

Geociencias

Órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca

volumen 2, número 1, junio 2019

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



Imagen de la portada / Cover image / Imagem da capa

La cumbre del cerro Mono Pelado se localiza a 17° 18' 42.87" de latitud norte y a de longitud 93° 36' 16.95" oeste, en la Sierra de Huimanguillo, dentro de la Reserva ecológica Agua Selva, en el estado de Tabasco, México, tiene una altura aproximada de 1 000 msnm. Su cresta es muy parecida al un cono invertido, sus laderas son encumbradas y escarpadas lo que hacen difícil su acceso. La fotografía fue tomada por «Alfonsobouchot» el 21 de noviembre de 2016, 16:07:35; en el siguiente enlace se puede ver la licencia de uso https://es.wikipedia.org/wiki/Archivo:Cerro_Mono_Pelado_02.jpg

The mono pelado (skinned monkey) mountain peak is located at 17° 18' 42.87" north latitude and at 93° 36' 16.95" west longitude, in the Huimanguillo mountain chain, inside the agua selva ecologic reservoir, in the state of tabasco, mexico. It has an approximate hight of 1000 mtrs. OSL. The top looks like an inverted cone, the sides are cloudhigh and rocky so it becomes difficult to access. The picture was taken by alfonsobouchot on November 26th 2016, 16:07:35; the next link shows the using licence https://es.wikipedia.org/wiki/Archivo:Cerro_Mono_Pelado_02.jpg

O cume da colina "Mono Pelado" está localizado a 17° 18' 2.87" de latitud norte e longitude 93° 36' 16.95" oeste na "Sierra de Huimanguillo", dentro da reserva ecológica "Água Selva" na região de Tabasco, Mexico, Tem uma altura aproximada de 1 000 msnm. Sua crista é muito parecida com um cone invertido, suas encostas são altas e íngremes o que dificulta o acesso. A fotografia foi tirada por "Alfonsobouchot" em 21 de novembro de 2016. 16:07:35, no link a seguir você pode ver a licença de uso. https://es.wikipedia.org/wiki/Archivo:Cerro_Mono_Pelado_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* aceptará solamente aquellos artículos que se apeguen a las normas editoriales, publicadas en <http://www.olmeca.edu.mx/>.

Las contribuciones tienen que estar redactadas en español.

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

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

The contributions must be written in Spanish.

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

As contribuições devem ser escritos em espanhol.

Geociencias. Órgano de difusión científica de la UO, 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 del Dirección de Cultura y Recreación. Teléfono: + 52 (993) 187 9700. Ext. 1140 y 1141, correos electrónicos: revistageociencias@gmail.com y revista.uo@gmail.com

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. © 2018. 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

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>	4
Flujo de trabajo para optimizar el uso de registros geofísicos convencionales al caracterizar reservorios carbonatados	<i>Olga Castro Castiñeira y Carelis Moya</i>	5
Solución de la ecuación de Archie y su comprobación	<i>Heberto Ramos Rodríguez</i>	15
Tomografía Computarizada en las investigaciones de núcleos de pozos de petróleo en Cuba	<i>Norma Rodríguez Martínez</i>	26
Caracterización petrofísica de los reservorios del Grupo Veloz en el Bloque Este del yacimiento Seboruco	<i>Dolores de la C. González Despaigne, Silvia Valladares Amaro y Dania Brey del Rey</i>	36
Estimación de la permeabilidad para un yacimiento carbonatado de la Franja Norte Petrolífera Cubana	<i>Randy Ibonet Figueroa y Odalys Reyes Paredes</i>	50
Desempeño de cargas para disparos en formaciones duras	<i>Heberto Ramos Rodríguez</i>	60



Presentación



Llegamos al primer año de nuestra revista *Geociencias*, por lo cual me congratulo y felicito a todo el equipo editorial de este órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca. Gracias a todos los docentes y especialistas que se han dado a la tarea de publicar a través de nosotros sus avances científicos y académicos. Esta publicación al año de su difusión, ha tenido una notoria acogida por parte de investigadores y académicos de México, sobre todo de la Región Sureste del país y sobretodo de estudiosos de Iberoamérica.

Geociencias se va consolidando así como una revista especializada en temas relacionados con las disciplinas de ciencias de la tierra, los recursos naturales y las fuentes energéticas. Es por ello que en esta edición se abordan temas de gran relevancia para el ámbito académico y de vinculación internacional, como es la creación del Centro de Desarrollo de Competencias Energéticas y Sustentabilidad (CEDECES) por parte de esta Casa de Estudios.

Actualmente se gestiona la inclusión de la revista en varios sistemas arbitrados, así como en LATINDEX, Google Académico, entre otros. Por lo cual hemos sumado a importantes personalidades científicas y académicas a ser parte del Comité de Arbitraje, validando así la calidad y riqueza de los trabajos que son enviados para publicación, siendo aceptados todos y remitidos a la Comisión respectiva.

Invito a todos, alumnos, profesores y especialistas en la materia, a continuar leyéndonos y a enviar sus aportaciones para hacer juntos esta revista la mejor en su ámbito y así dejar huella en la historia cultural y académica para las futuras generaciones, incrementando día con día la cercanía con nuestros lectores y la calidad en cada nueva edición.

Emilio De Ygartua Monteverde
Rector

Flujo de trabajo para optimizar el uso de registros geofísicos convencionales al caracterizar reservorios carbonatados

Olga Castro Castiñeira¹; Carelis Moya²

¹ Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET). Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. C.P. 12000. La Habana, Cuba. E-mail: olgac@ceinpet.cupet.cu

² Equion Energia LTD, Carrera 9A No 99-02 9th Floor, Bogotá, Bogotá D.C., Colombia.

RESUMEN

El uso de perfiles de pozo como herramientas de alta tecnología, es el factor común en muchos estudios petrofísicos a nivel mundial. Además, los petrofísicos recomiendan usar los análisis de núcleos y perfiles de pozos, tanto convencionales como especiales, para disminuir el grado de incertidumbre en los resultados. Como es conocido, pueden encontrarse reservorios donde la disponibilidad de perfiles especiales de pozos y análisis de núcleos son limitados. En estos casos, ¿qué hacer cuando no se dispone de todos los datos que se encuentran en el mercado o catálogo de las grandes empresas de registros? El objetivo de esta investigación es proponer un flujo de trabajo para optimizar las metodologías en reservorios carbonatados con limitada información petrofísica, para lo que se siguen los siguientes pasos: (I) definición de las unidades petrofísicas identificando cambios de tendencia en los registros convencionales, relación entre éstas y las electrofacies (EF) y su correlación vertical y areal, (II) evaluación de las propiedades petrofísicas en reservorios y sellos e, (III) interpretación de ambientes sedimentarios y enriquecimiento de carbono orgánico total. Se utilizaron registros y un grupo de datos de apoyo en diferentes áreas en la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba (FNCP). Los resultados evidenciaron que es posible optimizar el uso de los perfiles petrofísicos convencionales para la caracterización apropiada de los reservorios carbonatados. Como conclusión, la definición de unidades petrofísicas permitió zonificar el reservorio con mayor detalle en comparación con las zonas establecidas por las edades bioestratigráficas; se demostró que todos los métodos utilizados proporcionan herramientas para el estudio y la importancia de su integración.

Palabras clave: registros convencionales de pozo, reservorios carbonatados, unidades petrofísicas, Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba.

ABSTRACT

The use of well logs considered as high-tech tools by geoscientists is the common factor in many petrophysical studies around the world. Also, petrophysicists recommend integrating core analysis and well logs, both conventional and special, with the aim of reducing the uncertainty in the results. However, there are some reservoirs technologically limited or unavailability of special wells profiles and core analysis. In these cases, what we should do when you do not have all the data that are in the log market or log catalog of large companies? The objective of this research is to propose a workflow to optimize the methodologies in carbonate reservoirs with limited petrophysical information, for which the following steps are followed: The answer is shown in the results obtained by applying methodologies in carbonate reservoirs with limited petrophysical information. The methodology consists of the following workflow: (I) definition of petrophysical units and electrofacies identifying trend changes in conventional logs, definition of the relationship between petrophysical units and electrofacies (EF), and its vertical and areal correlation, (II) evaluation of the reservoir properties and the potential seal on sediments overlying to reservoir and (III) interpretation of depositional environments and enrichment of total organic carbon. Well logs and other data were used in different areas of the Heavy Crude Northern Belt of Cuba (FNCP). The results evidenced that it is possible to optimize the

use of conventional well logs to characterize appropriately the carbonated reservoirs. In conclusion, the definition of petrophysical units allowed subdividing in more detail the reservoir in comparison with the zones established by biostratigraphic ages. It was demonstrated that all used methods provide tools for the study and the importance of its integration.

Key words: conventional well logs, carbonate reservoirs, petrophysical units, heavy crude northern belt of Cuba.

RESUMO

O uso de perfis de poço como ferramentas de alta tecnologia é o fator comum em muitos estudos petrofísicos em todo o mundo. Além disso, os petrofísicos recomendam o uso de análises de núcleo e de perfil de poço, convencionais e especiais, para reduzir o grau de incerteza nos resultados. Como é sabido, os reservatórios podem ser encontrados onde a disponibilidade de perfis de poços especiais e análise de núcleo é limitada. Nesses casos, o que você faz quando não tem todos os dados disponíveis no mercado ou catálogo dos grandes registros? O objetivo desta pesquisa é propor um fluxo de trabalho para otimizar as metodologias em reservatórios carbonáticos com informações petrofísicas limitadas, para as quais são seguidos os seguintes passos: (I) definição de unidades petrofísicas identificando novas tendências em registros convencionais, a relação entre estes e os eletrofácies (EF), e a sua correlação vertical e (II) avaliação de propriedades petrofísicas em reservatórios e vedações e (III) interpretação de ambientes sedimentares e enriquecimento de carbono orgânico total. Registros e um grupo de dados de apoio foram usados em diferentes áreas da Faixa Norte do Heavy Crude em Cuba (FNCP). Os resultados mostraram que é possível otimizar o uso de perfis petrofísicos convencionais para a caracterização adequada de reservatórios carbonáticos. Em conclusão, a definição de unidades petrofísicas permitiu zonificar o reservatório em maior detalhe em comparação com as zonas estabelecidas pelas idades bioestratigráficas; Foi demonstrado que todos os métodos utilizados fornecem ferramentas para o estudo e a importância de sua integração.

Palavras chave: perfis convencionais de poços, reservatórios carbonáticos, unidades petrofísicas, Faixa Norte do Heavy Crude em Cuba.

INTRODUCCIÓN

El uso de perfiles de pozo como herramientas de alta tecnología, es el factor común en muchos estudios petrofísicos a nivel mundial. En la literatura especializada de petrofísica, se encuentran metodologías de trabajo para disímiles situaciones y tipos de rocas presentes. Los petrofísicos recomiendan usar los análisis de núcleos y perfiles de pozos, tanto convencionales como especiales, para disminuir el grado de incertidumbre en los resultados. Corresponde a los interpretadores establecer los flujos de trabajo para cada situación que se presente. La mayoría de los pozos cuenta con los registros más comunes o convencionales para las investigaciones (Espectrometría de Rayos Gamma, Cáliper, Resistividad, Neutrónico, y Lito-densidad). Por lo general, en estos pozos dirigidos u horizontales hay muy pocos núcleos cortados por la complejidad que adquiere la tarea en este tipo de pozos.

Por tanto, pueden encontrarse reservorios donde es limitada la disponibilidad de perfiles especiales de pozos, lo que responde a la época en que fue perforado y a las posibilidades de herramientas de la operadora. También los análisis de núcleos pueden resultar limitados, por la carencia de núcleos cortados o por el equipamiento de laboratorio donde se analizan estas muestras. En estos casos, ¿qué hacer cuando no se dispone de todos los datos que se encuentran en el mercado o catálogo de las grandes empresas de registros?

El objetivo de esta investigación es proponer un flujo de trabajo para optimizar las metodologías en reservorios carbonatados con limitada información petrofísica, utilizando un grupo de técnicas que se integran en un flujo de trabajo general. Los objetivos específicos consisten en: división del corte en unidades petrofísicas, evaluación de las propiedades petrofísicas e interpretación de los ambientes deposicionales y enriquecimiento de carbono orgánico total.

MATERIALES Y MÉTODOS

Para ilustrar el flujo de trabajo propuesto, se utilizó un grupo de registros y datos de apoyo de pozos del yacimiento Varadero Oeste, que cortan las formaciones de la Unidad Tectono Estratigráfica Placetas, perteneciente a la Franja Norte Petrolera Cubana (FNPC). De modo complementario, se incluyeron los pozos Cupey-1X y Marbella Mar-1 para estudiar el Jurásico Superior Oxfordiense-Kimmeridgiense (Formación Constancia).

Estos pozos, tomados como claves, se trabajaron

en profundidad medida (MD) y son consideradas como profundidad aparente de los diferentes intervalos.

La secuencia de pasos que conforman el flujo de trabajo, se resume en los siguientes:

- A. Definición de las unidades petrofísicas: identificación de cambios de tendencia en los registros convencionales, su relación con las electrofacies y su correlación vertical y areal.
- B. Caracterización de las unidades petrofísicas: evaluación de las propiedades petrofísicas en reservorios y sellos, utilizando los modelos que mejor se ajusten a las condiciones:
 - B1. Litología
 - B2. Volumen de Arcilla
 - B3. Porosidad
 - B4. Saturación de Agua
 - B5. Parámetros de Corte
- C. Unidades Sellantes: Identificación de los posibles sellos presentes en los pozos.
- D. Correlación de las unidades petrofísicas: correlación de los pozos donde aparecen las unidades.
- E. Condiciones deposicionales y tipo de arcilla: estudio de los ambientes de sedimentación y los tipos de arcilla utilizando los registros de espectrometría gamma.
- F. Contenido de Materia Orgánica: definición de las posibilidades de generación en las rocas de las distintas formaciones utilizando los registros de pozo.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

A. Definición de las unidades petrofísicas

Se define como unidades petrofísicas aquellos intervalos estratigráficos con características similares por su composición litológica y atributos físicos que permitan diferenciarlas entre sí. Las unidades petrofísicas son consideradas unidades informales.

En la **Tabla 1** se muestran las unidades litoestratigráficas y las unidades petrofísicas correspondientes para cada pozo. Por la estructura en pliegues y escamas en que se presentan las formaciones, las mismas pueden repetirse dentro del corte del pozo, por lo que el número

que acompaña al nombre de la formación en la unidad petrofísica, corresponde al número de la repetición donde se ubica. La definición de unidades petrofísicas permitió zonificar el reservorio con mayor detalle en comparación con las zonas establecidas por las edades bioestratigráficas.

Pozo	Unidad Lito-Estratigráfica	Unidad Petrofísica
VDW-726	Vega Alta Grupo Veloz Constancia	Vega Alta Veloz 1-2 Constancia
VDW-1000	Grupo Veloz Constancia	Veloz 1-3 Constancia
VDW-1001	Grupo Veloz Constancia	Veloz 1-3 Constancia
VDW-1002	Grupo Veloz Constancia	Veloz 1-3 Constancia
VDW-1003	Grupo Veloz Constancia	Veloz 1-3 Constancia
Marbella Mar 1	Constancia	Veloz 1-3
Cupey 1X	Constancia	Constancia

Tabla 1. Unidades petrofísicas definidas en cada pozo frente a las unidades lito-estratigráficas.

B. Caracterización de las Unidades Petrofísicas

Se caracterizaron las formaciones de la Unidad Tectono-Estratigráfica (UTE) Placetas: parte del Grupo Veloz y la Formación Constancia (Jurásico Superior Oxfordiense-Kimmeridgiense) en la base del mismo (Valladares, 1996-1998).

Aunque la Formación Vega Alta (Paleógeno) no es representativa para su caracterización, dado que sólo un pozo clave cuenta con registros disponibles en una parte de dicha formación, se incluye en la tabla de valores generales, donde también se recogen los valores promedio de las formaciones.

En la **Tabla 2**, se aprecia la similitud entre los valores promedio de las propiedades de reservorio en las formaciones del Grupo Veloz que se encuentra por debajo de la Formación Vega Alta, hasta la Formación Constancia (Veloz 1) y por debajo de la Formación Constancia, hasta la profundidad máxima alcanzada por los pozos (Veloz 2).

B1. Litología

- Las rocas principales que están representadas en las formaciones son calizas, dolomías, arcillas y sedimentos siliciclásticos. De forma específica, la Formación Constancia de edad Oxfordiano, es característica en los pozos por

la aparición de la dolomitización asociada a la presencia de carbonatos y abundante fracción areno-limosa diseminada de minerales, tales como cuarzo y arcillas. La presencia de pirita es también un elemento distintivo, según la descripción litológica. El modelo li-

Yacimiento	Formación	Unidades Petrofísicas	Porosidad [%]	Saturación de Agua [%]	Volumen de Arcilla [%]
Varadero Oeste	Vega Alta	Vega Alta	23	76	24
	Constancia	Constancia	5	62	56
	Grupo Veloz	Veloz 1	8	45	11
		Veloz 2	8	36	11

Tabla 2. Valores promedio en las formaciones del Grupo Veloz, formaciones Constancia y Vega Alta.

tológico obtenido a partir de registros obedece a la variación litológica presente.

B2. Volumen de Arcilla

- Basado en el registro de rayos gamma y las descripciones litológicas se estableció 90-100 Unidades Gamma API (GAPI) como valor máximo de Gamma Ray y 0 GAPI como valor mínimo, obteniendo promedios de volúmenes de arcilla que varían desde 10 hasta más de 50 %, con una desviación estándar de 15 % (Schlumberger, 1982-1984).
- Los valores más altos del volumen de arcilla se encuentran en las unidades petrofísicas correspondientes a Constancia y Vega Alta. Esos valores en las formaciones del Grupo Veloz aumentan con la profundidad hasta llegar a la Formación Constancia, debajo de la cual comienzan a disminuir hasta alcanzar el mínimo valor en la Formación Veloz- Brecha.

B3. Porosidad

- En el Grupo Veloz, la tendencia de la porosidad es inversa al comportamiento del volumen de arcilla. En la Formación Constancia se presentan los valores promedio más bajos de porosidad, hasta 7.3 % en el yacimiento con la máxima arcillosidad, hasta 18 % (Tabla 3).

B4. Saturación de Agua

- La estimación de saturación de agua se inició con el cálculo del gradiente de temperatura,

obteniendo un valor promedio de 30.3 ° C/km para el yacimiento Varadero.

- Se realizaron los cálculos de resistividad del agua de formación mediante la metodología de resistividad de agua aparente, obteniendo un ajuste aceptable con la resistividad del agua del área: se conoce por análisis de laboratorios de muestras de agua que la salinidad de la Franja Norte de Crudos Pesados (FNCP) de Cuba, se encuentra entre 50 000 y 60 000 ppm (Castro, 1992).
- La saturación de agua en los reservorios del Grupo Veloz es menor de 30 % en los espeores netos, mientras que en formaciones con contenidos arcillosos como Vega Alta y Constancia puede alcanzar 36 % en las zonas de reservorio.

B5. Parámetros de Corte

- Se utilizó el gráfico de Saturación de Agua Irreducible (Sairr) contra Porosidad (Por), obtenido por análisis de capilarimetría, con un coeficiente (R) de 0.5041, disponible en la base de datos petrofísica del Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET) de Cuba, (Figura 1). En consecuencia, se usó la porosidad efectiva de 5 % como parámetro de corte, por ser el valor donde se observa mayor por ciento de agua irreducible, y se asumió el corte de volumen de arcilla de 20 %, que le corresponde a esa porosidad al construirse una relación entre la porosidad y el volumen de arcilla.

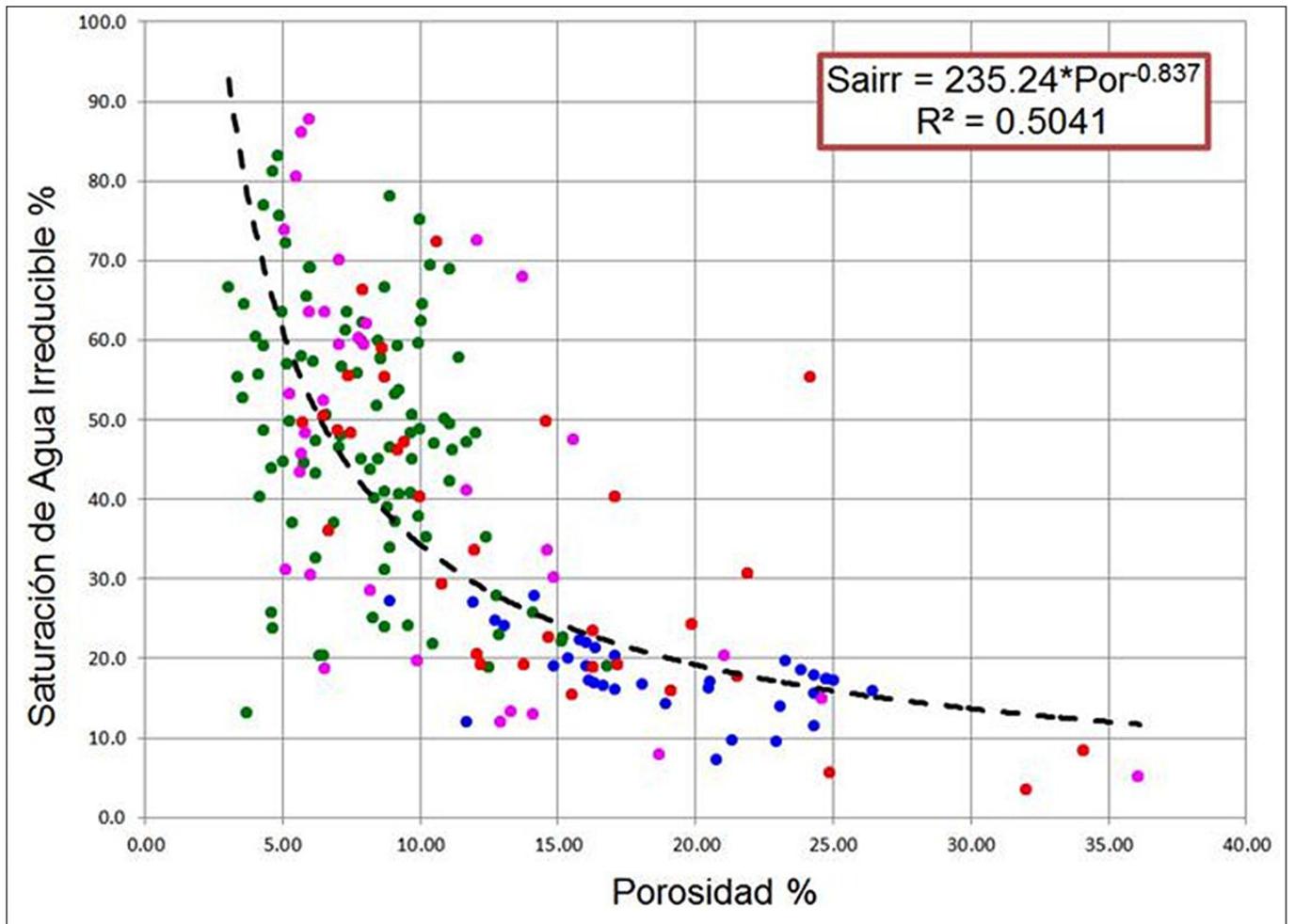


Figura 1. Relación entre la porosidad y la saturación de agua irreducible para los pozos de la FNCP.

- Considerando el corte de saturación de agua en los pozos productivos del área, se tomó el valor de 40 %.

Después de aplicar los parámetros de corte, toda la sección evaluada presenta una buena calidad de reservorio, con un volumen de arcilla en un rango de 8 a 18 % y una porosidad que oscila entre 7 y 23 %. En la **Tabla 3** se presentan los resultados generales de la interpretación petrofísica de las propiedades de reservorio de las formaciones.

C. Unidades Sellantes

La Formación Vega Alta en el pozo VDW-726, único con registros, muestra características de sello, al presentar 0.9 m de carbonato neto petrolífero dentro de los 76 m de espesor total; el resto es una roca muy arcillosa.

La Formación Constancia podría tener algún in-

terés sellante, dada su composición litológica areno arcillosa y limosa con alto contenido de materia orgánica. Dada sus propiedades físicas y mineralógicas, la *facies* arcillosa es la que ofrece las propiedades sellantes a estos sedimentos.

Las formaciones consideradas como sello, muestran una resistividad menores a los 10 ohm-m.

D. Correlación de las unidades petrofísicas

Las unidades petrofísicas se caracterizaron en las formaciones Cifuentes (Jurásico Superior Kimmeridgiense - Tithoniense), Ronda y Morena (Cretácico Inferior Necomiense), las cuales forman parte del Grupo Veloz, la Formación Constancia (Jurásico Superior Oxfordiense -Kimmeridgiense), todas ellas pertenecen a la UTE Placetas, así como la Formación Vega Alta (Paleógeno) depositada por encima de dicha UTE (**Figura 2**).

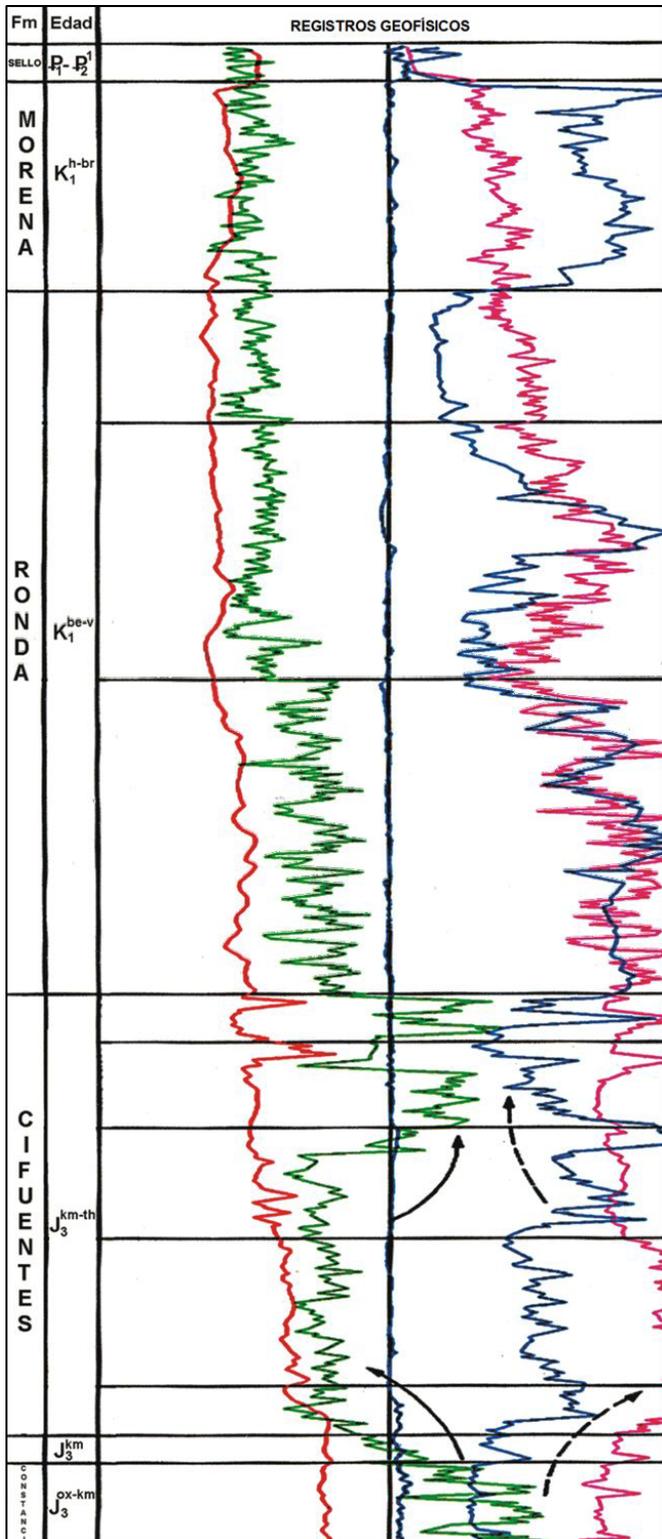


Figura 2. Ejemplo de la Unidad Placetas, con un registro compuesto generalizado de las formaciones presentes.

Según Serra (1985), se define como electrofacies (EF) al conjunto de las respuestas de los perfiles que caracteriza a un estrato y permite distinguirlo de otros.

Todas las respuestas de los perfiles (eléctricos, nucleares, acústicos, de buzamientos, etc.) que indican los aspectos cuantitativos (valores de perfil) y cualitativos (características de las curvas) representan, por lo tanto, los componentes de las electrofacies (Serra, O., 1985).

En este estudio, las electrofacies encontradas en el Grupo Veloz se nombraron (Figura 3):

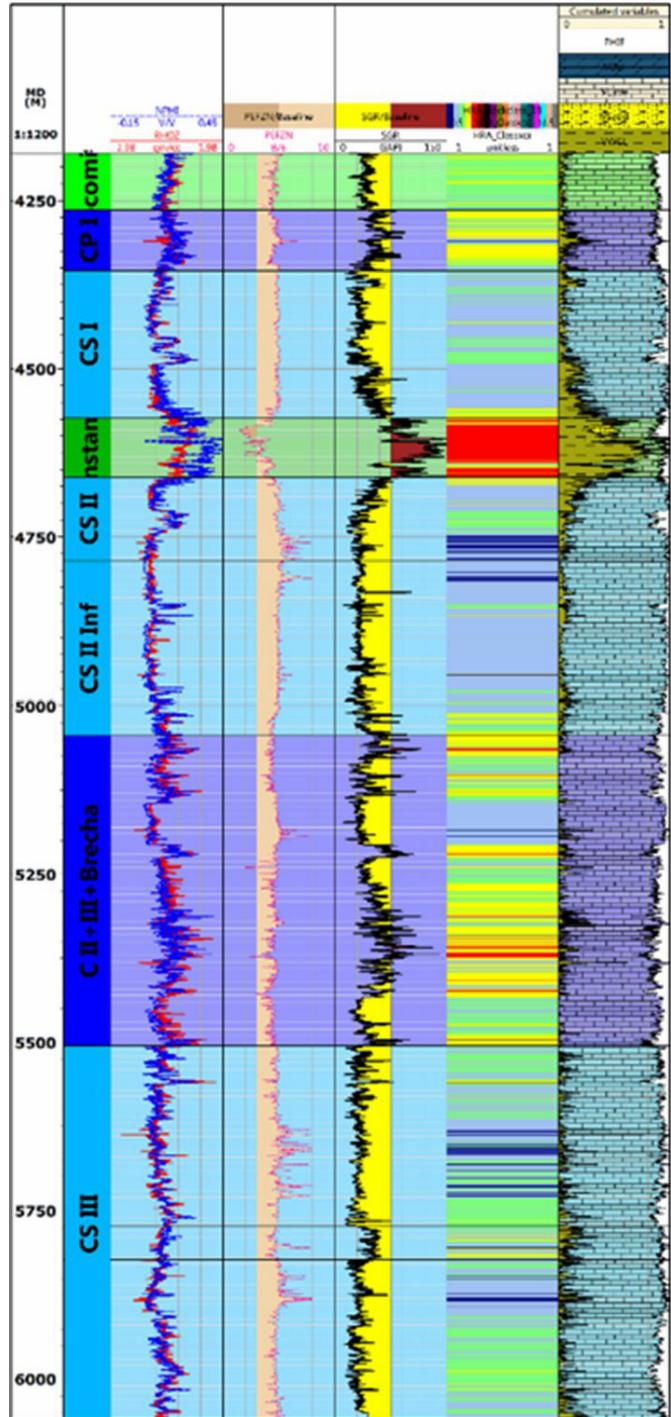


Figura 3. Ejemplo de uno de los pozos con la división en electrofacies (Tomado de Álvarez, 2016).

Pozo	Unidad Petrofísica	Reservorio			Yacimiento					
		Tope [m]	Base [m]	Espesor [m]	CNT [m]	CNP [m]	N/G [%]	PHI [%]	SW [%]	Vsh [%]
VDW 726	Vega Alta	3704.4	3780.4	76.0	28.4	0.9	1.2	18.7	35.6	19.1
	Veloz 1	3780.4	4285.2	504.8	455.3	263.1	52.1	12.7	24.4	10.2
	Constancia	4285.2	4308.2	23.0	0.2	0.1	0.3	7.3	36.1	17.9
	Veloz 2	4308.2	4396.3	88.1	27.2	13.2	15.0	13.6	30.2	10.3
VDW 1000	Veloz 1	4039.3	4386.9	347.6	172.4	114.3	32.9	10.9	25.2	8.7
	Constancia	4386.9	4518.9	132.0	3.7	0.0	0.0	---	---	---
	Veloz 2	4518.9	5873.6	1354.7	462.7	291.7	21.5	10.8	25.7	8.1
VDW 1001	Veloz 1	4177.0	4573.0	369.0	274.4	156.4	42.4	13.0	28.3	5.6
	Constancia	4573.0	4661.0	88.0	0.8	0.2	0.2	9.7	32.4	11.2
	Veloz 2	4661.0	6049.4	1388.4	1044.5	706.1	50.9	12.3	24.2	2.8
VDW 1002	Veloz 1	4282.0	4811.0	529.0	389.1	212.6	40.2	12.7	28.5	7.7
	Constancia	4811.0	4893.8	82.8	0.4	0.4	0.5	22.7	11.9	16.8
	Veloz 2	4893.8	6391.5	1497.8	862.3	818.5	54.6	11.3	19.2	8.1
VDW 1003	Veloz 1	4932.0	5139.5	207.5	136.8	74.8	36.0	14.6	20.9	3.7
	Constancia	5139.5	5210.0	70.5	9.5	0.0	0.0	---	---	---
	Veloz 2	5210.0	6497.5	1287.5	1006.3	584.5	45.4	12.4	24.9	4.8

- CNT Espesor de Carbonato Neto Total.
- CNP Espesor de Carbonato Neto Petrolífero.
- N/G Relación entre el espesor Neto Petrolífero y el Espesor.
- PHI Porosidad promedio para el CNP.
- SW Saturación de agua para el CNP.
- Vsh Volumen de arcilla para el CNP.

Tabla 3. Resultados generales de la interpretación de las propiedades petrofísicas.

- Neocomiense, que se asocia a las formaciones Ronda y Morena;
- CS I, CS I inf, CS II, CS II inf y CS III, que se asocian a la Formación Cifuentes, en este caso en su parte somera (Jurásico Superior-Kimmerigiense);
- CPI que se asocia a Cifuentes en su parte profunda (Jurásico Superior-Tithoniense);
- Constancia que se identifica con el nombre de la formación asociada al Jurásico Superior Oxfordiense-Kimmeridgiense y
- La electrofacies llamada CII + III +Brecha con un desarrollo considerable de rocas del Tithoniense y abundantes capas de brechas (López-Corzo, 2012).

Además de la identificación de las EF, de su asociación con las formaciones y de establecerse correlaciones entre ellas, atendiendo a la forma de los gráficos de rayos de sol construidos para cada una, pueden definirse mejor las diferencias entre una y otra y de un pozo a otro, lo que queda expresado en el ejemplo de la **Figura 3**.

Para la construcción de estos gráficos, el procedimiento es como sigue:

1. En el registro compuesto del intervalo de interés se divide la formación basado en las variaciones de las curvas.
1. Se toma lectura de los valores máximo, mínimo y promedio de cada perfil.
2. Se construye el gráfico para visualizar las di-

ferentes electrofacies. El gráfico tendrá tantas ramas como perfiles disponibles y los rangos de las mismas varían según el perfil.

3. Se proyectan los valores máximos, promedios y mínimos. Se unen todos los puntos máximos, todos los promedios y todos los mínimos para crear la forma característica de cada EF.

Basta que dos formas difieran en un solo eje para que se establezca la diferencia entre dos EF. La correlación espacial y vertical de las EF se basó en establecer la co-

rrespondencia o similitud entre dos o más morfologías y según la metodología de Serra (Serra, 1985).

E. Condiciones deposicionales y tipo de Arcilla

En el área de estudio los sedimentos están asociados a condiciones de sedimentación desde reductores hasta oxidantes; sin embargo existen pozos con predominio de condiciones sedimentarias reductoras. Lo antes expresado, se confirma con los gráficos cruzados PEF vs TPRA donde se definen claramente los sedimentos de origen terrígenos asociados a las formaciones Constancia, Vega Alta y en menor proporción al Grupo Veloz.

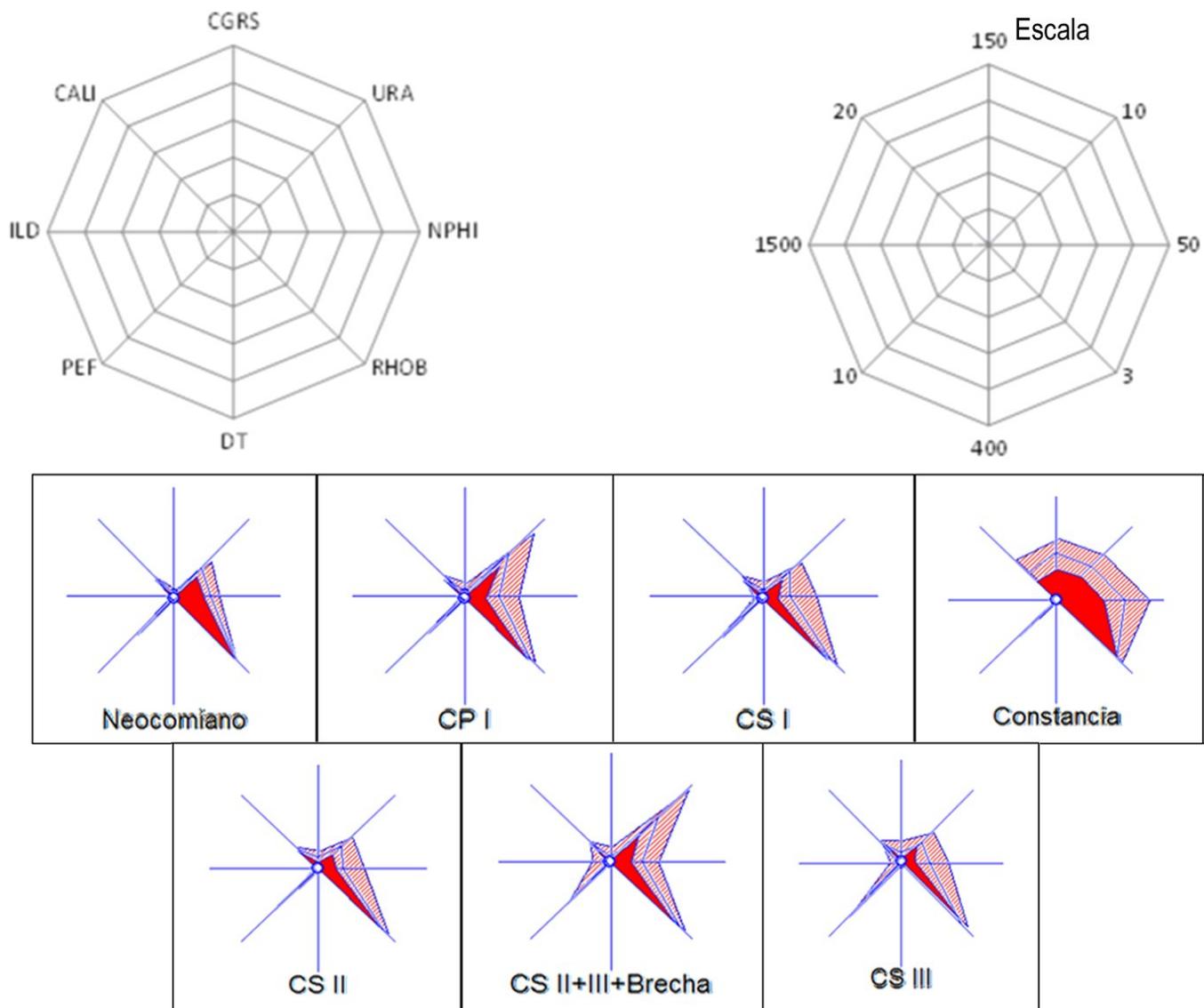


Figura 4. Ejemplo de caracterización de electrofacies por los gráficos de rayos de sol.

En la relación thorio y potasio (TPRA), abundan las arcillas del tipo esmectita (montmorillonita) e illita. Al contrario, la caolinita aparece de forma muy esporádica, lo que confirma que las condiciones deposicionales durante la sedimentación de la columna evaluada son de forma esencial, marinas con intercalaciones o pulsos de sedimentos asociados a condiciones transicional-oxidantes.

F. Contenido de materia orgánica

Se utilizó el método de Passey para el cálculo del Carbono Orgánico Total (COT) por registros de porosidad y resistividad (Passey, Q. R, S. Creaney, 1990) con un LOM igual a 8.5, tomado de la referencia de estudios geoquímicos realizados de forma previa en el área (López-Quintero y Castro, 1996). También se aplicó el método de Passey modificado (Bowman, 2010), con el que se obtuvo resultados similares. La presencia de uranio se relaciona con un alto contenido de materia orgánica, que puede inferir la existencia de una roca generadora de hidrocarburos. La utilización de la relación U/K (UPRA) en lugar de la medición directa del uranio como índice del contenido de materia orgánica, permite eliminar la influencia del uranio adsorbido por las arcillas (Schlumberger, 1982-1984).

Los resultados obtenidos muestran una relación directa entre el Carbono Orgánico Total (COT) y el contenido de uranio, excepto en aquellos intervalos donde las condiciones sedimentarias se tornan de transicional a oxidante. El COT disminuye en función del contenido de sedimentos terrígenos en la formación (componente de sílice).

En un grupo de pozos que tienen la Formación Constancia y los registros necesarios, se hizo un análisis de COT por el método de Passey y por el método modificado. Hay muy pocos elementos para concluir que la Formación Constancia sea una roca madre, pues además del aumento del uranio por la materia orgánica, los valores de resistividad prácticamente no sobrepasan los 10 ohm-m, característico en formaciones sellantes saturadas con agua (**Figura 4**).

Finalmente, se comprueba que todos los métodos utilizados proporcionan herramientas para el estudio, y la importancia de su integración.

CONCLUSIONES

- Se propuso un flujo de trabajo donde los re-

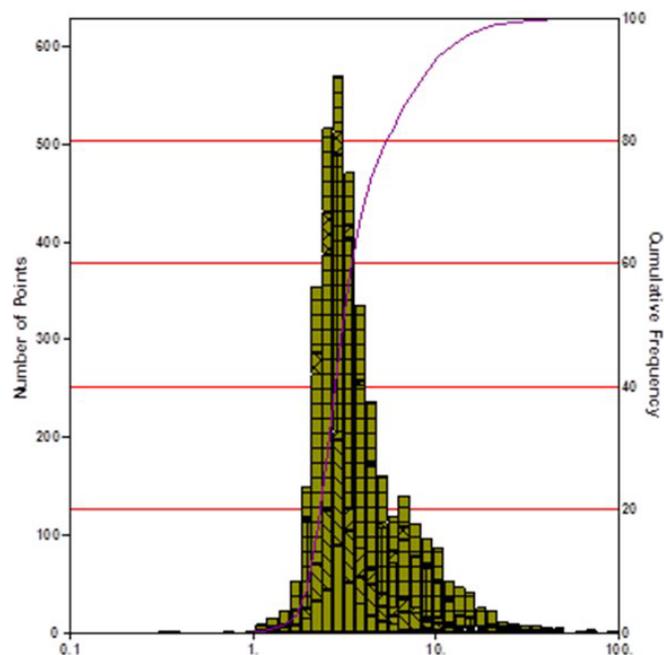


Figura 5. Rango de valores de resistividad en la Formación Constancia.

sultados obtenidos de su aplicación en un grupo de pozos, evidenciaron que es posible optimizar el uso de los perfiles petrofísicos convencionales para la caracterización apropiada de los reservorios carbonatados, donde los métodos utilizados proporcionan herramientas para el estudio, y la importancia de su integración.

- Se constató la utilidad de la definición de unidades petrofísicas, que permitió zonificar el reservorio con mayor detalle en comparación con las zonas establecidas por las edades bioestratigráficas.
- Se agrega que en el campo de estudio están presentes tanto las condiciones oxidantes, transicionales como reductoras, con predominio de estas últimas en el Grupo Veloz, característico de reservorios carbonatados, pero también se define una gran cantidad de sedimentos de origen terrígeno asociados a las formaciones Constancia, Vega Alta y en menor proporción al Grupo Veloz. Además, por interpretación de registros, se observó presencia del Carbono Orgánico Total variable en el corte, encontrándose una relación directa con el contenido de uranio, excepto en aquellos intervalos donde las condiciones se-

dimentarias corresponden de transicional a oxidante. El Carbono Orgánico Total disminuye en función del contenido de sedimentos terrígenos.

- Luego de aplicar el flujo de trabajo a los pozos, se fundamenta que el Grupo Veloz presenta las mejores propiedades como reservorio, mientras que en la Formación Constancia se aprecian mejor sus características como sello.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Barcala, R.**, 2016, Caracterización Petrofísica del Sector Varadero Oeste. Franja Norte de Crudos Pesados Cubana. Trabajo presentado en opción al título de Ingeniero Geofísico, Universidad Tecnológica de La Habana, José Antonio Echeverría, Cujae.
- Bowman, T.**, 2010, Direct Method for Determining Organic Shale Potential from Porosity and Resistivity Logs to Identify Possible Resource Plays, AAPG Annual Convention, New Orleans, LA, April 11-14, 2010, Search and Discovery Article #110128 (2010) Posted June 14, 2010
- Castro, O.**, 1992, Evaluación de las Formaciones Gasopetrolíferas en las UTE Placetas-Camajuaní de la región Habana-Matanzas por investigaciones de pozo. Tesis presentada en opción al grado científico de doctora en Ciencias Geológicas, Instituto Superior Politécnico «José Antonio Echeverría».
- López-Corzo, O.**, 2012, Interpretación parcial de la sísmica-3D, área Varadero-Seboruco. Inédito
- López-Quintero, J. O., O. Castro**, 1996, Cómo los registros geofísicos de pozos pueden ser utilizados en la solución de tareas de la geoquímica orgánica, Memorias de Geofísica'96, 3.º Simposio Cubano de Geofísica, La Habana, Cuba.
- Passey, Q. R, S. Creaney**, 1990, A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs, AAPG Bulletin, v.74, p. 1777-1794.
- Schlumberger**, 1982, Natural Gamma Ray Spectrometry. Essentials of N.G.S interpretation, Schlumberger Limited, Services Techniques Schlumberger
- Schlumberger**, 1984, Evaluación de formación en México. Editorial Galleé, Paris, Francia.
- Schlumberger**, 1984, Log Interpretation Charts. Schlumberger Limited. Schlumberger Educational Services.
- Serra, O.**, 1985. Schlumberger. Análisis de Ambientes Sedimentarios Mediante Perfiles de Pozo. EDIPUBLI S. A., ISBN 950-99132-0-0
- Valladares, S.**, 1996-1998. Reservorios carbonatados pertenecientes a las Unidades Tectono Estratigráficas Placetas, Camajuaní, Remedios y Cayo Coco. Etapas I, II, III y IV del Proyecto 2006: Reservorios carbonatados de Cuba. Archivo Técnico Centro de Investigaciones del Petróleo.

Manuscrito recibido: 04 de febrero de 2019.

Manuscrito corregido: 15 de marzo de 2019.

Manuscrito aceptado: 19 de abril de 2019.



Solución de la ecuación de Archie y su comprobación

Heberto Ramos Rodríguez¹.

¹ Centro de Desarrollo de Competencias Energéticas y Sustentabilidad (CEDECES) - Universidad Olmeca. Carretera Villahermosa-Macuspana, km 14, Dos Montes, Centro, C.P. 86280, Tabasco, México. E-mail: hrr_betoramos@yahoo.com y hramosr@hotmail.com

RESUMEN

En la industria petrolera todas las formaciones de los campos son estudiadas a partir de registros geofísicos, de núcleos de pozos petroleros, de simulaciones computacionales y de estudios de laboratorio, que permiten establecer las relaciones de las propiedades petrofísicas a través de fórmulas prácticas. Una de estas es la ecuación de Archie, que involucra las propiedades físicas de una formación dada. Si estas propiedades se obtienen de manera alternativa y se utilizan en la ecuación de Archie, entonces es posible calcular los coeficientes y exponentes que intervienen en la ecuación. En este trabajo se resuelve la ecuación de Archie tomando a la saturación de agua como variable dependiente y como incógnitas los coeficientes y exponentes que se presentan en ella. Se muestra la generalidad del uso de la ecuación de Archie en cualquier formación, comprobándose su solución al comparar los valores de saturación de agua obtenidos con los valores encontrados de coeficientes y exponentes de la fórmula con las saturaciones de agua obtenidas con ecuaciones empíricas ampliamente utilizadas en la industria. Las diferencias entre los dos conjuntos de saturaciones de agua son mínimas, uno calculado con los coeficientes y exponentes obtenidos de la solución de la ecuación de Archie y otro conjunto obtenido a través de ecuaciones empíricas de amplia utilización en la industria, para un mismo conjunto de datos.

Palabras clave: ecuación de Archie, saturación de agua, registros geofísicos, simulaciones computacionales.

ABSTRACT

In the oil industry practically all the formations of the

fields are studied from geophysical logs, oil well cores, computer simulations and laboratory studies, which allow to establish the relationships of the petrophysical properties through practical formulas. One of these is Archie's equation, which involves the physical properties of a given formation. If these properties are obtained in an alternative way and are used in the Archie's equation, then it is possible to calculate the coefficients and exponents that intervene in that equation. In this paper, the Archie's equation is solved by taking the water saturation as a dependent variable and as unknown parameters, the coefficients and exponents that appear in it. The generality of the use of the Archie's equation in any formation is shown, proving its solution when comparing the values of water saturation obtained with the found values of coefficients and exponents of the formula with the water saturations obtained with empirical equations widely used in the industry. The differences between the two sets of water saturations are minimal, a set calculated with the coefficients and exponents obtained from the solution of the Archie's equation and another set obtained through empirical equations widely used in industry, for the same set of data.

Key words: Archie's equation, water saturation, geophysical logs, computer simulations.

RESUMO

Nas formações da indústria do petróleo virtualmente todos os campos são estudados a partir de perfis de poços, núcleos de poço de petróleo, simulações computacionais e estudos laboratoriais, que estabelecem as relações das propriedades petrofísicas através fórmulas práticas. Uma delas é a equação de Archie, que envolve as propriedades

físicas de una dada formação. Se estas propriedades são obtidas alternativamente e são utilizados na equação de Archie, então é possível calcular os coeficientes e expoentes envolvidas na equação. Neste trabalho, a equação é resolvido tendo Archie saturação de água S_w como variável dependente e como coeficientes de amostras desconhecidas e expoentes aí apresentados. Solução verificado generalidade usando a equação de Archie em qualquer formação mostrado por comparación dos valores de saturación de água, obtida com os valores encontrados coeficientes e expoentes da fórmula com saturações de água obtida por meio de equações empíricas amplamente utilizados em Indústria. As diferenças entre os dois conjuntos de saturações de água são mínimas, um conjunto de coeficientes e calculado expoentes obtidos equação solución de Archie e outro conjunto obtido através de equações empíricas amplamente utilizados na indústria, para o mesmo conjunto de dados.

Palabras Chave: equação de Archie, saturación de água, perfis de poços, simulações computacionais.

INTRODUCCIÓN

Durante la perforación de los pozos exploratorios y de desarrollo se utilizan herramientas de medición conocidas como sondas, para obtener datos y propiedades petrofísicas de las formaciones que son perforadas. Entre estas propiedades se encuentran la resistividad de la formación, la resistividad del agua de formación, la resistividad del hidrocarburo, la porosidad de la formación, la saturación de agua (S_w) en la formación, la saturación de aceite, la permeabilidad y la salinidad.

Todas las propiedades de las formaciones que se mencionan existen simultáneamente, por lo que el problema que se presenta es encontrar las relaciones que ocurren entre ellas. Por ejemplo, el factor de resistividad de la formación F_R se define como:

$$F_R = \frac{R_0}{R_w} \quad (1)$$

Donde R_w es la resistividad que se obtiene por la ley de Ohm al hacer pasar una corriente de un Ampere en un metro cúbico de formación lleno de agua y R_0 es la resistividad de la formación dentro del mismo cubo 100 % saturada de agua.

La porosidad Φ definida por la fracción del vo-

lumen total de la roca que no está ocupada por constituyentes sólidos, pero generalmente ocupada por aceite, gas o agua, se define por:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (2)$$

Donde V_p es el volumen que ocupa el poro y V_t es el volumen total.

La saturación de agua se define como la fracción del volumen del poro llena de agua y se expresa algebraicamente como:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (3)$$

Donde V_w es el volumen ocupado por el fluido y V_p es el volumen ocupado por el poro.

Experimentos controlados permiten, por ejemplo, variar la porosidad Φ en un cubo lleno de agua utilizando distintos materiales y variando la saturación en agua con la finalidad de encontrar una variabilidad en el factor de resistividad de la formación F_R :

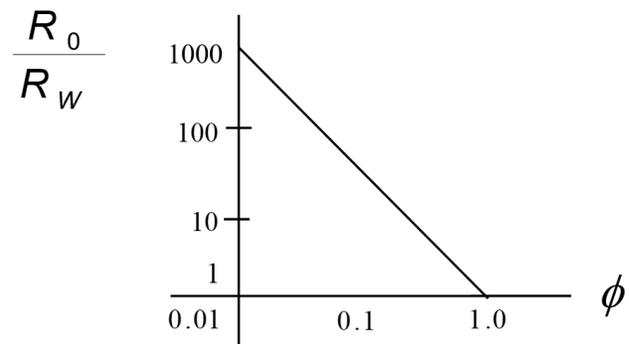


Figura 1. Gráfico del Factor de resistividad de la formación F_R contra la porosidad Φ .

Se observa que la correlación no es lineal, pero se induce, aplicando una función de logaritmo o logaritmo natural sobre cada porosidad y cada factor de resistividad de la formación, como se observa en la **Figura 1**. De esta manera, se determina una expresión analítica que tiene la siguiente forma:

$$F_R = \frac{a}{\phi^m} = \frac{R_0}{R_w} \quad (4)$$

Donde **a** es el factor de tortuosidad, **m** es el exponente de cementación y **R_w** es la resistividad de la formación saturada con agua, cuyo valor depende de la salinidad del agua de la formación y la temperatura de la formación.

Si en un metro cúbico de alguna formación saturada de agua, se sustituye parte del agua por hidrocarburo, (se conoce qué fracción existe de hidrocarburo puesto que se mide qué cantidad de agua se libera) se obtiene una formación saturada de hidrocarburo y agua. La resistividad que se mide de ese bloque de formación parcialmente saturado con agua e hidrocarburo se le conoce como resistividad verdadera de la formación **R_t**. Del experimento que consiste en medir la saturación de agua contra las variaciones de la relación de **R₀/R_t**, se observa que la **S_w** es inversamente proporcional a la relación de resistividades (presencia de hidrocarburo), es decir, al agregar hidrocarburo, se reduce la saturación de agua (**S_w**).

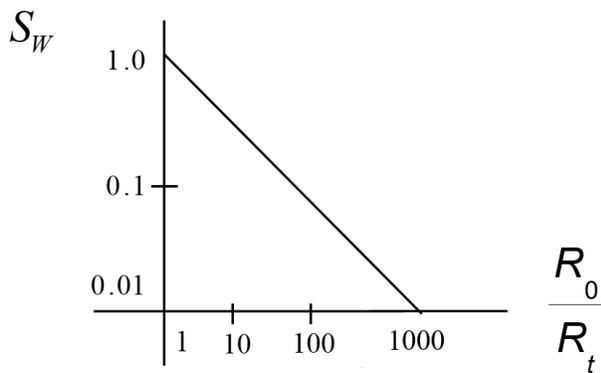


Figura 2. Gráfico de la Saturación de agua contra relación de resistividades **R₀/R_t**.

Aplicando logaritmos se obtiene una expresión linealizada de la **S_w**, obteniéndose la siguiente expresión analítica:

$$S_w^n = \frac{R_0}{R_t} \quad (5)$$

Donde **n**, se conoce como el exponente de saturación, que se obtiene experimentalmente para una formación determinada.

Sustituyendo la ecuación (4) en la ecuación (5) se tiene:

$$R_t = \frac{aR_w}{\phi^m S_w^n} \quad (6)$$

Que se conoce como la ecuación de Archie, y que involucra simultáneamente la saturación de agua, la porosidad y la resistividad de la formación.

DESARROLLO

Para encontrar la solución de la ecuación de Archie se considera la resistividad (**R_t**), la porosidad (**Φ**) y la saturación de agua como parámetros conocidos (estos se obtienen de los registros geofísicos de los pozos petroleros y de pruebas de laboratorio) y se procede a determinar las incógnitas de la ecuación: el factor de tortuosidad, el exponente de cementación y el exponente de saturación de agua (**a**, **m**, **n**) considerando lo siguiente:

- 1) La resistividad del agua de formación **R_w** (que depende de la salinidad del agua y la temperatura) es una medida confiable que se puede obtener de núcleos de la formación bajo estudio.
- 2) En el Factor de resistividad de la formación **F_R**, el incremento en la resistividad de la formación saturada de agua **R₀**, implica una disminución en la porosidad.
- 3) La porosidad **Φ** del intervalo productor o de la formación en estudio, se determina en laboratorio a partir de núcleos, o bien, de datos obtenidos de registros geofísicos, como el sísmico de porosidad o neutrón compensado, por ejemplo.
- 4) La resistividad verdadera de la formación **R_t** del intervalo productor o de la formación en estudio, se obtiene de los registros de resistividad, ya sea el doble *laterolog* (DLL) o el de inducción.
- 5) La saturación del agua en el intervalo productor o en la formación en estudio, se calcula en función de la resistividad de la formación, la porosidad y la resistividad del agua de formación (**R_t**, **Φ**, **R_w**) utilizando alguna expresión analítica conocida para una formación parti-

cular, por ejemplo: la ecuación de Humble para arenas, la ecuación de Shell para carbonatos no fracturados de baja porosidad, etc. (**Anexo A**).

- 6) Simultáneamente se soluciona la ecuación de Archie y se calculan el factor de tortuosidad, el exponente de cementación y el exponente de saturación (**a**, **m**, **n**), verificándose que estos valores coinciden con los valores encontrados en el punto 5 y en pruebas de laboratorio con núcleos del intervalo de interés en la formación bajo estudio.
- 7) Se valida de esta manera, que se ha resuelto correctamente la ecuación de Archie y que la saturación de agua obtenida con **a**, **m**, **n** calculados con el método propuesto de solución de la ecuación de Archie coincide con la saturación de agua calculada con la ecuación de Humble o Shell para alguna formación específica.

Solución de la ecuación de Archie

La ecuación de Archie que se utiliza en la industria petrolera es de la forma:

$$R_t = \frac{aR_w}{\phi^m S_w^n} \quad (7)$$

Transformándose bajo la función **ln** a ambos miembros de la ecuación 7 en la siguiente ecuación:

$$\ln R_t = -m \ln \phi + \ln(aR_w) - n \ln S_w \quad (8)$$

Y con los siguientes cambios de variable:

$$Z_i = \ln R_t, \quad B = \ln(aR_w), \quad X_i = \ln \phi, \quad Y_i = \ln S_w \quad (8a)$$

Se obtiene la expresión:

$$Z_i = B - mX_i - nY_i \quad (9)$$

Los valores desconocidos de **a**, **m** y **n**, que permitan una mejor concordancia entre los **P** juegos de valores en ambos lados de la ecuación (9), se determinan al minimizar la suma de los cuadrados de las diferencias:

$$F = \sum_{i=1}^P S^2 = \sum_{i=1}^P (Z_i - B + mX_i + nY_i)^2 \quad (10)$$

Para que se establezca una discrepancia mínima entre los datos experimentales o datos medidos y la función lineal propuesta **F**, es necesario que se cumplan las siguientes condiciones:

$$\frac{\partial F}{\partial B} = 0, \quad \frac{\partial F}{\partial m} = 0, \quad \frac{\partial F}{\partial n} = 0 \quad (11)$$

Derivando:

$$\frac{\partial F}{\partial B} = \sum (Z_i - B + mX_i + nY_i)(-1) = 0 \quad (12)$$

$$= \left[\sum Z_i - \sum B + \sum mX_i + \sum nY_i \right](-1) = 0$$

$$= -\sum Z_i + PB - \sum mX_i - \sum nY_i = 0$$

$$\frac{\partial F}{\partial m} = \sum (Z_i - B + mX_i + nY_i)(X_i) = 0 \quad (13)$$

$$= \sum Z_i X_i - \sum X_i B + \sum mX_i^2 + n \sum Y_i X_i = 0$$

$$\frac{\partial F}{\partial n} = \sum (Z_i - B + mX_i + nY_i)(Y_i) = 0 \quad (14)$$

$$= \sum Z_i Y_i - B \sum Y_i + m \sum X_i Y_i + n \sum Y_i^2 = 0$$

Utilizando la regla de la cadena para la primera condición (11):

$$\sum_{i=1}^P (-Z_i + B - mX_i - nY_i)^2 = 0 \quad (15)$$

por (-1) se tiene $\sum (Z_i - B + mX_i + nY_i) = 0$

De manera análoga, las condiciones (11) permiten obtener el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\begin{aligned} \sum Z_i - BP + m \sum X_i + n \sum Y_i &= 0 \\ \sum Z_i X_i - B \sum X_i + m \sum X_i^2 + n \sum X_i Y_i &= 0 \\ \sum Z_i Y_i - B \sum Y_i + m \sum X_i Y_i + n \sum Y_i^2 &= 0 \end{aligned} \quad (16)$$

Reordenando el sistema de ecuaciones (16), al ubicar la columna sin incógnita del lado derecho de la igualdad y multiplicando todo el sistema por (-1) se tiene:

$$\begin{aligned} BP - m \sum X_i - n \sum Y_i &= \sum Z_i \\ B \sum X_i - m \sum X_i^2 - n \sum X_i Y_i &= \sum Z_i X_i \\ B \sum Y_i - m \sum X_i Y_i - n \sum Y_i^2 &= \sum Z_i Y_i \end{aligned} \quad (17)$$

Resolviendo por el método de Cramer por menores el sistema de ecuaciones (17) se tiene:

Primero se ignoran las incógnitas obteniendo de este sistema (17) la matriz de coeficientes (se elimina el subíndice **i** para facilitar los cálculos):

$$\begin{matrix} P & -\sum X & -\sum Y & \sum Z \\ \sum X & -\sum X^2 & -\sum XY & \sum ZX \\ \sum Y & -\sum XY & -\sum Y^2 & \sum ZY \end{matrix} = \begin{matrix} \sum Z \\ \sum ZX \\ \sum ZY \end{matrix} \quad (18)$$

Se calcula el determinante del sistema de la siguiente manera:

$$\begin{matrix} P & -\sum X & -\sum Y \\ \sum X & -\sum X^2 & -\sum XY \\ \sum Y & -\sum XY & -\sum Y^2 \end{matrix} = P(\sum X^2 \sum Y^2 - \sum XY \sum XY) + \sum X(\sum Y \sum XY - \sum X \sum Y^2) - \sum Y(\sum Y \sum X^2 - \sum X \sum XY) \quad (19)$$

Se determina la incógnita **n** sustituyendo la columna del lado derecho de la igualdad (18) en la tercera columna del lado izquierdo de la igualdad y se resuelve por factores:

$$\begin{matrix} P & -\sum X & \sum Z \\ \sum X & -\sum X^2 & \sum ZX \\ \sum Y & -\sum XY & \sum ZY \end{matrix} = P(\sum XY \sum ZX - \sum X^2 \sum ZY) + \sum X(\sum X \sum ZY - \sum Y \sum ZX) + \sum Z(\sum Y \sum X^2 - \sum X \sum XY) \quad (20)$$

Dividiendo (20) entre (19) se obtiene **n**:

$$n = \frac{P(\sum XY \sum ZX - \sum X^2 \sum ZY) + \sum X(\sum X \sum ZY - \sum Y \sum ZX) + \sum Z(\sum Y \sum X^2 - \sum X \sum XY)}{P(\sum X^2 \sum Y^2 - \sum XY \sum XY) + \sum X(\sum Y \sum XY - \sum X \sum Y^2) - \sum Y(\sum Y \sum X^2 - \sum X \sum XY)} \quad (21)$$

Se determina la incógnita **m** sustituyendo la columna del lado derecho de la igualdad (18) en la segunda columna del lado izquierdo de la igualdad, y se resuelve por factores:

$$\begin{matrix} P & \sum Z & -\sum Y \\ \sum X & \sum ZX & -\sum XY \\ \sum Y & \sum ZY & -\sum Y^2 \end{matrix} = P(\sum ZY \sum XY - \sum ZX \sum Y^2) - \sum Z(\sum Y \sum XY - \sum X \sum Y^2) - \sum Y(\sum X \sum ZY - \sum Y \sum ZX) \quad (22)$$

Dividiendo (22) entre (19) se obtiene, **m**:

$$m = \frac{P(\sum ZY \sum XY - \sum ZX \sum Y^2) - \sum Z(\sum Y \sum XY - \sum X \sum Y^2) - \sum Y(\sum X \sum ZY - \sum Y \sum ZX)}{P(\sum X^2 \sum Y^2 - \sum XY \sum XY) + \sum X(\sum Y \sum XY - \sum X \sum Y^2) - \sum Y(\sum Y \sum X^2 - \sum X \sum XY)} \quad (23)$$

Finalmente, se determina la incógnita **B**:

$$\frac{\sum Z - \sum X - \sum Y}{\sum ZX - \sum X^2 - \sum XY} = \frac{\sum Z(\sum X^2 \sum Y^2 - \sum XY \sum XY) + \sum X(\sum ZY \sum XY - \sum ZX \sum Y^2) - \sum Y(\sum ZY \sum X^2 - \sum ZX \sum XY)}{\sum ZY - \sum XY - \sum Y^2} \quad (24)$$

Dividiendo (24) entre (19) se obtiene, **B**:

$$B = \frac{\sum Z(\sum X^2 \sum Y^2 - \sum XY \sum XY) + \sum X(\sum ZY \sum XY - \sum ZX \sum Y^2) - \sum Y(\sum ZY \sum X^2 - \sum ZX \sum XY)}{P(\sum X^2 \sum Y^2 - \sum XY \sum XY) + \sum X(\sum Y \sum XY - \sum X \sum Y^2) - \sum Y(\sum Y \sum X^2 - \sum X \sum XY)} \quad (25)$$

De esta manera, se resuelve el sistema de ecuaciones (17), determinando las incógnitas, el factor de tortuosidad **B** que depende de la litología, el exponente de cementación **m** y el exponente de saturación **n**, por medio de las ecuaciones (21), (23) y (25).

PRUEBAS DE CAMPO

En la **Tabla 1** se muestran los datos del campo **A**, correspondientes a los intervalos productores del pozo **A**.

Pozo	Resistividad [R _w]	Temperatura [°C]	Salinidad [ppm]	No. de Datos	Formación	Intervalo [m]
A	0.0147	138	205000	100	KM	5135-5110

Tabla 1. Datos del campo A.

Los datos de resistividad y porosidad del pozo **A** son obtenidos de los registros geofísicos. La saturación del agua está dada por la ecuación:

$$S_w = \sqrt{\frac{a R_w}{\phi^2 R_t}} \quad (26)$$

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En la **Tabla 2**, se observa, para el caso del pozo **A**, que el factor de tortuosidad, el exponente de cementación y el exponente de saturación de agua (**a**, **m**, **n**) obtenidos directamente de la solución de la ecuación de Archie, coinciden con los valores que se proponen comúnmente para el tipo de formación en estudio. La diferencia en el

cálculo de las saturaciones de agua con los parámetros provenientes de la solución de la ecuación de Archie y los obtenidos a partir de las ecuaciones Humble o Shell y las pruebas de laboratorio son muy parecidos (0.15 % de diferencia), lo que demuestra la utilidad del método de cálculo propuesto.

En la **Tabla 3** observa los datos de resistividad y porosidad del intervalo de interés del pozo **A**, así como la saturación de agua que se obtiene de la aplicación de alguna de las ecuaciones mencionadas. También se muestran los registros de resistividad y porosidad obtenidos en el pozo **A**, en los que se observa el intervalo de interés.

CONCLUSIONES

La **Tabla 3** muestra los datos del pozo **A** (**R_t**, **Φ**) y las saturaciones de agua calculadas con los parámetros con va-

Factor de tortuosidad propuesto	a = 1
Factor de tortuosidad de Archie	a = 1.00079
Exponente de cementación propuesto	m = 2
Exponente de cementación de Archie	m = 1.999957
Exponente de saturación propuesto	n = 2
Exponente de saturación de Archie	n = 2.000057
Saturación S_w promedio con m = 2, n = 2, a = 1	14.60 %
Saturación promedio de Archie	14.75 %
Porosidad promedio por registro	4.60 %

Tabla 2. Comparación de resultados obtenidos para la saturación promedio de agua con datos del pozo A, con valores propuestos para a, m y n y con valores obtenidos para esos mismos parámetros a partir de la solución de la ecuación de Archie que se propone.

Profundidad [m]	R_t	S_w		Profundidad			
		Laboratorio	Porosidad				
				5118.25	562	0.1216689	0.04
				5118.5	618	0.1157384	0.04
5110.25	182	0.1435963	0.06	5118.75	487	0.1036915	0.05
5110.5	182	0.1735535	0.05	5119	356	0.1223280	0.05
5110.75	205	0.2055105	0.04	5119.25	282	0.1141426	0.06
5111	241	0.1500098	0.05	5119.5	245	0.1229095	0.06
5111.25	226	0.1551101	0.05	5119.75	234	0.1259091	0.06
5111.5	216	0.1588017	0.05	5120	248	0.1221263	0.06
5111.75	228	0.1544011	0.05	5120.25	236	0.1253482	0.06
5112	228	0.1276360	0.06	5120.5	214	0.1595709	0.05
5112.25	213	0.1322680	0.06	5120.75	185	0.1720902	0.05
5112.5	188	0.1201329	0.07	5121	149	0.1924633	0.05
5112.75	204	0.1150779	0.07	5121.25	148	0.1599127	0.06
5113	216	0.1116612	0.07	5121.5	167	0.1110865	0.08
5113.25	241	0.1053813	0.07	5121.75	182	0.1221983	0.07
5113.5	394	0.0956128	0.06	5122	230	0.1270528	0.06
5113.75	464	0.1063819	0.05	5122.25	301	0.1335773	0.05
5114	378	0.1497125	0.04	5122.5	270	0.1413830	0.05
5114.25	312	0.1310914	0.05	5122.75	249	0.1218684	0.06
5114.5	288	0.1128825	0.06	5123	262	0.1186510	0.06
5115	288	0.1128825	0.06	5123.25	230	0.1537014	0.05
5115.25	391	0.1164411	0.05	5123.5	233	0.1923833	0.04
5115.5	438	0.1386411	0.04	5123.75	318	0.2204435	0.03
5115.75	469	0.1337728	0.04	5124	288	0.2319549	0.03
5116	505	0.1286918	0.04	5124.25	299	0.2275333	0.03
5116.25	470	0.1336238	0.04	5124.5	329	0.2166226	0.03
5116.5	420	0.1121317	0.05	5124.75	321	0.1629890	0.04
5116.75	329	0.1274976	0.05	5125	377	0.2019555	0.03
5117	232	0.1530107	0.05	5125.25	431	0.1398125	0.04
5117.25	211	0.1607451	0.05	5125.5	497	0.1297730	0.04
5117.5	226	0.1551101	0.05	5125.75	564	0.1214420	0.04
5117.75	263	0.1433341	0.05	5126	539	0.1243684	0.04
5118	388	0.1476903	0.04	5126.25	552	0.1658257	0.03
				5126.5	531	0.1691942	0.03

5126.75	481	0.1780844	0.03	5131	255	0.1836243	0.04
5127	480	0.1782763	0.03	5131.25	253	0.1843730	0.04
5127.25	470	0.1802284	0.03	5131.5	265	0.1800084	0.04
5127.5	450	0.1366970	0.04	5131.75	287	0.1727296	0.04
5127.75	497	0.1297730	0.04	5132	410	0.1934032	0.03
5128	498	0.1296364	0.04	5132.25	517	0.1715530	0.03
5128.25	463	0.1346768	0.04	5132.5	547	0.1666101	0.03
5128.5	466	0.1061401	0.05	5132.75	540	0.1677265	0.03
5128.75	426	0.1112955	0.05	5133	469	0.1804270	0.03
5129	418	0.1420655	0.04	5133.25	411	0.1433227	0.04
5129.25	412	0.1431411	0.04	5133.5	366	0.1522477	0.04
5129.5	387	0.1478890	0.04	5133.75	319	0.1295768	0.05
5129.75	459	0.1352892	0.04	5134	316	0.1302198	0.05
5130	501	0.1743689	0.03	5134.25	320	0.1293645	0.05
5130.25	436	0.1873606	0.03	5134.5	322	0.1627261	0.04
5130.5	464	0.1814298	0.03	5134.75	354	0.1549107	0.04
5130.75	382	0.1488941	0.04	5135	358	0.1540081	0.04

Tabla 3. Datos de resistividad R_t y de porosidad Φ en la zona de interés del pozo A. Los valores de Saturación de agua s_w se obtienen utilizando alguno de los métodos empíricos de uso común.

lores predefinidos (a , m y n). La saturación promedio encontrada con los valores predefinidos es muy semejante al valor promedio de la saturación de agua obtenido con los valores del factor de tortuosidad a , el exponente de cementación m y el exponente de saturación n , calculados con la solución de la ecuación de Archie que se ha propuesto. La comparación de los valores de a , m y n propuestos y calculados, así como las saturaciones de agua promedio, se muestran en la **Tabla 2**. La diferencia en las saturaciones s_w es muy pequeña (0.15 %), lo que permite proponer el uso de este método de solución de la ecuación de Archie para el cálculo de las saturaciones de agua. El método propuesto para la solución de la ecuación de Archie es consistente y los resultados que se obtienen son comparables a los que se obtienen con otros métodos empíricos de amplio uso.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA

- Bassiouni Z.**, 1994, Theory, Measurement and Interpretation of Well Logs, SPE Text Book series, Vol 4.
- Bussian A. E.**, 1982, A Generalized Archie Equation, SPWLA Logging Symposium Transaction.
- Dewan, J. T.**, 1983, Modern Open-Hole Log Interpretation”, PennWell Books.
- Gómez-Rivero O.**, 1975, Registros a Pozos, Parte teórica e Interpretación.
- Serra O.**, 1984, Fundamentals of Well-Log Interpretation, Elsevier Science Publishers.

Manuscrito recibido: 10 de marzo de 2019.

Manuscrito corregido: 25 de mayo de 2019.

Manuscrito aceptado: 10 de junio de 2019.

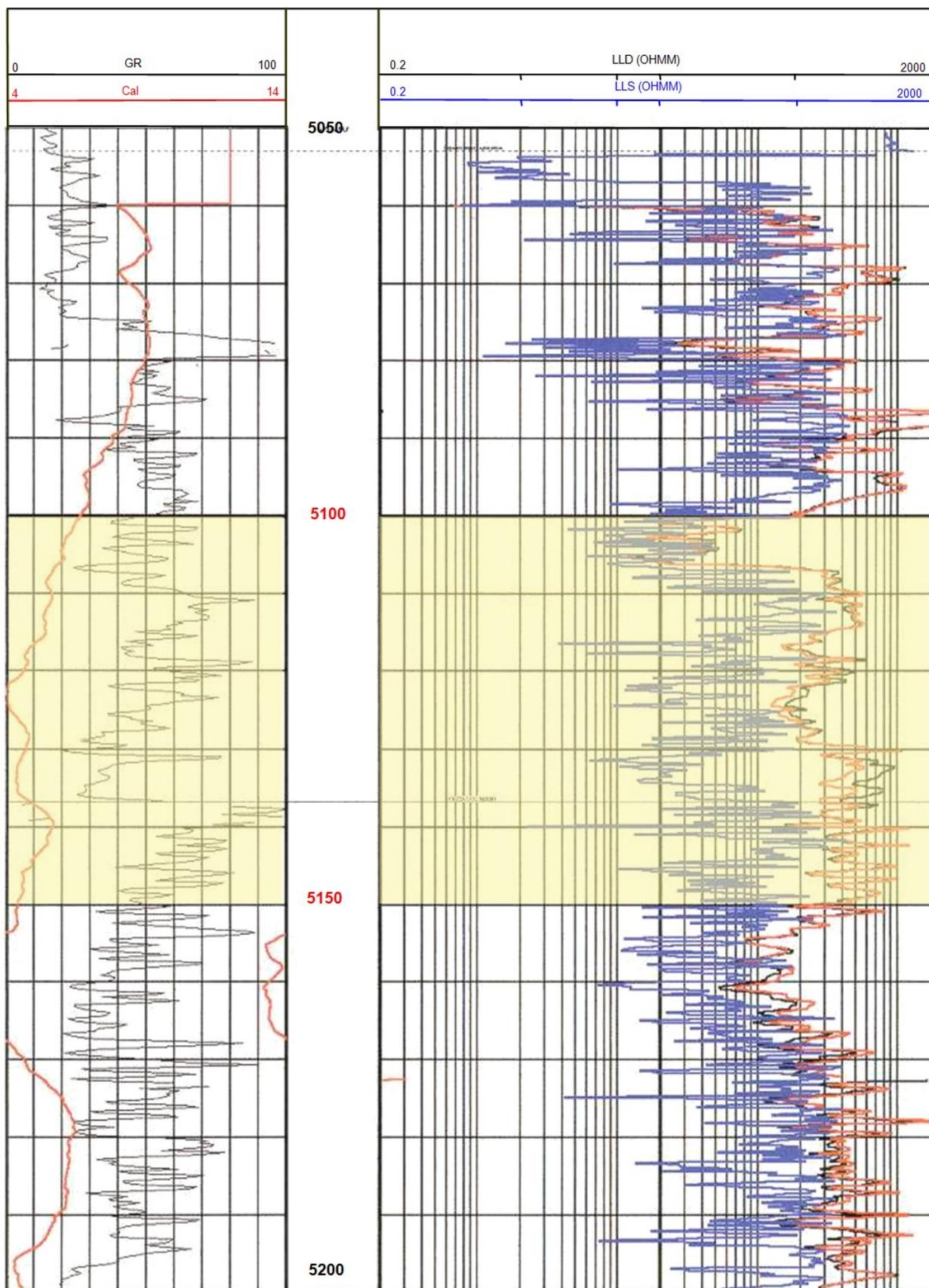


Figura 3. Registros Doble *Laterolog* para obtención de la resistividad R_t en el pozo A, en el que se muestra el intervalo de interés (5 100 m - 5 150 m).

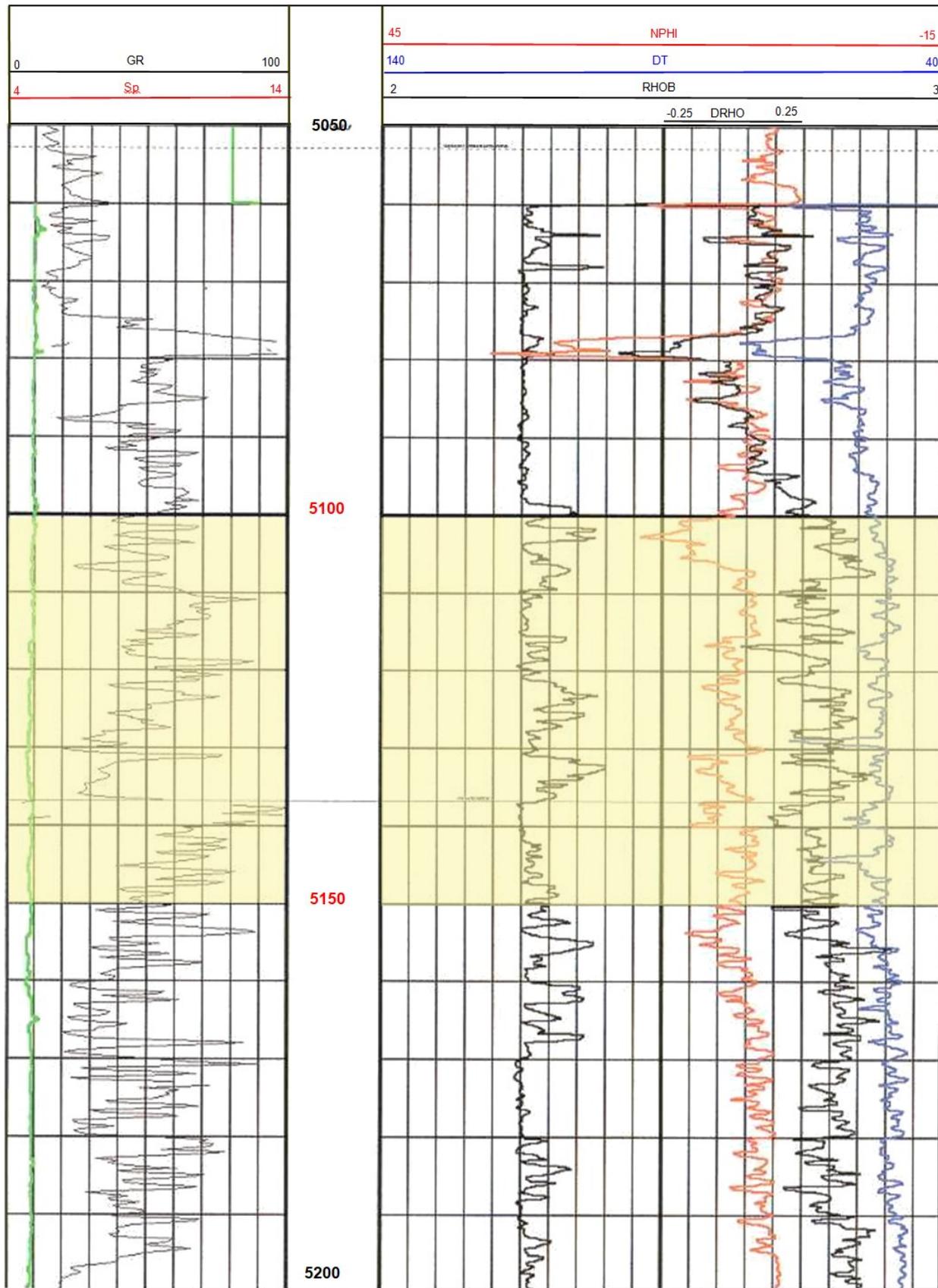


Figura 4. Registros de porosidad (Neutrón y Sónico) para obtención de la porosidad Φ en el pozo A, en los que se muestra el intervalo de interés (5 100 m - 5 150 m).

ANEXO A

Ecuaciones empíricas utilizadas para el cálculo de Sw

Ecuación de Humble: para arenas detríticas (detrital Quartz)

$$F_R = 0.62 / \phi^{2.15}$$

Ecuación para formaciones consolidadas

$$F_R = \frac{1}{\phi^m}$$

Ecuación de SHELL: para carbonatos no fisurados de baja porosidad (ϕ)

$$F_R = \frac{1}{\phi^m}$$

$$m = 1.87 + \frac{0.019}{\phi}$$

Nomenclatura

F_R	Factor de resistividad de la formación.
R_O	Resistividad de una formación 100 % saturada con agua.
R_w	Resistividad del agua de formación.
Φ	Porosidad de la formación.
V_p	Volumen que ocupa el poro.
V_t	Volumen total.
SW	Saturación de agua.
VW	Volumen ocupado por el fluido.
a	Es el factor de tortuosidad.
m	Exponente de cementación.
n	Exponente de saturación.
R_t	Resistividad verdadera de la formación.
ln	Logaritmo natural.
PPM	Partes por millón.



Tomografía computarizada en las investigaciones de núcleos de pozos de petróleo en Cuba

Norma Rodríguez Martínez¹.

¹ Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET). Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. C.P. 12000. La Habana, Cuba. E-mail: norma@ceinpet.cupet.cu.

RESUMEN

La tecnología de Tomografía Computarizada (TC) que utiliza rayos X ha constituido un avance en la medicina y también se ha convertido en una herramienta muy útil para los geocientíficos, ya que revela los detalles de la estructura interna de las rocas reservorios de petróleo y gas de los yacimientos. Este trabajo tiene como objetivo valorar si esta técnica evalúa el efecto de tratamientos de estimulación sobre las propiedades de los núcleos. Se investigaron 5 núcleos completos del pozo M1000, con la Planta de Tomógrafo Computarizado PKT-180. La tomografía del testigo de tamaño completo evalúa la porosidad de caverna en las muestras consolidadas. Se identifican todos los elementos que opacan y que se distinguen por su densidad y la composición química. Obtener un valor de porosidad de caverna en núcleos de reservorios carbonatados solo es posible con la interpretación de las imágenes escaneadas de las muestras con el método TC. Los resultados obtenidos durante el escaneo de los núcleos completos indican que de lograr someterlos a algún proceso de estimulación, será posible visualizar y calcular el aumento de la porosidad de caverna.

Palabras clave: tomografía computarizada, porosidad de caverna, reservorios carbonatados, propiedades de los reservorios.

ABSTRACT

Computerized tomography technology that uses X-rays has been an advance in medicine and has become a very useful tool for geoscientists, as it reveals the details of the

internal structure of oil reservoir rocks and gas reservoirs. The objective of this study is to evaluate if this technique evaluates the effect of stimulation treatments on core properties. To obtaining, a cavern porosity value in carbonate reservoirs is only possible for the interpretation of the scanned images of the samples with the TC method. Five complete cores of the M1000 well investigated, with the Computerized Tomography Plant PKT-180. The full-size tomography evaluates the cavern porosity in the consolidated samples. All opaque elements that distinguished by their density and chemical composition are identified. Obtaining a cavern porosity value in carbonate reservoir core is only possible with the interpretation of the scanned images of the samples with the TC method. The results obtained during the scanning of the complete core indicate that to achieve subjecting them to some stimulation process it will be possible to visualize and calculate the increase of the cavern porosity.

Key words: computerized tomography; cavern porosity; carbonate reservoirs, reservoir properties.

RESUMO

A tecnologia de tomografia computadorizada (TC) que usa raios X tem sido um avanço na medicina e também se tornou uma ferramenta muito útil para os Geocientistas, pois revela os pormenores da estrutura interna das rochas do reservatório de petróleo e gás. O objetivo deste estudo é avaliar se, com essa técnica, é possível avaliar o efeito dos tratamentos de estimulação nos núcleos de rochas. Cinco núcleos completos do poço M1000 foram investi-

gados, com a Planta de Tomografia Computadorizada PKT-180. A tomografia em tamanho real avalia a porosidade da cavidade nas amostras consolidadas. Todos os elementos opacos que são distinguidos por sua densidade e composição química são identificados. A obtenção de um valor de porosidade caverna no núcleo do reservatório de carbonato só é possível com a interpretação das imagens digitalizadas das amostras com o método TC. Os resultados obtidos durante a varredura dos núcleos completos indicam que para conseguir submetê-los a algum processo de estimulação, será possível visualizar e calcular o aumento da porosidade da caverna.

Palavras chave: tomografia computadorizada, porosidade da caverna, reservatórios de carbonato, propriedades dos reservatórios.

INTRODUCCIÓN

Los investigadores también han utilizado la generación de imágenes por Tomografía Computarizada (TC) para estudiar los efectos de la heterogeneidad sobre la estimulación de la matriz de carbonatos. Esta técnica tuvo su desarrollo inicial en aplicaciones médicas, de donde se vio la posibilidad de utilizarla en otros sectores de la economía (**Figura 1**). En un experimento, esta técnica resultó esencial para la visualización de los efectos de la distribución de la porosidad sobre los patrones de disolución del ácido (Kayser y otros, 2006).

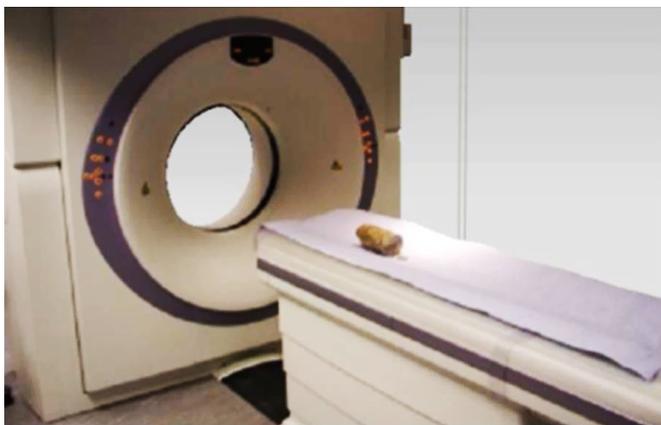


Figura 1. Medición de núcleo de roca en tomógrafo médico (Kayser y otros, 2006).

Los tratamientos de estimulación se llevan a cabo normalmente en pozos en los que las condiciones de porosidad pobres limitan la producción debido a la presencia de formaciones compactas o daño de formación. Una

técnica de estimulación común consiste en la inyección de ácido en las formaciones carbonatadas. El ácido disuelve parte del material de la matriz de la formación y crea canales de flujo que incrementan la permeabilidad de la matriz. Este trabajo tiene como objetivo valorar si con esta técnica se está en condiciones de evaluar el efecto de tratamientos de estimulación en núcleos completos.

La técnica de barrido por Tomografía Computarizada (TC) es esencial en lo que respecta a la determinación de los valores de porosidad, conjugado con la posibilidad de realizar las mediciones en los núcleos directamente sin necesidad de preparar muestras o sea la posibilidad de medir el núcleo completo. Dado que no es destructiva, esta técnica debe facilitar la caracterización del núcleo antes y después de tratamientos experimentales, de manera de poder evaluar el desarrollo y la forma del espacio poroso.

Perspectivas de la utilización de la TC en la industria petrolera.

La tecnología TC sin lugar a dudas resultará esencial para mejorar la interpretación y aplicación de los datos de laboratorio y de registros. Como herramienta de importancia creciente en la ejecución de pruebas no destructivas, su aplicación se puede extender a las pruebas de muestras de formaciones no consolidadas o friables realizadas en el laboratorio. La combinación de imágenes generadas por TC con cálculos numéricos puede conducir a pronósticos más precisos de una amplia variedad de propiedades de rocas que resultan críticas para la exploración, la caracterización de yacimientos y los cálculos de recuperación de hidrocarburos. Otras aplicaciones adicionales incluyen el desarrollo de correlaciones mejoradas entre propiedades y la creación de bibliotecas de imágenes 3D que posibilitaran una descripción más rigurosa y cuantitativa del tipo y textura de las rocas. Estas descripciones cuantitativas se integran con las descripciones sedimentológicas clásicas. La tecnología también realiza un aporte significativo al estudio del comportamiento elástico, las tendencias de porosidad permeabilidad y las propiedades del flujo multifásico, tales como presión capilar, permeabilidad relativa y saturaciones residuales.

Las futuras innovaciones tecnológicas incluirán probablemente un nivel de resolución más alto para superar los problemas que plantea la predicción de la porosidad cuando los microporos caen por debajo de la capacidad de detección de la técnica actual. Con la resolución de sus

muestras en proceso de mejoramiento, la tecnología TC ayuda a los geocientíficos a reconocer mejor su mundo.

MATERIALES Y MÉTODOS

Materiales: La investigación se centró en el estudio de 5 núcleos del pozo M1000 ubicado en la región norte petrolífera cubana (núcleo 1 de 704-705 m, núcleo 3 de 830-831 m, núcleo 4 de 845-852 m, núcleo 5 de 868-875.5 m y núcleo 6 de 893-901 m) representados por rocas carbonatadas.

Métodos: Existen varios métodos para determinar la porosidad a partir de los resultados de la TC. La tomografía computarizada utiliza barridos por rayos X para investigar la estructura interna de un cuerpo basándose en el principio de que la atenuación es una función de la energía de los rayos X, de la densidad y el número atómico de los elementos a través de los cuales pasa el rayo X. Estos parámetros dependen de fenómenos como la Absorción Fotoeléctrica y el Efecto Compton (Montero y otros, 1994). Utilizando las resoluciones adecuadas los petrofísicos pueden distinguir contrastes de porosidad y densidad presentes en muestras de rocas y estudiar el espacio y la conductividad de poros en gran detalle (Miquel y otros, 2012).

Equipamiento: Planta de Tomógrafo Computarizado PKT-180 (por sus siglas en ruso).

Tomografía de testigo a escala real: La tomografía del testigo de tamaño completo evalúa la porosidad cavernosa de rocas para los intervalos con muestras consolidadas. En la **Tabla 1** se muestran los intervalos del testigo tomografiado. Los testigos fueron escaneados en la planta PKT-180 con un escáner que cumple determinadas especificaciones como se muestra en la **Tabla 2**, después los datos obtenidos fueron procesados con el fin de obtener datos referentes a la estructura interna del objeto estudiado y, en particular, de su componente cavernosa.

No	Tope, (m)	Fondo, (m)	Longitud, (m)
1	704	705	1
2	830	831	1
3	846	848	2
4	849	850	1
5	851	852	1
6	869	870	1
7	870	871	1
8	873	875	2
9	897	898	1
10	899	900	1

Tabla 1. Intervalos del testigo tomografiado del yacimiento en estudio.

Característica técnica	valor
Espacio operativo del escáner de tomografía computarizada, (mm)	100 x 100 x 1 000
Poder de resolución dimensional, (μm)	150
Tipo de ampolla de Roentgen	Introvolt-180
Voltaje de pico, (kV)	180
Punto focal, (mm)	1.7 x 2.3
Angulo de salida de rayos	40
Detector	Shad-o-Box 1280 HS
Tamaño de pixel del detector, (μm)	100
Tamaños en pixel	1312 x 1316
Capacidad de dígitos, (bit)	14

Tabla 2. Características técnicas del escáner de tomografía computarizada PKT-180.

La Tomografía Computarizada de muestras de testigo de tamaño completo fue realizada mediante el tomógrafo PKT-180-1 (Figura 2). Los componentes principales son: el soporte de testigo para muestras, y la carretilla que corre a lo largo del soporte, en la que se encuentran la fuente de rayos X y una cámara de rayos X. El escáner de Tomografía Computarizada está diseñado para estudio de rocas, suelos, sedimentos del fondo no consolidados, muestras biológicas, etc. Posibilita obtener una distribución tridimensional de valores de la absorción de rayos X de todo el volumen de la muestra dentro de los límites de la capacidad resolutive. Se identifican todos los elementos que opacan y que se distinguen por su densidad y la composición química. Se efectúa el análisis de morfología y tamaño de poros, cavernas, diaclasas, inclusiones de minerales pesados y componentes principales de rocas del yacimiento. Estudio de particularidades de textura y estructura de sedimentos no consolidados, así como la creación de bases electrónicas de sedimentos. Determinación de regularidades de estructura de la matriz y de elementos principales de muestras biológicas. Visualización de la distribución de componentes opacantes principales en modelos 3D estereológicos. La ventaja principal del método es la no destructibilidad de las muestras estudiadas.



Figura 2. Escáner de tomografía computarizada PKT-180-1 con compuertas abiertas del bloque protector (Instituto de Investigaciones Científicas de Petróleo y Gas de toda Rusia - VNIIneft, 2017).

El escaneo se lleva a cabo mediante dos procedimientos:

1. En espiral, cuando cada proyección de sombra se hace girando el objeto en 0.3° y levantando la carretilla en 0.2 mm;

2. Por capas, cuando se hace el escaneo de un segmento de altura de 9 cm, con 1 024 o 2 048 proyecciones de sombra, y luego la carretilla avanza 9 cm para el escaneo del siguiente segmento.

El escaneo espiral es preferible, porque permite evitar artefactos que surgen cuando se juntan los segmentos del escaneo por capas. También, es importante el factor de sujeción de muestras en el soporte de testigo en el que se usan tubos de cloruro de polivinilo; para orientación en el espacio a las muestras se colocan los identificadores de cobre (Figuras 3 y 4).



Figura 3. Preparación secuencial de muestras para el macro escaneo computarizado. a) Aplicación de amplificadores de las muestras; b) Colocación en caja rígida de cartón e instalación de tapas de extremos para eliminar artefactos marginales; c) Sujeción de muestras (VNIIneft, 2017).



Figura 4. Colocación de muestras en tubo plástico de 125 mm en diámetro (VNIIneft, 2017).

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Como resultado de los trabajos realizados fueron obtenidos conjuntos de proyecciones de sombras y secciones de densidad radiológica en base de las cuales fueron construidas planchetas que incluían secciones radiológicas

longitudinales, representativas sueltas, secciones radiológicas transversales, modelos estereológicos de porosidad cavernosa, así como las curvas de distribución según la profundidad de la absorción media (densidad radiológica) y de porosidad cavernosa.

En la **Figura 5**, se muestra un ejemplo de los resultados de la TC aplicada a varios intervalos de profundidad de los núcleos investigados, en cada intervalo se muestran las secciones verticales obtenidas del escaneo de las muestras, así como los valores de absorción promedio para cada profundidad, el valor de porosidad de caverna o vugular para cada profundidad y el modelo en 3D de las cavernas detectadas en cada muestra (Instituto de Investigaciones Científicas de Petróleo y Gas de toda Rusia VNIIneft, 2017).

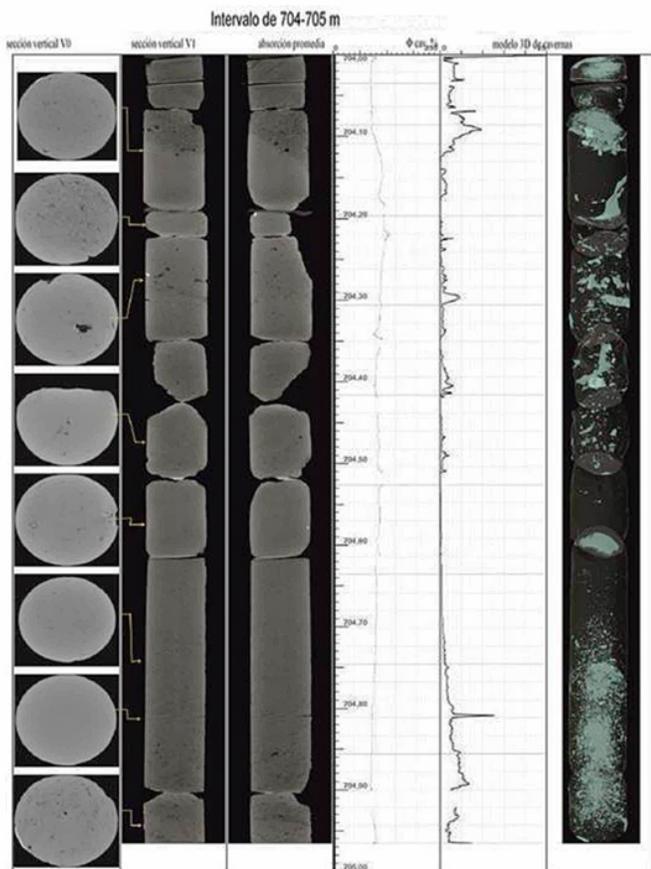


Figura 5. Tomograma del intervalo 704-705m (VNIIneft, 2017).

En la **Tabla 3**, se presenta un resumen de los principales valores obtenidos de la aplicación de esta técnica en las muestras analizadas. De la **Tabla 3** se desprende cuan heterogénea es la distribución de la porosidad de caverna. En los intervalos donde esta no está

presente solo se observan microporos, por lo que las propiedades del intervalo estudiado como reservorio, se las aporta la presencia de porosidad de caverna. En este caso los valores oscilan entre valores pequeños de 1 % hasta valores de 25 %. Predominan los valores bajos de porosidad de caverna (1 a 5 %) en los intervalos 704-705 m, 846-847 m, 847-848 m, 849-850 m, 851-852 m, 870-871 m y 899-900 m (**Figura 6**). Pero también se observa una distribución relativamente uniforme de los valores de porosidad de caverna en todo el rango medido (1 a 25 %) en los intervalos 830-831 m, 869-870 m, 873-874 m, 874-875.14 m y 897-898 m (**Figura 7**).

No	Intervalo analizado [m]	Intervalo con porosidad de caverna [m]	Porosidad de caverna [%]
1		704-704.035	4
2		704.04-704.06	3
3		704.07-704.12	10
4		704.14-704.17	2
5		704.22-704.24	1
6		704.26-704.29	1
7		704.29-704.31	5
8	704-705	704.31-704.34	1
9		704.37-704.42	3
10		704.48-704.51	1.5
11		704.68-704.75	1
12		704.75-704.81	3
13		704.81-704.812	12
14		704.812-704.855	3
15		704.855-704.9	5
16		704.92-704.935	4
17		704.935-704.965	2

No	Intervalo analizado [m]	Intervalo con porosidad de caverna [m]	Porosidad de caverna [%]
18		830-830.08	25
19		830.08-830.15	6
20		830.15-830.19	5
21		830.19-830.22	2
22		830.22-830.25	3
23		830.25-830.34	6
24		830.34-830.39	5
25		830.39-830.43	4
26		830.43-830.52	10
27		830.55-830.64	1

28	830.66-830.68	7
29	830.68-830.72	2
30	830.72-830.81	14
31	830.81-830.83	2
32	830.83-830.85	7
33	830.85-830.86	3
34	830.86-830.87	5
35	830.87-830.9	11
36	830.9-830.92	8
37	830.92-830.93	8
38	830.94-830.99	1

No	Intervalo analizado [m]	Intervalo con porosidad de caverna [m]	Porosidad de caverna [%]
39		846-846.01	9
40		846.015-846.05	2
41		846.06-846.08	6
42		846.08-846.24	2
43		846.27-846.29	3
44		846.5-846.55	8
45		846.575-846.59	1
46		846.59-846.67	3
47		846.67-846.685	7
48		846.72-846.76	2
49		846.76-846.79	6
50		846.79-846.84	1

No	Intervalo analizado [m]	Intervalo con porosidad de caverna [m]	Porosidad de caverna [%]
51		847-847.05	2
52		847.05-847.1	3
53		847.1-847.15	1
54		847.15-847.16	13
55		847.16-847.21	1
56		847.21-847.22	12
57		847.22-847.35	1
58		847.35-847.37	14
59		847.37-847.44	1.5
60		847.44-847.56	1
61		847.56-847.57	2
62		847.57-847.6	1
63		847.6-847.615	5
64		847.615-847.79	1.5
65		847.79-847.88	15
66		847.88-847.9	5

No	Intervalo analizado [m]	Intervalo con porosidad de caverna [m]	Porosidad de caverna [%]
67		849.02-849.03	2
68		849.04-849.05	2
69		849.09-849.12	2
70		849.14-849.15	3
71		849.3-849.33	1
72		849.33-849.35	10
73		849.35-849.37	2
74		849.43-849.44	1
75		849.465-849.49	7
76		849.58-849.61	14.5
77		849.61-849.66	2
78		849.835-849.93	2
79		849.93-849.95	7
80		849.95-849.98	3
81		849.98-849.99	2
82		849.99-850	3

No	Intervalo analizado [m]	Intervalo con porosidad de caverna [m]	Porosidad de caverna [%]
83		851-851.01	3
84		851.02-851.03	1
85		851.05-851.06	6
86		851.14-851.18	3
87		851.19-851.2	5
88		851.22-851.23	5
89		851.24-851.25	2
90		851.25-851.28	4
91		851.28-851.295	10
92		851.3-851.32	2.5
93		851.34-851.36	4
94		851.39-851.395	7
95		851.52-851.54	1
96		851.57-851.58	4
97		851.63-851.65	3
98		851.74-851.78	1
99		851.81-851.83	1
100		851.86-851.96	3

No	Intervalo analizado [m]	Intervalo con porosidad de caverna [m]	Porosidad de caverna [%]
101		869-869.01	10
102		869.01-869.03	4

103	869.04-869.05	1
104	869.05-869.08	4
105	869.08-869.13	1
106	869.13-869.15	2.5
107	869.17-869.23	10
108	869.23-869.25	2
109	869.29-869.31	12
110	869.31-869.34	2
111	869.39-869.42	5
112	869.51-869.53	5
113	869.54-869.55	4.5
114	869.55-869.59	2.5
115	869.59-869.6	10
116	869.62-869.64	5
117	869.67-869.7	9
118	869.7-869.83	1
119	869.83-869.88	7
120	869.89-869.895	10
121	869.9-869.93	3
122	869.94-869.95	10

869-870

No	Intervalo analizado [m]	Intervalo con porosidad de caverna [m]	Porosidad de caverna [%]
123	870.02-870.06	870.02-870.06	1
124	870.06-870.07	870.06-870.07	3
125	870.07-870.1	870.07-870.1	2.5
126	870.12-870.18	870.12-870.18	1
127	870.18-870.2	870.18-870.2	5
128	870.2-870.22	870.2-870.22	17
129	870.22-870.25	870.22-870.25	6
130	870.33-870.34	870.33-870.34	5
131	870.34-870.37	870.34-870.37	2
132	870.37-870.395	870.37-870.395	15
133	870.395-870.42	870.395-870.42	3
134	870.42-870.43	870.42-870.43	25
135	870.43-870.46	870.43-870.46	5
136	870.46-870.47	870.46-870.47	14
137	870.47-870.55	870.47-870.55	3
138	870.55-870.67	870.55-870.67	1
139	870.72-870.75	870.72-870.75	2
140	870.79-870.8	870.79-870.8	1
141	870.82-870.85	870.82-870.85	5
142	870.85-870.88	870.85-870.88	2.5

870-871

143	870.88-870.9	4.6
144	870.9-870.94	1.5
145	870.94-870.97	3

No	Intervalo analizado [m]	Intervalo con porosidad de caverna [m]	Porosidad de caverna [%]
146		873-873.14	7
147		873.2-873.25	5
148		873.275-873.31	6
149		873.31-873.33	3
150		873.33-873.35	5.2
151		873.35-873.37	2
152		873.37-873.56	4.2
153		873.56-873.64	7
154		873.64-873.67	17
155		873.67-873.69	17
156		873.825-873.83	20
157		873.86-873.91	12

873-874

No	Intervalo analizado [m]	Intervalo con porosidad de caverna [m]	Porosidad de caverna [%]
158		874-874.04	5
159		874.04-874.09	25
160		874.09-874.11	6
161		874.11-874.12	15
162		874.12-874.14	25
163		874.14-874.18	2.5
164		874.18-874.2	12
165		874.2-874.25	3
166		874.25-874.27	1
167		874.27-874.34	5
168		874.34-874.36	4
169		874.36-874.37	12
170		874.59-874.64	2
171		874.64-874.68	7
172		874.7-874.75	1
173		874.75-874.79	3
174		874.79-874.81	13
175		874.81-874.88	2
176		874.88-874.91	3
177		874.91-874.92	25
178		874.92-874.98	4
179		874.98-875.08	2.5

874-875.14

180		875.11-875.14	6	204		897.85-897.89	2
				205		897.89-897.91	7
No	Intervalo analizado [m]	Intervalo con porosidad de caverna [m]	Porosidad de caverna [%]	No	Intervalo analizado [m]	Intervalo con porosidad de caverna [m]	Porosidad de caverna [%]
181	897-898	897-897.01	17	206	899-900	899-899.02	15
182		897.01-897.02	4.5	207		899.02-899.04	3
183		897.02-897.03	1	208		899.04-899.06	11
184		897.03-897.05	9	209		899.06-899.08	7
185		897.05-897.06	2	210		899.08-899.11	2
186		897.06-897.065	15	211		899.11-899.13	5
187		897.065-897.08	4.6	212		899.14-899.145	22
188		897.08-897.09	16	213		899.145-899.15	7
189		897.09-897.1	3	214		899.15-899.17	2
190		897.1-897.15	10	215		899.17-899.18	6
191		897.18-897.2	25	216		899.28-899.32	4
192		897.2-897.21	14	217		899.32-899.38	2
193		897.21-897.27	25	218		899.38-899.41	15
194		897.42-897.44	25	219		899.41-899.53	1.5
195		897.46-897.51	1	220		899.53-899.6	1
196		897.51-897.52	14	221		899.6-899.68	2.5
197		897.65-897.68	5	222		899.68-899.76	1
198		897.68-897.72	23	223		899.79-899.85	1
199		897.72-897.73	10	224		899.85-899.96	1.8
200		897.73-897.77	25	225		899.96-899.99	4
201	897.81-897.82	12	226	899.99-900	1.5		
202	897.82-897.83	6					
203	897.83-897.85	17					

Tabla 3. Valores de porosidad de caverna, obtenidos de la aplicación de la TC en las muestras analizadas.

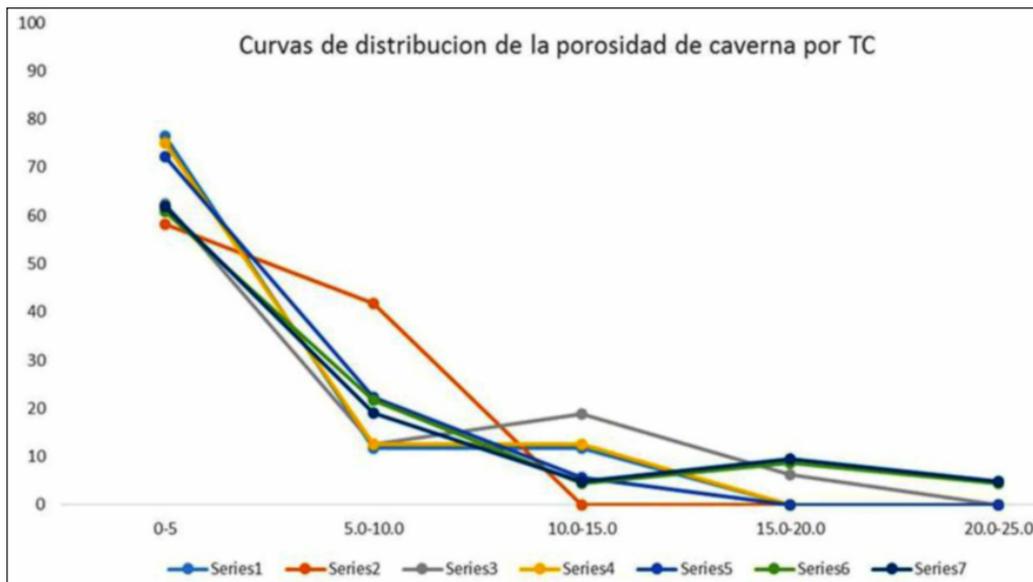


Figura 6. Curvas de distribución de la porosidad de caverna de los intervalos donde predomina la porosidad de caverna de 1 a 5 % (704-705 m-serie 1, 846-847 m-serie 2, 847-848 m-serie 3, 849-850 m-serie 4, 851-852 m-serie 5, 870-871 m – serie 6 y 899-900 m – serie 7).

Figura 7. Curvas de distribución de la porosidad de caverna de los intervalos donde hay presencia de porosidad de caverna de 1 a 25 % (830-831 m - serie 1, 869-870 m - serie 2, 873-874 m - serie 3, 874-875.14 m - serie 4 y 897- 898 m - serie 5).

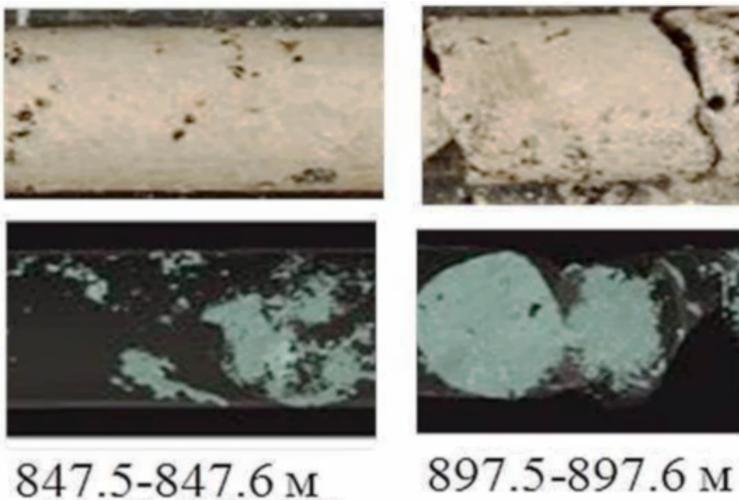
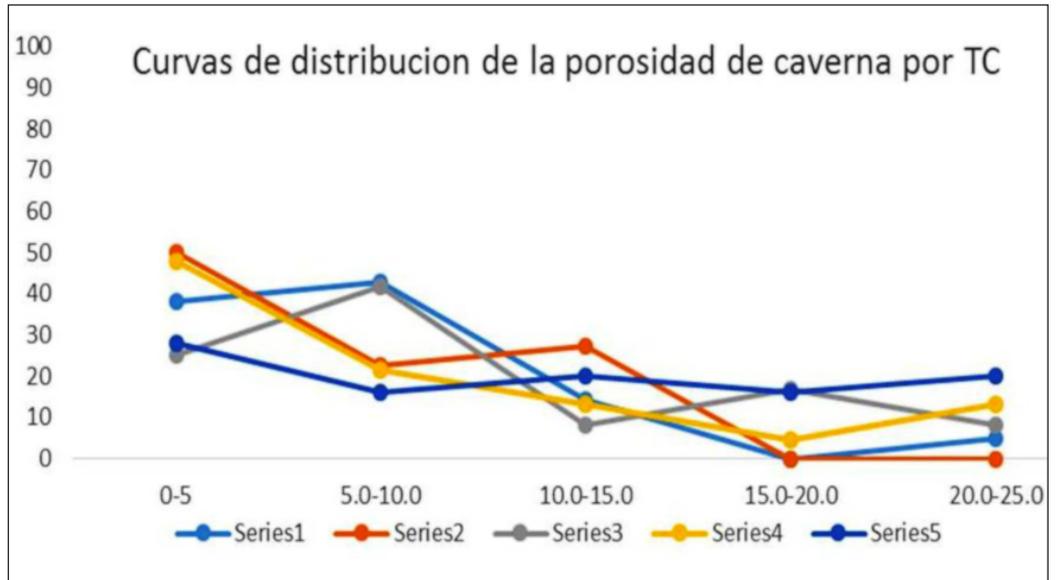
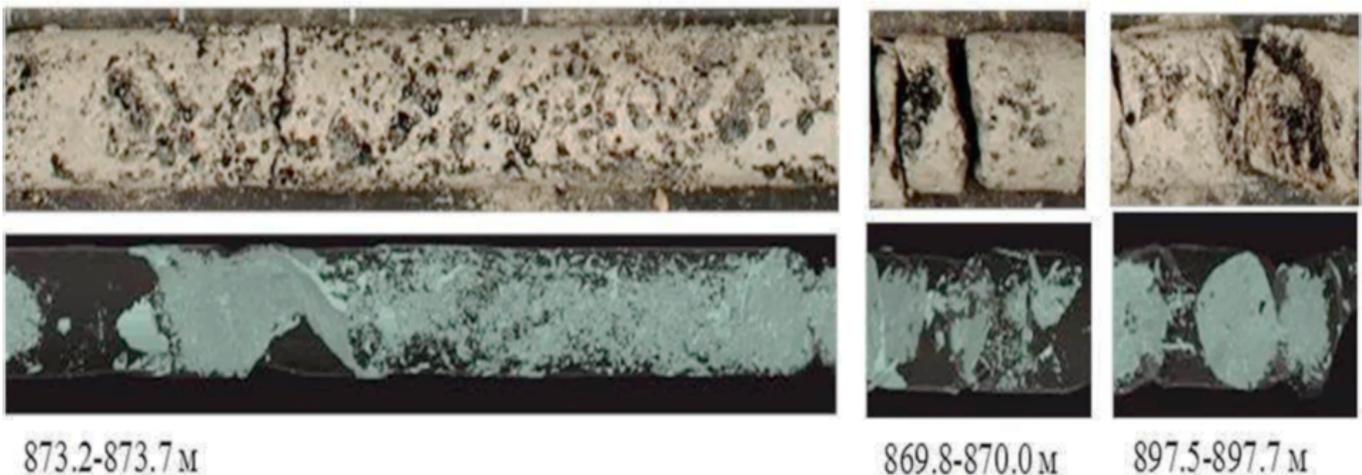


Figura 8. La vista exterior de muestras porosas densas y las imágenes tomográfica de testigo (abajo) (VNIIneft, 2017).

Figura 9. La vista exterior de rocas cavernosas de hasta 10 % de porosidad de caverna con las imágenes tomográfica (abajo) (VNIIneft, 2017).



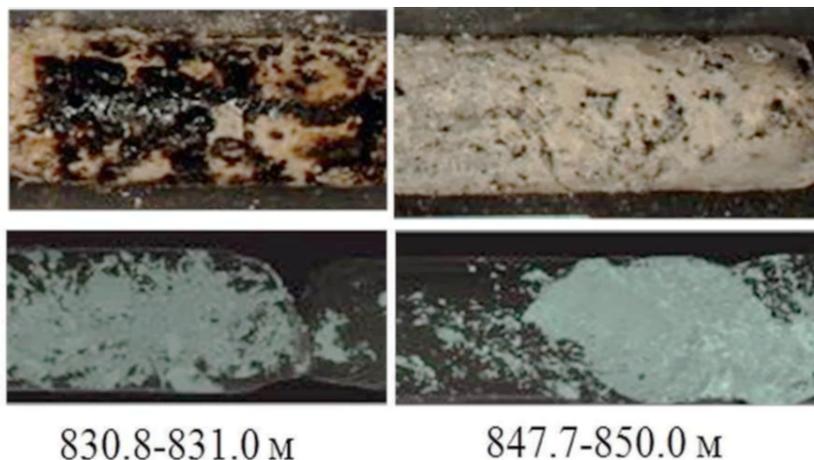


Figura 10. La vista exterior de rocas fuertemente cavernosas de has 17 % de porosidad de caverna con las imágenes tomográfica (abajo) (VNIIneft, 2017).

Los reservorios difieren uno del otro visualmente (**Figuras 8, 9 y 10**). Las rocas cavernosas se diferencian de modo significativo, en sus vistas exteriores de los intervalos con el grado bajo de cavernosidad (**Figura 8**), pero, aun así, no se puede conseguir visualmente una evaluación de la porosidad cavernosa. La posibilidad de obtener un valor de porosidad de caverna solo posibilita la interpretación de las imágenes escaneadas de las muestras con el método TC (**Tabla 3**). Los resultados obtenidos durante el escaneo de los núcleos completos indican que de lograr someterlos a algún proceso de estimulación será posible visualizar y calcular el aumento de la porosidad de caverna. Lamentablemente no se logró realizar esta parte del experimento pues los núcleos fueron procesados y cortados para preparar muestras petrofísicas para la realización de los análisis petrofísicos de rutina.

CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIÓN

Los resultados alcanzados mediante la utilización de la Tomografía Computarizada (TC) permiten caracterizar el reservorio estudiado como un reservorio cavernoso con presencia de microporosidades en los intervalos donde no se detecta presencia de cavernas. La utilización de esta tecnología para evaluar la variación de las propiedades del reservorio sometido a procesos de estimulación es una posibilidad que potencialmente puede dar magníficos resultados, sobre todo por ser un ensayo no destructivo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Instituto de Investigaciones Científicas de Petróleo y Gas de toda Rusia (VNIIneft)**, 2017, Investigación de las características volumétricas y de filtración de las rocas del yacimiento M. Informe de investigación científica, 123 pp.
- Kayser A., Knackstedt M. and Ziauddin M.**, 2006, Una observación más detallada de la geometría de los poros: Oilfield Review, verano de 2006, 4-15.
- Miquel L y Ortiz G.**, 2012, Empleo de técnicas nucleares analíticas en el estudio de las características litológicas y de las propiedades de las rocas sello y reservorio de los yacimientos petroleros cubanos: Cuba, Instituto Superior de Tecnología y Ciencias Aplicadas (InS-TEC), Tesis de diploma, 120pp.
- Montero M.E.; Herrera E.; Rodríguez N. y otros**, (1994) Multielemental Characterization of Volcanic and Vulcanosedimentary Rocks from Pina Petroleum Ore, Central Cuba: *Nuclear Geophysics*, Vol. 8, No. 4, 361-371.

Manuscrito recibido: 26 de febrero de 2019.

Manuscrito corregido: 28 de marzo de 2019.

Manuscrito aceptado: 20 de mayo de 2019.

Caracterización petrofísica de los reservorios del Grupo Veloz en el Bloque Este del yacimiento Seboruco

Dolores de la Caridad González Despaigne¹, Silvia Valladares Amaro¹, Dania Brey del Rey¹

¹ Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET). Churrucá, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. C.P. 12000. La Habana, Cuba. E-mail: lolita@ceinpet.cupet.cu, silvia@unaicc.co.cu, dania@ceinpet.cupet.cu.

RESUMEN

El yacimiento Seboruco es uno de los principales productores de la Franja Norte Petrolera Cubana. A partir de la ubicación de los pozos perforados se ha hecho una división convencional en cuatro bloques o sectores: Bloque Límite con Yumurí, Bloque Oeste, Bloque Central y Bloque Este. En los tres primeros bloques se detectaron mantos productores a partir de los resultados de pozos. Sin embargo, el no haber encontrado aún zonas perspectivas con potencial de hidrocarburos en el sector Seboruco Este, el cual constituye el de más reciente perforación, es el problema que sirve de punto de partida para realizar esta investigación. La misma, tiene como objetivo determinar los intervalos pertenecientes al Grupo Veloz en el sector este del yacimiento Seboruco, analizando sus particularidades desde el punto de vista petrofísico, a fin de dar una respuesta de su comportamiento como reservorios. Para ello, se emplearon como materiales los registros geofísicos de los diez pozos perforados en ese sector. Como resultado, se determinaron cuáles intervalos del Grupo Veloz presentaban mejores propiedades como reservorios a partir de las propiedades de porosidad y saturación, así como, cuáles constituían los principales mantos productores en ese sector a partir de la evaluación de su calidad.

Palabras clave: potencial de hidrocarburos, registros geofísicos, reservorios, porosidad, saturación.

ABSTRACT

Seboruco oilfield is one of the main producers of the

Northern Cuba Heavy Oil Belt. From the location of the wells drilled, a conventional division has been made into four blocks: Block Limit with Yumurí, West Block, Central Block and East Block. From well results, producing beds were detected in the first three blocks. However, not having yet found prospects with hydrocarbon potential in this section is the leading problem of this investigation. The objective is to determinate Veloz Group reservoirs at Seboruco east oilfield. Petrophysic is the corner stone to achieve an answer of their behavior as collectors. This paper used as materials the geophysical well log of ten wells drilled in the sector. As a result, it was determined which reservoirs of the Veloz Group have better collector features from porosity and saturation properties, as well as, which ones constituted the main production layers in the sector by evaluating their quality.

Key words: hydrocarbon potential, geophysical well log, reservoirs, porosity, saturation.

RESUMO

O campo Seboruco é um dos principais produtores do Cinturão do Petróleo do Norte de Cuba. A partir da localização dos poços perfurados, foi feita uma divisão convencional em quatro blocos ou setores: Bloco Limite com Yumurí, Bloco Oeste, Bloco Central e Bloco Leste. Nos primeiros três blocos, a produção de leitos foi detectada a partir de resultados satisfatórios. No entanto, não ter ainda encontrado perspectivas com potencial de hidrocarbonetos no setor Seboruco Leste, que é a perfuração mais

reciente, é o problema que serve como ponto de partida para esta investigação. O objetivo é determinar os intervalos pertencentes ao Grupo Veloz no setor leste do depósito de Seboruco, analisando suas particularidades do ponto de vista petrofísico, a fim de dar uma resposta de seu comportamento como reservatórios. Para isso, os registros geofísicos dos dez poços perfurados nesse setor foram utilizados como materiais. Como resultado, determinaram-se quais intervalos do Grupo Veloz tiveram melhores propriedades como reservatórios das propriedades de porosidade e saturação, bem como, que constituíram as principais camadas de produção naquele setor de avaliar sua qualidade.

Palavras chave: potencial de hidrocarbonetos, registros geofísicos, reservatórios, porosidade, saturação.

INTRODUCCIÓN

En la medida que aumenta la perforación de pozos en la Franja Petrolera Norte Cubana (FPNC) y en especial del yacimiento Seboruco (SEB), la presencia de mantos productores del Grupo Veloz ha quedado en evidencia. El estudio de las propiedades físicas de los reservorios encontrados se hace necesario para evaluar las particularidades colectoras y la calidad del mismo.

El yacimiento Seboruco que se encuentra al noroeste de la bahía de Matanzas, ha sido explotado desde el año 1999, con buenos resultados productivos.

Para caracterizar este yacimiento se hizo una división en cuatro bloques o sectores según la ubicación de los pozos, la cual quedó conformada de la siguiente manera: Bloque Límite con Yumurí, Bloque Oeste, Bloque Central y Bloque Este. El último bloque mencionado es el de interés en este estudio y se muestra en la **Figura 1** en conjunto con la trayectoria de los pozos.

Sin embargo, el no haber encontrado aún zonas perspectivas con potencial de hidrocarburos en el sector Seboruco Este, que constituye el de más reciente perforación, es el problema que sirve de punto de partida para realizar esta investigación.

Geológicamente el yacimiento Seboruco está compuesto por una serie de escamas comunicadas, falladas, inclinadas y fracturadas denominadas Grupo Veloz, entre las que se destacan Veloz Gray, Veloz Seboruco y Veloz Blue.

Este trabajo se traza como objetivo determinar los reservorios pertenecientes al Grupo Veloz en el sector

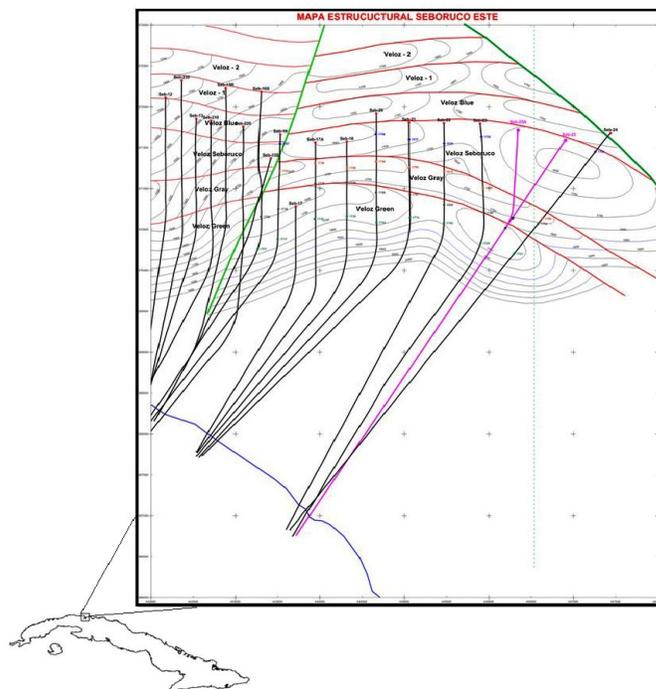


Figura 1. Mapa estructural del Bloque Este con la ubicación de las escamas reservorios del Grupo Veloz y la trayectoria de los pozos de estudio.

Este del yacimiento Seboruco, analizando las particularidades desde el punto de vista petrofísico, tales como porosidad, saturación y espesor efectivo, de manera que se pueda conocer el comportamiento como reservorios gasopetrolíferos.

Se conoce que el Grupo Veloz constituye el reservorio principal del área estudiada y las escamas que lo componen fueron caracterizadas en detalle desde el punto de vista litológico.

A los reservorios estudiados se les define un modelo petrofísico que permite caracterizar las particularidades y complejidades del sistema poroso, verificar la litología presente y profundizar en la facilidad que presentan para entregar hidrocarburos.

Para el análisis petrofísico se consideraron 10 pozos del yacimiento Seboruco: Seb17A, Seb18, Seb19, Seb20, Seb21R, Seb22, Seb23, Seb24, Seb25A y Seb25 con los cuales se estableció el potencial de hidrocarburo presente en cada reservorio.

MATERIALES Y MÉTODOS

Para realizar esta investigación se seleccionaron los siguientes materiales:

- Registros geofísicos de los pozos a investigar

con las curvas convencionales: cáliper (CAL), resistividades somera (LLS) y profunda (LLD), densidad (RHOB), neutrón (NPHI), torio (THOR), potasio (POTA), uranio (URAN), gamma computado (CGR) y gamma espectral (SGR).

- Registros de imágenes FMI de los pozos de estudio.
- Descripciones litológicas de muestras de canal.

Para la caracterización de los reservorios, se analizaron los pozos aplicando técnicas complejas y se integra toda la información disponible de registro y muestras de canal.

La metodología consistió en:

Separación de las electrofacies.

Se hace una división del corte de acuerdo con su litología y al comportamiento de los registros primarios. Para la caracterización de las electrofacies se utilizaron los registros de pozo con tecnología de última generación (mencionados arriba en materiales), que incluyen un complejo muy informativo de métodos, que en su conjunto contribuyen a diferenciar las mismas (Castro-Castñeira, 2017).

Interpretación compleja de los registros.

Se realiza para la determinación de las porosidades (total y efectiva), saturación de hidrocarburos, espesores de reservorios y efectivos, litología, volumen de arcilla e índices cualitativos de fracturación y de permeabilidad. Para ello se utilizó el *software* Techlog versión 2015.

La presencia de arcilla en las rocas reservorio complica la determinación de los hidrocarburos acumulados y también la habilidad del reservorio de producirlos (González-Despaigne, 2010). Para el cálculo del volumen de arcilla (Vcl) se emplean el registro gamma computado (CGR), según el modelo lineal para lograr un mejor ajuste al modelo litológico y obtener volúmenes de arcilla más realistas.

Las porosidades total (PHIT) y efectiva (PHIE) se determinan por el modelo de neutrón-densidad, evaluando para ello el valor del promedio y a este la corrección por arcillosidad.

La saturación de agua (sw) cumple un papel muy importante en la producción de hidrocarburos, debido a

que por medio de modelos de ecuaciones existentes, ayuda a determinar la probabilidad de producción y calcular el volumen de hidrocarburos que argumenta el cálculo de reservas (Sánchez, 2012). Se calcula por el modelo de Simandoux Modificado, porque se asume que este modelo proporciona valores más realistas de la formación utilizando la porosidad efectiva y la resistividad profunda.

Graficar las propiedades medibles y resultantes.

Se grafican las variables de manera bidimensional (*cross-plot*) para el estimado cualitativo de la composición mineralógica y se construyen mapas para evaluar la capacidad de almacenamiento reflejado por la porosidad, la saturación de fluidos y analizar la dependencia de la arcillosidad de cada una de las escamas del Grupo Veloz.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El Grupo Veloz en cuanto a expresividad sísmica constituye escamas muy imbricadas, pero discernibles. Las escamas tienen características similares, se identifican por reflectores caóticos de alta frecuencia, de amplitud baja a media, a veces con baja expresión dinámica, aspectos típicos de los sedimentos carbonatados, principalmente cuando se encuentran fuertemente fracturados (**Figura 2**).

El registro de imágenes de pared del pozo, por sus siglas en inglés, (FMI) destaca muy bien a los reservorios del Grupo Veloz comparado con la secuencia Vega Alta (sello intramanto) que la sobreyace o subyace (**Figura 3**).

De la exploración sísmica y los estudios estratigráficos realizados en el área (González-Rodríguez, et al., 2016) se parte para establecer los topes del Grupo Veloz en los pozos. Estos topes son los que sirven de partida para realizar la separación de las electrofacies en esta investigación. Con la división por electrofacies en los diferentes pozos se puntualizó la división litológica establecida por los especialistas.

Los registros permiten la visualización cualitativa de los distintos comportamientos según los cambios de facies; mientras que en los gráficos de propiedades cruzadas se agrupan los puntos que responden a diferentes litologías, las que se asocian con las descritas en los *cuttings* o rípios de la perforación. Las gráficas de propiedades cruzadas neutrón-densidad fueron las empleadas para este estudio.

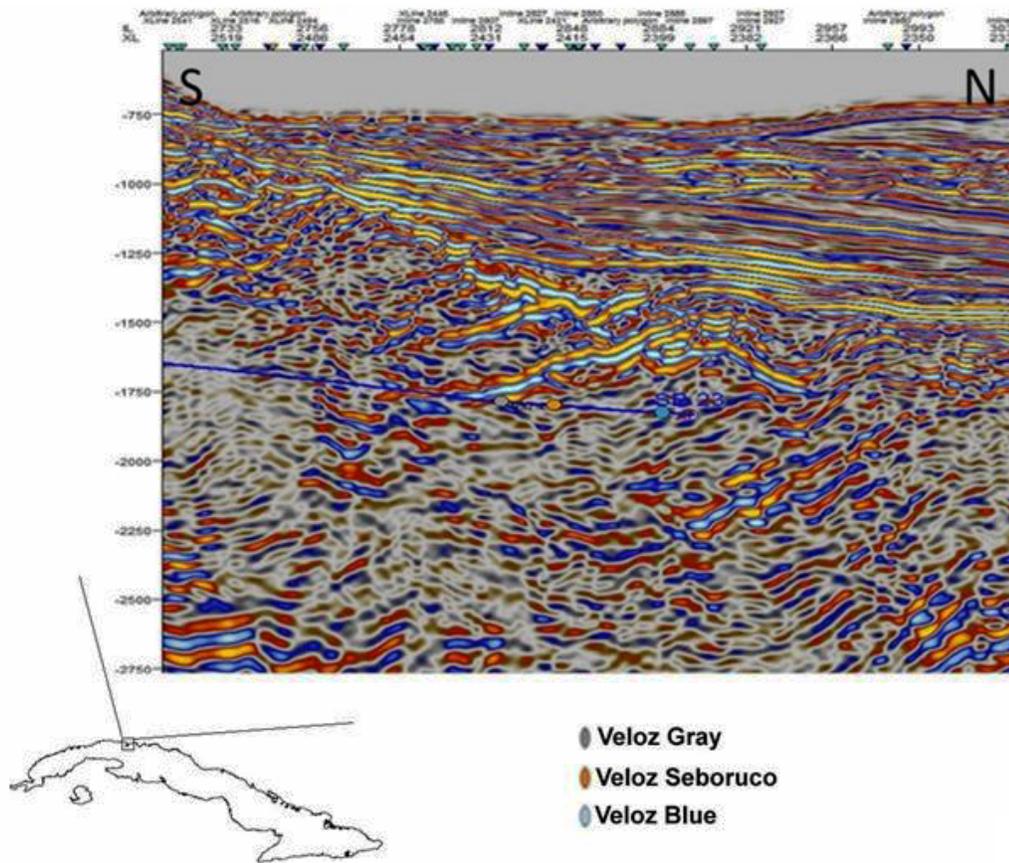


Figura 2. Línea sísmica por trayectoria del pozo Seb23, muestra las características similares en las escamas Veloz Gray, Seboruco y Blue (Tomado de Suarez-Leyva, 2014).

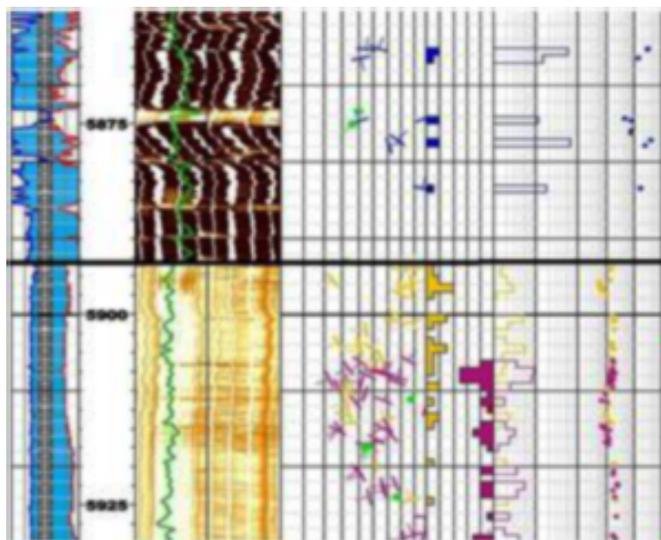


Figura 3. Registro de imagen (FMI) donde se puede diferenciar el sello del reservorio, observar los colores claros (resistivos) pertenecen al reservorio (abajo) y el conductivo (pardo oscuro sello, arriba) (Tomado de Brey, 2016).

Como resultado de la evaluación litológica y de la interpretación de los registros geofísicos se describen tres escamas fundamentales, representativas del Grupo Veloz.

Escama Veloz Gray

Se caracteriza por tener un predominio de carbonatos fracturados que alterna con *claystone* o lutitas y en menor o mayor proporción con los pedernales oscuros. Hay impregnación de petróleo en fracturas, manchas y bandas (Figura 4).

Escama Veloz Seboruco

Presenta los mayores espesores dentro del área, con un predominio de las calizas bandeadas (tipo *Mudstone* o limo calcáreo), buena impregnación uniforme, textura en parte brechosa, abundantes fracturas rellenas de petróleo y presencia de pedernal (Figura 5).

Escama Veloz Blue

Está caracterizada por la presencia de calizas con finos estilolitos de *bitumen*, calizas duras algo dolomitizadas. Fracturas rellenas por petróleo, porosidad intercrystalina, en algunos pozos se observa presencia de pedernales. Los *claystone* en ocasiones son sustituidos por lutitas bituminosas e intensamente impregnadas, laminar y subfísil (Figura 6).

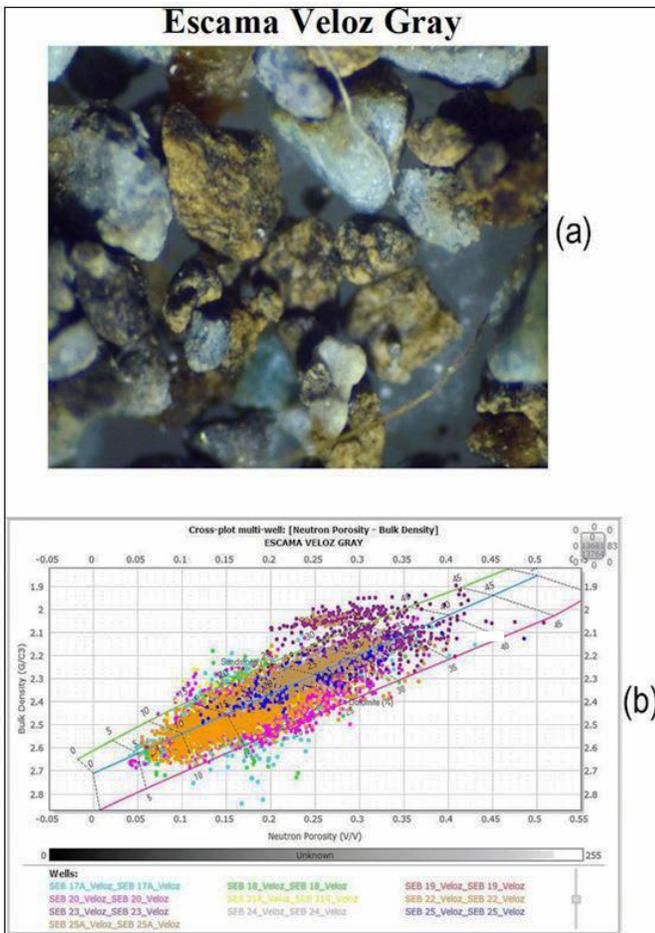


Figura 4. Comportamiento litológico de la Escama Veloz Gray según muestras de canal y registros geofísicos de pozos (buenos rangos de porosidad que oscilan de 7 % a 29 %). (a) Por muestras: calizas impregnadas, de color pardo y pardo oscuro, bandeadas, pedernales negros y *claystone* gris oscuro. (b) Por registros geofísicos: Calizas limpias, con buenos rangos de porosidad, solo el pozo Seb23, tiene más contenido de arcilla.

Se grafican los valores de saturación de agua y porosidad efectiva para cada manto reservorio del Grupo Veloz en los pozos de estudio. El gráfico muestra una gran dispersión que no indica ninguna dependencia, pero como se aprecia en la **Figura 7**, en los casos de estudio se establecen límites aproximados (50 % para la saturación de agua y 7 % para la porosidad) que indican presencia de petróleo. Por lo tanto, se infiere que las escamas aquí estudiadas se encuentran ubicadas en gran parte dentro de la zona petrolífera, constituyen potencial de hidrocarburo, haciendo que se asuma, las buenas propiedades como reservorios.

Se realiza un análisis del comportamiento de la

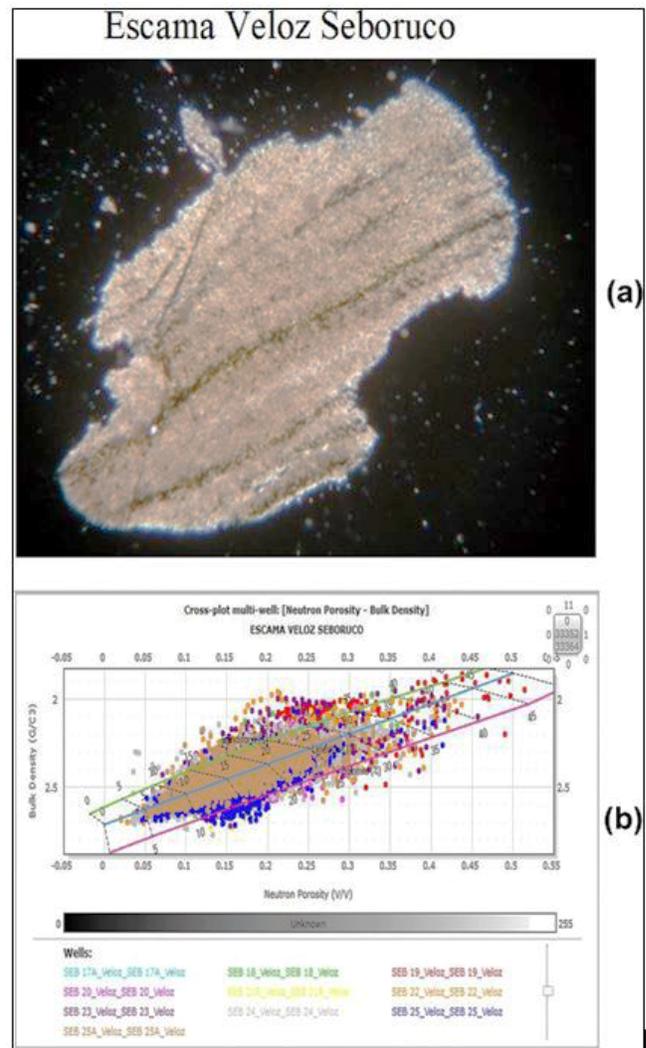


Figura 5. Comportamiento litológico de la escama Veloz Seboruco según muestras de canal y registros geofísicos de pozos (el rango de porosidad es bueno y está entre 5 % y 30 %). (a) Por muestras: *Mudstone* finamente recrystalizado y bandeado por bitumen. (b) Por registros geofísicos: Las calizas son colectoras, pues la porosidad es buena.

porosidad con la profundidad para evaluar la compactación. La **Figura 8** muestra que en las escamas Veloz Gray, Seboruco y Blue no existe compactación, pero sí intervalos en Seboruco con ligera reducción de la porosidad que pudieran estar asociados a la litología presente. También de manera aislada, el pozo Seb19 presenta intervalos compactos en los tres mantos del Grupo Veloz.

La división del corte aplicado a cada pozo según comportamiento de los registros primarios y los registros resultantes de la interpretación, permite detallar desde el punto de vista petrofísico a los reservorios del Grupo Veloz. Las particularidades en cuanto a sus propiedades físicas se detallan a continuación:

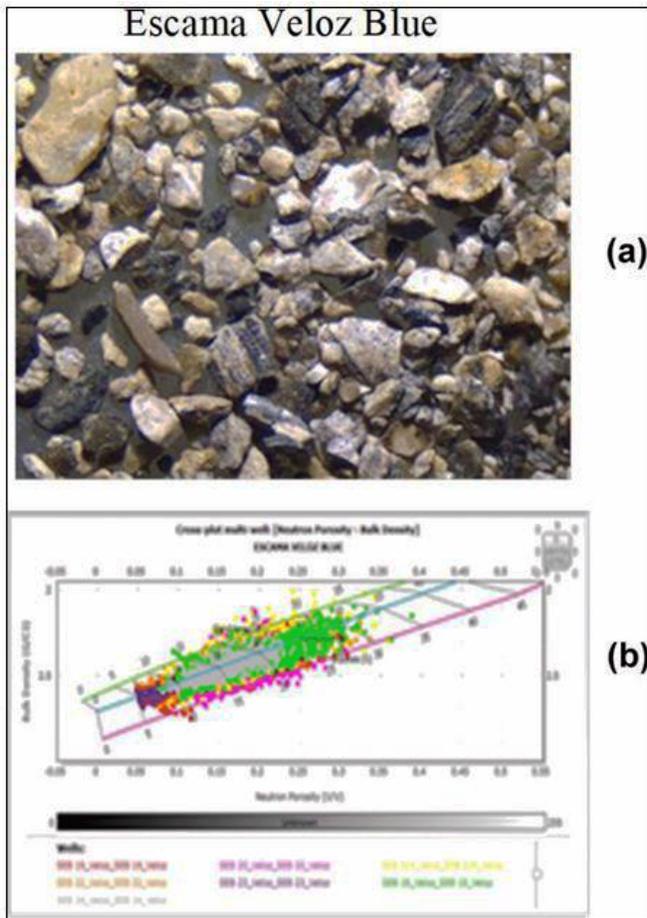


Figura 6. Comportamiento litológico de la escama Veloz Blue, según muestras de canal y registros geofísicos de pozos (buenas colectoras con porosidades que promedian 15 %). (a) Por muestras: calizas y escaso pedernal, con buena impregnación de petróleo. (b) Por registros geofísicos: Calizas más homogéneas y más limpias, buenas colectoras.

- Veloz Gray: cortada por todos los pozos, curvas gamma separadas con un CGR bajo, resistividad variable, porosidad entre 13 % y 24 %, sónico bajo y poco arcilloso, constituye un reservorio. Sólo el pozo Seb23 no correlaciona porque la porosidad promedia 30 % y presenta intervalos arcillosos donde el CGR alcanza valores de 60 GAPI.
- Veloz Seboruco: cortada por todos los pozos, separación de las curvas gamma, que indica presencia de uranio, CGR bajo entre 2API y 20API, la resistividad es muy variable, pues los valores oscilan entre 20 ohm m y 200 ohm m, porosidad que promedia 16 % y baja arcillosidad.
- Veloz Blue: no fue atravesada por los pozos Seb17A, Seb25 y Seb25A, separación entre el gamma computado y el total, resistividad variable de valores medios a altos, porosidad entre 12 % y 20 %, sónico bajo, poco arcilloso y con buenas propiedades colectoras. En el pozo Seb24 este manto se repite.

Ejemplificación de las características antes descritas. En la pista 1 la profundidad, en la 2 las electrofacies, en la 3 el calíper, en la 4 los registros del gamma computado y total, en la 5 las resistividades somera y profunda, en la 6 los registros neutrón y densidad, en la 7 las curvas de torio y potasio y los espesores de reservorios y netos, en la 8 las saturaciones de agua de la zona

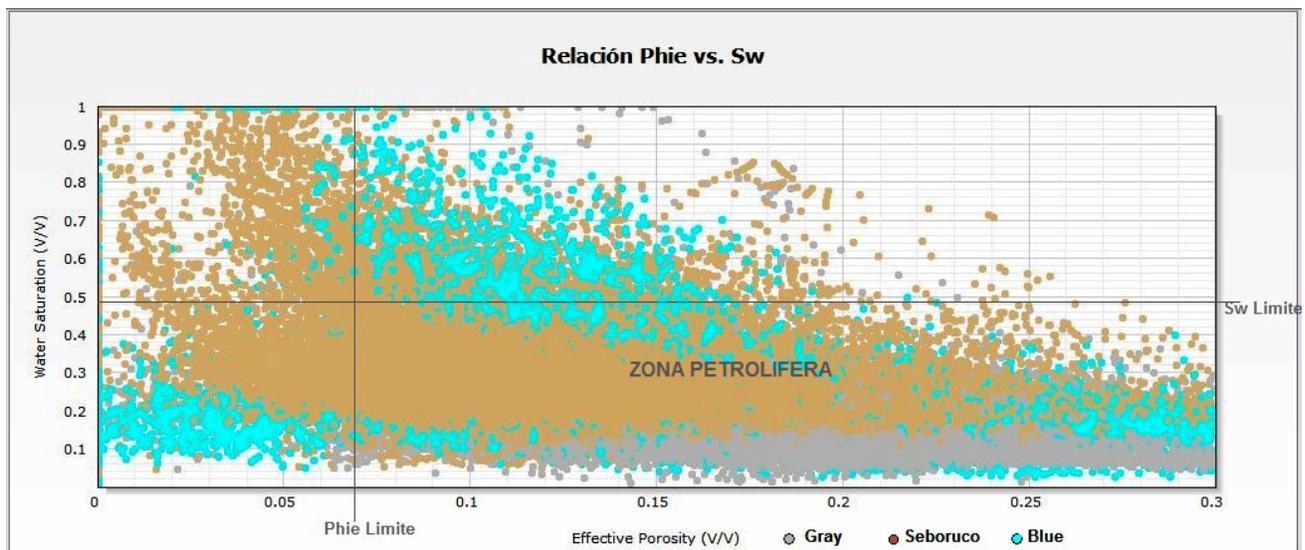


Figura 7. Relación entre la saturación de agua y la porosidad efectiva en los reservorios del Grupo Veloz.

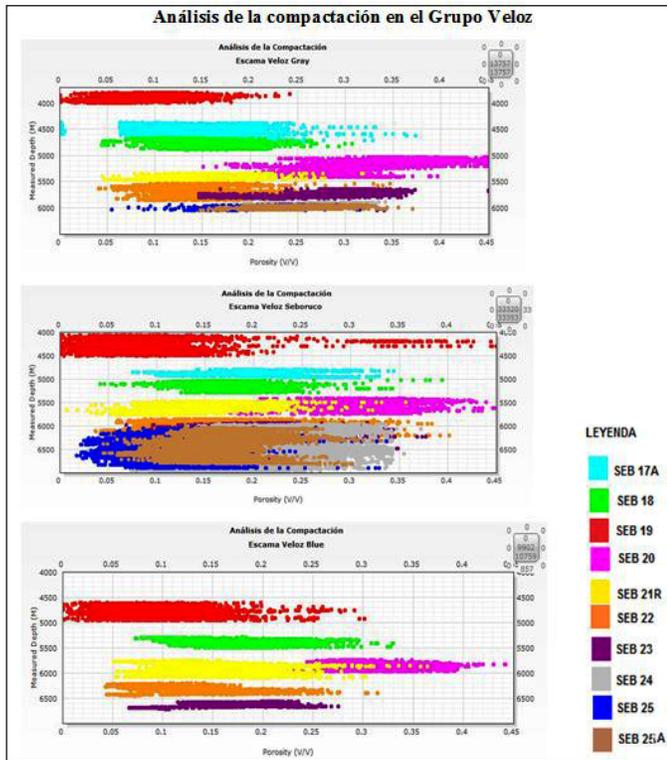


Figura 8. Análisis de la compactación en los reservorios del Grupo Veloz. No existe compactación en ninguna de las tres escamas estudiadas, solo una ligera reducción de la porosidad en el pozo Seb19, lo cual debe responder a una determinada litología presente en ese pozo.

lavada y virgen, en la 9 las porosidades total y efectiva y los volúmenes de agua, y finalmente en la pista 10 el modelo litológico (**Figura 9**).

Como resultado de la interpretación se obtienen parámetros como porosidad efectiva, saturación de agua y arcillosidad que se grafican en mapas que permiten hacer un análisis de las propiedades colectoras de cada reservorio. La **Tabla 1** muestra los valores promedios de cada una de las propiedades antes mencionadas en los reservorios aquí estudiados.

Escama Veloz Gray.

Se caracteriza por presentar condiciones favorables para ser un buen reservorio con potencial de hidrocarburo hacia el Noroeste, pues en esa sección hay poca arcillosidad, elevada capacidad de almacenamiento de petróleo por los altos valores de porosidad (25 %) y bajos niveles de saturación de agua (12 % - 20 %). Hacia el Sur-Este, donde se ubican algunos pozos también hay escenarios propicios, pero los volúmenes de arcilla son más eleva-

dos (25 % - 35 %). Las **Figuras 10, 11 y 12** muestran el comportamiento descrito arriba.

Escama Veloz Seboruco

Hacia el Noroeste mejoran las condiciones del reservorio, debido a que la arcillosidad es más baja, la porosidad es elevada y los poros están menos saturados de agua (**Figuras 13, 14 y 15**).

Hacia el Sureste (SE) donde se ubican los pozos Seb23, Seb25 y Seb25A aumenta la saturación de agua (hasta 45 %).

Escama Veloz Blue

Este manto por lo general es menos arcilloso (5%-25 %), es bastante poroso (12 %-25.17 %), pero los poros están más saturados de agua que los reservorios descritos con anterioridad, debido a que la saturación de agua alcanza valores hasta 59 %. Las **Figuras 16, 17 y 18** reflejan lo expresado.

CONCLUSIONES

La caracterización petrofísica realizada al Grupo Veloz permitió determinar diferentes propiedades tales como la porosidad, arcillosidad y saturación de fluidos, elementos necesarios a tener en cuenta para estimar el potencial de hidrocarburos.

Dependiendo del tipo de rocas: calizas, pedernales y *claystone* o lutitas, existen diferencias en cuanto a la abundancia de la impregnación y las proporciones de las rocas acompañantes de las calizas.

Los mejores reservorios desde el punto de vista litológico son los denominados Veloz Gray y Veloz Seboruco, porque tienen la mayor impregnación de petróleo movable.

El gráfico de la dependencia realizada entre la saturación de agua y la porosidad efectiva, indica que en estos reservorios hay presencia de hidrocarburos.

Según los resultados obtenidos, los volúmenes de arcilla, los valores de la porosidad efectiva y la saturación de agua, presentan rangos que favorecen las propiedades colectoras de los reservorios estudiados.

Por la evaluación petrofísica resultaron mejores reservorios Veloz Gray y Veloz Seboruco debido a que presentan valores más bajos de saturación de agua (no sobrepasan el 40 %), por lo tanto, debe esperarse más hidrocarburos. Estos reservorios representan el 60 % del Grupo Veloz.

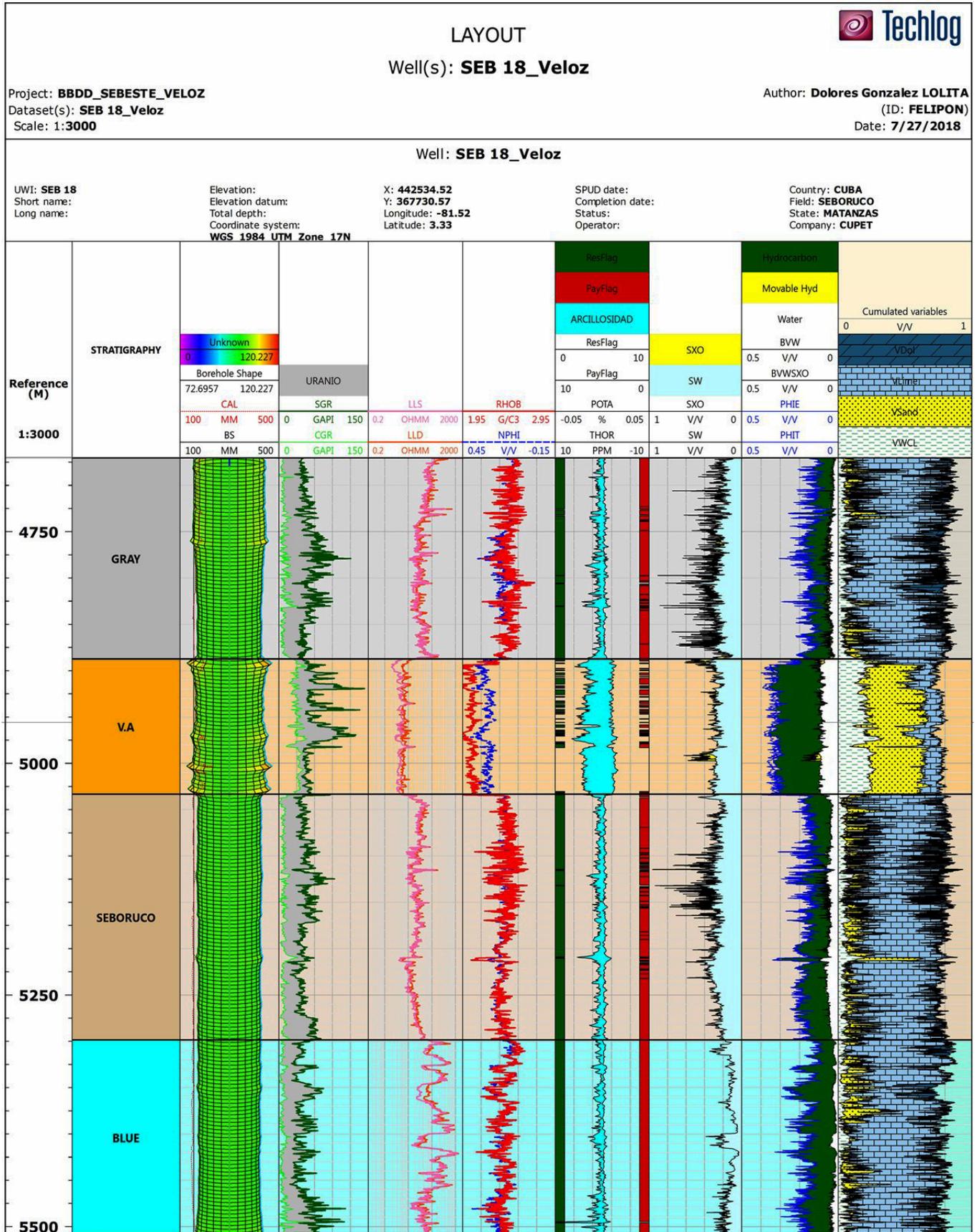


Figura 9. Registros compuestos primarios y los resultados de la interpretación del pozo Seb18.

Pozo	Zonas Reservorio	Tope [m]	Base [m]	Espesor Total [m]	Espesor de Reservorio [m]	Relación entre el espesor de Reservorio y el espesor Total	Volumen de Arcilla	Porosidad Efectiva [frac]	Saturación de Agua [frac]
SEB 17A	GRAY	4377.99	4761.74	383.75	356.166	0.928	0.099	0.157	0.182
SEB 17A	SEBORUCO	4802.28	4971.59	169.31	165.500	0.977	0.088	0.197	0.175
SEB 18	GRAY	4670.19	4887.36	217.17	213.512	0.983	0.061	0.147	0.245
SEB 18	SEBORUCO	5033.35	5298.50	265.15	261.030	0.984	0.058	0.171	0.284
SEB 18	BLUE	5298.50	5508.88	210.38	206.533	0.982	0.050	0.171	0.130
SEB 19	GRAY	3799.30	3998.33	199.03	123.139	0.619	0.113	0.113	0.039
SEB 19	SEBORUCO	4067.83	4509.63	441.80	230.421	0.522	0.109	0.109	0.090
SEB 19	BLUE	4615.00	4964.70	349.70	237.991	0.681	0.115	0.115	0.047
SEB 20	GRAY	5029.70	5415.84	386.14	275.845	0.714	0.139	0.233	0.188
SEB 20	SEBORUCO	5415.84	5746.55	330.71	262.282	0.793	0.145	0.242	0.192
SEB 20	BLUE	5746.55	5971.95	225.40	195.830	0.869	0.143	0.246	0.145
SEB 21R	GRAY	5343.42	5476.01	132.59	128.627	0.970	0.077	0.147	0.259
SEB 21R	SEBORUCO	5476.01	5765.00	288.99	271.117	0.938	0.087	0.140	0.270
SEB 21R	BLUE	5765.00	6095.54	330.54	318.848	0.965	0.071	0.148	0.247
SEB 22	GRAY	5533.95	5854.14	320.19	187.604	0.586	0.116	0.129	0.221
SEB 22	SEBORUCO	5854.14	6213.00	358.86	148.700	0.414	0.133	0.126	0.254
SEB 22	BLUE	6213.00	6458.56	245.56	85.387	0.348	0.128	0.120	0.234
SEB 23	GRAY	5638.79	5823.95	185.16	59.436	0.321	0.206	0.235	0.107
SEB 23	SEBORUCO	5944.20	6495.28	551.08	401.574	0.729	0.184	0.141	0.388
SEB 23	BLUE	6570.87	6723.42	152.55	116.583	0.764	0.183	0.129	0.362
SEB 24	GRAY	5895.02	5962.69	67.67	47.854	0.707	0.152	0.210	0.106
SEB 24	SEBORUCO	5973.50	6994.13	1020.63	450.348	0.441	0.143	0.132	0.359
SEB 24	BLUE	7008.91	7152.32	130.61	78.181	0.599	0.150	0.124	0.520
SEB 25	GRAY	5939.03	6045.10	106.07	100.279	0.945	0.152	0.188	0.084
SEB 25	SEBORUCO	6045.10	6907.84	862.74	564.490	0.654	0.147	0.114	0.267
SEB 25A	GRAY	5940.86	6040.68	99.82	82.141	0.823	0.165	0.190	0.063
SEB 25A	SEBORUCO	6040.68	6836.21	795.53	527.609	0.663	0.150	0.123	0.296

Tabla 1. Valores promedios de las propiedades calculadas en cada zona reservorio del Grupo Veloz.

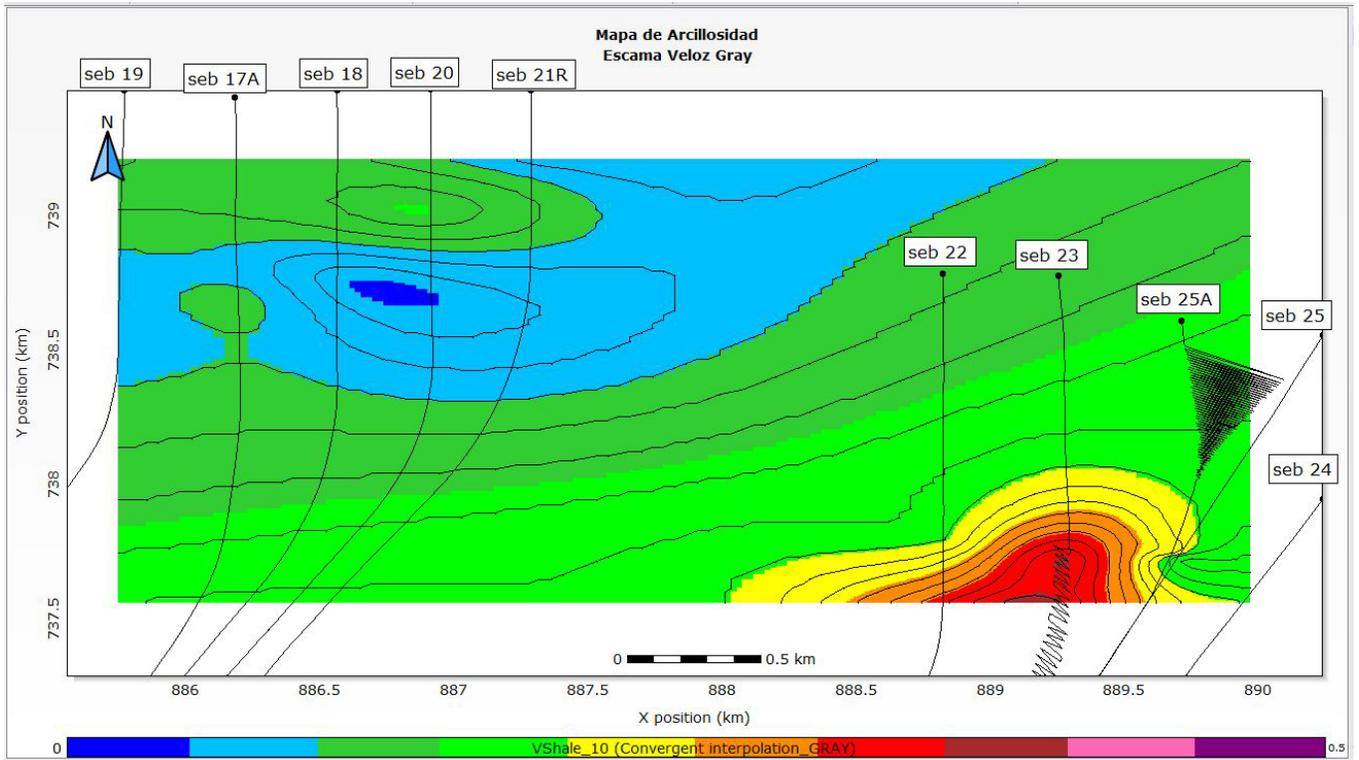


Figura 10. Mapa de arcillosidad de la escama Veloz Gray. Se observan bajos valores de arcilla en la porción noroeste, mientras que los valores más elevados están en el Sureste.

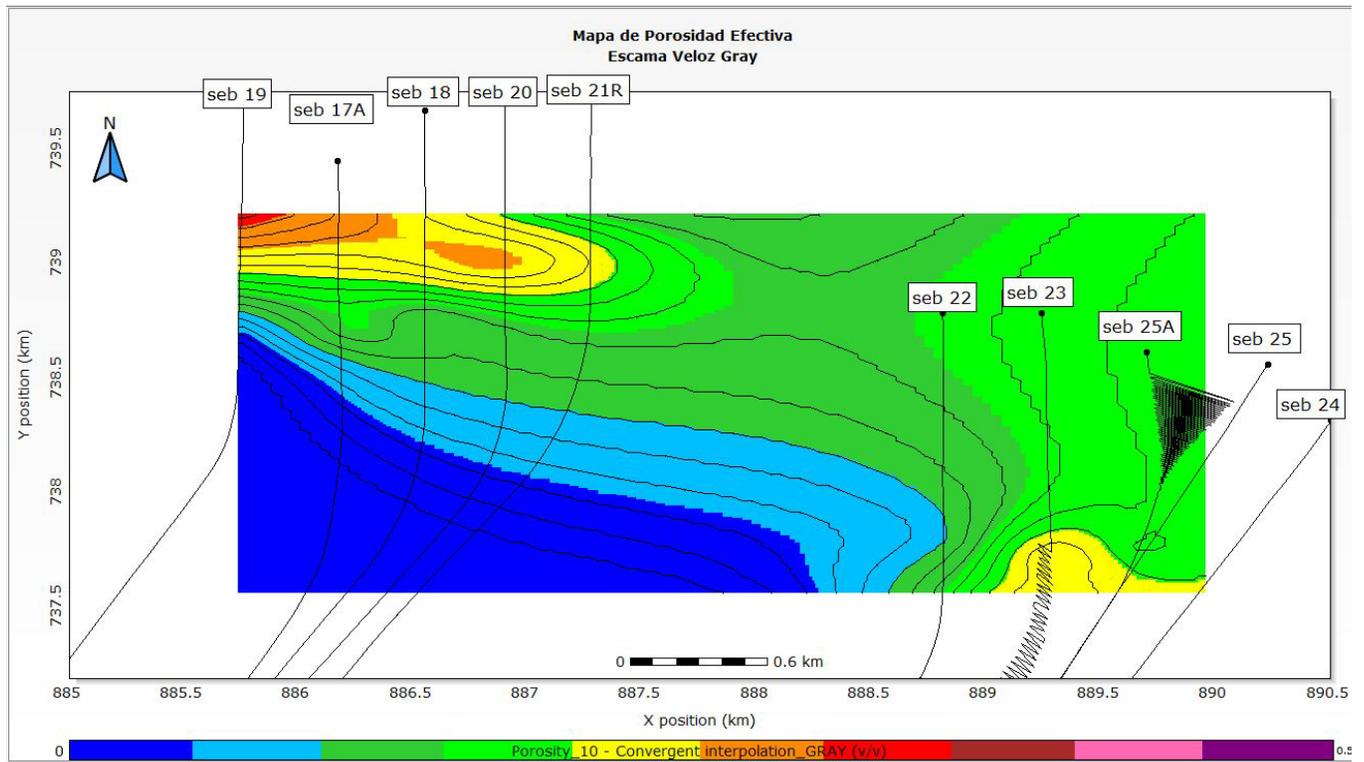


Figura 11. Mapa de porosidad efectiva de la escama Veloz Gray. Los valores más elevados se ubican en la parte noroeste, por lo tanto ahí están la mejor capacidad de almacenamiento.

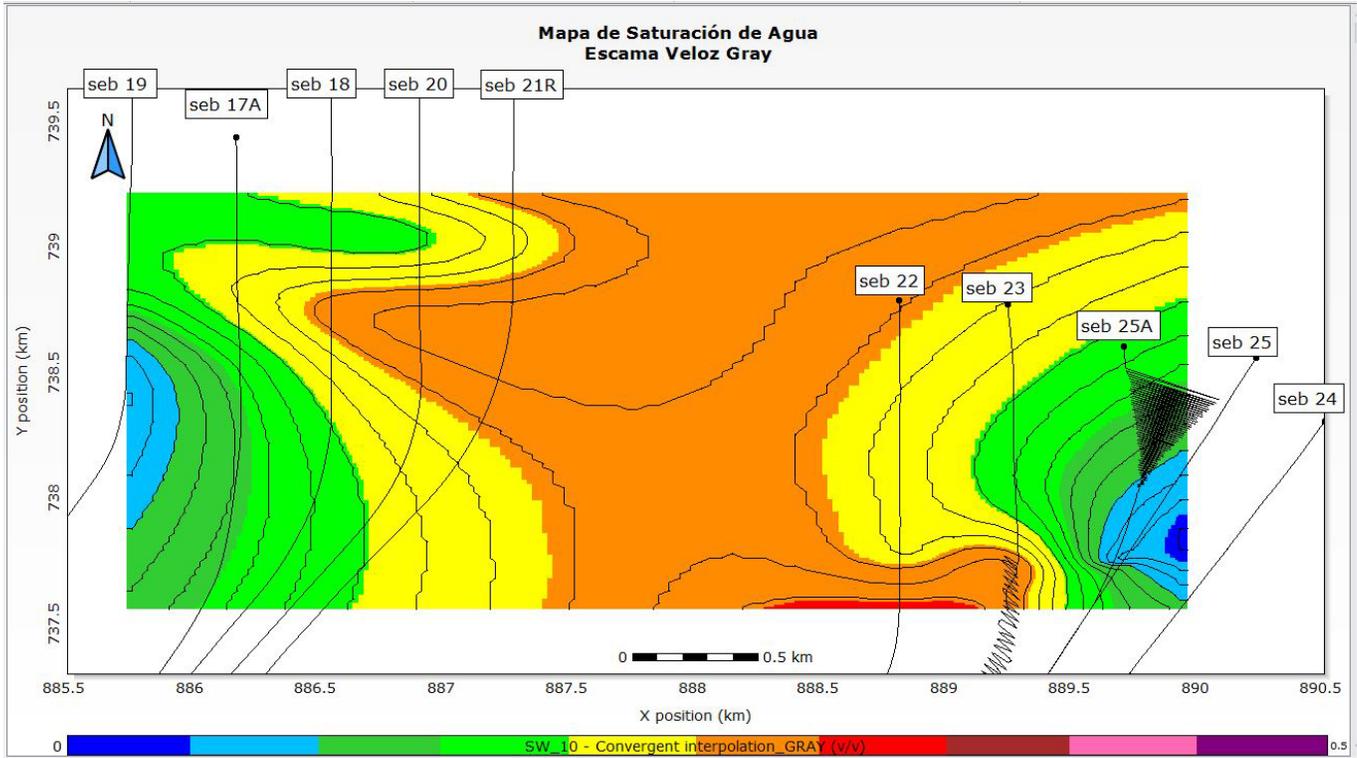


Figura 12. Mapa de saturación de agua de la escama Veloz Gray. Los valores más elevados, asociados a las peores condiciones, están en la parte central donde no se ubica ningún pozo.

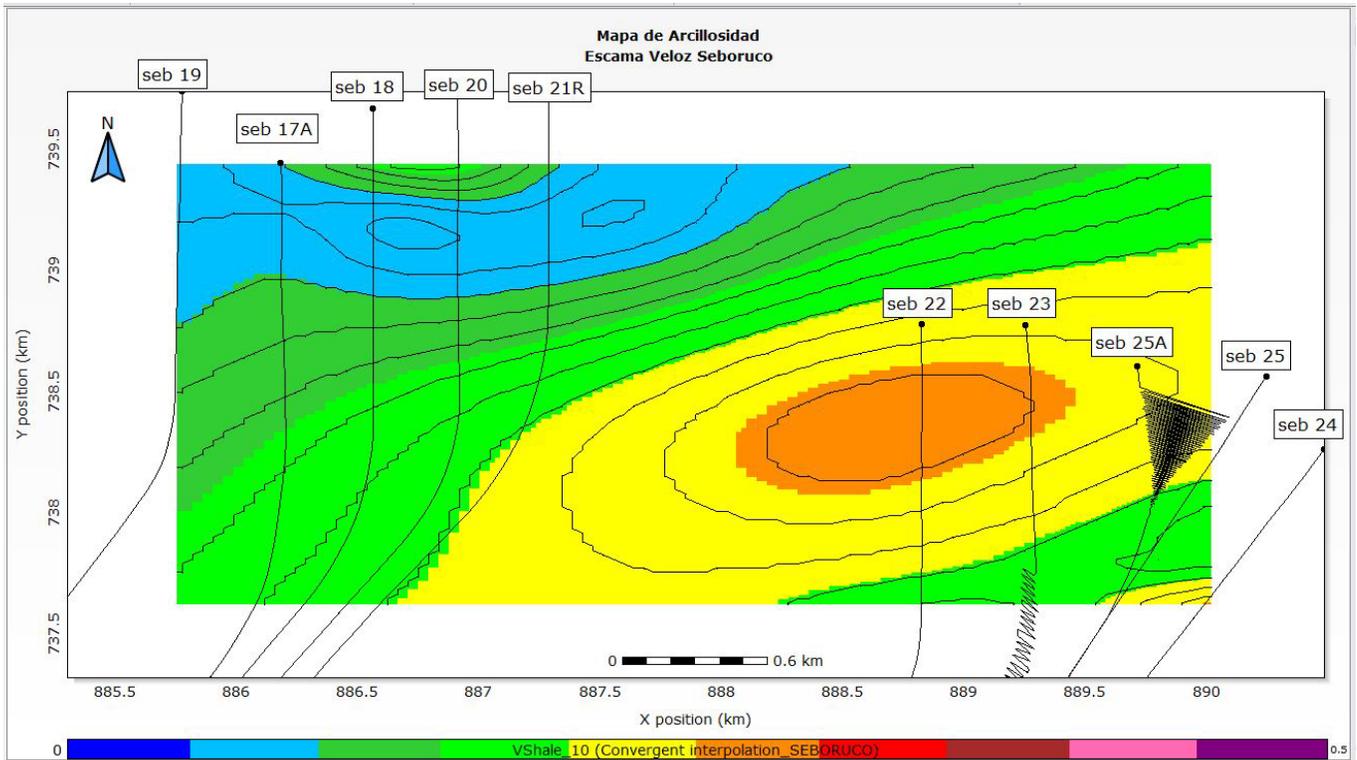


Figura 13. Mapa de arcillosidad de la escama Veloz Seboruco. Los valores más bajo de contenido de arcilla se ubican hacia la porción norte desde el oeste hasta el centro, mientras que los valores más bajos están en la porción sur desde el centro hacia el este.

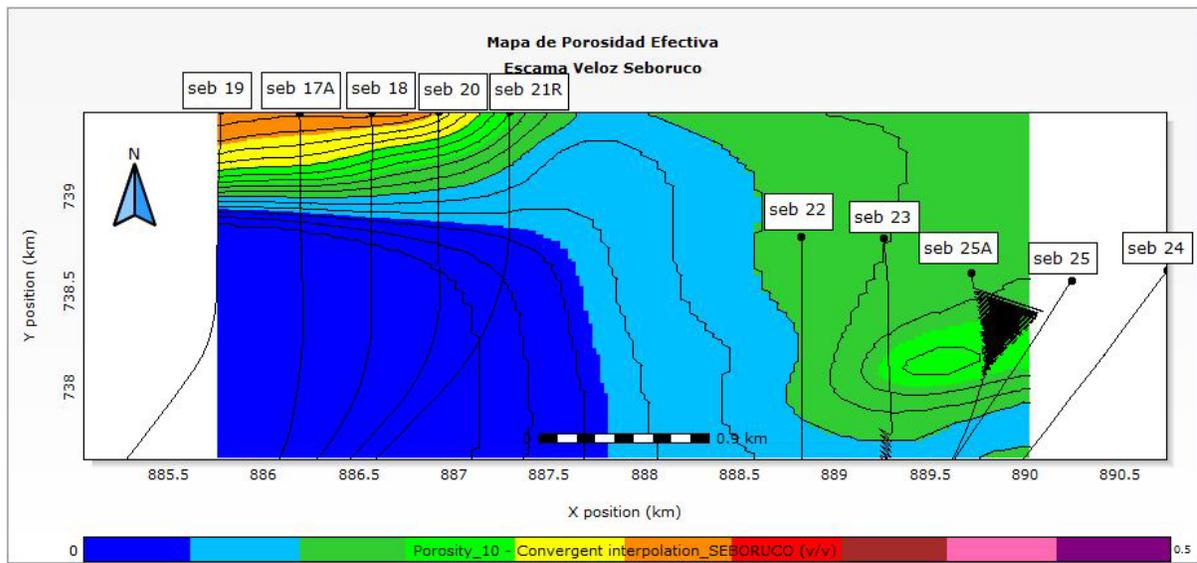


Figura 14. Mapa de porosidad efectiva de la escama Veloz Seboruco. Al igual que en la escama Veloz Gray, los mejores valores de porosidad están en la porción noroeste, esto hace que los pozos desde el Seb19 hasta el Seb21R sean buenos reservorios.

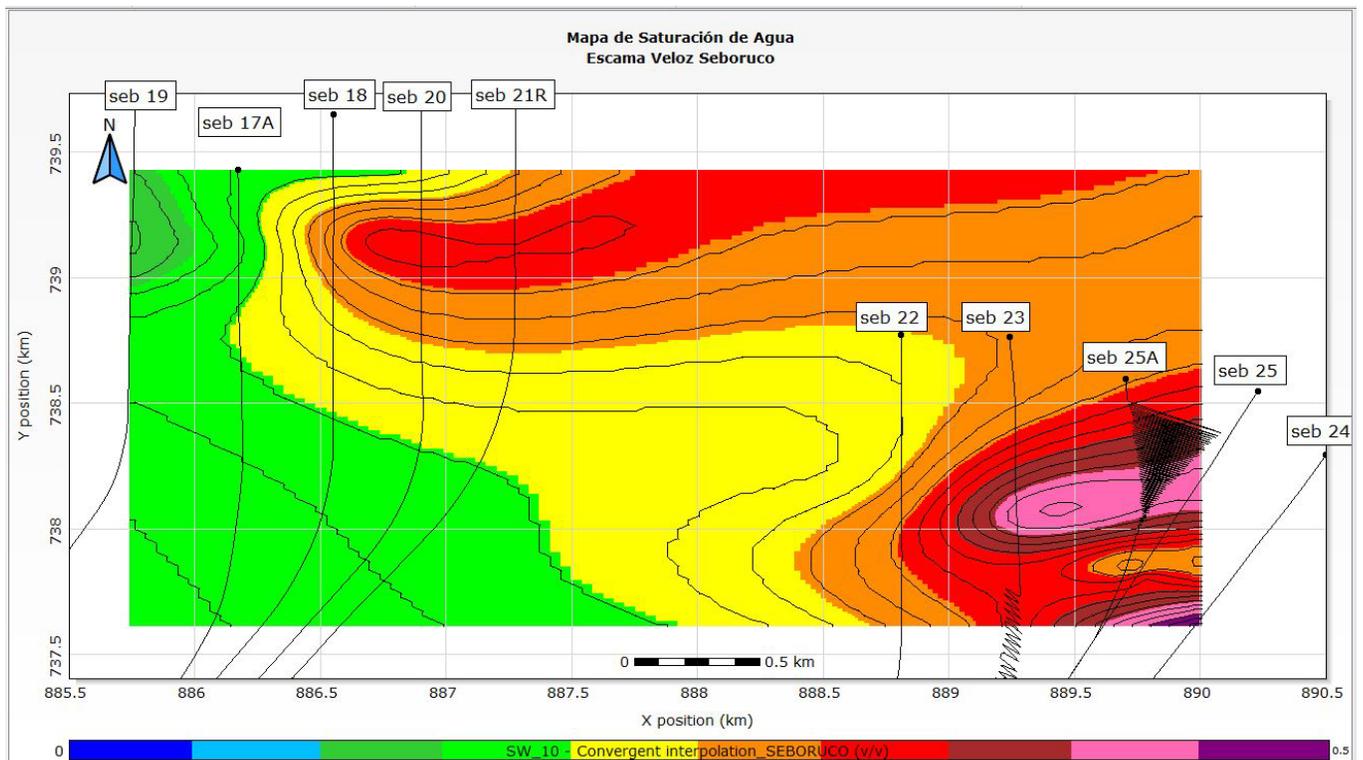


Figura 15. Mapa de saturación de agua de la escama Veloz Seboruco. Los valores más bajos se encuentran en la parte noroeste, esto confirma las mejores propiedades como reservorios de los pozos ubicados en esa área.

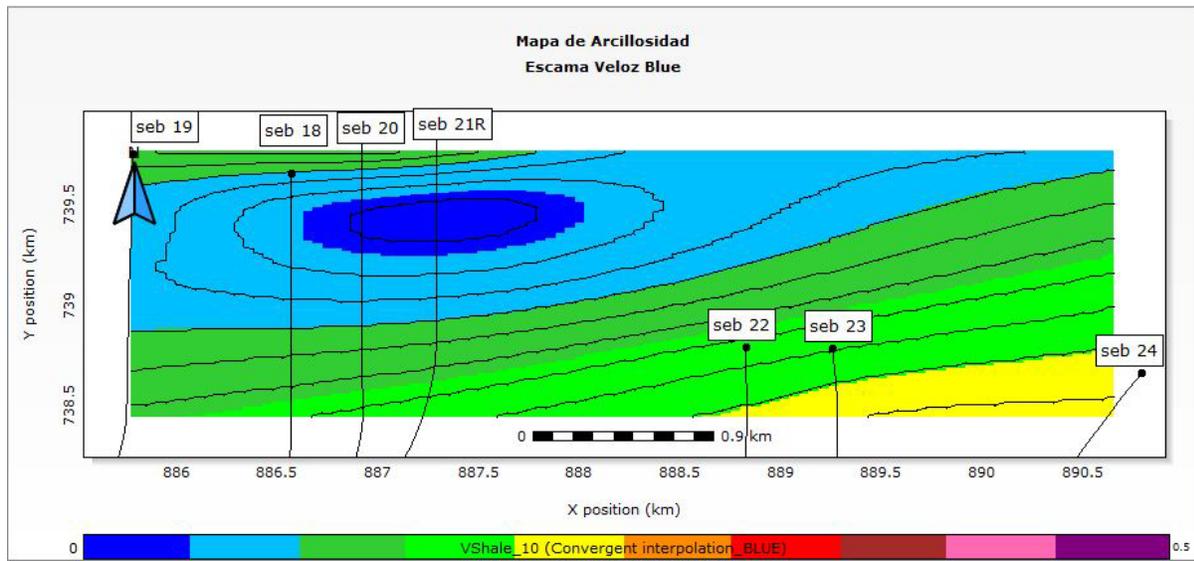


Figura 16. Mapa de arcillosidad de la escama Veloz Blue. Los valores más bajos se ubican hacia el Norte–Noroeste y centro, mientras que los más altos están hacia el Sureste.

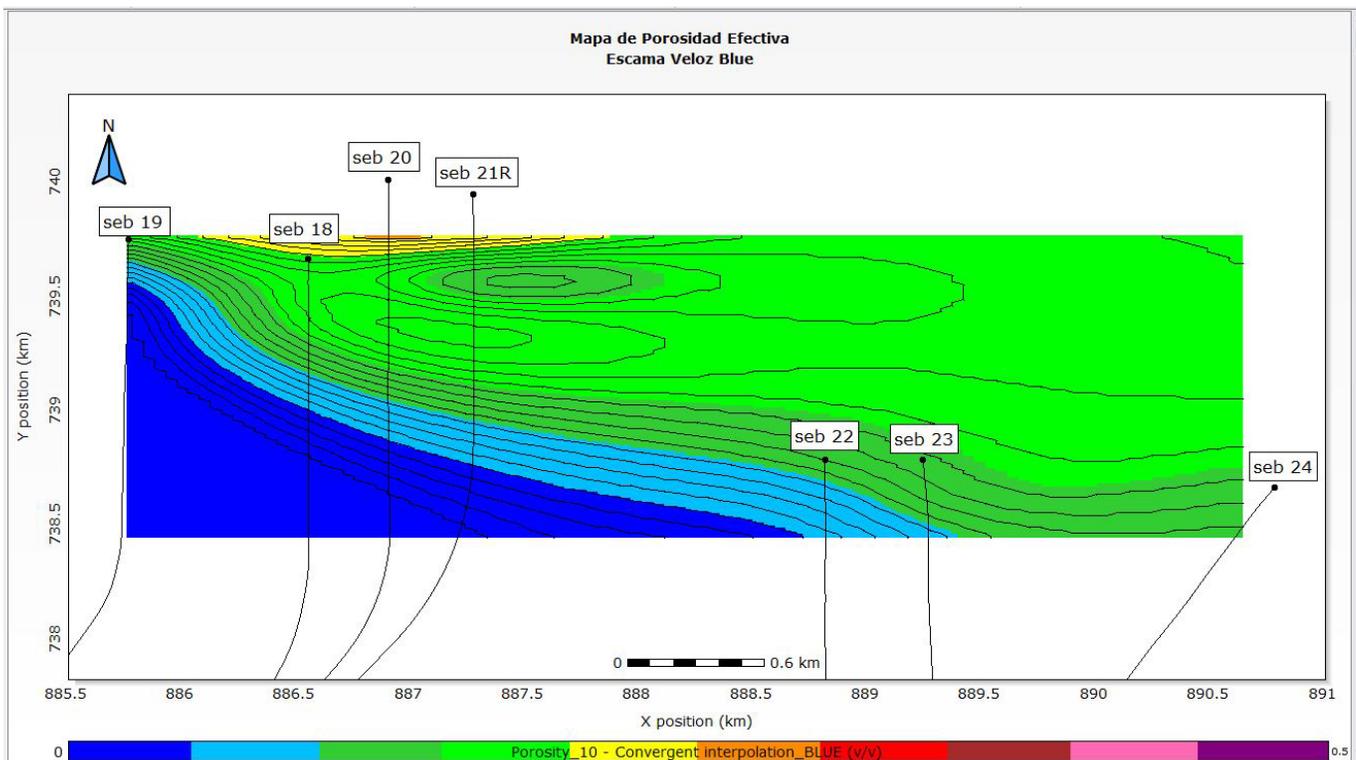


Figura 17. Mapa de porosidad efectiva de la escama Veloz Blue. Esta escama se muestra bastante porosa, solo disminuye las propiedades colectoras en la porción suroeste.

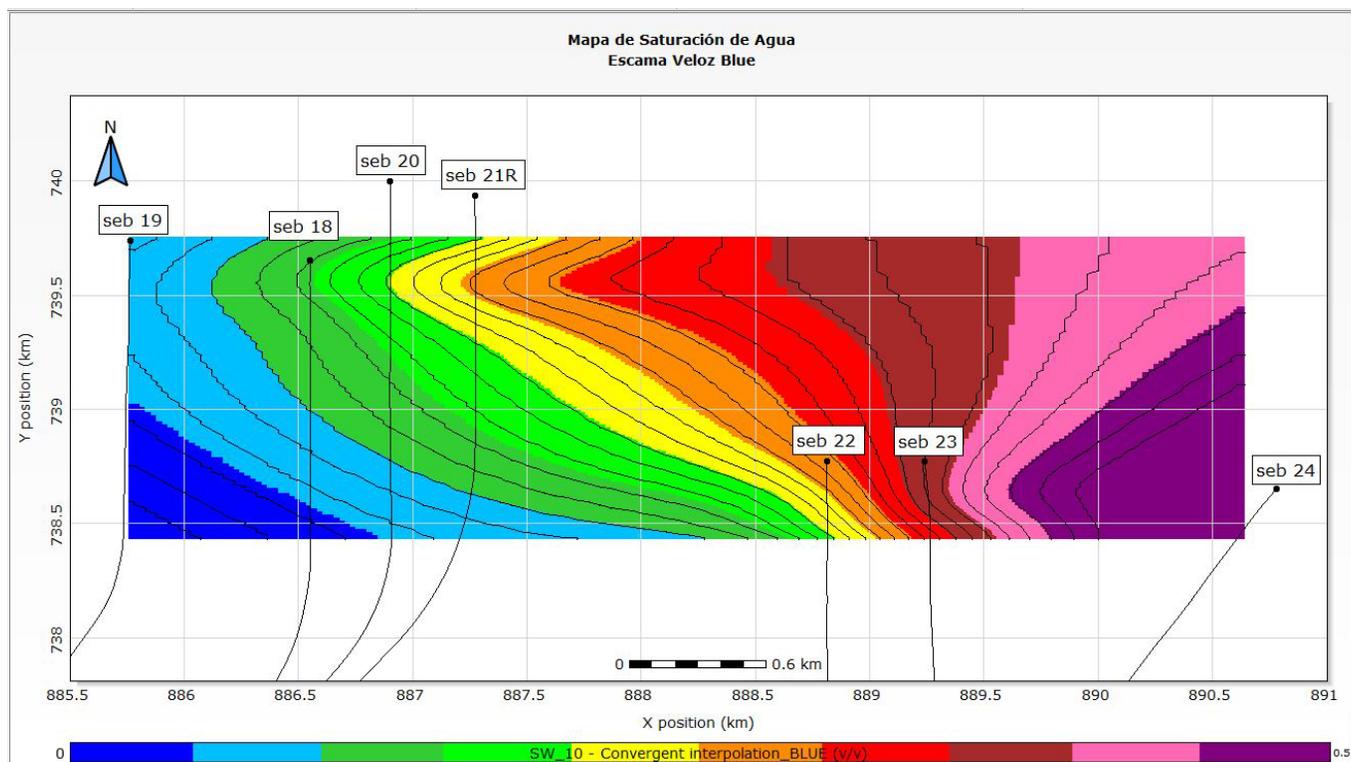


Figura 18. Mapa de saturación de agua de la escama Veloz Blue. Muestra bajos valores, y por lo tanto, mejores propiedades como reservorio desde la parte oeste y hasta el centro, mientras que hacia el Este los valores tienden a aumentar.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Castro-Castiñeira, O.**, 2017, Evaluación petrofísica de formaciones gasopetrolíferas cubanas. Ed. Centro Nacional de Información Geológica. La Habana, Cuba.
- González-Despaigne, D.**, 2010, Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo, mención Ingeniería de yacimiento: «Desarrollo de modelos de interpretación petrofísica en reservorios carbonatados, aplicados en yacimientos de la Franja Norte de Crudos Pesados». La Habana, Cuba.
- González-Rodríguez, E., Reyes-Paredes, O., Pérez-Reyes, A., Suárez-Leyva, V., Linares-Cala, E., Brey del Rey, D., Hernández-León, J., González-Despaigne, D., Valladares-Amaro, S., Domínguez-Garcés, R., Blanco-Bustamante, S., Rojas-Consuegra, R., Prol-Betancourt, J.L., Rifá-Hernández, M., Álvarez-Castro J. y Cruz-Toledo, R.**, 2016, Exploración en el sector Yumurí-Se-

boruco de la Franja Norte de Crudos Pesados (FNCP). Etapa 4. Continuidad de la actividad de exploración durante el año 2016 en el sector Yumurí – Seboruco de la FNCP. Proyecto 7080. Centro de Investigación del Petróleo, Nro. 2016.

- Sánchez, C.**, 2012, Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero: «Evolución de los registros de resistividad y su aplicación en la estimación de la saturación de fluidos (agua e hidrocarburos)». Ciudad Universitaria, México, D.F.

Manuscrito recibido: 26 de febrero de 2019.
 Manuscrito corregido: 18 de abril de 2019.
 Manuscrito aceptado: 31 de mayo de 2019.

Estimación de la permeabilidad para un yacimiento carbonatado de la Franja Norte Petrolífera Cubana

Randy Ibonet Figueroa¹ y Odalys Reyes Paredes²

¹ Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET). Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. C.P. 12000. La Habana, Cuba. E-mail: randyif@ceinpet.cupet.cu

² Centro de Investigaciones del Petróleo. DIGICUPET. 23 No. 105, e/. O y P, Plaza. C.P.10400. La Habana, Cuba.

RESUMEN

La correcta estimación de la permeabilidad a lo largo del pozo en yacimientos carbonatados ha sido un problema generalizado en la industria petrolera, por lo que la búsqueda de soluciones para lograr una descripción efectiva del medio poroso se hace necesaria. La metodología aplicada en la investigación se desarrolló sobre cinco pozos y dos *sidetracks* pertenecientes a dos de estos pozos, de un yacimiento carbonatado de la Franja Petrolífera Norte Cubana (FPNC) con el objetivo de determinar la permeabilidad de las rocas reservorio. Este yacimiento está representado por rocas carbonatadas altamente fracturadas pertenecientes al Cinturón de Cabalgamiento Norte Cubano, donde las fracturas aportan la conectividad necesaria para la producción petrolera. Para representar de manera apropiada las características petrofísicas de los yacimientos naturalmente fracturados, el medio poroso será dividido en dos grupos: porosidad de baja capacidad de flujo y porosidad de alta capacidad de flujo. El cálculo de la permeabilidad de la matriz y la fractura, desarrollado a través de correlaciones de núcleos e interpretaciones de registros de imágenes de microresistividad de la formación, permitirá estimar la permeabilidad total del sistema. La permeabilidad en los reservorios del yacimiento presenta valores que se encuentran entre $1.82 \times 10^{-12} \text{ m}^2$ y $1.37 \times 10^{-11} \text{ m}^2$ (184.5-1393 mD), predominando la permeabilidad de fractura como propiedad que caracteriza el flujo de fluidos en el reservorio. Finalmente, se comprueba la importancia que tiene la descripción de las fracturas en el reservorio para lograr modelos predictivos confiables para optimizar el desempeño de los yacimien-

tos carbonatados, proporcionando una comprensión más completa del yacimiento y sus mecanismos de flujo.

Palabras clave: permeabilidad, reservorio, núcleo, matriz y fractura.

ABSTRACT

The correct estimation of the permeability along the well in carbonate reservoirs has been a general problem in the oil industry, therefore the search for solutions to get an effective description of the porous medium is necessary. The methodology applied in the research was developed on five wells and two sidetracks belonging to two of these wells from a reservoir of the Cuban Northern Oil Stripe with the objective of determining the permeability of the reservoir rocks. Highly fractured carbonate rocks belonging to Cuban Northern Riding Stripe, where fractures provide the necessary connectivity to oil production, represent the reservoir. To represent properly the petrophysical characteristics of naturally fractured reservoirs, the porous medium was divided into two groups: porosity of low flow capacity and porosity of high flow capacity. The calculation of the permeability of the matrix and fracture, developed through correlations of core and interpretations of formation microresistivity image logs, allowed estimating the total permeability of the system. The permeability in reservoirs present values that are between $1.82 \times 10^{-12} \text{ m}^2$ y $1.37 \times 10^{-11} \text{ m}^2$ (184.5–1393 mD), predominating the fracture permeability as property that characterizes the flow of fluids in the reservoir. Finally, the importance of the description of the fractures in the re-

servoires provides a more complete understanding of the reservoir and its flow mechanisms.

Key words: permeability, reservoir, core, matrix and fracture.

RESUMO

A estimativa correta da permeabilidade ao longo do poço em reservatórios de carbonato tem sido um problema generalizado na indústria do petróleo, por isso é necessária a procura das soluções pela descrição eficaz do meio poroso. A metodologia utilizada na pesquisa foi realizada em cinco poços e dois desvios pertencentes a dois desses poços do cinturão de petróleo do norte cubano de modo a determinar a permeabilidade das rochas reservatório. Este campo petrolífero é representado por rochas de carbonato altamente fraturadas pertencentes ao Cinturão de Equitação Cubano do Norte, onde as fraturas fornecem a conectividade necessária para a produção de petróleo. Para representar adequadamente as características petrofísicas de reservatórios naturalmente fraturados, o meio poroso está dividido em dois grupos: porosidade de baixa capacidade de vazão e porosidade de alta capacidade de vazão. O cálculo da permeabilidade da matriz e da fratura, desenvolvido através de correlações de núcleos e interpretações de registros de imagens da formação, permitiu estimar a permeabilidade total do sistema. A permeabilidade nos reservatórios apresenta valores que estão entre $1.82 \times 10^{-12} \text{ m}^2$ y $1.37 \times 10^{-11} \text{ m}^2$ (184.5-1393 mD), predominando a permeabilidade à fratura como propriedade que caracteriza o escoamento de fluidos no reservatório. Por fim, verifica-se a importância da descrição das fraturas no reservatório para se obter modelos preditivos confiáveis para otimizar o desempenho dos reservatórios de carbonato, proporcionando um entendimento mais completo do reservatório e de seus mecanismos de fluxo dos fluidos.

Palavras chave: permeabilidade, reservatório, núcleo, matriz e fratura.

INTRODUCCIÓN

Los yacimientos carbonatados plantean enormes desafíos en lo que respecta a terminación, estimulación y producción de pozos ya que los mismos suelen ser vertical y lateralmente heterogéneos con barreras de permeabilidad y fracturas naturales, y con una amplia gama de tipos de po-

rosidad. La complejidad física, relativa a la geometría de los poros, es consecuencia fundamentalmente de su complicada génesis. Así, la porosidad de estas rocas es típicamente poligénica, consecuencia tanto de las distintas etapas en que pueden desarrollarse los poros, como de los diversos procesos implicados en su formación. Debido a estos factores presentes en los yacimientos carbonatados se hace difícil una correcta estimación de la permeabilidad.

El conocimiento de la permeabilidad es esencial para el desarrollo de una descripción efectiva del reservorio. Los datos de permeabilidad pueden ser obtenidos a partir de investigaciones de pozos, análisis de núcleos y registros geofísicos de pozos. Como es conocido, el elevado costo de la toma de núcleos limita esta posibilidad en todos los pozos, mientras que actualmente las investigaciones hidrodinámicas no son todo lo representativas del medio poroso afectado por el flujo de fluidos, ya que reportan un valor medio de la permeabilidad del intervalo abierto. Generalmente, la estimación de la permeabilidad a partir de registros es considerada el método menos costoso, donde se pueden usar valores derivados de las porosidades de registros y de las saturaciones de agua, pero la predicción de este parámetro en carbonatos heterogéneos a partir de datos de registros, presenta dificultades al no poder establecer una correlación básica entre porosidad y permeabilidad. Estas relaciones teóricas muestran la permeabilidad en función de la porosidad y saturaciones de agua irreducible de los intervalos nucleados, sin embargo, consideran que la roca es homogénea y que la porosidad y permeabilidad están directamente relacionadas (Reyes, 2013).

Para ser permeable una roca debe tener su porosidad interconectada (poros, vóculos, capilares, fisuras o fracturas). Una mayor porosidad usualmente corresponde a una gran permeabilidad, pero no siempre este es el caso. El tamaño del poro, la forma y la continuidad, también la cantidad de porosidad, influyen en la permeabilidad de la formación.

Usualmente en los yacimientos carbonatados la permeabilidad en la matriz de la roca es muy baja al no presentar interconectividad la porosidad interpartícula, esto es comprobado por mediciones en núcleos de perforación. Sin embargo, la presencia de fracturas naturales es capaz de aportar al reservorio un aumento significativo de los valores de permeabilidad total al proveer a la porosidad interpartícula, las vías o canales para permitir el flujo de fluidos.

La correcta estimación de la permeabilidad para los yacimientos carbonatados ha sido un problema generalizado en la industria petrolera, el previo conocimiento de estas permite delimitar los sectores productivos y constituye una información imprescindible en trabajos de modelación de yacimientos, que son utilizados para predecir el comportamiento futuro del mismo, y estudiar los diferentes métodos de recuperación secundaria y terciaria a utilizar (Ibonet, 2018).

La metodología aplicada en la investigación se desarrolló sobre cinco pozos y dos *sidetracks* del yacimiento X de la Franja Petrolífera Norte Cubana (FPNC) con el objetivo de determinar la permeabilidad de las rocas reservorio. El mismo está representado por rocas carbonatadas altamente fracturadas pertenecientes al Cinturón de Cabalgamiento Norte Cubano, donde las fracturas aportan la conectividad necesaria para la producción petrolera. Como objetivos específicos se plantea: determinar la permeabilidad de matriz y fractura, y evaluar la contribución de las fracturas en la permeabilidad total del sistema.

MATERIALES Y MÉTODOS

La investigación se propone a partir del cálculo de la permeabilidad de la matriz y fractura, desarrollada a través de correlaciones de núcleos de perforación e interpretaciones de registros de imágenes de microresistividad de la formación (Fullbore Formation Microimager - FMI) respectivamente, estimar la permeabilidad total del sistema poroso en pozos pertenecientes al área de estudio.

Entre los materiales que estuvieron involucrados se encuentran los registros geofísicos convencionales, registros FMI, datos de mediciones de porosidad y permeabilidad de laboratorio de diez muestras obtenidas de cuatro núcleos, e informes de pozos a partir de los cuales se obtuvo información de la perforación de los pozos, pruebas hidrodinámicas y otras particularidades.

Modelo petrofísico utilizado

Debido a que la permeabilidad es el parámetro que más aporta al flujo de fluidos en el reservorio, el modelo a utilizar para la clasificación del medio poroso se fundamenta en la capacidad de flujo del mismo. El medio poroso será dividido en porosidad de baja capacidad de flujo y porosidad de alta capacidad de flujo (**Figura 1**). La porosidad de matriz estará constituida por porosidad interpartícula,

se excluye de la misma la porosidad de los vógelos aislados o separados, y representa a la sección del reservorio con baja capacidad de flujo. La porosidad de alta capacidad de flujo estará constituida por vógelos y/o fracturas conectados (Reyes, 2013).



Figura 1. Modelo del medio poroso. La matriz presenta bajas permeabilidades, mientras que los vógelos y fracturas aportan la mayor permeabilidad al sistema.

Modelo de triple porosidad

Para representar de manera apropiada las características petrofísicas de los yacimientos naturalmente fracturados, es necesario dividir sus propiedades en dos grupos. El primer grupo será representado por las propiedades que están asociadas a la matriz y el segundo grupo estará representado por las propiedades asociadas a los procesos secundarios. En base a las características de los reservorios carbonatados cubanos, los modelos petrofísicos pueden ser de doble o triple porosidad. Será utilizado un modelo de triple porosidad que consiste en la evaluación de las porosidades de matriz, fractura y vógelos aislados. Aguilera y Aguilera (2004) desarrollaron una serie de ecuaciones, utilizadas por González Despaigne (2010) en carbonatos de la FPNC que responden al sistema de triple porosidad para determinar la porosidad de bloque. La porosidad de fractura se obtuvo a partir del análisis y el procesamiento de los datos de micro imágenes de formación (Crain, 2004). En conjunto estas son:

$$\phi_b = 0.7928 * \phi_e + 0.000944 \quad (1)$$

$$\phi_2 = 0.001 * W_f * D_f * K_{fi} \quad (2)$$

$$\phi_{nc} = \frac{(\phi_e - \phi_b + \phi_b * \phi_2 - \phi_2)}{(1 - \phi_b)} \quad (3)$$

$$\phi_m = \phi_e - \phi_2 - \phi_{nc} \quad (4)$$

Donde:

- ϕ_b - Porosidad de bloque (Adimensional).
- ϕ_2 - Porosidad de fractura (Adimensional).
- ϕ_{nc} - Porosidad de vgulos no conectados o ais lados (Adimensional).
- ϕ_m - Porosidad de la matriz (Adimensional).
- ϕ_e - Porosidad efectiva (Adimensional).
- W_f - Apertura de la fractura (mm).
- D_f - Frecuencia o densidad de las fracturas (fracturas x metros).
- K_{fi} - Número de las direcciones de las fracturas principales que varía según la dirección de las fracturas (Adimensional).
- $K_{fi} = 1$ para subhorizontal o subvertical.
- $K_{fi} = 2$ para ortogonal subvertical.
- $K_{fi} = 3$ para caótico o brechado.

La permeabilidad total del sistema (**Ecuación 5**)

se obtiene sumando la permeabilidad de matriz con la permeabilidad de fractura (Reyes, 2013).

$$K_{sist} = K_m + K_{fract} \quad (5)$$

Donde:

- K_{sist} - Permeabilidad total del sistema compuesto por matriz y fracturas.
- K_m - Permeabilidad de la matriz (mD).
- K_{fract} - Permeabilidad de fractura (mD).

Determinación de la permeabilidad de matriz

El método propone que la permeabilidad de matriz puede ser calculada asumiendo que la saturación de agua de la matriz está en condiciones irreducibles. Según Aguilera (2003) esto es razonable para muchos reservorios naturalmente fracturados por encima del nivel de agua libre. La saturación de agua de la matriz se obtiene a partir de la **Ecuación 6** del modelo de triple porosidad.

$$S_{am} = \frac{(S_a - v \cdot S_{af} - v_{nc} \cdot S_{anc})}{(1 - v - v_{nc})(1 - v \cdot \phi_e - v_{nc} \cdot \phi_e)} \quad (6)$$

Donde:

- S_{am} - Saturación de agua de la matriz (Adimensional).
- S_a - Saturación de agua del sistema compuesto (Adimensional).
- S_{af} - Saturación de agua de las fracturas (Adimensional).
- S_{anc} - Saturación de agua de los vgulos no conectados (Adimensional).
- v - Coeficiente de partición (Adimensional). Representa la fracción del volumen total de poros constituidos por fracturas.

$$v = \phi_2 / \phi_e \quad (7)$$

- v - Coeficiente de porosidad no conectada (Adimensional). Representa la fracción del volumen total de poros constituidos por vgulos no conectados.

$$v_{nc} = \phi_{nc} / \phi_e \quad (8)$$

Para desarrollar el modelo de triple porosidad según (Castro Castiñeira, 2017) se asume un valor de 2.0 para el exponente de porosidad de la matriz (m_b) y el exponente de saturación de agua de la matriz (n_b), un valor de 1.0 para el exponente de cementación de las fracturas (m_f) y un valor de cero para las saturaciones de agua de las fracturas (S_{af}) y los vgulos no conectados (S_{anc}). Luego, la permeabilidad de matriz puede ser calculada a partir de la **Ecuación 9**.

$$K_m^{(1/C_4)} = (C_2 \cdot (\phi_m)^{C_3}) / S_{am} \quad (9)$$

Donde C_2 , C_3 y C_4 son constantes ajustables mediante núcleos para el cálculo de la permeabilidad, en el cual se utilizan la porosidad medida directamente de la muestra y la saturación de agua irreducible obtenidas a través de pruebas de presión capilar. Debido a la poca cantidad de muestras pertenecientes al yacimiento del área de estudio para ajustar los coeficientes, se utilizaron los coeficientes $C_2=400$, $C_3=3$ y $C_4=2$ obtenidos por Martin, Solomon y Hartmann (1997), para reservorios carbonatados.

Determinación de la permeabilidad de fracturas

La permeabilidad de fractura se puede determinar utilizando la **Ecuación 10** (Crain, 2004), que depende de la dirección de las fracturas, apertura de las fracturas y de la densidad de las mismas. El análisis cuantitativo de la apertura de las fracturas es posible por el procesamiento adicional de los datos de imágenes de microresistividad de formación. A partir del análisis de la interpretación de los registros FMI en pozos del yacimiento, se utilizó el valor medio de 0.165 mm para la apertura de las fracturas.

$$K_{fract} = 833 * 10^2 * W_f^3 * D_f * K_{fi} \quad (10)$$

Para calcular la permeabilidad media de determinado espesor de capa que atraviesa el pozo se utilizó la **Ecuación 11** de Darcy de la media aritmética ponderada.

$$K_{med} = \frac{(K_1 h_1 + K_2 h_2 + \dots + K_n h_n)}{(h_1 + h_2 + \dots + h_n)} \quad (11)$$

Donde:

- Kmed - Permeabilidad media en (m²), obtenida por métodos de pruebas de pozo.
- Kn - Permeabilidad en (m²) de cada intervalo definido.
- hn - Espesor de la capa (m).

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La permeabilidad de matriz obtenida por el método de Aguilera (2003) en los intervalos pertenecientes a los mantos reservorios (**Figuras 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8**), fue comparada con un ajuste obtenido por los datos de núcleo del pozo X-B (**Figura 9**), obteniéndose un coeficiente de correlación de 80 % aproximadamente (**Figura 10**).

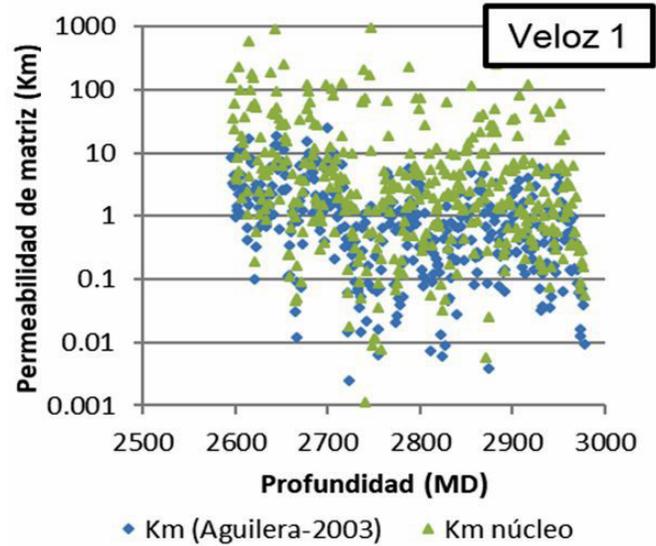


Figura 2. Comparación entre la permeabilidad de matriz obtenida por el método de (Aguilera, 2003) y la obtenida por correlaciones de núcleos para el pozo X-A.

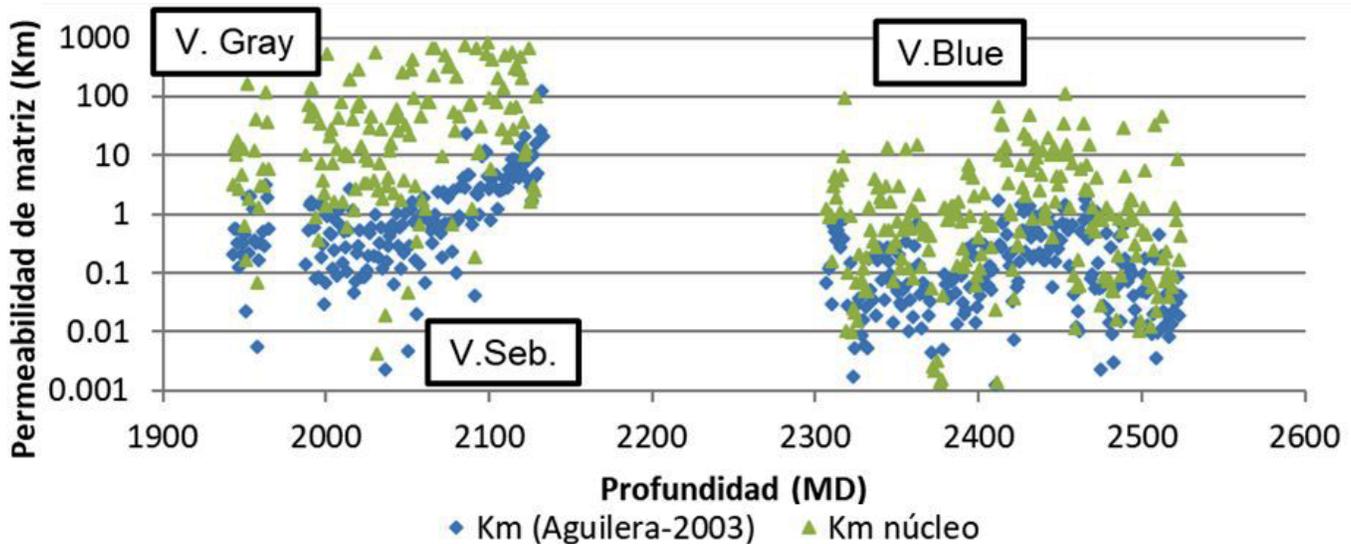


Figura 3. Comparación entre la permeabilidad de matriz obtenida por el método de (Aguilera, 2003) y la obtenida por correlaciones de núcleos para el pozo X-B.

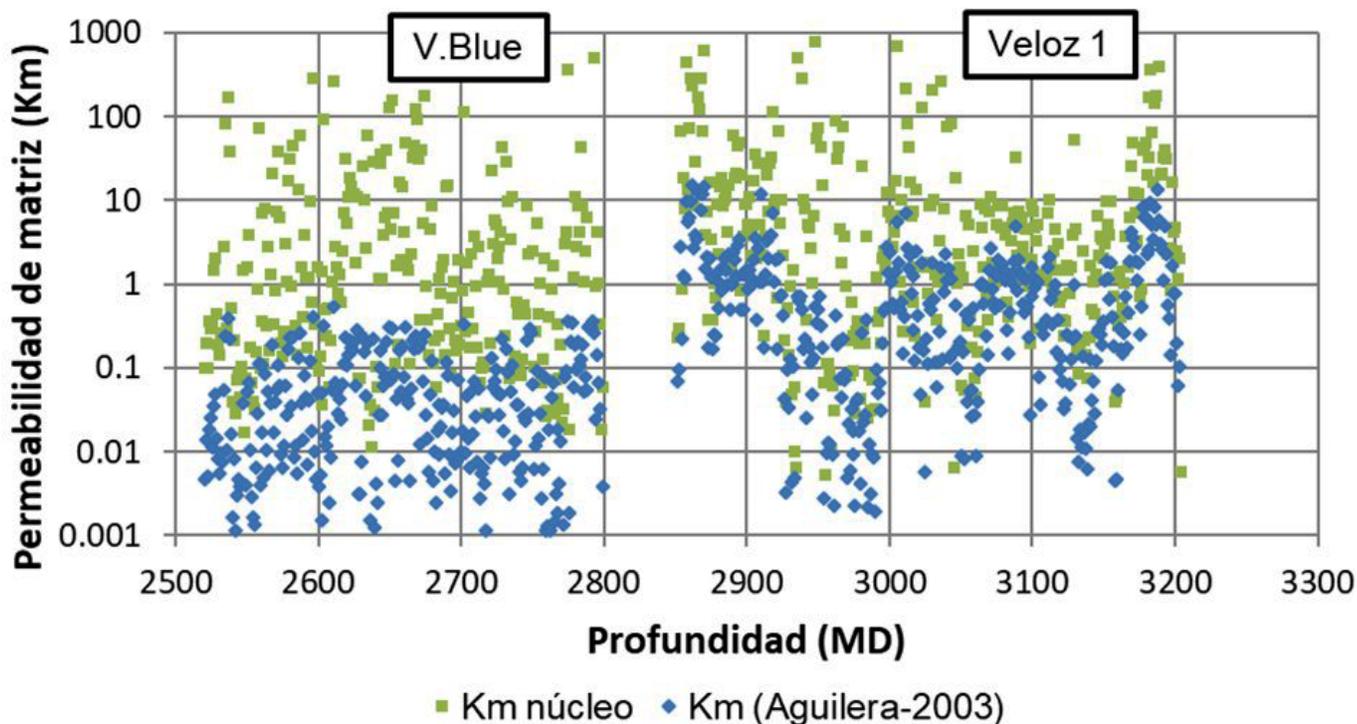


Figura 4. Comparación entre la permeabilidad de matriz obtenida por el método de (Aguilera, 2003) y la obtenida por correlaciones de núcleos para el pozo X-C.

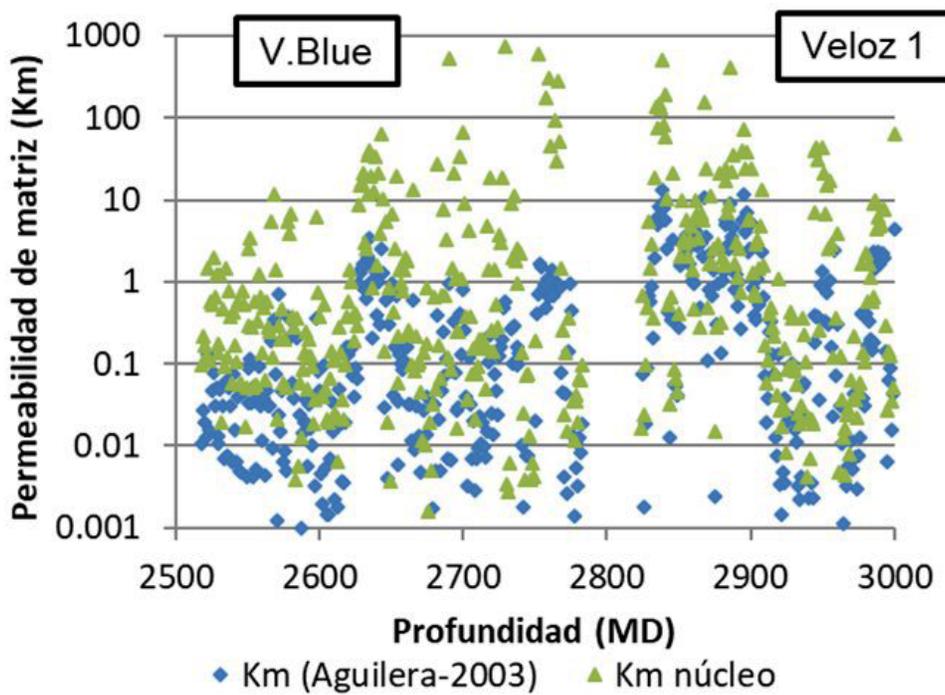


Figura 5. Comparación entre la permeabilidad de matriz obtenida por el método de (Aguilera, 2003) y la obtenida por correlaciones de núcleos para el pozo X-C1.

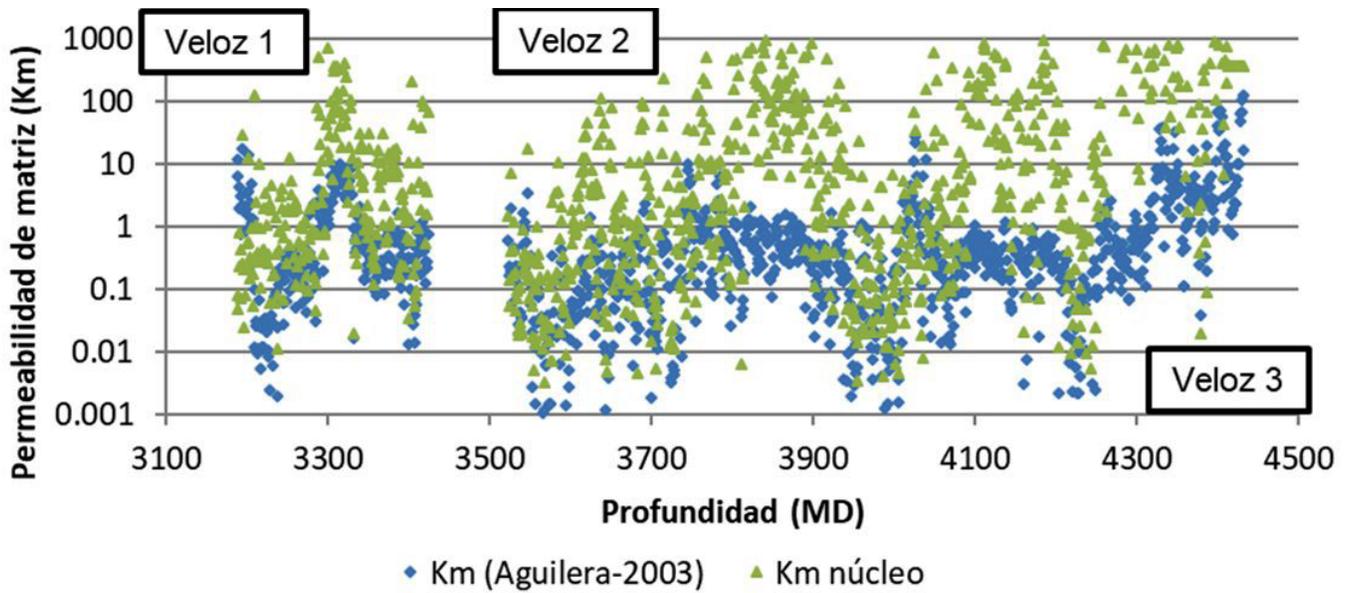


Figura 6. Comparación entre la permeabilidad de matriz obtenida por el método de (Aguilera, 2003) y la obtenida por correlaciones de núcleos para el pozo X-D.

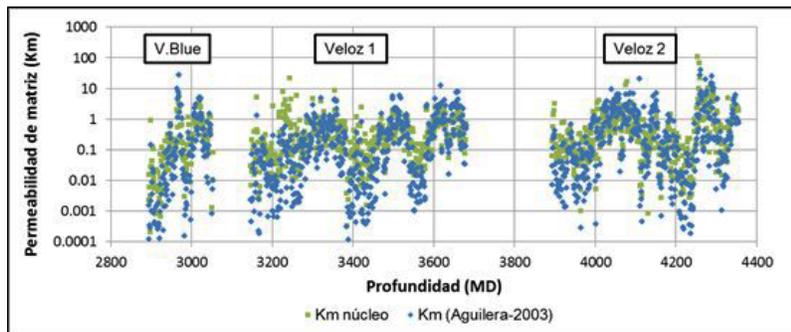


Figura 7. Comparación entre la permeabilidad de matriz obtenida por el método de (Aguilera, 2003) y la obtenida por correlaciones de núcleos para el pozo X-E.

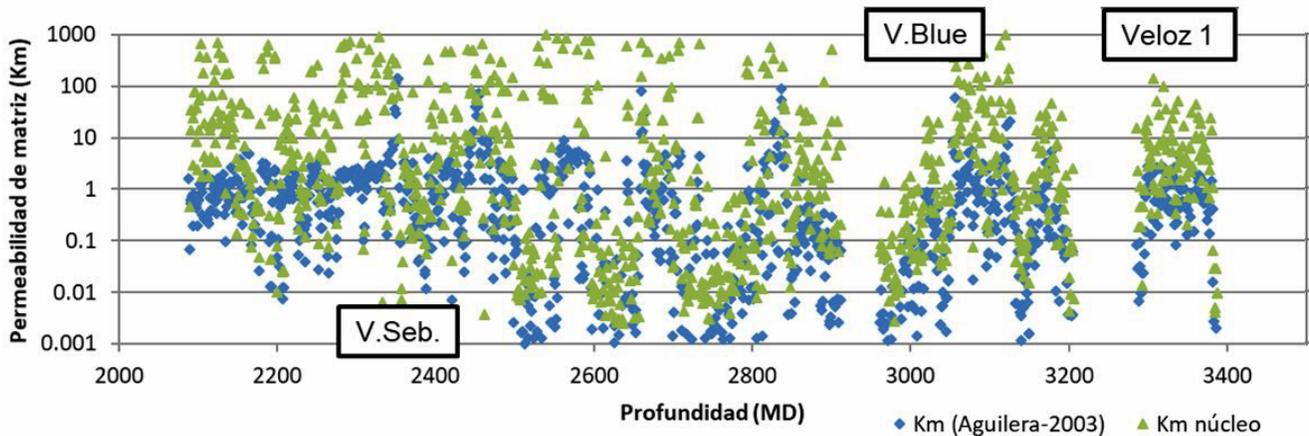


Figura 8. Comparación entre la permeabilidad de matriz obtenida por el método de (Aguilera, 2003) y la obtenida por correlaciones de núcleos para el pozo X-E1.

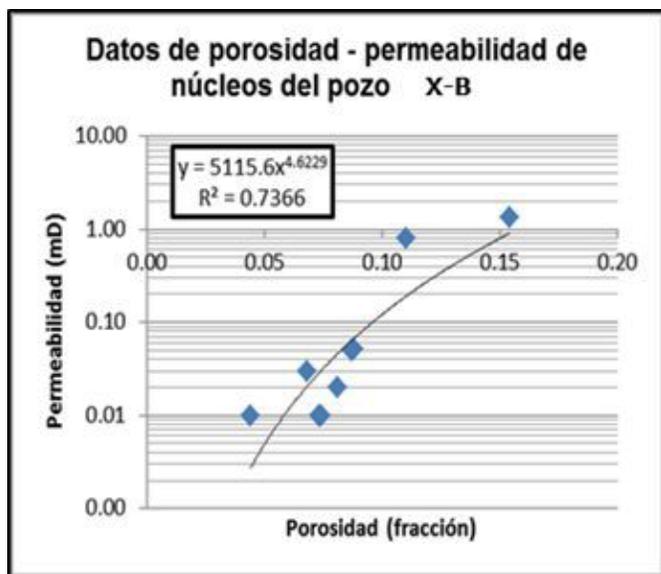


Figura 9. Ajuste de los datos de porosidad y permeabilidad de las muestras de núcleos obtenidas del pozo X-B.

La **Tabla 1** muestra los resultados obtenidos de la permeabilidad de matriz y la permeabilidad de fractura de los pozos del área de estudio, junto a la permeabilidad total del sistema. Puede apreciarse los bajos valores de K_m entre $9.87 \times 10^{-16} \text{ m}^2$ y $8.29 \times 10^{-14} \text{ m}^2$ (0.1–8.4 mD) en contraste con los altos valores de K_{fract} entre $1.81 \times 10^{-12} \text{ m}^2$ y $1.34 \times 10^{-11} \text{ m}^2$ (183–1 392 mD). Esto refleja la realidad de los yacimientos carbonatados cubanos en los cuales, la mayor parte de la movilidad de los fluidos es debido a las fracturas. La **Figura 11** ejemplifica en un registro FMI el alto fracturamiento predominante en estos pozos.

Pozo	Manto	K_m [mD]	K_{fract} [mD]	K_{sist} [mD]
X-A	V.1	1.8	535	536.6
	V. Gray	0.7	781	781.6
X-B	V. Seboruco	3.4	1058	1061.5
	V. Blue	0.2	549	549.2
X-C	V. Blue	0.1	249	249.6
	V.1	0.2	449	449.7
	V. Blue	0.2	889	889.3
X-C1	V.1	1.3	840	841.2
	V.2	8.5	1071	1079.3
X-D	V.1	1.4	183	184.5
	V.2	0.5	213	213.3
	V.3	2.8	361	363.5
X-E	V. Blue	0.7	1230	1230.9
	V.1	0.5	1039	1039.9
X-E2	V.2	1.3	1392	1393.0
	V. Seboruco	2.6	748	751.0
	V. Blue	1.1	406	407.4
	V.1	0.8	458	458.6

Tabla 1. Resultados de la permeabilidad de matriz y la permeabilidad de fractura de los pozos del área de estudio.

Los valores de permeabilidad total del sistema expuestos en la **Tabla 1** son validados a partir de resultados de pruebas hidrodinámicas realizadas en 10 pozos del yacimiento, presentando valores comprendidos entre 98.8 y 2 180 mD. Comparando los resultados para el pozo X-A, la prueba hidrodinámica presenta un valor de 1 280 mD.

La descripción de las fracturas en el reservorio permite lograr modelos predictivos confiables para optimizar el desempeño de los yacimientos carbonatados, proporcionando una comprensión más completa del yacimiento y sus mecanismos de flujo de los fluidos.

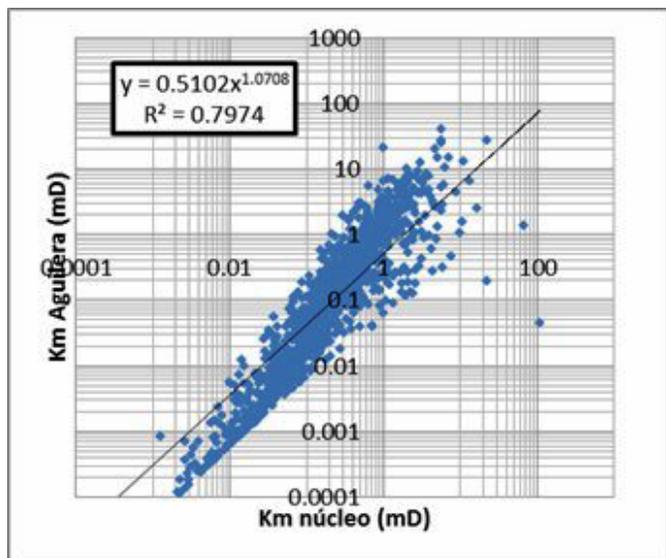


Figura 10. Comparación entre la permeabilidad de matriz obtenida por el método de (Aguilera, 2003) y la obtenida por correlaciones de núcleos para el pozo X-C.



Figura 11. Intervalo del registro de imagen FMI del pozo X-C1. Se puede apreciar el alto fracturamiento predominante en el reservorio. La curva verde representa los límites de capa, las azules las fracturas abiertas y la violeta las trazas vulgares.

CONCLUSIONES

La estimación de la permeabilidad mediante los procedimientos propuestos en la investigación permitirá disminuir la incertidumbre en su determinación, permitiendo la correcta selección de sectores productivos y los trabajos de modelación de yacimientos. La permeabilidad en los reservorios del yacimiento X perteneciente a la Franja Petrolífera Norte Cubana presenta valores que se encuentran entre $1.82 \times 10^{-12} \text{ m}^2$ y $1.37 \times 10^{-11} \text{ m}^2$ (184.5 y 1 393 mD), donde la permeabilidad de matriz muestra pequeños valores entre $9.87 \times 10^{-16} \text{ m}^2$ y $8.29 \times 10^{-14} \text{ m}^2$ (0.1 - 8.4 mD) en contraste con los altos valores de permeabilidad de fractura entre $1.81 \times 10^{-12} \text{ m}^2$ y $1.34 \times 10^{-11} \text{ m}^2$ (183-1 392 mD). A partir de los registros FMI se comprobó el alto fracturamiento predominante en los pozos del área de estudio, y los altos valores de permeabilidad de fractura obtenidos demuestran que la misma es la propiedad fundamental que caracteriza el flujo de fluidos en el reservorio. Se evidencia, además la importancia que tiene el estudio de la fracturación en los reservorios para obtener una descripción efectiva que permita minimizar los riesgos en la extracción de los recursos existentes, y para optimizar los esquemas de explotación de yacimientos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguilera, R.**, 2003, Determination of matriz flow units in naturally fractured reservoirs: *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 42(12), 54-61.
- Aguilera, R. F., Aguilera, R.** 2004, A Triple Porosity Model for Petrophysical Analysis of Naturally Fractured Reservoirs: *Petrophysics*, 45(2), 157-166.
- Castro Castiñeira, O. M.**, 2017, Evaluación petrofísica de formaciones gasopetrolíferas cubanas: La Habana, Centro Nacional de Información Geológica (CNIG), 224 pp.
- Crain, E. R.**, 2004, Fracture porosity from aperture data (en línea): *Crain's Petrophysical Handbook*, <<https://www.spec2000.net/12-phifrac.htm>>, consulta: 15 de enero del 2018.
- González Despaigne, D.**, 2010, Desarrollo de modelos de interpretación petrofísica en reservorios carbonatados, aplicados en yacimientos de la Franja Norte de Crudos Pesados: Matanzas, Cuba, Universidad de Matanzas Camilo Cienfuegos (UMCC), Tesis de maestría, 80 pp.
- Ibonet Figueroa, R.**, 2018, Caracterización petrofísica e identificación de unidades de flujo en el bloque límite con Yumurí del yacimiento Seboruco: La Habana, Cuba, Universidad Tecnológica de La Habana José Antonio Echeverría (UTHJAE). Trabajo de diploma, 62 pp.
- Martin, A. J., Solomon, S. T. and Hartmann, D. J.**, 1997, Characterization of Petrophysical Flow Units in Carbonate Reservoirs: *The American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Bulletin*, 81(5), 734-759.
- Reyes Paredes, O.**, 2013 Metodología para la caracterización de las unidades de flujo aplicada al prospecto Habana del Este de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba: La Habana, Cuba, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (ISPJAE), Tesis de maestría, 80 pp.

Manuscrito recibido: 10 de marzo de 2019.

Manuscrito corregido: 31 de mayo de 2019.

Manuscrito aceptado: 10 de junio de 2019.



Desempeño de cargas para disparos en formaciones duras

Heberto Ramos Rodríguez¹ y Alfredo Fayard²

¹ Centro de Desarrollo de Competencias Energéticas y Sustentabilidad (CEDECES) - Universidad Olmeca. Carretera Villahermosa-Macuspána, km 14, Dos Montes, Centro, C.P. 86280, Tabasco, México. E-mail: hramosr@hotmail.com

² Retirado de Schlumberger Technologies.

RESUMEN

En la terminación de un pozo petrolero, una de las operaciones más importantes es la de disparos, ya que la producción de hidrocarburos depende en gran parte de su diseño y ejecución. El ingeniero especialista tomará en consideración si el pozo es de gas o de aceite, la presión del yacimiento, las características litológicas de la formación productora, la temperatura, la tubería de revestimiento, el agujero, la cementación, etc. Todas estas variables y elementos deberán estar disponibles al momento de diseñar el programa de disparos, para que en la ejecución del programa, se logre comunicar de manera efectiva el yacimiento con el pozo, provocando el menor daño posible a la formación productora. Otro elemento que se considerará, en particular para el caso de los yacimientos del Sureste de México, es la dureza de las formaciones. Como la mayoría de las cargas para disparos están diseñadas para atravesar formaciones de arenas, es posible que no tengan la misma efectividad en formaciones más consolidadas, como calizas, dolomías, brechas y otras litologías más complejas que prevalecen en los yacimientos del Sureste mexicano. Debido a que la gran mayoría de las formaciones productoras de petróleo y gas en los Estados Unidos son rocas de bajo esfuerzo compresivo menor a 10 000 psi, el procedimiento común actual del American Petroleum Institute (API), con número API RP 43 es probar las cargas para disparos únicamente en cemento. Para formaciones blandas esto es una buena práctica, pues el esfuerzo compresivo del cemento es similar al de las formaciones típicas en los Estados Unidos, sin embargo, en el caso de las formaciones de la Región Sur de México (calizas y dolomías), sobre todo

en las formaciones del período Mesozoico Chiapas-Tabasco, en las que el esfuerzo compresivo de las formaciones es generalmente mayor de 10 000 psi, la experiencia muestra que las pruebas API no son lo suficientemente representativas, por lo que es necesario realizar pruebas de las cargas para disparos en materiales de mayor dureza, semejantes a nuestras formaciones productoras. En este trabajo se describen los procedimientos utilizados para realizar dichas pruebas, los materiales utilizados, el tipo de cargas usadas y los resultados obtenidos en las diferentes pruebas efectuadas en el Sureste de México, así como en los laboratorios de Terra Tek. Finalmente, y a partir de las conclusiones derivadas de los resultados, se dan una serie de recomendaciones básicas para diseñar las terminaciones de una manera más apropiada a las características y propiedades de las formaciones del Sureste de México.

Palabras clave: cargas para disparos, formaciones duras, formaciones blandas, pozo petrolero.

ABSTRACT

In the completion of an oil well, one of the most important operations is the perforating, since the production of hydrocarbons depends largely on its design and execution. The specialist engineer must take into consideration the following: whether the well is of gas or oil, the reservoir pressure, the lithological characteristics of the production formation, the temperature, the casing, the hole, the cementation, etc. All these variables and elements must be available at the time of designing the perforating program, so that in the execution of the program, it is

possible to communicate effectively the reservoir with the well, causing the least possible damage to the production formation. Another element that must be considered, for the case of the deposits of southeastern Mexico, is the hardness of the formations. Since most of the charges for shooting are designed to cross sand formations, they may not have the same effectiveness in more consolidated formations, such as limestones, dolomites, breccias and other more complex lithologies that prevail in the deposits of southeastern Mexico. Because most of the oil and gas producing formations in the United States are rocks with low compressive stress of less than 10 000 psi, the current American Petroleum Institute (API), known as API RP 43 common procedure is to test the charges for shooting only in cement. For soft formations this is a good practice, since the compressive effort of the cement is similar to that of the typical formations in the United States, however, in the case of the formations of the Southern Region of Mexico (limestones and dolomites), all in the formations of the Mesozoic period of Chiapas-Tabasco, in which the compressive effort of the formations is generally greater than 10 000 psi, experience shows that the API tests are not sufficiently representative, so it is necessary to perform loads tests for shots in materials of greater hardness, similar to our production formations. This paper describes the procedures used to perform these tests, the materials used, the type of loads used, and the results obtained in the different tests carried out in the southeast of Mexico, as well as in the Terra Tek laboratories. Finally, and based on the conclusions derived from the results, a series of basic recommendations are given to design the completions in a more appropriate way to the characteristics and properties of the formations of the southeast of Mexico.

Key words: charges for shots, hard formations, soft formations, oil well.

RESUMO

Na conclusão de um poço de petróleo, uma das operações mais importantes é o tiro, já que a produção de hidrocarbonetos depende em grande parte de seu projeto e execução. O engenheiro especialista deve levar em consideração se o poço é de gás ou óleo, pressão do reservatório, características litológicas da formação da produção, temperatura, revestimento, furo, cimentação, etc. Todas essas variáveis e elementos devem estar disponíveis no mo-

mento de projetar o programa de queima, para que na execução do programa seja possível comunicar efetivamente o reservatório com o poço, causando o menor dano possível à formação da produção. Outro elemento que deve ser considerado, em particular para o caso dos depósitos do sudeste do México, é a dureza das formações. Como a maioria das cargas de tiros são projetados para atravessar formações de areia, você pode não ter a mesma eficácia em formações mais consolidadas, como calcário, dolomita, breccia e outras litologias mais complexas prevalentes nos campos do sudeste do México. Porque a grande maioria de uma produtora de petróleo e gás nos Estados Unidos são rochas sob tensão de compressão inferior a 10 000 psi, o procedimento comum atual do American Petroleum Institute (API), número API RP 43 é testar cargas para tiros apenas em cimento. Para macia esta é uma boa prática, uma vez que a tensão de compressão do cimento é semelhante ao típico nas Formações Estados Unidos, no entanto, no caso da formação da Região Sul do México (calcários e dolomitas) em particularmente nas formações de período Mesozóico Chiapas-Tabasco, onde a tensão de compressão da formação é geralmente superior a 10 000 psi, a experiência mostra que os testes de API não são suficientemente representativas, por isso é necessário para cargas de teste para tiros em materiais de maior dureza, semelhantes às nossas formações de produção. Este artigo descreve os procedimentos utilizados para realizar esses testes, os materiais utilizados, o tipo de cargas utilizadas e os resultados obtidos nos diferentes testes realizados no sudeste do México, bem como nos laboratórios da Terra Tek. Finalmente, e com base nas conclusões derivadas dos resultados, uma série de recomendações básicas são dadas para projetar as conclusões de uma forma mais adequada às características e propriedades das formações do sudeste do México.

Palavras chave: cobra por tiros, formações duras, formações suaves, poço de petróleo.

INTRODUCCIÓN

Para diseñar en forma efectiva la terminación de un pozo se necesita conocer, entre muchos otros parámetros, las características de las cargas para los disparos, especialmente la penetración efectiva a la formación, ya que, de no conocer este dato, se puede tener una producción inferior a la esperada —en el mejor de los casos—, y en ocasiones ni siquiera tener acceso a la formación.

Los cuatro principales parámetros de las cargas para lograr la máxima productividad de los pozos son: densidad de disparo, penetración, fase del disparo y diámetro del agujero de entrada. La importancia relativa de cada parámetro varía dependiendo del tipo de terminación. En las terminaciones convencionales, la productividad de la formación depende fuertemente de la penetración de las cargas, especialmente en rocas duras, como es el caso de las existentes en la Región Sur de México.

En función de estos elementos, y con el propósito de tener un conocimiento más preciso de las diferentes herramientas utilizadas para ejecutar esta operación clave en la industria petrolera, se investigaron los procedimientos que utilizan los fabricantes de cargas para probar sus productos, así como las condiciones y materiales que toman como referencia para diseñar sus especificaciones.

Sobre la base de este conocimiento se procedió a diseñar un modelo experimental para realizar pruebas de laboratorio y campo, a fin de comprobar el desempeño real de las cargas explosivas que hay en el mercado. La generación de este nuevo conocimiento permitirá seleccionar las mejores tecnologías para efectuar terminaciones más efectivas, considerando las características de las formaciones del mesozoico Chiapas-Tabasco.

Los resultados de esta investigación permitirán

elaborar procedimientos adecuados para realizar terminaciones de pozos con mayor seguridad y alcanzar los objetivos propuestos en cada una de estas operaciones.

DESARROLLO

Explosivos.

Las cargas para perforar la tubería de revestimiento dependen de los explosivos para generar la energía necesaria y tener una penetración efectiva de la tubería de revestimiento, cemento y formación. Por esto, el desempeño de la carga está relacionado directamente con el desempeño del explosivo.

Debido a su enorme relación Energía-Peso se prefiere los explosivos sobre otra fuente de energía. Los explosivos actúan rápidamente, son confiables y se almacenarán por largos periodos de tiempo. Además, con las precauciones debidas, los combustibles se manejarán con seguridad.

Tipos y características

De acuerdo con su velocidad, los explosivos de reacción se clasifican en altos y bajos, se les denomina de esa manera por su velocidad de reacción, los explosivos bajos son los que tienen una velocidad de reacción que va de los 330 a los 1 500 m/s, y los explosivos altos son los que tienen velocidades de reacción superiores a los 1 500 m/s (**Tabla 1**).

Los explosivos que se usan comúnmente en las

Explosivos Bajos	Explosivos Altos
Velocidad de reacción 330-1500 m/s.	Velocidad de reacción > 1500 m/s.
Sensibles al calor (iniciados por flama o chispa).	Iniciados por calor o percusión.

Tabla 1. Tipos y características de explosivos.

operaciones de disparos son de cuatro tipos: azida de plomo, RDX, HMX y HNS. La Azida de plomo se usa en algunos estopines eléctricos. Los restantes: RDX, HMX, y HNS se usan en los cordones detonantes, fulminantes y cargas.

Algunos de los parámetros más importantes a considerar en la selección de los explosivos son las siguientes:

- Sensibilidad: La sensibilidad es una medida de la energía mínima, presión o potencia requerida para iniciar un explosivo y nos refleja

la facilidad con la que puede iniciarse.

- Sensibilidad al impacto: Es la altura mínima de la cual puede dejarse caer un peso sobre el explosivo para que detone.
- Sensibilidad a la chispa: Es la cantidad de energía que debe tener una chispa para detonar un explosivo.
- Estabilidad. Se refiere a la habilidad de un explosivo para perdurar por largos periodos de tiempo o para soportar altas temperaturas sin

descomponerse, disminuir o perder sus propiedades.

Los explosivos usados en los disparos tendrán una alta estabilidad para que sean almacenados por un tiempo razonable y que operen de forma efectiva después de exponerse a las altas temperaturas, así como a las condiciones ambientales del pozo.

Tipo de pistolas y cargas

Un sistema de disparo consiste en un arreglo de cargas explosivas, un cordón detonante, un estopín y un porta-cargas. A este arreglo se le llama cadena explosiva y contiene una serie de componentes de tamaño y sensibilidad diferente. La cadena explosiva se bajará al pozo utilizando cable electromecánico para registros y/o con tubería.

Pistolas bajadas con cable.

El sistema de disparo bajado con cable (DBC) se usará antes o después de introducir la tubería de producción.

Los disparos en la formación se generan mediante el uso de pistolas recuperables entubadas, así como también expuestas –parcial o totalmente desechables– que cuentan con cargas explosivas moldeadas o huecas.

En los sistemas recuperables entubados, los residuos de los explosivos y lámina porta cargas se recuperarán, por lo que prácticamente no queda basura en el pozo. En este sistema las cargas moldeadas o huecas no están expuestas a la presión y ambiente del pozo, que lo hace más adecuado para ambientes hostiles. Estos sistemas tienen la ventaja de serán bajados mediante tubería de producción, con el aparejo de tubería flexible o con cable.

En las pistolas expuestas desechables, los residuos de las cargas, cordón, estopín y el sistema porta cargas (lámina, alambre, uniones de cargas) se quedan dentro del pozo dejando una considerable cantidad de basura. Una ventaja es que, al no estar las cargas contenidas dentro de un tubo, serán de mayor tamaño, con lo que se obtiene una mayor penetración. La principal desventaja es que los componentes explosivos están expuestos a la presión y fluido del pozo, lo cual limita sus aplicaciones.

Las pistolas expuestas semi desechables son similares a las anteriores con la ventaja de que la cantidad de residuos dejados en el pozo es menor, pues se recupera el porta cargas.

Pistolas bajadas con tubería.

En el sistema de disparo bajado con tubería (DBT), la pistola es ubicada al intervalo de interés con tubería de trabajo o con el aparejo de producción. A diferencia de las pistolas bajadas con cable, la operación de disparos puede



Figura 1. Tipos de pistolas:

- a. Pistola expuesta desechable con cargas Enerjet de 1 1/4".
- b. Pistola expuesta semi-desechable con cargas Enerjet de 2 1/2".
- c. Pistola expuesta semi-desechable con cargas PowerSpiral.

ser efectuada en una sola corrida, lo cual favorece la técnica de disparos bajo balance.

METODOLOGÍA DE SELECCIÓN

Planeación

Con frecuencia, cuando se piensa en disparar un pozo solo se presta atención a la pistola. Sin embargo, para obtener un resultado eficiente de disparo, se requiere del diseño y aplicación de un programa completo de disparo.

Los resultados de las pruebas API pueden servirán de base para una comparación general del desempeño de

las cargas, pero ésta solo será válida bajo las mismas condiciones de prueba. Las condiciones reales en la formación no serán las mismas que existían durante la prueba, es decir, las tuberías, fluidos del pozo, tipos de formación, esfuerzo compresivo y presiones serán muy diferentes. Como resultado, el desempeño de una carga variará significativamente del obtenido durante la prueba.

En general:

- A mayor resistencia compresiva y densidad de los materiales menor penetración.
- El esfuerzo efectivo (presión de sobrecarga menos la presión de poro) y la heterogeneidad de la formación también afecta la penetración.

Al planear un trabajo de perforación de tubería-formación, se deben considerar: el método de terminación, las características de la formación, las tuberías y accesorios del pozo y las condiciones esperadas del pozo durante el disparo.

Una vez recabada esta información, se escogerá dentro de una gran variedad de sistemas de disparo y técnicas disponibles para seleccionar el mejor sistema para el caso en particular.

Métodos básicos de terminación

Los métodos más comunes utilizados en la industria petrolera son: natural, control de arena y estimulación.

El orden de importancia de los factores geométricos del sistema de disparo es diferente para cada caso.

Terminación natural

En las terminaciones naturales no se necesita estimulación o control de arena. El objetivo es incrementar la relación de productividad.

El diseñador establecerá un programa de disparo para remover o reducir cualquier obstáculo al movimiento del fluido del yacimiento. Estas restricciones existirán en la zona comprimida por el disparo o en la zona dañada durante la perforación.

La zona dañada es una región que rodea la pared del pozo en la cual la formación pudo haber sido alterada durante la perforación. Por ejemplo, cuando el fluido de perforación y el agua del cemento entran en la formación se deposita materia sólida, esto causa dilatación de la arcilla e induce precipitación química. Además, reduce el

tamaño efectivo de los poros disponibles para flujo del fluido y, en consecuencia, la permeabilidad.

El orden de importancia de los factores geométricos en este tipo de terminación es: densidad de cargas, penetración, fase y diámetro del agujero.

Control de arena

El objetivo en las operaciones para control de arena es prevenir que la formación alrededor de la perforación se deteriore. Si esto ocurre, los materiales resultantes bloquean el agujero y pueden llegar a tapar la tubería de revestimiento y la tubería de producción.

En formaciones no consolidadas, ocurrirá el arenamiento si hay una caída sustancial de presión entre la formación y el pozo. Esta caída de presión es inversamente proporcional a la sección transversal del agujero hecho por la carga, la probabilidad de arenamiento se reducirá aumentando el área perforada total. Entre más grande sean la densidad de cargas y el diámetro del agujero del disparo, mayor será el área perforada.

Por lo anterior, el orden de importancia de los factores geométricos será: diámetro de la perforación, densidad de cargas, fase y penetración.

Estimulación

Las operaciones de estimulación incluyen acidificación y fracturamiento hidráulico. El objetivo es incrementar el tamaño y número de caminos por los que el fluido se moverá de la formación al pozo. Ambas operaciones requieren de la inyección a la formación de grandes volúmenes de fluidos a altas presiones.

En las formaciones que requieren estimulación, el diámetro y distribución de los agujeros son importantes. El diseñador debe seleccionar diámetros y densidades para controlar la caída de presión a través de las perforaciones para reducir la demanda del equipo de bombeo.

Una buena distribución vertical de los agujeros es necesaria para mejorar la extensión vertical del tratamiento. Generalmente, una densidad de 13 cargas por metro es suficiente. La distribución radial de los agujeros tendrá un rol importante en la efectividad del tratamiento. En operaciones de fracturamiento, por ejemplo, si se usa una fase 90 ° en lugar de 0 °, es más probable que los agujeros se alineen con la orientación de las fracturas naturales, proporcionando una trayectoria más directa para que el fluido de fracturamiento entre en la formación.

El orden de importancia para este tipo de terminación es la siguiente: fase, densidad de cargas, diámetro del agujero y penetración.

En caso de tener la formación fracturada naturalmente, se considerará un sistema que aumente la probabilidad de interceptar fracturas, por lo que el orden de los factores cambia de la siguiente manera: penetración, fase, densidad de las cargas y diámetro del agujero.

Las características de la formación y los objetivos de la terminación determinan la jerarquía de los factores geométricos del sistema de disparo.

Las condiciones del pozo, por otro lado, determinan usualmente el tamaño y tipo de pistola que puede usarse y pueden afectar también el éxito de la operación de disparo. En la **Figura 2** se muestra la jerarquía de los factores geométricos del sistema de disparos en función de la heterogeneidad de la formación.

Consideraciones en formaciones heterogéneas

El diseño efectivo de disparo considera las heterogeneidades

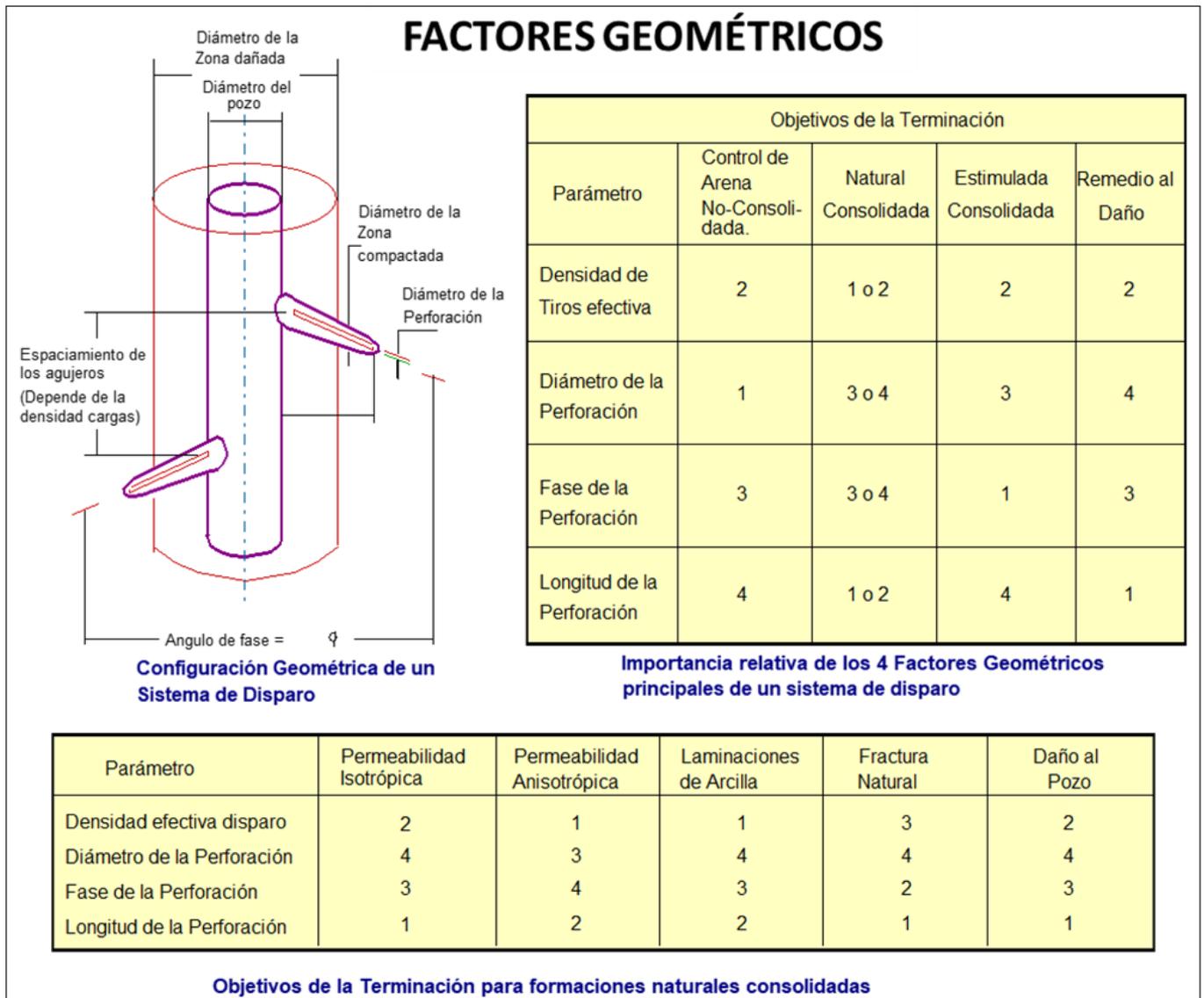


Figura 2. Jerarquía de los factores geométricos.

dades comunes de la formación: anisotropía, laminaciones de arcilla, fracturas naturales y redes de fracturas (**Figura 3**).

La mayoría de las formaciones son anisotrópicas, es decir su permeabilidad vertical K_{vert} es menor que su permeabilidad horizontal K_{horiz} . Esto afecta la relación

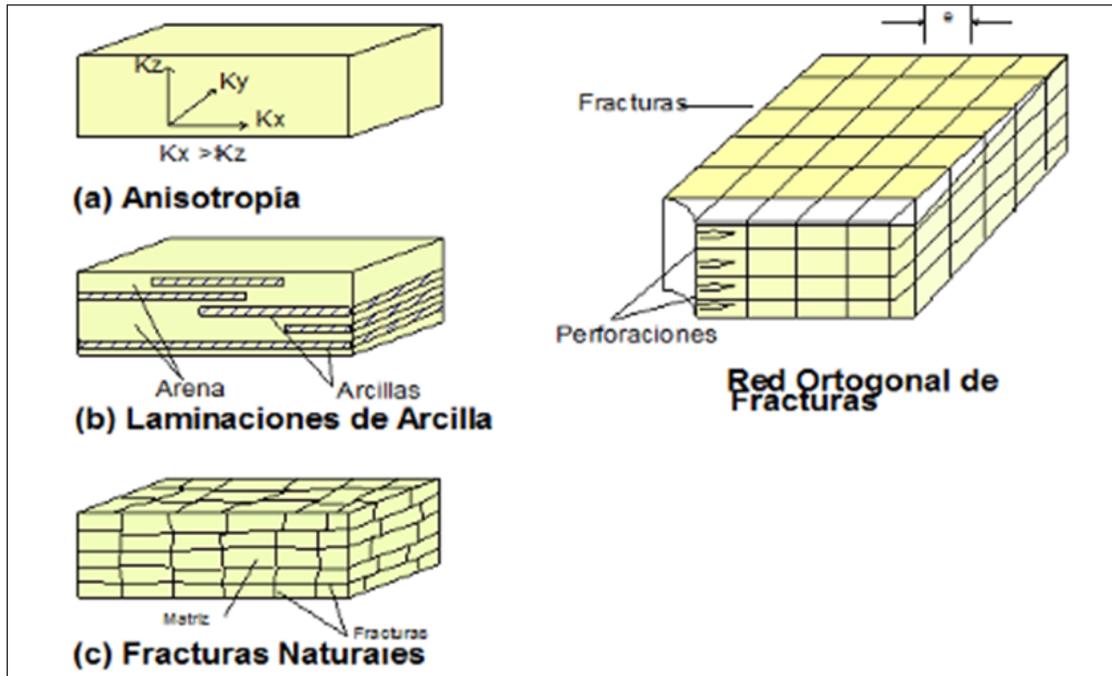


Figura 3. tipos comunes de heterogeneidades.

de productividad. Una manera efectiva de contrarrestar los efectos adversos de la anisotropía es incrementando la densidad de los disparos.

Si se tienen laminaciones de arcilla, es importante obtener la mayor densidad de cargas por metro para aumentar la probabilidad de perforar las formaciones productoras intercaladas.

Muchos yacimientos tienen uno o más conjuntos de fracturas naturales que generan una alta permeabilidad, aunque la permeabilidad de la matriz sea baja. La productividad del intervalo disparado depende de la comunicación hidráulica entre las perforaciones y la red de fracturas. En la **Figura 4** se observan los tipos de disparos para cada tipo de formación heterogénea.

Información necesaria para el diseño del disparo

Los siguientes datos deben considerarse para obtener un buen diseño de disparos:

- **Datos de la formación:** litología, permeabilidad, porosidad, densidad e intervalo a disparar.
- **Fluidos esperados y presiones:** aceite, gas, H₂S, presión de formación, presión de sobrecarga, presión de poro, resistencia compresiva.
- **Condiciones del pozo:** desviaciones, lodo de perforación, diámetro de barrena y temperatura de fondo.
- **Estado mecánico:** tuberías de revestimiento, cementación y datos del aparejo de producción.

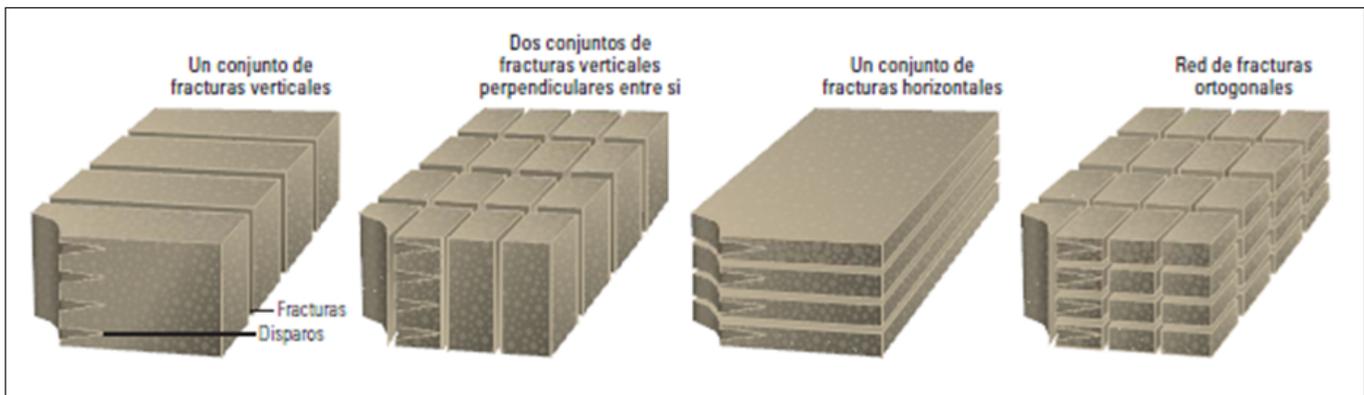


Figura 4. Tipos de disparos para las diferentes formaciones heterogéneas.

- **Método de terminación a realizar:** natural, control de arena o estimulación o fracturamiento.

El problema

El común denominador en todos los trabajos referidos a las cargas utilizadas en las operaciones de terminación de pozos, son los esfuerzos compresivos de los núcleos o blancos utilizados para efectuar pruebas de penetración no rebasan las 10 000 psi. El problema que se tiene en la Región Sur de México es que, como las formaciones productoras son más duras (los esfuerzos compresivos varían de 12 000 a 15 000 psi), no hay muchos antecedentes de trabajos o pruebas realizados en materiales de dureza similar.

Por lo que se infiere que, mientras no se tenga un estudio comparativo de las diferentes tecnologías usadas para efectuar terminaciones, no se podrán evaluar y seleccionar adecuadamente los mejores productos para realizar estas operaciones, de tal manera que estos resulten efectivos en las condiciones que prevalecen en las formaciones productoras de la Región Sur de México.

Para obtener un mejor conocimiento del desempeño de estas cargas tipo JET en materiales característicos de las formaciones productoras, se envió un núcleo de ca-

liza a los laboratorios Terra Tek, en Houston, Texas, EUA. Los técnicos de esta empresa cortaron varias muestras y midieron sus características, las cuales se muestran en la **Tabla 2**.

Como se observa, el esfuerzo compresivo de la matriz de esta roca va de los 13 000 a los 15 000 psi. Esta variación se debe a que el núcleo está fracturado, como es común en las formaciones de la Región Sur de México.

En su artículo «Flash X-Ray Analysis of the Interaction of Perforators with Different Target Materials (SPE Paper No. 14 322), C. L.» Aseltine menciona que el comportamiento de una carga para disparos en cemento es muy diferente al que tiene en otros materiales, tales como berea y caliza. También expresa que es necesario realizar más pruebas para poder establecer un modelo más avanzado para la predicción de las penetraciones.

Siguiendo esta recomendación, se realizaron pruebas de penetración de cargas en diferentes materiales (caliza, cemento, acero, etcétera), cuyas propiedades de compresividad varían significativamente.

Los resultados de estas pruebas se muestran en la **Tabla 3**. Las letras mayúsculas A y B, corresponden a diferentes proveedores de cargas.

Lo interesante de esta prueba es que, en contra

Muestra	Tipo de roca	Esfuerzo efectivo confinado	Módulo de Young (x106 psi)	Relación Poisson	Esfuerzo compresivo (psi)	Esfuerzo compresivo residual
1	Carbonato	0.0	7.44	0.23	13,433	8.551
2	Carbonato	0.0	7.86	0.24	15,848	12.229

Tabla 2. Resultado del núcleo analizado en los laboratorios de Terra Tek.

de lo comúnmente aceptado, en el sentido de que una carga que penetra más en concreto, penetrará más en roca dura, las cargas «A» y «B» que penetraron más en cemento penetraron menos en la roca dura. Esto es, entre otras razones, al hecho de que para satisfacer los requerimientos del American Petroleum Institute (API) algunas compañías están optimizando sus cargas para que penetren bien en cemento, lo que no es bueno –definitivamente– para las formaciones duras, fracturadas naturalmente, de litologías complejas y rangos muy variables de permeabilidad como las de la Región Sur de México.

Cuando una formación es de baja permeabilidad, la invasión de los fluidos de perforación es alta y, por lo

tanto, el daño a la formación es mayor. Al ser la formación de baja permeabilidad, tarda más en formarse el enjarre y hay probabilidades de mayor invasión de agua. En este caso, se requieren cargas que tengan buena penetración en formaciones duras, para que se rebase la zona dañada y se tenga mejor opción de obtener la producción esperada. Probando las cargas únicamente en cemento no tienen ninguna certeza de que las cargas van a tener un buen desempeño en rocas duras.

DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El modelo para llevar a cabo las pruebas de las cargas consistió en confinar el blanco de caliza o granito en una

Carga	Blanco	Penetración
A	Concreto API	24"
A	Caliza 15,000 psi	8"
B	Concreto API	19"
B	Caliza 15,000 psi	10"

Tabla 3. Penetración de cargas en diferentes materiales.

tubería de revestimiento de 9 5/8", con cemento alrededor, poniendo en la parte superior un recorte de la tubería de 5", donde se coloca la carga, como se muestra en el diagrama de la **Figura 5**. En la **Figura 6**, se aprecia el resultado de la realización física del modelo, en la parte media se observa el blanco de caliza rodeado de cemento. El contenedor es un tramo de tubería de revestimiento, en esta etapa, aun no se colocaba la placa que simula la tubería de revestimiento a perforar.

El estudio abarcó los diámetros de pistola comúnmente usados en la Región Sur de México, tales como 1 1/8", 2 3/8", 2 1/2", 3 3/8" y 4 1/2" efectuando las pruebas en rocas de alta resistencia a la compresión, en un

rango de 10 000 a 15 000 psi, lo que representa un cambio sustancial respecto a las pruebas que realiza el API, donde generalmente las rocas son de esfuerzo compresivo bajo, del orden de los 5 000 psi.

Otra diferencia notable es la heterogeneidad de las rocas que se utilizaron como blancos en esta investigación, las cuales fueron calizas y granito, teniendo un valor de penetración más real para el tipo de yacimientos que existen en la Región Sur de México. El API, en cambio, utiliza blancos de concreto, cuya resistencia a la compresión es menor a los 5 000 psi, y es además un material homogéneo.

La eficacia de las cargas es extremadamente sensible al esfuerzo de compresividad de las rocas, esto quiere

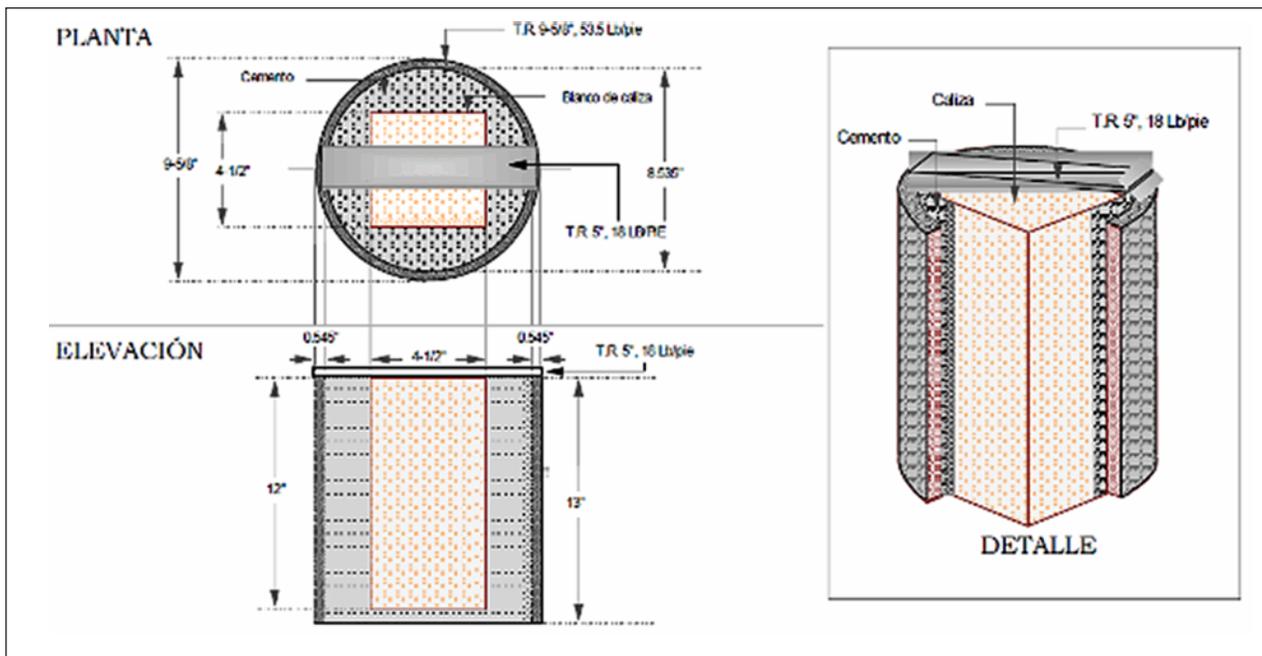


Figura 5. Modelo empleado para las pruebas de cargas.

decir que una carga diseñada y optimizada para un blanco de concreto, no necesariamente tendrá un buen desempeño en uno de caliza o granito, tal como se muestra en los resultados de este trabajo, donde se observan reducciones en la penetración total del disparo hasta un máximo del 80 %, con relación a las marcas en la norma API.

Este aspecto tiene una relevancia significativa, debido a que la productividad de los pozos dañados durante la perforación depende directamente de la profundidad del daño, y el mejor desempeño de las pistolas utilizadas. Si los disparos tienen una penetración mayor que la zona dañada, el factor de daño mecánico será bajo.

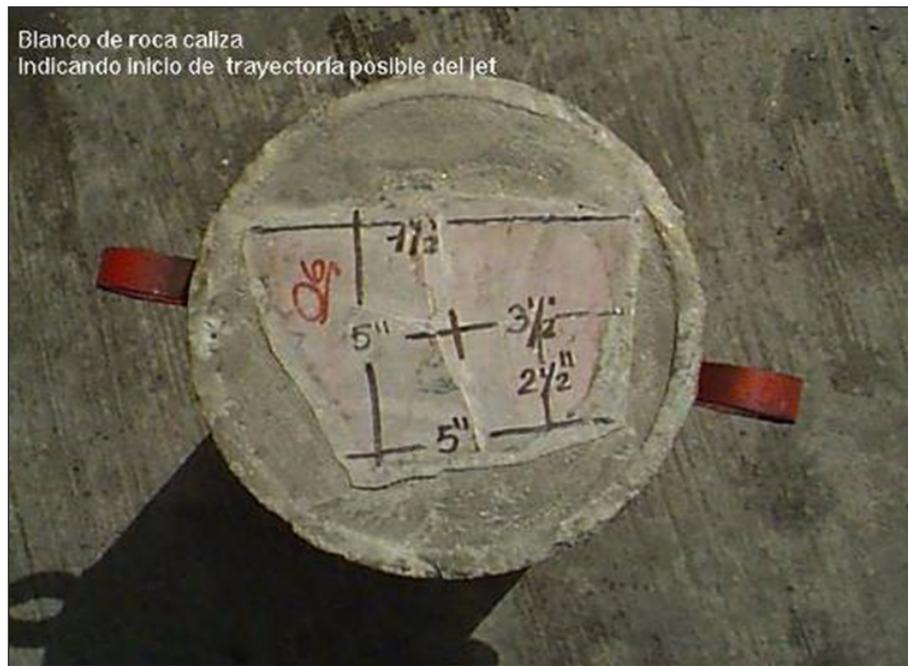


Figura 6. Realización del modelo en el que se observa el blanco de caliza con indicación del posible inicio de trayectoria del disparo.

En consecuencia, si la zona dañada es mucho mayor que la penetración del disparo, se observará un daño a la formación mucho mayor.

Una de las consideraciones más importantes con respecto a la longitud de penetración del disparo y la productividad del pozo, es que el disparo debe sobrepasar la zona dañada.

Normalmente, la perforación producida por el disparo debe ser de pocas pulgadas en la vecindad del pozo, sin embargo, en roca dura la probabilidad de pasar la zona de daño se reduce considerablemente debido al comportamiento de las cargas, como se observar en los resultados de las pruebas realizadas.

La litología es una variable en el desempeño de las cargas que recientemente se ha reconocido como un factor que afecta la penetración de los disparos. De ahí la importancia de los resultados obtenidos en este trabajo, a partir de los cuales será posible seleccionar las mejores cargas para obtener resultados satisfactorios.

La descripción geológica de los blancos utilizados (granito, caliza y acero), así como de las muestras de núcleos tomados en los pozos **1** y **2** de la Región Sur de México, son las siguientes:

Granito

Rojo de Texas, granito biotita (geológico) o granito (ASTM)

a secas. Los minerales que conforman la roca son: álcali feldespato (microlina) 35 %, cuarzo 26 %, plagioclasa (albita) 25 %, biotita 15 %, con trazas de moscovita, zircón, apitita, clorita y sericita.

Se extrajo de una cantera de Llano, Texas, al Oeste de Austin. Su origen es Grenville, post-tectónico y data de 1 116-1 070 millones de años. La muestra es un granito de grano mediano a grueso. Está conformado por cristales largos de álcali feldespato (microlina) color salmón, rodeados por pequeños cristales de cuarzo y plagioclasa (albita), con muchos cristales de biotita esparcidos a través de la muestra. La textura puede describirse mejor como holocristalina, puesto que la roca está enteramente compuesta de material cristalino. El índice de color del granito fue aproximadamente hasta 15, y su esfuerzo compresivo de 20 000 a 25 000 psi (**Figura 7**).

Caliza

Es un *packstone* de bioclastos (algas, corales) con placas y espículas de equinodermos. Presenta recristalización, escasas microfracturas selladas por calcita y estilolitas. Se observan foraminíferos bentónicos y planctónicos, y escasa dolomitización en estilolitas. Esta caliza, procedente del afloramiento de la cantera de Cementos Apasco, en Macuspana, Tabasco, México, data del Oligoceno Superior, con una edad de aproximadamente 20 millones de

años. Su esfuerzo compresivo está entre 12 000 y 15 000 psi (**Figura 8**).

Se utilizaron cuatro muestras de acero ASTM A36-94, con resistencia a la tensión de 73 800 a 79 200 psi, esfuerzo a la compresión de 49 000 a 54 400 psi, y una elongación de 25.7 a 33.0 milímetros (**Figura 9**).

Núcleo del pozo 1

Fue extraído del intervalo 5 553 m - 5 542 m, con una recuperación total (100 %) de 9.0 m y un diámetro de 4 pulgadas. Se observó una impregnación regular de aceite pesado y trazas de aceite ligero. Su porosidad es de tipo secundaria, intercrystalina y disolución en cavidades. Se describe como una dolomía café claro, mesocrystalina, euhedral a subhedral, que presenta abundantes fracturas, microfracturas y estilolitas. Perte-



Figura 7. Muestra experimental de granito.

neces a la formación Jurásico Superior Kimmerigiano. Una muestra del núcleo ya perforado por el disparo se observa en la **Figura 18**.

Núcleo del pozo 2

Fue extraído del intervalo 2 922-2 931 m, con una recuperación (74.4 %) de 6.7 m. Se observó impregnación de aceite y gas. Su porosidad es de tipo intergranular. En la parte superior (3.7 m) es arena gris claro a café claro, con granos que van de grueso a fino, con laminaciones de lutita compacta de color gris oscuro, arena y calcárea en partes con laminaciones de material carbonoso, con piritita diseminada. Procede de la formación Encanto. Una muestra del núcleo ya perforado por el disparo se observa en la **Figura 19**.

PROCEDIMIENTO

Para la realización de las pruebas de disparos con dife-

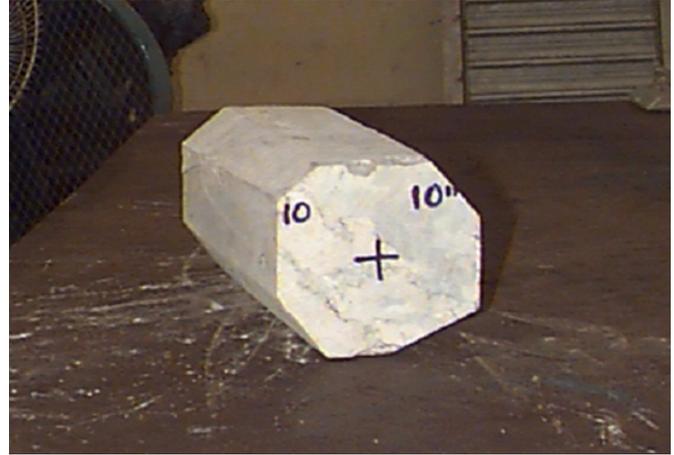


Figura 8. Muestra experimental de caliza Acero.

rentes cargas, de acuerdo con el diseño mencionado líneas arriba, se cortaron tramos de tubería de revestimiento como contenedores de los blancos de caliza, granito y acero, así como de las muestras de núcleos de los pozos 1 y 2, provenientes de la Región Sur de México, se colocaron en el interior de los tramos de tubería de revesti-



Figura 9. Muestra experimental del blanco de acero ASTM A36-94.

miento utilizados como contenedores y se vació cemento alrededor de los blancos para proporcionar rigidez y resistencia mecánica. En la **Figura 10**, aparece una placa recortada de tubería de revestimiento sobre la cara superior de cada contenedor, en el que se coloca la carga explosiva.

Las cargas se fijan sobre el recorte de tubería de revestimiento y se centran a los blancos de caliza, granito y acero, así como en las muestras de núcleos de los pozos 1 y 2 provenientes de la Región Sur de México, como se observa en las **Figuras 11** y **12**. Para las pruebas se utilizaron cargas de 3 diferentes proveedores: A, B y C.

Siguiendo las normas de seguridad aplicables se realizaron los disparos a los diferentes contenedores con cargas de los proveedores A, B y C, utilizando los mis-



Figura 10. Disposición de muestras experimentales en contenedores.

mos espesores de tubería de revestimiento entre las cargas y los contenedores. En las **Figuras 13 y 14** se observan las perforaciones producidas por los disparos. En los

blancos y en las tuberías de revestimiento.

Posteriormente se procede a sacar los blancos con cemento de los contenedores elaborados con tramos



Figura 11. Blanco de roca caliza con carga de 1 "1/8" del proveedor B y lámina de T.R. de 5", 18 lb/pie.

de tubería de revestimiento, se desechan estos y se realizan cortes longitudinales a las muestras para observar la forma de los disparos y medir la profundidad de estos.

En las **Figuras 15, 16, 17, 18 y 19**, se observan respectivamente las perforaciones en los blancos de granito, de caliza y de acero, así como las perforaciones en las



Figura 12. Cargas de 1 1/8", del proveedor A y lámina de T.R. de 5", 18 lb/pie.

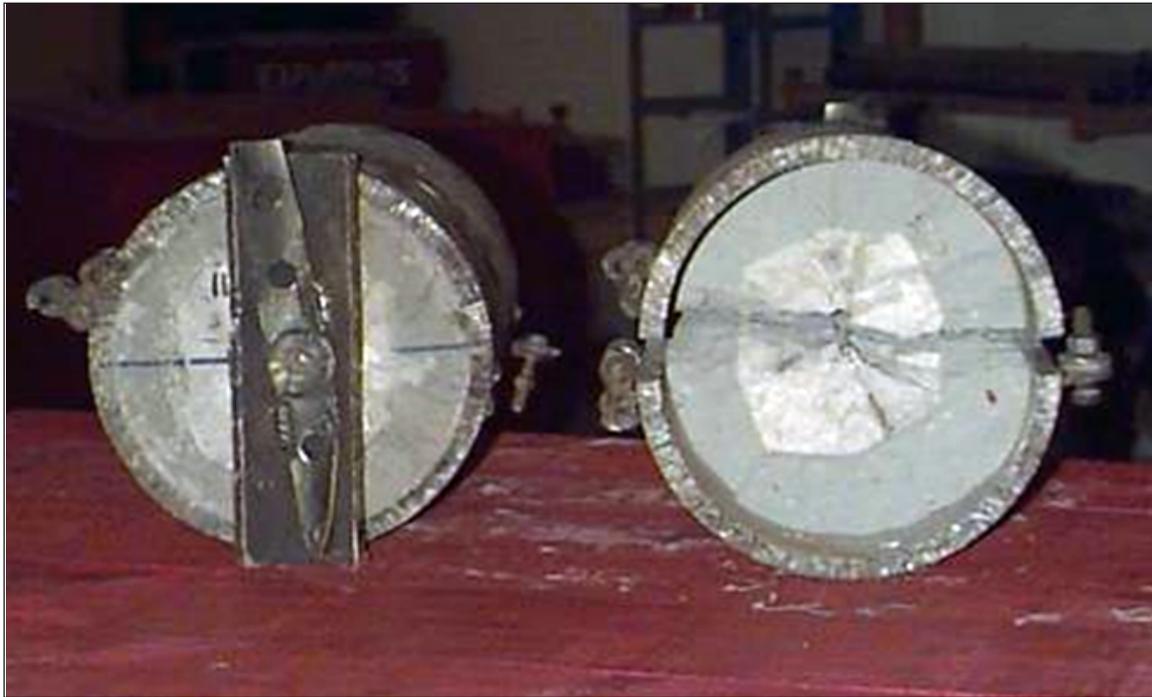


Figura 13. Blancos después de recibir disparos en contenedores tipo recuperables.

muestras de núcleos de los pozos 1 y 2 provenientes del Sureste de México.

DISCUSIÓN

En las gráficas de las Figuras 20, 21 y 22, se observan los resultados de disparos de cargas con pistolas de diferentes

diámetros y diferentes proveedores (A, B y C) en varios blancos y referidos a los valores establecidos por el API.

En las pruebas realizadas sobre muestras de caliza los disparos con pistolas de diámetro de 1 1/8", de las compañías A, B y C, mostraron penetraciones promedio de 4.09", 3.92" y 4.04", respectivamente, muy similares una



Figura 14. Detalle de los impactos sobre las placas de tubería de revestimiento.



Figura 15. Blanco de granito con una perforación producida por una pistola de 1 1/8" de diámetro.

Figura 16. Penetración de disparos en blancos de granito.





Figura 17. Penetración de disparos en blancos de acero: diámetro 2 1/2", fase 60°, penetración 6.625"; diámetro 2 1/8", fase 40°, penetración 4.968"; diámetro 1 1/8", fase 40°, penetración 3.375".



Figura 18. Núcleo del pozo 1 que muestra la penetración del disparo de prueba.



Figura 19. Núcleo del pozo 2 que muestra la penetración del disparo de prueba.

de otra. En pistolas de 2 1/8", las de la compañía B mostraron los mejores resultados, con penetraciones de 7.77" en promedio, mientras que las de las compañías C y A alcanzaron 6.5". En los disparos con pistolas de 2 1/2", las de la compañía B también fueron más estables, con penetraciones de 10" en promedio.

En los disparos sobre muestras de granito, el desempeño de pistolas de diámetro de 1 1/8" de la compañía B superó al de las compañías C y A, con una penetración de 5.5". En pistolas de 2 1/8", las de las compañías B y A mostraron buen desempeño, con 6.6" y 6.3" respectivamente. Y en las de 2 1/2", la compañía A mostró mejores resultados que las de la compañía B, con 10" de una y 9.25" de la otra.

En las pruebas sobre muestras de acero, se observó en las cargas de 1 1/8" un mejor desempeño en las de la compañía A (4.125") sobre las de las otras dos compañías, que tienen un promedio de 3.2". En las de 2 1/8",

las cargas de las tres compañías mostraron un desempeño similar, de 5.3" como promedio, y en las cargas de 2 1/2" las de la compañía B fueron ligeramente mejores respecto a las de la compañía A, con 7.29" por 6.62".

A propósito de estas mediciones, cabe enfatizar la importancia de un hallazgo que afecta la normativa técnica en el campo de la terminación de pozos. Los resultados de las pruebas efectuadas muestran una gran diferencia con respecto a los reportados en el boletín del API, y lo mismo sucede respecto a los resultados de los cálculos de los *software* existente en el mercado.

CONCLUSIONES

Entre los principales aspectos a partir de los experimentos realizados durante esta investigación, se destacan las siguientes:

1. La litología es una variable importante que se considerará en el desempeño de los disparos.

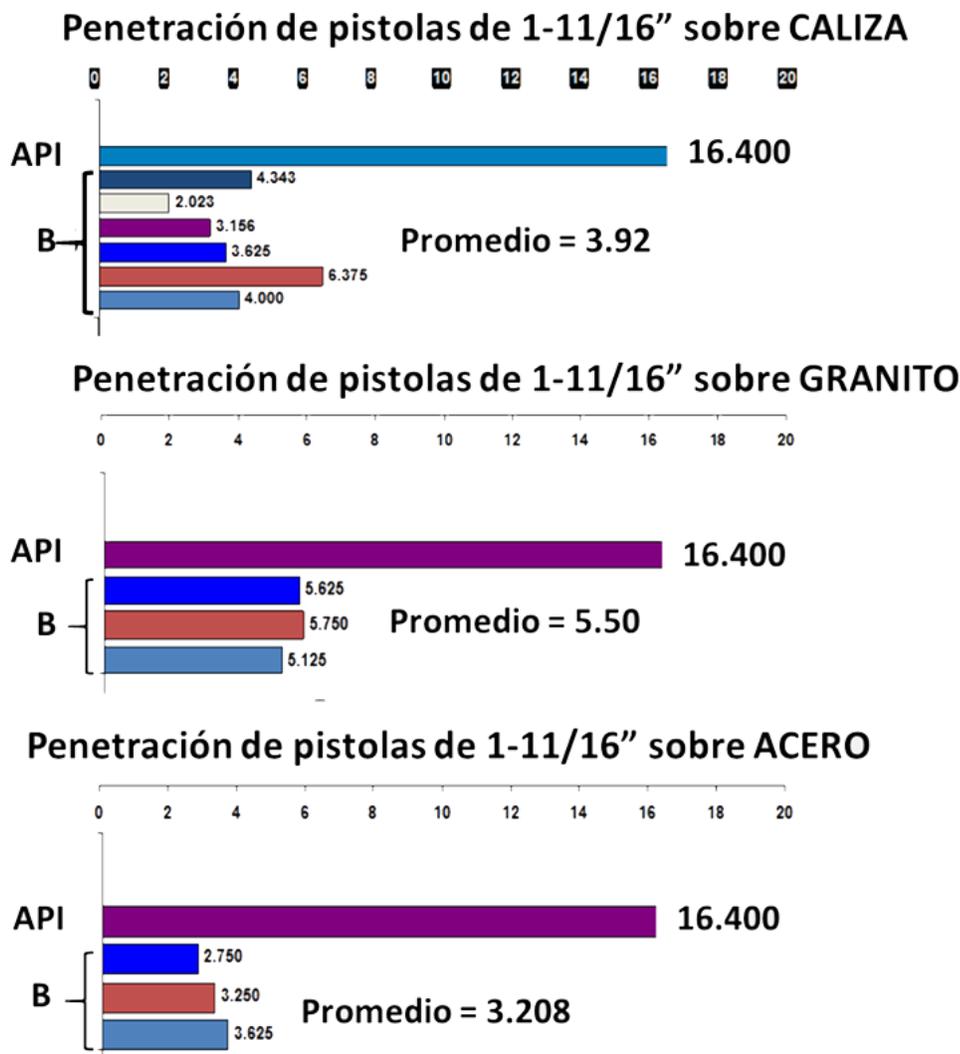


Figura 20. Penetración de pistolas de 1 1/8" en caliza, granito y acero comparados con la referencia del API (penetración en cemento). Las barras de colores corresponden a blancos diferentes del mismo material. Por espacio, sólo se muestran los resultados de las cargas del proveedor B. Los resultados de los proveedores de cargas y pistolas A y C son muy semejantes a los resultados obtenidos con los materiales del proveedor B.

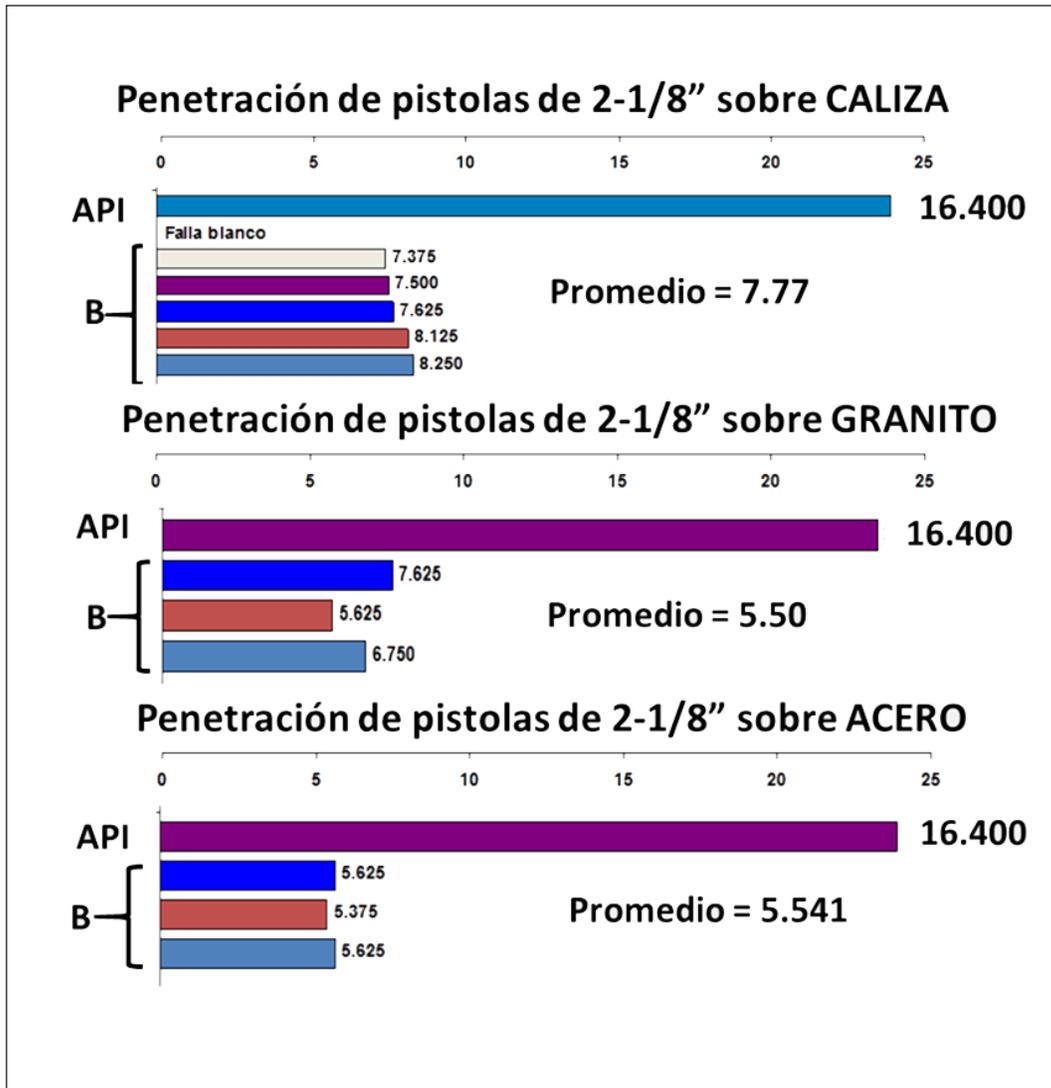


Figura 21. Penetración de pistolas de 2 1/8" en caliza, granito y acero comparados con la referencia del API (penetración en cemento). Las barras de colores corresponden a blancos diferentes del mismo material. Por espacio, sólo se muestran los resultados de las cargas del proveedor B. Los resultados de los proveedores de cargas y pistolas A y C son muy semejantes a los resultados obtenidos con los materiales del proveedor B.

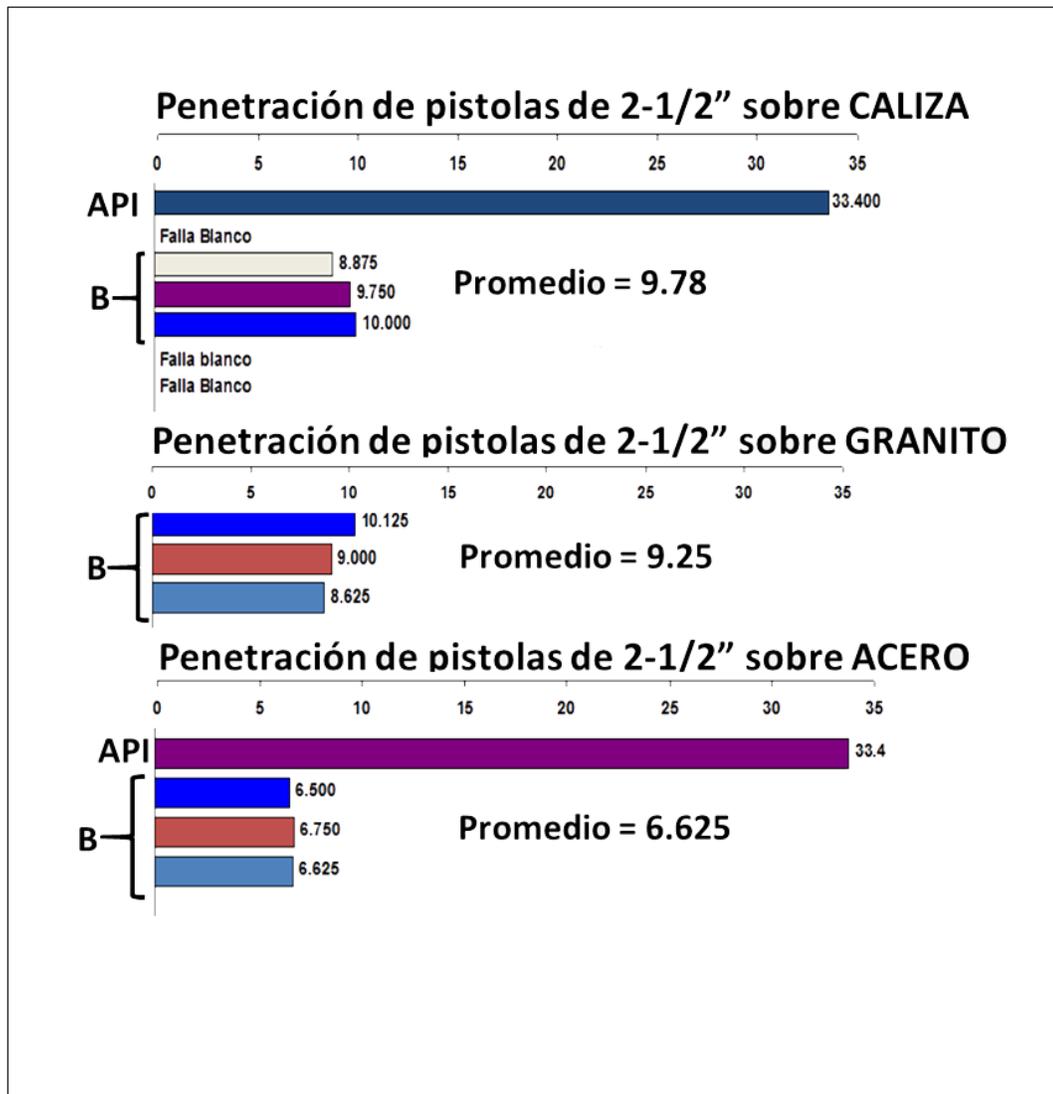


Figura 22. Penetración de pistolas de 2 1/2" en caliza, granito y acero comparados con la referencia del API (penetración en cemento). Las barras de colores corresponden a blancos diferentes del mismo material. Por espacio, sólo se muestran los resultados de las cargas del proveedor B. Los resultados de los proveedores de cargas y pistolas A y C son muy semejantes a los resultados obtenidos con los materiales del proveedor B.

2. La penetración de las cargas se ve fuertemente disminuida debido a la dureza de la roca.
3. El desempeño de las cargas muestra una variabilidad importante en medios heterogéneos.
4. La trayectoria del disparo es recta en términos generales, teniendo pequeñas desviaciones por las características del material que penetra.
5. El diámetro del disparo disminuye conforme aumenta la penetración.
6. Un fenómeno que se observa al final del disparo es la formación de un vóculo de mayor diámetro que la trayectoria del disparo (caliza, acero).
7. Se observó que quedaban residuos de formación en el interior del túnel creado por el disparo.
8. Los resultados de estas pruebas, comparadas con los del boletín del API, muestran diferencias importantes.

RECOMENDACIONES

En virtud de la importancia técnica y económica de las terminaciones de pozos petroleros, puesto que de ellas depende la productividad de un pozo, y dado que existen pocas investigaciones sobre el desempeño de las cargas utilizadas para los disparos, es recomendable:

1. Continuar con las investigaciones de disparos en rocas duras, a fin de poder optimizar el desempeño de las cargas para el tipo de yacimientos de litologías complejas y alto esfuerzo compresivo.
2. Solicitar a los fabricantes de cargas un mayor empeño en sus investigaciones, para desarrollar mejores materiales y ofrecer mejores resultados en formaciones duras.
3. Proponer al American Petroleum Institute incluir en el Boletín API RP-43 los resultados de la prueba de pistolas en formaciones duras (con más de 10 000 psi de esfuerzo compresivo).

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

American Petroleum Institute, API Boletín RP-43.

Aseltine, C. L. 1985. Flash X-Ray Analysis of the Interaction of Perforators with different Target Materials; SPE, Las Vegas, november, 22-25, september.

Petróleos Mexicanos. 1995. Manual de procedimientos para disparos. Pemex Exploración y Producción, Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Región Sur.

Subiaur Arteache, Servio Tulio. 1996. Sistemas óptimos de disparos para las perforaciones duras; Pemex Exploración y Producción; X Congreso Latinoamericano de Perforación.

Smith, C. L., Sherman, L. A., Yang, Wembo. 1997. Improvements in perforating performance in high compressive strength rocks; SPE, Netherlands, 2-3 June.

Wesson David S. Gill, Bennie C., y Navarette, Mike. 1991. Improved system tent for perforators; SPE; Dallas, Texas, 6-9 October.

Manuscrito recibido: 19 de febrero de 2019.

Manuscrito corregido: 20 de mayo de 2019.

Manuscrito aceptado: 10 de abril de 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 a los correos:

revistageociencias@gmail.com
revista.uo@gmail.com



UNIVERSIDAD OLMECA

Raíz de sabiduría

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