

Actualización del modelo geológico del yacimiento de Boca de Jaruco

Danalys Juliá Bello¹, Osvaldo López Corzo².

¹ *Maestrante de la 8va Edición de la Maestría en Geología (mención: Geología del Petróleo) de la Universidad de Pinar del Río «Hnos Saíz Montes de Oca». Ingeniero Geólogo, Geólogo de Pozo, Especialista III de Investigación, Innovación y Desarrollo del Centro de Investigación del Petróleo, Churrucá, No 481, entre Vía Blanca y Washington, Cerro, La Habana, CP 10600. ORCID ID 0000-0001-8747-2534. Correo E.: jdanalys96@gmail.com*

² *Máster en ciencias, Jefe de Exploración de Unión CUPET, Avenida Salvador Allende # 666 entre Oquendo y Soledad. Centro Habana. La Habana. ORCID ID 0009-0008-6317-9227 Correo E.: olopez@union.cupet.cu*

RESUMEN

La Franja Petrolera Norte Cubana posee en la actualidad más de 10 yacimientos en explotación, la mayoría se encuentran en fase de agotamiento. Los pozos del yacimiento Boca de Jaruco han sido explotados durante más de 50 años, desde su descubrimiento en 1969, lo que ha provocado una declinación en la producción en los últimos 10 años. La investigación realizada tiene como objetivo fundamental proponer futuros pozos exploratorios en el área, a partir de la actualización del modelo geológico del yacimiento Boca de Jaruco, con la incorporación de nuevos datos (sobre todo los datos del pozo más reciente: BJN-1002, perforado en el 2016). Para cumplir el objetivo general de la investigación fue necesario integrar datos de 7 pozos perforados: (estratigrafía, registros de pozos y datos sísmicos). A partir de la reinterpretación de la imagen sísmica, se realizaron tres mapas estructurales que dieron paso a la estimación de recursos naturales de los mantos cortado por el pozo y la estimación de la probabilidad de éxito de un manto profundo no cortado en la trayectoria.

Palabras clave: modelo geológico, mapas estructurales, registros geofísicos, sísmica.

ABSTRACT

The Northern Cuban Oil Belt currently has more than 10 fields in operation, most of which are in the depletion phase. The wells in the Boca de Jaruco field have been exploited for more than 50 years, since their discovery in 1969, causing a decline in production over the last 10 years. The primary objective of the research is to propose future exploratory wells in the area, based on the update of the geological model of the Boca de Jaruco field and the incorporation of new data (particularly data from the most recent well: BJN-1002, drilled in 2016). To fulfill the overall objective of the research, it was necessary to integrate data from seven drilled wells (stratigraphy, well logs, and seismic data). Based on the reinterpretation of the seismic image, three structural maps were created, leading to an estimation of the natural resources of the seams cut by the well and an estimation of the probability of success in a deep seam not cut along the trajectory.

Keywords: geological model, structural maps, geophysical log, seismic.

RESUMO

O Cinturão Petrolífero do Norte de Cuba conta atualmente com mais de 10 campos em operação, a maioria dos quais em fase de esgotamento. Os poços do campo Boca de Jaruco vêm sendo explorados há mais de 50 anos, desde sua descoberta em 1969, o que causou um declínio na produção nos últimos 10 anos. O objetivo principal da pesquisa é propor futuros poços exploratórios na área, com base na atualização do modelo geológico do campo Boca de Jaruco e na incorporação de novos dados (particularmente dados do poço mais recente: BJN-1002, perfurado em 2016). Para atingir o objetivo geral da pesquisa, foi necessário integrar dados de sete poços perfurados (estratigrafia, perfis de poço e dados sísmicos). Com base na reinterpretação da imagem sísmica, foram criados três mapas estruturais, que levaram a uma estimativa dos recursos naturais das camadas cortadas pelo poço e a uma estimativa da probabilidade de sucesso em uma camada profunda não cortada ao longo da trajetória.

Palavras-chave: modelo geológico, mapas estruturais, perfil geofísico, sísmica.

Palavras-chave: modelo geológico, mapas estruturais, perfil geofísico, sísmica.

INTRODUCCIÓN

La Franja Norte Petrolera Cubana se extiende desde La Habana hasta Matanzas, en la que se encuentra la mayor producción de petróleo del país. El yacimiento Boca de Jaruco se explota a 32 km al este de La Habana y al este de Brisas del Mar (**Figura 1**). Ocupa un sector costero de 8 km de largo y 1.5 km de ancho, además de una franja marina de 1.5 km (López, 2016). Dicho yacimiento se encuentra en actual declinación de la producción, producto a que ha sido explotado por más de 50 años.

Para proponer nuevos pozos de interés en el área, será necesario partir de la actualización del modelo geológico del yacimiento donde se integró nueva

información geológica y geofísica. Se utilizaron métodos geofísicos, correlación estratigráfica y de registros de pozos para determinar propiedades físicas de las rocas en determinados intervalos y la relación espacial entre estas a lo largo y ancho del yacimiento. Una vez que se realice la integración de datos geológicos, geofísicos y sísmicos se podrá actualizar el modelo del yacimiento Boca de Jaruco y proponer futuros pozos exploratorios.

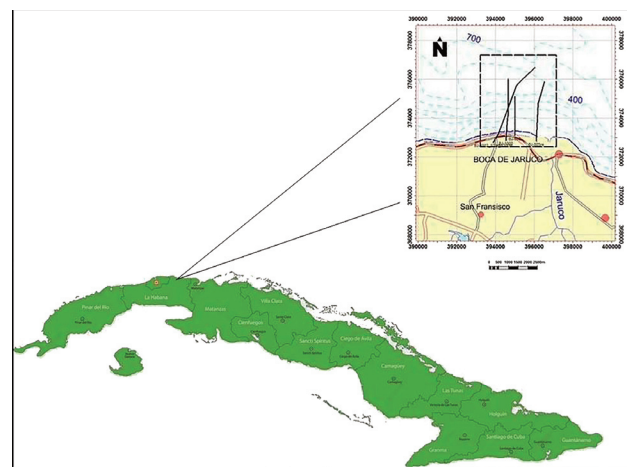


Figura 1. Ubicación del área de investigación

Contexto histórico y referencial

Para la ejecución de una investigación científica es necesario el conocimiento de los trabajos ejecutados con anterioridad en la zona. El yacimiento Boca de Jaruco fue descubierto en el año 1969 y tiene más de 100 pozos perforados en la actualidad, de los cuales sólo más de 30 se encuentran activos. La producción diaria del yacimiento en octubre del 2023, fue de unas 40 ton (250 bl/d) de petróleo crudo y 70000 m³ de gas natural (García, 2011).

Después del año 2010 debido a los resultados positivos obtenidos en Puerto Escondido en pozos horizontales dirigidos a apilados profundos, por debajo de los 2100 m verticales, Sherritt perforó los pozos BJ-1000 y BJ-1001, con el objetivo de buscar estructuras profundas con saturación de petróleo, por debajo de los 2200 m verticales. Los resultados fueron negativos y no se registró producción de petróleo ni de gas (López, 2016).

MATERIALES Y MÉTODOS

Para actualizar el modelo geológico del área se utilizaron datos de 7 pozos del yacimiento Boca de Jaruco (BJ-800, 801, 802re, 803, 805re, 806 y BJN-1002). Se partió de la revisión de los datos existentes de los pozos que se estudiaron. Se clasificaron y separaron los datos en geológicos, geofísicos y sísmico. Para obtener una caracterización física- geográfica y geológica del área, además de la estratigrafía, se utilizaron los topes y bases de las formaciones obtenidas de los informes de pozos.

Se analizaron los registros geofísicos para identificar los mantos cortados por el pozo y se reinterpretó el registro sísmico del yacimiento, al utilizar como herramienta el software Petrel, para así tener una visualización estructural del área con mapas estructurales

en 2D y 3D. A partir de estos mapas en 3D se pudo calcular recursos y tener un aproximado de lo que produce cada manto cortado por el pozo, al considerar si es factible la inversión en la perforación de otros pozos en el área. Con la integración de esta información se logró actualizar el modelo geológico y proponer futuros pozos exploratorios.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El pozo Boca de Jaruco Norte 1002 (BJN-1002), en el año 2016 se perforó alrededor de los 5000 m, con una profundidad vertical (TVD) de 1285 m. A medida que avanzó la perforación no se reportaron muestras de carbonatos, la calcimetría era baja y las manifestaciones de hidrocarburos débiles. Para lograr el objetivo de la investigación fue necesario partir del modelo ge-

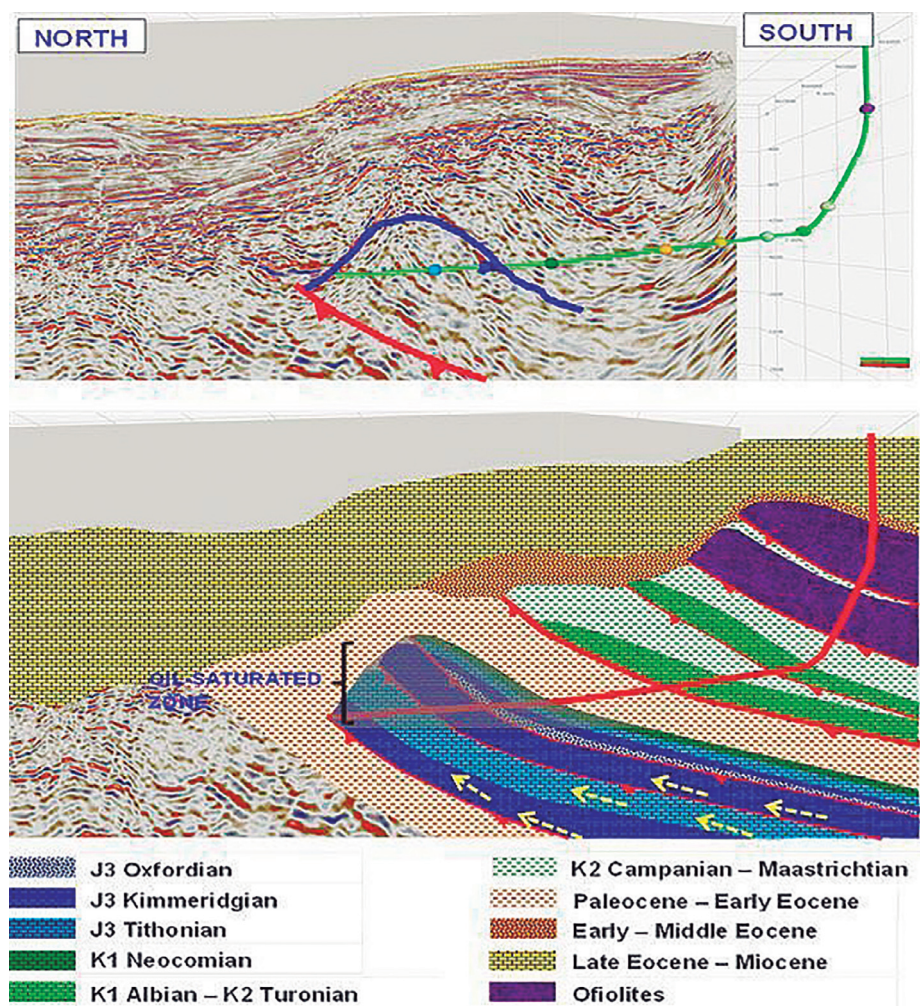


Figura 2. Mapa geológico inicial del pozo Boca de Jaruco Norte 1002

ológico anterior del yacimiento Boca de Jaruco (López, 2025) (**Figura 2**). En el modelo anterior el objetivo del pozo era cortar un manto que se encontraba a una profundidad de 5180 m. Al llegar a esta resultó que el pozo era seco y no existían manifestaciones de hidrocarburos, a pesar de que la interpretación sísmica y los registros geofísicos dieron indicios de estas.

Al perforar sobre los 1200 m se estuvo próximo a la estructura, donde era probable que existieran manifestaciones de hidrocarburos debido a las condiciones que presenta este manto. A partir de esta interpretación sísmica en el pozo BJN-1002 se obtuvo un mapa estructural que mostró la envolvente (man-

tos cartografiados en el perfil sísmico del pozo generados como uno en un mapa geológico) del yacimiento (López, 2016) (**Figura 3**).

En este mapa estructural se observa la variedad en los comportamientos en la zona. En el centro se está en presencia de estructuras de elevados espesores, mientras que el relieve se muestra más suave. En el norte y sur del mapa se percibe todo lo contrario.

Registros geofísicos de pozo

En la investigación se utilizó una serie de registros geofísicos (resistividad, rayos gamma, neutrónico) **(Figura 4)**.

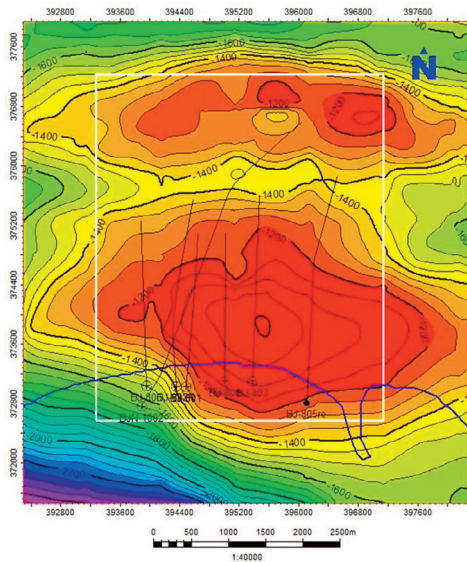


Figura 3. Mapa estructural de la envolvente Boca Jaruco (Domínguez et al. 2016). Líneas negras: pozos perforados), (línea azul: línea de costa), (polígono blanco: área de estudio)

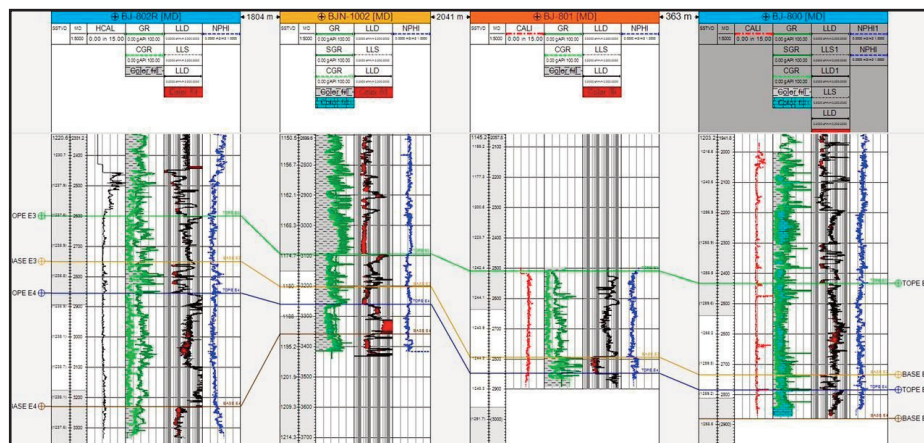


Figura 4. Registros geofísicos de los pozos investigados

Los registros geofísicos reflejan el comportamiento de cada variable en los mantos reinterpretados. Para lograr correlacionar fue necesario interpretar la geofísica de pozos más cercanos a BJN-1002. (González, 2014).

Interpretación geofísica del Manto E3

A partir de esta zona se logra observar un aumento de la separación entre las curvas CGR y SGR, CGR disminuye, disminuye el contenido de arcilla, la resistividad aumenta y la porosidad es de 15 %. Se comporta como un reservorio.

Interpretación geofísica del Manto E4

Se observó una disminución en la separación entre las curvas CGR y SGR, CGR aumenta. Aumenta el contenido de arcilla y la porosidad es de 18 %. Estos valores indican que este manto no presenta las mejores condiciones como reservorio.

Interpretación geofísica del Manto Profundo

No se reportan arcillosidad considerable, presenta un gamma bajo, la resistividad es variada y disminuye la porosidad a 12 %. El modelo litológico refleja un corte carbonatado. Se comporta como un reservorio.

Interpretación sísmica

En el área se ejecutó varias campañas sísmicas 2D y 3D, esta última de carácter regional. Primeramente, se interpretaron las fallas en el polígono de trabajo basándose en datos de pozos y en segundo lugar se interpretó los mantos. Cuando se encuentran carbonatos más viejos sobre carbonatos jóvenes y luego arcillas mucho mayores que estos carbonatos, se está en presencia de una falla. Con esta información se trazó la línea de falla a través del contacto de estas litologías (Chelotti, 2020).

A partir de esta interpretación se pudo identificar los diferentes mantos que se encuentran en el horizonte, para así poder realizar un mapeo estructural que permitió tener una visión más completa de las profundidades que deben tener los pozos para poder acceder a las mejores zonas del reservorio.

La información registrada parte de la creación de los topes y bases de formaciones de cada uno de los pozos. Fue necesario asignar el nombre del pozo, coordenadas, profundidad y elevación (**Figura 5**).

Se cartografiaron las fallas, que no son más que la base de los carbonatos o tope de Vega Alta, a partir de la creación de líneas que facilitan la interpretación sísmica. En segundo lugar, se mapearon los mantos

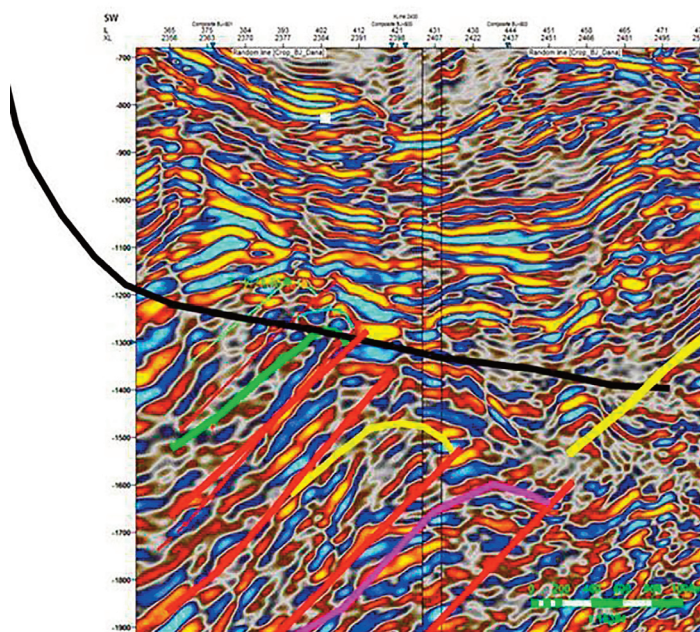


Figura 5. Perfil sísmico reinterpretado del pozo BJN-1002

que son cortados por algunos de los pozos estudiados. Existen dos mantos bien identificados y un tercer manto que no es cortado por los pozos. Los mantos identifican el tope del reservorio que en estos perfiles sísmicos se identifican en las anomalías bastantes visibles por su alta energía, reflectores cortos y bien diferenciados de los que los rodean.

Mapas Estructurales

A partir de la interpretación sísmica se procedió a contornear la estructura en planta del área de estudio para cada uno de los horizontes cortados por los pozos. Al observar el mapa presentado se hace evidente la variabilidad de espesores en el área. En las zonas donde las líneas tienden a ser más espaciadas se encuentran los mayores espesores. En el modelo anterior el pozo BJN-1002 pasaba por una superficie más suave y con altos espesores. Con el nuevo modelo, el manto E3 se logra visualizar con menores espesores y morfologías

más abruptas, mientras que los pozos BJ-806, 802r, 800 y 803 tienen comportamientos similares.

El pozo BJ-801 presenta algunas diferencias con respecto al resto de los pozos entre los 1300-1400 m, donde se observan espesores menores y relieve abrupto (**Figura 6**).

En el manto E4 los pozos coinciden en comportamiento. Los espesores son similares hasta los 1270 m, a partir de esta profundidad los espesores de la estructura van aumentando. De acuerdo con lo reflejado las zonas más prospectivas están al sur del área (**Figura 7**).

El manto profundo refleja los mayores espesores al sureste del área, mientras se observa un brusco cambio en la disminución de estos espesores al suroeste entre las profundidades de 1900 m y 2200 m. En estas zonas pudiese existir saturación de petróleo por presentar un gran espesor de Vega Alta entre los mantos E3, E4 y este manto profundo (**Figura 8**).

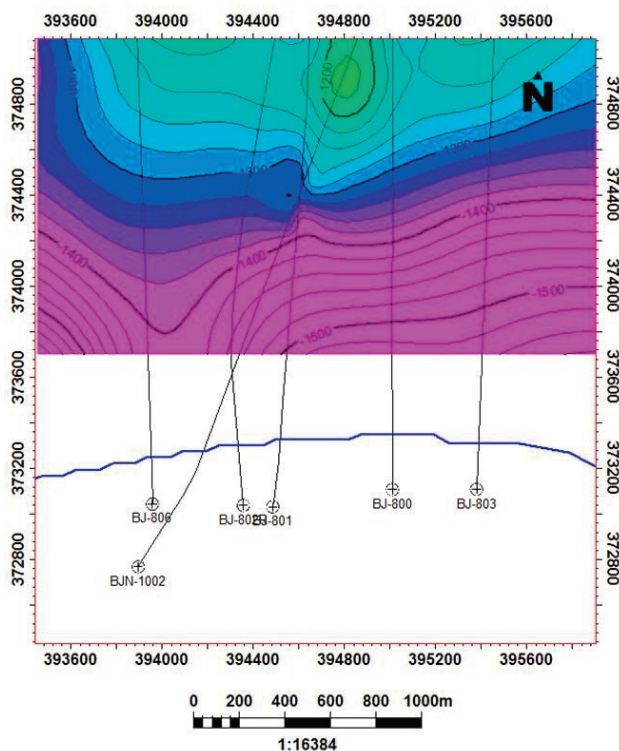


Figura 6. Mapa estructural del manto E3. (Líneas negras: pozos perforados y línea azul: línea de costa)

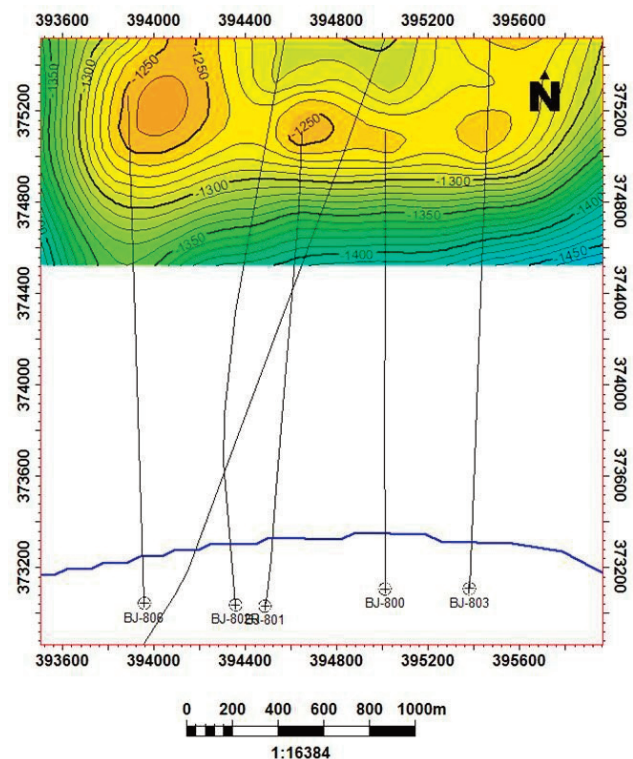


Figura 7. Mapa estructural del manto E4. (Líneas negras: pozos perforados), (línea azul: línea de costa)

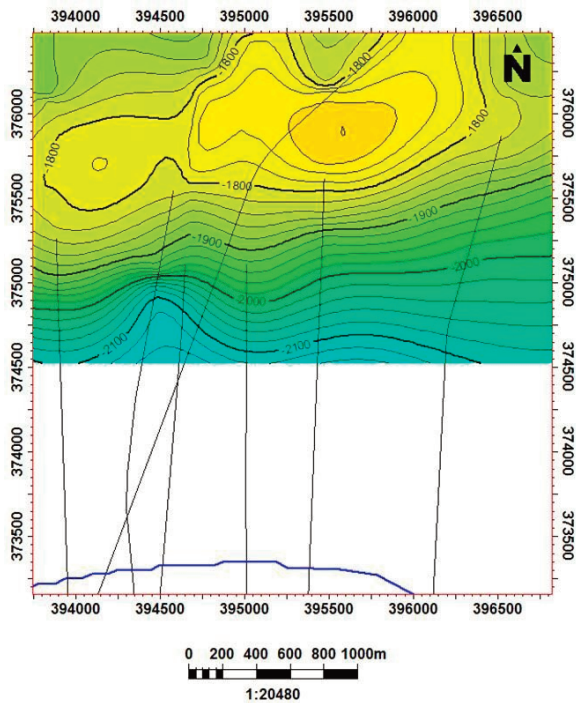


Figura 8. Mapa estructural del manto profundo. (Líneas negras: pozos perforados), (línea azul: línea de costa)

Cálculo de recursos

A partir de los mapas 2D obtenidos para cada uno se pudo realizar un mapa 3D de cada uno, que marca el contacto agua-petróleo de cada superficie (Domínguez, 2013). Por cuestiones de seguridad no fue permitido poner coordenadas en dichos mapas estructurales. Una vez generados estos mapas se calculan los recursos para cada manto y así obtener un aproximado de lo que produce cada uno al considerar si es factible la inversión en la perforación de otros pozos en el área. Es necesario:

1. Calcular el volumen de roca en Petrel (el techo del volumen es la superficie 3D y la base es el contacto agua-petróleo) (CAP).
2. Aplicar la siguiente ecuación:

$$Recursos = V_R \cdot \emptyset \cdot S_o \cdot \frac{Net}{Gross} \cdot \frac{1}{Bo} \cdot F_r \quad (1)$$

- VR: Volumen de roca. Donde el techo del volumen es la superficie 3D y la base el CAP.

- $\emptyset$: Porosidad. Las porosidades se obtienen a partir de los registros geofísicos.
- So: Saturación de petróleo. Saturación de hidrocarburo en los poros de la rocas.
- El Net/Gross: neto / efectivos (espesor neto). Se utiliza porque no todo el volumen de roca dentro de un yacimiento es reservorio, en los yacimientos del cinturón plegado cubano este valor oscila entre 0.60-0.80.
- 1/Bo: Factor volumétrico. Compresibilidad de los hidrocarburos.
- Fr: Factor de recobro.

Cálculo de recursos para el manto E3

En los mapas se observa el contacto agua-petróleo, cortado por la proyección sísmica del manto, la variabilidad en el relieve de la estructura y su espesor (**Figura 9 y 10**).

Datos

CAP: 1350 m (TVDss)	Net/Gross: 0.75
VR: 160963000m ³	1/Bo: 0.90
$\emptyset$: 0.15	Fr: 0.06
	So: 0.70

$$Recursos = 160963000 \text{ m}^3 \cdot 0.15 \cdot 0.70 \cdot 0.75 \cdot 0.90 \cdot 0.06$$

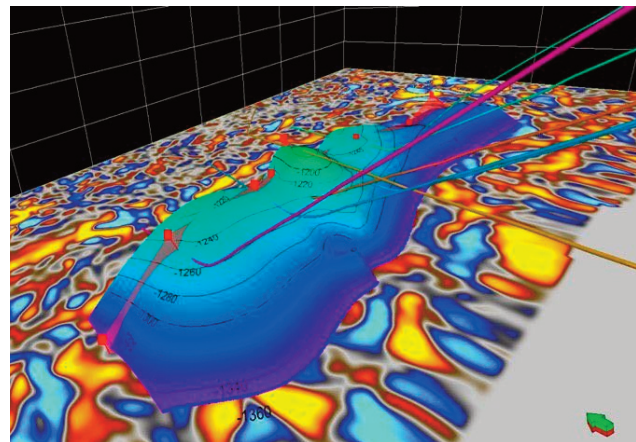


Figura 9. Mapa 3D del manto E3 que ubica el contacto agua-petróleo

Cálculo de recursos para el manto E4

Datos:

CAP: 1300m(TVDss)	Net/Gross: 0.75
VR: 41329500m ³	1/Bo: 0.90
Ø: 0.18	Fr: 0.06
	So: 0.70

Recursos= 41329500m³* 0.18 * 0.70* 0.75 * 0.90 * 0.06

Recursos= 1324479barriles

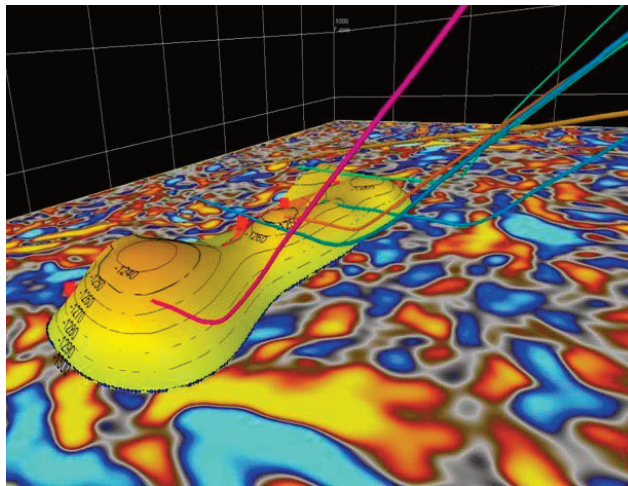


Figura 10. Mapa 3D del manto E4 que ubica el contacto agua-petróleo

Cálculo de recursos para el manto profundo

Como se observa, el manto profundo no es cortado por ninguno de los pozos, por lo que además del cálculo volumétrico para conocer el volumen de petróleo en dicho manto se ha realizado un cálculo de riesgo. Para el cálculo volumétrico se tuvieron en cuenta los siguientes datos (**Figura 11**).

Datos

CAP: 1850 m(TVDss)	Net/Gross: 0.65
VR: 166854000 m ³	1/Bo: 0.90
Ø: 0.12	Fr: 0.06
	So: 0.65

Recursos= 41329500 m³* 0.18*0.75*0.90*0.06

Recursos= 2868784.89 barriles

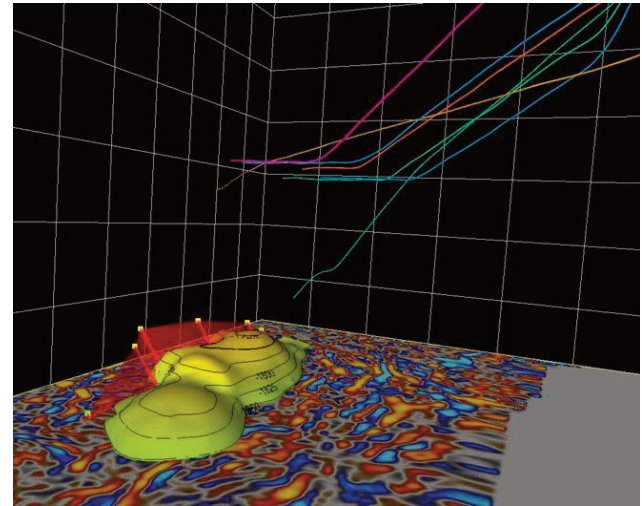


Figura 11. Mapa 3D del manto profundo que ubica el contacto agua-petróleo

Cálculo de riesgo

Existe un riesgo de que este manto esté saturado de agua. No se conoce la probabilidad por la que se calculará a partir de la siguiente fórmula:

Probabilidad de éxito=Carga·Reservorio·Trampa·Retención·100 (2)

Datos

Carga: 0.5	Retención: 0.7
Reservorio: 0.05	Trampa: 0.6
Probabilidad de éxito = 0.5*0.5*0.6*0.7	
Probabilidad de éxito= 0.105*100	
Probabilidad de éxito = 10.5%	

Existe una probabilidad de éxito para el manto profundo de sólo 10.5 %, lo que aumenta el riesgo de que el manto no tenga saturación de petróleo.

CONCLUSIONES

1. Con la interpretación sísmica del pozo BJN-1002 se estimó que una reentrada del pozo puede perforar el manto E3 a una profundidad de 1200m.

2. El volumen de hidrocarburos estimado para los mantos E3 y E4 asciende a 5623108 barriles, una cantidad considerable para la perforación de nuevos pozos que corten estos mantos.

3. El volumen de hidrocarburos estimado para el manto profundo es 2868784 barriles, pero con una baja probabilidad de éxito (10.5 %), lo que aumenta el riesgo de que el manto no esté saturado de petróleo. Por tanto no es factible perforar pozos que corten este manto.

4. Para futuras perforaciones se deben realizar pozos que corten el manto profundo con profundidades mayores a 8000 m.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Chelotti, L., Acosta, N.,** 2020, Interpretación sísmica de Reflexión. Cátedra de Geofísica Aplicada, U.N.P.S.J.B. Chebut. Argentina.
- Domínguez, A., Zulueta J.,** 2013, Metodología para la interpretación sísmica 3D estructural en la Faja Septentrional Cabalgada de Cuba. La Habana.
- García, D.R., Gil S., Linares, E., García, Y. W., Blanco, S. Y.; Pérez, L.,** 2011, Caracterización geológica del área aflorada de la región Guanabo-Seboruco. Archivo del CEINPET. Proyecto 7035. La Habana.
- González, G.,** 2014, Aplicación de los registros geofísicos de pozos en la búsqueda y caracterización petrofísica del yacimiento de Shale Gas. Tesis presentada en opción al Título Académico de Ingeniero Geofísico. México, DF.
- López, O.,** 2016, Interpretación parcial de la sísmica-3D desde La Habana hasta Seboruco. Presentación. La Habana.
- López, O.,** 2025, Oil & Gas Production in Cuba. Presentación. La Habana.
- ## BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA
- Chappé-Pacheco,** 2015, Precisión de las edades en los intervalos reservorios petrolíferos de tres pozos del área Seboruco, a partir de consideraciones litológicas, petrográficas y geofísicas. Tesis presentada en opción al Título Académico de Master en Geología, Universidad «Hermanos Saíz Monte de Oca». Pinar del Río.
- Linares E., Lobachev A.,** 1971, Informe Geológico sobre la región Habana - Matanzas. O.N.R.M. La Habana.
- Núñez, L.,** 2016, Indicadores de paleosismicidad derivados de espeleotemas fracturados en cavernas del campo gasopetrolífero de Boca de Jaruco. Universidad Tecnológica de La Habana «José Antonio Echeverría». La Habana
- Pirela, M., Ramírez, R.,** 2016, Modelo geológico-estructural del yacimiento VEN1 del noroeste del lago Maracaibo. Revista Minería y Geología. Universidad de Moa.
- Socorro, R., López, S., Zulueta, M.,** 2004, Sobre la interpretación Geólogo–Geofísica de la sísmica 3D, del Litoral Norte Habana-Matanzas. Archivo del CEINPET. La Habana
- Tamayo, Y.,** 2016, Exploración en el sector Yumurí–Seboruco de la Franja Norte Petrolera Cubana. La Habana

