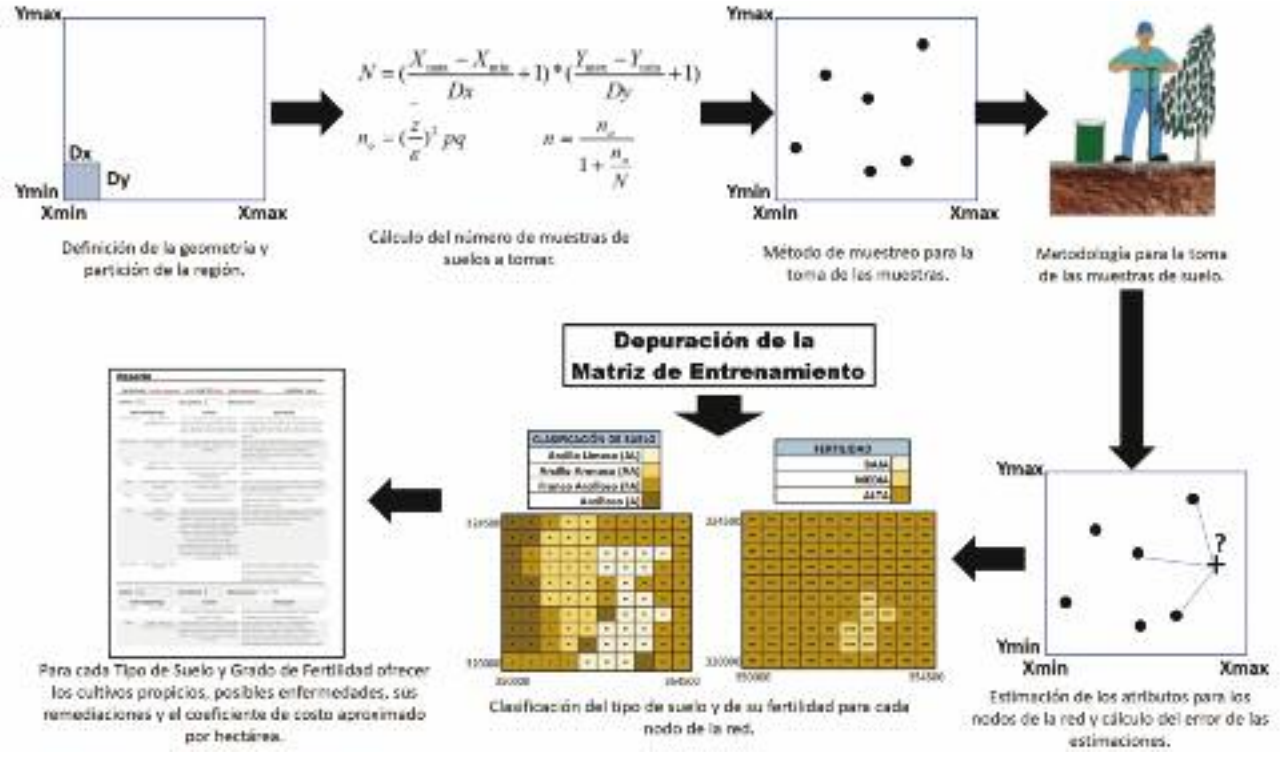

Tabla 2. Índice de fertilidad para cada atributo (IFA).

Atributo	IFA		
	Bajo	Medio	Alto
CE[1]	<2	[2, 8]	>8
pH[2]	<5	[5, 7]	>7
MO[2]	<2	[2, 10]	>10
NT[4]	<0.08	[0.08, 0.15]	>0.15
NTR[2]	<15	[15, 50]	>50
P[2]	<12	[12, 50]	>50
K[2]	<60	[60, 200]	>200
Ca[3]	<800	[800, 3000]	>3000
Mg[3]	<600	[600, 1800]	>1800
Fe[2]	<5	[5, 50]	>50
Zn[2]	<2	[2, 10]	>10
Mn[2]	<5	[5,50]	>50
Cu[2]	<0.5	[0.5, 20]	>20

[1] Instituto para la Innovación Tecnológica en Agricultura INTAGRI (2017).
[2] Ortiz, 2013.
[3] Molina y Meléndez, 2002.
[4] Ramírez, *et al*., 2015.

2) Cálculo del número de muestras de suelos a tomar en la región de trabajo.

En la **Ecuación 1**, N representa el total de elementos de la población, la cual está determinada por la cantidad de nodos de la región de trabajo.

$$N = \left(\frac{X_{max} - X_{min}}{Dx} + 1\right)\left(\frac{Y_{max} - Y_{min}}{Dy} + 1\right) \quad (1)$$

Donde:

N	Total de elementos de la población.
Xmin, Xmax	Valores mínimos y máximos del ancho horizontal del área.
Ymin, Ymax	Valores mínimos y máximos del ancho vertical del área.
Dx, Dy	Dimensiones de las celdas de la partición rectangular de la región.

Las **Ecuaciones 2** y **3** proporcionan el cálculo de la cantidad real de muestras necesarias a tomar para garantizar un muestreo correcto desde el punto de vista cuantitativo.

$$n_o = \left(\frac{z}{\varepsilon}\right)^2 pq \quad (2) \qquad n = \frac{n_o}{1 + \frac{n_o}{N}} \quad (3)$$

Donde

ε	Error posible en el intervalo: $0.01 \leq \varepsilon \leq 0.1$.
z	Se toma como 1.96 para un nivel de confianza de un 95 %.
q	Probabilidad en el intervalo: $0.01 \leq q \leq 0.1$.
p	Complemento de probabilidad: p=1-q.
N	Total de elementos de la población.
no	Cantidad teórica de elementos de la muestra (Dixon y Massey, 1966; Spiegel, 1971; Ostle, 1977).
n	Cantidad real de muestras necesarias.

3) Método de muestreo conveniente para la toma de las muestras.

Se propone el método de selección aleatorio sistemático, el cual calcula el parámetro ce en la **Ecuación 4** (Dixon y Massey, 1966; Spiegel, 1971; Ostle, 1977):

$$ce = \frac{N}{n} \qquad (4)$$

4) Metodología para la toma de las muestras de suelo.

Están establecidas por la práctica una serie de recomendaciones para el muestreo de los suelos (Franco, 2010), son:

a) Se muestrea el suelo a una profundidad de 20 centímetros tomando de 20 a 25 submuestras por cada muestra a enviar al laboratorio de análisis de suelo, utilizando un barreno de suelo o una pala pequeña.
b) Se extraerán las submuestras eliminando terrones, piedras y plantas.
c) Distribución de los puntos de las submuestras siguiendo una dirección en zigzag o equis dentro de la parcela.
d) Mezclar todas las submuestras sobre un plástico grande de forma homogénea y seleccionar de ella una muestra representativa de un peso aproximado de 1 kg.
e) Recolectar la muestra en doble bolsa plástica con una etiqueta adjunta, la cual indicará los datos específicos de la muestra (fecha, nombre del productor, nombre de finca, comunidad, municipio, y otros elementos identificativos). Evitar envolver en papel periódico para que no haya alteraciones en el contenido de nutrientes de la muestra recolectada.
f) Las actividades de muestreo se realizarán después de la cosecha en la época que los suelos se encuentren con menos humedad, antes de fertilizar.
g) La frecuencia del muestreo se hará en un intervalo de tres a cinco años.

5) Estimación de cada uno de los atributos para los nodos de la red de la región de trabajo y la determinación del error de las estimaciones para cada atributo.

Si se lleva a cabo una toma de muestra de suelo conforme a lo explicado con anterioridad, con todos los requerimientos expuestos, se dice que la muestra es probabilística, entonces se estimará cada uno de los atributos de las muestras de suelos en los nodos de la región de trabajo, mediante el método de interpolación ponderado por el inverso de la distancia (Davis, 1986; Henríquez y otros, 2013).

Si no se tomarán espacialmente las muestras de suelo, acorde a los requerimientos en el paso anterior (paso 4), la muestra no sería probabilística, esto implicaría que pudieran aparecer agrupaciones de muestras en forma de cúmulos, entonces sería conveniente estimar cada uno de los atributos de las muestras de suelos, en cada uno de los nodos de la región, por el método de regionalización de variables Kriging (Davis, 1986). Para estimar el error de la regionalización de la variable se utiliza el método de validación cruzada (Cross Validation) (Davis, 1986).

6) Clasificación del tipo de suelo, índice de confiabilidad en la clasificación y el grado de fertilidad para cada nodo de la red de la región de trabajo.

En este paso será necesario explicar, previamente, el proceso de depuración de la matriz de aprendizaje (MA) de la TOP suministrada en cada caso particular de un área de trabajo determinado, antes de entrar en los detalles del proceso mismo de clasificación en cada uno de los nodos de la red.

Depuración de la matriz de aprendizaje

Se seleccionan los atributos más significativos para la TOP, para ello se aplica el método de componentes principales (CP). Esta es una técnica estadística de síntesis de la información o reducción de la dimensión (número de variables). Es decir, ante un banco de datos con muchas variables el objetivo será reducirlas a un menor número perdiendo la menor cantidad de información posible.

Con respecto a la depuración de la matriz de aprendizaje, se tratará en todo lo posible de tolerar las

posibles contaminaciones, debido a la clasificación a priori de las clases, para esto se implementará el método de selección y comparación del vecino más cercano (Nearest Neighbor) (Schulcloper, 1990).

Como el espacio es métrico, se utilizará alguna variante de la distancia euclidiana como medidas de similitud para este tipo de espacio y comprobar con cuál de ellas la eficiencia en la clasificación es mayor (Schulcloper, 1990).

Los atributos de la matriz de aprendizaje (MA) se someterán a una transformación de rango, como la normalización o la tipificación (Spiegel, 1971), para eliminar el inevitable efecto de las diferencias de rangos.

La clasificación de una muestra de suelo en el tipo de suelo irá acompañada de un índice de confiabilidad de la clasificación (ICC) (**Ecuación 5**).

$$ICC(O_o) = \frac{\sum_{i=1}^{k} \frac{Signo_i}{Dist_{io}}}{\sum_{i=1}^{k} \frac{1}{Dist_{io}}} x100 \qquad (5)$$

Donde:

$Dist_{io}$ Distancia del objeto Oo a clasificar respecto al objeto i-ésimo más cercano de la matriz de aprendizaje.

$Signo_i$ Tiene valor de 1 si C i =Co y valor de -1 si C i <> Co (donde C i es la clase del objeto i-ésimo más cercano de la matriz de clasificación y Co es la clase del objeto a clasificar).

7) **Obtención para cada clasificación del tipo de suelo, grado de fertilidad, cultivos propuestos, las posibles enfermedades, sus remediaciones y el coeficiente de costo aproximado por hectárea.** Posterior a la clasificación de los tipos de suelo, se calcula el porciento de área que corresponde a cada clasificación (sobre la base del área total de trabajo) y se estima el costo aproximado para el cultivo seleccionado en cada tipo de suelo.

Con respecto a la fertilidad, esta será escalonada en tres niveles: bajo, medio y alto (**Figura 4**). A esta escala se le adjunta un rayo numérico para tratar de cuantificar y de generalizar el nivel de fertilidad para los atributos físico-químicos obtenidos en el laboratorio o simplemente estimados por el método de interpolación. Se considera el nivel bajo de fertilidad en un rango de 1 a 4. El nivel medio de fertilidad estará en el rango de 4 a 7 y finalmente el nivel alto de fertilidad estará en el rango de 7 a 10.

Se harán las definiciones de los siguientes índices:

Índice de fertilidad por atributo (IFA). Cada atributo aportará con su valor una contribución a la fertilidad total de la muestra (**Tabla 2**). Para los rangos de contribución a la fertilidad de los atributos: conductividad eléctrica y nitrógeno total, fue necesario auxiliarse de las tablas 3 y 4.

- Si el atributo correspondiente clasifica como bajo, entonces el IFA=1.
- Si el atributo correspondiente clasifica como medio, entonces el IFA=5.5.
- Si el atributo correspondiente clasifica como alto, entonces el IFA=10.

Figura 4. Índice de fertilidad (IF) asociado a un rayo numérico en el intervalo de 1 a 10.

Índice de fertilidad (IF). Es un valor que se encuentra en el rango de 1 a 10 y que transita por cada una de las categorías de la fertilidad de una muestra de suelo dada, por lo que el índice de fertilidad se calcula a partir de los índices de fertilidad de cada atributo, mediante una media pesada por los pesos informativos de cada atributo que participa en el cálculo y que fueron establecidos mediante la aplicación del método de CP, esto es:

$$IF = \frac{\sum_{i=1}^{N_{var}} (Peso_i)(IFA_i)}{\sum_{i=1}^{N_{var}} (Peso_i)} \qquad (6)$$

Si IF es <4, entonces la fertilidad se clasifica como **baja**.
Si IF está en el intervalo 4, 7, entonces la fertilidad se clasifica como **media**.
Si IF es >7, entonces la fertilidad se clasifica como **alta**.

Grado de certeza del índice de fertilidad. Indica la seguridad que se tiene al resultar un valor de índice de fertilidad determinado desde el punto de vista porcentual. A partir de las **ecuaciones 7**, **8** y **9**, se estimará el grado de certeza de la fertilidad a partir de la ubicación del índice de fertilidad.

Si la fertilidad clasifica como baja, el grado de certeza porcentual será:

$$CF = 100\left(\frac{4 - IF}{3}\right) \qquad (7)$$

Si la fertilidad clasifica como media, el grado de certeza porcentual será:

$$CF = \begin{cases} 100\left(\frac{7 - IF}{1.5}\right) & IF > 5.5 \\ 100\left(\frac{IF - 4}{1.5}\right) & IF < 5.5 \end{cases} \qquad (8)$$

Tabla 2. Índice de fertilidad para cada atributo (IFA).

Atributo	IFA		
	Bajo	Medio	Alto
CE(1)	<2	[2, 8]	>8
pH(2)	<5	[5, 7]	>7
MO(2)	<2	[2, 10]	>10
NT(4)	<0.08	[0.08, 0.15]	>0.15
NTR(2)	<15	[15, 50]	>50
P(2)	<12	[12, 50]	>50
K(2)	<60	[60, 200]	>200
Ca(3)	<800	[800, 3000]	>3000
Mg(3)	<600	[600, 1800]	>1800
Fe(2)	<5	[5, 50]	>50
Zn(2)	<2	[2, 10]	>10
Mn(2)	<5	[5,50]	>50
Cu(2)	<0.5	[0.5, 20]	>20

(1) Instituto para la Innovación Tecnológica en Agricultura INTAGRI (2017).
(2) Ortiz, 2013.
(3) Molina y Meléndez, 2002.
(4) Ramírez, *et al.*, 2015.

Tabla 3. Relación de la escala de conductividad, las clases salinas y los efectos en los cultivos.

Escala de conductividad [ds/m a 25°C]	Clase de salinidad	Efectos en los cultivos	Nivel de Fertilidad
0-2	No salino	Efecto despreciable de salinidad	Alto
2-4	Ligeramente salino	Rendimiento de cultivos muy sensibles pueden ser restringidos	Medio
4-8	Medianamente Salino	Rendimientos de muchos cultivos son restringidos	Medio
8-16	Fuertemente Salino	Solo cultivos tolerantes rinden satisfactoriamente	Bajo
>16	Extremadamente Salino	Muy pocos cultivos tolerantes con rendimiento satisfactorio	Bajo

Tabla 4. Clasificación según el nitrógeno total [%] (Tomado de: http://www.agroinformación.com).

Nitrógeno total [%]	Clasificación	Nivel de fertilidad
<0.05	Muy Bajo	Bajo
[0.05, 0.08)	Bajo	Bajo
[0.08, 0.10)	Levemente bajo	Medio
[0.10, 0.15)	Normal	Medio
[0.15, 0.18)	Levemente alto	Alto
≥0.18	Alto	Alto

Si la fertilidad clasifica como alta, el grado de certeza porcentual será:

$$CF = 100\left(\frac{IF - 7}{3}\right) \qquad (9)$$

Rendimientos de los cultivos. No todos los cultivos tendrán la misma respuesta a un mismo nivel de salinidad. Algunas especies producen rendimientos aceptables a niveles altos. Cultivos sensibles tienen rendimientos pobres al incrementar mínimamente la

CE del suelo. La diferencia de estas especies está estrechamente relacionada con su fisiología, y para ser más precisos con la adaptación osmótica (reducen su potencial osmótico al igual que el agua salina) que tienen sus raíces para mantener el flujo de agua del suelo hacia ellas (Rodríguez y otros, 1977).

CONCLUSIONES

Se propuso un procedimiento general para el pronóstico del tipo de suelo y su grado de fertilidad como herramienta para la agricultura de precisión, el cual tributa sus resultados al proyecto AGRICOS de la empresa Getinsoft.

La importancia de este procedimiento es que:

- Involucra normas adecuadas del muestreo espacial del suelo.
- Incluye el método Kriging de interpolación como alternativa al inverso de la distancia, para la regionalización de los atributos edáficos, pues es un método que representa mejor la naturaleza del atributo a regionalizar.
- Propuesta de aplicación del método de componentes principales para determinar los atributos más importantes en la depuración de la matriz de aprendizaje para la clasificación del tipo de suelo y su grado de fertilidad.
- Definición del índice de fertilidad por atributo, el índice de fertilidad del suelo y el grado de certeza de este índice, los cuales aportarán un criterio adecuado a la contribución del conocimiento de la fertilidad del suelo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agronoticias, 2018, Aplicar en México agricultura de precisión es todo un reto económico.htm. Sitio: http://www.agromarketing.mx/empresas/aplicar-en-mexico-agricultura-de-precision-todo-un-reto-economico/, [Consultado: mayo de 2019].

Aguilar, A., Etchevers J., Castellanos J.Z., 1987, Análisis químico para evaluar la fertilidad del suelo. Ed. Sociedad Mexicana de la Ciencia del Suelo. http://edafologia.ugr.es/conta/tema12/medida.htm Methods of Soils Analysis Part 3 – Chemical Methods Ed. D.L. Sparks.

Bautista, F., Rivas S. H., Durán C., Palacio G, 1998, Caracterización y clasificación de suelos con fines productivos en Córdoba, Veracruz, México, 1998. Boletín de Investigaciones Geográficas, no 36. Sitio: http://www.scielo.org.mx/scielo.php? script=sci_arttext&pid=S0188-461 11998000200003. [Consultado: mayo de 2019].

Catálogo aGRICOS revista, 2018, aGRICOS, agricultura de precisión. Soluciones tecnológicas. (sitio: https://online.flippingbook.com/view/856820/) [Consultado: mayo de 2019].

Catálogo Getinsoft, 2018, Catálogo v.3.0. Soluciones tecnológicas. (sitio: https://online.flippingbook.com/view/152869/) [Consultado: mayo de 2019].

Davis, J. C., 1986, Statistics and data analysis in geology. John Willey and Sons. Inc. New York, 550 pp.

Dixon, W., Massey, F., 1966, *Introducción al análisis estadístico*. Editora del Castillo, Madrid.

Franco, H. F. A., 2010, *Muestreo y metodologías de análisis de suelos con fines de fertilidad*. Multilab, Agroanalítica.

Hernández, A. J.; Pérez J. M. J.; Bosch, D. I.; Castro, N. S., 2015, Clasificación de los suelos de Cuba. Instituto Nacional de Ciencias Agrícolas (INCA), Instituto de Suelos, Ediciones INCA. ISBN: 978-959-7023-77-7. http://ediciones.inca.edu. cu/files/libros/clasificacionsueloscuba_%202015.pdf [Consultado: mayo de 2017].

Henríquez, C.; J. C. Méndez, R. Masis, 2013, Interpolación de variables de fertilidad de suelo mediante el análisis Kriging y su validación. Agronomía costarricense 37(2): 71-82. ISSN: 0377-9424/2013. Sitio: https://revistas.ucr.ac.cr/index.php/agrocost/ article/view/12763. [Consultado: mayo de 2017].

Instituto para la Innovación Tecnológica en Agricultura (Intagri), 2017, La conductividad eléctrica del suelo en el desarrollo de los cultivos. https://www.intagri.com /articulos/suelos/la-conductividad-electrica-del-suelo-en-el-desarrollo-de-los-cultivos. [Consultado: mayo de 2017].

Méndez, J. C.; F. Bertsch, 2012, El uso de bases de datos en el estudio de la fertilidad de los suelos agrícolas de Costa Rica: Estado actual y principales cambios en el tiempo. IAH 8 -Diciembre 2012. http://www.suelos. ucr.ac.cr/htdocs/accs/ [Consultado: mayo de 2019].

Maldonado-Zapata, G. S., 2016, *Determinación de la aptitud de uso del suelo en la comunidad de Karhuiza, La Paz*. Tesis de grado Universidad Mayor de San Andrés. Facultad de Agronomía. Carrera de Ingeniería Agronómica.

Molina, E., G. Meléndez, 2002, *Proyecto de calidad de cultivares de café bajo diferentes condiciones de suelos y cobertura de sombras en cinco municipios de Las Segovias*, UCATSE, UNA, PAC, Exportadora Atlantic S. A.

Nolasco, M., Willington E., Bocco M., 2014, Clasificación del uso de suelo en agricultura a partir de series temporales de imágenes LANDSAT. 6º Congreso Argentino de AgroInformática, CAI 2014. 43 JAIIO-CAI 2014-ISSN 1852-4850 - Página 64. Sitio: http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/41984. [Consultado: mayo de 2017].

Ortiz, R. I., 2013, *Evaluación de dosis y fuentes de enmiendas calcáreas en la fertilidad del suelo y el crecimiento de piña en finca Tres Amigos, Pital, San Carlos*. Trabajo final de graduación presentado a la Escuela de Agronomía como requisito parcial para optar al grado de Licenciatura en Ingeniería en Agronomía. Instituto Tecnológico de Costa Rica. Sede regional San Carlos.

Ostle, B., 1977, Estadística Aplicada. Editora Científico-Técnica. Ciudad de La Habana, 629 pp.

Ramírez, J. F., Y. Fernández, P. J. González, X. Salazar, J. M. Iglesias y Y. Olivera, 2015, Influencia de la fertilización en las propiedades físico-químicas de un suelo dedicado a la producción de semilla de Megathyrsus maximus. *Pastos y Forrajes*. Vol. 38. No. 4, octubre-noviembre, 393-402.

Rodríguez, J.; C. Sierra, F. Araos, 1977, Nivel de fertilidad de los suelos de la Zona Centro-Norte. *Ciencia e Investigación Agraria*. Vol. 4 No. 4. Octubre-diciembre 1997. ISSN 0304-5609.

Schulcloper, J. R., 1990, *Modelos Matemáticos para el Reconocimiento de Patrones*. Facultad de Matemática, Física y Computación. Universidad Central de Las Villas (Folleto), pp. 245.

Spiegel. M. R., 1971, *Teoría y problemas de estadística*. Editora Ciencia y Técnica. Instituto Cubano del Libro. La Habana, 359 pp.

Villatoro, M.; Henríquez, C.; Sancho, F., 2008, Comparación de los interpoladores IDW y Kriging en la variación espacial de pH, Ca, CICE y P del suelo. Agronomía costarricense 32(1): 95-105.

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

Fluorímetro GGUN-FL24 para estudios hidrogeológicos con el empleo de trazadores

Rosa María Valcarce Ortega[1], Dianelis Acevedo Ferraz[2], Pablo Armando Topes Rojas[3] y Willy Roberto Rodríguez Miranda[4]

[1] *Ingeniera Geofísica. Doctora en Ciencias Técnicas. Departamento de Geociencias, Universidad Tecnológica de La Habana «José Antonio Echeverría», CUJAE, Calle 114, No. 11901 entre Ciclo Vía y Rotonda, Marianao, La Habana, Cuba. Correo electrónico: rosy@tesla.cujae.edu.cu.*

[2] *Ingeniera Geofísica. Departamento de Geociencias, Universidad Tecnológica de La Habana «José Antonio Echeverría», CUJAE, Calle 114, No. 11901 entre Ciclo Vía y Rotonda, Marianao, La Habana, Cuba. Correo electrónico: dacevedo@gmail.com.*

[3] *Ingeniero Geofísico. Departamento de Geociencias, Universidad Tecnológica de La Habana «José Antonio Echeverría», CUJAE, Calle 114, No. 11901 entre Ciclo Vía y Rotonda, Marianao, La Habana, Cuba. Correo electrónico: pablo.topes@gmail.com.*

[4] *Ingeniero Geofísico. Doctor en Ciencias Técnicas. Departamento de Geociencias, Universidad Tecnológica de La Habana «José Antonio Echeverría», CUJAE, Calle 114, No. 11901 entre Ciclo Vía y Rotonda, Marianao, La Habana, Cuba. Correo electrónico: willy@civil.cujae.edu.cu.*

RESUMEN

Las sustancias fluorescentes se emplean en investigaciones hidrogeológicas con gran efectividad desde épocas remotas. Se utilizan como trazadores que se inyectan a flujos de agua superficiales o subterráneas y controlando su movimiento espacial y la variación de su concentración en el tiempo, es posible dar solución a importantes tareas hidrogeológicas, tales como: determinar la velocidad del movimiento del agua en ríos y lagos, explicar las características de las zonas de recarga de los acuíferos, definir el origen y dinámica de la intrusión salina en acuíferos costeros, cartografiar los conductos cársticos interconectados y la velocidad del flujo del agua subterránea en su interior, esclarecer las direcciones principales del flujo del agua subterránea, etc. El fluorímetro GGUN-FL24 es un equipo que permite realizar mediciones continuas de caudal y velocidad de las aguas subterráneas empleando trazadores químicos fluorescentes. En este trabajo se presentan las características generales del fluorímetro GGUN-FL24, su calibración y puesta en funcionamiento en condiciones de laboratorio. Para ello fueron medidos los valores de caudal de agua con el empleo del método volumétrico y el fluorímetro con las sustancias fluorescentes uranina y aminoácido G. Estos resultados fueron contrastados con la aplicación de pruebas estadísticas no paramétricas de igualdad de medias, también se aplicó el análisis de regresión lineal entre los caudales medidos. Se verificó que los valores de caudal obtenidos por el método volumétrico y midiendo con el fluorímetro, son iguales, para una probabilidad del 95 %. Se verificó también que para un 95 % de probabilidad existe correlación lineal estable entre los caudales medidos por los diferentes métodos empleados. Estos resultados permitieron comprobar el correcto funcionamiento del fluorímetro GGUN-FL24 y

Valcarce-Ortega, R.M.; Acevedo-Ferraz, D.; Topes-Rojas, P.A. y Rodríguez-Miranda, W.R. 2020, Fluorímetro GGUN-FL24 para estudios hidrogeológicos con el empleo de trazadores: *Geociencias UO*. v. 3, núm. 2, diciembre 2020. pp. 77-89

demostrar su poder resolutivo para caracterizar la dinámica de las aguas subterráneas y por tanto, la factibilidad de su empleo en las investigaciones hidrogeológicas.

Palabras clave: fluorímetro, fluorescencia, trazadores en hidrogeología, uranina, aminoácido G, caudal del agua subterránea, velocidad del agua subterránea.

ABSTRACT

Fluorescent substances have been used in hydrogeological research with great effectiveness since ancient times. They are used as tracers that are injected into surface or underground water flows, and by controlling their spatial movement and the variation of their concentration over time, it is possible to solve important hydrogeological tasks, such as: determining the speed of water movement in rivers and lakes, explain the characteristics of aquifer recharge zones, define the origin and dynamics of saline intrusion into coastal aquifers, map interconnected karst ducts and the speed of groundwater flow within them, clarify the main directions groundwater flow etc. The GGUN-FL24 fluorimeter is a device that allows continuous measurements of flow and velocity of groundwater using fluorescent chemical tracers. This work presents the general characteristics of the GGUN-FL24 fluorimeter, its calibration and commissioning under laboratory conditions. For this, the water flow values were measured using the volumetric method and using the fluorimeter with the fluorescent substances uranine and amino acid G. These results were contrasted by applying non-parametric statistical tests of equality of means, the linear regression analysis was also applied between the flows rates measured. It was possible to verify that the flow values obtained by the volumetric method and measuring with the fluorimeter are the same, for a probability of 95 %. It was also verified that for a 95 % probability there is a stable linear correlation between the flow rates measured by the different methods used. These results allowed verifying the correct operation of the GGUN-FL24 fluorimeter and demonstrating its resolving power to characterize the dynamics of groundwater, and therefore the feasibility of its use in hydrogeological investigations.

Keywords: fluorimeter, fluorescence, tracers in hydrogeology, uranine, amino acid G, groundwater flow, groundwater velocity.

RESUMO

Substâncias fluorescentes têm sido utilizadas em pesquisas hidrogeológicas com grande eficácia desde os tempos antigos. São usados como traçadores que são injetados nos fluxos de água superficial ou subterrânea e, controlando seu movimento espacial e a variação de sua concentração ao longo do tempo, é possível resolver importantes tarefas hidrogeológicas, tais como: determinar a velocidade do movimento da água em rios e lagos, explicar as características das zonas de recarga de aqüíferos, definir a origem e dinâmica da intrusão salina nos aqüíferos costeiros, mapear dutos cársticos interconectados e a velocidade do fluxo das águas subterrâneas dentro deles, esclarecer as principais direções fluxo de águas subterrâneas etc. O fluorímetro GGUN-FL24 é um dispositivo que permite medições contínuas do fluxo e velocidade das águas subterrâneas usando traçadores químicos fluorescentes. Este trabalho apresenta as características gerais do fluorímetro GGUN-FL24, sua calibração e comissionamento em condições de laboratório. Para isso, os valores do fluxo de água foram medidos pelo método volumétrico e pelo fluorímetro com as substâncias fluorescentes uranina e aminoácido G. Esses resultados foram contrastados com a aplicação de testes estatísticos não paramétricos de igualdade de médias, a análise de regressão linear também foi aplicada entre as vazões medidas. Foi possível verificar que os valores de vazão obtidos pelo método volumétrico e medidos com o fluorímetro são os mesmos, para uma probabilidade de 95 %. Também foi verificado que, para uma probabilidade de 95 %, existe uma correlação linear estável entre as vazões medidas pelos diferentes métodos utilizados. Esses resultados permitiram verificar o correto funcionamento do fluorímetro GGUN-FL24 e demonstrar seu poder de resolução para caracterizar a dinâmica das águas sub-

terrâneas e, portanto, a viabilidade de seu uso em investigações hidrogeológicas.

Palavras-chave: fluorímetro, fluorescência, traçadores em hidrogeologia, uranina, aminoácido G, fluxo de águas subterrâneas, velocidade das águas subterrâneas.

INTRODUCCIÓN

El fluorímetro de campo de nombre comercial GGUN-FL24, es un equipo que permite determinar el caudal y velocidad del agua en movimiento en un pozo midiendo la variación en el tiempo de la concentración del colorante químico inyectado en el agua, utilizando la fluorescencia como propiedad básica. En la actualidad, como resultado de un proyecto de colaboración entre la Universidad de Neuchatel de Suiza y el Departamento de Geociencias de la Facultad de Ingeniería Civil de la CUJAE, se dispondrá de este equipo para desarrollar investigaciones en el campo de la hidrogeología en Cuba.

Las sustancias fluorescentes emiten luz de forma inmediata a partir de la irradiación de una fuente externa y la emisión cesa cuando cesa ese estímulo. La secuencia instantánea de eventos durante la fluorescencia es: absorción de energía de una fuente externa como el sol o una lámpara, excitación de algunos de los electrones de la sustancia fluorescente, (provocando que algunos pasen a órbitas de mayor energía) y emisión de energía en forma de fotones (luz) al tiempo que los electrones excitados regresan a su posición normal. Las sustancias fuertemente fluorescentes convierten un alto por ciento de la energía absorbida en energía emitida y precisamente, los colorantes usados como trazadores son fuertemente fluorescentes por lo que serán detectados con facilidad en pequeñas concentraciones (Wilson *et al.*, 1986).

Existen diferentes combinaciones de excitación y emisión espectral para cada sustancia fluorescente, al estudiar el espectro de la fluorescencia se hacen mediciones fluorométricas de alta precisión (fluorometría espectral).

Son varios los factores que afectan la fluorescencia, siendo el más importante, la concentración del colorante. Además de la concentración, el factor significativo que afecta la fluorescencia de la solución diluida es la temperatura. La fluorescencia se incrementa (provocando altas lecturas del fluorímetro) cuando la temperatura disminuye. El efecto de esta debe ser considerado en el análisis de las mediciones y por ello se han desarrollado curvas de corrección por temperatura para diferentes trazadores colorantes (Wilson *et al.* 1986). El pH de la muestra también afecta la intensidad de la fluorescencia. La disminución de la fluorescencia, debido a variación en el pH por lo general no es un serio problema en los estudios hidrogeológicos, excepto en corrientes fuertemente ácidas donde la recuperación aparente del colorante es muy pequeña.

La fluorescencia será afectada por el *quenching* que es la luz fluorescente emitida y que es absorbida por otras moléculas, fenómeno que se produce por la acción de otras sustancias químicas en la solución. El cloro, por ejemplo, es conocido que apaga, extingue la fluorescencia de la rodamina. Por esta razón no debe ser usada agua con cloro para preparar soluciones estándar. El *quenching* provoca uno o todos los efectos siguientes: absorción de la luz excitante, absorción de la luz emitida por el colorante, disminución de la relación energía de la luz excitante – energía de la luz emitida.

Una reducción permanente en la fluorescencia será provocada por la desintegración fotoquímica o fotodescomposición del colorante. La luz del sol tiene este efecto sobre algunos colorantes fluorescentes y el efecto se incrementa con el tiempo. Este efecto es significativo para aplicaciones que requieren un alto por ciento de recuperación del colorante, o donde esté es expuesto a la luz del sol por varios días (Wilson *et al.*, 1986).

El uso de trazadores químicos colorantes en el ámbito de la hidrogeología es una técnica muy antigua y una herramienta eficaz para la gestión y la protección de los recursos hídricos y del medio ambiente. La aplicación de estos trazadores en estudios hidrogeológicos ha permitido profundizar en: el conocimiento del origen de las infiltraciones de aguas salinas en acuíferos de agua dulce, las consecuencias de la deforestación

sobre las aguas subterráneas, la evaluación de la sobreexplotación de agua subterránea para consumo humano, la estimación de los recursos de aguas subterráneas y el riesgo de contaminación. Algunos ejemplos de aplicación de pruebas con trazadores colorantes fluorescentes se presentan a continuación.

En un ensayo de trazadores empleando uranina, investigadores de la universidad de Almería, España, lograron determinar el tiempo de residencia del agua de mar desde que penetra el acuífero hasta que es captada por el bombeo. El estudio se desarrolló en el acuífero detrítico costero ubicado en el delta del río Andarax (Sola *et al*., 2011). En el año 2013, Bikse y colaboradores reportaron los resultados de pruebas con trazadores inyectando 500 g de uranina en el río Lecava. Instalando el fluorímetro GGUN-FL24 en pozos de monitoreo, pudieron conocer la existencia de conductos cársticos interconectados presentes en el área y estimar la velocidad del flujo del agua subterránea (Bikase *et al.,* 2013).

El empleo de trazadores fluorescentes contribuyó a aclarar los contactos hidrogeológicos entre sistemas acuíferos cársticos y fisurados en la parte central de Italia, así como a esclarecer las direcciones principales del flujo del agua subterránea. Los resultados mostraron que la mayor parte del flujo de agua subterránea sigue la dirección de los ejes de las estructuras tectónicas y también confirmaron la influencia de la carstificación en la recarga de los acuíferos, permitiendo una caracterización más detallada de la circulación del agua en la zona no saturada, información muy importante para evaluar la vulnerabilidad de los manantiales y de los acuíferos (Aquilanti *et al*., 2016). También en la cuenca cárstica ubicada en el límite entre Eslovenia e Italia se reportan numerosas investigaciones hidrogeológicas con el empleo de trazadores fluorescentes desde la década de los años 60, del pasado siglo hasta la actualidad. La mayoría de estas pruebas han permitido conocer las características del flujo principal del agua subterránea en grandes conductos cársticos. En años recientes se han realizado pruebas inyectando trazadores en varios puntos de esta cuenca para diferentes condiciones hidrogeológicas y los resultados aportaron nuevas informaciones en las zonas menos investigadas, permitiendo una mejor comprensión de los modos de recarga del acuífero y la influencia de la heterogeneidad de la estructura del acuífero sobre las características del flujo del agua subterránea y del transporte de solutos (Patrick y Kogovsek, 2016).

Schnegg y Flynn (2001), refieren que empleando el fluorímetro GGUN-FL 24 para medir los cambios de concentración del trazador con el tiempo a lo largo de un pozo, es posible identificar zonas preferenciales del flujo de agua subterránea y evaluar la variabilidad de la conductividad hidráulica con la profundidad. Esta técnica será aplicada en pozos de inyección y en pozos de observación. La metodología consiste en inyectar en el pozo de radio r_o, un trazador colorante de concentración inicial Co, que disminuirá con el tiempo Δt, hasta una concentración C, debido a la afluencia de agua subterránea al pozo, lo cual se relaciona con la velocidad aparente del flujo de agua subterránea V_f mediante la **Ecuación 1**.

$$V_f = \frac{\pi r_o}{2\Delta t} \ln\left(\frac{C}{C_o}\right) \qquad (1)$$

Este enfoque es similar al uso de sal como trazador, comúnmente usado en investigaciones hidrogeológicas en Cuba, pero el fluorímetro es capaz de detectar trazadores a concentraciones mucho menores que el método de concentración de sal y lo que es más importante, evaluar la dinámica del agua subterránea por debajo de la intrusión salina en acuíferos abiertos.

En Cuba, son muy escasas las investigaciones hidrogeológicas empleando colorantes químicos como trazadores para evaluar el caudal y la velocidad de las aguas subterráneas. Según la bibliografía revisada solo se reportan investigaciones de Molerio, que utilizando estos trazadores, identificó la conexión entre zonas de carga y descarga en la Gran Caverna de Santo Tomás (Molerio, 2004).

Características generales y principio de funcionamiento del fluorímetro GGUN-FL24

Un fluorímetro es un instrumento que indica una me-

dida relativa de intensidad de la luz emitida por una muestra que contiene una sustancia fluorescente; la intensidad de la luz fluorescente es proporcional a la concentración de sustancia fluorescente presente. Cada fluorímetro es diferente y será calibrado de modo individual. En la **Figura 1** se aprecia el fluorímetro GGUN–FL24.

Figura 1. Fluorímetro GGUN-FL 24: sonda de medición, caja registradora, cables de conexión y frascos con los dos trazadores (uranina y aminoácido G).

Cualquier fluorímetro en su estructura interna presenta seis componentes básicas y en general se utilizará de forma simultánea hasta tres trazadores diferentes y convenientemente seleccionados (Wilson *et al.*, 1986). Las seis componentes básicas son (**Figura 2**):

(1) Fuente de energía.
(2) Filtro primario (pasa solo la banda seleccionada del espectro de la fuente que corresponde con la banda espectral de excitación de los colorantes seleccionados).
(3) Recipiente de muestra (el ángulo recto en la trayectoria de la luz minimiza la cantidad de luz dispersada alcanzada por el dispositivo detector).
(4) Filtro secundario (pasa solo una banda seleccionada del espectro de emisión del colorante y no la luz que pasa por el filtro primario).
(5) Dispositivo detector (responde a la banda espectral que deja pasar el filtro secundario).
(6) Dispositivo de lectura (entrega un valor proporcional a la luz que incide en el dispositivo detector).

El GGUN-FL24 es un fluorímetro de filtro y su sistema de medición consiste en: una sección de excitación que contiene una fuente de luz cuasi monocromática, un filtro y un lente condensador y una sección de detección orientada 90° con respecto al haz de excitación, con un lente, un filtro y un foto-detector (Schnegg, 2002).

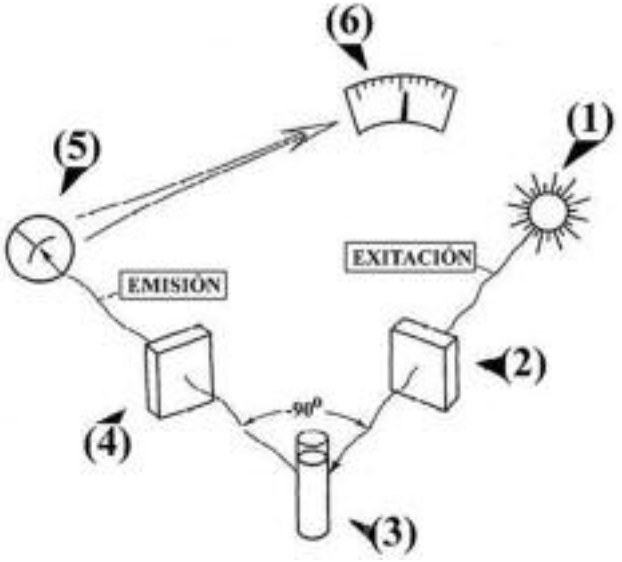

Figura 2. Estructura básica de la mayoría de los fluorímetros de filtros (Wilson *et al*., 1986).

La fluorescencia se mide en un ángulo de 90° en relación a la luz de excitación. Esta geometría se utiliza a fin de evitar la interferencia de la luz de excitación transmitida. El agua a analizar fluye en el interior de la celda óptica del fluorímetro. El sistema óptico está compuesto por cuatro lámparas, tres se dedican a medir las concentraciones de colorantes y una cuarta a medir la turbidez del agua. También está compuesto por tres fotodiodos montados sobre 4 ejes perpendiculares dispuestos en 2 niveles (**Figura 3**). Cada eje está equipado con filtros y lentes de excitación y detección (Schnegg, 2002).

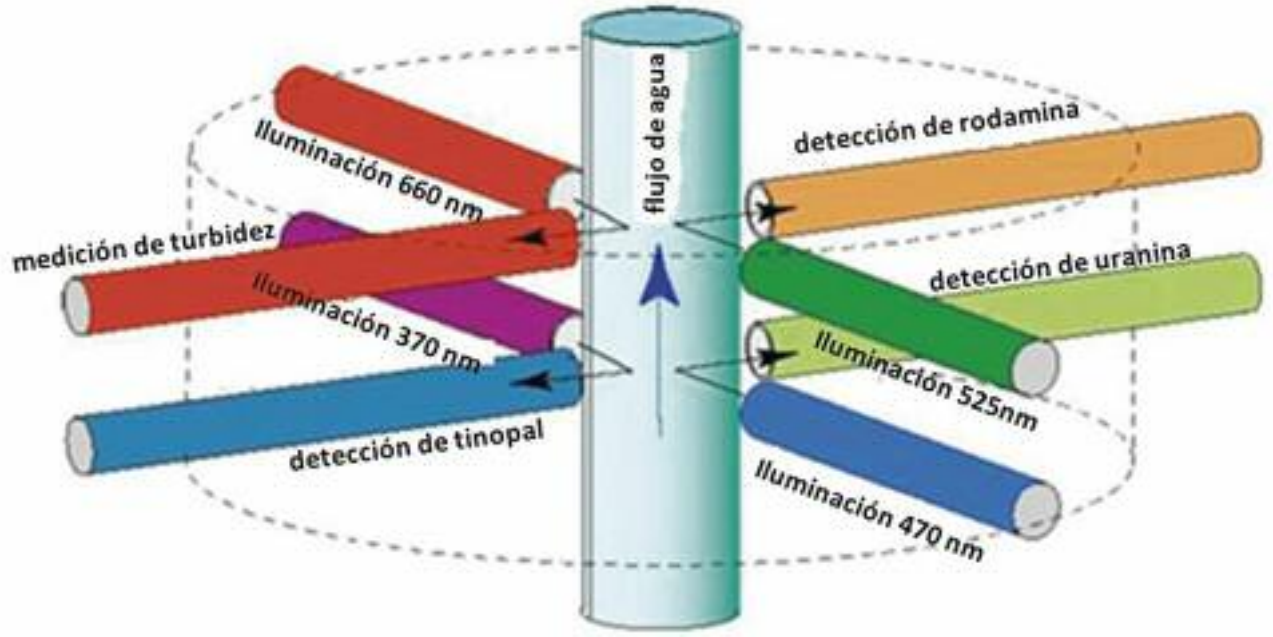

Figura 3. Disposición de las lámparas en el interior del fluorímetro GGUN-FL24 (Schnegg, 2002).

Las fuentes de luz son seleccionadas de acuerdo con los espectros de absorción-emisión de los trazadores. Esta geometría permite la instalación de hasta cuatro sistemas de medición en dos niveles. Uno de los conjuntos se dedica a la medición de la turbidez del agua mientras que los otros tres se utilizan para medir las concentraciones de colorante. La fuente de luz con los máximos espectrales en 370, 470 y 525 nm están acomodados de forma ideal para la excitación de colorantes como: tinopal, uranina y cualquier molécula de la familia de la rodamina (amidorhodamina G, sulforodamina B y rodamina WT) respectivamente (Schnegg, 2002). El objetivo de la lámpara y del filtro de selección es obtener la mayor sensibilidad para detectar el colorante sin sacrificar la selectividad, que no es más que la capacidad de aislar una parte de la fluorescencia espectral de la interferencia potencial del fondo fluorescente (Wilson *et al.*, 1986).

El fluorímetro GGUN-FL24, consta de dos elementos unidos por un cable: el sensor o sonda de medición (en su interior están las lámparas y es por donde pasa el agua que se analiza) y la caja registradora o «*datalogger*» (que almacena los datos en una Tarjeta Compact Flash TCF, o se conecta a una PC mediante un cable RS232, para realizar y grabar las lecturas de las mediciones).

La sonda del fluorímetro contiene un conversor analógico-digital para transformar las señales en modo unipolar de 24 bits. Este dispositivo contiene una o dos baterías de plomo selladas y el circuito necesario para el registro de datos. Entre las especificaciones técnicas del Fluorímetro GGUN-FL24 se destaca: que los trazadores que detecta, son trazadores de las clases I / II / III, (I: uranina, piranina, eosina; II: amidorodamina G, sulforodamina B, rodamina WT; III: Tinopal CBS-X, CBS-CL, ácido amino-G, amoníaco); que puede trabajar para turbidez del agua entre 0.02–100 NTU; registra temperaturas mayores de 2 °C con una precisión de 0.1 °C; el límite de detección de la uranina es de $2x10^{-11}$ g/ml y para otros colorantes (ejemplo: rodamina WT, tinopal, etc.), tiene una sensibilidad de 8 a 10 veces menor; el intervalo de medición es a partir de 5 segundos; presenta una fuente de alimentación de 6 volts; la sonda se conecta a la caja registradora a través de un cable de 4 alambres con 2 conectores a prueba de agua y alcanza una profundidad de inmersión de 70 m; el peso de la sonda es de 2 kg y el peso de la caja registradora con dos baterías es de 6.4 kg (Schnegg, 2009).

El equipo consta del programa FLUO como herramienta de calibración, adquisición y procesamiento de los datos.

Calibración del Fluorímetro

Las lecturas del fluorímetro son valores relativos de intensidad de fluorescencia. Para convertir lecturas a concentraciones de una sustancia fluorescente es necesario calibrar el fluorímetro usando soluciones de concentraciones conocidas, típicamente en unidades de ppb o µg/l. Una calibración es la forma simple la relación entre la lectura del fluorímetro y las concentraciones del colorante (Wilson *et al*., 1986).

Se recomienda calibrar el Fluorímetro de 2 a 3 veces al año, o cuando se vaya a utilizar un nuevo conjunto de trazadores. Además, para la calibración se utilizará la misma agua donde serán realizadas las mediciones o agua destilada.

Utilizando el programa FLUO como herramienta de calibración se crea un nuevo archivo de calibración (Calibrat. New.). El programa FLUO da la opción de calibrar hasta tres trazadores por separados. En este trabajo fue calibrado para agua destilada y para los trazadores uranina y aminoácido G en una concentración de 100 ppb. De modo inicial, la sonda es inmersa en un recipiente con agua destilada y se deja midiendo durante aproximadamente 10 minutos, luego se vierte el primer trazador y se toman lecturas de forma aproximada durante 5 minutos. Más tarde se enjuaga el recipiente y la sonda del fluorímetro con agua destilada para calibrar el segundo trazador. Cuando se tiene solo un trazador en solución se asume una respuesta lineal del fluorímetro y por lo tanto, su calibración necesitará solo una concentración (100 ppb).

La sensibilidad relativa del fluorímetro GGUN-FL24 para diferentes colorantes es similar a un espectrofotómetro de laboratorio. La uranina es la molécula más sensible y es detectada a concentraciones de aproximadamente 8 veces menos que otros colorantes. La variación de concentración más baja a la que puede ser detectada dicho colorante (en aguas claras) es de 0.02 ppb, mientras que para otros trazadores son de 0.14 a 0.2 ppb.

En el proceso de calibración del equipo se necesita medir y corregir el efecto que provoca la turbidez del agua en la fluorescencia, o asumir la corrección propuesta por el fabricante. La turbidez del agua es provocada por la materia insoluble, en suspensión o dispersión coloidal. Es un fenómeno óptico que consiste de forma esencial en una absorción de luz combinado con un proceso de difusión. La experiencia práctica indica, que, con frecuencia, es necesario medir la turbidez del agua, ya que altera la medición debido a dos efectos principales: la reducción de la luz de excitación y la fluorescencia a través de la absorción por partículas en suspensión y la dispersión de la luz de excitación hacia el detector (Schnegg y Nathalie, 1997).

Para eliminar los efectos de la turbidez, el fluorímetro será calibrado con diferentes suspensiones turbias, típicamente 1, 10 y 100 NTU. No obstante, el equipo está calibrado por el fabricante. Tener en cuenta que la relación entre la señal óptica y la turbidez es lineal en el espacio *log-log* (Schnegg, 2002).

Prueba de funcionamiento del fluorímetro en condiciones de laboratorio

Las pruebas para la puesta en funcionamiento del Fluorímetro GGUN-FL24 se realizaron en el laboratorio del Centro de Investigaciones Hidráulicas (CIH) de la Facultad de Ingeniería Civil de la CUJAE, empleando su canal de fluidos, que está constituido por paredes de vidrio, con una sección rectangular de 75 cm de ancho, 52 cm de alto y aproximadamente 5 m de largo. Este canal funciona por recirculación del agua almacenada en la cisterna del laboratorio y el rango de caudales alcanzará un valor máximo aproximado de 8 l/s.

Para diferentes caudales se realizaron mediciones con el fluorímetro GGUN-FL24, las que fueron procesadas con el programa FLUO empleando en cada caso dos colorantes como trazadores: uranina y aminoácido G, El objetivo fue comparar los caudales obtenidos con el fluorímetro y los caudales obtenidos con el método volumétrico.

El caudal Q se define como el volumen de agua V, que pasa por una sección transversal en un determinado tiempo t (**Ecuación 2**), es decir:

$$Q = \frac{V}{t} \quad (2)$$

Entonces, para medir el caudal en un sistema hidráulico, se mide de forma directa el volumen que entrega el sistema en un recipiente en la unidad de tiempo medido con un cronómetro. Este método volumétrico es el más recomendable, sin embargo, a veces es difícil de aplicar, solo resulta útil para caudales pequeños y donde las características físicas lo permitan.

En la **Figura 4** se esquematiza el canal de fluidos que está constituido en lo básico por un canal de sección rectangular con paredes transparentes (1) por el que se hace circular agua. El agua es tomada del depósito de almacenamiento que en este caso es una cisterna (2) mediante una bomba hidráulica (3) y, por medio de la tubería (4) es conducida al tanque sumidero (5), tras lo cual circula por el canal, que descarga en el depósito de captación (6) para luego pasar a la tubería de desagüe (7).

La **Figura 5** muestra el canal de fluidos del laboratorio del CIH. En este canal se determina el caudal a través del método volumétrico.

Para definir la cantidad de trazador a inyectar (masa del trazador) existen muchas fórmulas empíricas, una de las más usadas es la fórmula de Martel (**Ecuación 3**), que establece (Colectivo de Autores, 2012):

$$P = L * Q \quad (3)$$

donde P es el peso del trazador a inyectar [kg], L es la distancia en línea recta desde el punto de inyección hasta la surgencia más cercana [km] y Q el caudal en la surgencia con más caudal [m^3/s].

Teniendo en cuenta las condiciones de medición se aplicó la **Ecuación 3** y se estimó que la masa del trazador a inyectar debía ser de 0.025 g. El procedimiento de medición en el laboratorio es expuesto a continuación:

1) Disponer de agua en la cisterna del laboratorio.
2) Conectar la sonda de medición y la caja registradora mediante el cable de conexión.
3) Colocar la sonda del fluorímetro en un extremo del canal de fluidos, asegurándose que el orificio de entrada del detector esté bien cubierto de agua para su correcto funcionamiento.
4) Disponer de deflectores de corriente u obstáculos en el canal de fluidos, a cierta distancia uno del otro, para lograr una buena mezcla del trazador con el agua.

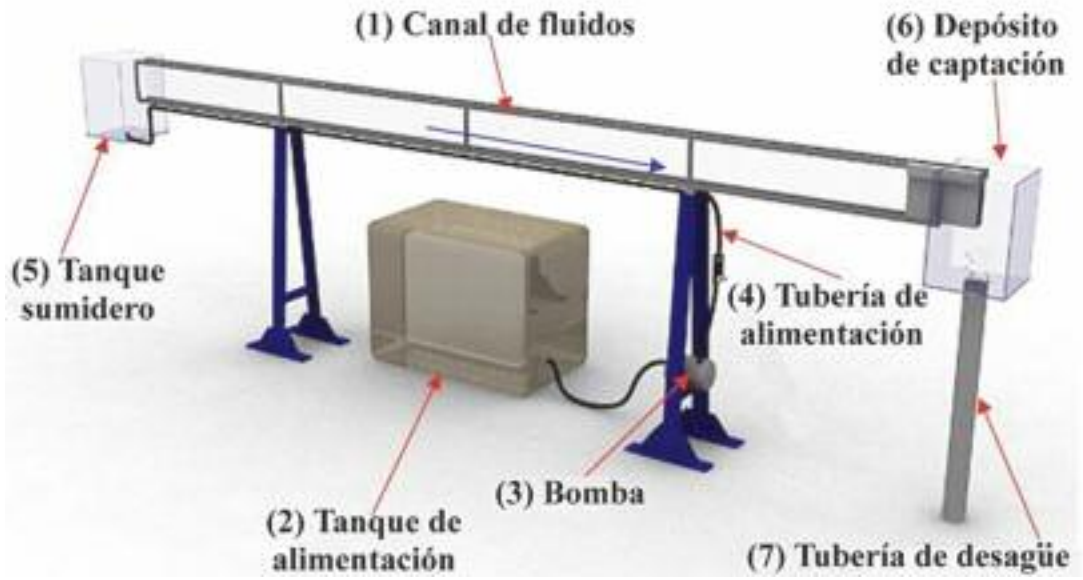

Figura 4. Montaje y disposición del canal de fluidos (Tabare, *et al.*, 2009).

Figura 5. Canal de fluidos del laboratorio del CIH, Facultad de Ingeniería Civil, CUJAE.

5) Dejar circular agua por el canal durante un tiempo de aproximadamente 10min, antes de encender la caja registradora o *datalogger*.
6) En la caja registradora (o *datalogger*) seleccionar SR=0, que es el módulo que permite estar conectado a una computadora de forma direta, para un tiempo de medición de 10 s (**Figura 6**).
7) Ingresar al programa FLUO y seleccionar Uranina, Aminoácido G y turbidez.
8) Una vez encendido el *datalogger*, pulsar en *new acquisition* (nueva adquisición de datos), de forma que el programa FLUO comience a registrar y graficar los datos de concentración y turbidez cada 10 s.
9) Una vez que se alcanza una señal base estable, en un extremo del canal de fluidos se realiza la inyección puntual (o sea, de una sola vez) de 0.025 g del trazador uranina, procedimiento que se repite para el otro trazador, es decir para el aminoácido G (**Figura 7**).
10) Observar las variaciones de concentración del trazador y el desarrollo de la gráfica que aparece en la computadora.
11) Al descender la concentración de los trazadores hasta la línea base, pulsar stop en el programa, luego pulsar el botón *Process mV* y abrir el archivo con los datos registrados. Seleccionar solo el trazador del que se desea visualizar su curva, para después colocar la cruz roja en el punto en el que inicia el ascenso brusco de la curva y la cruz amarilla en el punto en el que finaliza la misma.
12) Hacer doble *click* sobre la cruz amarilla, especificar al programa la cantidad de trazador inyectado en gramos (masa). Presionar *enter* y leer el valor del caudal en l/s que el programa ofrece (**Figura 8**).

El caudal se obtiene a partir de la **Ecuación 4**:

$$Q = \frac{A}{\int_0^{\infty} c(t)dt} \qquad (4)$$

donde Q es el caudal, A es la masa del trazador y c(t) es la concentración medida con el fluorímetro.

Figura 6. Vista del «*datalogger*» mostrando los controles para la selección del ritmo de muestreo (SR y de las cuatros lámparas (1-4).

Figura 7. Canal de fluido donde se vierte el trazador a un extremo. Se observa el movimiento del trazador dentro del canal de fluido y la sonda de medición del fluorímetro sumergida en el agua.

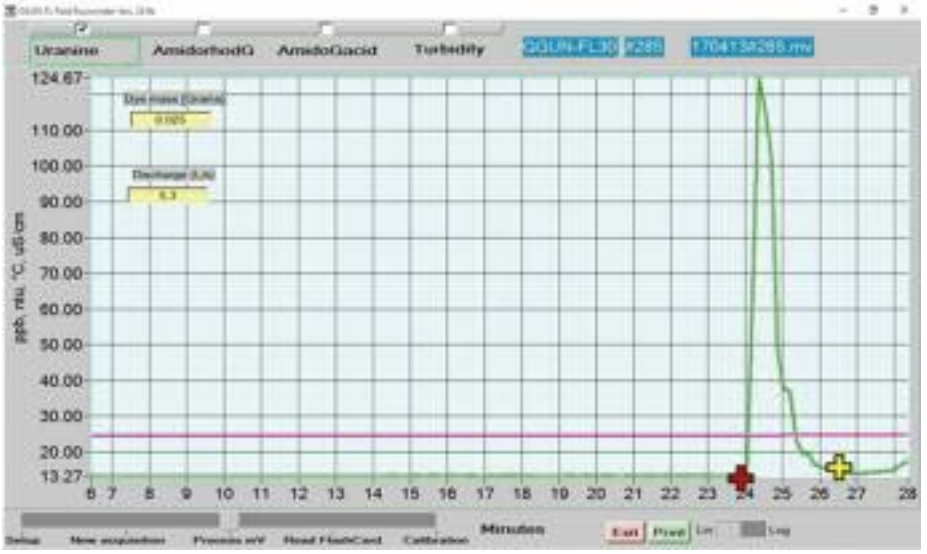

Figura 8. Curva de concentraciones del trazador (verde) y de temperatura (línea paralela al eje de abscisas) visualizadas en el programa FLUO.

RESULTADOS OBTENIDOS

Los resultados de las medidas de caudal por el método volumétrico y empleando el fluorímetro, obtenidos a partir del ensayo realizado en el laboratorio, se recogen en la **Tabla 1.**

Para validar el correcto funcionamiento del fluorímetro, fueron aplicadas técnicas estadísticas con el objetivo de verificar si existen o no diferencias significativas entre las mediciones del caudal al emplear el método volumétrico y también el fluorímetro. Las técnicas empleadas fueron: prueba de hipótesis no paramétrica para verificar igualdad de media de dos muestras (Prueba Wilcoxon-Mann-Whitney), prueba de hipótesis no paramétrica para verificar igualdad de medias poblacionales de un grupo de muestras (Criterio no paramétrico de Kruskal-Wallis) y análisis de correlación entre las variables medidas.

La prueba Wilcoxon-Mann-Whitney arrojó que los valores medios del caudal determinado por el método volumétrico y empleando el fluorímetro son iguales, con una probabilidad del 95 %.

La prueba Kruskal-Wallis se empleó para determinar si existían o no igualdad de medias poblacionales entre los valores de caudales determinados por el método volumétrico, utilizando uranina y el aminoácido G. Se obtuvo que los valores medios del caudal determinado por el método volumétrico y midiendo con el fluorímetro, usando uranina y aminoácido G, son iguales, para una probabilidad del 95 %.

Para finalizar, fue estudiada la correlación estadística entre el caudal medido por los diferentes métodos. Para ello fue empleado el coeficiente de correlación de Pearson y se verificó la hipótesis de existencia de correlación lineal.

Tabla1. Valores de caudal medidos por el método volumétrico y empleando el fluorímetro

$Q_{Volumétrica}$ [l/s]	$Q_{Fluorímetro}$ [l/s]	
	$Q_{Uranina}$ [l/s]	$Q_{Amino\ Ácido\ G}$ [l/s]
3	**2.2**	**3.3**
3	**2.4**	**2.9**
3	**2.4**	**3.1**
3	**2.6**	**3.8**
3.8	**3.8**	**3.6**
4.6	**3.9**	**5.6**
4.9	**3.1**	**5.5**
4.9	**3.8**	**4.2**
4.9	**4.9**	**4.6**
5.8	**5.7**	**7.1**
5.8	**5.6**	**7**
5.8	**5.7**	**7**
6	**5.1**	**6.8**
6.1	**5.4**	**6.5**
6.3	**5.3**	**6.1**
6.3	**5.3**	**6.2**

La **Figura 9**, muestra el análisis de regresión entre los valores de caudal obtenidos con el fluorímetro y obtenidos con el método volumétrico. Se presenta también para cada caso la ecuación de regresión lineal, el coeficiente de correlación lineal calculado (R) y su intervalo de confianza para una probabilidad del 95 %. En todos los casos se verificó que existe correlación lineal entre las variables y que esta correlación es estable para un 95 % de probabilidad. También se aprecia que la ecuación de regresión lineal presenta, en todos los casos, pendiente cercana a la unidad e intercepto cercano a cero, lo que ratifica que los resultados obtenidos son estadísticamente iguales independientes del método empleado.

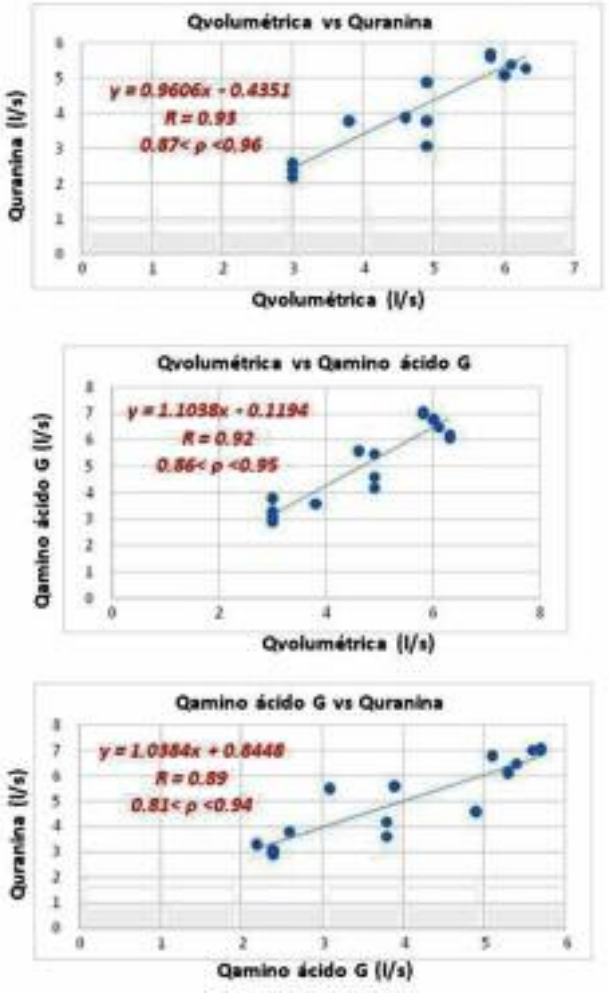

Figura 9. Análisis de regresión y correlación estadística entre los valores de caudal obtenidos con el fluorímetro y con el método volumétrico.

CONCLUSIONES

El trabajo realizado permitió conocer las características generales y el principio de funcionamiento del Fluorímetro GGUN-FL24, su calibración y validación en condiciones de laboratorio, demostrando que el equipo se encuentra en adecuadas condiciones para su introducción en las investigaciones hidrogeológicas en Cuba, aunque debe verificarse su funcionamiento para caudales superiores a 6 l/s.

La sencillez del montaje del equipo y su versatilidad de operación con el apoyo del programa FLUO, hacen que el empleo de trazadores fluorescentes sea un método alternativo válido, rápido y práctico para el estudio de la dinámica de las aguas subterráneas y la determinación de las propiedades hidrogeológicas de los acuíferos.

Se recomienda desarrollar un proyecto de investigación conjunto entre el Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos y el Departamento de Geociencias de la CUJAE, con el objetivo de validar el funcionamiento del Fluorímetro GGUN–FL24 en condiciones de campo y generalizar la introducción de trazadores fluorescentes en estudios hidrogeológicos en Cuba. De igual manera se recomienda organizar seminarios y talleres para preparar a los especialistas en el uso de este método y de este equipamiento.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer a la dirección del Centro de Investigaciones Hidráulicas de la Facultad de Ingeniería Civil de la CUJAE, por facilitar sus instalaciones para el desarrollo de esta investigación. Sin este apoyo no hubiera sido posible obtener los resultados presentados.

REFERENCIAS

Aquilanti, L.; Clementi, F:; Nanni, T.; Palpacelli, S.; Tazioli, A.; Vivalda, P., 2016, «DNA and fluorescein tracer tests to study the recharge, groundwater flow path and hydraulic contact of aquifers in the Umbria-Marche limestone ridge (central Apennines, Italy)». Environmental Earth Science, 2016, vol. 75, num 626, pp.1-17.

Bikse, J., A. Babre, A. Delina Y K. Popovs. 2013, «Analysis of multicomponent groundwater flow in karst aquifer by cfc, tritium, tracer test and modelling, case study at Skaistka vicinity, Latvia». University of Latvia, Faculty of Geography and Earth Sciences.

Colectivo de Autores, 2012, «Ensayos de Trazador». Unión de Espeólogos Vascos. pp. 204.

Molerio, L., 2004, «El enlace absorción – descarga de la Gran Caverna de Santo Tomás: evidencias derivadas de un ensayo con trazadores artificiales». *Revista Ingeniería Hidráulica y Ambiental*, vol., XXV, núm 3, pp. 22-26

Petrick, M.; Kogovsek, J., 2016, «Identifying the characteristics of groundwater flow in the Classical Karst area (Slovenia/Italy) by means of tracer tests». Environmental Earth Scince, vol. 75, núm 1446, pp. 1-13.

Schnegg, P.-A., 2002, «An inexpensive field Fluorometer for hydrogeological tracer tests with three tracers and turbidity measurement». Groundwater and Human Development, University of Neuchatel, Switzerland., pp: 1484-1488.

Schnegg, P.-A., 2009, Manual del Usuario, Fluorímetro GGUN–FL. University of Neuchatel, Switzerland, 30 pp.

Schnegg, P.-A., y D. Nathalie, 1997, An inexpensive flow-through field fluorometer. 6th Conference on Limestone Hydrology and Fissured Media.

Schnegg, P.-A., R. Flynn, 2001, Online field fluorometers for hydrogeological tracer tests.University of Neuchâtel, Switzerland. 2001, pp: 29-36.

Sola, F., A. Vallejos, F. Diez, J. Juárez, M. Fernández y J. López, 2011, «Estimación del tiempo de tránsito en un acuífero detrítico costero sometido a bombeo, delta del río Andarax (Almería)». *GEOGACETA*, vol. 50, núm 1, p. 11-21.

Tabare, J., A. Gonzáles, R. Miranda Y R. Rodolfo, 2009, Determinación de caudal en un canal abierto didáctico, utilizando trazador fluorescente. Universidad Nacional de Asunción. Técnicas Nucleares-Ingeniería Química. pp. 9.

Wilson, J., E. Cobb y A. Frederick, 1986, Fluorometric Procedures for dye tracing. En: eds. Techniques of water resources investigations of the United States Geological Survay. pp. 44.

Fue: recibido 18-septiembre-2020
corregido 25-septiembre-2020
aprobado 14-octubre-2020

Transformación del campo gravitacional para la separación de la contribución de distintas fuentes de anomalías en la exploración petrolera en Cuba. Caso Vertientes-La Gloria.

Aliss María Bejerano Kindelan[1], José Gemen Luís Prol Betancourt[2] y María Caridad Rifá Hernández[3]

[1] *Ingeniera Geofísica. Centro de Investigación del Petróleo (Ceinpet), La Habana, Cuba. Correo eletrónico: aliss@digi.cupet.cu.*

[2] *Ingeniero Geofísico. Doctor en Ciencias Técnicas. Profesor Auxiliar del Centro Politécnico del Petróleo (cpp) y de la Universidad Tecnológica de La Habana «José Antonio Echeverría», cujae. Investigador Auxiliar del Centro de Investigación del Petróleo (Ceinpet), La Habana, Cuba. Correo electrónica: prol@digi.cupet.cu.*

[3] *Ingeniera Geofísica. Máster en Geofísica Aplicada a la Exploración de Petróleo y Gas. Profesora entrenadora del Centro Politécnico del Petróleo. Instructora de la Universidad Tecnológica de La Habana «José Antonio Echeverría», cujae, La Habana, Cuba. Investigador Auxiliar del Centro de Investigación del Petróleo. Correo electrónica: rifa@digi.cupet.cu.*

RESUMEN

La exploración petrolera en Cuba tiene como propósito explotar los yacimientos existentes y explorar nuevas áreas de interés. En la Franja Petrolera Norte Cubana, donde se encuentran las mayores reservas del país, se explota hidrocarburo en rocas carbonatadas plegadas del paleomargen continental. La aplicación de técnicas convencionales de procesamiento e interpretación del campo gravitacional, han conducido a modelos inadecuados en condiciones geológicas complejas, lo que ha dificultado la separación de la contribución de distintas fuentes de anomalías en la región. El área de investigación Vertientes-La Gloria, localizada en parte de las provincias Ciego de Ávila y Camagüey, presenta gran atractivo petrolero debido a las manifestaciones de hidrocarburos en superficie y en pozo. En ella no afloran los sedimentos plegados del paleomargen continental y los pozos existentes tampoco cortan estas secuencias. El Mínimo Norte Cubano, anomalía gravitacional donde se hallan los yacimientos reconocidos hasta hoy, se extiende hacia la región investigada; lo que es probable encontrar estos sedimentos bajo las rocas ígneas que afloran en el sector. La metodología de esta investigación se basa en el estudio del campo gravitacional en diferentes bandas del espectro de frecuencia con la aplicación de la técnica del Espectro de Potencia Promediado Radialmente, el cual permitió segregar la contribución de distintas fuentes de anomalías en la región.

Palabras claves: paleomargen continental, espectro de potencia, campo gravitatorio, campo magnético, modelación compleja.

ABSTRACT

The oil exploration in Cuba aims to exploit existing fields and explore new areas of interest. In the Northern Cuban Oil Belt, where the country's largest reserves are located, hydrocarbon is exploited in folded carbonate rocks of the continental paleomargin. The

application of conventional techniques of processing and interpretation of the gravitational field have led to inadequate models in complex geological conditions, which has made it difficult to separate the contribution of different sources of anomalies in the region. The Vertientes-La Gloria research area, located in part of the Ciego de Ávila and Camagüey provinces, has great oil appeal due to the manifestations of hydrocarbons on the surface and in the well. In it the folded sediments of the continental paleomargin do not emerge and the existing wells do not cut these sequences either. The Cuban Minimum North, a gravitational anomaly where the deposits recognized to date are found, extends towards the investigated region; what is likely to find these sediments under the igneous rocks that emerge in the sector. The methodology of this research is based on the study of the gravitational field in different bands of the frequency spectrum with the application of the Radially Averaged Power Spectrum technique, which allowed segregating the contribution of different sources of anomalies in the region.

Keywords: continental paleomargin, spectrum of power, gravitational field, complex modelation.

RESUMO

O objetivo da exploração de petróleo em Cuba é explorar os campos existentes e explorar novas áreas de interesse. No cinturão de petróleo cubano do norte, onde estão as maiores reservas do país, o hidrocarboneto é explorado em rochas carbonáticas dobradas da paleomargem continental. A aplicação de técnicas convencionais de processamento e interpretação do campo gravitacional levou a modelos inadequados em condições geológicas complexas, o que dificultou separar a contribuição de diferentes fontes de anomalias na região. A área de pesquisa de Vertientes-La Gloria, localizada em parte das províncias de Ciego de Ávila e Camagüey, possui grande apelo de petróleo devido às manifestações de hidrocarbonetos na superfície e no poço. Nele, os sedimentos dobrados da paleomargem continental não emergem e os poços existentes também não cortam essas seqüências. O Norte Mínimo Cubano, uma anomalia gravitacional onde se encontram os depósitos reconhecidos até hoje, se estende em direção à região investigada; o que provavelmente encontrará esses sedimentos sob as rochas ígneas que emergem no setor. A metodologia desta pesquisa baseia-se no estudo do campo gravitacional em diferentes bandas do espectro de frequências com a aplicação da técnica Radial Averaged Power Spectrum, que permitiu segregar a contribuição de diferentes fontes de anomalias na região.

Palavras chaves: paleomargen continental, espectro de poder, campo gravitacional, campo magnético, modelación complexo.

INTRODUCCIÓN

Los yacimientos de la Franja Petrolera Norte Cubana (FPNC) producen el mayor volumen de petróleo del país (Otero-Marrero *et al*., 2013). Allí, los pozos cortan las secuencias carbonatadas de las Unidades Tectono-Etratigráficas (UTE) Placetas y Camajuaní. En algunos casos, las perforaciones atraviesan enormes espesores de serpentinitas antes de entrar en los sedimentos de talud (Sánchez-Arango *et al.*, 1985).

En zonas aledañas al área de investigación Vertientes-La Gloria (**Figura 1**), se destacan los pozos perforados en 1950, en las localidades Cristales y Jatibonico, los cuales reservan crudo en rocas efusivo-sedimentarias o sedimentos depositados durante la orogenia y sin conocerse aún por las perforaciones su roca generadora (Linares-Cala *et al*., 2011; Rifá-Hernández, 2012).

En el área de investigación Vertientes-La Gloria, no se ha comprobado la existencia de yacimientos petroleros, ni tampoco pozos que corten las secuencias carbonatadas del paleomargen continental; sin embargo, pueden hallarse numerosas manifestaciones de hidrocarburos en pozo y en superficie.

Según afloramientos y datos de pozos, el corte geológico está constituido por secuencias del margen continental de Bahamas representado por rocas de la plataforma carbonatada UTE Remedios (Linares-Cala *et al.*, 2011; Jiménez de la Fuente, 2015),

Figura 1. Ubicación del sector de investigación Vertientes-La Gloria. Modificado de www.google.com (Febrero, 2019).

del paleotalud continental UTE Placetas y Camajuaní (Linares-Cala *et al*., 2011; Iturralde-Vinent, 2012) y el Terreno Zaza (Linares-Cala *et al.*, 2011; Prol-Betancourt *et al*., 2011; Iturralde-Vinent, 2012), cubiertas o no, por las secuencias sinorogénicas correspondientes del Cretácico Superior-Eoceno Medio. Sobre estas secuencias tectónicamente emplazadas, yacen con discordancia angular y estratigráfica los depósitos postorogénicos del Eoceno Superior-Neógeno-Cuaternario (**Figura 2**).

Las rocas pertenecientes a las UTE Placetas y Camajuaní, son rocas madres, reservorios y trampas por excelencia de petróleo en Cuba y representan un patrón a seguir en la búsqueda de hidrocarburos debido a que todos los yacimientos, explotados hasta la actualidad, están asociados a estas unidades. Es por ello, que el enfoque en la búsqueda petrolera se basa en lo fundamental, en la detección de zonas donde con mayor probabili- dad estén elevadas estas secuencias del paleomargen continental, que existen en forma de escamas tectónicas yuxtapuestas, de forma presumibl, por debajo del Arco Volcánico Cretácico (AVC) y las ofiolitas.

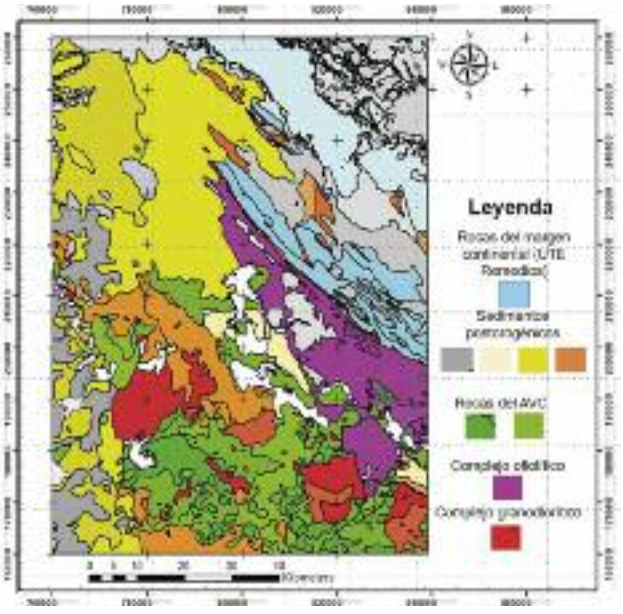

Figura 2. Mapa geológico del área de investigación a escala 1:100000 (Base de datos del Instituto de Geología y Paleontología).

El Terreno Zaza resulta de gran importancia para esta investigación pues, aunque estas rocas no son generadoras, en algunos lugares de Cuba se han encontrado hidrocarburos asociados a estas; se presume que esto sucede producto de la migración del crudo, tal y como ocurre en el yacimiento Cantel (al sur del yacimiento Varadero).

Fundamentos teóricos

Según el análisis de los antecedentes, esta investigación se basa en el modelo geológico esquemático conceptual que relaciona las UTE Placetas, Camajuaní, Remedios y el Terreno Zaza con los campos gravitatorio y magnético que estas generan (Prol-Betancourt *et al.*, 2016). Las curvas de los campos gravimétricos y magnéticos son las curvas observadas representadas de forma esquemática (**Figura 3**).

En el modelo, de sur a norte se observa un máximo gravimétrico y un máximo magnético asociados a grandes espesores del Terreno Zaza, con elevados valores de la densidad y de la susceptibilidad magnética respectivamente, que alcanzará hasta 8 km de espesor.

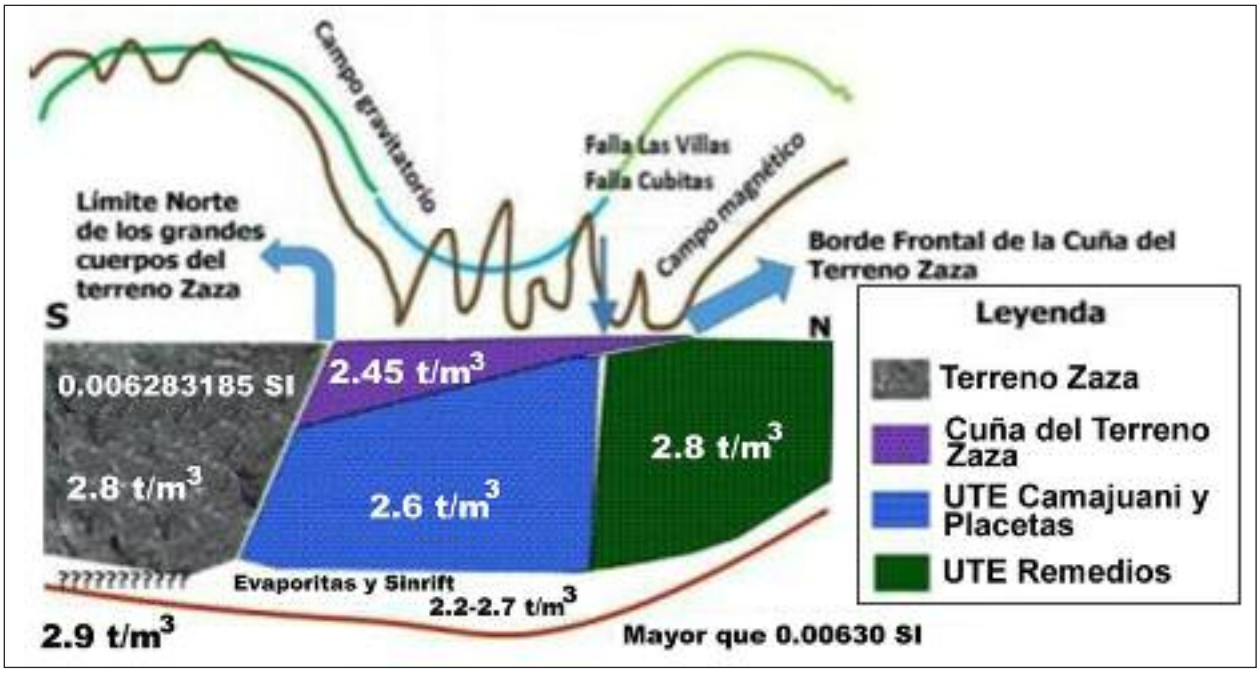

Figura 3. Modelo geológico conceptual de las UTE y el Terreno Zaza y los campos que estas generan (Modificado de Prol-Betancourt *et al*., 2016).

El carácter ruidoso de la anomalía magnética se explica debido a la presencia de heterogeneidades en la parte más somera de los cuerpos magnetizados, con la consecuente variabilidad de sus propiedades magnéticas (Prol-Betancourt, 1975; García-Martínez *et al*., 2018).

MATERIALES Y MÉTODOS

Materiales

Para esta investigación se utilizó el mapa gravimétrico de la República de Cuba a 1:50000 (Modificado de Linares-Cala *et al*., 2017). Esta información pertenece a la Base de datos del Instituto de Geología y Paleontología (IGP) (**Figura 4**).

Métodos

El dato gravimétrico fue procesado con los softwares *Surfer versión* 11 y el *Geosoft Oasis Montaj* versión 8.3.3.

Las mallas primarias o grids fueron generadas con un nivel de expansión específico, de forma tal que se atenuaban al máximo los efectos de bordes de la función, es decir, las reverberaciones causadas por el

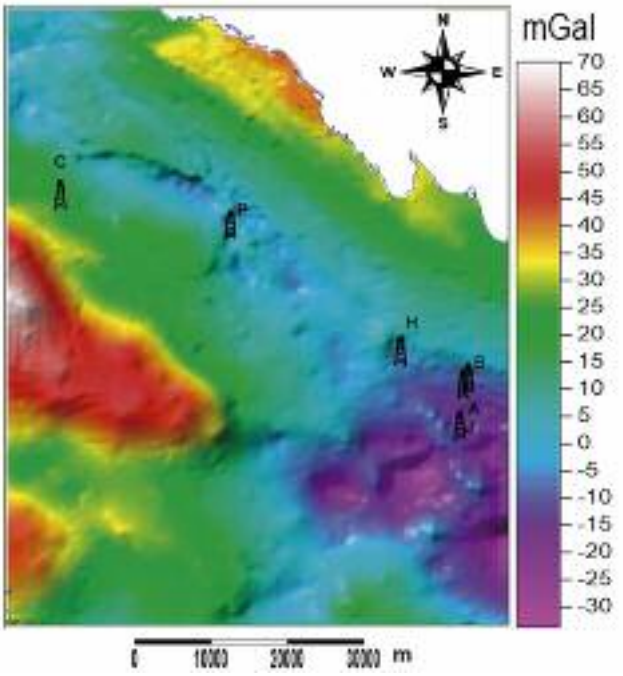

Figura 4. Mapa de anomalías de *Bouguer.*

fenómeno de Gibbs. Eliminar este fenómeno, origina que el espectro de la función en sus límites sea continuo tendiendo a cero. Esto se logra mediante las modalidades de la función *tapering* en el *Geosoft Oasis Montaj* (Geosoft-Inc, 2015).

Para la regularización de los datos se interpolaron mediante el método Kriging los valores de anomalía en Reducción de Bouguer a una distancia de 200 m, con lo cual se garantizó la recuperación de la función de entrada sin *aliasing*. Para comprobar que el proceso de interpolación había sido conducido de forma correcta, se representó sobre el mapa de isolíneas obtenido, la red original de los puntos de los levantamientos utilizados; de esta forma se demostró que las isolíneas satisfacían los valores correspondientes a los mencionados puntos (*Golden-Software*, 2012). Una vez comprobada la exactitud de los valores interpolados en el *grid*, se extrajo la red a 0.5 km, para después aplicar los filtros que se habían elegido para el procesamiento. Las transformaciones del campo se efectuaron con el objetivo de resaltar aquellas componentes anómalas que son de interés de acuerdo con el objetivo o tarea geológica planteada y en una primera aproximación, deben eliminar o reducir la influencia de los ruidos y resaltar las componentes de baja o alta frecuencia, según sea el interés.

Determinación de profundidades a partir del análisis espectral.

Este método genera una estimación de la profundidad de los contrastes de densidad significativos en la corteza (Studinger *et al*., 1997). El análisis espectral como método de estimación de la profundidad de un cuerpo que origina una anomalía, se realiza en el dominio de la frecuencia y permite evaluar cómo se distribuye la energía en función de la frecuencia.

En sus inicios, el método asume que las interfases son horizontales con pequeñas variaciones en su relieve. La variación gravitacional de esta topografía del subsuelo puede ser descrita en el dominio de la frecuencia a partir del primer término de la expansión de Parker (1972, citado por Studinger *et al*., 1997). Asumiendo un grupo de fuentes prismáticas distribuidas sobre la topografía del subsuelo, el espectro de potencia de la gravedad de un conjunto de cuerpos prismáticos, revela una relación casi lineal entre el número de onda y la densidad del espectro de potencia (PSD).

Si se grafica el logaritmo natural del espectro de potencia promediado radialmente (Radially Averaged Power Spectrum) de la anomalía de *Bouguer* versus el número de onda, resultan muchos segmentos lineales los que corresponden a la profundidad media de los contrastes de densidad. La profundidad media a la fuente es proporcional a la pendiente de la línea que mejor ajusta a la curva (Studinger *et al*., 1997).

Dentro de las condiciones que debe cumplir un área de estudio, para la obtención de resultados óptimos a partir de la aplicación de esta herramienta, se encuentran:

- Una distribución espacial de los datos uniforme
- Provincias de geología uniforme
- Gran extensión de la zona de estudio como para resolver la longitud de onda larga.

Considerando un mallado, en el que se incluyan varias fuentes (mallado de gran tamaño), la profundidad estadística de los topes de las fuentes podría ser determinada calculando el logaritmo del espectro (**Ecuación 1**).

$$LogE(r) = 4\pi hr \quad (1)$$

Donde h es la profundidad estimada por medio de la Ecuación (**Ecuación 2**).

$$h = \frac{1}{4\pi}\frac{LogE(r)}{r} \quad (2)$$

Donde $\frac{LogE(r)}{r}$ es la derivada del espectro de potencias.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El filtrado digital de los datos gravimétricos de *Bouguer*, implica siempre una atenuación selectiva de las frecuencias presentes en la función de entrada de acuerdo con la característica de amplitud del filtro utilizado. Los datos medidos se transforman al dominio de frecuencia mediante la Transformada Rápida de Fourier (FFT de sus siglas en inglés *Fast Fourier Transform*). La transformada de Fourier es una función compleja, y su módulo expresa el aporte que significa la amplitud de las componentes de la función de entrada según sus frecuencias correspondientes. Esta última función se conoce como el espectro de amplitud y el cuadrado del espectro de amplitud es el espectro de potencia.

Con el fin de separar la contribución de distintas fuentes de anomalías de gravedad, se calculó el espectro de potencia promediado radialmente (**Figura 5**). Este método propuesto por Spector y Grant (1970), permite separar la contribución de las distintas fuentes de la anomalía de gravedad en función del número de onda radial de la señal completa. Este proceso puede ser realizado previamente, sin conocer de forma necesaria la geometría de los cuerpos fuentes y su contraste con la roca circundante.

El espectro de potencia promediado radialmente para el área de investigación presenta tres pendientes La primera se localiza entre las frecuencias 0.03 y 0.06 y corresponde a los efectos más regionales; la tercera entre 0.18 y la frecuencia de Nyquist se asocia a fuentes muy someras, a los ruidos geológicos y a los errores propios el levantamiento; y la segunda, de interés para la exploración, entre 0.08 y 0.18 (**Figura 6**). La profundidad media de las fuentes se determina por la expresión matemática de Spector y Grant (1970).

Según la **Ecuación 2**, se estimarán las profundidades de las fuentes, bajo la suposición de que las fronteras se aproximan por los topes de prismas cuyas bases tienen la misma dimensión que la celda de la malla. El método establece que la pendiente del espectro de potencia promediado radialmente es proporcional a la profundidad promedio de la frontera que genera las anomalías locales (Meskó-Atila, 1984) (**Tabla 1**).

La segregación de las diferentes fuentes de anomalías gravimétricas fue posible a partir de las transformaciones realizadas a los datos de anomalía de *Bouguer*. Profundidades promedios de 10.34 km, que corresponden a las fuentes de efecto regional, 2.38 km a la profundidad objetivo para la exploración y 0.0031 km a la frecuencia de *Nyquist*, asociada a fuentes muy someras, ruidos geológicos y errores propios el levantamiento

CONCLUSIONES

- El análisis de la red de datos gravimétricos con el espectro radial promediado de potencia permitió seleccionar el mapa de anomalías locales óptima para la región de investigada y estimar la profundidad promedio de las fuentes.
- Las transformaciones realizadas a los datos gravimétricos de *Bouguer* permitieron separar la contribución de distintas fuentes de anomalías. Fuentes de un efecto regional a una profundidad de 10.34 km correspondiente a las frecuencias 0 y 0.08 Hz. Otro entre las frecuencias de 0.18 y la frecuencia

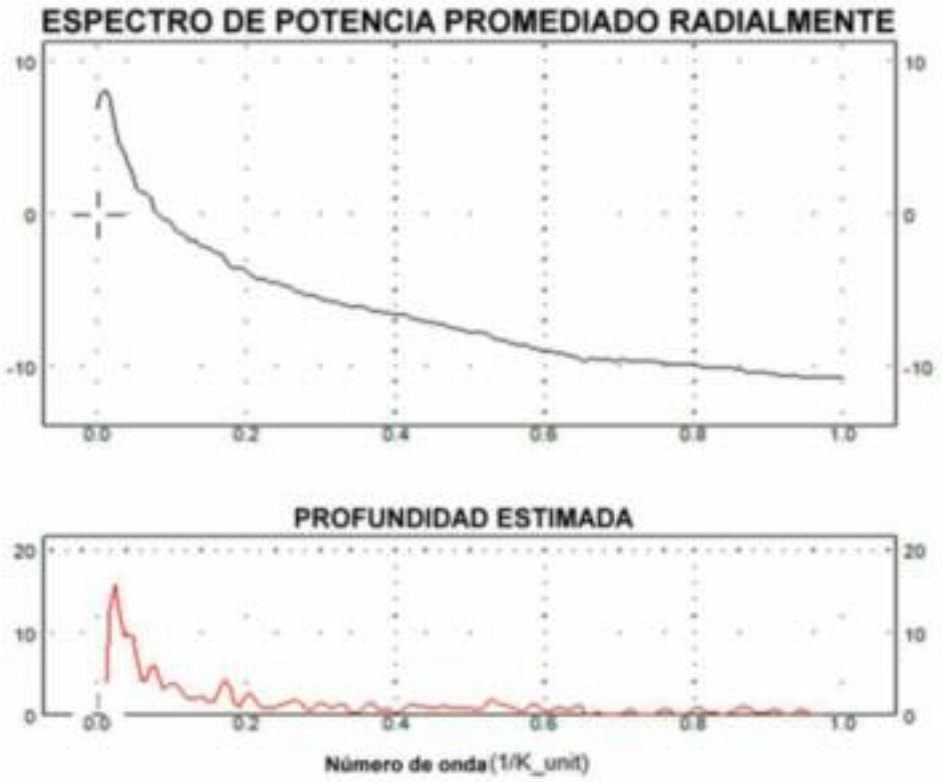

Figura 5. Espectro de potencia promediado radialmente de los datos gravimétricos.

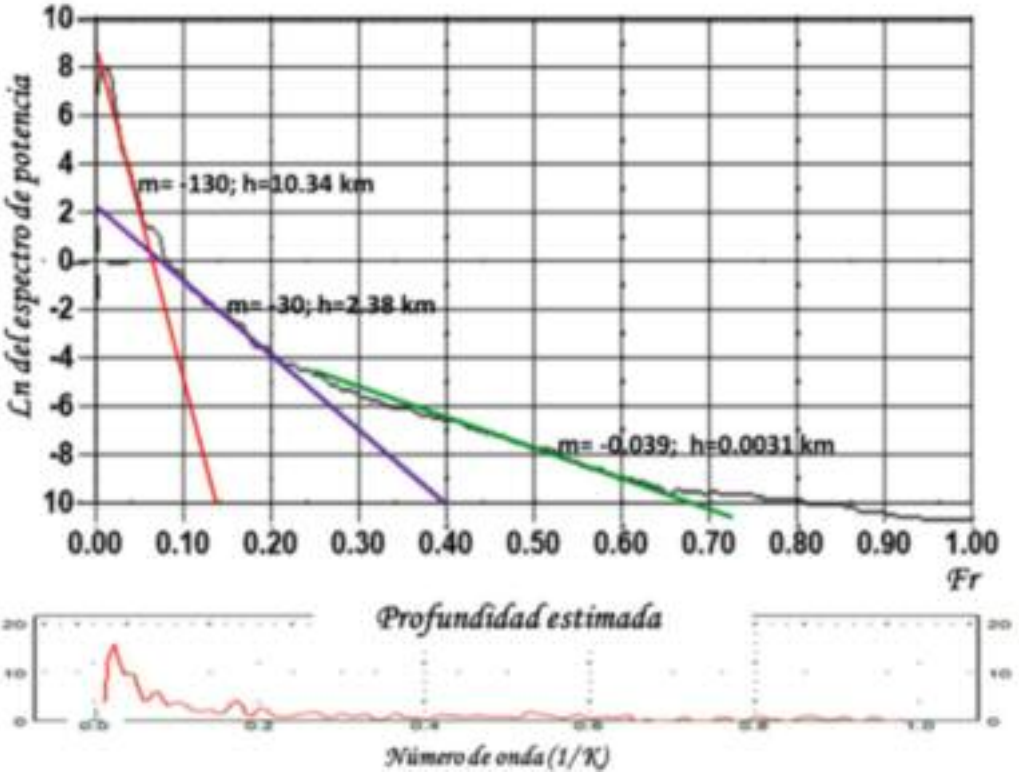

Figura 6. Espectro radial de potencia promediado de los datos gravimétricos.

Tabla 1. Valores de pendiente y profundidad media de las fuentes.

Intervalo de frecuencias [Hz]		Pendiente	Fuentes	h [km]
Desde	Hasta			
0.03	0.06	-130	Efectos más regionales.	10.34
0.08	0.18	-30	Objetivo para la exploración	2.38
0.38	Frec. de Nyquist (0.52)	-0.039	Muy someras, ruidos geológicos y errores propios el levantamiento.	0.0031

de Nyquist, con una profundidad estimada de 0.0031 km, asociada a fuentes muy someras, ruidos geológicos y errores propios el levantamiento. Para terminar, las fuentes vinculadas a las frecuencias entre 0.08 y 0.18 Hz, con una profundidad media estimada de 2.38 km, representan el objetivo para la exploración.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

García-Martínez, A., Bejerano-Kindelán, A.M., Baez-Gutiérrez, R., Carbonell-López, 2018, Métodos Geofísicos Aplicados a la búsqueda, prospección y exploración de yacimientos de hidrocarburos. *In Proyecto Final en Cuba Oriental*. La Habana: Universidad Tecnológica de La Habana «José Antonio Echeverría», CUJAE.

***Geosoft*-INC.** 2015. Manual de usuario *Oasis Montaj* (Version for 8.3.3). 2015.

***Golden-Software*,** 2012, Manual de usuario *Surfer* 11. (U.S., 2012. Designers: LAW, U.S.A.C.

Iturralde-Vinent, M., 2012, Geología y Paleogeografía. Unidades Tectono-Estratigráficas. Compendio de Geología de Cuba y del Caribe, vol. II.

Jiménez de la Fuente L., 2015, Evaluación geólogo-geomorfológica para la búsqueda de hidrocarburos en las provincias de Las Tunas y Holguín. In *Facultad de Ciencias Técnicas*. Pinar del Río: Universidad de Pinar del Río «Hnos. Saíz Montes de Oca».

Linares-Cala, E., Díaz-Ramírez, G., Castro-Alfonso, L., 2017, Perspectivas gasopetrolíferas de los bloques 17 y 18. Norte de las provincias Las Tunas y Holguín. CD-ROM VII Convención de Ciencias de la Tierra, 2017.

Linares-Cala, E., García-Delgado, D., Delgado-López, O., López-Rivera, J.G., Strazhevich, 2011, *Yacimientos y manifestaciones de hidrocarburos de la República de Cuba*. Edtion ed. La Habana: Centro de Investigación del Petróleo. 483 p. ISBN 978-959-7117-33-9.

Meskó-Atila, 1984, *Digital filtering for applications in geophysical exploration for oil*. Edition ed. Budapest: Aktdémiay, Kiado, 1984.

Otero-Marrero, R., López-Rivera, J.G., García-Delgado, D., 2013, Zonación Tectono Estratigráfica del sector oriental de la Franja Norte de Crudos Pesados de la República de Cuba. IV Congreso cubano de petróleo y gas. PETROGAS`2013, vol. Petro1-P4, p. 9.

Prol-Betancourt, J.L.G., 1975, Investigaciones gravimétricas y magnetométricas en los perfiles regionales de Oriente. In CEINPET.

Prol-Betancourt, J.L.G.; Rifá-Hernández, M.C., 2011, Interpretación de los campos potenciales en el sector ciénaga de Majaguillar- Motembo.

Prol-Betancourt, J.L.G., Rifá-Hernández, M.C., 2016, Modelo geológico conceptual de Cuba a partir de los campos potenciales y de los últimos criterios sobre la evolución tectónica del territorio cubano. In *Ceinpet. CD Memorias de la 8va Jornada Científica y Calidad del CEINPET*. La Habana.

Rifá-Hernández, M.C., 2012, Ubicación de los sectores elevados de los sedimentos del margen

continental en Cuenca Central, Cuba. In *Departamento de Geociencias*. La Habana: Universidad Tecnológica de La Habana José Antonio Echeverría, CUJAE, p. 73.

Sánchez-Arango, J., García-Sánchez, R., 1985, Generalización estratigráfica de Cuba occidental. In CIDP. La Habana, p. 123.

Spector y Grant, 1970, *Statistical models for interpreting aeromagnetic data Geophysics*. Edtion ed 1970.

Studinger, M., Kurinin, R., Aleshkova, N., Miller, H., 1997, Power spectral analysis of gravity data from the Weddell Sea Embayment and Adjacent Areas. TERRAANTARTICA. 4(1). 23-26 pp.

Fue: recibido 24-septiembre-2020
corregido 5-octubre-2020
aprobado 27-octubre-2020

Análisis estadístico de las densidades de las rocas de las principales unidades geológicas del suroeste de la Cuenca Central, Cuba.

Jessica Morales González[1], Osvaldo Rodríguez Morán[2] y Manuel Enrique Pardo Echarte[3]

[1] *Ingeniera Geofísica. Profesora Instructora de la Universidad Tecnológica de La Habana, «José Antonio Echeverría», Cujae, Ave 114 No. 11901, entre Ciclovía y Rotonda, Marianao, C.P. 19390, La Habana, Cuba, ORCID: 0000-0001-5394-6893, Correo electrónico: jessimoglez@gmail.com.*

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

[3] *Ingeniero Geofísico. Doctor en Ciencias Geológicas. Profesor Titular e Investigador Titular del Centro de Investigación del Petróleo. Churruca No. 481, e/ Vía Blanca y Washington, Cerro. C.P.10600. La Habana, Cuba, ORCID: 0000-0003-0669-4412, Correo electrónico: pardo@ceinpet.cupet.cu.*

RESUMEN

La Cuenca Central fue la mayor región productora de petróleo del país en la década de los 60'. Esto trajo como consecuencia un desarrollo acelerado de los trabajos de exploración, los cuales se han extendido por más de 50 años de investigación y desarrollo. No obstante, después de la década del 90' con el descubrimiento del yacimiento Pina, no ha habido otro hallazgo de importancia, debido en parte por la elevada complejidad geológica del territorio y el carácter volcánico de las secuencias presentes. Esto limita la profundidad de investigación del método geofísico principal para la prospección de hidrocarburos: el método sísmico de reflexión. Los modelos disponibles de la constitución geológica en el suroeste de la Cuenca Central de Cuba, no cumplen con las expectativas de realizar nuevos hallazgos de yacimientos de hidrocarburos. Se considera que el modelo de la distribución de densidades de las rocas, abordan de una manera simplificada la complejidad estructural del territorio. Las unidades geológicas fundamentales presentes en la Cuenca Central son: los sedimentos del postorogénico, los sedimentos del sinorogénico, las tobas y las rocas efusivas del Arco Volcánico del Cretácico; las ofiolitas de la Asociación Ofiolítica, los carbonatos correspondientes a las Unidad Estructuro-Tectónica Camajuaní y Placetas y el basamento. El objetivo principal de esta investigación es el análisis estadístico de las densidades de las rocas de las principales unidades geológicas del suroeste de la Cuenca Central. Por ello a las mediciones de densidad de los núcleos de pozos perforados, se le aplicaron estimaciones de la tendencia central, variabilidad y pruebas estadísticas de los valores medios para lograr una diferenciación por este atributo de las principales unidades geológicas. Como resultado se obtuvo una propuesta del modelo petrofísico de esta región, donde se aprecia que las poblaciones procesadas no se superponían, sino que se comportaban de manera independiente.

Morales-González, J., Rodríguez-Morán, O., Pardo-Echarte, M.E. 2020, Análisis estadístico de las densidades de las rocas de las principales unidades geológicas del suroeste de la Cuenca Central, Cuba: *Geociencias UO*. v. 3, núm. 2, diciembre 2020. pp. 99-108

Palabras clave: densidad de las rocas, Cuenca Central, constitución geológica, modelo petrofísico

ABSTRACT

The Cuenca Central was the biggest oil-producing region in the country in the 1960s. This resulted in an accelerated development of exploration work, which has spanned over 50 years of research and development. However, after the 90's with the discovery of the Pina field, there has been no other finding of importance, due in part to the high geological complexity of the territory and the volcanic nature of the sequences present. This limits the depth of investigation of reflection seismic, which is the main geophysical method for prospecting hydrocarbons. Furthermore, the available models of the geological constitution in the southwest of the Cuenca Central of Cuba do not meet the expectations of making new discoveries of hydrocarbon deposits. It is considered that the model of the distribution of rock densities, addresses in a simplified way the structural complexity of the territory. The fundamental geological units present in the Cuenca Central are: the post-orogenic sediments, the sinorogenic sediments, the tuffs and the effusive rocks of the Cretaceous Volcanic Arc; the ophiolitics of the Ophiolitic Association, the carbonates corresponding to the Unidad Estructuro-Tectónica Camajuaní and Placetas and the basement. The main objective of this research is the statistical analysis of the densities of the rocks of the main geological units in the southwest of the Cuenca Central. Therefore, to the density measurements of the nuclei of drilled wells, estimates of the central tendency, variability and statistical tests of the mean values were applied to achieve a differentiation by this attribute of the main geological units. As a result, a proposal for the petrophysical model of this region was obtained, where it can be seen that the processed populations did not overlap, but behaved independently.

Key words: rock density, Cuenca Central, geological constitution, petrophysical model

RESUMO

A Cuenca Central era a maior região produtora de petróleo do país na década de 1960. Isso resultou em um desenvolvimento acelerado de trabalhos de exploração, que abrangeram mais de 50 anos de pesquisa e desenvolvimento. No entanto, após a década de 1990 com a descoberta do depósito Pina, não houve outra descoberta significativa, em parte devido à alta complexidade geológica do território e ao caráter vulcânico das sequências presentes. Isso limita a profundidade da investigação do principal método geofísico de prospecção de hidrocarbonetos: o método de reflexão sísmica. Os modelos disponíveis da constituição geológica no sudoeste da Cuenca Central de Cuba não atendem às expectativas de novas descobertas de depósitos de hidrocarbonetos. Considera-se que o modelo de distribuição da densidade da rocha aborda a complexidade estrutural do território de forma simplificada. As unidades geológicas fundamentais presentes na Cuenca Central são: sedimentos postorogênicos, sedimentos sinorogênicos, tufos e rochas efusivas do Arco Vulcânico Cretáceo; os ofiolitos da Associação Ofiolítica, os carbonatos correspondentes às Unidad Estructuro-Tectónica Camajuaní e Placetas e o embasamento. O objetivo principal desta pesquisa é a análise estatística das densidades rochosas das principais unidades geológicas do sudoeste da Cuenca Central. Assim, às medições de densidade dos testemunhos dos poços perfurados, foram aplicadas estimativas da tendência central, variabilidade e testes estatísticos dos valores médios para se conseguir uma diferenciação por este atributo das principais unidades geológicas. Como resultado, foi obtida uma proposta para o modelo petrofísico desta região, onde pode ser visto que as populações processadas não se sobrepõem, mas se comportam de forma independente.

Palavras-chave: densidade de rocha, Cuenca Central, constituição geológica, modelo petrofísico

INTRODUCCIÓN

Las primeras investigaciones exitosas para hidrocarburos en la Cuenca Central, según Martínez *et al*. (2006), datan de los años 50’ cuando compañías norteamericanas descubrieron los yacimientos Jatibonico

(1954), Cristales (1955) y Catalina (1956). El yacimiento Jatibonico se descubrió a partir de datos gravimétricos, al igual que la ubicación de la falla Cristales, sin embargo, la estructura Catalina se reveló a partir de las primeras investigaciones sísmicas realizadas en la región (1955-1956). En la década de los 60' la Cuenca Central fue la mayor región productora de petróleo del país, lo que trajo un desarrollo acelerado de los trabajos de exploración, los cuales se han extendido por más de 50 años de investigación y desarrollo. No obstante, después de la década del 90' con el descubrimiento del yacimiento Pina, no ha habido otro hallazgo de importancia, en parte por la elevada complejidad geológica del territorio y al carácter volcánico de las secuencias presentes, lo que limita la profundidad de investigación de la sísmica de reflexión, método geofísico por excelencia para la prospección de hidrocarburos (**Figura 1**).

Desde el punto de vista geológico, en la Cuenca Central se observa, en su mitad meridional, el desarrollo de rocas siliciclásticas y piroclásticas del Eoceno y Cretácico Superior, respectivamente y en la mitad septentrional, el desarrollo de sedimentos del Mioceno y Cuaternario, que cubren las rocas más antiguas (García, 2004). Se tiene como modelo geológico para el área de estudio, la presencia de reservorios del tipo tobas, areniscas y conglomerados tobáceos, asociados al Arco Volcánico Cretácico y su sello en secuencias arcillosas de la cobertura sinorogénica cretácica y postorogénica (Maestrichtiano-Eoceno Inferior).

Figura 1. Localización de la Cuenca Central de Cuba y de sus yacimientos petrolíferos.

Características del Sistema Petrolero en Cuenca Central (Martínez *et al*., 2006):

1. Como posible roca madre se consideran los sedimentos carbonatados y terrígeno-carbonatados pertenecientes a la Unidad Tectónico Estructural (UTE) Placetas. Las rocas volcánicas intercaladas del Cretácico Medio, como las que se ven en el Pina 28 y Fran-

cisco 2, no presentan suficiente espesor sedimentario para poder generar el petróleo extraído de los yacimientos Jatibonico, Cristales y Pina (más de 15 millones de barriles producidos), además no tienen la profundidad suficiente para la generación y expulsión del petróleo.

2. Los reservorios se desarrollan en la parte superior de las tobas y de los conglomerados que los sobreyacen, así como en algunos lentes arenoso-volcánicos e incluso calcáreos. Esto es conocido por los datos de muchos pozos perforados en el área.
3. El sello es del Paleoceno-Eoceno Medio (parte baja), constituido por margas (Pina) y arcillas (Cristales), con un coeficiente de arcillosidad que va desde 50 a 90% y espesores de hasta 1400 m (Francisco 2) en las zonas más hundidas siendo el valor promedio en los yacimientos de 300-400 m.
4. El enterramiento comienza desde la deposición de las rocas de la UTE Placetas, pero como antes de los sobrepujes no alcanzó espesores mayores de 1500m, se supone que entra en ventana solamente después de los sobrepujes del arco volcánico y ofiolitas sobre Placetas.
5. La formación de las trampas estructurales fue en la etapa orogénica (Campaneano–Eoceno Medio parte baja) y las estratigráficas en la etapa de su deposición en esa propia edad.
6. Por los resultados obtenidos en diferentes simulaciones se sabe que la generación, migración y acumulación comenzaron a actuar en el Terciario y según cada manto de las UTE Placeta y Camajuaní fueron sucediendo las distintas etapas, como por ejemplo: la etapa más joven es de los mantos superiores y la más vieja de los mantos inferiores.
7. La duración del proceso va desde que comenzó a depositarse la roca madre hasta nuestros días.
8. Los yacimientos tienen distintas etapas para su destrucción o biodegradación, dependiendo de la época en que se formaron.
9. El *timing* es adecuado, pues cuando se produjo la expulsión del petróleo y su migración, existían las trampas con sus colectores y sellos y por tanto las pérdidas fueron mínimas.

Por esta situación, se considera que las unidades geológicas fundamentales presentes en la Cuenca Central son: los sedimentos del postorogénico, los sedimentos del sinorogénico, las tobas y las rocas efusivas del Arco Volcánico del Cretácico; las ofiolitas de la Asociación Ofiolítica, los carbonatos correspondientes a las UTE Camajuaní y Placetas y el basamento.

Sin embargo, a pesar del gran volumen de trabajos y de pozos perforados en la zona, no se ha realizado un análisis estadístico encaminado a la determinación del intervalo de variación de las densidades de las rocas. De igual modo, los modelos disponibles de la constitución geológica de la Cuenca Central de Cuba, abordan de una manera simplificada la complejidad estructural del territorio. Así se tiene como problema científico: la carencia de un análisis estadístico de la distribución espacial de densidades de las rocas, dificulta el correcto modelado de la constitución geólogo-estructural de la Cuenca Central de Cuba. Realizar un análisis estadístico de las densidades de las rocas de los principales elementos geológicos del suroeste de la Cuenca Central, Cuba, es el objetivo principal de este trabajo y de esta forma contribuir a lograr un modelo petrofísico de la constitución geológica del suroeste de la Cuenca Central de Cuba, que cumpla con las expectativas de promover nuevos descubrimientos de yacimientos de hidrocarburos.

MATERIALES Y MÉTODOS

Materiales

La constitución geológica de la zona, está respaldada por la perforación de varios pozos y por datos de superficie, reconociéndose los siguientes complejos petrotectónicos (García *et al*., 2004):

- Rocas del Margen Continental Norteamericano.
- Rocas del Terreno Zaza (Arco Volcánico Cretácico y Asociación Ofiolítica).
- Sedimentos sinorogénicos pertenecientes a cuencas del tipo *Piggy Back* (Cretácico Superior-Paleógeno).
- Sedimentos postorogénicos (Eoceno Medio-Reciente).

La base de datos del Centro de Investigación del Petróleo (CEINPET), de los pozos perforados (Colectivo de autores, 2009), en la Cuenca Central, Cuba, se utilizó para tomar los datos petrofísicos de densidades en la elaboración del análisis estadístico de la distribución espacial de densidades a partir de las medias ponderadas. Se seleccionaron de los registros petrofísicos de pozo, los valores de densidad de las litologías correspondientes a cada paquete geológico, seguido de lo cual, se agruparon para su análisis estadístico.

Sedimentos postorogénicos

Los sedimentos postorogénico de la cuenca constituye una secuencia de somerización compuesta fundamentalmente de series arcillosas y/o carbonatadas, aunque en algunos casos también aparecen series terrígenas. La secuencia postorogénica de las principales cuencas de desgarre ha sido de forma parcial deformada por una deformación tardía (Cruz, 2012).

Sedimentos sinorogénicos

Los depósitos sinorogénicos del Campaniano Tardío hasta el Eoceno Medio (parte baja) en Cuenca Central están representados por las formaciones Carramayaná, Presa de Jimaguayú, Isabel, Carlota, Eloísa (Lebrije), Fomento, Taguasco, Siguaney, Zaza, Loma Iguará y Jucillo, con un gran desarrollo tanto en los yacimientos petroleros, como en otras áreas de la región. Sus sedimentos tienen gran aporte del arco volcánico cretácico sobre el cual descansan discordantemente. Estos depósitos, desde el punto de vista petrolero, presentan la dualidad de servir de sellos a las rocas del Arco Volcánico Cretácico o poseer propiedades colectoras en algunas áreas de la cuenca. Cuando tienen características de sellos presentarán un alto por ciento de arcillosidad (generalmente más del 50 %) y espesores que variarán desde 25 m hasta 400 m. En otras áreas de la Cuenca Central alcanzarán hasta 1000 m. Han sido considerados colectores, de forma general, conglomerados basales del Maestrichtiano y del Eoceno Inferior indistintamente, constituidos por clastos de rocas del arco volcánico Cretácico y otras carbonatadas. Estos conglomerados constituyen reservorios en los yacimientos Cristales, Pina y Brujo (en este último el horizonte productor principal lo constituye los sedimentos sinorogénicos del Maestrichtiano). Los espesores oscilarán de 400 m a 600 m (Linares *et al*., 2020).

Rocas del Terreno Zaza

Las rocas volcánicas, plutónicas y ofiolíticas de Cuba, a pesar de que pudieron haber tenido un origen y evolución de forma notable diferenciados, suelen agruparse como partes del Terreno Zaza (Hatten *et al*., 1958). En consecuencia, dicho terreno es un resultado de la superposición de varios eventos magmáticos y su composición y estructura registra, en buena medida, la evolución magmática pre-Paleógena del Caribe noroccidental.

Rocas del Arco Volcánico del Cretácico

Aunque en la literatura caribeña se suele mencionar un gran Arco Volcánico del Cretácico para unificar la actividad magmática registrada en dicha región, los datos geoquímicos disponibles en la actualidad, permiten diferenciar varios estadios en la evolución de dicho arco e incluso la existencia de varios arcos independientes (Iturralde, 1996b; Kerr *et al*., 1999). 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 Aptiano-Campaniano. 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-Aptiano de la Formación (FM) Los Pasos en la región de Las Villas y a algunos clastos de rocas plutónicas y volcáni-

cas incluidos en las secuencias pre-Camujiro en la región de Camagüey. Estas rocas son en esencia basaltos, traquibasaltos y dacitas, que aparecen intercalados entre secuencias piroclásticas, epiclásticas y sedimentarias. Las series de afinidad de modo predominante 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 Aptiano–Campaniano 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 entenderá como la continuación natural del arco primitivo, constituyendo el resultado de estadios más maduros del magmatismo (Pardo, 2020).

Rocas de la Asociación Ofiolítica

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. Se diferenciarán: las ofiolitas del cinturón septentrional, que afloran en lo fundamental 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 diferenciarán dos conjuntos principales. Por una parte, las ofiolitas de Cuba occidental y central se interpretarán como parte del antearco del sistema de arco del Cretácico. Estas 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).

Rocas del Margen Continental Norteamericano

En Cuba central las secuencias del margen continental son correlativas con las de Bahamas (Hatten et al., 1958; Meyerhoff y Hatten, 1968). Estas aparecen cubiertas tectónicamente por el Terreno Zaza (Cruz, 2012). Las unidades del margen de Bahamas afloran en el centro y oriente de Cuba formando 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. En la Cuenca Central se considera que existen dos de las unidades tectonoestratigráficas (UTE) identificadas de las secuencias de *post-rift*: Camajuaní y Placetas. Estas UTE están compuestas de rocas calcáreas y silíceas, son los depósitos típicos de talud continental y cuenca profunda (Cruz, 2012).

Basamento

El basamento en la Cuenca Central se define como el mega complejo de rocas ígneas, metamórficas y sedimentarias ubicadas debajo de la cubierta sedimentaria del Eoceno inferior o medio al Cuaternario (Pardo y Cobiella, 2017). En su porción norte, ha sido muy estudiado durante la actividad petrolera desarrollada en esta zona, se presenta muy fracturado y dividido en numerosos bloques tectónicos, en los que se han descrito desplazamientos de hasta 1000m en dirección sub-latitudinal y de 100 a 300 metros en dirección sub-longitudinal (Blanco, 1999). Esto es debido a que está afectado por procesos de cabalgamiento de los mantos tectónicos que constituyen el Cinturón Plegado Cubano, existiendo evidencias gravimétricas que revelan estructuras de rumbo NO-SE dentro de la gran anomalía de rumbo NE-SO, que conforma la Cuenca Central (Cruz, 2012).

Métodos

Los conjuntos litológicos que conformarán el modelo petrofísico son: sedimentos sinorogénicos, sedimentos postorogénicos, efusivos, tobas, ofiolitas, carbonatos y basamento. Al no existir un estudio estadístico de la distribución de densidades de las rocas del suroeste de la Cuenca Central, de forma esencial para establecer un modelo petrofísico, obliga a aclarar si los

conjuntos litológicos anteriores, logran diferenciarse a partir del atributo de la densidad.

Para conocer la semejanza o no de cada uno de ellos, se establecerá, para un nivel de confiabilidad (α) si las medias de cada objeto geológico son iguales desde el punto de vista estadístico o no. Para ello se aplica la prueba de significación a partir de las diferencias muestrales (Spiegel, 1971). En la **Ecuación 1** se estima el estadígrafo para la prueba de la diferencia de las medias.

$$Z = \frac{(\overline{x_1} - \overline{x_2})}{\sqrt{(\frac{\sigma_1^2}{n_1} + \frac{\sigma_2^2}{n_2})}} \quad (1)$$

Donde:

x_1 Valor medio de la población 1.
$\overline{x_2}$ Valor medio de la población 2.
$\overline{\sigma_1}$ Varianza de la población 1.
σ_2 Varianza de la población 2.
n_1 Cantidad de valores de la población 1.
n_2 Cantidad de valores de la población 2.
Z Estadígrafo para la prueba de la diferencia de las medias.

Como es clásico se establecen las hipótesis de trabajo:

- Hipótesis básica (Ho: μ1=μ2). Las poblaciones poseen valores medios de densidades estadísticamente iguales.
- Hipótesis alternativa (H1: μ1≠μ2). Las poblaciones poseen valores medios de densidad estadísticamente diferentes.

Si para un nivel de confiabilidad α se tiene que: $Z_{\alpha/2}(\alpha/2)<Z<Z_{1-\alpha/2}(-\alpha/2)$, entonces la hipótesis básica es cierta, lo que significa que las poblaciones son iguales estadísticamente por el atributo de la densidad.

Si sucede que: $<Z<Z_{1-\alpha/2}(\alpha/2)$ o $<Z<Z_{1-\alpha/2}(1-\alpha/2)$, entonces la hipótesis básica es nula y se acepta la alternativa, lo que significa que las poblaciones son diferentes estadísticamente por el atributo de la densidad, es decir que los objetos geológicos son diferentes estadísticamente atendiendo a su densidad.

Para conocer qué valores de densidad alrededor de la media se toma en el proceso de modelación, se estimará el intervalo de confianza para las medias [7].

De modo general los límites de confianza están dados por:

$$(\overline{X} - Z_{\alpha/2}\frac{\sigma}{\sqrt{n}}, \overline{X} + Z_{1-\alpha/2}\frac{\sigma}{\sqrt{n}}) \quad (2)$$

Donde:

X Media de la población.
$\overline{\sigma}$ Varianza de la población.
n Número de muestras de la población.
$Z_{\alpha/2}$ Coeficiente de confianza o valor crítico para la cola de la izquierda.
$Z_{1-\alpha/2}$ Coeficiente de confianza o valor crítico para la cola de la derecha.
1-α Nivel de confianza.

RESULTADOS

La **Tabla 1** contiene para la densidad de las rocas de cada unidad geológica, los valores del número de muestras, media, varianza y el límite inferior y superior del intervalo de confianza para un nivel de significancia de un 90 %.

A partir de la **Ecuación (1)** se realizaron las pruebas de significación de las diferencias muestrales para un 90 % de nivel de confianza. Esto se obtuvo para todos los pares de unidades geológicas (**Tabla 2**). Se aprecia en esta tabla que en todos los casos la hipótesis básica (Ho) fue rechazada y asumida como estadísticamente cierta, la hipótesis alternativa (H1), es decir, que todos los paquetes litológicos se diferencian por el atributo de la densidad con una confianza estadística de un 90 %.

En la **Figura 2** se muestran de forma consecutiva los objetos geológicos respecto a su media y su intervalo de confianza. En la misma se observa, que no existe superposición de las poblaciones, a excepción de los sedimentos del postorogénico con las ofiolitas.

DISCUSIÓN

Los sedimentos postorogénicos, por la cercanía con la superficie y que no representan importancia en la ex-

Tabla 1. Resultados estadísticos de cada uno de los objetos geológicos.

PARÁMETROS ESTADÍSTICOS		OBJETOS GEOLÓGICOS						
		Sedimentos postorogénicos	Sedimentos sinorogénicos	Tobas	Efusivos	Ofiolitas	Carbonatos	Basamento
Número muestras			344	559	308	53	61	52
Media		2.460	2.271	2.225	2.404	2.516	2.658	2.781
Varianza		0	0.069	0.051	0.050	0.055	0.023	0.003
Intervalo de confianza	Límite Inferior	2.440	2.207	2.207	2.379	2.452	2.642	2.765
	Límite superior	2.480	2.244	2.244	2.429	2.579	2.674	2.797

Tabla 2. Resultado de la aplicación de las pruebas de significación a partir de las diferencias muestrales de significancia de las medias para todos los objetos geológicos entre sí (Poblaciones iguales: Ho; Poblaciones diferentes: H_1).

OBJETOS GEOLÓGICOS	Sedimentos postorogénicos	Sedimentos sinorogénicos	Tobas	Efusivos	Ofiolitas	Carbonatos	Basamento
Sedimentos postorogénicos		H_1	H_1	H_1	H_1	H_1	H_1
Sedimentos sinorogénicos			H_1	H_1	H_1	H_1	H_1
Tobas				H_1	H_1	H_1	H_1
Efusivos					H_1	H_1	H_1
Ofiolitas						H_1	H_1
Carbonatos							H_1
Basamento							

ploración petrolera, no se caracterizan en los registros de pozos. La cantidad de muestras para el análisis estadístico de estos sedimentos, se tuvo que elegir a partir del criterio de experto.

Se sabe por la información geológica de cuenca, que las formaciones características pertenecientes a la post-orogenia son la Formación Peñón y Güines. Estas formaciones afloran en el Mapa Geológico Digital de Cuba (Instituto de Geología y Paleontología) a escala 1:100000 (Colectivo de autores, 2010), para la zona de Cuenca Central, cuyos valores de densidad oscilan entre los 2.45 y 2.47g/cm^3.

Las poblaciones restantes contaron con la cantidad de muestras siguientes: los sedimentos sinorogénicos contaron con 344 muestras, los efusivos con 308, las tobas 559, las ofiolitas con 53, los carbonatos con 61 y el basamento con 52.

Al graficar el intervalo de confianza de las poblaciones (**Figura 2**), se aprecia que no existe una superposición entre los elementos geológicos de estudio, además, las medias no son iguales para ninguna de ellas para un nivel de confianza de un 90 %.

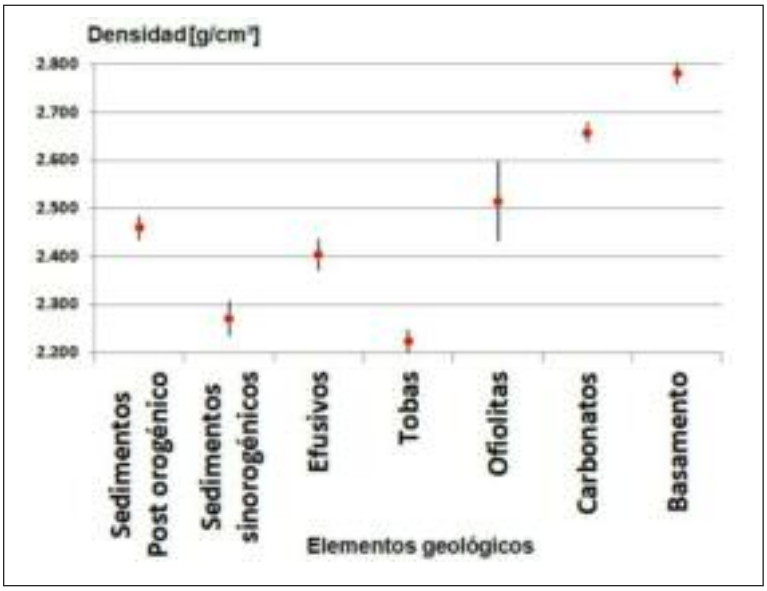

Figura 2. Representación consecutiva de los objetos geológicos respecto a su media y el intervalo de confianza, para un nivel de confiabilidad de un 1 %, excepto el caso de los sedimentos Post orogénicos que están representados por su media y valor mínimo y máximo.

La población que menores valores de densidad presenta son las tobas, esto es debido a que son tobas finas y aunque en la Cuenca Central existen tanto tobas finas como gruesas, las que predominan según los datos de pozos son las primeras. Esta población es de vital importancia pues los reservorios en la zona son de rocas volcánicas pertenecientes al Arco Volcánico del Cretácico. Ejemplo de esto lo constituye el yacimiento Pina (Pardo *et al*., 2019).

El basamento es el que mayor valor de densidad posee. Fue estudiado, al igual que los carbonatos, por el pozo Morón Norte 1 (Rifá *et al*., 2012), que es el de mayor profundidad de la Cuenca Central. Se considera que los carbonatos y el basamento aumentan su profundidad de norte a sur porque en los pozos ubicados en la parte sur de la cuenca, no se tienen datos de estas poblaciones.

Este comportamiento espacial de la densidad permite establecer una distinción entre los elementos geológicos estudiado en el suroeste de la región de Cuenca Central.

CONCLUSIONES

Las unidades geológicas del suroeste de la Cuenca Central se distinguen entre sí por su densidad desde el punto de vista estadístico y con un 90 % de confiabilidad. Esta distinción, demostrada en esta investigación, mejorará la propuesta de un modelo petrofísico para la exploración petrolera, más cercano a la realidad, en el que podrá distinguirse elementos como los reservorios y los sellos, entre otros.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Colectivo de autores, 2009, Mapa Digital de los Pozos Petroleros de la República de Cuba, escala 1:250000 (Inédito), Centro de Investigación del Petróleo (CEINPET), La Habana, Cuba.

Colectivo de autores, 2010, Mapa Geológico Digital de Cuba, escala 1:100000 (Inédito), Instituto de Geología y Paleontología (IGP), La Habana, Cuba.

Cruz-Orosa, I., 2012, Las cuencas sinorogénicas como registro de la evolución del Orógeno Cubano: Implicaciones para la exploración de hidrocarburos. Tesis en opción al grado de Tesis Doctoral (inédita), Universidad de Barcelona, España.

García, R. y Valdés, P., 2004, Reporte de las investigaciones geológicas sobre las líneas sísmicas en

el sector noroccidental de la Cuenca Central, Bloque 21. Provincia Ciego de Ávila (inédito). Centro de Investigación del Petróleo (Ceinpet), 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, in 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, in Cuban ophiolites and volcanic arcs. Special Contribution no. 1 to IGCP Project 364, edited by M. A. Iturralde-Vinent, pp. 179–189, Miami, Florida.

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.

Linares Cala, E., García Delgado, D. E., Blanco Bustamante, S., Fajardo Fernández, Y., Pérez Machado-Millán, O., Gil González, S. y Perera Falcón, C. 2020, Estratigrafía de las zonas petroleras de la República de Cuba. Ministerio de Energía y Minas. Centro de Investigaciones del Petróleo (Ceinpet), La Habana, Cuba.

Martínez Rojas, E., Toucet Téllez, S., Sterling Baños, N. Iparraguirre Peña, J. L., 2006, Informe sobre la reinterpretación geólogo-geofísica y evaluación estructural del Bloque 21. (Reinterpretación sísmica terrestre 2D). Centro de Investigación del Petróleo Ceinpet.

Meyerhoff, A. A. and Hatten, C. W., 1968, Diapiric structure in central Cuba, AAPG Memoir, 8, 315–357.

Pardo Echarte, Manuel Enrique, 2020, Cartografía geólogo-estructural y sectores perspectivos para hidrocarburos en Cuba Central a partir de métodos no-sísmicos de exploración: Geociencias UO. v. 3, núm. 5, pp. 35-44

Pardo Echarte, M. E. y Cobiella Reguera, J. L., 2017, Oil and Gas Exploration in Cuba. Springer: SpringerBriefs in Earth System Sciences.

Pardo Echarte, M. E., Rodríguez Morán, O. y Delgado López, O., 2019, Non-seismic and Non-conventional Exploration Methods for Oil and Gas in Cuba. Springer: SpringerBriefs in Earth System Sciences.

Rifá Hernández, M., Prol Betancourt, J., Febles Elejalde, D. y Fundora Granda, M., 2012, Argumentos geofísicos acerca del Margen Continental en la Cuenca Central de Cuba. La Habana, Cuba.

Spiegel M. R., 1971, Teoría y problemas de estadística. Editora Ciencia y Técnica. Instituto Cubano del Libro.

Fue: recibido 29-septiembre-2020
corregido 14-octubre-2020
aprobado 30-octubre-2020

Interpretación petrofísica de la porosidad por separación en componentes a partir de resonancia magnética nuclear

Lisset Miquel González[1], Osvaldo Rodríguez Morán[2] y Dairy Rocío Fuentes Rodríguez[3]

[1] *Ingeniera en Tecnologías Nucleares y Energéticas. Máster en Petróleo y Gas. Centro de Investigaciones del Petróleo, Churruca No. 481, e/ Vía Blanca y Washington, Cerro. C.P. 10600. La Habana, Cuba. Correo electrónico: lisset@ceinpet.cupet.cu.*

[2] *Ingeniero Geofísico. Máster en Geología Petrolera. Doctor en Ciencias Técnicas. Profesor Titular e Investigador Titular. Departamento de Geociencias, Facultad de Ingeniería Civil, Universidad Tecnológica de La Habana «José Antonio Echeverría», Cujae. Calle 114 No. 11901, Marianao, La Habana, Cuba. C.P. 19390. ORCID: 0000-0001-9153-4603. Correo electrónico: ormoran2016@gmail.com.*

[3] *Ingeniera Geofísica. Empresa de Perforación, Extracción y Producción de Petróleo de Centro (epep-Centro), Cuba. Correo electrónico: rocio.fuentes@nauta.cu.*

RESUMEN

Las complejidades de la exploración petrolera se incrementan a medida que se agotan las reservas, por lo que es necesario la incorporación de nuevas técnicas en la interpretación petrofísica de las propiedades relacionadas al reservorio. La Resonancia Magnética Nuclear se ha empleado en los últimos años como una nueva herramienta de alto nivel de detalle y eficiencia en la obtención de parámetros petrofísicos tanto en pozo como a nivel de laboratorio. Esta aporta resultados que no se obtienen por otros métodos, tales como: los componentes de la porosidad y los índices de fluidos adheridos y libres. Debido a la incertidumbre en la determinación y caracterización de la porosidad en los reservorios cubanos mediante los métodos geofísicos de pozo convencionales, es que se traza el objetivo de determinar los componentes de dicha propiedad utilizando la Resonancia Magnética Nuclear. Para lo cual se contó con mediciones en muestras de núcleos, un procedimiento de interpretación compuesto por tres métodos a escoger en dependencia de las características del dato de entrada y un programa para el análisis e interpretación de resultados. Se propuso un rango de tiempo de corte variable, para cada componente, ajustado a las características litológicas, obteniéndose, para cada componente: el porciento que representa de la porosidad total, los intervalos de tiempos de corte, los índices de fluido adherido y libre, volumen efectivo y volumen no conectado.

Palabras clave: Resonancia magnética nuclear, petrofísica, componentes, porosidad, índices de fluido.

ABSTRACT

The complexities of oil exploration increase as reserves are depleted, so it is necessary to incorporate new techniques in the petrophysical interpretation of the properties related to the reservoir. Nuclear Magnetic Resonance has been used in recent years as a new tool of high level of detail and efficiency in obtaining

Miquel-González, L., Rodríguez-Morán, O., Fuentes-Rodríguez, D.R., 2020, Interpretación petrofísica de la porosidad por separación en componentes a partir de resonancia magnética nuclear: *Geociencias UO*. v. 3, núm. 2, diciembre 2020. pp. 109-122

petrophysical parameters both at the well and at the laboratory level. This provides results that are not obtained by other methods, such as: porosity components and adhered and free fluid indices. Due to the uncertainty in the determination and characterization of the porosity in the Cuban reservoirs by means of the conventional geophysical methods of well, it is that the objective is traced of determining the components of this property using the Magnetic Nuclear Resonance. For which there were measurements in core samples, an interpretation procedure consisting of three methods to choose from depending on the characteristics of the input data, and a program for the analysis and interpretation of results. A variable cut-off time range was proposed for each component, adjusted to the lithological characteristics. Obtaining, for each component: the percentage that represents the total porosity, the intervals of cutting times, the indexes of adhered and free fluid, effective volume, and unconnected volume.

Key words: Nuclear magnetic resonance, petrophysic, components, porosity, fluid indexes.

RESUMO

As complexidades da exploração de petróleo aumentam à medida que as reservas se esgotam, por isso é necessário incorporar novas técnicas na interpretação petrofísica das propriedades relacionadas ao reservatório. A ressonância magnética nuclear tem sido usada nos últimos anos como uma nova ferramenta de alto nível de detalhe e eficiência na obtenção de parâmetros petrofísicos, tanto no poço como no laboratório. Isso fornece resultados que não são obtidos por outros métodos, como: componentes de porosidade e índices de fluidos aderidos e livres. Devido à incerteza na determinação e caracterização da porosidade no reservorios cubano por meio dos métodos geofísicos convencionais de bem, é que o objetivo é localizado de determinar os componentes desta propriedade que usa a Ressonância Nuclear Magnética. Para o qual houve medições em amostras principais, um procedimento de interpretação que consiste em três métodos para escolher, dependendo das características dos dados de entrada, e um programa para análise e interpretação dos resultados. Foi proposto um intervalo de tempo de corte variável para cada componente, ajustado às características litológicas. Obtenção, para cada componente: a porcentagem que representa a porosidade total, os intervalos dos tempos de corte, os índices de fluido aderido e livre, volume efetivo e volume não conectado.

Palavras chaves: Ressonância magnética nuclear, petrofísica, componentes, porosidade, índices de fluidos.

INTRODUCCIÓN

Los reservorios petroleros cubanos, son considerados uno de los tipos de reservorios más complejos a nivel mundial. Conocidos, en el lenguaje petrolero, como «no convencionales» debido a que, en su mayoría, las rocas almacén son carbonatos de difícil entrega de fluidos (González, 2010). Su estudio es bastante complejo, entre otras cuestiones, por presentar varios tipos de porosidad, dificultando la evaluación de las propiedades colectoras del yacimiento.

Los parámetros petrofísicos necesarios para definir el potencial de hidrocarburo de un yacimiento, son la porosidad y la saturación de agua (Shlumberger, 1990). Mediante su interpretación se delimitan los reservorios, sellos y se estiman las reservas. La evaluación de la porosidad por los métodos petrofísicos convencionales solo estima el volumen total de poros, al cual se le resta el volumen de arcillas para obtener una porosidad efectiva. El método no convencional de porometría por Resonancia Magnética Nuclear (RMN), proporciona una excelente evaluación de la porosidad y la saturación de agua residual, así como la caracterización cuantitativa de la microporosidad, macroporosidad, poros conectados, poros aislados, vúgulos y cavernas (Rodríguez, 2014). Además, la porosidad obtenida a partir de RMN, tiene la gran ventaja de ser la única independiente de la litología, ya que no se ve afectada por los minerales presentes (Riedel, 2008).

Aplicación petrofísica de la Resonancia Magnética Nuclear

Si bien la tecnología de RMN fue introducida en la in-

dustria petrolera inicialmente en 1960, el desarrollo de una herramienta de RMN que proveyera información útil para los petrofísicos, fue aplicada por NUMAR Corporation (Alvarado *et al*., 2003), 30 años después.

Estas mediciones no eran aceptadas con entusiasmo, porque los datos, a veces, no se asimilaban bien con los esquemas de interpretación existentes. No obstante, quienes primero adoptaron estas nuevas mediciones, encontraron aplicaciones para las mismas y a medida que las herramientas evolucionaron, los petrofísicos establecieron el valor de los registros de RMN para los intérpretes, creando un nicho en proceso de expansión en la industria del petróleo y el gas (Akkurt *et al.*, 2009).

El fenómeno de decaimiento de T2, tiene que ver con la interacción entre los fluidos que saturan la roca y la matriz sólida de la misma. Luego las lecturas de T2, son reflejo de la cantidad, tamaño y forma de los poros, así como de la facilidad o no que presentan los mismos para entrega de fluidos. Además guarda relación con las propiedades de los fluidos entrampados en el espacio poroso.

En una roca, donde existen muchos tamaños de poro y donde cada uno contribuye parcialmente a la porosidad total, la señal obtenida proviene de un decaimiento multiexponencial, compuesta por la suma de las amplitudes de señal proveniente del fluido confinado en cada uno de los poros individuales (**Figura 1**). La forma de la curva de distribución de T2 representa la distribución de porosidad por tamaño de poro. Como en la práctica es muy difícil considerar a cada poro de modo individual, todos los poros con relaciones similares superficie-volumen, se agrupan juntos.

Por lo tanto, en una curva de distribución de T2, la porosidad total está representada por la suma de las porosidades asociada a cada tamaño de poro. De la curva correspondiente a la relajación magnética transversal se obtiene, aplicando un procedimiento matemático, una curva de distribución de T2 (**Figura 2)**, de la cual se obtiene la mayor cantidad de información

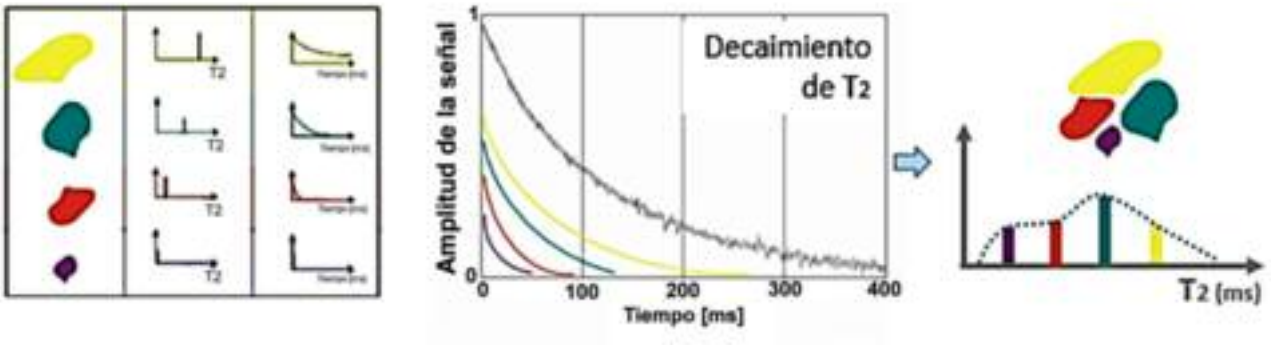

Figura 1. Proceso de inversión matemática, donde las entradas son el tren de ecos y la salida la distribución de T2 (Fuentes-Rodríguez, 2019).

petrofísica que proviene de la RMN. Los poros pequeños contienen fluidos ligados a la arcilla y ligados por capilaridad y poseen tiempos de relajación cortos. Mientras que los fluidos libres se encuentran representados por los poros mayores.

Se ha demostrado con análisis de laboratorio, que al realizar mediciones de RMN en rocas mojadas y saturadas con agua, a cada tamaño de poro le corresponde un tiempo de relajación T2.

En los poros más grandes los núcleos tienen más espacio para moverse, de manera que las interacciones con las paredes del poro son menos frecuentes que cuando estos son muy pequeños. Esto explica por qué a medida que el poro es más grande, el tiempo de relajación es mayor y viceversa (Acuña *et al.*, 2003).

Solo los protones de los fluidos responden a las mediciones por resonancia magnética, ya que los núcleos en los sólidos tienen poco efecto directo en las mediciones y no necesita calibrarse para la litología de la formación (Miquel, 2018). Esta característica en su respuesta hace que la herramienta de resonancia magnética sea en lo fundamental diferente a las herra-

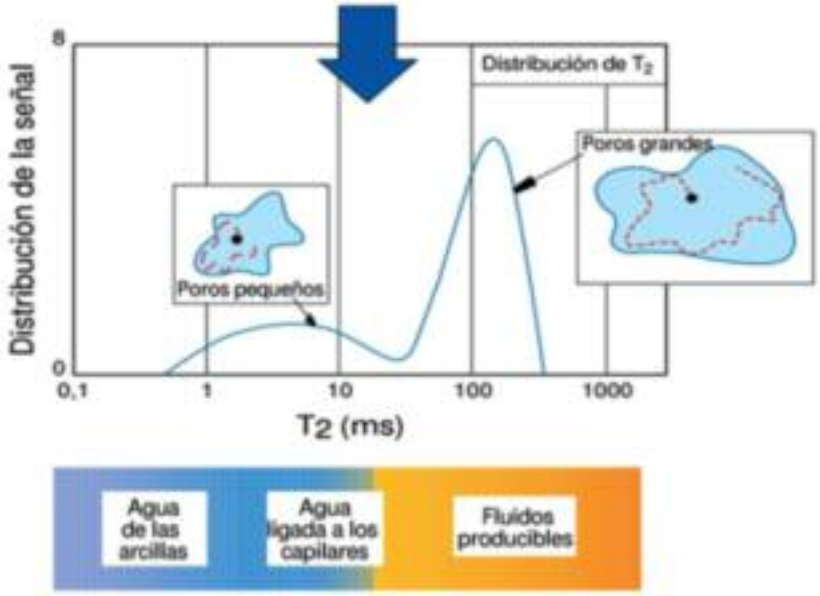

Figura 2. El decaimiento T2 se invierte de forma matemática para obtener una distribución que pueda relacionarse con el tamaño de los poros y el agua libre o inmóvil (Dunn *et al.*, 2002).

mientas convencionales de perfilaje, tales como el Neutrón, el de Densidad y el Sónico, que están influenciadas por todos los componentes de la roca del yacimiento y tienen la limitación de determinar la porosidad en componentes (Muro, 2003).

MATERIALES Y MÉTODOS

Los materiales con los que se contó para el desarrollo de la investigación fueron:

- Datos de mediciones de porometría de RMN en los núcleos de estudio.
- Registros geofísicos convencionales de pozo del Centro de Investigación del Petróleo (CEINPET), donde pertenecen los núcleos de estudio.
- Propiedades petrofísicas de laboratorio de estas muestras.
- Informes de investigaciones de los pozos.
- Software especializado Techlog 2015.2.3.
- Programa Automatizado para la Interpretación de RMN (PAI_RMN) (Rodríguez, *et al.*, 2019).

Se cuenta con muestras de laboratorio que constituyen reservorios de diferentes yacimientos, a las cuales se les midió la porometría por Resonancia Magnética Nuclear.

Las mediciones se realizaron con distintos equipos y procedimientos de medición, así como en diferentes lugares. Por ello, estos resultados se encuentran representados de diversas maneras, sea en tiempos de eco, en distribución de T2 de la muestra saturada, o en distribución de T2 de la muestra saturada y desaturada (**Tabla 1**). En su mayoría no se encuentran interpretados, siendo necesaria su interpretación para la evaluación petrofísica de estos yacimientos, como aporte en la caracterización de las propiedades petrofísicas de los mismos.

La interpretación de estos datos se ejecutó a partir del programa automatizado para la interpretación de RMN (PAI_RMN), el cual se confeccionó de modo simultáneo con la realización de la investigación, de acuerdo con los datos disponibles. Este se compone de tres hojas de trabajo para tres métodos diferentes según las características del dato de entrada: Método T2, Método S y Método S+D. (Rodríguez, *et al*., 2019).

Método T2.

Este método se caracteriza porque los datos de entrada

Tabla 1. Información de las mediciones de Resonancia Magnética Nuclear en los núcleos de estudio.

Pozos	Profundidad (m)	Núcleos	Litología	Mediciones por RMN	Lugar de medición (año)
BJ-2001	1738	6	Carbonatos	Distribución y cut-off de T2	Rusia (2015)
BJ-2002	577	8	Margas		
BJ-286	1751	1			
BJ-730	1960	1	Carbonatos	Distribución de T2 saturada y desaturada	
PE-3	1770	1			
V-709	2281	2			Canadá (2000)
P-2	825	1	Tobas finas		
P-21	850	1		Distribución de T2	
P-125	1345	1	Efusivas		
GB-104	2552	1	Arcosas	Tiempo de eco de T2	Rusia (2018)

se encuentran representados por la señal de eco contra amplitud y consiste en obtener la curva de distribución de T2 a partir de la curva de decaimiento exponencial mediante un ajuste multiexponencial como proceso de inversión. El algoritmo utilizado fue el proponer de forma automática, la primera aproximación (primera componente) y el resto de las dos componentes se ajusta por proceso de iteración a partir del reconocimiento del valor mínimo del Error Medio Cuadrático (EMC). Ambos algoritmos son controlados mediante los valores progresivos del EMC, para cada una de las componentes.

Método S.

El método S depende de la distribución de T2 para la muestra saturada al 100 % como dato de entrada (**Figura 3a**), por lo que se calcula el área bajo la curva, representada mediante una función acumulativa de T2 cuyo máximo equivale al volumen total de poros presentes en la muestra (**Figura 3b**).

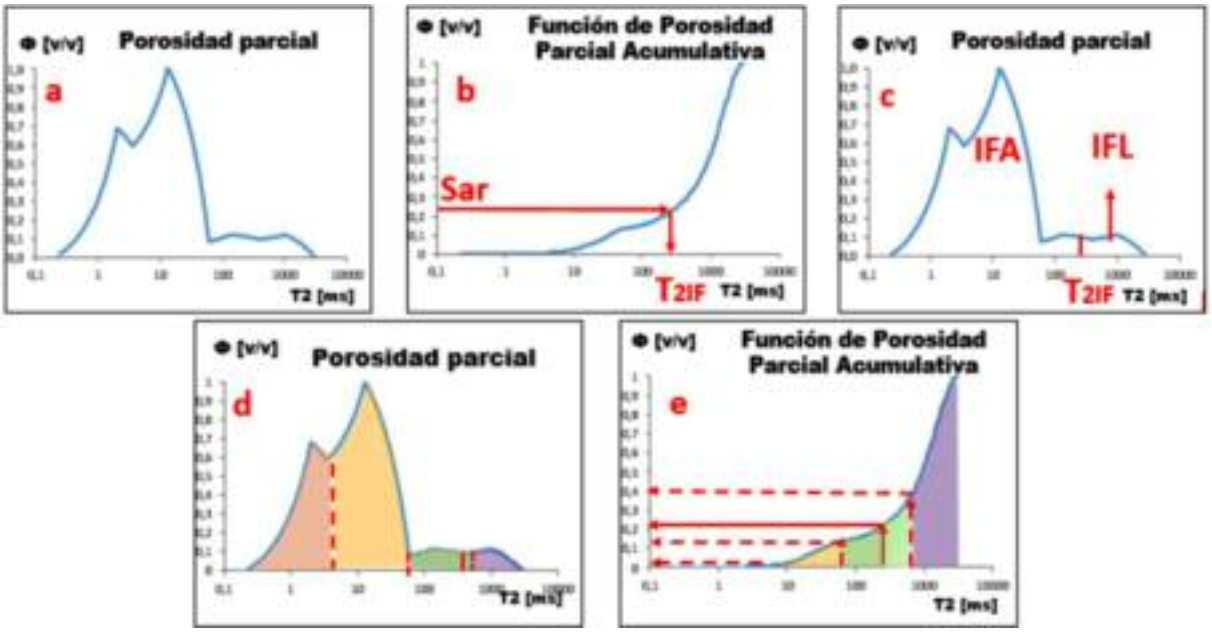

Figura 3. Pasos de interpretación a partir del método S, para los datos de distribución de T2 saturadas (Fuentes-Rodríguez, 2019).

Identificación del T2IF.

Es necesario corroborar la existencia del dato de la saturación de las arcillas (SAR), de laboratorio para identificar el T2 correspondiente a dicha saturación (T2IF) (**Figura 3b**), el cual diferencia el índice de fluido adherido (IFA), del índice del fluido libre (IFL). El IFA es igual a la SAR, partiendo de que la muestra se encuentra 100 % saturada de un único fluido se asume que: IFA + IFL = 100% (**Figura 3c**).

Tabla 2. Límites de los T_2 de corte para los tipos de porosidades.

Tipos de T_2	Límites de T_2
Arcilla<T_2	T_2 límite entre la porosidad de la arcilla con la porosidad de los capilares
Capilares<T_2<Mesoporosidad	T_2 límite entre la porosidad de los capilares y la mesoporosidad
Mesoporosidad<T_2<Macroporosidad	T_2 límite entre la mesoporosidad y la macroporosidad

Identificación de los T2 de corte.

Los T2 de corte dividen el área total bajo la curva de distribución de T2 en varios componentes que corresponden a los diferentes tipos de porosidades existentes en la muestra. Su elección está determinada por los mínimos, los ceros y los puntos de inflexión de la curva (**Figura 3d**, líneas discontinuas). Por lo general, se determinan tres T2 de corte de acuerdo con el modelo de porosidades utilizado en la investigación (**Tabla 2**).

Cálculo de las porosidades por componentes.

Las porosidades para cada componente se calculan por el área bajo la curva de la función acumulativa para la distribución de T2, utilizando los T2 de corte como límites de áreas (**Figura 3e**). La porosidad parcial para cada componente es el porciento que representa el área que ocupa el componente con respecto a la porosidad total.

Además, se calcula una porosidad relativa al área bajo la curva, entre el T2 de la meso o la macroporosidad y el T2IF. Este valor simboliza los poros grandes que no están conectados (Ønc), porque su T2 es menor que el T2IF; por lo que forma parte de la porosidad no efectiva (Øne), por tanto, el porciento de los poros no efectivos que forman parte de la meso o macroporosidad (Ønem), se calcula mediante la **Ecuación 1**:

$$Ønem = \frac{Ønc}{Øne} * 100\ [\%] \quad (1)$$

A partir de la porosidad total de laboratorio se calcula porosidad para cada componente según la **Ecuación 2:**

$$Øc = Øpc * \frac{Øt}{100}\ [\%] \quad (2)$$

Donde:

Øc: Porosidad para cada componente [%].

Øpc: Porosidad parcial para cada componente referida a la porosidad total [%].

Øt: Porosidad total de laboratorio [%].

Método S+D.

El método S+D se emplea para la interpretación de los datos conformados por las curvas de distribución de T2 saturada y desaturada (**Figura 4a**), por lo que se calcula el área bajo ambas curvas, representada mediante una función acumulativa de T2 (**Figura 4b**).

Identificación del T2IF.

Las diferencias entre ambas porosidades parciales representan los IFA (área bajo la curva desaturada) e IFL (100 %- IFA). Por lo que el T2IF corresponde al tiempo que representa la curva desaturada en la satu-

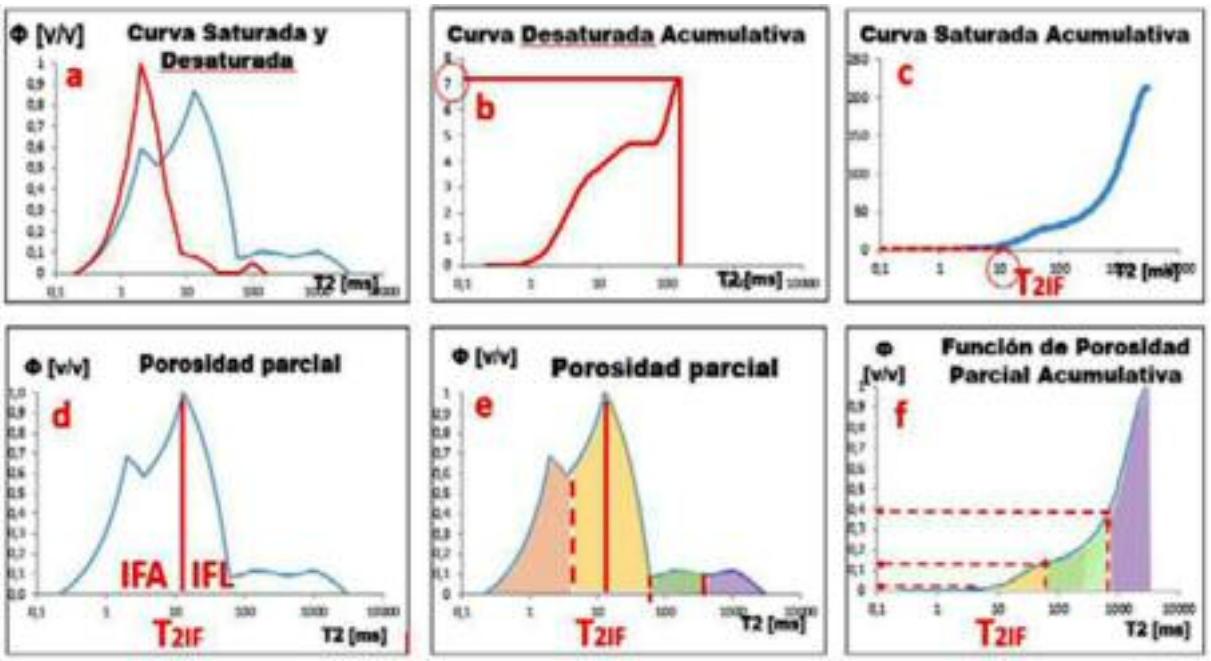

Figura 4. Pasos de interpretación a partir del método S+D, para los datos de muestras con la distribución de T2 saturadas y desaturadas (Fuentes-Rodríguez, 2019).

rada (**Figura 4c**).

Luego, la identificación de los T2 de corte y las porosidades por componentes se calculan siguiendo el mismo procedimiento que el método S. (**Figuras 4d**, **4e** y **4f**).

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Interpretación de resultados obtenidos por el Método T2.

La estimación de la función de partida a partir del ajuste multiexponencial con el uso de las componentes (**Figura 5a**) presenta un bajo grado de error a medida que evalúa el aporte de cada una de estos compontes integrados en la aproximación de las funciones (**Figura 5b**). Este resultado está en la tabla de la **Figura 5c**, con un EMC de 0.036.

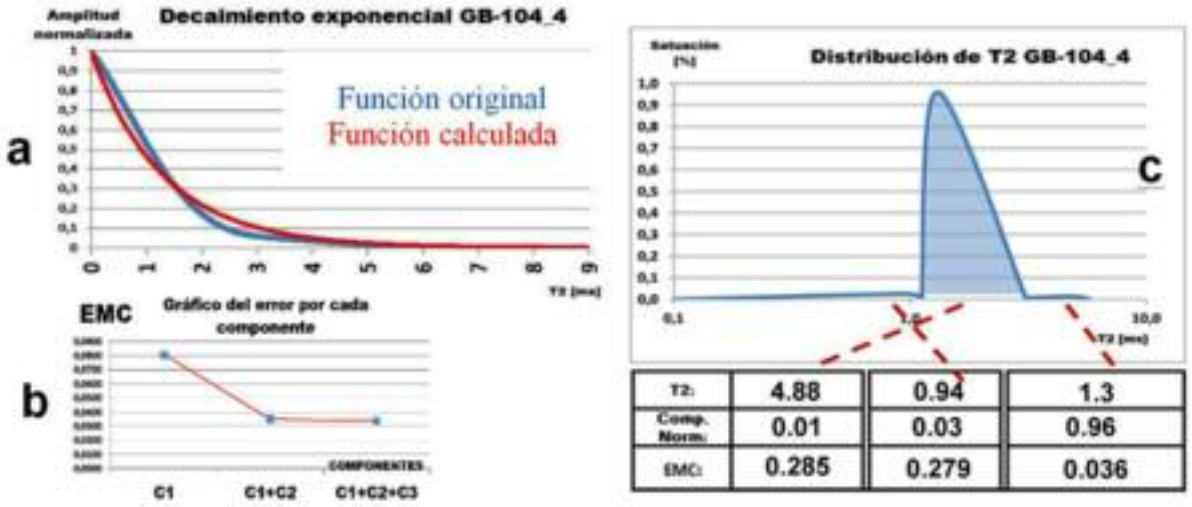

Figura 5. Resultados de la interpretación del método T2 para la muestra 4 del pozo GB-104 (Fuentes-Rodríguez, 2019).

En el gráfico de distribución de T2 (**Figura 5c**), tiene un gran peso la primera componente. No es más que el corte de referencia hecho a la muestra durante la medición y no se toma en cuenta durante la interpretación, ya que, a pesar de representar de forma física los espacios vacíos saturados de fluido, desde el punto de vista petrofísico, no caracteriza el espacio poroso natural de las muestras.

Interpretación petrofísica de la porosidad por separación en componentes.

La **Figura 5a** representa el ajuste realizado de la función multiexponencial. La **Figura 5b** muestra la disminución del error durante el ajuste a medida que se incorpora cada componente, además, se aprecia cómo disminuye de forma brusca el error con el peso de la segunda componente. La **Figura 5c** presenta la distribución de T2, donde el área sombreada en azul representa el corte de referencia y en la tabla los valores que caracteriza cada componente.

Las porosidades solo se calcularon para estas dos componentes y se separaron en microporosidad y mesoporosidad, donde esta última ocupa un 76.6 % del espacio poral equivalente a un 6 % de porosidad. Tanto las porosidades efectivas como los índices de fluido no se calcularon debido a la falta de información sobre el contenido de SAR o la ausencia de la medición de RMN para la muestra desaturada (**Tabla 3**).

Tabla 3. Componentes de la porosidad para la muestra 4 de GB-104.

Componentes	*Cut-off* [ms]	Porosidad Parcial [%]			Porosidad Total [%]		
I	7.80	Micro	23.4	IFA	Micro	1.8	No efectiva
II	92.0	Meso	76.6	IFL	Meso	6.0	Efectiva
		Total	100		Total	7.8	

Interpretación de los resultados obtenidos por el Método S.

Para las muestras del yacimiento de Boca de Jaruco, las distribuciones de T2 del pozo BJ-2001 muestran un comportamiento unimodal de forma aparente, con ligeros cambios que fueron identificados como puntos de inflexión para la determinación de los T2 de corte de los componentes de la porosidad. No siendo así en las distribuciones de T2 de las muestras del pozo BJ-2002, donde se aprecia con mayor detalle los componentes que constituyen la porosidad. La diferencia entre las formas de las distribuciones entre ambos pozos es debido a las litologías. Las muestras del pozo BJ-2001 son carbonatos fracturados, mientras que las muestras del pozo BJ-2002 son margas por lo que la microporosidad es más notable, entre ellos los valores de arcilla.

Los valores de la saturación de agua residual para las muestras del pozo BJ-2001 se comportan entre 16 y 30%, mientras que el pozo BJ-2002 presenta valores mayores, entre 38 y 79 % (CEINPET, 2019). Esta diferencia es producto a la litología ya que las muestras del pozo BJ-2002 presentan mayor contenido de arcilla que las muestras del pozo BJ-2001. Por tanto, el IFL calculado para ambos pozos es, en general mayor al IFA exceptuando algunas muestras del pozo BJ-2002 (**Figura 6**).

La arcillosidad del pozo BJ-2002 afecta la capacidad productora del intervalo colector (Castro, 2017). Como se observa en la **Tabla 4**, más de un 50 % del volumen pertenece al IFA. A diferencia del pozo BJ-2001 donde es mucho mayor la capacidad de entrega con un 80 % de IFL de forma aproximada. A pesar de presentar un porcentaje de poros no conectados se mantienen elevados los índices de fluidos libres y por tanto, la porosidad efectiva.

En estos pozos, se identificaron hasta cinco componentes correspondientes a los cuatro tipos de porosidades: arcilla, capilares, meso, y macro, donde predominan los poros de mayor tamaño (meso y macro), lo cual es común en los reservorios carbonatados (Castro, 2017), representando un alto porcentaje

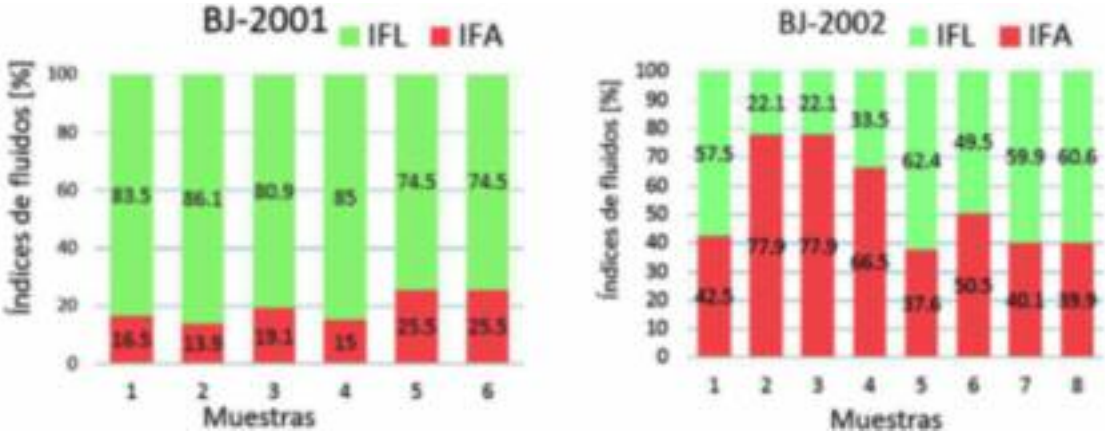

Figura 6. Relación de índices de fluidos en las muestras de los pozos BJ-2001 y BJ-2002. Se comprobará el comportamiento casi homogéneo y bajo de los IFA en el pozo BJ-2001, a diferencia del pozo BJ-2002 (Fuentes-Rodríguez, 2019).

Tabla 4. Resultados de la separación de la porosidad en componentes para los pozos BJ-2001 y BJ-2002.

		BJ-2001	BJ-200
Porosidad Parcial [%]	Agua-Arcilla	0.0	1.4
	Capilares	4.6	6.5
	Microporosidad	4.7	7.9
	Mesoporosidad	76.4	57.5
	Macroporosidad	18.9	34.7
	Meso-Macro no conectada	14.5	30.4
	IFA	19.3	54.1
	IFL	80.8	45.9
Porosidad [%]	Agua-Arcilla	0.0	0.3
	Capilares	0.7	1.4
	Microporosidad	0.7	1.6
	Mesoporosidad	11.3	14.4
	Macroporosidad	2.7	7.9
	Meso-Macro no conectada	2.0	6.8
	No efectiva	4.5	12.0
	Efectiva	10.2	12.0
	Total	14.7	24.0

de la porosidad total.

Entre ellos la mayor representación está dada por la mesoporosidad con más de un 60 %, exceptuando algunas muestras del pozo BJ-2002 donde predomina la macroporosidad. La porosidad efectiva se encuentra distribuida entre los meso y macro poros.

Interpretación de resultados obtenidos con el Método S+D.

A partir de los resultados del método S+D, se obtuvieron los índices de fluidos. Todas las muestras presentan muy buenas propiedades productoras exceptuando la muestra V-709-2 que presenta un IFA de 91 %, con muy bajas propiedades colectoras (**Figura 7**).

Por otra parte, con el análisis de las porosidades para estas muestras (**Figura 8**), se evidencia el pre-

Figura 7. Índice de fluidos para las muestras medidas en Canadá en el año 2000. Interpretación a partir del método S+D (Fuentes-Rodríguez, 2019).

Figura 8. Resultado de las componentes de la porosidad estimadas a partir del método S+D. La raya carmelita simboliza la división entre la porosidad efectiva y la no conectada (Fuentes-Rodríguez, 2019).

dominio de la macroporosidad, excepto en el pozo BJ-730, que la mayor presencia la tiene la mesoporosidad; y la muestra V-709-2 que predomina la microporosidad de tipo capilares.

Se presentan poros de gran tamaño no conectados en los pozos BJ-268 y V-709-2. Incluso existen poros de menor tamaño que son efectivos, como es el caso de los pozos BJ-730 y PE-3, en ambos aproximadamente un 80 % de los poros pequeños son efectivos. Estas muestras según Rodríguez-Loeches (2000), son carbonatos con predominio de microfracturas. A pesar de que el tamaño poral no es tan grande y se consideren microporos, la presencia de las grietas o fracturas contribuye al paso de fluidos, aumentando la capacidad de permeabilidad de los mismos durante la desaturación de las muestras.

Los pozos BJ-286 y PE-3 presentan los mayores índices de fluidos libres, presentando mejores propiedades colectoras. Las muestras del pozo V-709 tienen un comportamiento opuesto, debido a la existencia de un alto índice de fluido adherido.

Correlación de resultados obtenidos por los méto-

dos S y S+D.

Las muestras analizadas en Canadá durante el 2000, se evaluaron por ambos métodos de interpretación, ya que por un lado se conoce el valor de agua residual, medido por laboratorio de petrofísica y, por otro lado, la curva de la distribución de T2 desaturada. Ambos resultados permiten dividir los índices de fluidos y estimar la porosidad efectiva.

Al comparar los resultados de ambos métodos, se evidencia un aumento en el índice de fluido adherido para el método S, debido que el porciento de saturación de agua irreducible es mayor para este método que el calculado por el método S+D a partir de la curva desaturada de distribución de T2. De manera que se aconseja, siempre que se pueda, el uso del parámetro SAR; pues al calcularlo a partir de la curva desaturada, puede sobreestimarse el IFL al tomar un menor valor de corte de agua residual.

Los resultados también se compararon con los índices de carbonatosidad de estas muestras (**Tabla 5**). Obteniéndose que los mayores valores se presentan en las muestras de los pozos PE-3 y BJ-730, con más del 80 % de carbonatosidad.

De tal forma, existe una notable relación directa entre el contenido de porosidad efectiva o índice de fluidos libres y la carbonatosidad como se observa en la gráfica de la **Figura 9.** Esta relación es debido a que, con el incremento de la carbonatosidad, disminuye la influencia de arcilla en la muestra y por tanto, de la misma forma disminuyen las características se-

Tabla 5. Resultado de carbonatosidad medidos por petrofísica de laboratorio para las muestras evaluadas por ambos métodos. (Ceinpet, 2019).

Pozos	Carbonatosidad [%]
BJ- 730	80.9
PE- 3	95.0

llantes de la misma, permitiendo el paso de fluidos.

Otra característica que relaciona el índice de carbonatosidad con el índice de fluidos libre es la presencia de fracturas y poros de grandes tamaños comunicados en los carbonatos que posibilitan el «transporte» de los fluidos presentes.

Análisis sobre los tiempos de corte obtenidos.

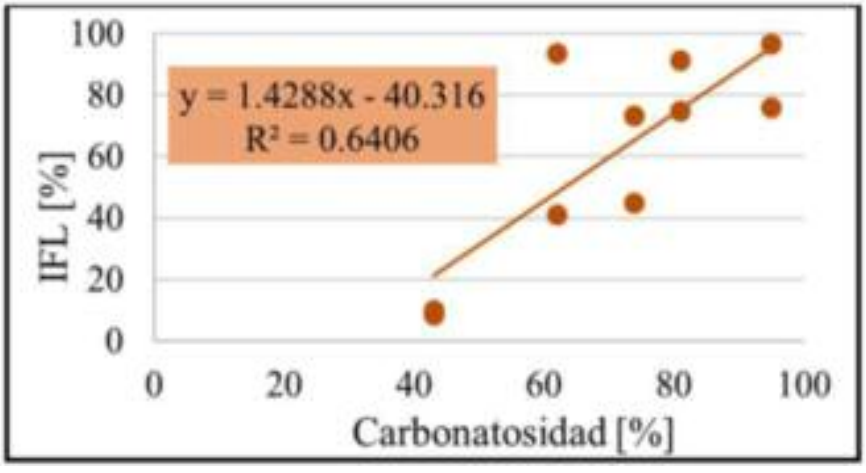

Figura 9. Correlación gráfica entre el Índice de fluidos libres evaluados por los métodos S y S+D y la carbonatosidad (Fuentes-Rodríguez, 2019).

Las muestras interpretadas presentan una variabilidad entre los tiempos de corte (*cut-off*). La heterogeneidad en la distribución de las porosidades es debido a las diferencias de litologías de las muestras; dado que la porosidad de las arenas, margas, carbonatos fracturados y tobas no se encuentra distribuidas de la misma manera, ni en proporciones iguales, muchos factores afectan la porosidad incluso en muestras de una misma litología como son los carbonatos, que presentan tanta diversidad de porosidades en su estructura. Además, la influencia de componentes como arcilla, o poros de gran tamaño no conectado, provocan una heterogénea caracterización del espacio poral.

Atendiendo el gráfico de la **Figura 10**, se separaron las porosidades en cuatro componentes para tres valores de corte, respectivamente.

Los T2 de corte estimados a partir del método S, no difieren en relación a los evaluados a partir del método S+D, por lo que su análisis se llevó a cabo de manera general incluyendo ambos métodos.

El valor de T2 de corte que divide las arcillas de los capilares, por lo general es menor de 10 m, exceptuando algunas muestras del pozo BJ-2002, donde aumenta el volumen de arcilla producto a la litología de estas muestras que son margas. El T2 de las arcillas se encuentra de forma aproximada entre los 5ms, pero tiene un rango de variación de 3-8ms desde los carbonatos menos arcillosos y tobas, hasta carbonatos con mayor influencia de arcillosidad.

El valor de T2 de corte que divide la microporosidad de la macroporosidad es menor de 60 ms. El T2 medio para este corte es de 30 ms pudiendo variar entre 7/8-40/60 ms. Los menores valores están asociados en lo fundamental a arenas, tobas y carbonatos limpios de arcillas, entre 10-20 ms, como es el caso del pozo GB-104, las muestras del yacimiento Pina, BJ-286 y el pozo BJ-730. Entre 20-60 ms carbonatos con microfracturas o con mayor influencia de capilares que aumentan el T2 de corte producto al incremento de las interacciones de los protones de hidrógeno por el aumento de fluidos, sea presentes en las microfracturas o como agua ligada a los capilares. Ejemplos son las muestras con predominio de microfracturas como en el pozo BJ-2001 y el pozo PE-3, o predominio de arcillas como en el pozo BJ-2002 y el pozo V-709.

El valor de T2 de corte que divide la mesoporosidad de la macroporosidad es menor de 600 ms. El T2 medio para este corte es de 200 ms pudiendo variar entre 35-600 ms. Los menores valores de 100 ms (35-100 ms), correspondientes a la porosidad interpartícula, están presentes en carbonatos con baja influencia de arcillas y en tobas, mientras que los mayores valores, que varían entre 100-400 ms, se presentan en los carbonatos con mayor influencia de arcillas como es el pozo V-709 y el pozo BJ-709.

En los carbonatos cubanos existe una alta arcillosidad. Esto provoca la formación de capas de arcilla que se adhieren a las paredes de los poros, provocando la disminución del ancho de la garganta de poro y la retención de fluidos. Este efecto causa un aumento de los T2 de corte de los componentes meso y macroporosidad en relación a carbonatos con índices

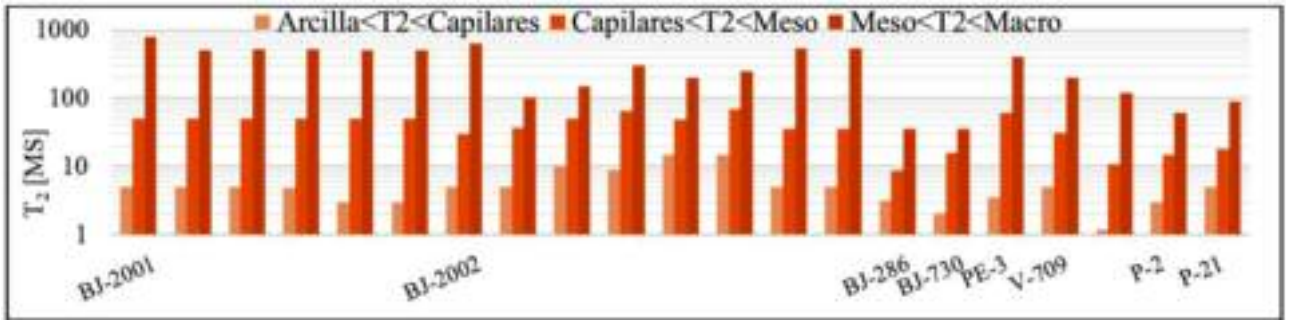

Figura 10. Comportamiento de *cut-off* para las muestras de estudio atendiendo a los tipos de porosidad según el método S (Fuentes-Rodríguez, 2019).

altos de carbonatosidad sin fracturas.

Sin embargo, cuando los valores son mayores de 500ms, se trata de carbonatos muy fracturados o con predominio de poros de gran tamaño no conectados, como es el caso de las muestras de los pozos PE-3 y BJ-2001.

Las muestras evaluadas para el pozo BJ-2001, son un ejemplo del comportamiento de los valores de corte para un yacimiento carbonatado fracturado con baja influencia de arcillas. Para estas muestras el comportamiento de los T2 de corte es bastante homogéneo (**Figura 11**). De modo aproximado, 4 ms entre las arcillas y los capilares, 50 ms entre la microporosidad y la mesoporosidad y mayores de 500 ms para la ma-

	Arcilla<T2<Capilares	Capilares<T2<Meso	Meso<T2<Macro	T2 final
1	5.00	50.00	800.00	1200.00
2	5.00	50.00	800.00	1100.00
3	5.00	50.00	528.12	1000.00
4	4.75	50.00	518.75	1100.00
5	3.00	50.00	800.00	1600.00
6	3.00	50.00	800.00	1600.00
Media	4.29	50.00	657.81	1266.67

Figura 11. Representación de los *cut-off* por cada tipo de porosidad para las muestras del pozo BJ-2001 (Fuentes-Rodríguez, 2019).

croporosidad.

CONCLUSIONES

- La separación de la porosidad en componentes estimada para todos los pozos de estudio, resultó un gran aporte a la interpretación petrofísica. Permitió estimar qué parte de la porosidad total era microporosidad y, dentro de esta, separar la porosidad proveniente del agua ligada a las arcillas y a los capilares. Predijo el porciento de fluidos extraíbles y adheridos. La porosidad efectiva hallada por esta vía resultó más resolutiva en comparación con las estimaciones a partir de los registros geofísicos de pozo, ya que, no solo se excluyó la porosidad de la arcilla, como se hace convencionalmente, sino que también se tuvo en cuenta la presencia de agua ligada a capilares y a poros no conectados.
- Para los tiempos de corte entre arcillas y capilares (primera componente), la diferenciación estadística se basó en el predominio de arcilla. Para los tiempos de corte entre capilares y mesoporosidad (segunda componente), no solo se observó un aumento de T2 por la influencia de arcilla, sino también por la fracturación. Y en el tiempo de corte entre la mesoporosidad y macroporosidad (tercera componente), la influencia mayor la tuvo el tamaño de los poros.
- Estos resultados demuestran que no es recomendable determinar los componentes de la porosidad de acuerdo con patrones estándares de *cut-off* por litología. Siempre que el modelo de la estructura poral sea diferente a los patrones predefinidos, como por ejemplo

en los carbonatos fracturados, es necesario utilizar intervalos de *cut-off* variables de acuerdo con la composición litológica de cada muestra.

- Además se aconseja, siempre que se pueda, el uso del parámetro SAR obtenido en cada núcleo en el laboratorio petrofísico, pues al calcularlo a partir de la curva desaturada (método S+D), puede sobreestimarse el IFL al tomar un menor valor de corte de agua residual.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Acuña C., González G., Bonzani H., López E., 2003, La utilización de la resonancia magnética en la detección de petróleo en la Cuenca del Golfo San Jorge.

Akkurt R., Bachman N., Minh C., Flaum C., La Vigne J., Leveridge R., White J., 2009, La Resonancia Magnética Nuclear revela todo su potencial (Oilfield Review), 20(4), 4-23pp.

Alvarado R. Damgaard A. J., Hansen P., Raven M., Heider R., Hoshun R., Kovats J., Morriss Ch., Rose D., Wendt W., 2003, Registros de Resonancia Magnética Nuclear adquiridos durante la perforación (Oilfield Review).

Castro C., O., 2017, Evaluación petrofísica de formaciones gasopetrolíferas cubanas. Edición Centro Nacional de Información Geológica. ISBN 978-959-7117-55-1. La Habana.

CEINPET, 2019, Base de datos petrofísica de laboratorio: La Habana, Centro de Investigación del Petróleo.

Dunn K., Bergman D., Latorraca G., 2002, Nuclear Magnetic Resonance: Petrophysical and Logging Applications: Estados Unidos de América, Danville, California.

Fuentes-Rodríguez D. R., 2019, Separación de la porosidad en componentes mediante la Resonancia Magnética Nuclear como apoyo a la interpretación petrofísica: Universidad Tecnológica de La Habana, CUJAE, Facultad de Civil, Departamento de Geociencias (Tesis presentada en opción al título de Ingeniero Geofísico), 71pp.

González D., 2010, Desarrollo de modelos de interpretación petrofísica en reservorios carbonatados, aplicados en yacimientos de la Franja Norte de Crudos Pesados: La Habana, Universidad de Matanzas «Camilo Cienfuegos», Facultad de Ingenierías Química- Mecánica, Departamento de Química e Ingeniería Química (Tesis de especialidad).

Miquel G. 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.

Muro L., 2003, Generación de registros sintéticos de Resonancia Magnética a partir de registros eléctricos convencionales usando redes neuronales artificiales: Lima, Perú, Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Ingeniería de Petróleo (Tesis de grado).

Riedel M., 2008, Nuclear-Magnetic-Resonance (NMR) logging. EPS-550.

Rodríguez-Loeches J., 2000, Evaluación de la saturación en Reservorios Carbonatados usando mediciones de resistividad y de Resonancia Magnética Nuclear: La Habana, CEINPET.

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

Rodríguez M. O., Miquel G. L., Fuentes-Rodríguez. D. R., 2019, Estrategia para la estimación de parámetros en un modelo de suma de exponenciales en la determinación de los componentes de la porosidad en muestras de núcleos. Revista *Geociencias UO*, v.2, pp. 130-142.

Schlumberger, 1990, Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros: Texas, Sugar Land, Schlumberger-Educational-Services (Manual).

Fue: recibido 1-octubre-2020
corregido 16-octubre-2020
aprobado 3-noviembre-2020

Normas Editori
para revista
Geocien

UNIVERSIDAD OLMECA

A través de su Coordinación Editorial

CONVOCAN

A profesores investigadores, Centros de Investigación, docentes y alumnos universitarios (nacionales y extranjeros), profesionistas y empresas relacionadas con el ámbito cultural y académico a nivel nacional e internacional, para postular sus artículos originales para posible publicación de acuerdo con las bases siguientes:

1. Todos los artículos deben ser originales y en idioma español, periodicidad semestral.
2. Observar las Normas Editoriales disponibles para su consulta en: **https://www.olmeca.edu.mx/geociencizs**
3. Los trabajos se reciben en formato Word, serán enviados a: **editorial@olmeca.edu.mx**
4. Los postulantes deben esperar el proceso de arbitraje y la notificación de inclusión.

Mayores informes:
Coordinación Editorial

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

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

UNIVERSIDAD OLMECA

Raíz de sabiduría

http//www.olmeca.edu.mx