

Geociencias UO

Órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca

volumen 2, número 2, diciembre 2019

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

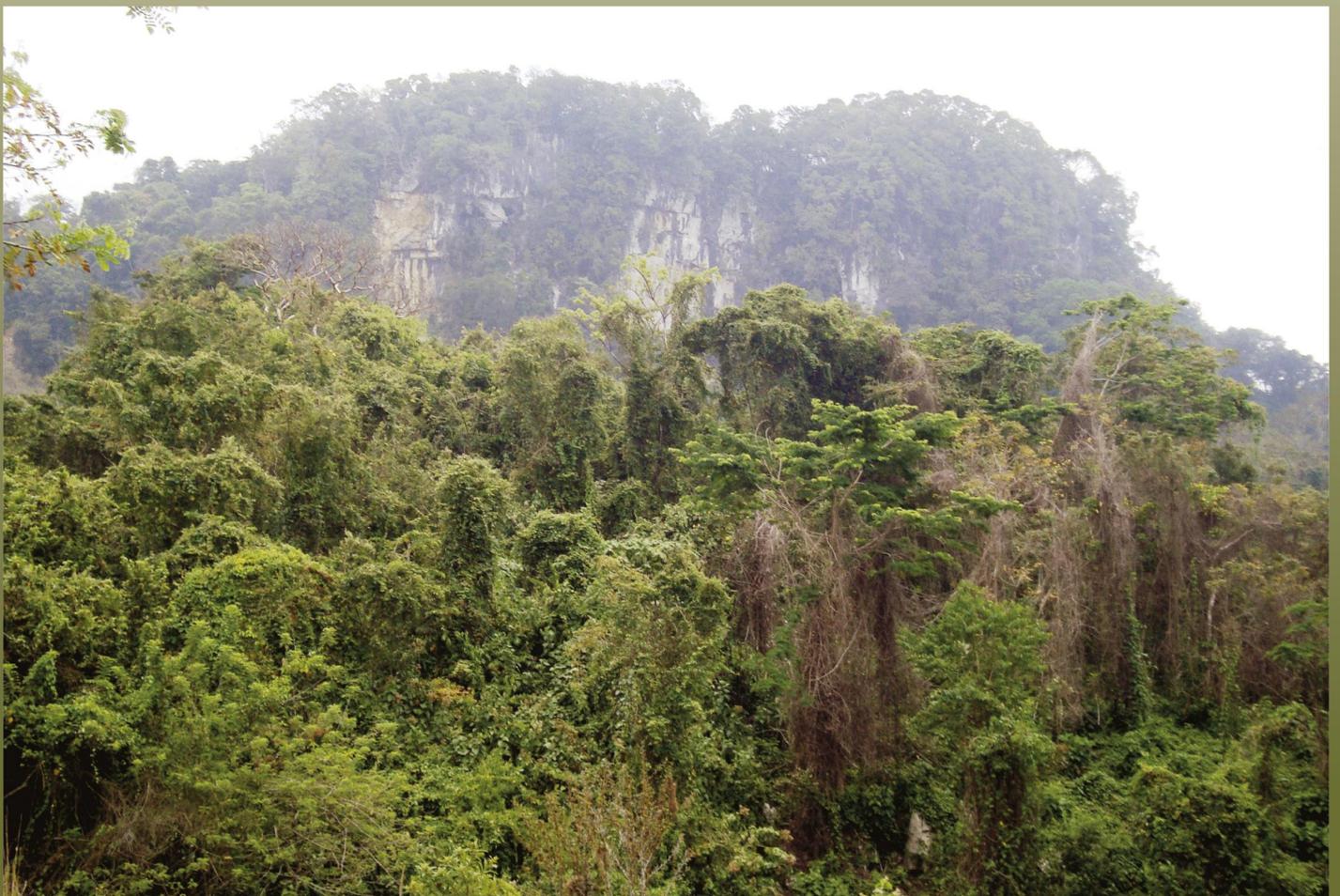


Imagen de la portada / Cover image / Imagem da capa

El Parque Estatal Agua Blanca, también conocido como Reserva Ecológica Agua Blanca es un Área natural protegida localizada en el municipio de Macuspana, estado de Tabasco, México, fue decretado oficialmente el 19 de diciembre de 1987. El Parque tiene una extensión territorial de 2,025 ha, está ubicado entre los paralelos 17° 35" y 17° 38" de latitud Norte y 92° 25" y 92° 29" de longitud Oeste. entre 100 y 300 MSNM. La sierra de Agua Blanca forma parte de la provincia fisiográfica Sierra de Chiapas, donde se distinguen las unidades fisiográficas, Llanura Cárstica y Uvala. La fotografía fue tomada por «Alfonsobouchot» el 8 de abril de 2012; en el siguiente enlace se puede ver la licencia de uso https://es.wikipedia.org/wiki/Archivo:Macuspana_Agua_Blanca_02.JPG

The Agua Blanca (White Water) State Park, also known as Agua Blanca Ecological Reservoir is a protected natural area in the Municipality of Macuspana, Tabasco State, México. It was officially named in december 19th 1987. The Park has a territorial area of 2025 ha. It is located among the parallels 17° 35" and 17° 38" north latitude and 92° 25" and 92° 29" west longitude. Between 100 and 300 MOSL. The Agua Blanca mountain range belongs to the physiographic province of Chiapas where the Uvala and Carstic plane physiographic units are distinguished. The picture was taken by «Alfonsobouchot» on april 8th 2012; you can find the licence of use in the next link: https://es.wikipedia.org/wiki/Archivo:Macuspana_Agua_Blanca_02.JPG

O Parque Estadual Agua Blanca, também conhecido como Reserva Ecológica Agua Blanca, é uma área natural protegida localizada no município de Macuspana, estado de Tabasco, México, foi oficialmente decretada em 19 de dezembro de 1987. O parque tem uma extensão territorial de 2.025 ha , está localizado entre paralelos 17° 35" e 17° 38" de latitude norte e 92° 25" e 92° 29" de longitude oeste. entre 100 e 300 masl. A Sierra de Agua Blanca faz parte da província fisiográfica de Sierra de Chiapas, onde se distinguem as unidades fisiográficas Larsura Cárstica e Uvala. A fotografia foi tirada por «Alfonsobouchot» em 8 de abril de 2012; no link a seguir, você pode ver a licença de uso https://es.wikipedia.org/wiki/File:Macuspana_Agua_Blanca_02.JPG

Comisión Técnica

Editores

Julio César Javier Quero

Francisco José Rivero Cruz

Revisores

Héctor de Paz (corrector de estilo)

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 2, número 1, junio 2019, 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 trámite. ISSN, en trámite. Certificado de Licitud de

Título, en trámite y Certificado de Licitud de Contenido, en trámite, ambos otorgados por la Comisión Calificadora de Publicaciones y Revistas Ilustradas de la Secretaría de Gobernación.

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

Este número se terminó de imprimir el 30 de junio de 2019, con un tiraje de 1 000 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



UNIVERSIDAD OLMECA
Raíz de Sabiduría

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

EDITORES EN JEFES

Francisco García Hernández

Doctor en Ciencias por la Colorado School of Mines

Heberto Ramos Rodríguez

Maestro en Ingeniería Petrolera por la UNAM
Maestro en Administración de Empresas por la UO

Tel +52 (993) 187 9700 ext. 1140. Villahermosa, Tabasco, México
correo electrónico: editorial@olmeca.edu.mx

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 Pública del Estado de Tabasco.
Rector Universidad Olmeca, A. C.

Beatriz Zumalacárregui de Cárdenas

Doctora en Química
Universidad Tecnológica de La Habana (CUJAE) de 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
Universidad Tecnológica de La Habana (CUJAE) de 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 Docencia en Educación Catedrático de la Universidad Olmeca

Tomás Ramírez Maldonado

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

Oswaldo Federico Donoso

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

Geociencias UO

Órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca



UNIVERSIDAD OLMECA
Raíz de sabiduría

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

COMITÉ DE ARBITRAJE

Oswaldo Rodríguez Morán
Presidente del Comité de Arbitraje

Manuel Enrique Pardo Echarte

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

Claudio Bartolini

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

Humberto Álvarez Sánchez

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

Manuel Mérida Llanes

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

Mounir Mahmoudi

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

Oswaldo Rodríguez Morán

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

Sumario

Presentación	<i>Emilio De Ygartua Monteverde</i>	82
Técnica de inversión sísmica para las investigaciones de propiedades de reservorios de hidrocarburos y su aplicación en Cuba.	<i>Bárbara Olenia Sánchez Arias, Emilio Escartín Sauleda, Bruno de Souza Silva, Hilda Esther Amador Longoria y Rigoberto Báez Gutiérrez.</i>	83
Caracterización de intervalos potencialmente productores de gas mediante modeladores litofaciales.	<i>Julio Ernesto Gómez Herrera, Osvaldo Rodríguez Morán, José Hernández León, José Arias del Toro, Zulema Domínguez Sardiñas, Yeniley Fajardo Fernández.</i>	90
Solución de casos utilizando el modelo de inversión para el análisis de elementos en la interpretación geofísica de pozos.	<i>Olga Castro Castiñeira y Yarilis Gómez Martínez</i>	99
Recuperación mejorada de hidrocarburos mediante la inyección de gases de descarbonatación	<i>César García Vidrio y Heberto Ramos Rodríguez</i>	107
Biotensoactivos y características de interés para recuperación de petróleo con bacterias aisladas de crudo cubano.	<i>Thais Hernández Gómez, Freya González Núñez, Lisset Miquel González, Saúl Fernández Valenzuela y Alexander Govin Sanjudo</i>	115
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.	<i>Osvaldo Rodríguez Morán, Lisset Miquel González, Dairy Rocío Fuentes Rodríguez</i>	130



Presentación



Muy estimados lectores, académicos, investigadores y jóvenes universitarios en general, me es grato hacer llegar a todos ustedes el cuarto ejemplar del órgano de difusión científica de la Universidad Olmeque, la revista *Geociencias UO*.

En esta ocasión, presentamos una serie de artículos y documentos generados como fruto del trabajo participativo y vinculante entre diversas instituciones de formación e investigación a niveles nacional e internacional, en áreas referentes a las ciencias de la Tierra y las ingenierías relacionadas.

Tal es el caso de los ingenieros, maestros y doctores del Departamento de Geociencias de la Universidad Tecnológica de La Habana José Antonio Echeverría (CUJAE), quienes se suman a esta publicación con su aporte como articulistas especializados en temas de gran relevancia para el acontecer profesional y docente, que hemos de compartir con nuestros lectores en las siguientes páginas.

Es gracias al esfuerzo en conjunto entre el área Editorial de la Universidad Olmeque, los lectores y quienes se han sumado a la tarea de ser articulistas frecuentes, que se ha podido integrar esta edición con la que damos el siguiente paso con miras a lograr la indexación correspondiente, que dará a quienes integran hasta el momento el padrón de articulistas, un nuevo valor curricular para sus aportaciones, mismas que son leídas en más de cinco países de habla hispana.

Dicho lo anterior, les invito nuevamente a compartir esta publicación con sus colegas, amigos y personal interesado en la temática señalada, esperando que sea del agrado de todos y para la expansión del conocimiento y la cultura, como lo pide la misión de la Universidad Olmeque. Gracias a todos.

Emilio De Ygartua Monteverde
Rector

Técnica de inversión sísmica para las investigaciones de propiedades de reservorios de hidrocarburos y su aplicación en Cuba.

Bárbara Olenia Sánchez Arias¹, Emilio Escartín Sauleda², Bruno de Souza Silva³, Hilda Esther Amador Longoria⁴ y Rigoberto Báez Gutiérrez⁵.

¹ *Ingeniera Geofísica. 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. Correo electrónico: olegaga87@gmail.com.*

² *Ingeniero Geofísico. Departamento de Geociencias, Facultad de Ingeniería Civil, Universidad Tecnológica de La Habana «José Antonio Echeverría», CUJAE. La Habana, Cuba, C.P. 19390.*

³ *Ingeniero Geofísico. Departamento de Geociencias, Facultad de Ingeniería Civil, Universidad Tecnológica de La Habana «José Antonio Echeverría», CUJAE. La Habana, Cuba, C.P. 19390.*

⁴ *Ingeniera Geofísica. Departamento de Geociencias, Facultad de Ingeniería Civil, Universidad Tecnológica de La Habana «José Antonio Echeverría», CUJAE. La Habana, Cuba, C.P. 19390.*

⁵ *Ingeniero Geofísico. Departamento de Geociencias, Facultad de Ingeniería Civil, Universidad Tecnológica de La Habana «José Antonio Echeverría», CUJAE. La Habana, Cuba, C.P. 19390.*

RESUMEN

En el presente trabajo se realiza un análisis sobre las variantes de inversión sísmica, ya que en la actualidad constituye una herramienta poderosa para realizar estudios detallados sobre algunos parámetros importantes que caracterizan los reservorios, como: porosidad, forma del poro, mineralogía, tipo de fluido, presión de poro, saturación de fluido y temperatura, a partir de la calibración con datos de pozo donde por medio de la inversión se busca inferir y recuperar esta información. Dada la importancia de este tema y las ventajas de su aplicación en Cuba y al desconocimiento de trabajos anteriores efectuados en nuestro país con respecto a este tema, se decide determinar cuál de las variantes de inversión sísmica sería la más factible para su empleo ajustándose a las condiciones geológicas específicas que presenta. Se realizó una investigación bibliográfica de las diferentes variantes de inversión sísmica para la aplicabilidad en Cuba, a partir de la investigación bibliográfica y sobre la base teórica de cada una de ellas, las cuales indican su alcance, se determinó que de todas las variantes estudiadas la más conveniente sería la inversión sísmica simultánea. Se consideró que este método de inversión es el más adecuado porque se ajusta mejor a las condiciones geológicas

presentes; y donde se conoce la alta complejidad producto del sobrecorrimiento de las estructuras en donde se encuentran las mayores reservas de hidrocarburos al norte de Cuba.

Palabras clave: Inversión sísmica, inversión simultánea, reservorios, hidrocarburo

ABSTRACT

Presently work is carried out an analysis on the variants of seismic investment, since at the present time it constitutes a powerful tool to carry out detailed studies on some important parameters that characterize the reservoirs, as: porosity, forms of the pore, mineralogy, type of fluid, pore pressure, saturation of fluid and temperature, starting from the calibration with well data where by means of the investment it is looked for to infer and to recover this information. Given the importance of this topic and the advantages of their application in Cuba and to the ignorance of previous works made in our country with regard to this topic, he/she decides to determine which of the variants of seismic investment it would be the most feasible for their employment being adjusted to the geologic specific conditions that it presents. It was carried out a biblio-

graphical investigation of the different variants of seismic investment for the applicability in Cuba, starting from the bibliographical investigation and on the theoretical base of each one of them, which indicate their reach, were determined that of all the studied variants the most convenient would be the seismic simultaneous investment. It was considered that this investment method is the most appropriate because it is adjusted well to the conditions geologic present; and where the high complexity product of the over roll of the structures is known where are the biggest reservations of hydrocarbons to the north of Cuba.

Key Words: Seismic investment, simultaneous investment, reservoirs, hydrocarbon

RESUMO

Agora trabalho é levado fora uma análise nas variantes de investimento sísmico, desde na atualidade isto constitui uma ferramenta poderosa para levar a cabo estudos detalhados em alguns parâmetros importantes que caracterizam o reservorios, como: porosidade, formas do poro, mineralogia, tipo de fluido, pressão de poro, saturação de fluido e temperatura, a partir da calibração com bem dados onde por meio do investimento é olhado para deduzir e recuperar esta informação. Dado a importância deste tópico e as vantagens da aplicação deles em Cuba e à ignorância de trabalhos previamente feita em nosso país com respeito a este tópico, ele decide determinar o qual das variantes de investimento sísmico seria o mais possível para o emprego deles sendo ajustado às condições específicas geológicas que apresenta. Ele foi levado fora uma investigação bibliográfica das variantes diferentes de investimento sísmico para a aplicabilidade em Cuba, a partir da investigação bibliográfica e na base teórica de cada um deles, que indicam o alcance deles, era determinado que de todas as variantes instruídas os mais convenientes seriam o investimento simultâneo sísmico. Era considerado que este método de investimento é o mais apropriado porque é ajustado bem às condições presente geológico; e onde o produto de complexidade alto do sobrecoorrimiento das estruturas é conhecido onde é as reservas maiores de hidrocarboneto ao norte de Cuba.

Palavras chave: Investimento sísmico, investimento simultâneo, reservorios, hidrocarboneto

INTRODUCCIÓN

A través de los años y en cada contexto histórico ha ha-

bido técnicas de apoyo a los diferentes métodos geofísicos con el fin de lograr interpretaciones más fidedignas sobre la estructura del subsuelo. A esto se le agrega que en la actualidad no es desconocido el avance tecnológico y sobre todo la importancia de descubrir nuevos yacimientos, llámese yacimientos de minerales (metálicos o no metálicos) o los más buscados como los de hidrocarburos en condiciones geológicas cada vez más complicadas. Con respecto a estos últimos es que se formuló la búsqueda de nuevas técnicas que permitieran obtener más información sobre los mismos. No solo existe carencia de nuevos descubrimientos, sino que se necesita a partir de los ya existentes, nuevas metodologías para el mejor aprovechamiento de sus recursos.

Por esto se recurrió a la búsqueda e investigación bibliográfica de la técnica conocida como «Inversión Sísmica» ya que en la actualidad constituye una herramienta poderosa para realizar estudios detallados sobre algunos parámetros importantes que caracterizan los reservorios. Debido a la importancia de este tema y las ventajas de su aplicación en Cuba y al desconocimiento de trabajos anteriores efectuados en nuestro país con respecto a este tema, se decide determinar cuál de las variantes de inversión sísmica sería la más factible para su aplicabilidad en nuestro país, que se ajusten a las condiciones geológicas específicas que presenta. Por lo que el objetivo a cumplir será realizar una investigación bibliográfica de las diferentes variantes de inversión sísmica para la aplicabilidad en Cuba.

Esto ayudaría a lograr una mejor caracterización de reservorios y ubicaciones para posibles perforaciones de nuevos pozos, entre otras ventajas, como: cálculo de perfiles de invasión de los fluidos del pozo a partir de los registros de inducción, extracción de las litologías de las capas y las saturaciones de fluidos a partir de mediciones de interpretación de volúmenes de gas, petróleo y agua utilizando registros de producción, ayuda a la correlación de parámetros petrofísicos más fácilmente de lo que es posible hacer con las amplitudes sísmicas solamente, detectar heterogeneidades laterales aun cuando no son visibles en los datos sísmicos y aumentar significativamente la resolución vertical obtenida en la interpretación sísmica convencional.

MATERIALES Y MÉTODOS

El método principal empleado es la sísmica de reflexión, con la variante de inversión sísmica que en la actualidad a nivel internacional ha tomado una gran connotación por los

resultados que se han alcanzado a través de su aplicación.

La teoría que da sustento a este método se basa en el modelo convolucional, que representa la suma de los productos de dos series temporales discretas en el dominio del tiempo (**Figura 1**). Se define como una serie de técnicas matemáticas capaces de obtener las propiedades del subsuelo, mediante el análisis de datos sísmicos y de registros de pozos. El problema inverso es el opuesto al modelado directo, este utiliza un modelo hipotético y una serie de ecuaciones para estimar la reflectividad.

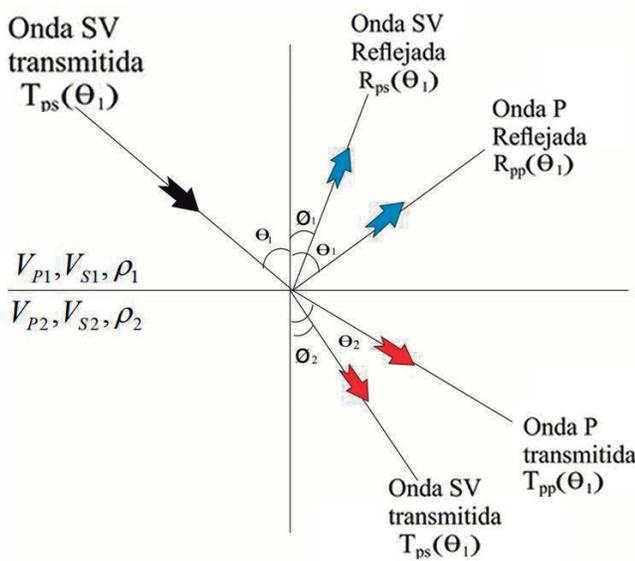


Figura 1. Modelo sísmico básico. Modificado de Álvarez (2017)

La reflectividad será la relación entre amplitudes de las ondas incidente y reflejada, esta reflectividad responde a los cambios de impedancia acústica y se describe detalladamente en la **Ecuación 1** (Álvarez, 2017). Por lo tanto, la reflectividad será generada mediante un modelo convolucional que se representa matemáticamente de la siguiente forma matricial:

$$\begin{pmatrix} W_o & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & W_o & \dots & \vdots \\ W_{n-1} & \vdots & \vdots & 0 \\ 0 & W_{n-1} & \vdots & W_o \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & \dots & 0 & W_{n-1} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} R_0 \\ \vdots \\ R_{m-1} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} S_0 \\ \vdots \\ S_{n+m} \end{pmatrix} \quad (1)$$

Donde:

S_{n+m} ; Es el número de muestras que componen la traza sísmica.

R_{m-1} ; Son las m-1 muestras que componen la serie de reflectividad.

W; Es la matriz para convolucionar la ondícula con cada elemento de la serie de reflectividad.

A partir de esto último se obtendrá el coeficiente de reflexión y la impedancia acústica de cada una de las trazas sísmicas, aunque para poder obtener esta propiedad intrínseca de las rocas a partir de la inversión sísmica simultánea es imprescindible conservar los *gathers* antes de ser sumados, y mantener conservadas las amplitudes (pre-apilado).

Como resultado se determinó que de las variantes estudiadas, la inversión simultánea fue la más factible para su aplicabilidad; esto es debido a que a partir de la misma y teniendo la conservación de los *gathers* antes de la suma se obtienen modelos de impedancia de la onda P, onda S y densidad, preservando la relación entre estos atributos. La ventaja del método radica en que se determinará la onda S, no siendo así en los demás métodos donde solo se obtendría con la aplicación de sísmica multicomponente, la cual es altamente costosa y no se ha efectuado en Cuba, o a través del registro sísmico dipolar pero sería en una zona y no en toda la extensión del área de interés, aunque este registro es necesario para la aplicación de esta variante.

La importancia de incluir la onda S trae consigo poder identificar con mayor grado de exactitud anomalías de amplitud, contacto agua petróleo, determinar una zona más adecuada para proponer la extensión de un pozo y realizar con mayor calidad la caracterización de reservorio. Esto se realiza a partir de la ecuación exacta de Zoeppritz, donde es examinado el comportamiento de las velocidades de las ondas en función del ángulo de incidencia donde, una onda sísmica al atravesar la interfaz entre dos medios con diferentes propiedades acústicas, sufrirá una partición de su energía, y una parte se reflejará y la otra se transmitirá. Obteniéndose cuatro componentes: dos reflejados (P_{ref} y S_{ref}) y dos transmitidos (P_{tran} y S_{tran}).

La ecuación exacta de Zoeppritz se ajusta a las condiciones geológicas del sector tomado para esta investigación, que representa un segmento del cinturón sobrecorrido norte cubano, el cual, debido a los movimientos tectónicos durante la orogenia que afectó el Margen Continental cubano en el período Cretácico – Eoceno Inferior, presenta estructuras con ángulos de inclinación

superiores a 500 grados, con el empleo de dicha ecuación podrá ser estimado el comportamiento de las ondas, posibilitando su aplicación con valores de ángulos variables hasta 75 grados o más, lo que no sucede con otras aproximaciones de la misma ecuación realizadas por Aki-Richard y otros.

Existen varios tipos de inversiones sísmicas, las cuales son aplicadas a partir de la tarea técnica a resolver y sobre la base de los datos disponibles. Mientras mayor información se tenga y menos datos haya que estimar, así será la calidad de la respuesta y la solución a determinados problemas. Sin embargo, las demás variantes que se analizaron se desarrollan después de la suma de trazas y a pesar de que arrojan buenos resultados para la caracterización de yacimientos, no podría obtenerse los valores de impedancia de la onda S.

RESULTADOS

Como resultado del análisis bibliográfico se verificó la existencia de una división en los principales tipos de inversión sísmica. Esta división presenta algunas de las variantes utilizadas comúnmente y la subdivisión de las mismas en las categorías de pre-apilado (antes de la suma de trazas) y post-apilado (después de la suma de trazas). A continuación, se hará referencia a los tipos de inversión sísmica que se analizaron para determinar cuál sería la más conveniente para su aplicación en un sector del norte de Cuba. Las descripciones de las diferentes inversiones fueron consultadas en Álvarez (2017).

Inversión pre-apilado

Inversión simultánea: El objetivo de los procesos de inversión simultánea es hacer estimaciones confiables de impedancia de las ondas P, S y densidad, con el fin de predecir presencia de fluidos y litologías. La inversión simultánea tiene ventajas sobre la inversión post-apilado, porque produce tres volúmenes simultáneamente: impedancia de ondas P, impedancia de ondas S y densidad, preservando la relación entre los tres atributos. Este método presenta su base matemática en la ecuación exacta Zoeppritz.

Inversión Post-apilado

Inversión basada en modelo: Es un método de inversión fundamentado en el modelo convolucional, a diferencia de otros métodos y como su nombre lo indica, utiliza un modelo inicial de impedancia de onda P de baja frecuencia,

generado a partir de los registros de pozo y la información de horizontes. Este método está basado sobre el método de inversión lineal generalizada, que fue propuesto el año 1983 por Cooke y Schneider como un reemplazo a la inversión recursiva. La inversión lineal generalizada (GLI), a veces conocida como modelo de perturbaciones, es aplicada a un conjunto de datos sísmicos reales con el objetivo de obtener un perfil de impedancias acústicas en función del tiempo, para cada traza sísmica. Este método se utiliza muchas veces en conjunto con la inversión simultánea.

Inversión recursiva: Esta inversión busca recuperar la impedancia acústica a partir de la traza sísmica, con la condición de conocer primero la impedancia y el coeficiente de reflexión de la primera capa. Esta inversión funciona como una forma de extraer valores de porosidad de acuerdo con la ecuación de Wyllie y la corrección de lutita.

Inversión de impulsos separados (Sparse-spike): Es una técnica de deconvolución, que genera un modelo de reflectividad y estima una ondícula basada en este modelo. Después se invierte la reflectividad generada por deconvolución mediante un proceso recursivo. Las técnicas utilizadas para la deconvolución y la inversión son: Máxima semejanza, Norma L1 y mínima entropía.

Inversión de onda o inversión de velocidad: Consiste en invertir la dispersión, generando mapas de inversión del subsuelo, mediante observaciones de varias fuentes acústicas. Este método se basa en la ecuación de la onda. Es diferente a las demás inversiones porque lo que busca es determinar el mejor modelo de velocidades que se ajuste a la realidad.

Inversión de tiempo de viaje sísmico o tomografía sísmica: En este tipo de inversión se infiere la estructura del subsuelo utilizando medidas del tiempo de viaje sísmico. Obteniendo parámetros de velocidad y profundidad.

A partir de la investigación bibliográfica y sobre la base teórica de cada una de ellas, las cuales indican su alcance, se determinó que de todas las variantes estudiadas la más conveniente sería la inversión sísmica simultánea. Esto es debido a que para dar cumplimiento a la problemática planteada de determinar cuál de los tipos de inversión sísmica sería más factible para su aplicación en nuestro país, esta variante era la más fidedigna porque se ajustaba a las condiciones geológicas ya mencionadas;

donde se conoce la alta complejidad producto del sobre-corrimiento de las estructuras y se encuentran las mayores reservas de hidrocarburos al norte de Cuba.

Inversión coloreada (Colored Inversion): Lancaster and Whitcombe (2000) publicaron un método rápido para la inversión de banda limitada de datos sísmicos, conocida como inversión coloreada (CI), que generó un amplio interés entre los interpretadores. Reconociendo que el popular proceso de inversión por impulsos separados podría ser aproximado mediante un operador simple, produciendo la impedancia relativa mediante la convolución simple con los datos de reflectividad, los autores demostraron que este operador es derivado de los registros de pozo. Al igual que las otras inversiones, la CI ayuda a eliminar los efectos de manchas o borrones de las ondículas sísmicas, y realzar rasgos tales como las capas finas y las discontinuidades.

Más aun, debido a que la CI está relacionada directamente a los datos sísmicos, la impedancia relativa que ella produce es usada como una base para comparación con otras inversiones para ver qué tipo de información es introducida por las restricciones numéricas o por el modelo de bajas frecuencias.

Inversión por algoritmo genético: Esta técnica provee la habilidad de generar rápidamente propiedades petrofísicas estimadas de los volúmenes sísmicos o de atributos con una preparación mínima de los datos siendo imprescindible trabajar tanto el dato sísmico como el de pozo en un mismo dominio. No es necesario definir un modelo de bajas frecuencias o estimar una ondícula. Sin embargo,

el amarre preciso de pozos y la calibración tiempo-profundidad son necesarios. Schlumberger (2012).

DISCUSIÓN

Como se conoce, la inversión sísmica busca relacionar propiedades elásticas del yacimiento usando un modelo construido a partir de información física de la roca, y de registros de pozos. Esto es posible porque las ondas sísmicas se reflejan en las interfaces existentes entre los materiales que poseen propiedades acústicas diferentes. No obstante, los datos sísmicos tienen información que trasciende la localización del reflector; la onda sísmica lleva toda la información del medio por el cual se propagó, ya que esta se encuentra gobernada por la respuesta general de los parámetros de la roca, tales como: litología, porosidad, forma del poro, mineralogía, tipo de fluido, presión de poro, saturación de fluido y temperatura, donde por medio de la inversión se busca inferir y recuperar esta información, Álvarez (2017). Sin embargo diferentes tipos de roca con distintas calidades de hidrocarburo arrojan la misma medición de impedancia de onda P, ya que esta representa la suma del efecto total generado por la litología, porosidad y fluidos Hampson y Russell (2005). Por consiguiente es complejo separar las propiedades del depósito solo con la medición de impedancia de la onda P.

Para esto, es necesario la conversión descrita por Zoeppritz, (1919), donde propone que un rayo incidente, al atravesar la interface entre dos medios con diferentes propiedades acústicas sufrirá una transformación de los rayos incidentes. Dos reflejados y dos transmitidos como se muestra en la **Figura 2**.

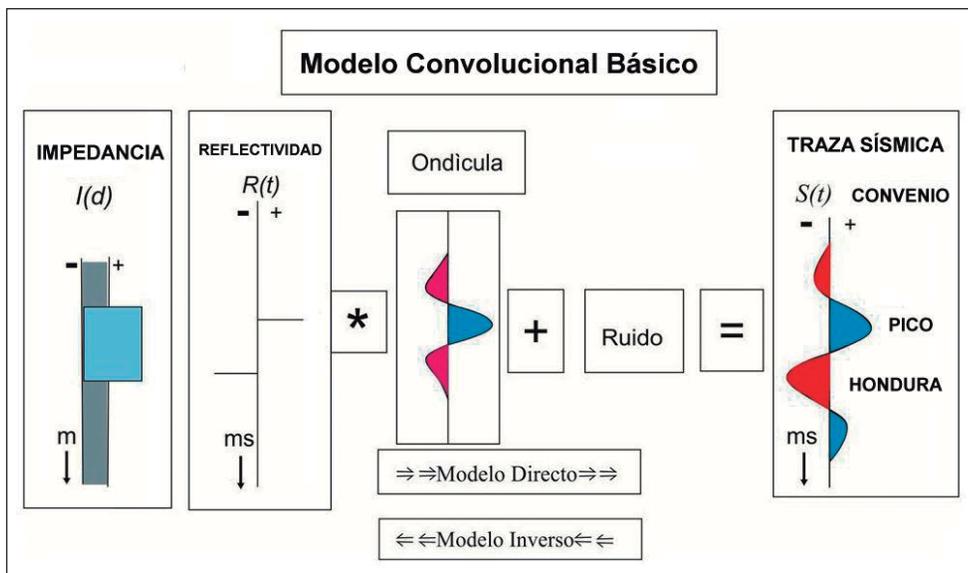


Figura 2: Conversión de una onda P incidente en onda P y SV transmitidas en el límite entre dos capas con diferentes velocidades de onda P, S y densidad. Russell (2014).

Esta metodología busca determinar la distribución de saturación de fluidos, porosidad y litología, en relación con la sísmica y las anomalías generadas por presencia de hidrocarburo. Al aplicar esta inversión, es necesario generar un modelo de impedancias, el cual apoya en gran medida la posibilidad de determinar en la etapa de interpretación áreas más factibles dentro de un reservorio a contener fluidos asociados a hidrocarburos como ya se explicó.

Una de las principales ventajas de este método es que es un buen discriminador de fluidos ya que la onda S solo se propaga por la matriz de la roca y al combinar los valores de impedancias de ondas P y S, se obtienen atributos como λ -rho y μ -rho. Conociendo los valores de compresibilidad (λ -rho) y rigidez (μ -rho) donde muestre una buena anomalía generada por los dos atributos e implementando datos de producción, se podrá determinar una zona más adecuada para proponer el emplazamiento de nuevos pozos. Igualmente al obtener los valores de impedancia de las ondas P y S se calcula el atributo conocido como la impedancia de Poisson (PI), que permite distinguir las diferencias entre hidrocarburo, agua y arena, lo cual es un buen discriminador del contacto agua petróleo. Además pudiera realizarse con mayor confiabilidad el estudio de la anisotropía a partir de la variación del ángulo de incidencia entre dos interfaces, pudiéndose estudiar la variación de la impedancia acústica en diferentes direcciones, y sobre la complejidad geológica existente en Cuba la cual dificulta la correcta estimación de la anisotropía en las rocas.

Estos valores de impedancia se obtienen como resultado de las ecuaciones de Zoeppritz que en 1919, logra obtener amplitudes de ondas reflejadas y transmitidas, a partir del movimiento de sus partículas, es decir a través de sus ecuaciones obtiene coeficientes de reflexión que varían en función del ángulo de incidencia. Este proceso de inversión es utilizado por muchas disciplinas y por una amplia gama de escalas y con niveles de complejidad variable.

Pero debido a la alta complejidad de las ecuaciones han sido simplificadas a lo largo de los años y han servido como piedra angular en investigaciones de diferentes autores, que con ello llegaron a obtener diferentes parametrizaciones y aproximaciones de las ecuaciones de Zoeppritz. Como Shuey en (1985) con la impedancia de onda (ZP) y el cociente de Poisson (Q). En Connolly (1999) con la impedancia elástica (IE) o Whitcombe *et*

al. (2002) con la impedancia elástica extendida etc. Aki y Richards, 2002 crean una nueva simplificación de la ecuación original; donde proponen una suma lineal de tres términos, para describir la magnitud del coeficiente de reflexión de onda P, onda S, y densidad, a través de los límites entre dos medios elásticos. Sin embargo, al realizar esta aproximación de Aki y Richards disminuyen la complejidad de la ecuación original, tomando diferentes consideraciones como: el ángulo de incidencia es hasta 45 grados, discriminando la presencia de ambientes geológicos de complejidad significativa donde se supone baja variabilidad de las velocidades, provocando la no consideración de grandes cambios de este atributo en ambientes complejos. Por consiguiente el uso de estas aproximaciones de las ecuaciones originales de Zoeppritz, las cuales son las más utilizadas a nivel internacional, no podrán ser empleadas en nuestro contexto nacional, debido a las grandes variaciones de velocidades del área producto al ambiente compresivo presente y a los grandes buzamientos que presentan las estructuras donde se encuentran los grandes reservorios de nuestro país. Por lo que será necesario trabajar con la ecuación exacta de Zoeppritz, que sí considera la variabilidad de los ángulos de incidencia en las diferentes capas del subsuelo.

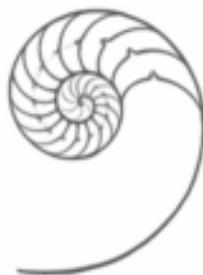
CONCLUSIONES

Se determinó, a partir de la recopilación e investigación bibliográfica, que la variante de inversión sísmica más factible que pudiera ser empleada en nuestro país, es la inversión sísmica simultánea ya que ninguna de las demás inversiones posibilita estimar la impedancia de la onda P, S y densidad manteniendo la relación entre los tres atributos, además permite calcular la impedancia de Poisson para la diferenciación del contacto agua petróleo y la impedancia elástica a partir el ángulo de incidencia para el estudio de la anisotropía.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aki, K., and Richards, P. G.,** 2002, Quantitative Seismology, 2da. Edition. W. H. Freeman and Company.
- Álvarez, G.I.,** 2017, Análisis sísmico de Inversión simultánea aplicado a yacimientos Terciarios, en la cuenca de Veracruz, México, México, tesis, Universidad Nacional Autónoma de México: 97 p.

- Cersosimo, D., C. Ravazoli, R. García Martínez,** 2005, Inversión sísmica de un modelo teórico calculado sobre un horizonte sísmico utilizando redes neuronales. Petrobras Energía Exploración Argentina: 8p.
- Connolly P.,** 1999, Elastic impedance. The Leading Edge, 18, 438–352.
- Hampson, D., B. Russell, and B. Bankhead,** 2005, Simultaneous inversion of pre-stack seismic data: Ann. Mtg. Abstracts, Society of Exploration Geophysicists.
- Liu, W., Y. Wang,** 2018, Multicomponent prestack joint AVO inversion based on exact Zoeppritz equation. Journal of Applied Geophysics, 159: p 69-82.
- Morales, D. F.,** 2016, Análisis sísmico 4D a partir de inversión elástica en un yacimiento sometido a un proceso de recuperación térmica, <http://bdigital.unal.edu.co/56821/7/DiegoF.MoralesLe%C3%B3n.2016.pdf>, Colombia, tesis, Universidad Nacional de Colombia: 109 p.
- Ramírez, A. R. y M. Bosh.** 2013. Inversión sísmica y petrofísica utilizando el método de optimización, (Venezuela) Vol. 28, No. 2: pp. 53-64.
- Russell, B.,** 2014, Prestack seismic amplitude analysis: An integrated overview. SEG Interpretation, Vol. 2, No.2. pp. 19-36.
- Shuey, R. T.,** 1985, A simplification of Zoeppritz Equations. Geophysics: 50, 609 – 814.
- Schlumberger.** Interpreter's Guide to Seismic Attributes - Fourth Edition. 2012.
- Zoeppritz, K.,** 1919, Erdbebenwellen VIII B, Über die Reflexion und Durchgang seismischer Wellen durch Unstetigkeitsflächen: Gottinger Nachr, 1, 66-8
- Whitcombe, D. N., P. A. Connolly, R.L. Reagan, and T.C. Redshaw,** 2002, Extended elastic impedance for fluid and lithology prediction: GEOPHYSICS, Soc. of Expl. Geophys., 67, 63-67.



Caracterización de intervalos potencialmente productores de gas mediante modeladores litofaciales.

Julio Ernesto Gómez Herrera¹, Osvaldo Rodríguez Morán², José Hernández León³, José Arias del Toro⁴, Zulema Domínguez Sardiñas⁵, Yeniley Fajardo Fernández⁶.

¹ *Ingeniero Geólogo-Geofísico. Máster en Geología Petrolera. Investigador Auxiliar, Centro de Investigaciones del Petróleo, Churrucá No 481, Cerro, La Habana, Cuba C.P. 12000. Profesor Auxiliar, Universidad Tecnológica de La Habana. Correo electrónico: juliog@ceinpet.cupet.cu.*

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, Cuba. Correo electrónico: ormoran2016@gmail.com.*

³ *Especialista en Sedimentología, Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba C.P. 12000. Correo electrónico: pepah@ceinpet.cupet.cu.*

⁴ *Ingeniero Geólogo. Máster en Geología. Oficina Nacional de Recursos Minerales (ONRM). Calzada 852 e/ 4 y 6. Vedado, Municipio Plaza de la Revolución., Cuba. Correo electrónico: jose@onrm.minem.cu.*

⁵ *Ingeniera Química. Doctora en Ciencia Geoquímica Petrolera. Centro de Investigaciones del Petróleo, Cuba C.P. 12000. Correo electrónico: zulds@ceinpet.cupet.cu.*

⁶ *Licenciada en Geografía. Máster en Geología Petrolera. Investigador Agregado. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba C.P. 12000. Correo electrónico: yeni@ceinpet.cupet.cu.*

RESUMEN

La Formación Vega Alta es una secuencia sinorogénica de edad terciaria de los yacimientos Santa Cruz del Norte y Jibacoa. Esta formación no está ubicada dentro de los tradicionales reservorios cubanos y se encuentra en un escenario geológico complejo, de diferente edad y génesis, con gran incertidumbre de sus propiedades. El objetivo de esta investigación es detectar mediante los atributos sísmicos, posibles litofacias con características de reservorios que puedan contener gas húmedo y establecer una metodología para la exploración en esta formación. Fueron seleccionados 45 intervalos en pozos reportados con manifestaciones de gas. Un análisis de litofacias fue realizado en esos intervalos, con predominio de las litofacias clásticas. Se estudiaron 1921 m de muestras de cuttings, digitalizadas en 4130 intervalos patrones (50x50x10 m), con las cuales se determinaron sus firmas sísmicas mediante atributos. Se aplicó un análisis de minería de datos y un ejercicio de clasificación supervisada, para la conversión de atributos sísmicos a litofacias productoras de gas. Los resultados muestran gran similitud y consistencia en la distribución de las litofacias.

Palabras clave: Litofacias, atributos sísmicos, Franja Norte de Petróleos Cubanos, reservorios, firmas sísmicas, minería de datos.

ABSTRACT

Vega Alta Formation is a sequence synogenic of tertiary age of the locations Santa Cruz del Norte and Jibacoa. This formation is not located inside the Cuban traditional reservoirs and it is in a geologic complex scenario, of different age and genesis, with great uncertainty of its properties. The objective of this investigation is to detect by means of the attributes seismic, possible lithofacies with characteristic of reservoirs that can contain humid gas and to establish a methodology for the exploration in this formation. 45 intervals were selected in wells reported with manifestations of gas. A lithofacies analysis was carried out in those intervals, with prevalence of the clastic lithofacies. 1921 m of cuttings samples were studied, digitized in 4130 patron (50x50x10 m) intervals, with which their seismic signatures were determined by means of attributes. It was applied an analysis of mining of data and an exercise of supervised classification, for the conversion of seismic attributes to

lithofacies producers of gas. The results show great similarity and consistency in the distribution of the lithofacies.

Key words: lithofacies, seismic attributes, Cuba's Northern Oil Belt, reservoirs, seismic signatures, data mining

RESUMO

A Formação Vega Discharge é um sinogênico de sucessão de idade terciária dos locais Santa Cruz del Norte e Jibacoa. Esta formação não fica situada dentro do reservorios tradicional cubano e está em um enredo complexo geológico, de idade diferente e gênese, com grande incerteza de suas propriedades. O objetivo desta investigação é descobrir por meio dos atributos litofácies sísmico, possível com característica de reservorios que pode conter gás úmido e estabelecer uma metodologia para a exploração nesta formação. foram selecionados 45 intervalos em poços informados com manifestações de gás. Uma análise de litofácies foi levada a cabo nesses intervalos, com prevalência do clástico do litofácies. 1921 m de amostras de cortes eram instruídos, digitalizado em 4130 intervalos de protetor (50x50x10 m), com que as assinaturas sísmicas deles/delas eram determinadas por meio de atributos. Era aplicado uma análise de minar de dados e um exercício de classificação supervisionada, para a conversão de atributos sísmicos para produtores de litofácies de gás. Os resultados mostram grande semelhança e consistência na distribuição do litofácies.

Palavras chave: litofácies, atributos sísmicos, cinturão do petróleo do norte de Cuba, reservatórios, assinaturas sísmicas, mineração de dados.

INTRODUCCIÓN

Hasta este momento en la exploración petrolera en Cuba, la caracterización de los intervalos potencialmente productores de gas, en la Franja Norte Petrolera Cubana (FNPC), no ha formado parte de la estrategia sistemática de los trabajos de exploración. Cuando se ha efectuado, se ha apoyado en los métodos de ingeniería de yacimientos, criterios geoquímicos y petrofísicos. También ha predominado la evaluación de gas acompañante y no la de gas húmedo propiamente. Muchas de estas manifestaciones de gas se han encontrado en secuencias que no forman parte de los objetivos principales o reservorios, por lo que la información, sobre todo, los métodos de geofísica de pozo, han sido insuficientes.

El objetivo de esta investigación es detectar posibles reservorios, cuyas características litofaciales, puedan contener hidrocarburos gaseosos, para zonas que posean una pobre o ninguna información geológica y que solo cuente con la información sísmica, utilizando sus atributos sísmicos y crear una metodología al respecto. El estudio se realizó en las áreas de los yacimientos Santa Cruz del Norte y Jibacoa, ubicados dentro de la FNPC (**Figura 1**), en la Formación Vega Alta. Esta es una secuencia sinorogénica que corresponden a depósitos de una cuenca antepaís de profundidades batiales de edad Paleoceno-Eoceno Inferior. Está constituida por depósitos caóticos policomponentes con bloques y fragmentos de calizas de diferentes edades, serpentinitas, rocas volcánicas, brechas y matriz de naturaleza arcillosa. En la base se observan depósitos turbidíticos distales.

Una breve caracterización lito-paleontológica de-

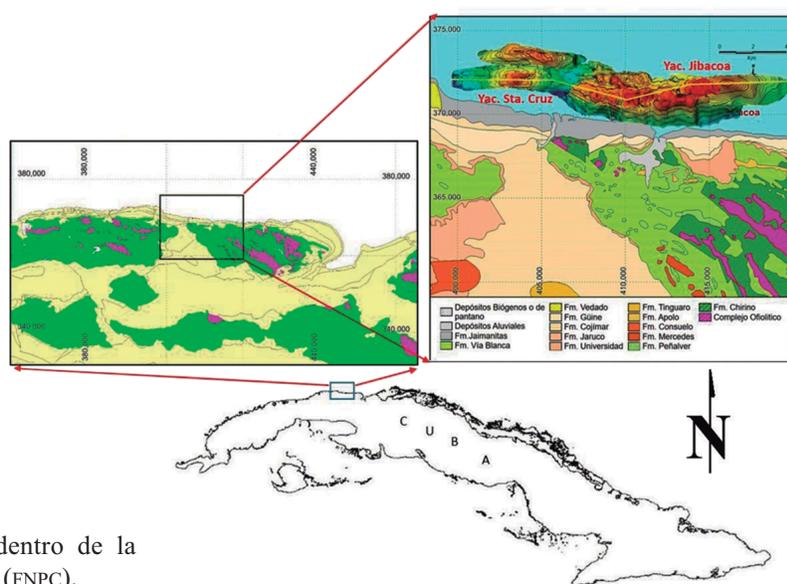


Figura 1. Área de estudio dentro de la Franja Norte Petrolera Cubana (FNPC).

termina, que la conforman cuatro facies principales; facies arcillosa, con clastos conglomerática (olistostromas), conglomerática-arcillosa arenosa, arcillosa-silíceas y arcillosa-carbonatada. Aunque esta formación se considera el sello regional de la FNPC, en muchos intervalos, de forma paradójica se producen significativas manifestaciones de petróleo y gas. Esta ambigüedad en el comportamiento gasopetrolífero de esta formación, hace que existan limitadas posibilidades productivas debido a la abundante matriz arcillosa que la caracteriza (Morales, 2014).

Para el aprendizaje se seleccionaron en los pozos, 45 intervalos con manifestaciones de gas reportadas. Se realizó un análisis microfascial con la información dada por los cuttings de perforación. La información sobre la cantidad de matriz arcillosa (que no se recupera, porque se disuelve en el fluido de perforación o es lavada durante el proceso de preparación de las muestras), se recupera, aplicando la metodología de cálculo del volumen de matriz de estas rocas (porcentaje de arcilla libre), mediante los registros geofísico radioactivos (Hernández J., 2015).

Para la clasificación de los intervalos se utilizaron diferentes criterios:

- Criterio geoquímico; que permitió la localización de ciertas anomalías en algunas áreas de la Formación Vega Alta, que están relacionadas con casquetes de gas húmedo y su espectro de cromatografía gaseosa y registros de hidrocarburo.
- Criterio petrofísico; donde se seleccionaron en los pozos aquellos intervalos con registros geofísicos en los intervalos de interés y cuyas características petrofísicas apuntan a potenciales productores de gas.
- Criterio petrográfico de los cuttings; donde se determinaron los porcentajes por litologías y cuyos espesores fueran mayores de 10m, para que pudieran ser estudiados de forma litológica y obtener valores resolutivos con los atributos sísmicos.
- Criterio sísmico: Intervalo cubierto por la sísmica 3D.

Los yacimientos de gas natural se definen según sus características de presión- temperatura, que se clasifican como acumulaciones de gas seco, húmedo y condensado (Martínez, 2011).

En el análisis litofascial se tuvieron en cuenta grupos litológicos muy diversos, siendo en su gran mayoría clastitas (conglomerados, areniscas, limolitas y claystone de diversos tipos) y en menor cuantía rocas carbonatadas y silíceas.

Las rocas clásticas están relacionadas con formaciones orogénicas, formadas en su mayoría por olistostromas de ambientes turbidíticos de alta energía, que son muy inmaduras en su textura, con abundantes cantidades de matriz arcillosa.

Teniendo los valores de granulometría, obtenido durante el estudio de las muestras y el porcentaje de matriz arcillosa calculado por registros gamma, se aplicaron las clasificaciones para estas rocas (Pettijohn R., 1975; Folk R., 1980), utilizando para ellos gráficos ternarios preparados a tal efecto.

El problema científico radica en que, la mayoría de estos intervalos pertenecen a la Formación Vega Alta, que se encuentran fuera de los tradicionales reservorios, con un escenario geológico complejo, diferente edad y génesis, con gran incertidumbre en la información. Por lo que, si se logra caracterizar de forma litológica los intervalos gasíferos en los pozos (patrones) y se determina su grado de concordancia con el complejo de atributos sísmicos, entonces, se podrá lograr, la realización de la tarea de conversión del atributo sísmico a sísmofacies (mediante la minería de datos) y así realizar una clasificación espacial supervisada, que podrá evaluar posibles zonas con características gasíferas, donde no existe información de pozos y solo cobertura sísmica.

MATERIALES Y MÉTODOS

Aplicación y calibración de los atributos sísmicos.

La esencia de la incertidumbre de la información radica, en que:

- a. Los pozos están dirigidos hacia los reservorios más profundos de carbonatos plegados del Grupo Veloz (por debajo de la Formación Vega Alta).
- b. Dada la complejidad litológica de la Formación Vega Alta, la construcción de pozos en ella resulta muy difícil y por consiguiente, los registros geofísicos son mínimos.
- c. Por realizarse la perforación horizontal (de la costa hacia el mar), los pozos están alineados de este a oeste, haciendo que la información existente sea muy restringida,

como se observa en el yacimiento patrón Santa Cruz del Norte (**Figura 2**).

En la **Figura 3** se presenta la etapa de construcción del modelo estructural perteneciente al Formación Vega Alta de los yacimientos Santa Cruz del Norte y Jibacoa.

Se caracterizaron de modo litofacial 45 intervalos seleccionados como posibles productores de gas, donde la mayoría de éstos pertenecen a la Formación Vega Alta y en menor cantidad a otras formaciones con carácter de olistomélange, calcáreas o silíceas. A los intervalos que no cumplieron cualquiera de los criterios mencionados (criterios de clasificación) no se les aplicó el análisis litofacial.

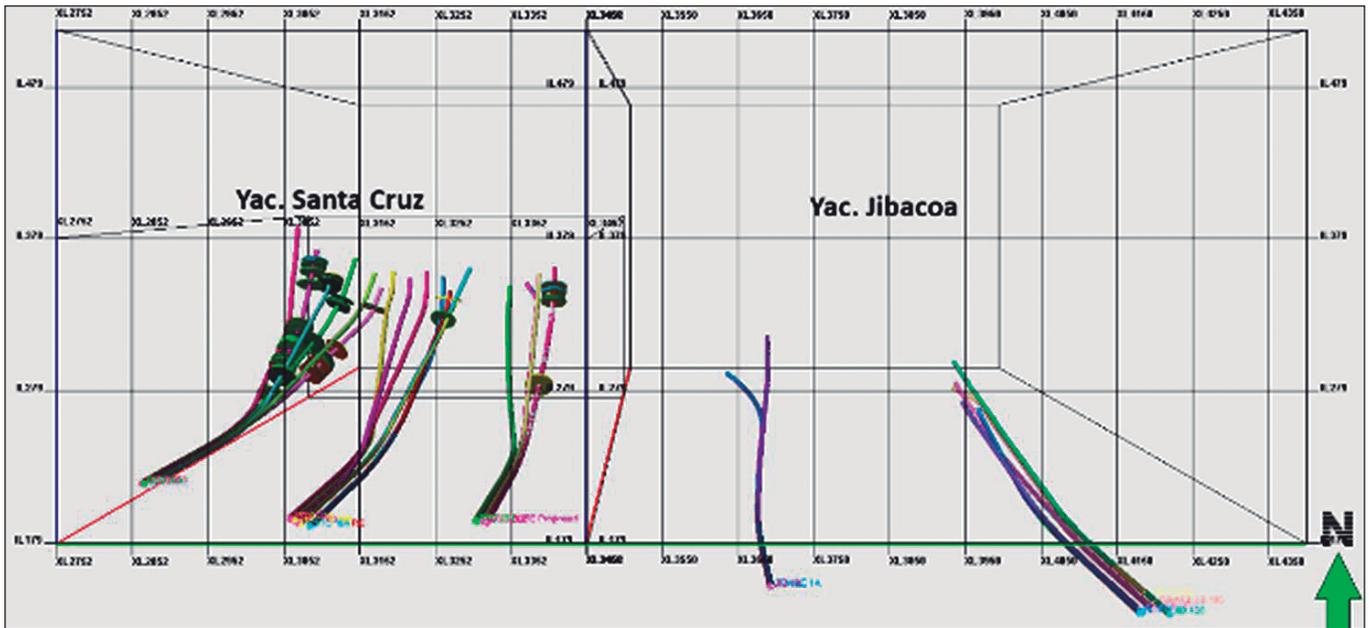


Figura 2. Trayectorias de los pozos de los yacimientos Santa Cruz del Norte y Jibacoa, donde se muestran los intervalos tomados como patrones de gas, dentro del cubo sísmico.

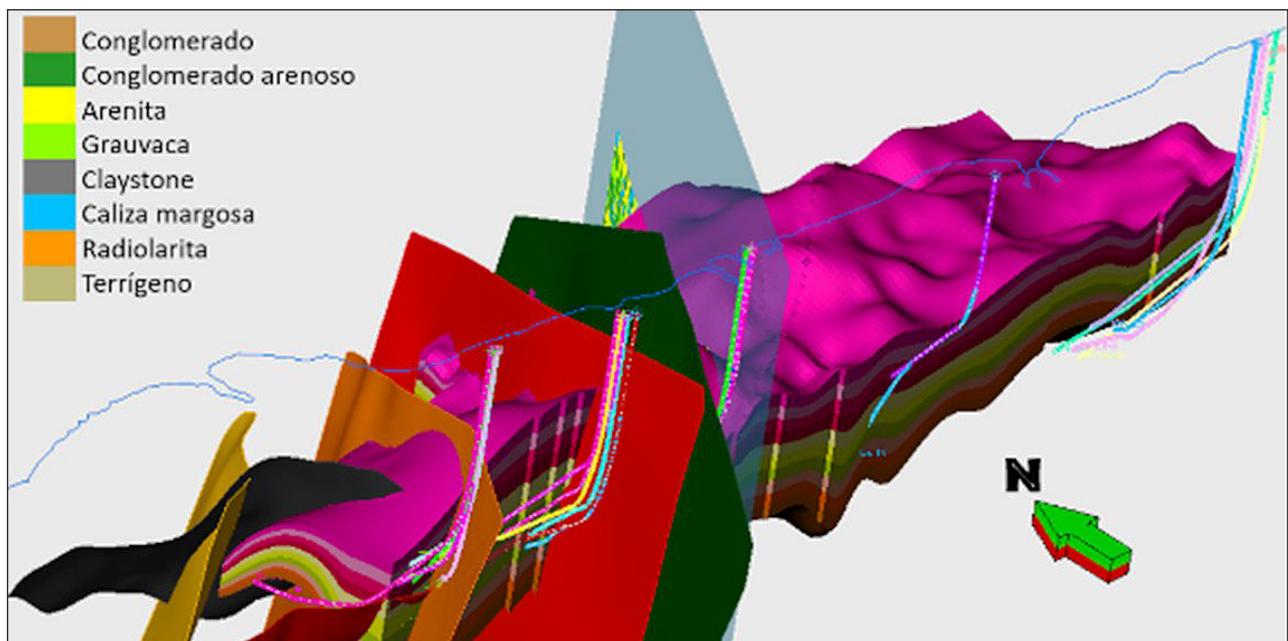


Figura 3. Construcción del modelo o estructural del área Santa Cruz del Norte-Jibacoa, Formación Vega Alta y los pozos perforados.

Para la determinación de las microfácies terrígenas de grano grueso y medio (gravas y arenas) fue creado un modelo ternario, cuyos tres vértices lo conforman las arcillas, grava y limo (Figura 4), el cual permite su clasificación con gran facilidad cuando se han determinado con anterioridad los porcentajes litológicos.

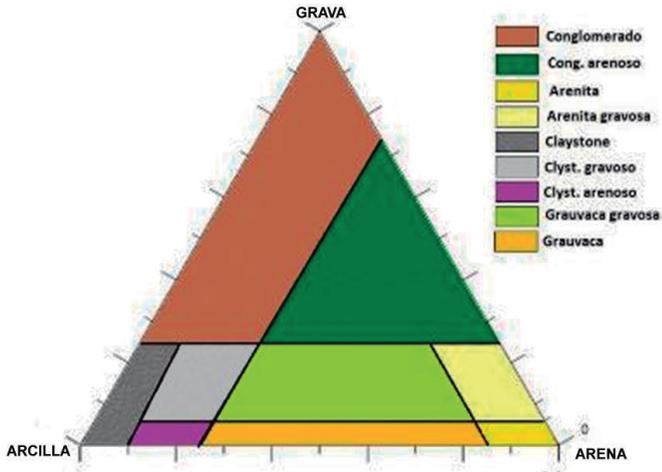


Figura 4. Gráfico ternario para la clasificación de microfácies en las rocas terrígenas.

Para la clasificación de las microfácies carbonatadas-arcillosas y arcillosas-silíceas de grano fino, fue desarrollado un modelo de doble entrada. Los componentes que se toman en cuenta son arcilla y ópalo (componente silíceo, proveniente de los radiolarios). En el caso de las litofácies calcáreas se toma en cuenta el componente cal-

cáreo (calcita) y su mezcla con arcilla, habiéndose creado para la clasificación de las microfácies otro gráfico de doble entrada con estos componentes (Figura 5). De modo preliminar se afirma, que los paquetes litológicos seleccionados se agrupan en las siguientes litofácies (Hernández, 2018):

- Litofácies terrígenas de grano grueso: conglomerados y conglomerados arenosos.
- Litofácies terrígenas de grano medio: arenitas y grauvacas diversas.
- Litofácies terrígenas de grano fino: diversas rocas tales como limolita, claystone y claystone limoso.
- Litofácies arcilloso-silíceas, claystone silíceo y radiolaritas.
- Litofácies calcáreas: calizas y margas diversas.

El yacimiento Santa Cruz del Norte es el más prolífico en la selección de intervalos potencialmente productivos de gas. En éstos predominan las litofácies clásicas de grano grueso y medio y en menor cuantía las de grano fina y las calcáreas.

Desde el punto de vista del análisis sedimentológico, el área de Santa Cruz del Norte resulta muy prometedora. Con un total de 923 m de espesor conjunto de todos los intervalos estudiados en este yacimiento, 237 m se califican como reservorios gasíferos de buena calidad

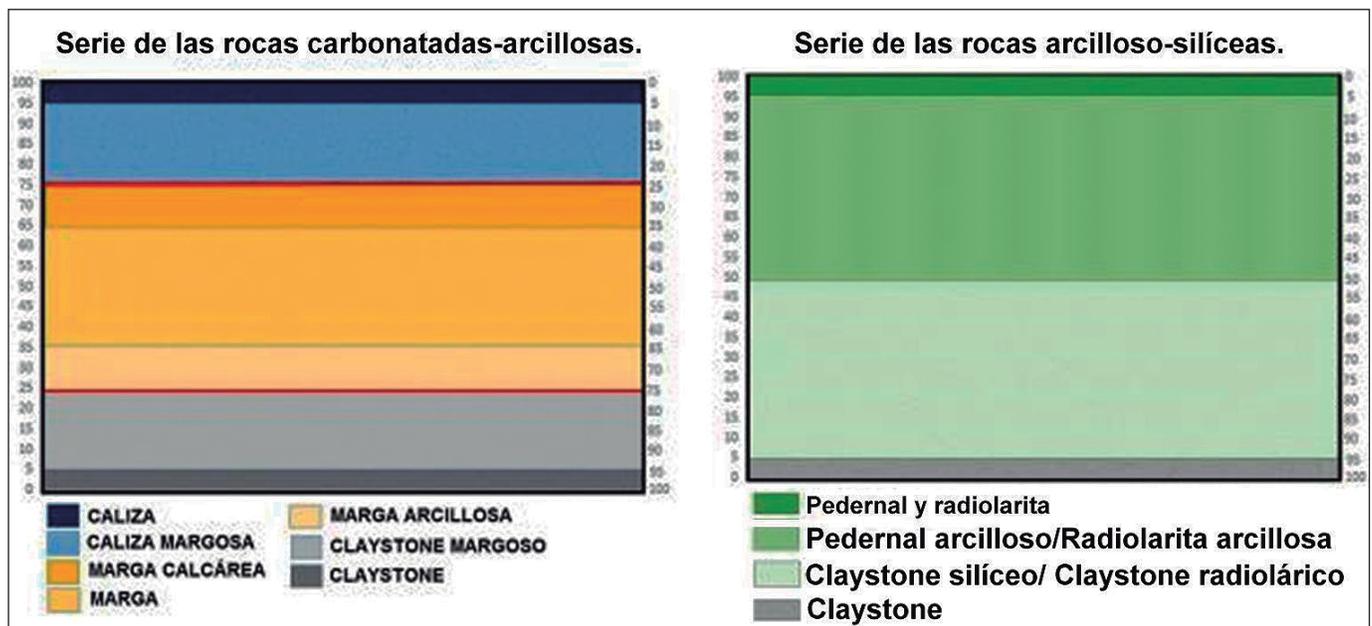


Figura 5. Gráficos de doble entrada para la clasificación de las microfácies calcáreas (izquierda) y las arcilloso-silíceas (derecha).

un total de 227 m (26 %), mientras que de calidad regular un 37 % (341 m de espesor) y de mala calidad con un porcentaje similar, se evalúan los 345 m restantes.

Los intervalos clasificados como regular (con un contenido de arcilla por encima del «límite sedimentológico» de 14 %), trata de rocas con una elevada inmadurez textural, con gran diversidad en su granulometría, unido a ciertos niveles de fracturación, que generan una permeabilidad conveniente para la producción de gas (de modo fundamental grauvacas y conglomerados arenosos).

En función del conocimiento obtenido, la resolución de la sísmica y la gran incertidumbre en el conocimiento geológico, se confeccionó para el trabajo, una variante más general y simple de litofacies. Esta variante permite una mejor adaptación a las complejidades de las litologías y disminuir la incertidumbre de los resultados de la modelación tridimensional (Hernández, 2018).

De esta manera fueron agrupadas las microfacies en litofacies con sus características composicionales definidas (Hernández, 2018):

- a) Modelo Ternario para las rocas clásticas que generaron 5 litofacies. Fueron estudiados 1921 m de muestras de cuttings (**Figura 6**).
- b) Modelo lineal o de doble entrada para las rocas arcillosas calcáreas y arcillosas-silíceas con 2 litofacies (**Figura 7**).

Aplicación y calibración de los atributos sísmicos.

Un atributo sísmico es una operación matemática que se le aplica a la información de la sísmica 3D generada comúnmente en frecuencia y en dominio del tiempo, que en este caso se calibra con la información litofacial de los

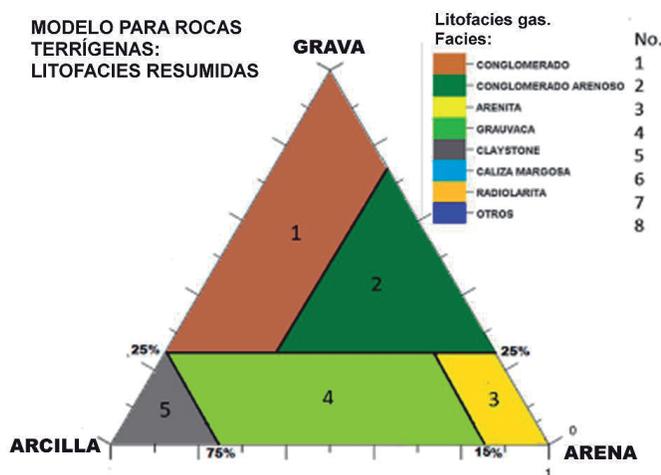


Figura 6. Modelo ternario para la clasificación de litofacies en las rocas terrígenas.

pozos. Esta calibración se realiza con la adquisición del atributo deseado dentro del intervalo del pozo donde se registra la facies descrita.

Posterior a un estudio bibliográfico sobre los atributos y sus características (Schlumberger, 2010), se decidió experimentar con 8 atributos sísmicos que podrían ser útiles para analizar y discriminar facies sísmicas, mediante el sistema de modelación PETREL; (impedancia acústica relativa, atenuación, suavizador (sweetness), coseno, raíz media cuadrática (RMS), isofrecuencia, suavizado de formas (structural smoothing) y entropía (chaos).

Se utilizó la información de registros de pozo (elemental, única y pobre), que se realizan en tiempo real en la perforación (neutrón, gammaCGR y gammaSGR), para estudiar los componentes arcillosos y de forma cualitativa, diferenciar los intervalos con posibles fluidos en la información en los patrones.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se realizó un análisis exploratorio de los datos, para selección y limpieza de datos. Para la gestión de los datos se creó una tabla de Objeto-Propiedad (TOP) (**Tabla 1**).

Se analizaron 2785 puntos en los pozos con sus respectivas asignaciones de litofacies, según el modelo elegido (**Figuras 6 y 7**) y que generaron una cantidad de 4130 datos-objetos patrones.

Después de realizado un análisis exploratorio de los datos, con el objetivo de organizar y preparar los datos, detectar fallas en el diseño en la recogida de los mismos, tratamiento y evaluación de datos ausentes (missing), identificación de casos atípicos (outliers). Se procede a la fase de minería de datos (MD) que constituye el centro del proceso, pues se dedica a la búsqueda de patrones, mediante la utilización de metodologías multivariadas y clasificación supervisada.

Para este análisis del conocimiento, se utilizaron los métodos de clasificación de árbol de decisión predictivo, denominado J48 o C4.5 y Naive Bayes (método descriptivo, predictivo probabilístico) (Hernández, 2004). Se aplicó el software Weka 3.9.3 (Weka, 2018).

El algoritmo de Naive Bayes presentó un buen grado de objetos clasificados de forma correcta en un 87.53 %, y con un error cuadrático medio bajo 17.8 %. Con el algoritmo de J48, se observa un mejor grado de objetos clasificados de forma correcta con un 99.27 % y un error cuadrático medio bajo 3.66 %. Fue evidente que el clasificador J48 es más eficiente que el Naive Bayes

Tabla 1. Detalle de la TOP de los datos, por pozos, los intervalos muestreados, sus valores de atributos sísmicos, clasificación litofacial y código de identificación.

Pozo	Profundidad	Structural	Isofrecuencia	atenuación	Chaos	Impedancia	Coseno	RMS	Sweet	Facies	Código
JIB-100 RE	2800.00	0.88	0.72	-0.01	0.07	3.98	0.62	1.92	3.18	*	5
JIB-100 RE	2800.20	0.88	0.72	-0.01	0.07	3.97	0.62	1.92	3.18	*	5
JIB-103	3733.84	-0.07	0.82	-0.02	0.13	-0.97	-0.43	0.95	1.28	*	5
JIB-103	3733.99	-0.07	0.82	-0.02	0.13	-0.97	-0.42	0.95	1.28	*	5
SC-202	3645.00	0.54	0.59	0.01	0.12	0.46	0.79	1.1	1.36	*	2
SC-202	3650.00	0.49	0.58	0.01	0.11	0.79	0.69	1.08	1.34	*	2
SC-202	3650.00	0.49	0.58	0.01	0.11	0.79	0.69	1.08	1.34	*	2
SC-301	2440.00	-0.16	0	0	0.71	0	1	0	0	**	4
SC-301	3445.00	-0.3	0.64	0	0.32	-0.05	-0.97	0.48	0.67	***	2
SC-301	3450.00	-0.31	0.57	0.01	0.28	0.02	-0.96	0.5	0.72	***	2
SC-301	3450.00	-0.31	0.57	0.01	0.28	0.02	-0.96	0.5	0.72	***	2
SC-302	1644.00	0	0	0	1	0	1	0	0	**	4
SC-302	1644.50	0	0	0	1	0	1	0	0	**	4
SC-303	1281.84	0	0	0	1	0	1	0	0	**	4
SC-303	1281.99	0	0	0	1	0	1	0	0	**	4
SC-304	2275.64	0.22	0.56	-0.03	0.2	-2.43	0.16	1	1.62	***	2
SC-304	2275.79	0.21	0.56	-0.03	0.2	-2.42	0.17	1	1.62	***	2
SC-304	2275.94	0.21	0.56	-0.03	0.2	-2.41	0.17	1	1.62	***	2

* Claystone; **Grauvaca; ***Conglomerado arenoso

Tabla 1. Detalle de la tabla de Objeto-Propiedades, por pozos, intervalos muestreados, valores de atributos sísmicos, clasificación litofacial y código de identificación

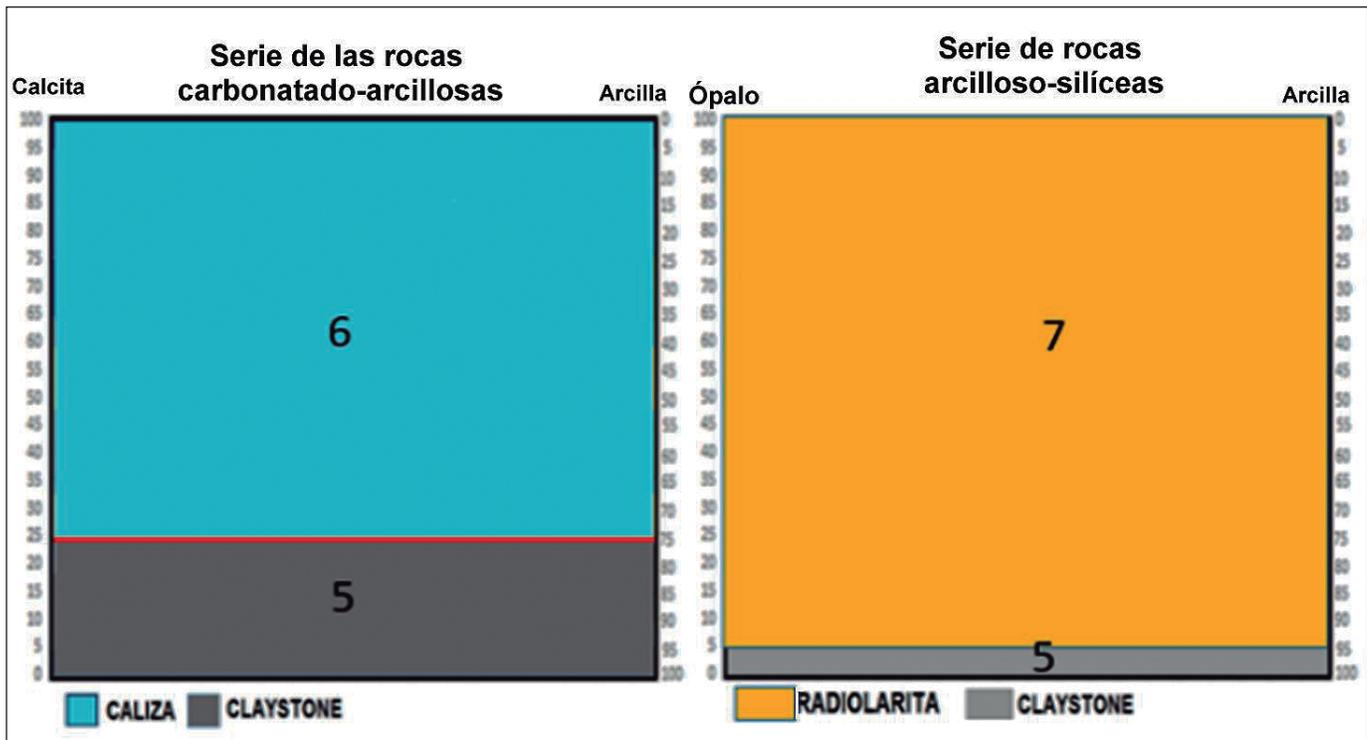


Figura 7. Modelo doble entrada para la clasificación de las litofacies calcáreas (izquierda) y las arcilloso-silíceas (derecha).

para poder identificar las litofacies según su atributo sísmico. Todos los atributos sísmicos fueron aceptados como capaces en su conjunto de diferenciar las facies por su significativo peso informacional.

Se procedió a la clasificación del modelo litofacial del yacimiento Santa Cruz del Norte y Jibacoa, para la Formación Vega Alta con la información única de los atributos sísmicos. Para realizar el pronóstico de toda el área, se creó una matriz (escalado) de una grilla con tamaño de celda de 50x50x50 m (125 000 m³), como promedio general y para un total de 349852 celdas (47877.24 km³) a clasificar que contiene los atributos sísmicos seleccionados. Para el cálculo de las probabilidades de semejanza con los patrones se utilizó el sistema S-GeMS (Stanford Geostatistical Modeling Software). Se basa en la geoestadística, o sea, el estudio estadístico espacial de

fenómenos físicos y estimación de fenómenos naturales (Michel, 2014; Arias del Toro, 2015).

En la **Figura 8** se muestra el modelo litofacial producto de la clasificación por atributos sísmicos estudiados. En la matriz del modelo de celdas de dimensión 50x50x50 m en el espacio desplegado, se aplicó el cálculo de la probabilidad de cada facies, mediante promedios móviles, con los resultados expresados en una nueva matriz de celdas de 250x250x50 m, para disminuir en cierta medida la entropía presente entre las litofacies y homogenizando el modelo (con la asignación de la facies correspondiente, según el valor de probabilidad estimado). En resumen, se le asigna a la celda la facies que posee el mayor valor de probabilidad estimado.

Se aprecia el predominio de las litofacies de grauvaca y en menor medida de las arenitas y conglome-

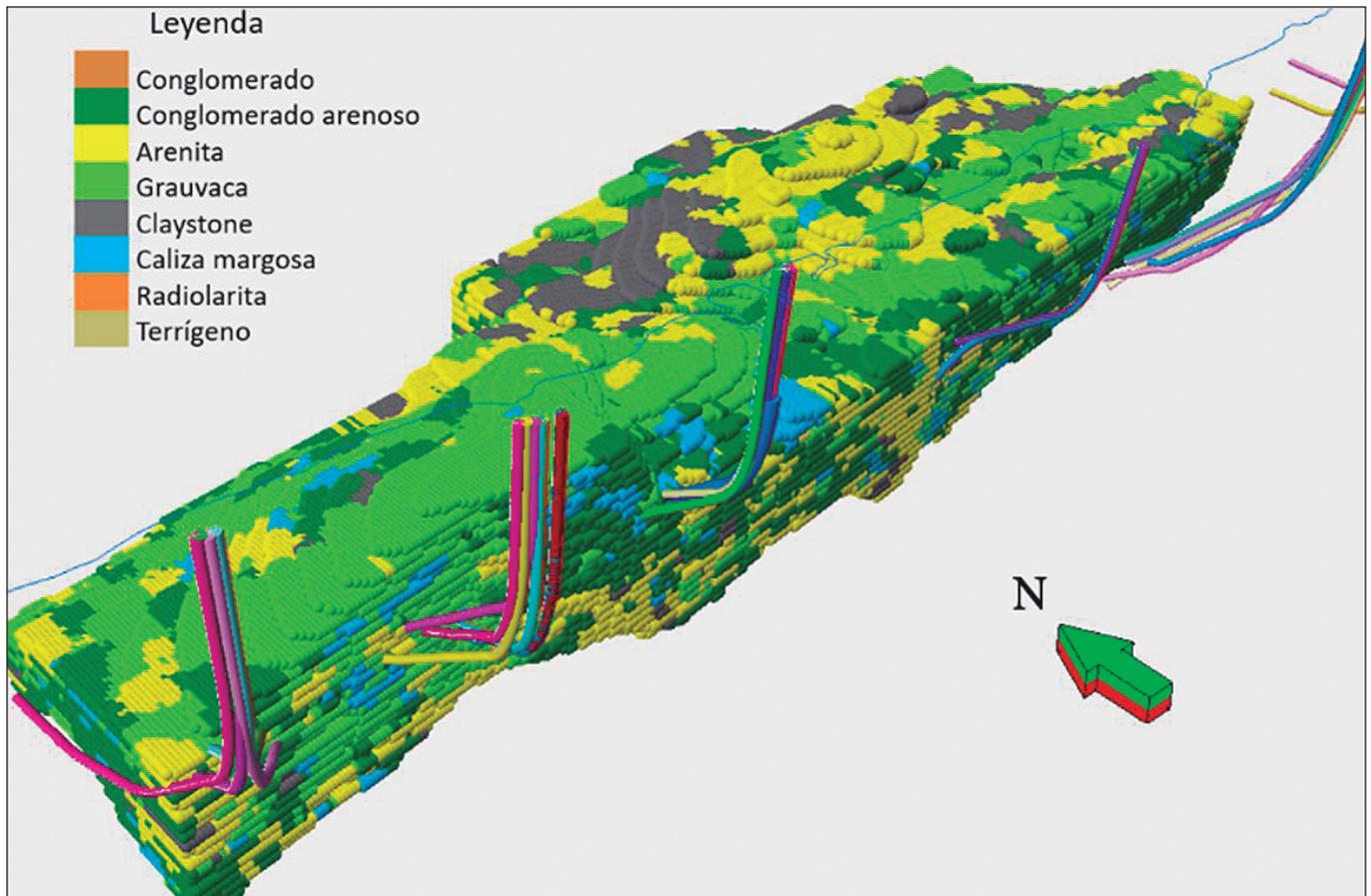


Figura 8. Modelo sismo-litofacial del área Santa Cruz del Norte-Jibacoa dentro de Formación Vega Alta.

rados. Este comportamiento (del modelado) se acerca al concepto estudiado en el modelo de microfacies y a la tendencia de los procesos turbidíticos ocurridos.

A partir de este modelo, se procedió a la reali-

zación de un modelo estático del área, nivel del riesgo en la exploración y el cálculo de recursos pronósticos, por medio de la modelación de Monte Carlo (Gómez, 2013).

CONCLUSIONES

1. Los resultados obtenidos en el proceso de modelación de las litofacias, presentan gran similitud y consistencia en su distribución, con el análisis microfacial de los intervalos seleccionados en los pozos del área Santa Cruz del Norte, derivados del estudio directo con los cuttings.
2. La litofacias de grauvaca y arenita con alto grado de heterogeneidad son las indicadas según el modelo como las más perspectivas, para contener depósitos apreciables de gas.
3. El proceso de transformación de datos en conocimiento, se realizó de modo satisfactorio, donde se utilizaron técnicas geoestadísticas y de minería de datos.
4. El algoritmo de clasificación supervisado de árboles de decisión J48 fue más eficiente ante una variabilidad lógica entre las litofacias y los atributos en el área de estudio que el bayesiano.
5. Se considera útil la utilización de atributos sísmicos en la modelación de facies en zonas potencialmente productoras de gas y que carezcan de suficiente información geológica e incertidumbre.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

Arias del Toro, J. A., 2015, Aplicación del software SGEMS para la modelación geoestadística y la estimación de los recursos minerales. Caso de estudio, depósito arcillas «Moja Hueva», XII Congreso Cubano de Informática y Geociencias.

Folk R., 1980, Petrology of sedimentary rocks, Hemphill Publishing Company, Austin-Texas.

Gómez, J., 2013, Metodología para el análisis del riesgo petrolero y toma de decisiones. Caso de estudio Franja Norte de Crudos Pesados, sector Guanabo-Seboruco, Anuario de la Sociedad Cubana de Geología, No 1, 2013, págs. 23-31, ISSN 2310-0060.

Hernández J., 2015, Bioestratigrafía de los depósitos de los sellos en Cuba occidental. Proyecto 7043, Etapa 3. Archivo Centro de Investigaciones del Petróleo CEINPET.

Hernández J., 2018, Informe de facies. Proyecto 7082, Archivo Centro de Investigaciones del Petróleo CEINPET.

Hernández, O., 2004, Introducción a la Minería de Datos, Pearson Educación, S.A., Madrid, ISBN: 84-205-4091-9, Pág. 680.

Martínez, R., 2011, Cálculo de reservas en yacimientos de gas. Tesis Doctorado, UNAM, México.

Michel, J., 2014, Geostatistical Reservoir modeling, Oxford University Press, ISBN 978-0-19-973144-2.

Morales, C., 2014, Exploración en el sector Morro - Boca de Jaruco en la Franja Norte de Crudos Pesados. Proyecto 7078. Archivo Técnico CEINPET.

Pettijohn F., 1975, Sedimentary rocks, New York, Tercera edición.

Schlumberger, 2010, Interpreté's Guide to Seismic Attributes.

Weka, 2018, Waikato Environment for Knowledge Analysis, Version 3.9.3. Universidad de Waikato. Nueva Zelanda.



Solución de casos utilizando el modelo de inversión para el análisis de elementos en la interpretación geofísica de pozos.

Olga Castro Castiñeira¹ y Yarilis Gómez Martínez²

¹ *Ingeniera Geofísica. Doctora en Ciencias Geológicas. Centro de Investigaciones del Petróleo, Churrucá No. 481 esq. a Vía Blanca, Cerro, La Habana, Cuba. C.P. 11200, correo electrónico: olgac@ceinpet.cupet.cu.*

² *Ingeniera Geofísica. Centro de Investigaciones del Petróleo, Cerro, La Habana, Cuba. C.P. 11200, correo electrónico: yarilis@ceinpet.cupet.cu.*

RESUMEN

La interpretación de registros geofísicos de pozo se realiza por el modelo de interpretación secuencial, donde los parámetros se obtienen por evaluación de funciones aplicando ecuaciones independientes y no se tiene en cuenta la composición mineralógica de las rocas. Los programas proveen un modelo litológico que contempla un número limitado de rocas y minerales clásicos, para obtener rápidamente las principales propiedades de reservorio de las rocas: volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua, donde los resultados son aproximados. Cuando se tienen formaciones con litologías diferentes, como arcosas, ofiolitas, tobas, margas, presencia de querógeno, pirita, barita y otros, este tipo de interpretación no es suficientemente informativa, ni los parámetros calculados responden al modelo. En estos casos se realiza la interpretación de registros por el modelo de inversión, método avanzado que genera un sistema de ecuaciones. Se obtiene como resultado el análisis de elementos y los registros sintetizados que mejor responden al modelo propuesto, más preciso y cercano a la realidad. Se utilizará siempre que se disponga del software apropiado para la interpretación. El objetivo de este trabajo es demostrar la ventaja del segundo modelo de interpretación sobre el primero. Para ello se utilizaron registros de pozo e información litológica, se presenta la fundamentación del modelo y se exponen ejemplos demostrativos con la comparación entre los dos modelos de interpretación de registros geofísicos para diferentes casos en los yacimientos cubanos. Los resultados demuestran la superioridad del modelo de inversión sobre el modelo secuencial.

Palabras clave: Registros geofísicos de pozos, modelo de inversión, modelo de interpretación secuencial, litología.

ABSTRACT

Well logs interpretation can be executed by the sequential interpretation model, where the parameters are obtained by evaluating independent equations, where the mineralogical composition of the rocks is not taken into account. The software offers a lithological model which provide a limited number of rocks and classic minerals, for evaluate reservoir properties rocks: clay volume, porosity and water saturation, where are approximate the results. When there are formations with different lithology, such as arkoses, ophiolites, tuffs, marls, presence of kerogen, pyrite, barite and others, this interpretation is not sufficiently informative nor the calculated parameters respond to the model. In these cases, the interpretation of logs can be performed by the inversion model, an advanced method that generates a system of equations. The result is the elemental analysis and the synthesized logs that respond to the proposed model more precise and close to reality. It can be used if the appropriate software for interpretation is available. The objective of this paper is to demonstrate the advantage of the second model of interpretation over the first. To do this, well logs and lithological information were used, the basis of the model is presented and demonstrative examples are presented with the comparison between the two models of interpretation of well logs for different cases in the Cuban oilfields. The results demonstrate the superiority of the inversion model over the sequential model.

Key words: Well logs, inversion model, sequential interpretation model, lithology.

RESUMO

A interpretação de inscrições geofísicas de bem pode ser levado a cabo para o padrão de interpretação seqüente onde os parâmetros são obtidos por avaliação de funções que aplicam equações independentes e a pessoa não se lembra de a composição mineralógica das pedras. Os programas provêm um litológico modelo que contempla um número limitado de pedras e minerais clássicos, obter as propriedades principais de reservorio das pedras rapidamente: volume de barro, porosidade e saturação de água onde os resultados são aproximados. Quando são tidas formações com litologías diferente, como arcosas, ofiolitas, tufa, marga, presença de querógeno, pira, barita e outro, este tipo de interpretação nem não é suficientemente informativo os parâmetros calculados respondem ao padrão. Nestes casos ele/ela é levado fora a interpretação de inscrições para o padrão de investimento, método avançado que gera um sistema de equações. É obtido a análise de elementos e as inscrições sintetizadas como resultado aquele melhor eles respondem ao padrão proposto, mais preciso e mais próximo à realidade. Você para usar sempre que ele/ela tem o software apropriado para a interpretação. O objetivo deste trabalho é demonstrar a vantagem do segundo modelo de interpretação primeiro no. Porque eles eram bem usados isto inscrições e litológica de informação, ele/ela espetáculos para cima a fundação do padrão e exemplos demonstrativos estão expostos com a comparação entre os dois modelos de interpretação de inscrições geofísicas para casos diferentes nos locais cubanos. Os resultados demonstram a superioridade do padrão de investimento no padrão seqüente.

Palavras chave: Logs de poço, modelo de inversão, modelo de interpretação seqüencial, litologia.

INTRODUCCIÓN

Según Alfonso Roche (1980), las deficiencias fundamentales de los métodos geofísicos en general son:

1. No poseen una tarea inversa única.
2. Las magnitudes estudiadas constituyen índices indirectos del objetivo real cuando son estudiadas aisladamente.

Se necesita tener un modelo de partida sobre el

que se realizarán las investigaciones. Se entiende como modelo, la representación simplificada del objeto real, que se define para las tareas geológicas. Para la tarea directa de la geofísica se tiene un modelo definido geométricamente, al que se le dan valores a sus parámetros y se obtiene la respuesta del campo físico en particular para el cual es válido el modelo.

La respuesta es única para un modelo dado.

Para el problema inverso se necesita también un modelo en particular, pero lo que se tiene son las observaciones del campo físico, a partir de las cuales deben estimarse los parámetros que son capaces de producir estas observaciones.

Siempre será posible encontrar más de un juego de parámetros del modelo, compatible con las observaciones (soluciones múltiples).

Si la respuesta difiere solo en el error de las mediciones con los datos, se tendrá una solución aunque no tenga que ver con la realidad geológica.

Solución de compromiso significa que las técnicas no dan lo que se desea, sino lo que puedan a partir de los datos de que se disponga. Es una solución entre lo que se desea encontrar y lo que es posible extraer a partir de la información disponible *a priori*.

Para la petrofísica en particular se establece el modelo de reservorio basado en su composición litológica y su tipo de porosidad, por lo que se plantea el problema de no tener un modelo petrofísico lo más cercano posible a la realidad cuando en las formaciones aparecen litologías complejas.

Existen diferentes formas de interpretación de registros de pozos para las cuales se utiliza un modelo de reservorio que debe ajustarse lo mejor posible a la realidad.

La definición de la composición y la porosidad de una roca por registros se hace utilizando la información disponible de:

- Análisis y descripciones de muestras de núcleos y ripios o cortes (muestras de canal).
- Registros disponibles.
- Gráficos de composición o gráficos cruzados (*crossplots*), teniendo en cuenta que en ellos aparecen efectos secundarios que también se calculan cuantitativamente.

La interpretación de registros se realiza por el modelo convencional, o interpretación secuencial, donde los parámetros se obtienen por evaluación de funciones

aplicando ecuaciones independientes (Barson, 2005). Para este trabajo, no se tendrá en cuenta la composición mineralógica de las rocas; en todo caso, los programas proveen un modelo litológico a partir de los gráficos de propiedades cruzadas, que contemplan un número limitado de rocas y minerales, fundamentalmente: calcita, dolomita, cuarzo y anhidrita. Esta es una forma rápida de obtener las principales propiedades de reservorio de las rocas: volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua, y además los resultados son aproximados.

Cuando se tienen formaciones con litologías diferentes, como arcosas, ofiolitas, tobas, margas, presencia de querógeno, pirita, barita y otros, este tipo de interpretación no es suficientemente informativa, ni los parámetros calculados responden al modelo.

También se lleva a cabo la interpretación de registros por el modelo de inversión, método avanzado que permite una combinación que genera un sistema de ecuaciones y que da como resultado los volúmenes de componentes y los registros sintetizados que respondan al modelo propuesto. Este es el análisis de elementos, los resultados son más precisos y cercanos a la realidad, y requiere utilizar información adicional de forma adecuada (Barson, 2005).

El objetivo del trabajo es demostrar las ventajas de utilizar el modelo de inversión sobre el modelo secuencial para la interpretación de registros cuando aparecen litologías complejas.

Para ello se presenta la fundamentación del modelo de inversión y se exponen ejemplos demostrativos de la comparación entre los dos modelos de interpretación de registros geofísicos de pozo para diferentes casos en los yacimientos cubanos.

Los primeros pasos para la aplicación del modelo de inversión se dieron en los primeros años de la década del 90 con programas propios como el Litopor3 (Castro, 2017). Pero no es hasta después del 2009, luego de la adquisición del *software* apropiado que se empezó a explorar y explotar la posibilidad de la evaluación por análisis mineralógico.

MATERIALES Y MÉTODOS

Los métodos están en función de los registros de pozo disponibles, pero se necesita un mínimo de registros que incluyan:

- Resistividad
- Rayos Gamma Espectrales

- Porosidad por distintos principios físicos

Además, se requiere la descripción de muestras y núcleos para fundamentar el modelo de trabajo.

Para describir la metodología, hay que partir de que hay que resolver un sistema de ecuaciones donde los registros constituyen las ecuaciones, y las componentes son las incógnitas, por lo que se establece una relación entre ellos (Doveton, 1986; Crain, 2010; Viro, 2011).

Como ejemplo se presenta el sistema de ecuaciones para una litología de composición variable, con tres registros: neutrón- ϕ_n , densidad- δ_v y sísmico- Δt , y tres componentes o volúmenes: dolomita- D , calcita- C y arena cuarcífera- A :

El sistema en forma de matrices:

$$\phi_{dol} + C \times \phi_{cal} + A \times \phi_{are} = \phi_n \quad (1)$$

$$\delta_{dol} + C \times \delta_{cal} + A \times \delta_{are} = \phi_v \quad (2)$$

$$\Delta t_{dol} + C \times \Delta t_{cal} + A \times \Delta t_{are} = \Delta t \quad (3)$$

$$+D + C + A = 1 \quad (4)$$

$$\begin{matrix} \phi \\ D \\ A \\ C \end{matrix} \begin{bmatrix} 1.00 & 5.00 & 0.00 & -5.00 \\ 1.00 & 2.87 & 2.71 & 2.65 \\ 189.00 & 43.50 & 47.50 & 55.10 \\ 1.00 & 1.00 & 1.00 & 1.00 \end{bmatrix} = \begin{matrix} \phi_n \\ \delta_v \\ \Delta t \\ 1 \end{matrix} \quad (5)$$

Expresados en símbolos: $RV = t$, donde:

R: Parámetros del modelo.

V: Modelo.

t: Observaciones: respuesta del campo físico.

Por lo que, para obtener los parámetros del modelo a partir de la respuesta de los campos físicos, se efectúa la operación inversa:

$$v = \begin{matrix} \phi \\ D \\ A \\ C \end{matrix} = \begin{bmatrix} 1.00 & 5.00 & 0.00 & -5.00 \\ 1.00 & 2.87 & 2.71 & 2.65 \\ 189.00 & 43.50 & 47.50 & 55.10 \\ 1.00 & 1.00 & 1.00 & 1.00 \end{bmatrix}^{-1} \begin{matrix} \phi_n \\ \delta_v \\ \Delta t \\ 1 \end{matrix} \quad (t)$$

donde: R-1 es la matriz inversa de los coeficientes seleccionados de acuerdo con el modelo escogido.

Hay que contar con un software apropiado para realizar todos los cálculos interactivamente.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se ejemplifica la utilización del método en algunos pozos con determinada litología que era necesario precisar para la evaluación de sus propiedades de reservorio, luego de realizar la interpretación secuencial. El resultado se valora teniendo en cuenta la información inicial, la información complementaria y el modelo obtenido. El sistema de componentes y registros se seleccionó en base al conocimiento geológico a priori o visualizando los gráficos de propiedades cruzadas de las zonas. Los valores de los parámetros petrofísicos son tan confiables cuanto más lo sea la reconstrucción de los registros y el error.

Caso 1. Bacuranao 100.

En este pozo hubo que definir la presencia de serpentinitas en el corte, ya que existía la posibilidad de que se confundieran con tobas en las descripciones litológicas. En el gráfico de propiedades cruzadas de la **Figura 1** (Densidad vs Porosidad Neutrónica) se ubica muy bien este tipo de rocas. Por la interpretación secuencial (**Figura 2**, izquierda) no se evalúan cuantitativamente las rocas de este tipo. En efecto, con el modelo de inversión (**Figura 2**, derecha) quedan establecidos los intervalos donde están presentes y sus propiedades.

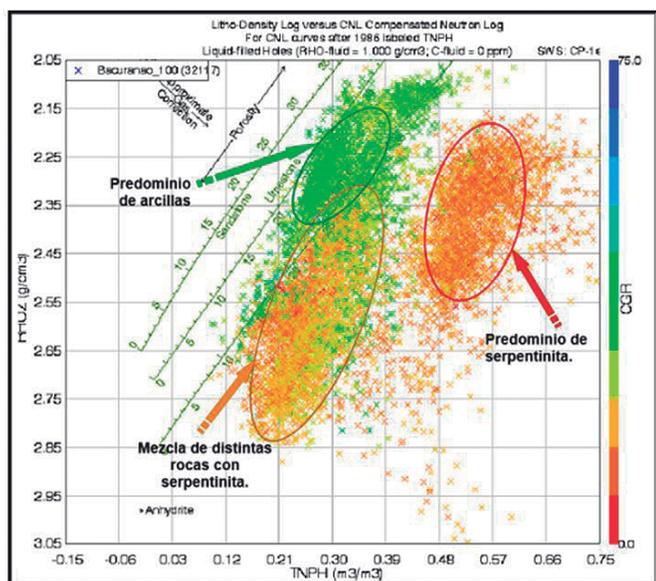


Figura 1. Presencia de serpentinitas en el corte, caracterizadas por su alta porosidad neutrónica.

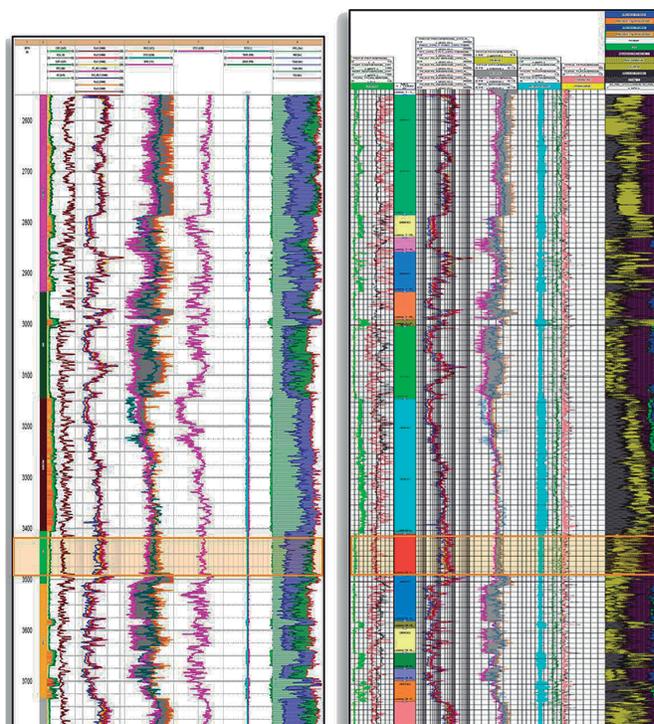


Figura 2. Resultado de la interpretación secuencial a la izquierda y por inversión a la derecha.

Caso 2. Litoral 100.

Fue necesario definir si se trataba de arcosas masivas posiblemente de la Formación Bacunayagua o laminares, que están presentes en la Formación Vega Alta. Para esto se utilizó un pozo donde la sección descrita de arenisca arcósica estaba bien definida en la interpretación por el modelo de inversión, muy diferente del pozo de estudio, se obtuvo el modelo final de interpretación, tomando en cuenta el feldespato de potasio, con un error mínimo (**Figuras 3 y 4**). Finalmente, se obtuvo un modelo litológico y no se aprecia masividad en las arcosas (**Figuras 5 y 6**). Este tipo de análisis no es posible con la interpretación secuencial, ya que no se representan las arcosas.

Caso 3. Pina 401.

En sus formaciones están representadas las tobas. En la **Figura 7** se presenta una distribución de los minerales y arcilla obtenidos por difracción de Rayos X en muestras de rocas de este pozo.

Por su composición litológica compleja no es posible representar en el modelo secuencial (**Figura 8** izquierda), se necesitan los minerales componentes (**Figura 7**) para obtener un resultado confiable de sus propiedades de reservorio, lo que se logra con el modelo de inversión (**Figura 8** derecha).

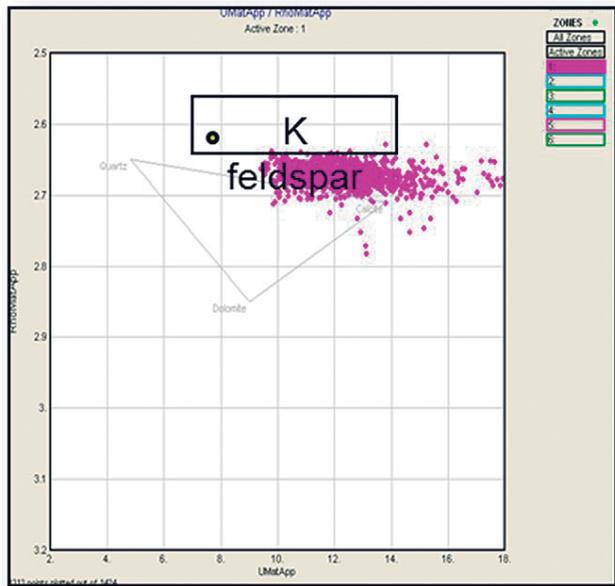


Figura 3. Nube de puntos correspondiente a las areniscas arcósicas, muy bien definida y cercana al punto del feldespato potásico.

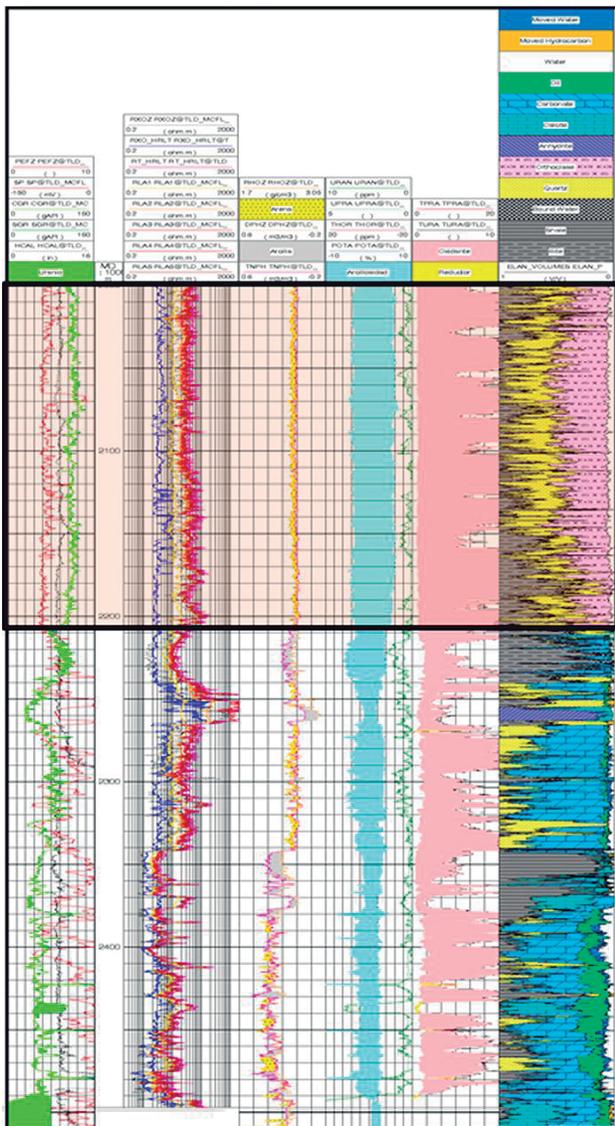
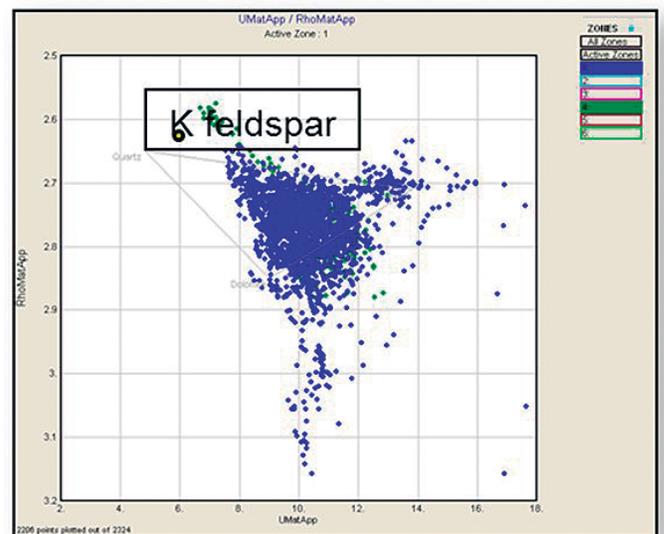


Figura 4. Pozo donde la sección descrita de arenisca arcósica se aprecia bien definida en el pozo interpretado por análisis elemental.

Figura 5. Intervalos con descripción de areniscas arcósicas: Nube de puntos dispersa debido a la heterogeneidad litológica.



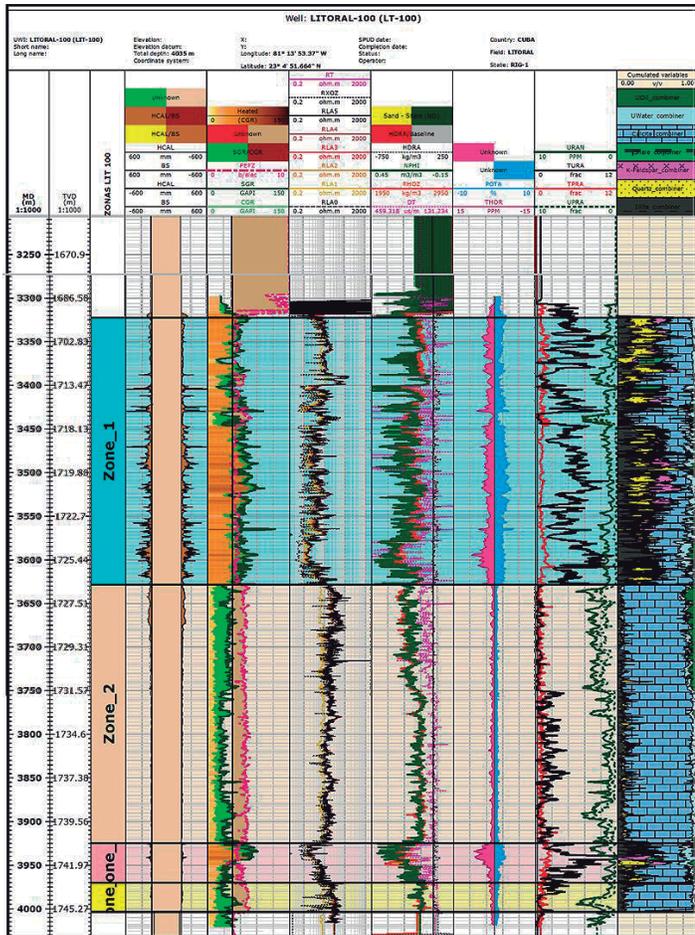
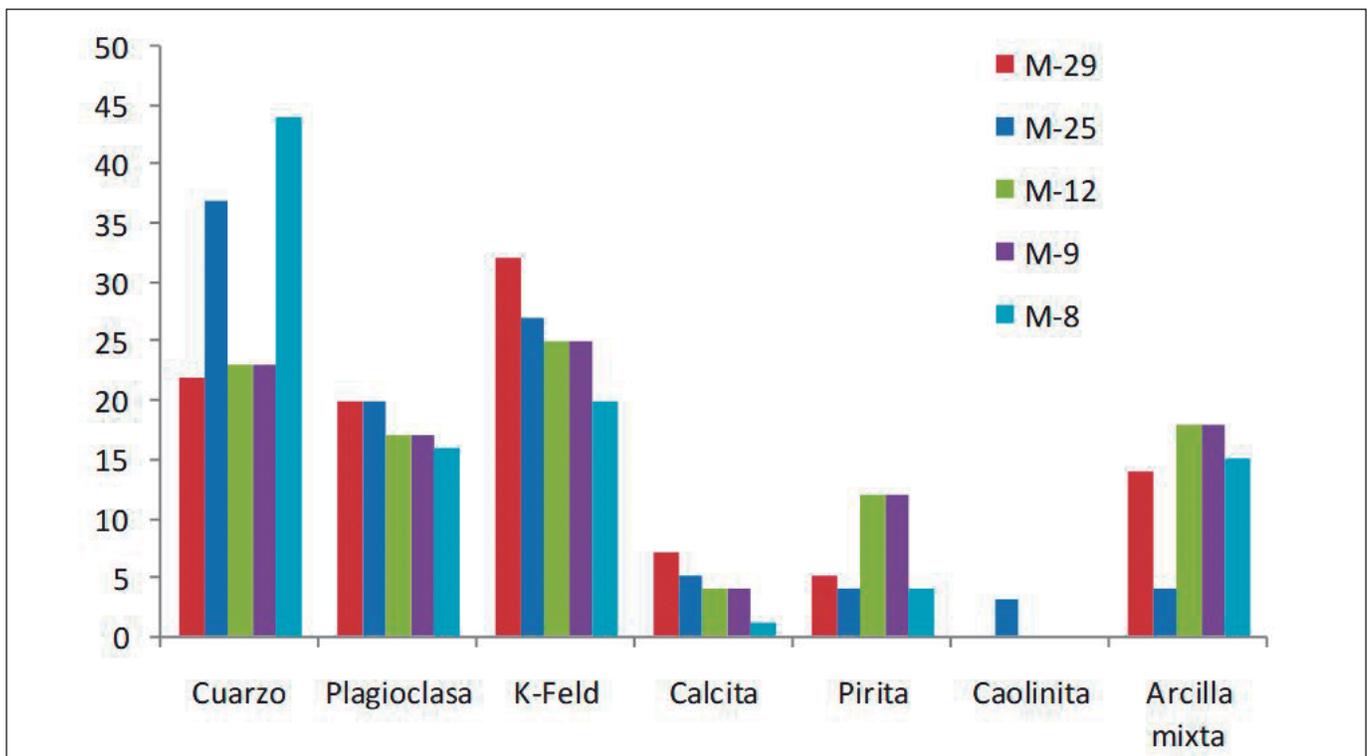


Figura 6. Modelo final de interpretación, tomando en cuenta el feldespato de potasio, con un error mínimo.

Figura 7. Distribución de componentes en tobas por difracción de Rayos X.



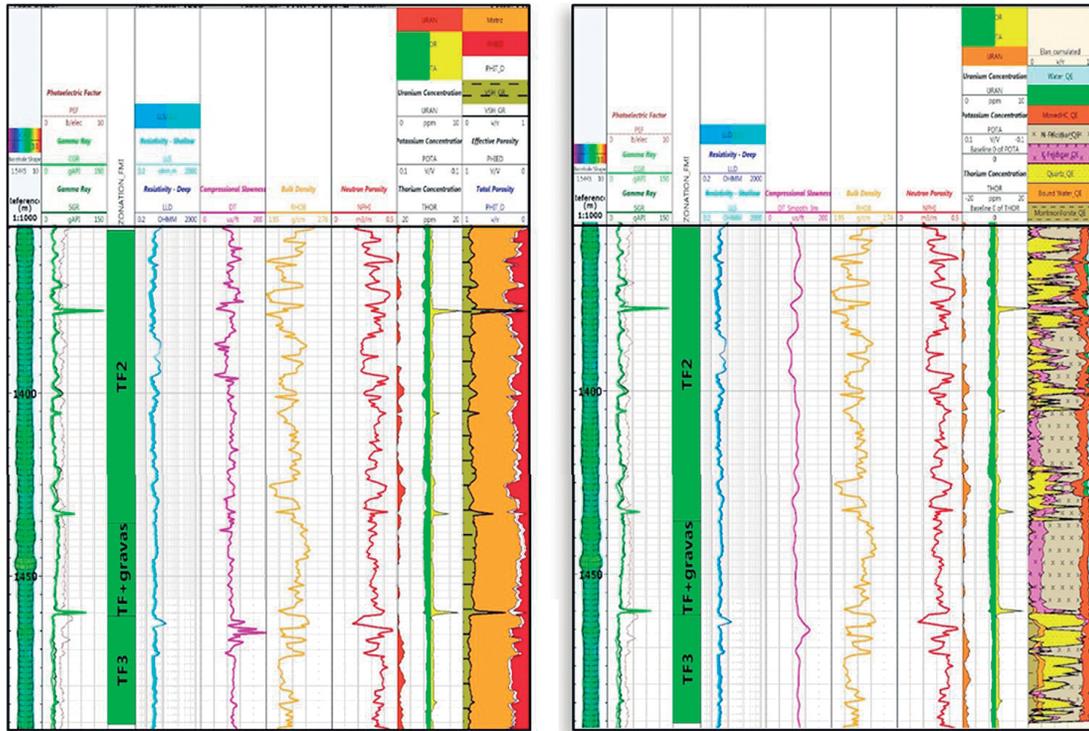


Figura 8. Interpretación clásica con una matriz aparente (izquierda) e interpretación por el modelo de inversión utilizando los minerales que componen a las tobas (derecha).

Caso 4. Bacuranao Largo 300.

Se encontró una distribución litológica muy variable, con predominio de caliza en algunas partes y margas en otras. Por el modelo secuencial no se pudo precisar la

presencia de estas rocas, mientras que por el modelo de inversión se logró representar un modelo que respondía a las descripciones de las muestras de canal (Figura 9).

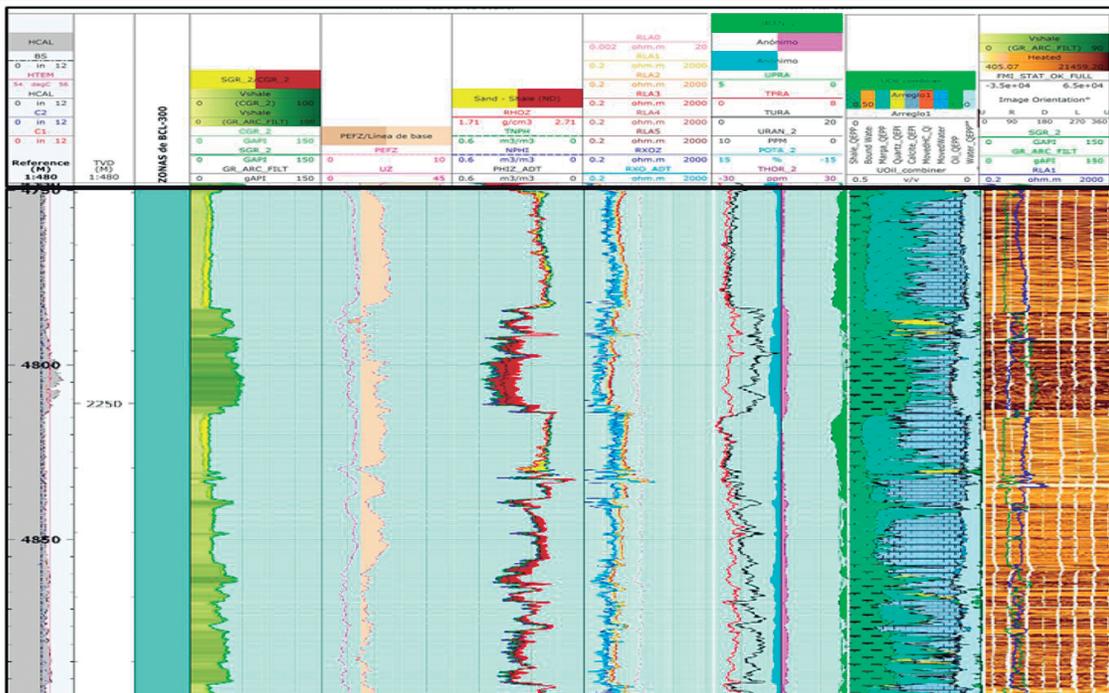


Figura 9. Variación de la litología de acuerdo con las descripciones de muestras.

CONCLUSIONES

En los ejemplos analizados, que son una muestra del trabajo realizado en muchos pozos de los yacimientos cubanos, al comparar los resultados de los distintos modelos para la interpretación de registros para litologías complejas, se demuestran las ventajas de utilizar el modelo de inversión sobre el modelo secuencial. Al utilizarse las litologías verdaderamente representativas de las formaciones, se calculan los volúmenes de cada una, y a partir de estos, se obtiene el espacio ocupado por la porosidad y los fluidos dentro de esta con mejor exactitud. El cálculo de errores y la reconstrucción de registros garantizan la calidad de la interpretación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alfonso Roche, J. R.**, 1989, Estadísticas en las Ciencias Geológicas, Editora ISPJAE, CUJAE.
- Castro Castiñeira, O.**, 2017, Evaluación Petrofísica de Formaciones Gasopetrolíferas Cubanas, Centro Nacional de Información Geológica, La Habana, 224 pp.
- Doveton, J. H.**, 1986, Log analysis of subsurface geology. Concepts and computer methods. A Wiley-Interscience Publication.
- Barson, D., R. Christensen, E. Decoster, R. Chistensen y J. Grau**, 2005, Espectroscopía: La clave para la obtención de respuestas petrofísicas rápidas y confiables. Oilfield Review, Otoño, p. 16-35.
- Crain's Petrophysical Handbook**, 2000, Lythology/Mineralogy from Probabilistic Models. <https://www.spec2000.net/13-lithprob2.htm> 25 de julio de 2010.
- Viro**, 2014, Manual de Instrucción, Curso: Interpretación de registros a agujero descubierto, Consultoría, LTDA, <http://es.scribd.com/jchilon640/d/52724331-manual-de-interpretacion-de-registros> 22 de octubre de 2014.



Recuperación mejorada de hidrocarburos mediante la inyección de gases de descarbonatación

César García Vidrio¹ y Heberto Ramos Rodríguez²

¹. *Ingeniero industrial químico. Experto en la fabricación de cemento; desarrollo de combustibles y materias alternas. Consultor externo. Cuenta de twitter: @cesarin5816.*

². *Ingeniero petrolero y maestro en Ingeniería Petrolera. Director del Centro de de Desarrollo de Competencias Energéticas y Sustentabilidad (CEDECES)–Universidad Olmeca. Carretera Villahermosa-Macuspana, km 14, Dos Montes, Centro, C.P. 86280, Tabasco, México. Correo electrónico: hramosr@hotmail.com*

RESUMEN

Para mantener la producción e incrementar el factor de recuperación de los campos petroleros terrestres más importantes del sureste de México, se requiere la inyección de algún gas compatible con las formaciones geológicas. El gas natural no es factible por su alto costo y por la demanda que actualmente tiene como combustible, por otro lado, el bióxido de carbono no está disponible en los volúmenes que se necesitan. Entre los gases compatibles que pueden ser una opción, se encuentran el nitrógeno y los gases de combustión. De estas dos opciones, en este trabajo se analiza la de inyectar gases de descarbonatación, que es un producto de desecho proveniente de una planta cementera, cuya composición es similar a la de los gases de combustión. La inyección de gases de combustión a los yacimientos, ha demostrado ser un proceso eficiente, sin embargo, el principal problema inherente es la corrosión que provoca en las instalaciones por la presencia de gases ácidos, oxígeno y agua. Para eliminar estos compuestos indeseables causantes de la corrosión, es necesario modificar los procesos operativos de la planta cementera para que solamente se obtenga la mezcla de N_2 y CO_2 en las condiciones adecuadas para inyectarla en los campos petroleros. La implementación de este proyecto presenta beneficios técnicos, económicos y ambientales. El impacto más importante es el incremento de la recuperación de hidrocarburos de los campos petroleros con mayor potencial. En cuanto a los beneficios ambientales que la cementera obtiene con la modificación de sus procesos, es la eliminación de las emisiones a la atmósfera de los gases producidos.

Palabras clave: Yacimientos petroleros, recuperación

mejorada de hidrocarburos, gases de descarbonatación, cemento, bioxido de carbono.

ABSTRACT

To maintain oil production and increase the recovery factor of the most important onshore fields in the Southern Region of Mexico, the injection of a very large volume of some gas compatible with geological formations is required. Natural gas is not feasible because of its high cost and other priority uses as fuel, on the other hand, carbon dioxide is not available in the volumes that are needed. Among the compatible gases that could be an option are nitrogen and combustion gases. From these two options, this work analyzes the injecting decarbonation gases, which is a waste product from a cement plant, and their composition is similar to combustion gases, so it could be considered a feasible solution. The injection of combustion gases into the reservoirs has proven to be an efficient process, however, the main inherent problem is the corrosion that it causes in the facilities due to the presence of acid gases, oxygen and water. In order to eliminate these undesirable compounds causing corrosion, it is necessary to modify the operational processes of the cement plant so that only the mixture of N_2 and CO_2 is obtained under the appropriate conditions to inject it into the oil fields mentioned before. The implementation of this project offers technical, economic and environmental benefits. The most important impact is the increase of the recovery of hydrocarbons from the oil fields with the greatest potential. In relation to environmental benefits that the cement plant obtains with the modification of its processes, the most evident is the elimination of emissions into the atmosphere of the produced gases.

Key words: Oil fields, improved recovery of hydrocarbons, decarbonation gases, cement, carbon bioxide.

RESUMO

Para manter a produção e aumentar o fator de recuperação dos campos petrolíferos terrestres mais importantes do sudeste do México, é necessária a injeção de algum gás compatível com as formações geológicas. O gás natural não é viável devido ao seu alto custo e à demanda que atualmente possui como combustível, por outro lado, o dióxido de carbono não está disponível nos volumes necessários. Entre os gases compatíveis que podem ser uma opção, estão o nitrogênio e os gases de combustão. Destas duas opções, este artigo analisa os gases de descarbonatação injetáveis, que são resíduos de uma fábrica de cimento, cuja composição é semelhante à dos gases de combustão. A injeção de gases de combustão nos depósitos provou ser um processo eficiente; no entanto, o principal problema inerente é a corrosão que causa nas instalações devido à presença de gases ácidos, oxigênio e água. Para eliminar esses compostos indesejáveis que causam corrosão, é necessário modificar os processos operacionais da fábrica de cimento para que apenas a mistura de N_2 e CO_2 seja obtida nas condições apropriadas para injetá-lo nos campos de petróleo. A implementação deste projeto apresenta benefícios técnicos, econômicos e ambientais. O impacto mais importante é o aumento na recuperação de hidrocarbonetos de campos de petróleo com maior potencial. Quanto aos benefícios ambientais que a empresa de cimento obtém com a modificação de seus processos, é a eliminação de emissões para a atmosfera dos gases produzidos.

Palavras chave: Campos petrolíferos, recuperação melhorada de hidrocarbonetos, gases de descarbonatação, cimento, bioóxido de carbono.

INTRODUCCIÓN

En el sureste de México, el 90 % de las reservas totales de hidrocarburos provenientes de campos terrestres, se encuentran en yacimientos de doble porosidad, que además presentan la característica de ser profundos y tener alta presión y temperatura. Para la extracción de estas reservas el 53 % requiere la aplicación de algún proceso de recuperación secundaria o mejorada.

La mayoría de estos yacimientos poseen un acuífero activo que ha generado canalización del agua y pér-

didada de producción de los pozos. Por este motivo, los procesos de recuperación secundaria por inyección de agua no se han considerado como una opción general para la extracción de las reservas de los yacimientos naturalmente fracturados de esta región.

Por lo tanto, es necesario considerar la otra alternativa, la aplicación de procesos de recuperación mejorada. Este tipo de procesos se clasifica en tres categorías generales: químicos, térmicos e inyección de gases miscibles o inmiscibles. Para yacimientos naturalmente fracturados de las características de los campos del sureste, la opción factible es la inyección de gases.

En la inyección de gases los fluidos más utilizados son gas natural, bióxido de carbono (CO_2), nitrógeno (N_2) y gases de combustión. Con base en la presión y temperatura de cada yacimiento, pueden ser aplicados en condiciones miscibles o inmiscibles, siendo más atractivo el proceso miscible porque genera las más altas recuperaciones de hidrocarburos. De estos gases no se considera factible el uso de gas natural por su alto costo y la demanda que actualmente tiene en el mercado.

El bióxido de carbono ha demostrado, en los casos donde se ha aplicado, ser un fluido altamente eficiente, dado que genera miscibilidad con el aceite del yacimiento a presiones y temperaturas moderadas. El problema más fuerte para su aplicación en el ámbito mundial es su disponibilidad y en menor escala la corrosión, ya que esta puede ser controlada con la adición de agentes anticorrosivos.

Por otra parte, el nitrógeno es un fluido inerte, de disponibilidad ilimitada ya que se encuentra en grandes cantidades en el aire, sin embargo, difícilmente se logra obtener miscibilidad entre este fluido y los hidrocarburos, y para disponer de él es necesario construir una planta para separarlo del aire.

La otra opción, la constituye el gas de combustión, el cual está formado por 87 % - 90 % de nitrógeno y 9 % -12 % de bióxido de carbono. Por su composición, las condiciones a las que puede ser aplicado y su comportamiento varía precisamente en el rango de los dos fluidos anteriores (N_2 y CO_2). Sin embargo, algunos autores indican que el mecanismo de desplazamiento del gas de combustión es casi igual al del nitrógeno.

Actualmente en la Región Sur existe una propuesta para disponer de un volumen considerable de gas de combustión procedente de una planta cementera y aprovechar las instalaciones que existen para su trans-

porte. En este trabajo se presenta la posibilidad de eliminar los compuestos indeseables del gas de combustión y poder inyectar la mezcla de N_2/CO_2 o solamente CO_2 , a yacimientos petroleros sin tener consecuencias de corrosión o precipitación de sólidos.

Esta alternativa permitiría eliminar la chimenea en un proceso industrial haciendo productivos los gases de desecho, lo cual es un gran paso para eliminar los impactos negativos al medio ambiente. De llevarse a cabo este proyecto sería el primero en México y el segundo de este tipo en el mundo.

En este trabajo se describe de modo breve, el proceso de fabricación del cemento, posteriormente se muestra la cantidad y calidad de los gases producidos, se presenta la alternativa propuesta para acondicionar los gases en términos de eliminación de polvo, agua, oxígeno y gases ácidos y por último se evalúa el impacto ambiental y el significado de esta estrategia para la industria petrolera y del cemento.

Alternativas de abastecimiento del gas de combustión para los campos del sureste de México

El sector industrial es una fuente potencial generadora de gases de combustión, como ejemplos se tienen las industrias eléctrica, cementera y petroquímica entre otras, los gases producidos para ser utilizados en la extracción de hidrocarburos requieren ser recolectados y pasar por un sistema de limpieza y acondicionamiento para posteriormente ser transportados hasta los pozos.

Se sugiere iniciar el proyecto de inyección de gases de combustión con los producidos por la industria cementera, en particular la planta de Macuspana dado que: esta planta es más cercana a los campos petroleros de la Región Sur, no requiere recolección y además, parte de la infraestructura requerida para su transporte, está disponible.

Para que este gas sea utilizable con propósitos de mantenimiento de presión o recuperación mejorada de petróleo es necesario eliminar el oxígeno, la humedad y los gases ácidos y partículas como los óxidos de nitrógeno (NO_x). Es indispensable que su composición no exceda el límite sugerido en la literatura para su uso, es por ello, que la compañía que lo proporcione debe desarrollar la infraestructura que permita limpiarlo y dejarlo en las condiciones adecuadas para su inyección a yacimientos petroleros.

Lo anterior implica que realizarán una serie de actividades entre las que destacan:

- Eliminación de polvos.
- Remoción de gases SO_x , HCl .
- Deshidratación.
- Eliminación de O_2 .
- Remoción de óxidos de nitrógeno (NO_x).
- Compresión para su transporte.

Generación y acondicionamiento de gases inertes procedentes de un proceso de combustión y descarbonatación

La planta de cementos de Macuspana se encuentra en el Estado de Tabasco México, cerca de una de las zonas de extracción petrolera más importantes del país, en esta planta surgió la idea de recuperar la mezcla de nitrógeno y bióxido de carbono, que se produce por combustión en los hornos y la descarbonatación de las materias primas del cemento, para inyectarla en los yacimientos petroleros, con el objetivo de mantener su presión y elevar sus niveles de productividad, así como la eliminación de las emisiones a la atmósfera.

Proceso de clinker y cemento

El proceso de fabricación de clinker y cemento consta de seis etapas: a) extracción de materias primas, b) trituración y prehomogenización, c) molienda de crudo, d) sistema de horno o fabricación de clinker, e) despolvamiento de gases del horno y molino de crudo, f) molienda de cemento y distribución (**Figura 1**).

Las principales materias primas para la producción de cemento son la caliza y la arcilla. Al someter una mezcla de estos minerales (70 % a 80 % de caliza y 15 % a 20 % de arcilla), a temperaturas de alrededor de 1 450 °C se obtiene una nueva mezcla de minerales con propiedades hidráulicas-cementantes, que conforman un nuevo producto llamado clinker. La materia prima es transportada a los trituradores donde se obtienen materiales de tamaño no mayor a 1 pulgada, se prehomogeniza y se alimenta a un molino donde se hace polvo y se ajusta con materiales correctivos según se requiera, para obtener una harina cruda. Esta harina pasa a un precalentador y posteriormente a un precalcinador donde se descarbonatiza en un 70 a 90 % y luego pasa al tubo del horno donde se alcanzan temperaturas de 1 450 °C. Finalmente, el producto sólido llamado clinker es enfriado y almacenado. A este clinker se le adiciona yeso para controlar el fraguado y se muele finalmente constituyendo el producto final del cemento.

Los gases de combustión producidos durante el



Figura 1. Esquema general del proceso de fabricación del cemento

proceso son aprovechados para secar la materia prima en el molino de crudo y llevados a un sistema de despolvamiento de gases para su limpieza antes de ser descargados a la atmósfera, sin embargo, el propósito de este estudio es que dichos gases se acondicionen para inyectar a los yacimientos y no se envíen más a la atmósfera.

Cantidad y Calidad de los Gases Generados en el Proceso

En las plantas cementeras se utilizan diferentes combustibles que van desde gas natural, combustóleo, carbón y madera hasta desecho de llantas y recortes de perforación, por lo que, los gases generados varían en composición. La planta de cemento de Macuspana está diseñada para utilizar gas natural debido a que es el mejor combustible y representa la mejor alternativa para obtener la mayor cantidad de gases inertes.

La corriente de gases de combustión emitida en la chimenea procede del precalcinador y del horno más el aire excedente del enfriador (Figura 2). En el precalcinador se produce del 55 al 60 % de los gases de combustión y el 90 % del CO₂. Por otra parte, en el quemador principal del horno se genera el 40 o 45 % restante de los gases de combustión y el 10 % del CO₂. La corriente de gases emitida en la chimenea presenta dos variantes en su composición, una es con el sistema de molienda de crudo denominada operación combinada horno-molino y la otra es la operación directa donde solo se considera el horno.

Gases a la salida de la chimenea

Al tomar los gases en este punto se obtiene la mayor cantidad de gases para inyectar a yacimientos, pero se re-

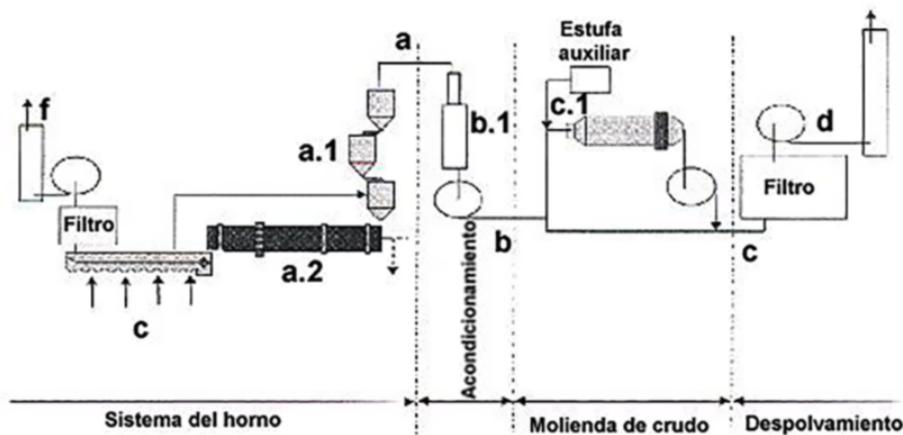


Figura 2. Sistema de corrientes de gases del proceso de fabricación del cemento

quiere equipo adicional de despolvamiento, deshidratación y desoxigenación. Una vez eliminados el polvo, H₂O y O₂ de los gases la composición principal es de 75 a 70 % de N₂ y 25 a 30 % de CO₂. La toma de los gases en la salida de la chimenea ofrece el mayor beneficio en la captura del volumen de gases inertes susceptibles de inyectarse a los yacimientos petroleros, de ahí que el equipo necesario para modificar el proceso en la planta cementera esté en función de los beneficios económicos obtenidos por la venta del N₂/CO₂, la posible comercialización del O₂ y la recirculación del agua.

La medición efectuada en los diferentes puntos de la corriente de gases se presenta en la **Tabla 1**, y los gases a inyectar y reciclables en la **Tabla 2**.

Acondicionamiento de los Gases de Combustión

Después de analizar la composición de los gases generados en la fabricación del clinker de cemento, se describe

Tabla 1. Mediciones porcentuales en cada punto de las corrientes de los gases.

Corrientes	Gases principales	Gases principales más precalentado	Salida gas precalentado	Salida Exhaustor	Entrada Despolvamiento		Salida Chimenea	
					Con molino	Sin molino	Con molino	Sin molino
Saturación [%]	Etapa a.2	Etapa a.1	Etapa a	Etapa b	Etapa c.1	Etapa c.2	Etapa d.1	Etapa d.2
CO ₂	25	16.0	24	22.0	16	17	15	16
N ₂	72.4	80.8	72.5	72.9	73	74.42	73.42	74.92
CO	0.1	0.2	0.1	0.1	0.08	0.08	0.08	0.08
O ₂	25	3.0	3.4	5.0	10.5	8.5	11	9
Total seco	100	100	100	100	100	100	100	100
H ₂ O	4.0	5.0	10	16	17	15	15	8
Temperatura [°C]	1 000	880	360	140	120	160	105	150
Presión estática [mbar]	-5	-15	-70	-2	-1	-1	-1	-1

Tabla 2. Gases para inyectar y gases reciclables.

MMPCD	Horno	Precalentador	Exhaustor P.	Chimenea	
				Con molino	Sin molino
N ₂	142.55	185.65	125.09	192.17	173.06
CO ₂	60.55	177.91	71.71	65.57	73.37
SO ₂	0	0	0	0	0
A inyectar	203.11	303.56	196.9	257.74	246.43
HO ₂	5.78	14.52	12.74	54.71	27.26
O ₂	4.78	8.51	8.44	28.37	20.59
Recicable	10.57	23.03	21.18	83.08	47.85
Total	213.68	326.59	218.08	340.82	294.28
Rel. Inyectables/Recicables		13	9	3	5

a continuación el acondicionamiento de los gases susceptibles de inyectarse en yacimientos petroleros, considerando esta opción como una de las alternativas posibles en la eliminación de polvo, H₂O, SO₂ y O₂ a escala in-

dustrial, ya que existen actualmente diferentes procesos para llevarlo a cabo.

El diagrama general del proceso de cemento modificado se presenta en la **Figura 3**. Así se describe cada

una de las etapas de separación de los componentes no deseados en la corriente de gases aprovechables para la recuperación de hidrocarburos, así como las instalaciones

requeridas según el diseño del acondicionamiento de los gases y el sistema de reciclaje.

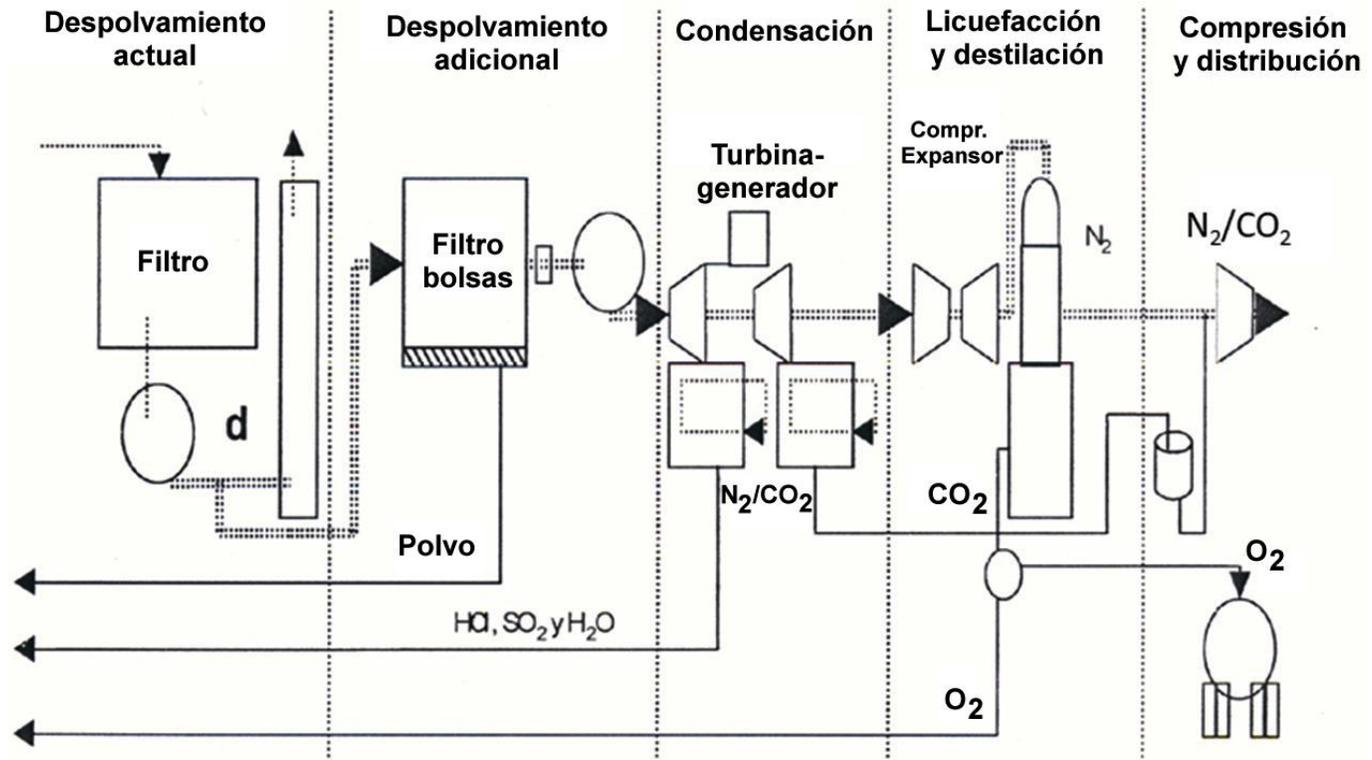


Figura 3. Diagrama general del proceso de cemento modificado

Despolvamiento adicional:

Se requiere un colector de polvo que opere en forma continua, eliminando una carga promedio de 0.4 Ton/día cuando no opera el molino de crudo y de aproximadamente 0.5 Ton/día cuando está en operación, así como el manejo de cargas instantáneas de 11 Ton/hr al paro del horno.

Condensación:

En los gases de escape de la chimenea se tienen temperaturas de 55.7 °C y 44.6 °C, como punto de rocío, al operar el sistema con el molino de crudo. Por lo tanto, se tendría que llegar a una temperatura aproximada de 35 a 40 °C en los gases para condensar el agua o podría ser menor para considerar la incorporación del HCl y el SO₂ en el agua condensada, pero sin llegar a una temperatura menor a 31°C, que sería la temperatura crítica del CO₂, y este podría pasar a líquido en esta primera etapa de condensación del agua.

Temperatura y presión de ebullición:

Conviene mantener una presión superior a la atmosférica con la finalidad de evitar la filtración de aire y humedad al sistema. En consecuencia, el punto de ebullición del refrigerante debe ser menor que el nivel de temperatura del sistema deseado.

Temperatura y presión crítica:

La presión y temperatura de operación del sistema son inferiores a los valores críticos de los componentes, los cuales se presentan en la **Tabla 3**.

Licuefacción y destilación:

Los gases que se obtienen a la salida de la etapa anterior, ya sea por condensación y/o destilación, son principalmente N₂ y O₂, en promedio de 87.5 % y 12.5 % respectivamente. Así, la separación de estos elementos se logra mediante licuefacción y destilación. En la licuefacción el aire se enfría por compresión seguida de una rápida ex-

Tabla 2. Gases para inyectar y gases reciclables.

Propiedades	SO ₂	CO ₂	N ₂	O ₂
Punto de ebullición o licuefacción [°C]	-10	-78	-195.8	-183
Punto de fisión o congelación [°C]	-72.7	-107	-210	-218.4
Temperatura crítica [°C]	157	31		
Presión crítica [kg/cm ²]	80.2	75.2		

pansión y posteriormente, una vez líquido, se destila y se separan los componentes por la diferencia de sus puntos de ebullición. Estos procesos de separación de gases aplicando métodos de temperaturas reducidas también se denominan criogénicos y son los más rentables a gran escala.

Compresión de los Gases:

Una vez separado el O₂ y el N₂ producto de la destilación y el CO₂ procedente de la condensación y/o licuefacción, se procede a juntar ambas corrientes para comprimir y transportar a los pozos a través de una serie de ductos.

Evaluación del Impacto Técnico-económico y ambiental

El impacto del proceso de mantenimiento de presión a yacimientos petroleros tiene grandes beneficios económicos, técnicos y ambientales.

En los campos terrestres del sureste de México el 70 % de las reservas de hidrocarburos, se encuentran en 13 campos. Se estima que con la inyección de gases de combustión o nitrógeno se podrán extraer durante la vida productiva de estos campos, el 36% del volumen de crudo y el 55 % del gas.

En el aspecto ambiental, el hecho de eliminar una chimenea dentro de los procesos industriales y hacer productivos dichos gases constituye un gran paso para la eliminación global de los impactos negativos al medio ambiente, donde de manera general la sociedad los interpreta como transportar los problemas de contaminación al final del tubo (chimenea).

En la planta de cementos de Apasco en Macuspana, se tiene una producción diaria de 2 600.0 toneladas de CO₂ que significan 949 000.0 toneladas anuales, esto implicaría una reducción del 0.21 % de toda la generación de CO₂ en México y el 1.5 % del total de generación de CO₂ en el sector industrial si se inyectara esta producción a los campos petroleros. Adicionalmente se tiene el apro-

vechamiento del O₂ y la recirculación del agua dentro de la empresa.

CONCLUSIONES

- A. Para los campos seleccionados de la Región Sur de México, es factible utilizar nitrógeno o gas de combustión como fluido de inyección para incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos, sin ninguna dificultad técnica desde un punto de vista de ingeniería de yacimientos.
- B. Es factible utilizar el gas de combustión de la compañía cementera si lo entrega deshidratado, libre de polvos, óxidos de nitrógeno, óxidos de azufre y oxígeno.
- C. La mejor alternativa para el aprovechamiento de los gases de combustión consiste en tomar los gases del proceso de fabricación del clínker y cemento a la salida de la chimenea, enfatizando la conveniencia de continuar utilizando el gas natural como principal fuente de combustión.
- D. Para la inyección de nitrógeno es indispensable construir una planta criogénica que permita separarlo del aire.
- E. Se requiere construir ductos para el transporte del gas de combustión desde donde se genera hasta cada uno de los campos. El ducto más importante, es el de salida de la cementera hasta uno de los complejos petroquímicos cercanos, el cual se recomienda que sea de 24" de diámetro.
- F. Se debe solicitar a la compañía cementera que proporcione el gas a 44 kg/cm² de presión para evitar compresión intermedia y el incremento en el costo de transporte.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Hancock S. K., 1999, «Project brings commercial-scale CO₂ miscible flooding to Canada», Oil & Gas Journal, Oct. 1999.

Instituto Mexicano del Petróleo, 1999, «Análisis hidráulico para el transporte de gas de combustión en el sistema Apasco-Cd. Pemex-C. Bermúdez-Sitio Grande-Jujo-Tecominoacán», Dic. 1999.

Taber J. J., 1988, «The use of flue gas for the enhanced Recovery of oil», Sept. 1988.

Taber J. J., 1983, «Technical screening guides for the enhanced recovery of oil», SPE 12069, Oct 1983.

Ramos Rodríguez H., 1999, «Recuperación mejorada de hidrocarburos por inyección de gases inertes tratados de efluentes industriales», Villahermosa, Tab., Oct. 1999.

PEMEX, 1998, «Memoria de Labores 1998».

Netherland Sewell & Associates, 1999, «Advisory study of the project: inyección de Región sur (PIRS) in certain onshore oil and gas fields», January 1999.



Biotensoactivos y características de interés para recuperación de petróleo con bacterias aisladas de crudo cubano.

Thais Hernández Gómez¹, Freya González Núñez², Lisset Miquel González³, Saúl Fernández Valenzuela⁴ y Alexander Govin Sanjudo⁵

¹ Licenciada en Microbiología. Máster en negocio de petróleo y gas. Centro de Investigación del Petróleo, La Habana, Cuba, Correo electrónico: thaishg89@gmail.com.

² Licenciada en Química. Centro de Investigación del Petróleo, La Habana, Cuba, Correo electrónico: freya@ceinpet.cupet.cu.

³ Ingeniera en Tecnologías Nucleares y Energéticas. Máster en negocio de petróleo y gas. Centro de Investigaciones del Petróleo, Cuba, Correo electrónico: lisset@ceinpet.cupet.cu.

⁴ Licenciado en Microbiología. Centro de Ingeniería Genética y Biotecnología (CIGB), Cuba, Correo electrónico: saul.fernandez@cigb.edu.cu.

⁵ Licenciado en Microbiología. Máster en Microbiología. Facultad de Biología, Universidad de La Habana, Cuba Correo electrónico: agovin@fbio.uh.cu.

RESUMEN

De los problemas de mayor incidencia que afectan a la industria petrolera se señala la baja eficiencia de extracción de hidrocarburos de sus reservorios naturales. Frente a este problema, los métodos que incluyen el empleo de microorganismos para que se aumenten los índices de recuperación de petróleo (Microbial Enhanced Oil Recovery, MEOR) se presentan como una alternativa ecológica y económicamente sustentable. Los biotensoactivos son moléculas de origen biológico indispensables en los procesos de MEOR. Esta investigación tiene como objetivo la obtención de biotensoactivos, a partir de la evaluación de 6 cepas bacterianas aisladas de un pozo de la Franja Petrolífera Norte de Cuba, para el proceso de recuperación de petróleo. La producción de biotensoactivos se determinó mediante 4 métodos: hemólisis, colapso de la gota, dispersión del petróleo y medición de la tensión interfacial. Se evaluó la estabilidad de los biotensoactivos obtenidos ante elevadas temperaturas y salinidad. Además, se evaluó la influencia en el crecimiento bacteriano de distintas condiciones ambientales que se encuentran en los yacimientos, tales como elevada temperatura, salinidad, pH y presencia de metales pesados. Se demostró que son estables en condiciones de alta salinidad (hasta 10 %) y temperatura (hasta 60 °C). Dichos resultados alcanzan notable significación al diseñarse procesos de MEOR ya que no se limita su apli-

cación a un tipo específico de yacimiento. Actualmente continúan los estudios de laboratorio para realizar un diseño óptimo del proceso de MEOR, que se adecúe a las realidades que se encuentran en los yacimientos cubanos.

Palabras clave: biotensoactivos, recuperación mejorada de petróleo, bacterias, MEOR.

ABSTRACT

Of the problems of greater incidence that affect the oil industry, the low efficiency of hydrocarbon extraction from its natural reservoirs is noted. Faced with this problem, methods that include the use of microorganisms to increase oil recovery rates (Microbial Enhanced Oil Recovery, MEOR) are presented as an ecologically and economically sustainable alternative. Biotensoactivos are molecules of biological origin indispensable in the processes of MEOR. This research aims to obtain biotensoactivos, based on the evaluation of 6 bacterial strains isolated from a well in the Northern Oil Belt of Cuba, for the oil recovery process. The production of biotensoactivos was determined by 4 methods: hemolysis, collapse of the drop, dispersion of the oil and measurement of the interfacial tension. The stability of the biotensoactivos obtained at high temperatures and salinity was evaluated. In addition, the influence on bacterial growth of different environmental conditions found in

the deposits, such as high temperature, salinity, pH and presence of heavy metals, was evaluated. They were shown to be stable under conditions of high salinity (up to 10 %) and temperature (up to 60 °C). These results reach significant significance when designing MEOR processes since their application is not limited to a specific type of reservoir. Laboratory studies are currently continuing to perform an optimal design of the MEOR process, which is adapted to the realities found in the Cuban deposits.

Key words: biotensoactivos, improved oil recovery, bacteria, MEOR

RESUMO

Dos problemas de maior incidência que afetam a indústria de petróleo, nota-se a baixa eficiência da extração de hidrocarbonetos de seus reservatórios naturais. Diante desse problema, métodos que incluem o uso de microrganismos para aumentar as taxas de recuperação de petróleo (Microbial Enhanced Oil Recovery, MEOR) são apresentados como uma alternativa ecológica e economicamente sustentável. Biotensoativos são moléculas de origem biológica indispensáveis nos processos da MEOR. Esta pesquisa tem como objetivo obter biotensoativos, com base na avaliação de 6 cepas bacterianas isoladas de um poço no Cinturão do Norte de Cuba, para o processo de recuperação de petróleo. A produção de biotensoativos foi determinada por quatro métodos: hemólise, colapso da gota, dispersão do óleo e medição da tensão interfacial. A estabilidade dos biotensoativos obtidos a altas temperaturas e salinidade foi avaliada. Além disso, foi avaliada a influência no crescimento bacteriano de diferentes condições ambientais encontradas nos depósitos, como alta temperatura, salinidade, pH e presença de metais pesados. Eles mostraram-se estáveis sob condições de alta salinidade (até 10 %) e temperatura (até 60 °C). Esses resultados alcançam um significado notável ao projetar processos MEOR, pois sua aplicação não se limita a um tipo específico de reservatório. Atualmente, estudos de laboratório continuam a criar um projeto do processo MEOR ideal, adaptado às realidades encontradas nos depósitos cubanos

Palavras chave: biotensoativos, recuperação aprimorada de óleo, bactérias, MEOR

INTRODUCCIÓN

La naturaleza de los reservorios carbonatados fracturados

y las características físico-químicas de los crudos pesados implican un bajo factor de recuperación. Si además de esto existe una mala explotación o un mal manejo del yacimiento se agudiza la baja recuperación de las reservas extraíbles (Zhang y Xiang, 2010). Luego de la recuperación por métodos convencionales, aún queda atrapado en los poros de la roca generalmente más del 60 % del total de crudo (Yernazarova *et al.*, 2016). La mayoría del petróleo residual se encuentra en microtrampas por causa de las fuerzas capilares, adherido a la superficie mineral o desviado dentro de la formación rocosa (Kohr, 2012). El uso de la biotecnología, como herramienta en la recuperación mejorada de petróleo, se convirtió en una alternativa atractiva y económicamente factible (Batista *et al.*, 2011). En tal sentido, a nivel mundial se renovó el interés por las metodologías que incluyen el empleo de microorganismos para que se aumenten los índices de recuperación de petróleo (MEOR, según sus siglas en inglés de Microbial Enhanced Oil Recovery).

MEOR es un término general que se refiere al uso de microorganismos tales como bacterias y/o archae y sus productos metabólicos (biotensoactivos, ácidos, gases, biopolímeros y otros), para que se aumente la recuperación de hidrocarburos hasta 40 % del crudo residual fundamentalmente en yacimientos parcialmente agotados que sean candidatos al proceso (Al-Sulaimani *et al.*, 2011). Los procesos microbiológicos de MEOR se consideran ventajosos respecto a las variantes físico-químicas porque son más económicos, consumen menos energía, no dependen de los precios del petróleo y no emplean sustancias agresivas al medio ambiente ya que todas son biodegradables (Omoniyi y Abdulmalik, 2015).

Una sustancia es un agente tensioactivo (o surfactante, según sus siglas en inglés SURFACE ACTIVE AGENT) cuando da lugar a un descenso significativo de la tensión en una interfase debido a que es adsorbido en esta. Dichas moléculas son de naturaleza anfifílica, por lo que poseen dos porciones completamente diferentes en su estructura. Una de ellas es la llamada cabeza polar, parte de la molécula con carácter hidrofílico, y otra la cola hidrofóbica o porción apolar (Laith *et al.*, 2007). Los tensioactivos se producen por vía química o biológica. Estos últimos son conocidos como biotensoactivos (o biosurfactantes), los cuales son moléculas biológicas con propiedades tensioactivas producidas sobre superficies vivas, principalmente superficies de células microbianas, o excretados al medio extracelular. En estos compuestos la

parte hidrofílica está constituida generalmente por aminoácidos, péptidos aniónicos o catiónicos y carbohidratos, mientras que la parte hidrofóbica regularmente está constituida por ácidos grasos saturados o insaturados (Jiménez *et al.*, 2010).

En Cuba existe la necesidad de que se obtengan tecnologías propias y económicas, que faciliten los procesos de extracción de crudo. MEOR se presenta como una variante de interés para la mejora del factor de recuperación de los yacimientos cubanos. De ahí surge la necesidad de que se investiguen las tecnologías, en correspondencia con los recientes adelantos científico-técnicos que se reportan en la bibliografía. Así, se contará con una tecnología propia, adaptada a las condiciones de la industria petrolera cubana, con la que se alcance el incremento y la eficiencia de la extracción de petróleo. Con este trabajo se persigue el objetivo de evaluar potencialidades para la producción de biotensoactivos, así como otras características de interés en procesos de MEOR, a partir de seis bacterias aisladas de crudo proveniente de un pozo de la Franja Norte Petrolífera Cubana.

MATERIALES Y MÉTODOS.

Caracterización fisiológica de los aislados microbianos

Para la caracterización fisiológica se evaluó la influencia en el crecimiento de los aislados bacterianos a partir de crudo, de un conjunto de factores ambientales que se encontrarán en los yacimientos de petróleo y son limitantes para la proliferación de los microorganismos.

Influencia de la temperatura en el crecimiento bacteriano

A partir de un precultivo de los aislados bacterianos en caldo Triptona Soya (CTS), se preparó un inóculo estandarizado, de cada aislado, al tubo 0.5 de la escala de McFarland, los que se inocularon en tubos con CTS. Los cultivos se incubaron durante 24 h en agitación de 150 r.min⁻¹, a temperaturas diferentes (30, 45, 50 y 60 °C). El crecimiento se determinó mediante la medición de la absorbancia a $\lambda=600$ nm.

Influencia del NaCl en el crecimiento bacteriano

A partir de un precultivo de los aislados bacterianos en CTS, se preparó un inóculo estandarizado al tubo 0.5 de la escala de McFarland, los que se inocularon en tubos con CTS con concentraciones crecientes de NaCl (0.5; 1; 3; 4; 5; 10 y 15 %). Dichos tubos se incubaron durante

24 h a 30 °C en agitación de 150 r.min⁻¹. El crecimiento se determinó mediante la medición de la absorbancia a $\lambda=600$ nm.

Influencia del pH en el crecimiento bacteriano

A partir de un precultivo de los aislados bacterianos en CTS, se preparó un inóculo estandarizado al tubo 0.5 de la escala de McFarland los que se inocularon en tubos de cultivos con CTS con diferentes valores de pH (4; 5; 6; 7.2; 8; 9 y 10). Los cultivos se incubaron durante 24 horas a 30 °C y a 150 r.min⁻¹. El crecimiento se determinó mediante la medición de la absorbancia a $\lambda=600$ nm.

Determinación de la CMI de Ni(II) y Co(II) en medio sólido

Los precultivos se prepararon de los aislados bacterianos en medio mínimo Tris (MMT) líquido suplementado con glucosa (0,2 %) y extracto de levadura (0.1 %), a partir de cultivos en cuñas con medio LB agarizado. Estos fueron incubados durante toda la noche en agitación a 150 r.min⁻¹, posteriormente se inocularon por duplicado en placas con MMT sólido con concentraciones crecientes de Ni(II) o Co(II). Los cationes metálicos se adicionaron al medio estéril y se fundieron en forma de sales grado analítico de NiCl₂ x 6H₂O o CoCl₂ x 6H₂O, preparadas como disoluciones stock de 1M y esterilizadas por filtración (filtros de nitrocelulosa de 0.25 μ m de diámetro). Las placas se incubaron a 30 °C y el crecimiento se siguió diariamente durante 5 días, al cabo de los que se registraron los resultados siguiendo un patrón de presencia o ausencia de crecimiento bacteriano, mediante comparación visual con una placa control sin metal. La menor concentración de cada metal que inhibió el crecimiento microbiano, se consideró como concentración mínima inhibitoria (CMI).

DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE BIOTENSOACTIVOS

Para la determinación de la producción de biotensoactivos se emplearon cuatro métodos diferentes.

Ensayo de hemólisis

Los aislados se inocularon en placas de agar sangre. Las placas se incubaron a 30 °C durante 5 días (Varadavenkatesan y Murty, 2013). Las zonas hemolíticas formadas alrededor de las colonias indican la producción de biotensoactivos.

Ensayo del colapso de la gota

El colapso de la gota se determinó adicionando 10 μL del sobrenadante libre de células de cada uno de los aislados bacterianos (cultivados previamente en medio mínimo UOM e incubadas a 30 °C y 150 r.min⁻¹ por 24 h) en un portaobjeto conteniendo una capa de crudo. Se determinó el diámetro de la gota en cm. Se utilizó como control las mismas condiciones, pero adicionando 10 μL de agua destilada estéril (Varadavenkatesan y Murty, 2013).

Ensayo de la dispersión del petróleo

A una placa Petri (90 mm de diámetro) se añadió 30 ml de agua destilada, posteriormente se adicionó 1 ml de crudo y 10 μL del sobrenadante libre de células de cada cultivo (previamente incubadas a 30 °C y 150 r.min⁻¹ por 24 h) en el centro de la capa formada por el crudo usando una pipeta. La aparición de zonas claras fue indicativo de la presencia de biotensoactivos (Maneerat y Phetrong, 2007). Se empleó como control 10 μL de medio de cultivo sin inocular.

Medición de la tensión interfacial

La tensión interfacial entre el petróleo y el agua (disolución acuosa de tensioactivo) se determinó usando el análisis de la forma de la gota en el tensiómetro DSA100 (KRUSS, Alemania).

RESISTENCIA A LA SALINIDAD Y TERMOESTABILIDAD DE LOS SURFACTANTES OBTENIDOS A PARTIR DE CEPAS PRODUCTORAS

Para la determinación del grado de propensión a la agresión salina, el sobrenadante libre de células se mezcló con las distintas disoluciones modelos de diferentes mineralizaciones cuantitativas y cualitativas, en una proporción de 1/1. Como soluciones modelo se utilizaron:

- **Disolución 1:** Modelo de agua con una mineralización total de 17 g/l, preparado con una disolución de sales, compuestas de 80 % de cloruro de sodio y 20 % de cloruro de calcio.
- **Disolución 2:** Modelo de agua con una mineralización total de 200 g/l, preparado con una disolución de sales, compuestas de 80 % de cloruro de sodio y 20 % de cloruro de calcio.
- **Disolución 3:** Modelo de agua con contenido de 17 g/l de NaCl.
- **Disolución 4:** Modelo de agua con contenido de 200 g/l de NaCl.

Para la determinación de la estabilidad térmica, la mezcla del sobrenadante libre de células y las disoluciones salinas se mantuvieron a temperatura ambiente y a 70 °C. Los frascos se sometieron a inspección visual a las 24 horas y a los 7 días. Como control se utilizó medio de cultivo sin inocular en la misma proporción que las disoluciones modelos.

ANÁLISIS BIOMÉTRICOS

A los datos se les realizaron de forma preliminar las pruebas de normalidad y de homogeneidad de varianza. Una vez comprobadas las premisas, los resultados se analizaron mediante el método paramétrico ANOVA y posteriormente con la prueba de significación honesta de Tukey. Todos los análisis se realizaron mediante el paquete estadístico *Statistica* versión 8.0.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA EN EL CRECIMIENTO BACTERIANO

El pozo a partir del cual se aislaron las bacterias, posee una temperatura en la capa productora de 43 °C. Partiendo de este hecho y de que la mayoría de los experimentos se realizaron a temperatura ambiente, se evaluó el crecimiento de las bacterias en el intervalo comprendido entre 30 y 60 °C.

El 100 % de las cepas crecieron a temperaturas entre 30 y 50 °C (**Figura 1**). El 50 % mostró su mayor crecimiento a 45 °C, el 33.3 % a 50 °C y solo el 16.7 % a 30 °C. La temperatura óptima de crecimiento para las cepas *B. subtilis* CC21, *B. subtilis* CC32 y *B. licheniformis* CC33 se observó a 45 °C. En cambio, las cepas *B. subtilis* CC23 y *B. subtilis* CC31 mostraron su mayor crecimiento a 50 °C. *Aeromonas veronii* CC22 mostró los mayores valores de absorbancia a 30 °C. *B. subtilis* CC23 y *B. subtilis* CC31 mostraron un aumento de su absorbancia a medida que se incrementaba la temperatura en el intervalo de 30 °C a 50 °C. Además, a esa misma temperatura se observó un elevado crecimiento para todas las cepas por lo que se clasifican como termotolerantes (Madigan *et al.*, 2014). A 60 °C se observó el menor crecimiento para el 100 % de las cepas evidenciándose la influencia negativa de estos valores sobre el crecimiento bacteriano.

Los resultados están en concordancia con la literatura consultada que plantea que la temperatura óptima de crecimiento de los miembros del género *Aeromonas* se encuentra en el intervalo de 22 °C a 37 °C (Martin y Joseph,

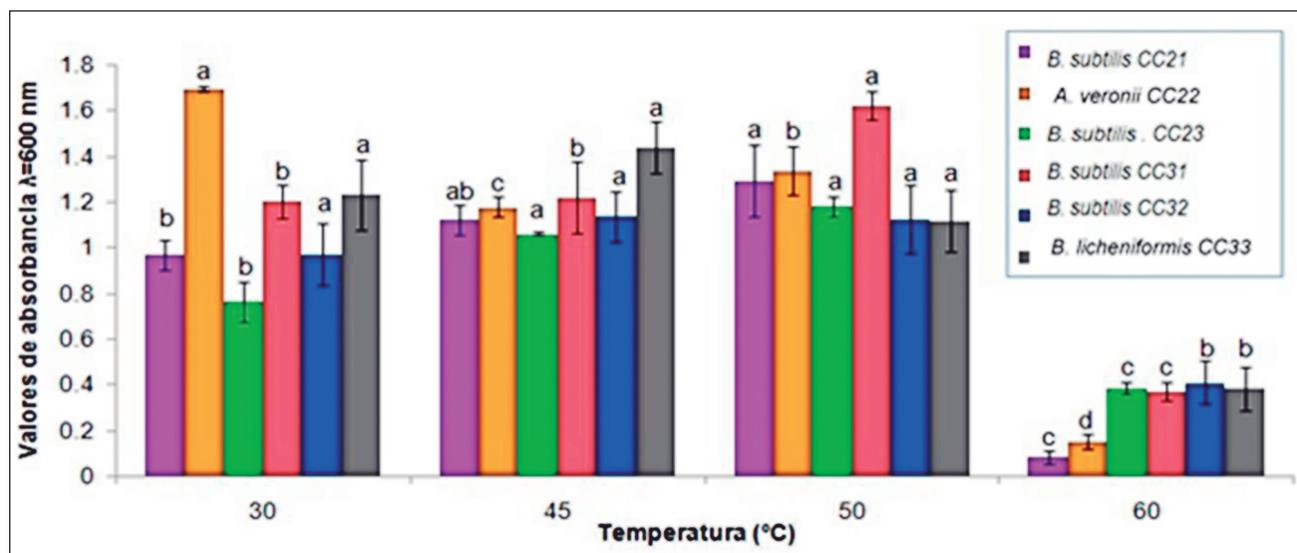


Figura 1. Crecimiento de los aislados bacterianos a partir del crudo cubano en medio caldo Triptona Soya, incubadas a diferentes temperaturas, durante 24 horas a 30 °C en 150 r.min⁻¹. Las letras diferentes indican diferencias significativas, Tukey (n=3, p<0.05).

2007). Por otro lado, se reportó que la temperatura óptima para el género *Bacillus* es de 25 °C a 55 °C y para la especie *B. subtilis* es de 30 a 40 °C (Logan y De Vos, 2007). A su vez, varios investigadores identificaron al género *Bacillus* como microbiota autóctona de yacimientos que presentan temperaturas de yacencia entre 22 °C y 73 °C (Xiao *et al.*, 2016).

En el caso particular de estudio, los resultados obtenidos demuestran que la temperatura no es limitante para el crecimiento de los microorganismos aislados en

el intervalo de temperatura evaluado, el cual coincide con las temperaturas de yacencia de la mayoría de los yacimientos cubanos (de 30 a 60 °C). Dicho aspecto es primordial para posteriores investigaciones que involucren estos microorganismos en procesos de MEOR.

INFLUENCIA DE LA CONCENTRACIÓN DE NaCl EN EL CRECIMIENTO BACTERIANO

La influencia de la concentración de NaCl en el crecimiento de cada aislado se relaciona en la **Figura 2**. El 100 % de

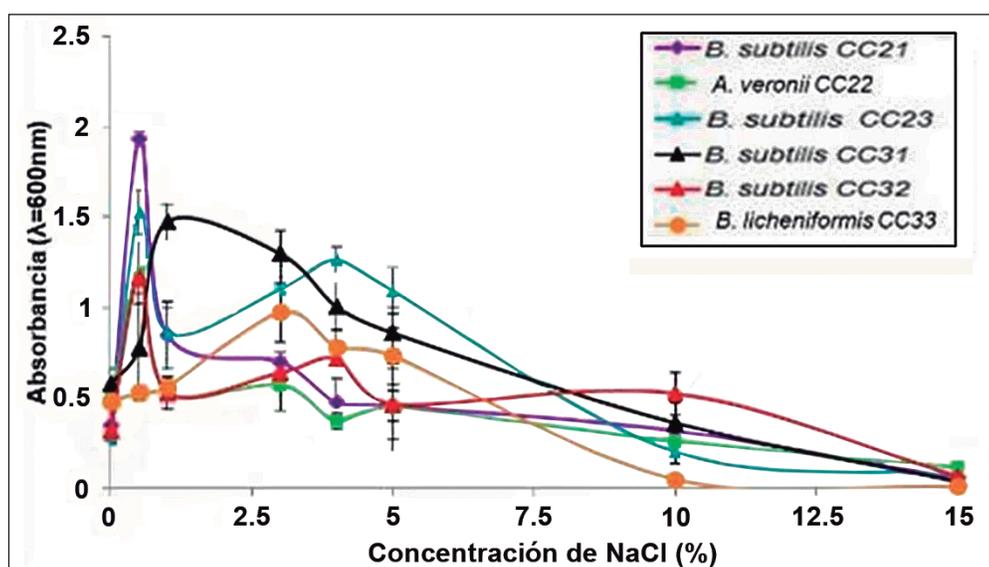


Figura 2. Crecimiento de los aislados bacterianos a partir del crudo cubano, en medio caldo Triptona Soya ajustado a diferentes concentraciones de NaCl, incubados durante 24 horas a 30 °C en 150r.min⁻¹. Las barras representan el valor medio de tres determinaciones ± desviación estándar.

los mismos crecieron en concentraciones de 0 % a 10% (w/v) de NaCl. En todos los casos se observó la influencia negativa del aumento de la concentración de sal en el crecimiento bacteriano. Cuatro de las cepas (*B. subtilis* CC21, *A. veronii* CC22, *B. subtilis* CC23 y *B. subtilis* CC32) mostraron los mayores valores de absorbancia en 0.5 % (w/v) de NaCl. Las cepas *B. subtilis* CC31 y *B. licheniformis* CC33 mostraron el mayor crecimiento en 1% (w/v) y 3 % (w/v) respectivamente.

El comportamiento de las cepas de *Bacillus* (CC21, CC23, CC31, CC32 y CC33) en presencia de las diferentes concentraciones de NaCl coinciden con los referidos en la literatura para los miembros del género *Bacillus*, los que crecen en el intervalo de concentraciones de 0 % a 20 % (w/v) de NaCl. En el caso de la especie *B. subtilis* se plantea que el intervalo de crecimiento es de 0% a 10 % (w/v) (Logan y De Vos, 2007). Algunos autores reportan que cepas de *B. licheniformis* muestran un límite de tolerancia al NaCl del 13 % (Ageitos, 2011). La cepa *A. veronii* CC22 mostró el mayor crecimiento en el intervalo de 0 a 3 % de NaCl. Estos resultados coinciden con el intervalo referido por Martín y Joseph, (2007) para el género *Aeromonas* (0 % a 3 % w/v). Si se tiene en cuenta el valor de la concentración de NaCl en el que se observó el mayor crecimiento, todas las cepas son consideradas halotolerantes (Madigan *et al.*, 2014).

La salinidad es uno de los factores más importantes que influyen en la diversidad filogenética de las

comunidades bacterianas en los yacimientos de petróleo. En los reservorios que presentan una elevada salinidad, la diversidad filogenética microbiana es menor y a medida que disminuye la salinidad aumenta la diversidad bacteriana, estableciéndose de esta manera, una relación inversa entre la concentración de sales de un yacimiento y la diversidad de los microorganismos autóctonos del mismo (Xiao *et al.*, 2016).

Los resultados de la presente investigación demuestran que las cepas son estables en condiciones de elevada salinidad, por tanto, se considerarán como candidatas para su empleo en aplicaciones de MEOR.

INFLUENCIA DEL PH EN EL CRECIMIENTO BACTERIANO

Los resultados de la influencia del pH en el crecimiento bacteriano se presentan en la **Figura 3**. El 100 % de las cepas crecieron en el intervalo de pH de 5 a 9, el 66.7 % mostró un mayor crecimiento a pH 8 y el 33.3 % a pH 6. Las cepas *B. subtilis* CC21 y *B. subtilis* CC31 mostraron un óptimo crecimiento a pH 6 y pH 8, no mostrando diferencias significativas en el crecimiento a ambos pH. Las cepas *A. veronii* CC22, *B. subtilis* CC23, *B. licheniformis* CC33 y *B. subtilis* CC32 no mostraron diferencias significativas en los valores de absorbancia a pH 8, donde mostraron los mejores resultados. En los pH 4 y 10 no se observó crecimiento.

Los resultados obtenidos coinciden con los refe-

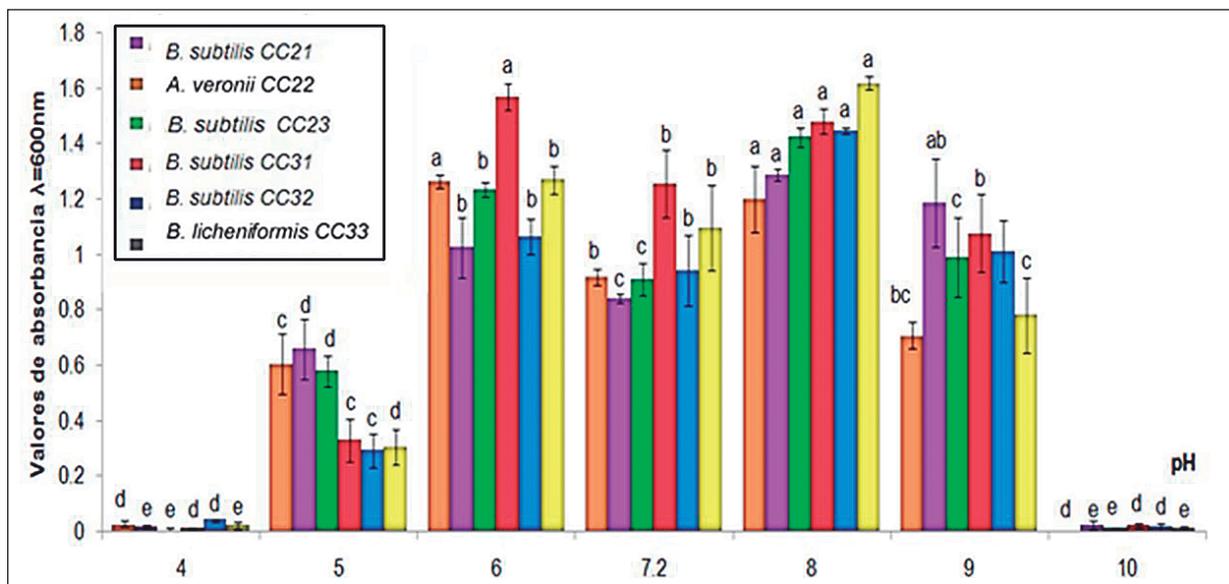


Figura 3. Crecimiento de las cepas bacterianas aisladas del crudo cubano en medio caldo Triptona Soya ajustado a diferentes valores de pH, incubados durante 24 horas a 30 °C en 150 r.min⁻¹. Las barras indican la desviación estándar. Las letras diferentes indican diferencias significativas, Tukey (n=3, p<0.05).

ridos en la literatura. Se ha demostrado que el género *Bacillus* crece en un intervalo de pH de 5 a 10 y la especie *B. subtilis* lo hace en el intervalo de 5.5 a 8.5 (Logan y De Vos, 2007). Comportamiento similar ha sido informado para el género *Aeromonas*, cuyos miembros crecen en un intervalo de pH de 4.5 a 9 (Martin y Joseph, 2007).

El pozo en estudio posee agua de capa con pH de 7.6, clasificándose como débilmente básica. Todas las cepas analizadas crecen prósperamente en este valor de

pH, además poseen un intervalo de tolerancia relativamente amplio (de 5 a 9). Por tal motivo, el pH no constituye una limitante para que se consideren a los aislados estudiados como candidatas a procesos de MEOR.

RESISTENCIA A NÍQUEL Y COBALTO

La concentración mínima inhibitoria (CMI) a Ni(II) y Co(II) de las bacterias autóctonas del yacimiento de crudo cubano se relacionan en la **Tabla 1**.

Aislados	Ni (II)	Co (II)
<i>B. subtilis</i> CC21	0.5	2.0
<i>A. veronii</i> CC22	0.5	3.0
<i>B. subtilis</i> CC23	2.0	5.0
<i>B. subtilis</i> CC31	1.0	3.0
<i>B. subtilis</i> CC32	1.0	5.0
<i>B. licheniformis</i> CC33	1.0	3.0

Tabla 1. Concentración Mínima Inhibitoria a Ni (II) y Co (II) de las bacterias autóctonas del yacimiento de crudo cubano en medio mínimo Tris sólido, durante 120 horas a 30 °C.

Los aislados crecieron en concentraciones de níquel de 0.5 a 2.0 mM. Según Marrero y Coto (2007) es posible catalogar los microorganismos como: moderadamente resistente las cepas que son capaces de crecer hasta una concentración de 3 mM, resistentes aquellas que crecerán de 5-20 mM, altamente resistente 20-200 mM y súper resistentes más de 200 mM. Si se aplica este criterio de clasificación de resistencia (a níquel), las seis cepas del yacimiento de crudo cubano son moderadamente resistentes.

Los seis aislados crecieron en concentraciones superiores a 1 mM de cobalto. Los aislados *B. subtilis* CC23 y *B. subtilis* CC32 mostraron la mayor CMI a cobalto, siendo esta de 5 mM.

El cobalto tiene efecto genotóxico, provoca daños directos en el ADN e inhibe sus mecanismos de reparación, además induce estrés oxidativo (Bresson *et al.*, 2013) de ahí que son escasos los informes de bacterias resistentes a cobalto (Marrero *et al.*, 2007; Díaz, 2013).

Los metales pesados están presentes en la mayoría de las aguas de formación en unas pocas partes por millón de concentración. También es posible encontrarlos asociados a las cadenas hidrocarbonadas de las fracciones más pesadas del crudo. Los elementos níquel, cobalto y vanadio son los metales que con frecuencia se encuentran en los yacimientos de petróleo.

Los microorganismos empleados en los procesos

de MEOR deben resistir las condiciones estresantes propias de los yacimientos. Aunque los metales pesados no son uno de los factores abióticos más estudiados en este campo, sí se tienen en cuenta, por su efecto negativo en el crecimiento microbiano. Por tal motivo estos resultados son de gran importancia para los procesos de MEOR. Además, ratifica a estas cepas como candidatas para ser evaluadas en los procesos de biorremediación de ambientes impactados por hidrocarburos y metales pesados.

DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE BIOTENSOACTIVOS

Los microorganismos productores de biotensoactivos son fundamentales para que se incremente la producción de petróleo a través de los procesos de MEOR. El aislamiento e identificación de las bacterias productoras de este metabolito, a partir de sus ecosistemas naturales, representa una ventaja ya que son microorganismos adaptados a las condiciones extremas presentes en estos ambientes (Dong *et al.*, 2016). Por esta razón se evaluó la habilidad de producción de biotensoactivos por las cepas en estudio mediante cuatro métodos diferentes.

Hemólisis en agar sangre

En la **Figura 4** se muestra la actividad hemolítica de las cepas en agar sangre después de 120 horas de incubación.

Todos los aislados mostraron halos de hemólisis alrededor de las colonias (actividad hemolítica), excepto la cepa *B. subtilis* CC33.



Figura 4. Hemólisis producidas por las cepas autóctonas del yacimiento de crudo cubano en Agar Sangre. Las placas se incubaron a 30 °C durante 120 horas. Las flechas indican la hemólisis (halo transparente).

Los valores del diámetro de la hemólisis se relacionan en la **Tabla 2**.

Según Varadavenkatesan y Murty, (2013) si el diámetro de la hemólisis es menor a uno, ocurre una hemólisis parcial y si es mayor a este valor, ocurre una hemólisis completa. Si se tiene en cuenta este criterio las

Aislados	<i>B. subtilis</i>	<i>A. veronii</i>	<i>B. subtilis</i>	<i>B. subtilis</i>	<i>B. subtilis</i>	<i>B. licheniformis</i>
	CC21	CC22	CC23	CC31	CC32	CC33
Diámetro [cm]	0.5	0.6	0.5	1.0	1.3	0.0

Tabla 2. Diámetro [cm] de la hemólisis en agar sangre de las cepas autóctonas del yacimiento de crudo, durante 120 horas, 30 °C.

El colapso de la gota es un método cualitativo, sensible y muy eficiente, además demanda poco volumen de muestra. Su aplicación es fácil, rápida y no requiere de equipo especializado para su ejecución. Según Varadavenkatesan y Murty (2013), el colapso de la gota se clasifica en cuatro categorías teniendo en cuenta el diámetro (D) después del colapso, las cuales son: no colapso, colapso parcial ($D < 1$ cm), colapso casi completo ($1 \text{ cm} < D < 1.5$ cm),

cepas *B. subtilis* CC32 y *B. subtilis* CC31 presentaron una hemólisis completa, mientras que *A. veronii* CC22, *B. subtilis* CC23, *B. subtilis* CC21 realizaron una hemólisis parcial. Este resultado se explica por la producción incrementada de biotensoactivos por CC32 y CC31 en comparación con las demás cepas evaluadas.

La hemólisis en Agar Sangre es una técnica preliminar para la determinación de la producción de biotensoactivos. Se considera un método poco específico debido a que algunas enzimas celulares, como las hemolisinas, también causan la oxidación de la hemoglobina en los glóbulos rojos (Hamed *et al.*, 2012). Por otro lado, la difusión del biotensoactivo inhibirá la formación de zonas claras. Además, algunos surfactantes no tienen actividad hemolítica (Madigan *et al.*, 2014). Es por ello que se ha referido con anterioridad que esta técnica presenta altos niveles de resultados tanto falsos-positivos como falsos-negativos (Varjani *et al.*, 2014). Aun así, es un método ampliamente utilizado debido a su sencillez (Sanjana *et al.*, 2017).

Colapso de la gota

En la **Figura 5** se muestra el ensayo del colapso de la gota, realizada para la prospección de la producción de biotensoactivos por parte del sobrenadante libre de células de los cultivos de las seis cepas en estudio. Se aprecia que cinco de los aislados bacterianos mostraron colapso de la gota (destacado con las flechas azules). Sólo el aislado *B. subtilis* CC33 mostró un comportamiento similar al del control negativo (agua destilada estéril), manteniendo la forma de la gota (señalizado con las flechas rojas).

colapso completo ($1.5 \text{ cm} < D$). Los mayores diámetros corresponden a aquellos microorganismos que produzcan mayor cantidad de biotensoactivos.

En la Figura 6 se muestra el diámetro del colapso de la gota para los 6 aislados que se analizaron. El 100 % de las cepas positivas a esta prueba, mostraron colapso completo con diámetros entre 3,5 y 4,8 cm. El mayor diámetro se observó en la cepa *B. subtilis* CC31, que mostró

en promedio una expansión de la gota de 4,5 cm. Le siguen en orden decreciente según el diámetro del colapso de la gota, los aislados: *B. subtilis* CC32 (4,2 cm), *B. subtilis* CC23 (3,9 cm), *B. subtilis* CC21 (3,8 cm) y *A. veronii*

CC22 (3,5 cm). Según estos resultados se infiere que los cinco aislados que mostraron colapso de la gota lo hicieron gracias a una producción considerablemente alta de biotensoactivo.

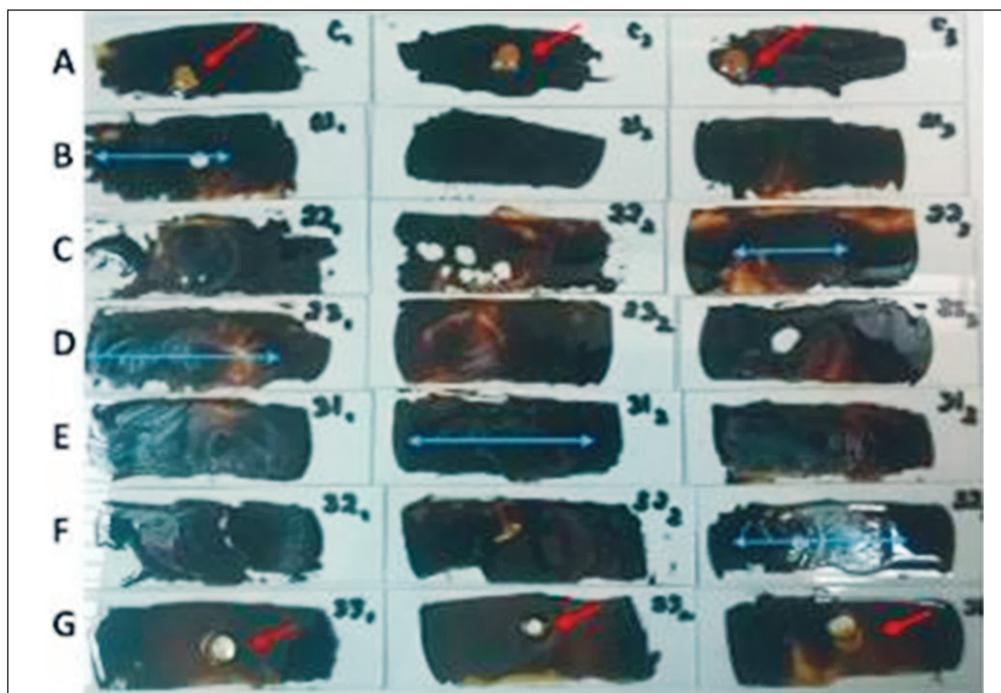


Figura 5. Ensayo del colapso de la gota con tres repeticiones para cada aislado y el control. (A) Control (agua destilada estéril); (B) *B. subtilis* CC21; (C) *A. veronii* CC22; (D) *B. subtilis* CC23, (E) *B. subtilis* CC31, (F) *B. subtilis* CC32; (G) *B. licheniformis* CC33. Las líneas rojas muestran el mantenimiento de la forma de la gota. Las líneas azules muestran el colapso de la gota.

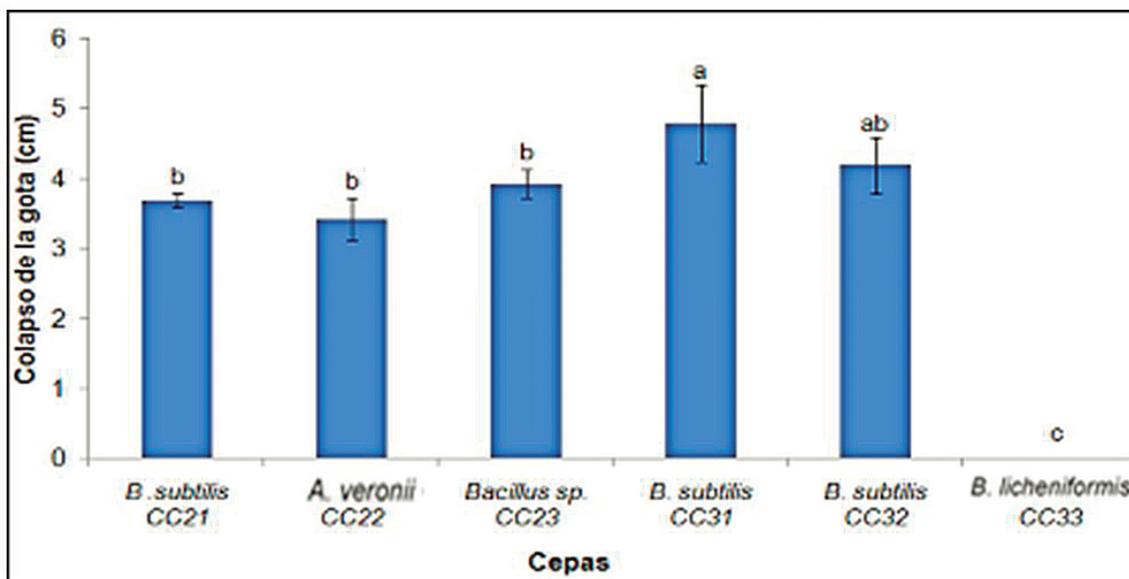


Figura 6. Colapso de la gota (cm) de los sobrenadantes libres de células de las cepas autóctonas del yacimiento de crudo cubano. Las barras muestran la desviación estándar. Las letras diferentes indican diferencias significativas, Tukey (n=3, p<0.05).

Desplazamiento del petróleo

La presencia de biotensoactivos en el sobrenadante de las seis cepas se analizó mediante el método del desplazamiento del petróleo. Dicha técnica es sencilla y útil para bajas concentraciones de biotensoactivos y baja actividad superficial. Si hay presencia de tensoactivos el crudo se desplaza y aparecen zonas claras. En la **Figura 7** se muestran los resultados para esta prueba.

En la realización del ensayo experimental se observó la rápida formación de un halo debido al desplazamiento del crudo cuando se aplicó el sobrenadante de los cultivos de *B. subtilis* CC21, CC23, CC31, CC32 y *A. veronii* CC22. La cepa *B. licheniformis* CC33 no mostró desplazamiento de petróleo, comportándose de forma similar al control negativo (**Figura 7**). En esta imagen se aprecia que los aislados *B. subtilis* CC21, *A. veronii* CC22 y *B. subtilis* CC31 mostraron un desplazamiento total del petróleo hacia los bordes de la placa. Lo expuesto se atribuiría a una mayor concentración del bio-producto evaluado en el sobrenadante libre de células para los casos mencionados.

Todas las cepas que mostraron resultados positivos en el ensayo del colapso de la gota y en la hemólisis en Agar Sangre, también resultaron positivas en el desplazamiento de petróleo. Estos resultados confirman la producción (para las cepas con resultados positivos) o no

(para la cepa con resultado negativo) de biotensoactivos.

Resultados similares se informaron en cepas de *Pseudomonas aeruginosa* aisladas de agua de mar (Thavasi *et al.*, 2011) y suelos contaminados con hidrocarburos (Varjani *et al.*, 2014).

El método del desplazamiento de petróleo es muy simple y requiere poco volumen de muestra, lo que favorece su repetitividad (Tamura *et al.*, 2011). Además, para su realización no hacen falta instrumentos especializados (Varjani *et al.*, 2014).

Medición de la tensión interfacial

La tensión interfacial (π) entre dos líquidos depende de la fuerza de cohesión entre las moléculas de cada líquido y de la fuerza de adhesión entre las moléculas de un líquido y el otro. De dicha manera, la tensión interfacial entre dos líquidos se relaciona con la tensión superficial de cada líquido saturado en el otro. Para disminuir la π , los surfactantes actúan como un «puente» formando una tercera fase de «microemulsión» que favorece la interacción entre la fase acuosa y la del hidrocarburo (Raiger y López, 2009).

En la **Tabla 3** se muestran los valores de la medición interfacial entre el sobrenadante libre de células y petróleo crudo. Las mediciones se hicieron semanalmente por un período de 21 días. Como control se utilizó agua destilada estéril.

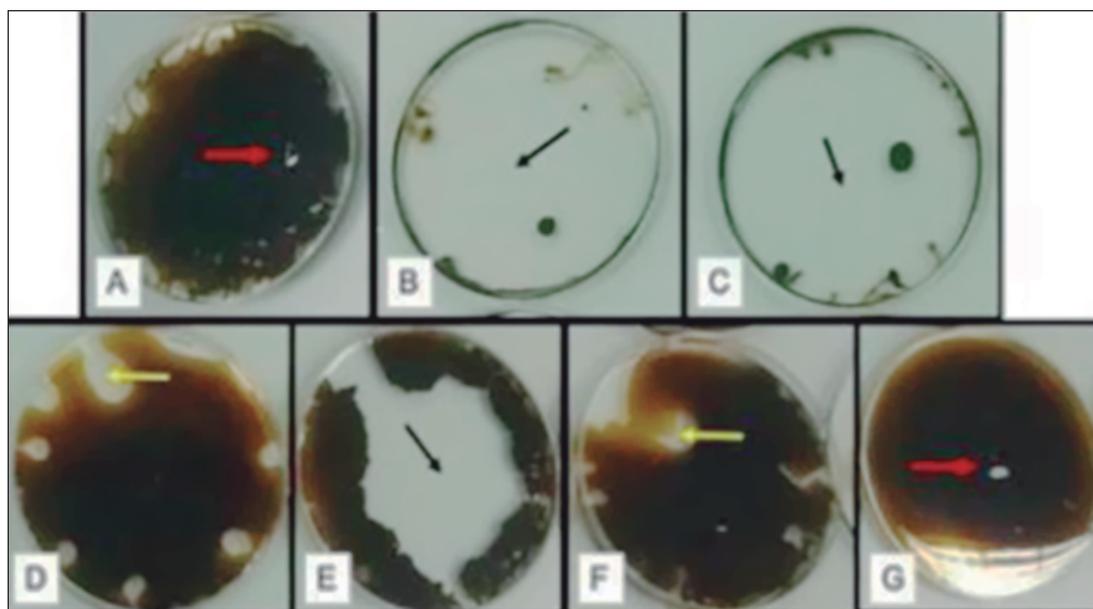


Figura 7. Desplazamiento de petróleo causado por los sobrenadantes libres de células de las cepas autóctonas del yacimiento de crudo. (A) Control, (B) *B. subtilis* CC21 (C) *A. veronii* CC22, (D) *B. subtilis* CC23, (E) *B. subtilis* CC31, (F) *B. subtilis* CC32, (G) *B. licheniformis* CC33. Las líneas: rojas señalan la gota sin desplazarse, las amarillas muestran un desplazamiento parcial, las negras muestran un desplazamiento total.

Muestra	Período de incubación			
	24h	7 días	14 días	21 días
Tensión interfacial [mN/m]				
Control	46.30	45.20	45.10	44.30
<i>B. subtilis</i> CC21	42.40	40.00	35.20	33.30
<i>A. veronii</i> CC22	44.70	43.08	33.12	29.70
<i>B. subtilis</i> CC23	42.90	38.20	29.64	30.97
<i>B. subtilis</i> CC31	47.87	43.70	36.00	28.17
<i>B. subtilis</i> CC32	43.04	43.72	35.37	30.10
<i>B. licheniformis</i> CC33	45.80	45.20	44.70	43.10

Tabla 3. Medición de la tensión interfacial entre el sobrenadante libre de células de cada aislado y petróleo crudo, realizada semanalmente por un período de 21 días. Control: agua destilada estéril.

En general se observó que la tendencia de la tensión interfacial (TI) para todas las cepas que se evaluaron fue la de disminuir en el tiempo. El aislado *B. subtilis* CC31 mostró la mayor disminución de la TI, siendo esta de 1.7 veces menor de su valor inicial, transcurridos 21 días. Con la cepa *A. veronii* CC22 también a las 3 semanas de tratamiento se obtuvo la mayor disminución de la TI, siendo 1,5 veces menor de su valor inicial. Los aislados *B. subtilis* CC32, *B. subtilis* CC23 y *B. subtilis* CC21 al final del período evaluado disminuyeron la TI entre 1.42 y 1.27 veces. El aislado *B. licheniformis* CC33 se comportó de manera similar al control, ratificando los resultados obtenidos en los análisis del colapso de la gota, el desplazamiento del petróleo y la hemólisis en agar sangre, catalogándose como no productor de biotensoactivo.

Los biotensoactivos son compuestos intracelulares o extracelulares, sintetizados por los microorganismos durante su crecimiento en sustratos específicos, durante la fase estacionaria o en respuesta a las condiciones ambientales. Al ser producto del metabolismo secundario, no se sintetizan en las primeras fases del crecimiento microbiano. (Madigan *et al.*, 2014). Para la medición de la TI los aislados se mantuvieron en fermentación estática y temperatura ambiente, en medio mínimo UOM con petróleo crudo como única fuente de carbono y energía. Todas las cepas evaluadas presentaron un largo período de adap-

tación a dichas condiciones, nunca alcanzándose la fase estacionaria del crecimiento antes de las dos semanas de incubación. Los mejores resultados en la disminución de la TI se corresponden con dichos resultados, evidenciándose la mayor producción de biotensoactivo después del período de adaptación y del crecimiento exponencial.

RESISTENCIA A LA SALINIDAD Y TERMOESTABILIDAD DE LOS SURFACTANTES OBTENIDOS A PARTIR DE CEPAS PRODUCTORAS

Los yacimientos de petróleo son generalmente ambientes extremos sometidos a altas temperaturas y elevada salinidad del agua de capa. En un proceso de MEOR tanto los microorganismos utilizados, como los bioproductos que ellos generan, necesariamente tienen que resistir tales condiciones. En la **Tabla 4** se resumen los resultados obtenidos en la evaluación de la estabilidad de los biotensoactivos (contenidos en el sobrenadante libre de células) generados por las cinco cepas que demostraron la producción de dicho metabolito. Para este análisis se mezclaron en la misma proporción con cuatro modelos de disoluciones salinas. Como control se sustituyó el sobrenadante por la misma cantidad de medio de cultivo sin inocular. Las condiciones evaluadas fueron las siguientes: mantenimiento de las mezclas de los sobrenadantes con cada disolución a temperatura ambiente (TA)

y 70 °C, con evaluación visual a las 24 horas y a los 7 días. La aparición de un precipitado o de turbidez en el

medio indica la no estabilidad del biotensoactivo bajo esas condiciones.

Disolución salina		<i>B. subtilis</i> CC21	<i>A. veronii</i> CC22	<i>B. subtilis</i> CC23	<i>B. subtilis</i> CC31	<i>B. subtilis</i> CC32	Control
1)	80% NaCl y	A	B	B	A	A	A
2)	20% CaCl ₂ [17 g/l]						
3)	80% NaCl y 20% CaCl ₂ [200 g/l]	C	C	C	C	C	A
4)	NaCl [17 g/l]	A	A	A	A	A	A
5)	NaCl [200 g/l]	A	A	A	A	A	A

Tabla 4. Evaluación de la estabilidad ante elevada temperatura y distintas mineralizaciones de disoluciones salinas, de los biotensoactivos producidos por cinco de los aislados bacterianos estudiados. (A) Estable bajo todas las condiciones evaluadas, (B) Aparición de precipitado después de 7 días a 70 °C, (C) Abundante turbidez y precipitado desde las 24 horas tanto a TA como a 70 °C

De manera general se aprecia que en contacto con la disolución 1 después de 24 horas, tanto a temperatura ambiente como a 70 °C, no apareció precipitado en ninguno de los frascos. Transcurridos 7 días a la temperatura de 70 °C, los biotensoactivos producidos por *B. subtilis* CC22 y *A. veronii* CC22 no se mantuvieron estables, apreciándose un ligero precipitado en los frascos que los contenían. El control se mantuvo invariable.

Ante el modelo de disolución salina número 2, el cual poseía una salinidad total de 200 g/l en proporciones de 80 % NaCl y 20 % CaCl₂, todos los biotensoactivos que se evaluaron resultaron inestables desde la primera inspección visual realizada a las 24 horas. A temperatura ambiente se observó la aparición de precipitado, que en alguno de los casos no se depositó completamente en el fondo del frasco. Transcurrido este mismo tiempo se observó que las muestras que se mantuvieron a 70 °C tenían mayor cantidad de precipitado y la presencia de una película en suspensión que se mantenía en la superficie. Después de 7 días la cantidad de precipitado en todos los casos aumentó y se extinguió la película de la superficie.

Los medios de cultivo aclararon demostrando la casi total deposición de su material en suspensión. Solo en el caso del control no hubo cambios apreciables. Por los resultados se infiere que este efecto estará dado por la presencia en la disolución de la sal de calcio.

Tanto para el caso de la disolución 3 como de la 4 bajo todas las condiciones evaluadas, el sobrenadante libre de células de las cinco cepas mantuvo un comportamiento similar al control. De esta manera se demuestra su estabilidad ante distintas concentraciones de NaCl (17 g/l y 200 g/l). La temperatura tampoco afectó en estos casos.

Hay que considerar que los biotensoactivos de origen bacteriano son moléculas complejas que abarcan una amplia gama de compuestos químicos que incluyen péptidos, ácidos grasos, fosfolípidos, lipopéptidos, entre otros. La mayoría de estos compuestos son aniónicos y solo algunos se catalogan como catiónicos, tal es el caso de los que contienen grupos amino (Madigan *et al.*, 2014). La interacción de los tensoactivos con su entorno es un proceso complejo que involucra múltiples factores. En cualquier caso, para que se entiendan los fenómenos

químico-físicos involucrados es necesario conocer la estructura de la molécula para determinar cómo la afectan factores tales como la temperatura y la salinidad (Martínez, 2011).

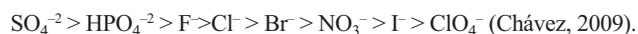
El mayor efecto negativo sobre la estabilidad de los biotensoactivos se apreció al ponerlos en contacto con la disolución 2, la cual poseía la mayor concentración de dos sales distintas, una monovalente (NaCl) y otra divalente (CaCl₂). De manera general, la adición de electrolitos tiende a que disminuya la solubilidad de muchas sustancias en agua, e incluso producirá la precipitación en forma de fase sólida (Martínez, 2011). En el caso de las sustancias tensoactivas la adición de electrolitos disminuye la solvatación de la parte hidrofílica del surfactante. La presencia de electrolitos tiende a decrecer la concentración micelar crítica (CMC, que se refiere a la menor concentración donde aparecen las primeras micelas) ya que produce una mayor concentración de iones en la vecindad de la superficie de las micelas y por lo tanto resulta en un efecto de pantalla que reduce las repulsiones electrostáticas entre las partes hidrofílicas cargadas (Sallager, 2005).

En el efecto de la salinidad sobre los tensoactivos es necesario que se consideren las valencias de las sales involucradas (Patermina, 2015). En el caso de las sales monovalentes, como es el NaCl, a mayor presencia de iones Na⁺ en el medio, se genera un aumento en la adsorción de los surfactantes. Lo expuesto está dado porque al incrementar las concentraciones de iones en el sistema, conlleva a un incremento de la fuerza iónica, lo que genera una disminución en la distancia entre los diferentes iones presentes y ocasiona la compresión en la doble capa eléctrica entre una superficie sólida y el medio. Esto implica que la presencia de este tipo de sales generarían fenómenos de precipitación y redisoluciones de surfactantes (Patermina, 2015). En nuestro caso de estudio esta sal no causó efectos negativos en la estabilidad de los biotensoactivos que se evaluaron.

Para el caso de los iones divalentes como el CaCl₂, a mayor cantidad de iones divalentes el proceso predominante es la formación de micelas en salinidades intermedias y bajas. Las elevadas cantidades de iones divalentes intensifica la compresión de la doble capa eléctrica, así como la formación de agregados en el sustrato, lo que provoca un aumento del fenómeno de adsorción. En un estudio realizado por Patermina (2015) se demostró que, en el caso del efecto de los iones divalentes, este re-

sultaba en un comportamiento más complejo, en donde el aumento de dureza beneficiaba ampliamente la formación de micelas sobre la adsorción de surfactante en el sustrato bajo condiciones intermedias de salinidad.

En otro experimento realizado por Chávez y colaboradores en el año 2009, se estudió la influencia de NaCl, Na₂SO₄ y Na₂HPO₄ sobre la concentración micelar crítica de mezclas de surfactantes tipo alcoholes polietoxilados. Estos investigadores encontraron que los aniones divalentes SO₄⁻² y HPO₄⁻² redujeron la CMC en mayor grado que el anión Cl⁻. Los surfactantes presentaron alta actividad superficial en presencia de Na₂SO₄ y Na₂HPO₄ más que en NaCl. Por consiguiente, para que el NaCl originara un cambio efectivo la concentración de la disolución de esta sal debía ser, por lo menos, tres veces mayor de la respectiva concentración de Na₂SO₄ y Na₂HPO₄. Esto se explica ya que muchos de los electrolitos inorgánicos reducen la solubilidad de solutos orgánicos en agua (fenómeno de *salting-out*), y otros tienen una acción opuesta (efecto de *salting-in*). Los electrolitos se clasifican dentro de la llamada serie Hofmeister acorde a su fuerza de *salting-out* a una concentración molar dada:



Para los biotensoactivos se sabe, por ejemplo, que altas concentraciones de cloruro de sodio inactivan a los glicolípidos. En tal caso *B. licheniformis* produce liquenisina A a concentraciones de cloruro de sodio superiores al 13 %, ya que este resulta más estable que el Surfactin (Martínez, 2011).

En el caso particular de las cepas en estudio, estas se aislaron de crudo proveniente del yacimiento cubano Boca de Jaruco. En este yacimiento se encontrará agua de formación tipo agua de mar, débilmente básica, muy dura, con predominio de cloruro de sodio y una salinidad total de aproximadamente 27 g/l. Por tal motivo los resultados reportados de la estabilidad de los biotensoactivos producidos por estas bacterias a concentraciones de hasta 200 g/l de NaCl son muy alentadores. La inestabilidad de los mismos ante la disolución de 200 g/l en proporciones de 80 % de NaCl y 20 % de CaCl₂ no resulta limitante ya que esta formulación implica una concentración de 40 g/l de la sal divalente, lo cual en condiciones de yacencia no se encuentra. Solo en los casos del sobrenadante libre de células a partir de *B. subtilis* CC22 y *A. veronii* CC22 y luego de 7 días a una temperatura mantenida de 70 °C en contacto con

la disolución 1 apareció un precipitado. Se asume que este efecto negativo también fue causado por la presencia del CaCl_2 y se demuestra que los bioproductos generados por estas cepas son más sensibles a dicha sal.

El otro aspecto a considerar es la temperatura. Un aumento de la temperatura se conoce que causa una desorganización creciente de las moléculas de agua que se encuentran cerca del grupo no polar. Como consecuencia el desajuste agua-grupo no polar decrece, o en otros términos la compatibilidad aumenta, lo que desfavorece la formación de micelas (la CMC disminuye). Además, el aumento de temperatura también genera una reducción de hidratación del grupo hidrofílico. Dicho efecto es aquel que provoca el punto de turbidez de los surfactantes y por lo tanto tiende a que se favorezca la micelización, lo que contribuye a la formación de micelas a menor concentración (Salager, 2005).

El punto de turbidez (cloud point) es esencialmente independiente de la concentración de surfactante. A medida que aumenta la temperatura, se reduce la hidrofiliidad del surfactante. La CMC del surfactante disminuye y el número de agregación crece; las micelas aumentan de tamaño y al llegar a cierto valor (centenares de Angstroms) empiezan a interactuar con la luz, produciendo una turbidez. Si se sigue aumentando la temperatura, las micelas llegan a un tamaño suficiente (micrómetro) para que la gravedad las pueda sedimentar, produciéndose una separación de fase.

La estabilidad del bioproducto a 70 °C se evaluó aun cuando la temperatura típica del yacimiento no supera los 50 °C. En el caso de estudio se considera que la temperatura no fue un factor limitante ya que en los casos donde se observó la presencia de precipitado se infiere que el mismo se provocó por la agresión salina de los iones de calcio.

CONCLUSIONES

- Los aislados bacterianos crecieron activamente en un intervalo de 35 a 50° C. Todas las cepas toleraron una salinidad de 0 % a 10 % de NaCl. Además, todos los aislados crecieron en el intervalo de pH de 5 a 9.
- Los métodos hemólisis en agar sangre, medición de la tensión interfacial, colapso de la gota y desplazamiento del petróleo fueron utilizados para evaluar la capacidad de los aislados para sintetizar biotensoactivos. Cinco de las seis cepas fueron catalogadas como productoras de biotensoactivos.

- La temperatura de 20 a 70 °C no interfiere en la estabilidad de los biotensoactivos producidos. Estos bioproductos resultaron sensibles al cloruro de calcio (a una concentración de 20 % en 200 g/l), no así al cloruro de sodio hasta una concentración de 200 g/l.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Al-Sulaimani, H., S. Joshi, Y. Al-Wahaibi, S. Al-Bahry, A. Elshafie y A. AlBemani**, 2011, Microbial biotechnology for enhancing oil recovery: Current developments and future prospects. *Biotechnol. Bioinf. Bioeng*, 1 (2):147-158.
- Bresson, C., C. Darolles, A. Carmona, C. Gautier, N. Sage, S. Roudeau, r. Ortega, E. Ansoberlo y V. Malard**, 2013, Cobalt chloride speciation, mechanisms of cytotoxicity on human pulmonary cells, and synergistic toxicity with zinc. *Metalomics*, 5 (2): 85-176.
- Chávez, G., G. Arenas, I. Parra, M. Luzardo, B. Bravo, Ysambertt F. y N. Márquez**, 2009, Estudio de las variables fisicoquímicas en el proceso de micelización de mezclas de surfactantes no-iónicos polietoxilados en la interfase agua/aire. Parte I: efecto de la salinidad. *Ciencia* 17(3):235-244.
- Díaz, A.**, 2013, Caracterización de la resistencia a metales de una colección bacteriana aislada del yacimiento niquelífero de Moa (Cuba) y sus potencialidades en la biorremediación ambiental de sitios contaminados por metales pesados. Tesis presentada para optar por el grado científico de doctor. Facultad de Biología, Universidad de La Habana, Cuba.
- Dong, H., W. Xia, H. Dong, Y. She, P. Zhu, K. Liang, Z. Zhang, C. Liang, Z. Song, S. Sun y G. Zhang**, 2016, Rhamnolipids Produced by Indigenous *Acinetobacter junii* from Petroleum Reservoir and its Potential in Enhanced Oil Recovery. *Front. Microbiol.* 7:1710.doi: 10.3389/fmicb.2016.01710.
- Jiménez D., Medina S y Gracida J.**, 2010, Propiedades, aplicaciones y producción de biotensoactivos. *Rev. Int. Contam. Ambient.* 26(1): 65-84.
- Kohr, W.**, 2012, Microbial enhanced oil recovery methods. USA. Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial. Patent No: MX 2012002380 A.

- Laith Al-Araji, Raja Noor Zaliha Raja Abd. Rahman, Mahiran Basri y Abu Baker Salleh.** *MINIREVIEW Microbial Surfactant. Asia Pacific Journal of Molecular Biology and Biotechnology*, 2007; 15(3): 99-105.
- Logan, N. A y P De Vos**, 2007, Genus I. Bacillus. en: *Bergey's Manual of Systematic Bacteriology*. 2da Edición. Vol 3. The Firmicutes. Brenner et al. (Eds). pp. 21-127.
- Madigan, M. T., J. M. Martinko, K. S. Bender, D. H. Buckley, D. A. Stahl**, 2014, *Brock Biology of Microorganisms*. Pearson Education.
- Maneerat, S. y K. Phetrong**, 2007, Isolation of biosurfactant-producing marine bacteria and characteristics of selected biosurfactant. Songklanakarin. *Journal of Science and Technology*, 29:781-791.
- Marrero, J. G. Auling, O. Coto y D. H. Nies**, 2007, High-Level Resistance to Cobalt and Nickel but Probably No Transenvelope Efflux: Metal Resistance in the Cuban *Serratia marcescens* Strain C-1. *Microbial Ecology*, 53:123-133.
- Martin y S. W. Joseph Genus I. Aeromonas**, 2007, Genus I. Bacillus. en: *Bergey's Manual of Systematic Bacteriology*. 2da Edición. Vol 2. The Proteobacteria. Part B. The Gamma-proteobacteria Brenner *et al.* (Eds). pp.557-578.
- Martínez, X.**, 2011, Producción de biotensoactivos por microorganismos aislados de sitios extremos y contaminados con hidrocarburos. Tesis para obtener el título de Ingeniero Ambiental. IPN. Unidad Profesional Interdisciplinaria de biotecnología. México.
- Omoniyi, O.A y F. Abdulmalik**, 2015, A review of microbial enhanced oil recovery: Current development and future prospects. *International Journal of Scientific & Engineering Research*, 6 (1): 1378-1389.
- Patermina, C., Londoño, A., Botett, J., Rondon, M., Mercado, R., Muñoz, S.**, Influencia de la salinidad y dureza del agua sobre la adsorción estática de surfactantes extendidos en el medio poroso., *Memorias del Congreso Colombiano del Petróleo*, Bogotá, 2015, consultado en <http://www.opec.org>.
- Raiger L. J. y N. I. López**, 2009, Los biotensoactivos y la industria petrolera. *Química Viva*, 8 (3): 146-161. ISSN 1666-7948.
- Salager J.**, 2005, Recuperación mejorada de petróleo. Cuaderno FIRP S357-C Universidad de los Andes, 1ra Versión. Venezuela.
- Sanjana S. Varma, Durgesh D. Wasnik and P.M. Tumane**, 2017, Production and characterization of biosurfactant by bacillus subtilis isolated from soil samples. *International Journal of Development Research* Vol. 07, Issue, 08, pp.14857-14864. ISSN: 2230-9926
- Tamura, D., N. Peterson, G. Peterson, M. Stecher, M. Nei y S. Kumar**, 2011, MEGA5: molecular evolutionary genetics analysis using maximum likelihood, evolutionary distance, and maximum parsimony methods. *Molecular Biology and Evolution*, 28: 2731-2739.
- Thavasi, R., S. Sharma y S. Jayalakshmi**, 2011, Evaluation of screening methods for the isolation of biosurfactant producing marine bacteria. *J Pet Environ Biotechnol*, 1: 1-6, doi: 10.4172/2157-7463.S1-001.
- Varadavenkatesan, T. y V.R. Murty**, 2013, Production of a Lipopeptide Biosurfactant by a Novel Bacillus sp. and Its Applicability to Enhanced Oil Recovery. *ISRN Microbiology*, 2013 (1):1-8.
- Varjani, S. J., D. P. Rana, S. Bateja, M. C. Sharma y V. N. Upasani**, 2014, Screening and identification of biosurfactant (bioemulsifier) producing bacteria from crude oil contaminated sites of Gujarat, India. *International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology*, 3 (4): 9205-9213.
- Xiao, M., S. S. Sun, Z.Z. Zang, J. M. Wang, L. W. Qiu, H. Y. Sun, Z. Z. Song, B. Y. Zhang, D. L. Gao, G. Q. Zhang y W. M. Wu**, 2016, Analysis of bacterial diversity in two oil blocks from two lowpermeability reservoirs with high salinities. *Scientific RepoRts*, 6 (19600): 1-10. doi:10.1038/srep19600.
- Yernazarova, A., G. Kayirmanova, A. Baubekova y A. Zhubanova**, 2016, Microbial Enhanced Oil Recovery. *INTECH*. doi: 10.5772/64805.
- Zhang X. y T. Xiang**, 2010, Review on Microbial Enhanced Oil Recovery Technology and Development in China. *International Journal of Petroleum Science and Technology*, 4(1):61-80.

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.

Osvaldo Rodríguez Morán¹, Lisset Miquel González², Dairy Rocío Fuentes Rodríguez³

¹ 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: or-moran2016@gmail.com.

² Ingeniera en Tecnologías Nucleares y Energéticas. Máster en Petróleo y Gas. Centro de Investigaciones del Petróleo, Cuba. Correo electrónico: lisset@ceinpet.cupet.cu.

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

RESUMEN

Debido a la complejidad de los reservorios petrolíferos cubanos y la incertidumbre en la determinación y clasificación de la porosidad mediante los métodos geofísicos de pozo convencionales, es necesario determinar los componentes de dicha propiedad a partir de otras técnicas más resolutivas como la resonancia magnética nuclear. Estas técnicas se han empleado en los últimos años como una nueva herramienta de alta eficiencia en la obtención de parámetros físico de las rocas, pues aporta gran variedad de resultados que no se obtienen por otros métodos, tales como los componentes de la porosidad y los índices de fluidos adheridos y libres. Los algoritmos para la estimación de parámetros en un modelo de suma de exponenciales para la determinación de los componentes de la porosidad en muestras de núcleos son controlados por las compañías petroleras y esta ausencia de estrategia algorítmica representa un problema que retarda la aplicación consecuente de las técnicas de resonancia magnética nuclear en la determinación de los parámetros físicos de las rocas. Una investigación bibliográfica se hizo sobre los métodos de inversión más utilizados y se desarrolló un algoritmo de inversión para lograr hasta tres componentes, el cual está dividido en tres flujos de trabajo de acuerdo con los datos de entrada. Se obtuvieron mediante los tres métodos del algoritmo, los componentes que conforman la porosidad para cada muestra y los intervalos de *cut-off* que los limitan, los índices de fluido adherido

y el índice de fluido libre, porosidad efectiva y no conectada y el tiempo de eco que los diferencia. Se validaron positivamente los resultados de esta estrategia a partir de otras investigaciones.

Palabras Clave: Resonancia magnética nuclear, porosidad, problema inverso, análisis multiexponencial.

ABSTRACT

Due to the complexity of the oil Cuban reservoirs and the uncertainty in the determination and classification of the mediating porosity the conventional geophysical methods of well, it is necessary to determine the components of this property starting from other more resolutory techniques as the magnetic nuclear resonance. These techniques have been used in the last years like a new tool of high efficiency in the physical obtaining of parameters of the rocks, because it contributes wide variety of results that they are not obtained by other methods, such as the components of the porosity and the indexes of stuck fluids and liberate. The algorithms for the estimate of parameters in a sum model of exponential for the determination of the components of the porosity in samples of nucleuses are controlled by the oil companies and this absence of algorithmic strategy represents a problem that slows the consequent application of the techniques of magnetic nuclear resonance in the determination of the physical parameters of the rocks. A bibliographical inves-

tigation was made on the used investment methods and an investment algorithm was developed to achieve up to three components, which is divided in three flows of agreement work with the entrance data. They were obtained by means of the three methods of the algorithm, the components that conform the porosity for each sample and the cut-off intervals that limit them, the indexes of stuck fluid and the index of free fluid, effective and not connected porosity and the time of echo that the difference. They were validated the results of this strategy positively starting from other investigations.

Key Words: Magnetic nuclear resonance, porosity, inverse problem, multi exponential decomposition.

RESUMO

Devido à complexidade do óleo reservorios cubano e a incerteza na determinação e classificação da porosidade mediante os métodos geofísicos convencionais de bem, é necessário determinar os componentes desta propriedade a partir de outro mais técnicas de resolatory como a ressonância nuclear magnética. Estas técnicas foram usadas nos últimos anos como uma ferramenta nova de eficiência alta na obtenção de petrofísicos de parâmetros, porque contribui variedade larga de resultados que eles não são obtidos através de outros métodos, como os componentes da porosidade e os índices de fluidos presos e libera. Os algoritmos para a estimativa de parâmetros em um modelo de soma de exponencial para a determinação dos componentes da porosidade em amostras de núcleos é controlado pelas companhias de óleo e esta ausência de estratégia algorítmica representa um problema que reduz a velocidade a aplicação consequente das técnicas de ressonância nuclear magnética na determinação dos parâmetros físicos das pedras. Uma investigação bibliográfica era feito nos métodos de investimento usados e um algoritmo de investimento foi desenvolvido para alcançar até três componentes que são dividido em três fluxos de trabalho de acordo com os dados de entrada. Eles foram obtidos por meio dos três métodos do algoritmo, os componentes que conformam a porosidade para cada amostra e os intervalos de expansão que os limitam, os índices de fluido preso e o índice de fluido livre, porosidade efetiva e não conectada e o tempo de eco que a diferença. Eles foram validados os resultados desta estratégia positivamente a partir de outras investigações.

Palavras chaves: Ressonância nuclear magnética, porosidade, problema inverso, multi decomposição exponencial.

INTRODUCCIÓN

La Resonancia Magnética Nuclear (RMN), es la respuesta del núcleo a un campo magnético. Muchos elementos en la naturaleza tienen un momento magnético y por tanto, se comportan como imanes giratorios: *spin* (**Figura 1**), que interactúan con campos magnéticos externos y producen señales. La mayoría de los elementos producen señales muy pequeñas que son difícilmente detectadas, sin embargo, el hidrógeno posee un momento magnético relativamente grande y es abundante en el agua y en el hidrocarburo que se encuentra en el espacio poroso de las rocas. De esta forma, la herramienta de RMN responde al comportamiento de los núcleos de hidrógenos de los fluidos contenidos en los poros de la roca, en presencia de un campo magnético estático y de una señal de radio frecuencia (RF) o frecuencia de resonancia (Allen, 2001).

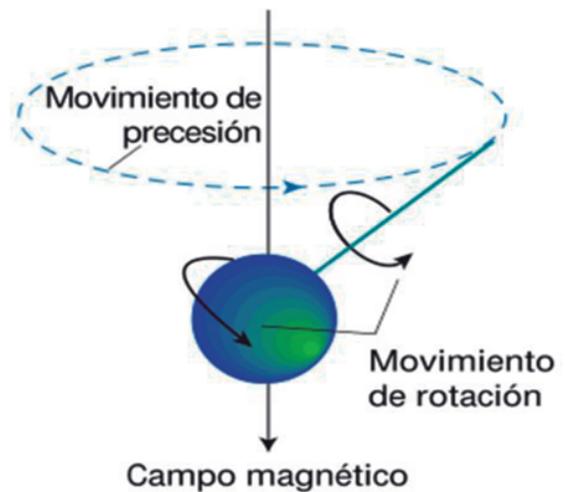


Figura 1. Los protones se comportan como imanes en rotación (Tomado de Ávila, 2002, citado por Fuentes-Rodríguez, 2019).

La Resonancia Magnética Nuclear, se ha empleado en los últimos años como una nueva herramienta de alta eficiencia en la obtención de parámetros petrofísicos para disminuir la incertidumbre en la determinación y clasificación de la porosidad mediante los métodos geofísicos de pozo convencionales. Para ello es necesario aplicar un algoritmo que estime los parámetros de un modelo de suma de exponenciales. A nivel internacional el proceso de inversión de las señales de eco resultantes de la RMN no está declarado como una metodología centralizada. En

la mayoría de los casos, estas investigaciones son realizadas por compañías de gran experiencia en el campo de la petrofísica, para las cuales estos resultados son productos clasificados. Luego, el procedimiento utilizado queda protegido por políticas de las compañías. Tanto en registros de pozo como en técnicas de laboratorio solo se limitan a explicar que las mediciones se procesan aplicando una transformada inversa de Laplace. Después se centran en la interpretación de la distribución de T2 (Fuentes-Rodríguez, 2019).

La ausencia de una estrategia de cálculo automático retarda las investigaciones y la aplicación consecuente de las técnicas de Resonancia Magnética Nuclear en la determinación de los parámetros petrofísicos. Entre estas investigaciones se encuentran: Charles *et al.*, (2001), Dunn *et al.*, (2002), Salazar (2004), Torres-Verdín, C. (2005), Acosta (2008), Bustamante (2011), Landowne *et al.* 2013), Acosta *et al.*, (2015), Landi *et al.*, (2015), Domínguez *et al.*, (2016).

Abordar el asunto de la estimación de los parámetros de un modelo de suma de exponenciales, conduce al tipo de problema inverso. Son bien conocidas las dificultades de resolución de este problema, debido, en general, a su mal condicionamiento, por lo que es necesario regularizar. Esto implica reformular el problema, incluyendo información adicional, conocida como información *a priori* (Mohammad-Djafari *et al.* 2002). El propósito es obtener solución significativa al modelo matemático.

Según Coates *et al.*, (1999), sobre la implementación matemática del proceso de inversión de la Resonancia Magnética Nuclear: «...una de las etapas más importantes en el procesamiento de resonancia magnética es el de establecer la distribución de T2, que produce la magnetización observada...». Este paso, llamado transformación de ecos o correlación, es un proceso de inversión matemática, donde las entradas son el tren de ecos y la salida la distribución de T2 del proceso de correlación. El proceso matemático de hallar la función H(t), a partir de un tren de ecos, es conocido como proceso de inversión. Estos espectros son datos en el dominio de T2, es decir que mediante este proceso se pasa del dominio del tiempo al dominio de T2 (Torres-Verdín, 2005).

MATERIALES Y MÉTODOS

A partir de estos decaimientos y por medio de la Transformada Inversa de Laplace (**Ecuación 1**) es posible discriminar los diferentes entornos y así obtener la distribución

de tamaños de poro en un sistema poroso (Callaghan, *et al.*, 2007). Por otro lado, existe una gran variedad de técnicas adecuadas para obtener información sobre los sistemas, por ejemplo, en los experimentos de relajación transversal las fuentes de relajación, tales como la difusión dentro de los poros o la relajación inducida por las restricciones de movilidad de los líquidos cerca de las paredes, son de forma extrema, útiles en la determinación de propiedades tanto estructurales como funcionales (Álvarez, 2018). La transformada de Laplace expresa que:

Sea una función definida para $t \geq 0$, entonces la integral:

$$\mathcal{L}\{f(t)\} = \int_0^{\infty} e^{-st} f(t) dt = F(s) \quad (1)$$

Cuando la integral definitoria de la **Ecuación 1** converge, el resultado es una función de s. Se dice que f(t) es la Transformada Inversa de Laplace de F(s) y se expresa mediante la **Ecuación 2**:

$$f(t) = \mathcal{L}^{-1}\{F(s)\} \quad (2)$$

Como el problema de la estimación de los parámetros de la función multiexponencial, es la solución de un problema inverso, entonces responde a la interpretación entre causas y efectos de un fenómeno experimental observado. Según Padrós (2001), de modo independiente a la inversión de Laplace, existen otros métodos para analizar curvas multiexponenciales (**Ecuación 3**), aunque el más utilizado es, sin duda, la regresión no lineal por mínimos cuadrados.

$$H(t) = \sum_{i=1}^k \rho_i e^{\left(\frac{-t}{\tau_i}\right)} \quad (3)$$

Un resumen de los métodos de aproximación de suma de exponenciales utilizados por diferentes autores son:

Método gráfico. Ha sido discutido por Steyn y Wyk (1997) y Wiscombe y Evans (1997). Es un método no preciso que ayudará a visualizar el comportamiento inicial del modelo para estimar uno o dos términos de la suma.

Para identificar los parámetros (ρ_i , τ_i), dada la **Ecuación 3**, se basa en transformación logarítmica para lo cual:

1. Se grafica la curva $(t, \ln y)$, donde $y \approx H(t)$.
2. Se linealiza la cola de la gráfica y la pendiente de la línea recta aproximada es $-\tau^{-1}$.
3. Se aplica mínimos cuadrados lineal para estimar ρ_1 y se obtiene el primer término de la suma.
4. Se aproxima y con un término del modelo, esto es se calcula (**Ecuación 4**):

$$y^* = y - \rho_1 e^{-\frac{t}{\tau_1}} \quad (4)$$

5. Se grafica $(t, \ln y^*)$ y se repite el proceso desde el paso 1.

Por lo general no se aproxima más de dos términos, debido a lo limitado del método.

Método de Prony. Considérese la siguiente ecuación diferencial ordinaria lineal homogénea de la **Ecuación 5** (Álvarez, 2018):

$$(r_0 D^n - r_1 D^{n-1} - \dots - r_{n-1} D - r_n) y = 0 \quad (5)$$

donde D es un operador que actúa sobre y; $r_0, r_1, r_2, \dots, r_n$ son constantes (**Ecuación 6**) y

$$Dy = \frac{dy}{dt}, D^2 y = \frac{d^2 y}{dt^2}, \dots, D^n y = \frac{d^n y}{dt^n} \quad (6)$$

Si la **Ecuación 5** se considera como un polinomio en la variable D (**Ecuación 7**), entonces se escribe: $P(D) = 0$ y

$$P(D) = r_0 (D - \mu_1)(D - \mu_2) \dots (D - \mu_{n-1})(D - \mu_n) \quad (7)$$

se denomina polinomio característico (**Ecuación 8**) con $\mu_i, i = 1, \dots, n$ sus raíces y la ecuación:

$$P(D)y = 0 \quad (8)$$

Si $\mu_1 \neq \mu_2 \neq \mu_3 \neq \dots \neq \mu_n$ entonces obtenemos la **Ecuación 9**, que es la solución de la **Ecuación 5**, que comprende n soluciones linealmente independientes con n constantes arbitrarias. Nótese que esta suma es análoga al modelo de suma de exponenciales de la **Ecuación 3**.

$$y = c_1 e^{\mu_1 t} + c_2 e^{\mu_2 t} + \dots + c_n e^{\mu_n t} \quad (9)$$

Método basado en sumas geométricas. También conocido como de interpolación generalizada, consiste en reescribir la suma de exponenciales como sumas geométricas, lo cual simplifica la expresión. Para diferentes particiones de la data se obtienen diferentes sumas parciales, de las cuales se derivan un conjunto de ecuaciones, pudiéndose escoger sumas parciales de igual longitud q. Este método se desarrolla para datos equidistantes en el tiempo (Petersson J., Holmström K., 1997).

Métodos de optimización de cuadrados mínimos no lineal. En este método, la **Ecuación 3** es la aproximación como una suma de 1, 2 o 3 exponenciales. A partir de unos valores iniciales para sus amplitudes y constantes, se determinan los parámetros que mejor ajustan $H(t)$ (Álvarez, 2018). Aunque es el método más utilizado con diferencia para analizar decaimientos, sus limitaciones son muy importantes, estas son:

- Se ha de suponer que un número arbitrario de exponenciales para describir $H(t)$.
- La convergencia del método depende de los valores iniciales de los parámetros.
- Si éstos se hallan alejados de los reales, el ajuste terminará en un mínimo local.

Método Montecarlo. Los métodos Montecarlo derivan su nombre de las técnicas para generar números al azar: vueltas a la ruleta, lanzamientos de dados, cartas, monedas, etc. Requieren muchas estimaciones empíricas para simular una situación real que implique elementos probabilísticos, no requieren fórmulas, sólo tabla de números aleatorios o computadora. Agrupa los principios de distribución de probabilidad, el muestreo y la toma de decisiones para dar solución a problemas complejos (Álvarez, 2018).

Para una distribución continua, el muestreo de Montecarlo usa números aleatorios entre cero y uno para resultados específicos en proporción a su probabilidad de ocurrencia y usa una distribución de probabilidad acumulativa para la variable aleatoria. Este método es tratado por Burstein (1997) para aproximar suma de exponenciales, él lo denominó algoritmo de variación de raíz. Es un método que se ejecuta, no se resuelve, en el

sentido que es una serie de intentos por muestreo. Los resultados se logran de estudiar numerosas muestras.

Una vez identificadas las variables significativas del problema, que para este trabajo, son ρ y τ , se determina una medida de eficiencia para el sistema en estudio que involucre a las variables significativas, esta medida la da el investigador y es mejorada a través de numerosos muestreos o la selección repetida de números aleatorios o la generación de datos por computador.

Métodos de Optimización. Muchos de los más avanzados algoritmos para el problema de ajuste exponencial involucran como subproblema minimizar el objetivo de mínimos cuadrados no lineal por técnicas de optimización clásicas. Steyn y Wyk (1997) comparan dos implementaciones de algoritmos de mínimos cuadrados no lineal para tres conjuntos especiales de valores iniciales. Usan el método básico Gauss-Newton. Este programa ha sido usado por muchos grupos de investigadores ya que converge muy rápido en la mayoría de los casos. Pero, su mayor limitación es que es muy sensible a la data de entrada.

Otros Métodos. Los métodos descritos son importantes pues serán utilizados para obtener «buenos valores iniciales», para resolver el problema inverso. A manera de información vale mencionar que es posible obtener solución al problema de mínimos cuadrados a través de otros métodos, tales como: criterio de máxima verosimilitud,

técnicas de transformadas, es decir transformadas del tipo ortonormal, Laplace, Gardner, Fourier y Chi-cuadrado. En Petersson *et al.*, (1997), se hace referencias a ellas, indicando sus limitaciones.

Indicador de porosidad

El fenómeno del decaimiento de T2 se relaciona con las propiedades petrofísicas de las rocas como: porosidad, tamaño y forma de los poros, permeabilidad, además de las características y propiedades de los fluidos atrapados en el espacio poroso. En el decaimiento de T2 influyen de forma esencial la contribución de la relajación intrínseca del fluido y la relajación superficial. La contribución de la relajación intrínseca del fluido es debido de modo principal, a la interacción magnética entre los protones de las moléculas del fluido, la que se denomina interacción espín-espín (Balcom, 2009).

En una roca, donde existen muchos tamaños de poro, y cada uno contribuye de forma parcial 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 2**). 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 superficie-volumen similares, se agrupan juntos.

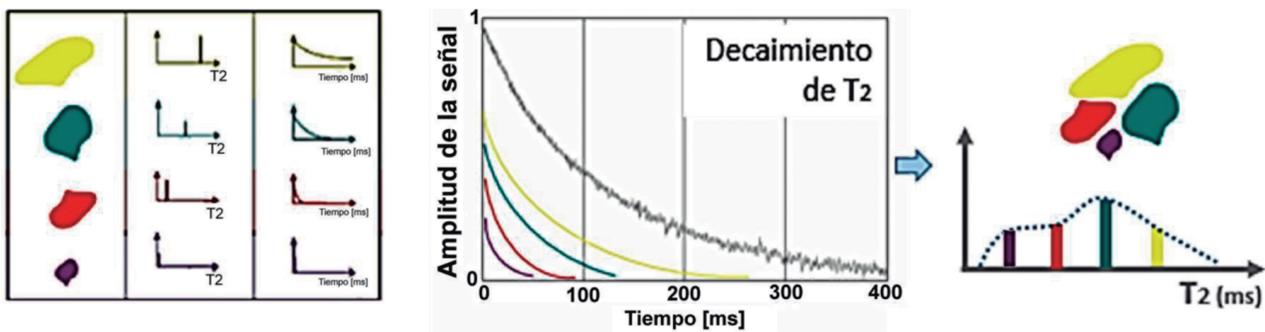


Figura 2. Proceso de inversión matemática, donde las entradas son el tren de ecos y la salida la distribución de T2 (Fuentes-Rodríguez, 2019).

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 de inversión, una curva de distribución de T2 (**Figura 3**), de la cual se logra la mayor cantidad de información petro-

física 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 satura-

das con agua, a cada tamaño de poro le corresponde un tiempo de relajación T_2 .

En los poros más grandes los núcleos tienen más espacio para moverse, de manera que las interacciones

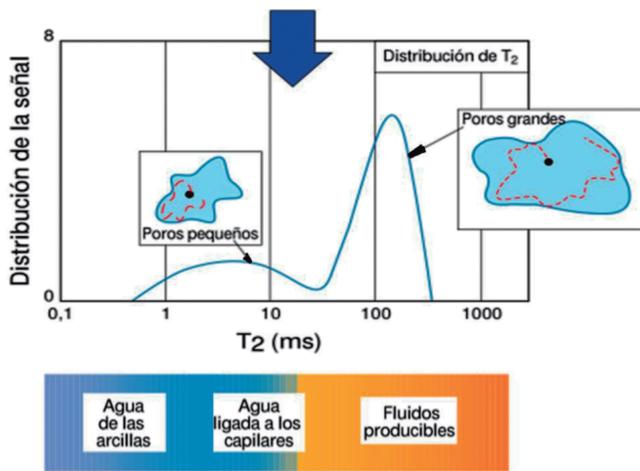


Figura 3. El decaimiento T_2 se invierte de forma matemática para obtener una distribución que pueda relacionarse con el tamaño de los poros y el agua libre o inmóvil (Dunn *et al.*, 2002).

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.*, 2013) (**Figura 3**).

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 forma-

ción (Miquel, 2018). Esta característica en su respuesta hace que la herramienta de resonancia magnética sea de modo fundamental diferente a las herramientas 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 poseen la limitación de determinar la porosidad en componentes (Muro, 2003).

Identificación de componentes. En la curva de distribución de T_2 es posible reconocer, con cada una de las porosidades parciales obtenidas, el «tipo de agua» presente en los poros de la roca: las aguas móviles, asociada con los poros más grandes. Las aguas ligadas a los capilares o agua residual, es aquella ligada a poros de menor tamaño que debido a fuerzas capilares mantienen el agua retenida en los poros sin posibilidad de ser drenada y las aguas ligadas a las arcillas, donde intervienen fuerzas electroquímicas mediante un intercambio catiónico intrínseco de la estructura de las arcillas. Ambos componentes, el agua ligada a las arcillas y el agua ligada a los capilares forman parte de la microporosidad o Índice de Fluido Adherido (IFA).

Si bien la sumatoria de la distribución T_2 para una roca 100 % saturada con agua representa la porosidad total de la muestra, la sumatoria de la distribución T_2 para una roca en condición de saturación irreducible, representa la saturación de agua irreducible o IFA de RMN la cual es equivalente a la saturación de las arcillas (Sar) calculada en las curvas de presión capilar (**Figura 4**).

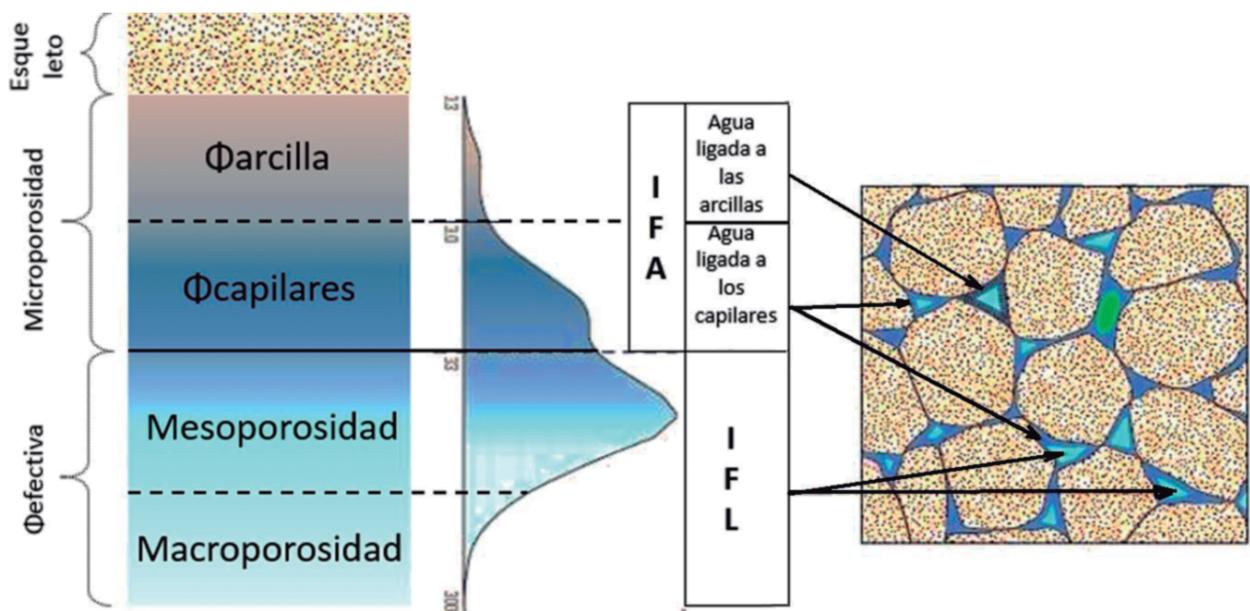


Figura 4. Modelo de porosidad aplicado para la interpretación de la Resonancia Magnética Nuclear (Fuentes-Rodríguez, 2019).

RESULTADOS

Atendiendo al conjunto de datos y sus características individuales se estableció un procedimiento para la interpretación de los datos de RMN (**Figura 5**), los números I,

II y III representan los flujos de trabajo que conforman el procedimiento. En cada uno de estos se propuso una estrategia matemática para lograr los resultados.

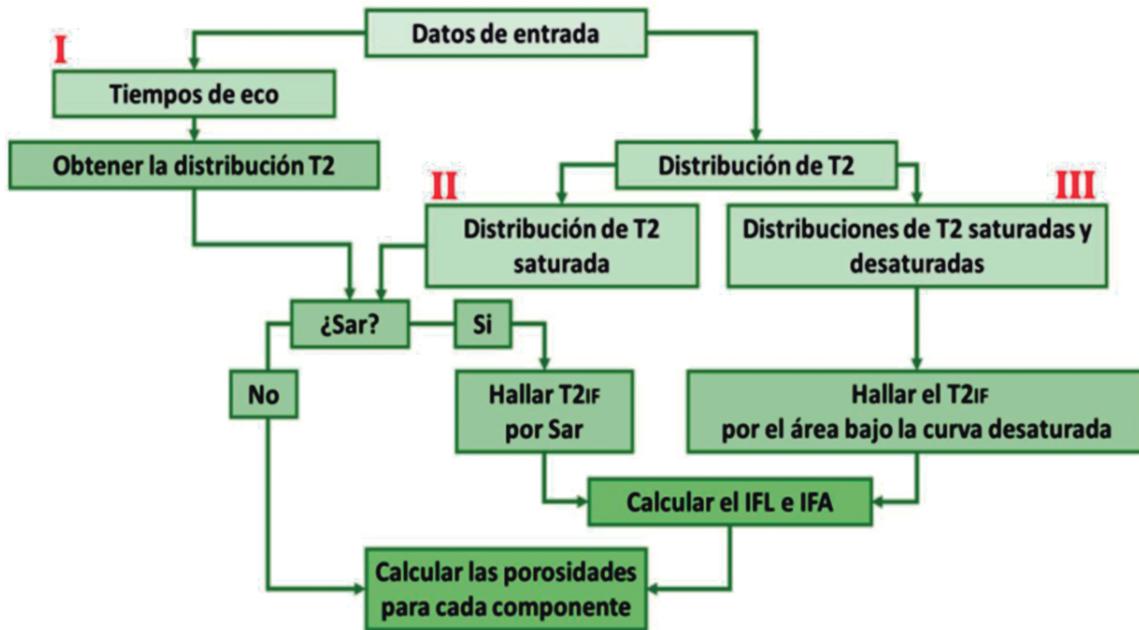


Figura 5. Esquema representativo del procedimiento de interpretación a los datos de RMN (Fuentes-Rodríguez, 2019).

Los datos de entrada determinan el flujo de trabajo o método a seguir por el algoritmo. Los tiempos de eco del decaimiento de T2 se interpretan siguiendo el flujo I nombrado Método T2, para las curvas de distribución de T2 saturadas se utiliza el flujo II o Método S, y para las curvas de distribución saturadas y desaturadas el flujo III o Método S+D.

Flujo de trabajo I (Método T2).

Se caracteriza porque los datos de entrada 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 del decaimiento exponencial mediante un ajuste multiexponencial como proceso de inversión. El algoritmo utilizado fue el de proponer de modo automático 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.

El análisis multiexponencial logra el mejor ajuste entre una curva calculada a partir de la integración de

componentes, y la curva que representa la función original de los datos. La solución es un problema inverso que no está exento de limitaciones. Para reducir la influencia de estas limitaciones, se llevó a cabo la estimación de tres componentes $(T2_1, A_1)$; $(T2_2, A_2)$; $(T2_3, A_3)$ de la forma siguiente:

I. Aproximación a la primera componente $(T2_1^*, A_1^*)$:

El método utilizado para estimar la primera componente es el tratado por Wiscombe y Evans (1977). Es un método no preciso, que permite visualizar el comportamiento inicial del modelo para realizar una buena estimación de la primera componente del ajuste multiexponencial a partir de la secuencia de pasos siguientes:

Paso 1. Se parte de la curva del decaimiento $y=H(t)$ (**Figura 6 (a)**).

Paso 2. Se grafica la curva $(t, \ln(H(t)))$, donde $y=H(t)$ (**Figura 6 (b)**).

Paso 3. Se linealiza la cola de la gráfica y la pendiente de la recta aproximada es $-(1/T2_1^*)$ (**Figura 6 (c)**).

Paso 4. Se aplica cuadrados mínimo lineal para estimar A_1^* y de esta forma se logra una aceptable aproximación a los parámetros de la primera componente (**Figura 6 (d)**).

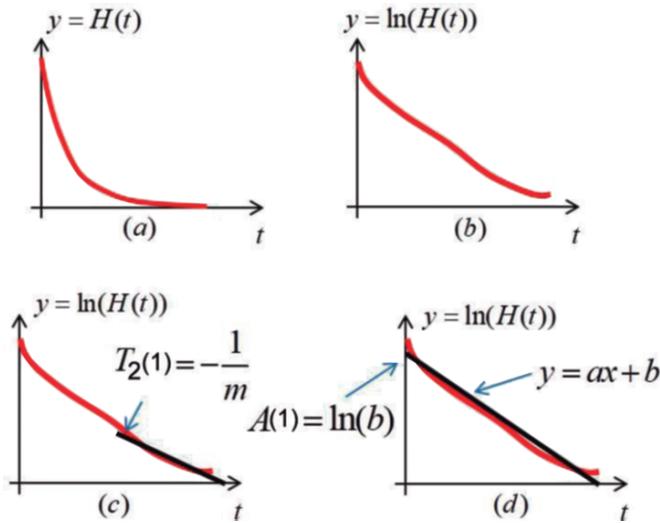


Figura 6. Esquema del procedimiento para la obtención de la aproximación a la primera componente de la curva multiexponencial (Fuentes-Rodríguez, 2019).

II. Aproximación a la segunda componente ($T2^*, A_2^*$):

Paso 5. Se le aplica al dominio de la gráfica $y=H(t)$ una partición p . A cada partición i se le estima el par $A'_{2,i}, T2'_{2,i}$, $i=1, 2, \dots, p$, según los paso (2), (3) y (4), anteriores.

Se ha determinado de forma empírica, que p se estimará entre 20 y 25 porciones del recorrido del dominio.

Paso 6. Se construye el histograma para el dominio: $T2'_{2,1}, T2'_{2,2}, \dots, T2'_{2,p}$ con un ancho de intervalo de clase tal, que la estimación $T2^*_1$ de la primera componente, esté contenida en el intervalo de la moda. De esta forma se toman como aproximación a la segunda componente $T2^*_2$ igual al valor de marca clase de la segunda moda de la distribución de frecuencias. Esto se realiza sobre el supuesto, de que el tiempo de la segunda componente, tendrá el valor aproximado en el diagrama de barras, al valor de la marca clase de la segunda contribución modal. De esta forma se tendrá una buena aproximación para la segunda componente.

Paso 7. Se aplica el procedimiento del paso anterior, para estimar la aproximación a la segunda componente A^*_2 a partir del dominio: $A'_{2,1}, A'_{2,2}, \dots, A'_{2,p}$.

III. Aproximación a la tercera componente ($T2^*_3, A_3^*$):

Paso 8. Se estimará la aproximación a la tercera componente A^*_3 a partir del cálculo: $A^*_3 = A_t - A^*_1 - A^*_2$, donde es el valor máximo de amplitud de la curva del decaimiento $y=H(t)$.

Paso 9. Se tomará el valor de la aproximación a la tercera componente $T2^*_3$, de forma tal que el ajuste de las tres

componentes estimadas que hagan mínimo el Error Medio Cuadrático (EMC) (**Ecuación 10**) respecto a la curva del decaimiento $y=H(t)$.

$$EMC = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n [H(t_i) - \{A_1^* e^{-\frac{t_i}{T2_1^*}} + A_2^* e^{-\frac{t_i}{T2_2^*}} + A_3^* e^{-\frac{t_i}{T2_3^*}}\}]^2}{n-1}} \quad (10)$$

IV. Ajuste final de las tres componentes ($T2_1, A_1$), ($T2_2, A_2$) y ($T2_3, A_3$)

Paso 10. Se establece una estrategia de aproximación sucesiva de cada una de las componentes partiendo de las aproximaciones iniciales, preservando los valores simulados que minimicen el valor del EMC (**Ecuación 10**) de la expresión conformada por estas componentes con respecto a la curva del decaimiento $y=H(t)$.

Paso 11. El algoritmo se detiene cuando cualquier variación alrededor da cada una de las componentes ($T2_1, A_1$), ($T2_2, A_2$) y ($T2_3, A_3$) no hacen menor el valor del EMC de la expresión conformada por la curva del paso 4 con respecto a la curva del decaimiento $y=H(t)$.

Una vez hallados los componentes por el análisis del ajuste multiexponencial, se grafican los pares (T_{2i}, A_i) y se traza la curva de ajuste conformando la distribución de T_2 .

Flujo de trabajo II (Método S).

El método S depende de la distribución de T_2 ($S(t)$) para la muestra saturada al 100 % como dato de entrada por lo que se calcula el área bajo la curva, representada mediante una función acumulativa de T_2 cuyo valor equivale al volumen total de poros (V_{tp}) presentes en la muestra (**Ecuación 11**).

$$V_{tp} = \int_{Dom} S(t) dt \quad (11)$$

Es necesario corroborar la existencia del dato de la Sar de laboratorio para identificar el T_2 correspondiente a dicha saturación ($T2IF$), el cual diferencia el IFA (Índice de Fluido de Arcilla) del IFL (Índice de Fluido Libre). El IFA es igual a la Sar, partiendo de que la muestra se encuentra 100 % saturada de un único fluido se asume que: $IFA + IFL = 100 \%$.

Identificación de los T_2 de corte. Los T_2 de corte dividen el área total bajo la curva de distribución de T_2 en

varios componentes que corresponden a los diferentes tipos de porosidades existentes en la muestra. Se le extrae a la función S(t):

- Los tiempos para los mínimos relativos. Es decir, buscar los T_{2i} tal que $S(T_{2_{i-1}}) > S(T_{2_i}) < S(T_{2_{i+1}})$

- Los tiempos para los ceros en la función S(t), esto es: $T_{2_i} | S(T_{2_i}) = 0$.

Por lo general se obtienen tres T2 de corte de acuerdo con el modelo de porosidades utilizado en la investigación. Si se cumple que: $T_{21} < T_{22} < T_{23}$, entonces en la **Tabla 1**, se muestra la interpretación a estos límites.

Porosidad de la arcilla	$< T_{21} <$	Porosidad de los capilares
Porosidad de los capilares	$< T_{22} <$	Mesoporosidad
Mesoporosidad	$< T_{23} <$	Mesoporosidad

Tabla 1. Tipos de porosidades establecidas por los límites de los T2 de corte.

Flujo de trabajo III. (Método S+D).

Se emplea para la interpretación de los datos conformados por las curvas de distribución de T2 saturada (S(t)) y desaturada (D(t)), por lo que se calcula el área bajo ambas curvas para todo sus dominios respectivos (**Ecuaciones 12 y 13**).

$$A_s = \int_{Dom_s} S(t) dt \tag{12}$$

$$A_D = \int_{Dom_D} D(t) dt \tag{13}$$

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 saturada (**Ecuación 14**).

$$A_D = \int_{t_{min}}^{T2IF} S(t) dt \tag{14}$$

Donde

- A_D Área bajo la curva desaturada.
- $S(t)$ Función de la curva saturada.
- t_{min} Tiempo mínimo absoluto entre las curvas: saturada y desaturada.
- T2IF Tiempo que representa el área de la curva desaturada en la saturada.

Para la determinación explícita de T2IF se calcula la antiderivada de S(t) ($S^*(t)$), se evalúa en los límites de la integral (**Ecuación 15**)

$$A_D = S^*(T2IF) - S^*(T_{min}) \tag{15}$$

Donde la solución de la **Ecuación 16** en términos de T2IF corresponde al tiempo que representa la curva desaturada en la saturada.

$$S^*(T2IF) - S^*(T_{min}) - A_D = 0 \tag{16}$$

Luego, la identificación de los T2 de corte y las porosidades por componentes se calculan siguiendo el mismo procedimiento que el método S.

DISCUSIÓN

Los resultados de la validación del ajuste multiexponencial como proceso de inversión para el cálculo de la distribución de T2 se muestran en la **Figura 7**, a partir de los resultados de Dull *et al.*, (2001). Como se observa en la tabla interna de la **Figura 7**, el error disminuye a medida que se añaden las componentes durante el ajuste, para un EMC final de 0.007. La primera componente se ajusta en el T2 del primer máximo, la segunda y tercera componente están muy cercanas; respondiendo a la mayor área en la distribución, que aportaron el mayor peso durante el ajuste.

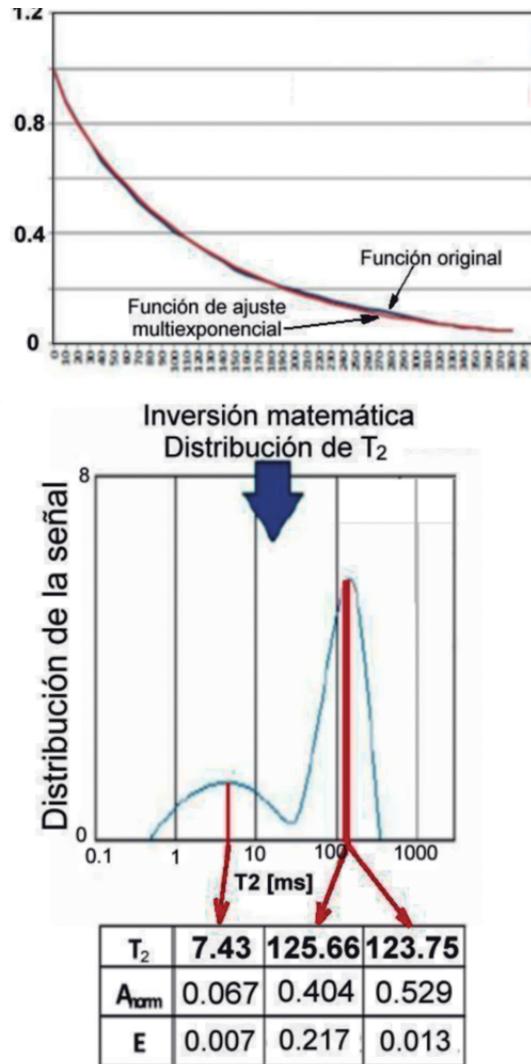


Figura 7. Aproximación de la curva calculada a partir del ajuste multiexponencial (roja) y la curva del decaimiento de la función original (azul) (Arriba). Resultados de la distribución de T2 de Dull *et al.*, (2001) y el ajuste de los componentes para formar la curva de distribución (Abajo).

También, en la **Figura 8** se muestran los datos validados a partir de los resultados de Borjas *et al.*, (2014). En la tabla de la **Figura 8**, el error disminuye a medida que se añaden las componentes durante el ajuste, para un EMC final de 0.011. La segunda y la tercera componente responden a ambos máximos en la distribución, que aportan el mayor peso durante el ajuste, y la primera componente presenta un tiempo bastante pequeño y baja amplitud. Debido a que el análisis de Borjas *et al.*, (2014) para la curva de distribución de T2 estuvo basado en separar los índices de fluidos por el comportamiento de la distribución de T2, no es necesario la incorporación y por consiguiente la interpretación, de otro máximo o componente.

La estrategia para la estimación de los parámetros de la función multiexponencial para tres componentes, presenta un bajo grado de error, lo que posibilita descomponer la porosidad total en sus componentes. Es el único método que permite estimar qué parte de la porosidad pertenece a la microporosidad y dentro de esta a su vez, separar la porosidad proveniente del agua ligada a las arcillas y a los capilares, destacando su poder resolutivo. El cálculo de la porosidad efectiva es más seguro en comparación con las estimaciones a partir de los registros geofísicos de pozo, porque no solo excluye la porosidad de la arcilla como los métodos convencionales, sino que también tiene en cuenta la presencia del agua ligada a los capilares y elimina los poros que no se encuen-

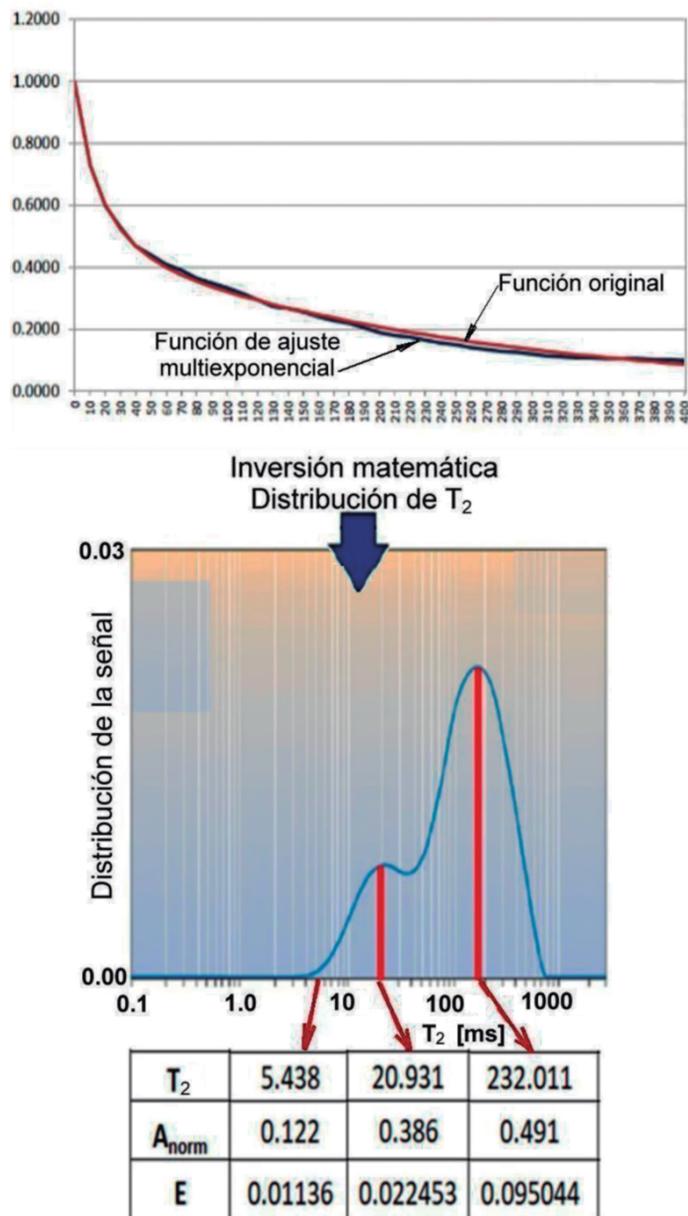


Figura 8. A la izquierda se muestra la aproximación de la curva calculada a partir del ajuste multiexponencial (roja) y la curva del decaimiento de la función original (azul). A la derecha, los resultados de la distribución de T_2 de Borjas *et al.*, (2014) y el ajuste de los componentes para formar la curva de distribución.

tran conectados que, a su vez no forman parte de la microporosidad. Es un indicador de la movilidad de los fluidos, lo que permite predecir qué parte de dichos fluidos serán extraídos como índice de fluidos libres y qué parte son adheridos.

CONCLUSIONES

A pesar de que los algoritmos de inversión, utilizados por compañías de gran experiencia en el campo de la petrofísica, son productos clasificados y protegido por sus políticas, se logró establecer una estrategia algorítmica para

la estimación de parámetros en un modelo de suma de exponenciales en la determinación de las componentes de la porosidad en muestras de núcleos. Los resultados de la validación, a partir de la literatura especializada, muestran un error mínimo y aceptado para su confiabilidad.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Acosta, Néstor, 2008, Analysis of Nuclear Magnetic Resonance for Characterization of Continental. Clastic Reservoirs. San Jorge Gulf Basin, Argentina. Universidad Nacional de la Patago-

- nia San Juan Bosco, Departamento de Geología-Facultad de Ciencias Naturales. Ciudad Universitaria, Argentina.
- Acosta, O.**, 2015, Registros de Resonancia Magnética Nuclear para la Exploración y Caracterización de Formaciones. Tesis de licenciatura no publicada, UNAM. D.F., México.
- Acuña C., González G., Bonzani H, López E**, 2009, La utilización de la resonancia magnética en la detección de petróleo en la Cuenca del Golfo San Jorge.
- Allen D., Boyd A., Masey J., Fordham E., Amabeoku M., Kenyon W.**, 2001, «The Practical Application on NMR Logging in Carbonates: 3 Case Studies». SPWLA.
- Álvarez A. A.**, 2018, Estrategia de regularización en la aproximación de sumas de exponenciales. República Bolivariana de Venezuela, Universidad Nacional Abierta, Centro Local Lara. Barquisimeto.
- Ávila, D.**, 2002, Determinación de propiedades petrofísicas y petrofacies aplicando tecnología de resonancia magnética nuclear a muestras de núcleo de las formaciones gasíferas San Juan y San Antonio del campo Santa Rosa. Tesis de Diploma para optar al Título de Ingeniero de Petróleo. Universidad Central de Venezuela.
- Balcom, B. J.**, 2009, Magnetic Resonance Imaging (MRI) of Fluids in Petroleum Reservoir Core Plugs. Canada Research Chair MRI of Materials MRI Centre, Department of Physics, University of New Brunswick.
- Borjas C., T. de J.**, 2014, Interpretación del registro geofísico de Resonancia Magnética Nuclear bajo el planteamiento de un modelo de inversión. Tesis para obtener el grado de Ingeniero Geofísico. Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, Unidad Ticomán, Ciencias de la Tierra. México, DF.
- Bustamante M., Ruiz M., Salazar W., San Martín F. S., Ucumari C. M.**, 2011, Registro de pozos. Resonancia Magnética Nuclear. La Paz, Bolivia.
- Burstein J.**, 1997, Approximations by exponentials, their extensions and differential equations. Metric Press, Boston.
- Charles F., Rmakrishnan T.S., Bedford J., Castelijns K., Fairhurst D., Ramamoorthy R.**, 2001, Tendencias en Registros de RMN. Oilfield Review Invierno, 2-21.
- Callaghan P. T.**, 2007, Christoph H. Arns, Petrik Galvosas, Mark W. Hunter, Ying Qiao y Kate E. Washburn. Recent Fourier and Laplace perspectives for multidimensional NMR in porous media. Magnetic Resonance Imaging 25 pp 441-444.
- Coates, R., Xiao R., Prammer M. G.**, 1999, NMR Logging Principles and Applications. Ed. Halliburton Energy Services, EE.UU.
- Domínguez, M., González A.**, 2016, Evaluación petrofísica de carbonatos fracturados utilizando registros geofísicos convencionales y resonancia magnética nuclear. Tesis inédita para obtener el título de Ingeniero Geólogo. Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México.
- Dunn, K., Bergman D., Latorraca G.**, 2002, Nuclear Magnetic Resonance: Petrophysical and Logging Applications, Danville, California, Estados Unidos de América.
- Fuentes-Rodríguez D. R.**, 2019, Separación de la porosidad en componentes mediante la Resonancia Magnética Nuclear como apoyo a la interpretación petrofísica. Tesis presentada en opción al título de Ingeniero Geofísico. Universidad Tecnológica de La Habana, CUJAE.
- Landi R., Heinz T.**, 2015, Aplicaciones de los registros de resonancia magnética nuclear (NMRL) en la evaluación de yacimientos. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra (FICT). Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL).
- Landowne D., Yuan B., Magleby K. L.**, 2013, Exponential Sum-Fitting of Dwell-Time Distributions without Specifying Starting Parameters. Biophysical Journal. Volume 104, June 2013, pp 2383-2391. <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0006349513004633?token=B8377D393ED7E136211DF1F7254233E13F3D4C2F105C7314DA82CA49AC231D22D6D75738EC40F82E056727C72B80B16F> (Consultado enero 2019).
- 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.

Mohammad-Djafari A. J., Giovannelli, G., Demoment, J. I., 2002, Regularization, maximum entropy and probabilistic methods in mass spectrometry data processing problems. *International Journal of Mass Spectrometry* 215, 175-193. <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.11.8520&rep=rep1&type=pdf>. (Consultado enero 2019).

Muro L., 2003, Generación de registros sintéticos de Resonancia Magnética a partir de registros eléctricos convencionales usando redes neuronales artificiales. Tesis Para Optar el Título Profesional de Ingeniero de Petróleo. Universidad Nacional de Ingeniería. Facultad de Ingeniería de Petróleo. Lima, Perú.

Padrós E., 2001, Análisis del intercambio hidrógeno/deuterio en proteínas mediante la inversión de Laplace. FTIR del transportador ADP/ATP.

Petersson J., Holmström K., 1997, Methods for parameter estimation in exponential sums. Technical Report IMA-TOM-1997-5, Center of Mathematical Modeling. Department of Mathematics and Physics Malardalen University. <http://ci->

teseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.31.931&rep=rep1&type=pdf. (Consultado enero 2019).

Salazar J., 2004, Aplicación de la técnica de Resonancia Magnética Nuclear y su relación con la calidad de roca de yacimiento en el Pozo VLA-1326. Tesis de Maestría no publicada, Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

Schön J., 2015, Basic Well Logging and Formation Evaluation. 1st edition. ISBN 978-87-403-0979-09.

Steyn H.S., Van Wyk J. W., 1977, Some methods for fitting compartment models to data. Technical report, Wetenskaplike bydraes van die pu vir cho, Potchefstroomse Universiteit vir CHO.

Torres-Verdín C., 2005, Petrophysics of Nuclear Magnetic Resonance Measurements. Nuclear Magnetic Resonance Logging. México, D.F.

Wiscombe W. J., Evans J. W., 1977, Exponential-Sum fitting of radiative transmission functions. *Computational Physics*, 24(4):416-444, agosto. https://www.researchgate.net/publication/222443578_Exponential-sum_Fitting_of_Radiative_Transmission_Functions (Consultado enero 2019).





UNIVERSIDAD OLMECA

Raíz de sabiduría

Invitación

La revista *Geociencias*. Órgano de difusión científica de la *Universidad Olmeca*, invita a investigadores y maestros de esta casa de estudios, así como de universidades y centros de investigación de Iberoamérica, a participar con artículos originales en nuestra revista

Podrán consultar las **Normas Editoriales** en el sitio web:
www.olmeca.edu.mx o solicitarlas al correo:

editorial@olmeca.edu.mx



UNIVERSIDAD OLMECA

Raíz de sabiduría

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