

Modelo facial de las secuencias posorogénicas bituminosas en el yacimiento Boca de Jaruco de la franja petrolera norte cubana

Facial model of bituminous postorogenic sequences in the Boca de Jaruco oil field, north cuban oil strip

Eduardo Marrero Viera ¹, Julio Ernesto Gómez Herrera ¹

¹Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba
Correo electrónico: emarrero@ceinpet.cupet.cu

Este documento posee una licencia Creative Commons Reconocimiento/No Comercial 4.0 Internacional 

Recibido: 5 de octubre de 2018 Aprobado: 12 de diciembre de 2018

Resumen

Los horizontes bituminosos son el resultado de varios procesos en que las rocas con buena porosidad se impregnan de hidrocarburos, biodegradados, posteriormente, por diferentes agentes que aumentan su viscosidad y hacen variar otras propiedades físico-químicas. Se han nombrado margas bituminosas en el yacimiento Boca de Jaruco, a un conjunto de capas esencialmente carbonatadas, margosas, que poseen características muy específicas tanto en registros geofísicos como por el alto porcentaje del contenido de bitúmenes. La impregnación con asfalto o petróleo pesado es frecuente no solo en las margas sino en las rocas carbonatadas y terrígenas del yacimiento. Para la efectiva explotación de los horizontes bituminosos se plantea la necesidad de confeccionar modelos geológicos en la zona de estudio, con el objetivo de cartografiar las formaciones de edad posorogénicas con acumulaciones. Con este propósito, se modelaron dichas formaciones, con apoyo de la información de los pozos del área, datos paleontológicos, litológicos y registros de pozos. Se realizaron correlación de pozos por litología y corrección de topes de las unidades litoestratigráficas a partir de los registros geofísicos. Ahí se definió que el Grupo Universidad (Eoceno inferior medio) y la Formación Consuelo (Oligoceno) son las más favorables para almacenar hidrocarburos. Se construyó el modelo geológico de todas las unidades del área, a partir del cual se tomaron las formaciones impregnadas para construir el modelo de distribución facial. Como resultado, se definieron las áreas con las litologías de mejor perspectiva, con vistas a la explotación de recursos no convencionales mediante técnicas modernas que permitan su aprovechamiento.

Palabras claves: margas bituminosas, formaciones posorogénicas, modelo facial

Abstract

The bituminous horizons are the result of several processes in which the rocks with good porosity are impregnated with hydrocarbons, biodegraded, later, by different agents that increase their viscosity and change other physical-chemical properties. They have been named "bituminous marls" in the Boca de Jaruco field, a set of essentially carbonated, marly layers, which have very specific characteristics both in geophysical records and by the high percentage of bitumen content. Impregnation with asphalt or heavy oil is frequent not only in the marls but in the carbonate and terrigenous rocks of the deposit. For the effective exploitation of the bituminous horizons, arises the need to prepare geological models in the study area, with the objective of mapping the post-orogenic age formations with accumulations. For this purpose, these formations were modeled, with the support of information from the area's wells, paleontological, lithological data and well records. Well correlations were performed by lithology and correction of ceilings of the lithostratigraphic units from the geophysical records. There it was defined that the University Group (Lower Middle Eocene) and the Consuelo Formation (Oligocene) are the most favorable for storing hydrocarbons. The geological model of all the units in the area was constructed, from which the impregnated formations were taken to construct the facial distribution model. As a result, the areas with the best perspective lithologies were defined, with a view to the exploitation of unconventional resources by means of modern techniques that allow their exploitation.

Key words: bituminous marls, postorogenic formations, facial model

INTRODUCCIÓN

Motivado por el gran desarrollo de proyectos sobre recuperación mejorada de petróleo no convencional, realizados por empresas líderes petroleras, se avanza en la búsqueda de nuevas alternativas para la obtención de este tipo de petróleo en el país. Una de las prioridades de Cupet en los próximos años para incrementar la producción de crudo, es la búsqueda de fuentes alternativas, dentro de las cuales se encuentra la búsqueda y evaluación de yacimientos de petróleo no convencional.

Estos estudios aportarían en gran medida al desarrollo de la explotación de hidrocarburos en el país en los próximos años, todo por convertir a la nación en autoabastecida.

Los horizontes bituminosos, son resultantes de varios procesos en que las rocas con buena porosidad, se impregnan de hidrocarburos fluidos, los que son biodegradados posteriormente por diferentes agentes que aumentan su viscosidad. Se han nombrado margas bituminosas en el yacimiento Boca de Jaruco, a un conjunto de capas esencialmente carbonatadas, que poseen características muy específicas, tanto por registros geofísicos y de hidrocarburos, como por el alto porcentaje del contenido de bitúmenes. Más del 50 % de las rocas descritas son margas, de ahí que los geólogos petroleros las nombran margas bituminosas. Estos sedimentos con asfalto o petróleo grueso, son frecuentes no solo en las margas, sino en otras rocas carbonatadas, terrígenas y excepcionalmente en vulcanógenas, del yacimiento.

A finales de los años 80' y la década de los 90' del siglo pasado, se comienza a mencionar la posibilidad de encontrar hidrocarburos en depósitos posorogénicos [1]; por otra parte, en [2] nombraron margas bituminosas a secuencias neoa autóctonas. En [3] se hace un estudio sobre el llamado, para ellos, petróleo muerto.

Una carta tecnológica sobre la refinación de bitúmenes naturales muestra la posibilidad de obtener gasolina, diésel, lacas bituminosas y compuestos del azufre. Se hace necesario comenzar un estudio, enfocado al petróleo en secuencias posorogénicas del área de estudio, a partir de la construcción de un modelo geológico del área para determinar el desarrollo de las secuencias con mejores posibilidades de albergar en ellas este hidrocarburo.

Características físicas

Ubicación geográfica

Las rocas bituminosas se desarrollan en el subsuelo, a todo lo largo y ancho de la línea costera desde el yacimiento Vía Blanca hasta el de Boca de Jaruco, parte en tierra, parte en el mar. Coordenadas Lambert son $X1 = 371780$, $X2 = 371780$, $Y = 371780$, hasta la zona norte marina no precisada.

El yacimiento está muy cerca del poblado Boca de Jaruco, municipio Santa Cruz del Norte, provincia Mayabeque. La vía de acceso principal es la carretera Vía Blanca. La distancia aproximada a la ciudad de La Habana es de 38 km (figura1).

Reseña histórica

En marzo de 1969 se inició la perforación de búsqueda en el área de Boca de Jaruco, a partir de los resultados de la sísmica marina. Se descubrió una dislocación de rumbo noroeste, y en la zona costera del referido accidente se comenzaron simultáneamente la perforación de los pozos. En abril de 1969 el pozo Boca de Jaruco No. 2, obtuvo la primera producción del yacimiento a la profundidad de 876 m, con un volumen inicial de 110 t/d de petróleo, por lo que históricamente resultó el pozo descubridor, iniciándose un programa de desarrollo del mismo, con el objetivo principal de impulsar el potencial petrolero de objetivos profundos, donde no se proyectaban los depósitos de edad terciaria o posorogénicas, aunque en estas zonas se presentaban manifestaciones sustanciales de hidrocarburos.

Para los presentes trabajos se ha concentrado parte de la investigación en las formaciones que se desarrollan en los intervalos de edades que van de Eoceno medio al Oligoceno inferior, donde se ha encontrado la mayor cantidad de manifestaciones de petróleo y coincide con formaciones predominantemente margosas. El problema radica en delimitar hasta dónde se extienden estos recursos en la capa, pues entre estas formaciones hay cambios faciales muy significativos.

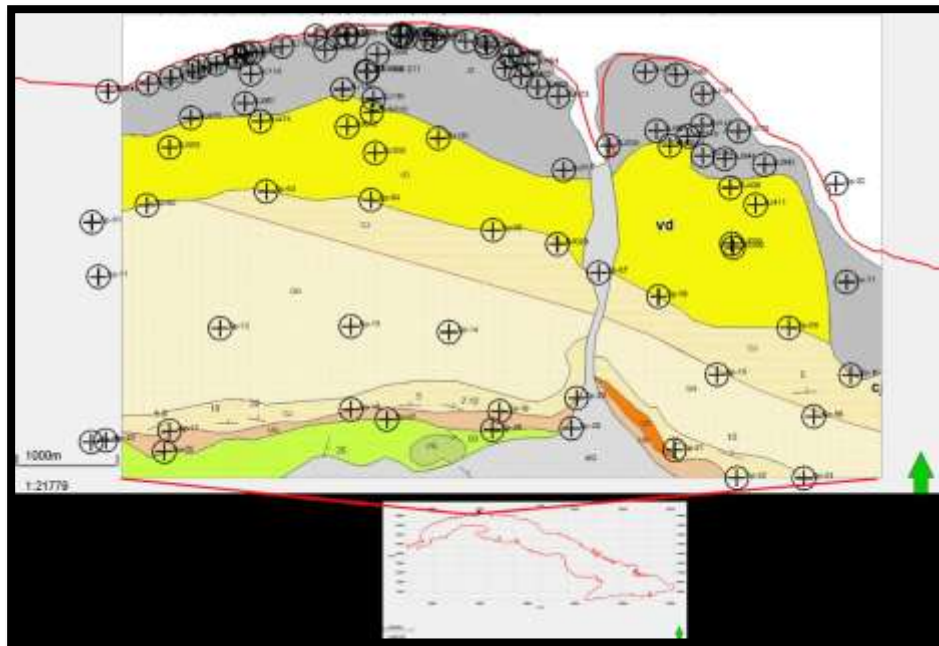


Fig. 1. Ubicación del Yacimiento Boca de Jaruco

Estratigrafía

La estratigrafía y distribución de las secuencias bituminosas de la región gasopetrolífera Habana-Matanzas, han sido estudiadas por Lima, Pérez, Domínguez y Leyva [1,2] (figura 2).

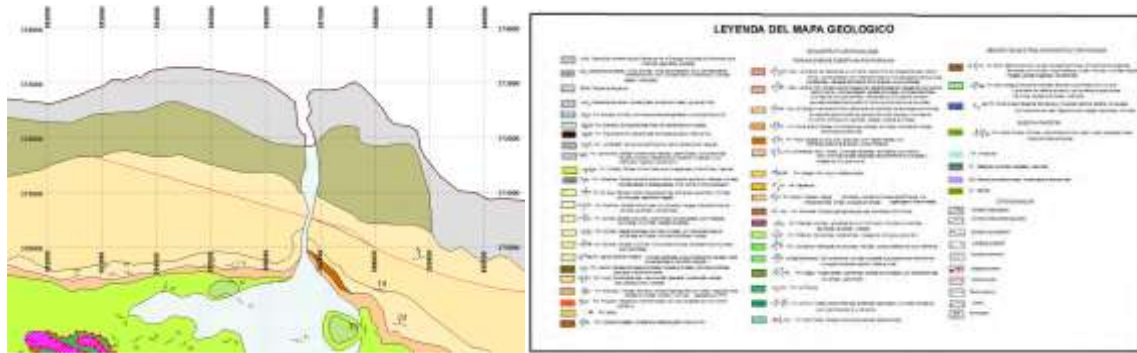


Fig. 2. Mapa geológico del área

En 1989 Lima y Pérez [1] realizaron un análisis estratigráfico de 103 pozos en 80 de los cuales se detectaron horizontes de descritos como secuencias impregnadas en bitumen. De 53 pozos se lograron muestras para estudios paleontológicos y se precisó el espesor del conjunto impregnado en cada pozo. Ese mismo año, Domínguez y Leyva [2] hicieron mayor énfasis en la limitación del área y contenido o ausencia de bitúmenes, estableciéndose fronteras para cada caso. Los autores elaboraron tablas donde reflejaron el intervalo impregnado fundamentándose en registros de hidrocarburos y geofísicos; mapas de espesores y mapas por el techo de las distintas categorías, así como un mapa de espesores totales. Con este trabajo se pueden orientar con relativa seguridad, las áreas para perforar y encontrar rocas saturadas, con la finalidad de exploración y posterior explotación.

Las rocas bituminosas yacen a una profundidad promedio de 550 m, aumentado progresivamente con un ángulo suave hacia la zona norte marina.

Existen 8 intervalos estratigráficos desde el Paleoceno hasta el Mioceno inferior (figura 3). El espesor promedio de impregnación es de 170,4 m y los mayores espesores y frecuencias se localizan en el Oligoceno, siendo menores en el Paleoceno. Las características estratigráficas son las siguientes:

En el Eoceno inferior (parte baja) predominan margas, calizas y en menor proporción areniscas, existiendo un aumento en el contenido de bitumen. En la secuencia del Eoceno inferior (parte alta) con espesor entre 5-140 m disminuye el contenido bituminoso, siendo predominantemente las rocas carbonatadas, margas y rocas arcilloso-carbonatadas. El espesor oscila entre 20-60 m aproximadamente.

En las rocas del Eoceno medio, ocurre un nuevo aumento del contenido de bitumen en sedimentos terrígenos y carbonatados, cuyo espesor varía entre 10-105 m.

Hacia el Eoceno superior aparecen margas bituminosas, además de presentar impregnación otras rocas carbonatadas como arcillas y areniscas con alta saturación de bitumen. El espesor impregnado oscila entre 10-20 m aproximadamente.

La secuencia bituminosa con mayor espesor se encuentra en el Oligoceno, abundan las margas y otras rocas carbonatadas, le siguen en orden las areniscas y las arcillas; una característica distintiva en este intervalo es que las rocas carbonatadas son muy arenosas; el espesor varía entre 10-170 m. Entre el Oligoceno y el Mioceno inferior se observa material carbonatado y margoso y se comporta similar al anterior, siendo una secuencia transicional.

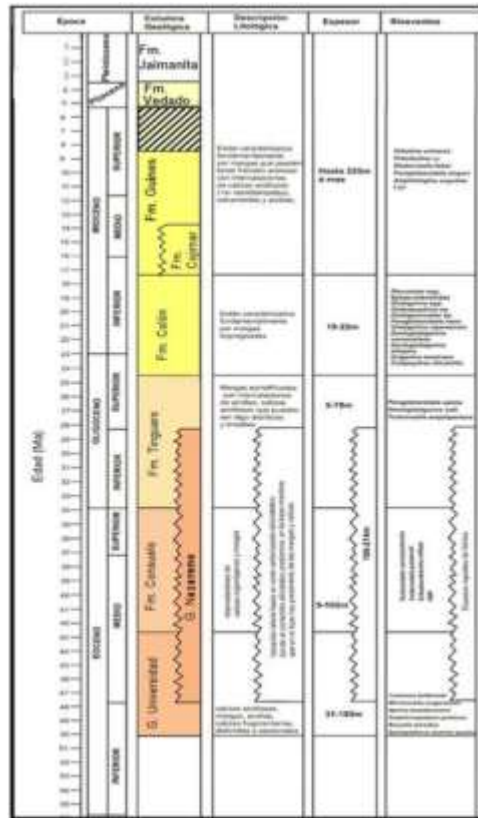


Fig. 3 Columna estratigráfica generalizada de la cuenca posorogénica en el yacimiento Boca de Jaruco

MATERIALES Y MÉTODOS

Para este estudio se seleccionan 11 pozos del yacimiento de Boca de Jaruco en un perfil Oeste–Este, teniendo en cuenta que tuvieran registros litológicos-micropaleontológicos, así como registros geofísicos (figura 4). Debe aclararse que los datos micropaleontológicos fueron los que mejor caracterizaron las distintas secuencias a pesar de que en algunos pozos las muestras analizadas con este objetivo estaban muy espaciadas. La sistemática utilizada es la propuesta por [4] y los diferentes [5] y [6].

La sección posorogénica estudiada, en los pozos seleccionados, comprende depósitos desde el Eoceno inferior al Mioceno medio. Sin embargo, de acuerdo con estudios previos, y confirmado en la presente investigación, la zona con mayor impregnación de petróleo en la denominada Capa “M” corresponde a sedimentos de edad Eoceno medio-Oligoceno, equivalentes a la formación Peñón en el área de Majaguillar. Precisamente en los sedimentos de ese intervalo de edad (Eoceno-Oligoceno) se describen variaciones faciales.

Modelo facial de las secuencias posorogénicas bituminosas en el yacimiento Boca de Jaruco de la franja petrolera norte cubana

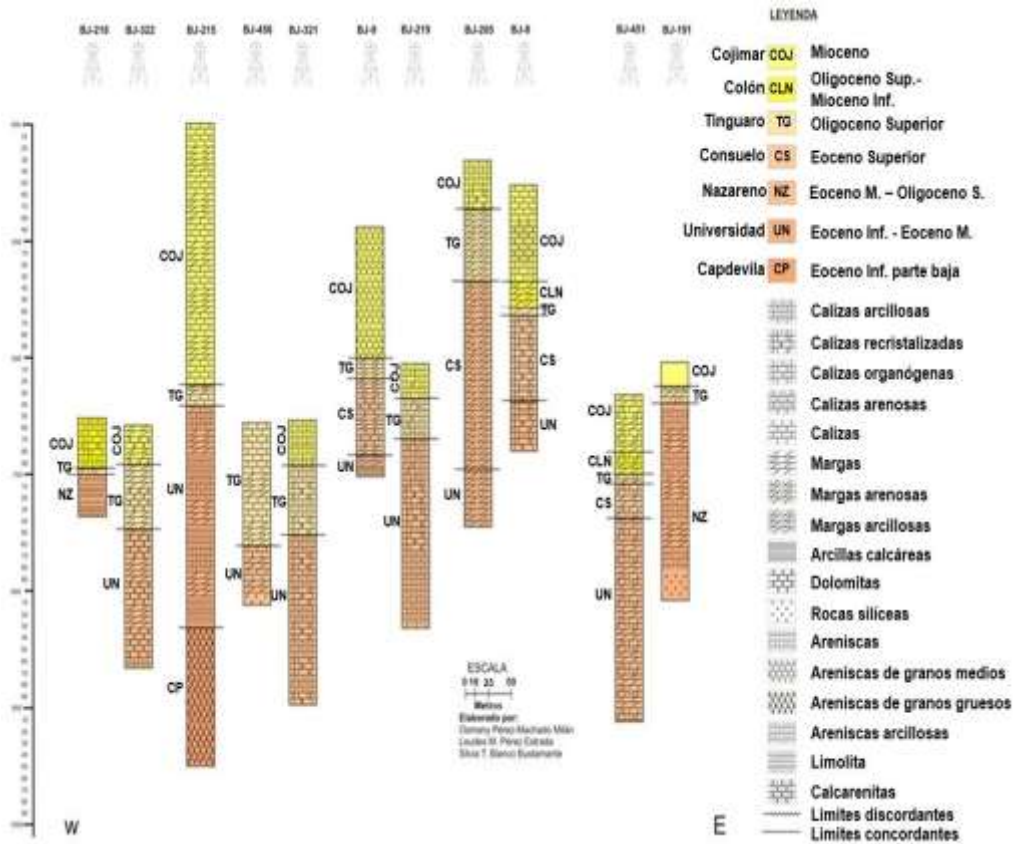


Fig. 4. Perfil de pozos utilizados para el estudio estratigráfico de la sección posorogénica en el yacimiento Boca de Jaruco

El modelo geológico de la cuenca posorogénica en el yacimiento Boca de Jaruco se confeccionó solo para el área con saturación de petróleo en la Capa "M" (bloques Central y Oriental) debido a que esta es el área donde se prevén hacer trabajos de perforación exploratoria en el futuro inmediato.

Para ello se utilizó la información de 55 pozos distribuidos espacialmente en los bloques Central y Oriental del yacimiento, además, el mapa geológico a escala 1: 250 000. Como no se contó con información sísmica fue necesario la confección de pseudopozos en la parte sur de la cuenca posorogénica (figura 5); la columna geológica de los mismos se confeccionó sobre la base de los datos de geología de superficie y pozos cercanos. Es conveniente señalar que, aunque los estudios estratigráficos realizados con datos de pozos solo incluyeron sedimentos de edades comprendidas entre el Eoceno inferior y el Mioceno medio, en el modelo geológico se incluyeron además los sedimentos más jóvenes del área (Plioceno y Pleistoceno, formaciones Vedado y Jaimanitas, respectivamente).

En el mapa geológico a escala 1: 250 000 del área de Boca de Jaruco (figura 5) se observa que al sur del yacimiento afloran la mayoría de las formaciones geológicas que conforman la cuenca posorogénica de esta área. Estas unidades involucran a las secuencias denominadas Capa "M" (Eoceno + Oligoceno) en el yacimiento Boca de Jaruco.

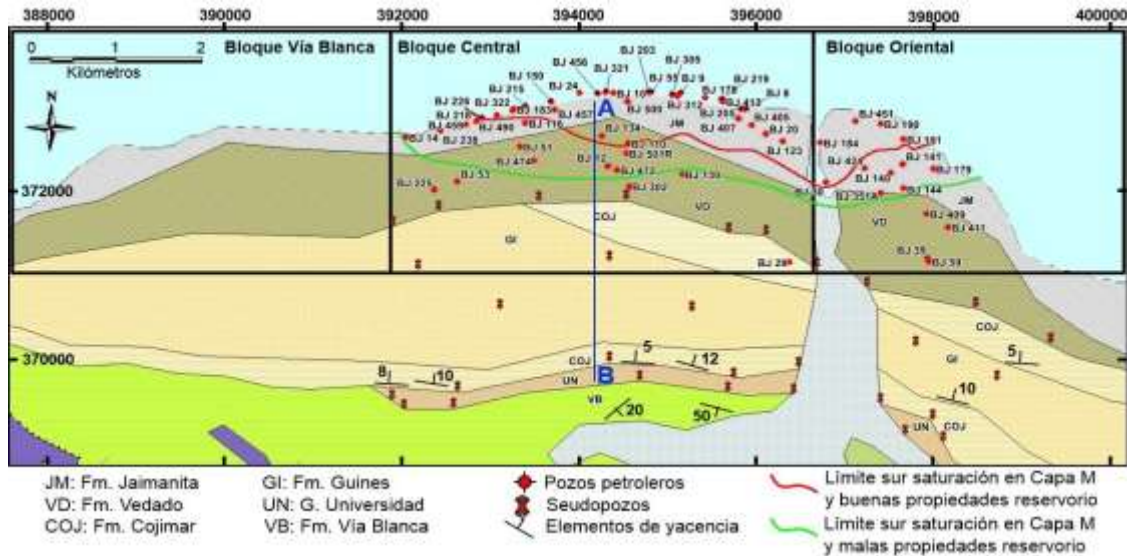


Fig. 5. Bloques en que se dividió el yacimiento Boca de Jaruco y pozos utilizados para la caracterización petrofísica de la Capa “M”. Los puntos representan el tope de la Capa “M”. El polígono verde marca el límite de la zona con saturación de petróleo en la capa

En la propia figura 5 se observa la discordancia angular existente entre los sedimentos sinorogénicos y los posorogénicos. Obsérvese que mientras la formación Vía Blanca buza hacia el sur en consonancia con los cabalgamientos, las secuencias posorogénicas buzan hacia el Norte con ángulos suaves que varían entre 12 y 5 grados.

Para la realización del modelo geológico de la cuenca posorogénica se definieron los horizontes por edades, de forma tal, que fuese posible definir las posibles variaciones faciales por intervalos geológicos. De esa forma se establecieron seis horizontes a modelar: formación Vía Blanca (base de la cuenca), Eoceno, Oligoceno, Mioceno, Plioceno, Pleistoceno.

Precisamente esas variaciones faciales pueden ser la causa de la disminución de la saturación de petróleo en la Capa “M” y estar asociados a variaciones de la calidad del reservorio, determinados mediante los registros de pozo. En la figura 6 se observa que la saturación de petróleo en la Capa “M” disminuye hacia el bloque Vía Blanca y extremo este del bloque Oriental, precisamente las zonas donde el estudio estratigráfico señala una variación facial del Grupo Universidad al Grupo Nazareno, siendo este último el que tiene mayor contenido de arcilla, que empeora la calidad del reservorio y disminuye la saturación del petróleo en capa “M”.

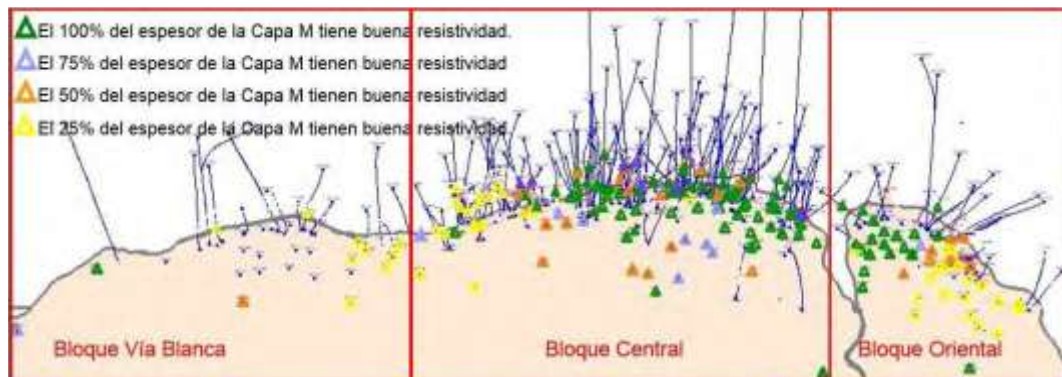


Fig. 6. Evaluación de la calidad del reservorio de la Capa “M” a partir de los registros de resistividad [7]

RESULTADOS

La formación Vía Blanca, de edad Cretácico superior, Campaniano-Maestrichtiano son sedimentos sinorogénicos que pertenecen al escenario geológico del cinturón de cabalgamientos de Cuba. Constituyen la base de la cuenca posorogénica en el área Boca de Jaruco. El mapa estructural correspondiente (figura 7), representa la morfología que tenía la cuenca durante el Eoceno. La misma está representada por una zona levantada en el centro y dos depresiones en los extremos este y oeste respectivamente.

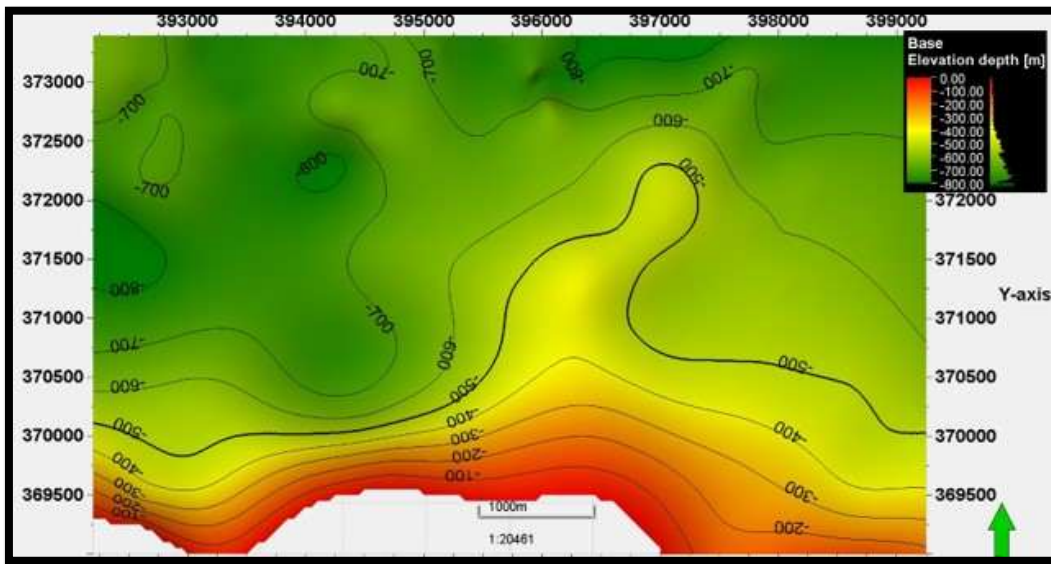


Fig. 7. Mapa estructural por el tope formación Vía Blanca, base de la cuenca posorogénica en el área Boca de Jaruco

Los sedimentos del Eoceno son los más antiguos de la cuenca posorogénica y se encuentran directamente sobre todos aquellos afectados por la orogenia y por tanto, de los reservorios convencionales del área Boca de Jaruco. Esa relación estructural puede facilitar la dismigación desde los reservorios de la UTE Placetas hacia los sedimentos del Eoceno. Si además se tiene en cuenta que hacia el Norte disminuyen los espesores de la formación Vía Blanca y en sentido general del manto tectónico del Cretácico inferior-superior (formación Carmita y Santa Teresa), lo cual puede favorecer la dismigación de petróleo desde los reservorios del Grupo Veloz, y explica, que la mayor saturación de petróleo en la Capa "M" se encuentran al Norte.

En la figura 8 se presenta el mapa estructural por el tope del Eoceno, mostrando que estos sedimentos se hunden hacia el Norte, pero guardan relación con la morfología de la base de la cuenca, aspecto que puede explicar las variaciones faciales Este-Oeste definidas por los trabajos estratigráficos. Hacia los extremos Este y Oeste se describe el Grupo Nazareno (facies distales más arcillosas) y en la parte central Grupo Universidad (facies más carbonatadas).

Un análisis conjunto del mapa geológico del área Boca de Jaruco (figura 5) con los mapas estructurales de los horizontes modelados (figuras 7 y 8), sugiere variaciones del nivel medio del mar (figura 9). La primera regresión marina en la cuenca posorogénica ocurrió en el Oligoceno. Los datos de pozo indican ausencia de estos sedimentos hacia el sur y una distribución areal limitada de este horizonte.

Posteriormente, en el Mioceno ocurrió una transgresión marina demostrada por la presencia de sedimentos de esa edad sobre rocas del Eoceno tanto por datos de pozo como en superficie. Ese último ciclo se cerró en el Pleistoceno con una nueva regresión que redujo el área de la cuenca en su extremo sur y dejó expuestos los sedimentos posorogénicos, lo que provocó la erosión de una parte del Mioceno (formación Güines).

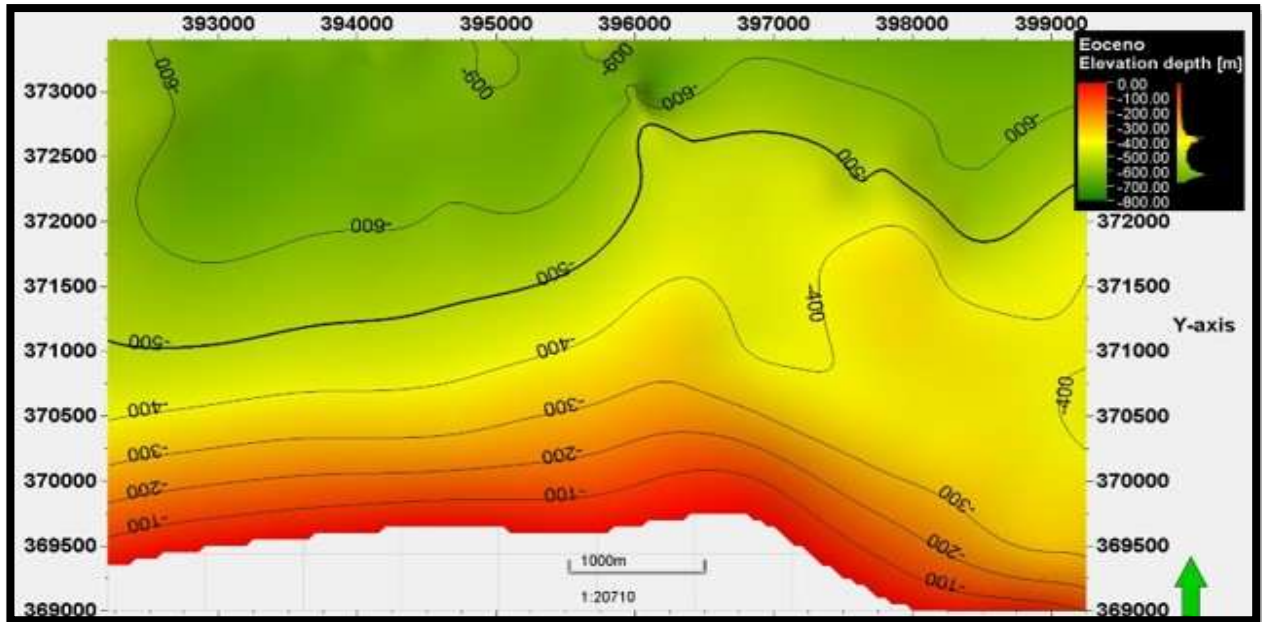


Fig. 8. Mapa estructural por el tope del Eoceno (formación Capdevila, Grupo Universidad, Grupo Nazareno y formación Consuelo). En la escala de colores, además de los rangos de profundidad se muestran los valores predominantes

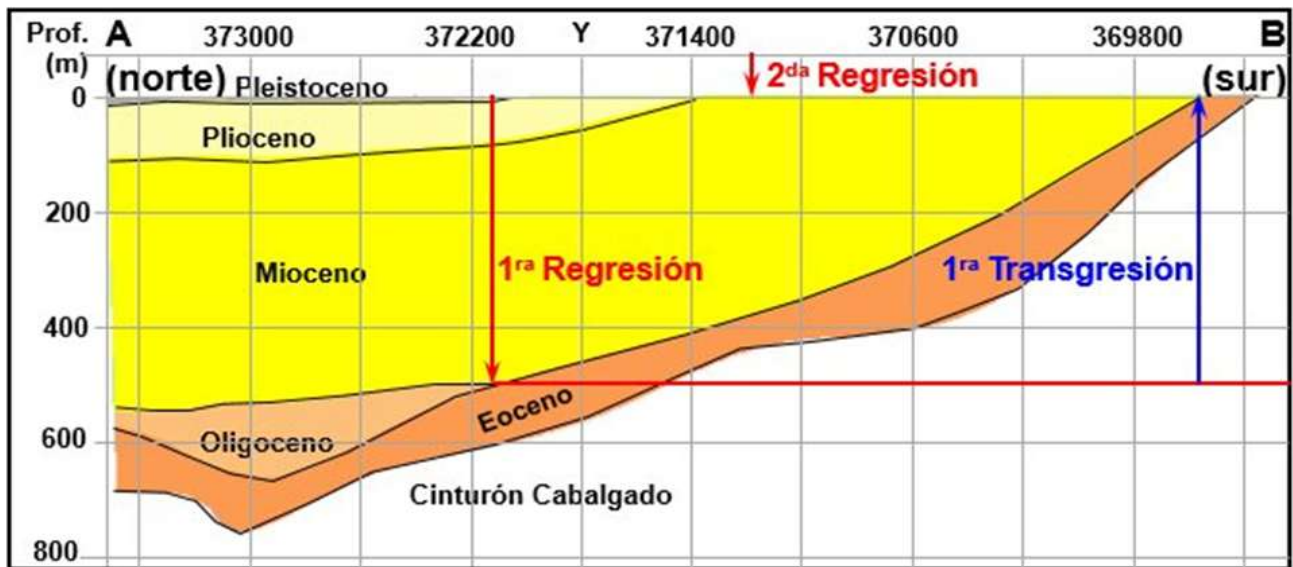


Fig. 9. Perfil geológico de la cuenca posorogénica en el yacimiento Boca de Jaruco, mostrando los ciclos de transgresiones y regresiones marinas. La ubicación del perfil se mostró en la figura 5

DISCUSIÓN

A partir de los horizontes modelados se confeccionó el modelo geológico 3D de la cuenca posorogénica en el yacimiento Boca de Jaruco (bloques Central y Oriental) (figura 10). Tomado en [8].

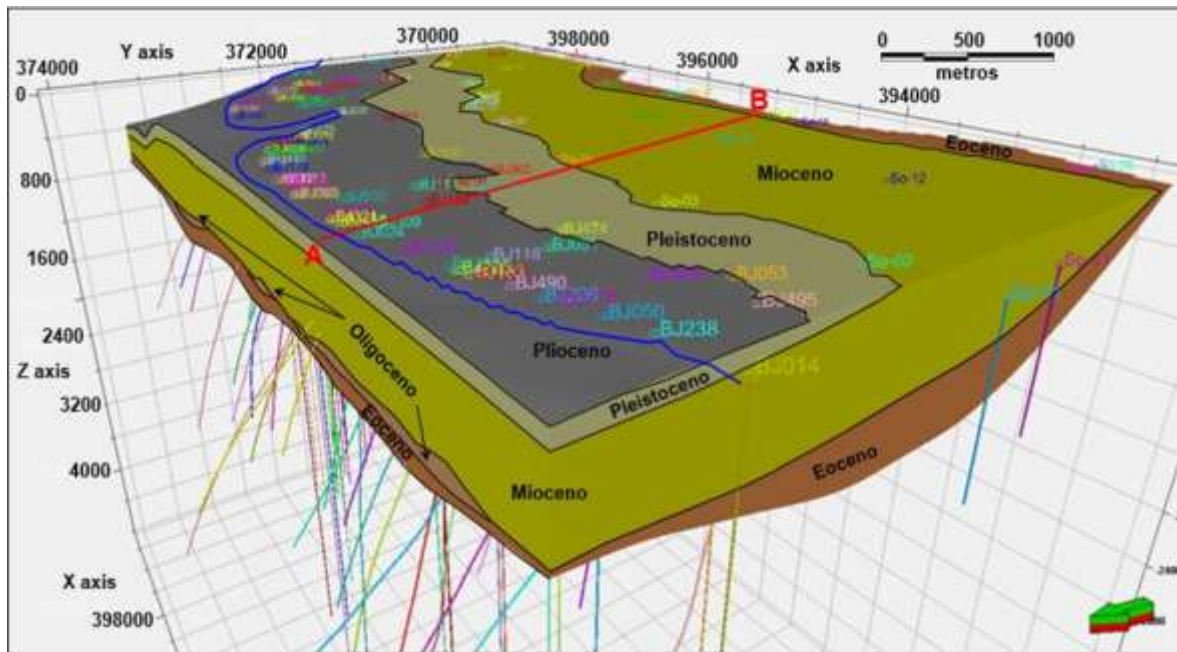


Fig. 10. Modelo geológico 3D de la cuenca posorogénica en el yacimiento Boca de Jaruco, (bloques Central y Oriental). La curva azul es la línea de costa, mientras que la línea roja es la ubicación del perfil A-B representado en la figura 9

Todos los horizontes mapeados mantienen buzamiento hacia el Norte, con inclinaciones bajas (5° - 12°). El mayor espesor corresponde a las formaciones del Mioceno (Güines + Cojímar) con un gradual incremento hacia el Norte. Las demás unidades tienen espesores más uniformes. La base de la cuenca conserva una estructura irregular debido a que mantiene la forma de la erosión de los mantos cabalgados y plegados que se encuentran debajo de esta. Los espesores del Eoceno son variables posiblemente debido a que fueron los primeros sedimentos que rellenaron la cuenca cuya base es irregular. El Oligoceno se desarrolla solo hacia el Norte del yacimiento, producto a una regresión marina ocurrida durante este periodo, lo que redujo el área de la cuenca al Sur.

Seguidamente se muestra el modelo 3D de las variaciones litológicas definidas con la ayuda del software Petrel utilizando [9]. En la figura 11, se presentan los dos horizontes en una misma figura, donde se destaca el poco desarrollo del Oligoceno respecto al Eoceno como se mencionó anteriormente. También es notorio que para el Oligoceno se detectaron menos variaciones de litofacies que para el Eoceno. Se considera que la saturación de petróleo en estas formaciones oligocenas se debe a que estas se despliegan en la zona de mayor saturación en la llamada Capa "M".

En la figura 12 se observa que las variaciones litológicas en el Eoceno ocurren tanto en la dirección vertical como lateralmente. Obsérvese que las distribuciones de facies (formaciones geológicas) varían entre la base y el tope del Eoceno como fue definido en los trabajos estratigráficos realizados. Nótese que la formación Consuelo muestra un incremento en su distribución areal desde la base del Eoceno, hasta el tope en correspondencia con su posición estratigráfica en la cuenca posorogénica. En el caso del Grupo Nazareno solo se identificó en los pozos de los extremos este y oeste de los bloques Central y Oriental del yacimiento.

Para la valoración del riesgo geológico del prospecto Capa "M", se aplica una metodología para cuantificar el grado del riesgo geológico en la exploración petrolera, reducir su incertidumbre y mejorar la toma de decisiones con su consecuente impacto económico. La integración compleja de métodos incrementa indudablemente las probabilidades de éxito exploratorio para cada objetivo. Sin embargo, por su carácter complejo y pobre cantidad de información y su incertidumbre, el grado de evaluación de la probabilidad de éxito o riesgo (su complemento),

Modelo facial de las secuencias posorogénicas bituminosas en el yacimiento Boca de Jaruco de la franja petrolera norte cubana

Para la Capa "M" se realizó la estimación de las reservas posibles y extraíbles (por métodos no convencionales), aplicando el sistema SAARE 1.0, [10] el cual emplea una simulación por el método de Montecarlo para lograr combinar estadísticamente todos los parámetros introducidos y obtener un resultado más confiable.

Por este método se obtiene, que el objetivo cuenta con unos recursos extraíbles estimados de hidrocarburos superpesados, cuya recuperación dependerá de los métodos de recuperación secundaria empleados). Estas altas incertidumbres en los valores de los recursos calculados hacen que se consideren por el momento no comerciales, según los actuales precios del petróleo y la no cuantificación del método de recuperación a emplear.

Lo anterior se expresa en la figura 13, que da como resultado que el prospecto presenta un alto riesgo y una recompensa (reservas a extraer) bajas.

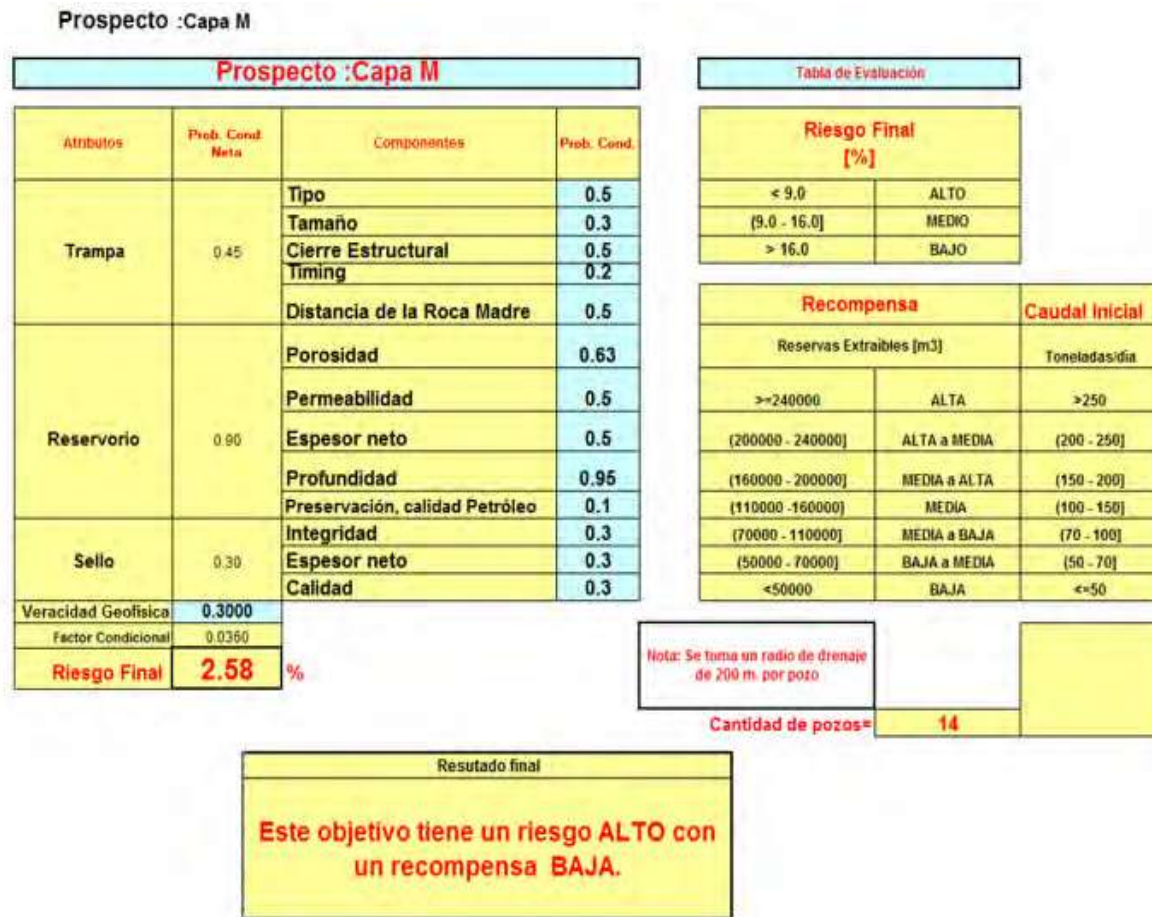


Fig. 13. Evaluación del riesgo del prospecto Capa "M"

En la figura 14 se presenta el árbol de decisión, donde todos los valores monetarios esperados (VME) son negativos, o sea, todas las operaciones dan pérdidas.

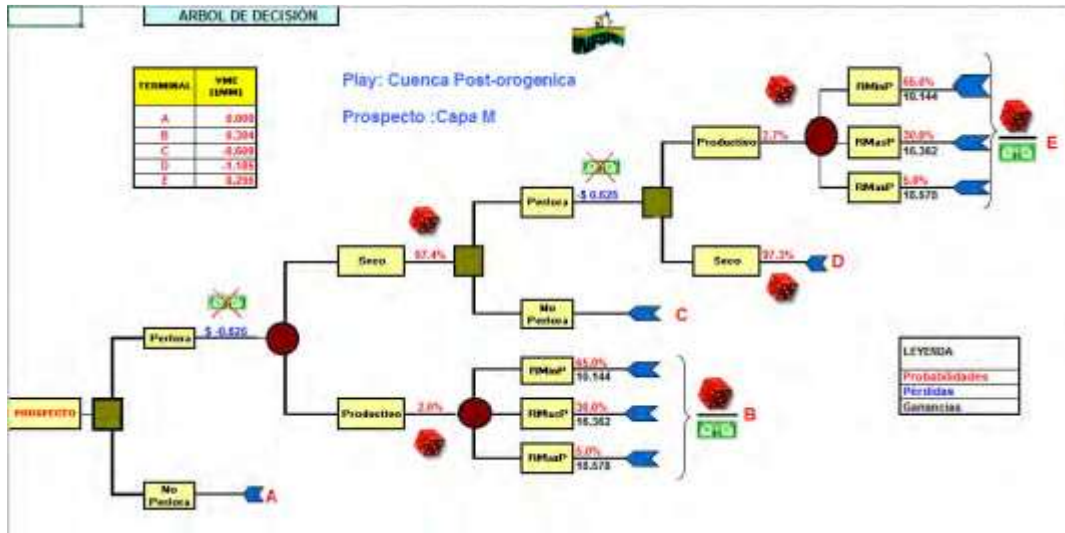


Fig. 14. Evaluación del árbol de decisión para la Capa "M"

CONCLUSIONES

1. Los estudios geológicos realizados en la Capa "M" de Boca de Jaruco corroboran que las zonas con buena saturación de petróleo corresponden a sedimentos de edad Eoceno medio- Oligoceno, equivalentes a la formación Peñón en el área de Majaguillar.
2. Se determinó a partir de los modelos de variación facial el desarrollo de los depósitos del grupo Universidad y la formación Consuelo pertenecientes a los depósitos del Eoceno superior.
3. Se delimitaron los depósitos del Oligoceno sumamente impregnados, desarrollándose en la parte baja de la cuenca de forma alargada y posiblemente se extiendan hacia el Norte.
4. Es necesario la revalorización de los parámetros del prospecto Capa "M", tanto geológica como la tecnología para la extracción no convencional.

REFERENCIAS

1. Lima T, Pérez L. Estratigrafía y distribución de las secciones bituminosas de la región gasopetrolífera La Habana-Matanzas, Archivo Técnico CEINPET, 1989.
2. Domínguez A, Leyva E. Estratigrafía de exploración y posterior explotación de las margas bituminosas del Neoaútóctono La Habana-Matanzas, Archivo Técnico CEINPET, 1990.
3. Yurco J, Reitman, V. Observations and results of the recovery of bitumen and heavy oil by enhanced oil recovery methods in the USSR. En AOSTRA, report, 1990.
4. Pearson PN, Olsson RK, Huber BT, Hemleben C, Berggren WA. (Eds.). Atlas of Eocene Planktonic Foraminifera. Cushman Foundation for Foraminiferal Research, Special Publication 41, 513 pp., 2006.
5. Premoli Silva I, Petrizzo MR. Eocene planktonic foraminifera: An update of taxonomy, biostratigraphy and phylogenetic relationships. 5th COURSE, International school on planktonic Foraminifera, Perugia, 20-24 February 2006
6. Premoli Silva I, Rettori R, Verga D. Practical manual of Paleocene and Eocene planktonic foraminifera. New Editing by Maria Rose Petrizzo & Dario Soldan, Milan, April, 2008.
7. Informe parcial sobre características petrofísicas del yacimiento Boca de Jaruco, en las Margas bituminosas, EPEP Occidente, Cliente Sherritt, 2006.

8. Petrel Structural Modeling Training 2017, Schlumberger. Disponible en: www.software.slb.com/petrel. Consultado 6/4/2019.
9. Petrel Property Modeling Training 2015, Schlumberger. Disponible en: www.software.slb.com/petrel. Consultado 6/4/2019.
10. Gómez J, et al. Metodología para el análisis del riesgo petrolero y toma de decisiones. Caso de estudio franja norte de crudos pesados, sector Guanabo-Seboruco, Cuba. Anuario de la Sociedad Cubana de Geología, 1:23-31, 2013. ISSN 2310-0060.