

Evaluación de propiedades colectoras de las rocas en la zona Pina-Brujo-Los Naranjos, provincia de Ciego de Ávila

Dioelis Rafael Guerra Santiesteban

dguerra@ismm.edu.cu

Luis Dos Santos Vunge

Marlo Leyva Tarafa

mltarafa@ismm.edu.cu

Universidad de Moa (Cuba).

Resumen: Se confeccionaron los perfiles geológicos en las zonas de Pina-Brujo-Los Naranjos, a través de la estimación de los espesores de las capas entre pozos y realizar una evaluación con la modelación en 3D de la capa colectoras gasopetrolífera. La evaluación de los dos métodos permitirá orientar la efectividad de ambos y profundizar el conocimiento del campo gasopetrolífero. El análisis tomó como base los resultados de exploración geológica, descripción litológica y los resultados de las propiedades petrofísicas, porosidad, porosidad efectiva y permeabilidad. El análisis de los perfiles geológicos y la modelación en 3D permiten determinar y caracterizar la zona del colector de los sectores Pina-Brujo, no así el sector Los Naranjos, por contar con muy poca información geológica.

Palabras clave: perfiles geológicos; modelación; colector.

Evaluation of collecting properties of rocks in the Pina-Brujo-Los Naranjos area, Ciego de Ávila

Abstract: Geological profiles were made in the Pina-Brujo-Los Naranjos areas, through the estimation of the thickness of the layers between wells and an evaluation with the 3D modeling of the gas-oil collecting layer. The evaluation of the two methods will guide the effectiveness of both and deepen the knowledge of the gas-oil field. The analysis was based on the results of geological exploration, lithological description and the results of the petrophysical properties, porosity, effective porosity and permeability. The analysis of the geological profiles and 3D modeling make it possible to determine and characterize the collector area of the Pina-Brujo sectors, not the Los Naranjos sector, due to the lack of geological information.

Key words: geological profiles; modelling; collector.

Introducción

El petróleo en el mundo está destinado en un 91,5 % para ser utilizado como combustible; el 8,5 % restante es usado como precursor de una gran variedad de compuestos como plaguicidas, adhesivos, fibras sintéticas, colorantes, materiales de construcción, explosivos, farmacéuticos, entre otros.

La estimación, modelación geológica y los perfiles geológicos son empleados en numerosas ocasiones como base para cálculos de recursos y reserva, dependiendo del grado de estudio en el cual se enmarque la investigación.

El presente estudio se basa fundamentalmente en datos de los pozos de petróleo, en las zonas Pina-Brujo-Los Naranjos, aunque se integran algunas observaciones de afloramientos. Ha sido y es una práctica establecer una comparación constante entre las formaciones estratigráficas de superficie y las secuencias de subsuelo.

La investigación está basada en información brindada por perforaciones realizadas en el área de estudio. El alto costo de una perforación, sobretodo asociada a investigaciones petrolíferas (son pozos muchos más profundos), implica un nivel de investigaciones geológicas anteriores, que apoyen no solo la profundidad, sino también la selección del lugar donde desarrollar dicha perforación.

Wassal (1956) confecciona un mapa geológico a escala 1: 46 000, donde incluye las zonas de Sancti Spíritus, Zaza del Medio, Taguasco y el norte de las Villas; es un mapa generalizado del área, donde se representan las formaciones Bijabos, secuencias vulcanógenas, granitoides y serpentinitas de la Cuenca Central. Además, presenta algunos elementos estructurales como son la representación de varios anticlinales buzando al noreste, así como extensas dislocaciones tectónicas.

Bandt (1958) realiza un estudio geológico en las áreas de Jatibonico, antigua provincia Las Villas y en Camagüey, donde sobresalen algunos mapas geológicos. Lazarev y otros investigadores (1972) presentan para el territorio de Cuba Central las condiciones tectónicas de la distribución de los depósitos de petróleo, gas y bitúmen.

En 1975, el grupo de generalización científica (Grupo Ciencias) presenta cinco temas de generalización que necesitaron de un volumen amplio de materiales de la Cuenca Central, que resultó ser la región más estudiada. Para ello se elaboraron esquemas tectónicos Tema IV (Shein *et al.*, 1975), columnas estratigráficas generalizadas Tema I (Kusnetsov y Basov, 1975) y mapa litofaciales del complejo orogénico de la depresión central.

En superficie, las secuencias más representativas en las zonas Pina-Brujo-Los Naranjos, son las rocas del post-orogénico (Eoceno medio tardío-reciente), representadas por las formaciones Güines, Chambas, Ferrer y Tamarindo (Thiadens, 1937; Iturralde-Vinent, 1996). En los pozos perforados no sobrepasan los 500 m de espesor. Los depósitos del sinorogénico no se observan en superficie, ellos afloran al E y SE de la zona de estudio, en el yacimiento Pina, que tiene un espesor promedio en los pozos de 400 m y en el área de Brujo alcanzan los 650 m (Falcón, 2008).

Los sedimentos del arco volcánico están bien representados en Pina; en el área de Brujo no son representativos, solamente se manifiesta la secuencia vulcanógeno-sedimentaria en dos pozos.

Por lo tanto, se propone analizar las propiedades colectoras de las rocas del yacimiento en explotación, para establecer posibles correlaciones y destacar la probabilidad de continuidad lateral de zonas enriquecidas en hidrocarburos. Además, la información procesada puede contribuir al enriquecimiento de la caracterización geológica regional.

Estratigrafía de la zona Pina

El área de Pina corresponde a la zona de Cuenca Central ubicada geológicamente en el terreno Zaza, sobre recorrido sobre Placeta, Camajuaní y Remedios. En Pina se encuentran dos grupos petrotectónicos: el primero, correspondiente al Arco Volcánico, y el otro grupo llamado antiguamente Cuenca Superpuesta, considerada en la actualidad *Pyggy back*, del Cretácico superior-Paleógeno (Perera y Blanco 1996).

Esta zona es sumamente compleja, presenta plegamientos y dislocaciones. En el corte estratigráfico se pueden observar las discordancias del Cretácico y la del Paleógeno; también ocurrieron varios ciclos de sedimentación, así como distintos niveles de erosión.

Estratigrafía de la zona Brujo

En los pozos Brujos la presencia del Arco se ha reflejado solamente en la fase explosiva y no en todos los pozos. Solamente en Brujo-2 y Brujo-3 también posee otra característica, no se encuentran sedimentos intercalados entre las tobas. Los depósitos sinorogénicos los constituyen una secuencia terrígena-carbonatada atravesada por los pozos.

Estratigrafía de la zona Los Naranjos

El área Los Naranjos es una estructura revelada por la sísmica como un alto estructural. Se perforó el pozo Los Naranjos no existiendo otra perforación en el área. Por tal motivo, para hacer una comparación con las otras áreas (Brujo y Pina), se han detallado las distintas secuencias que están en el pozo.

En el corte del pozo no se descubrieron las rocas del Arco pronosticadas, sino un espesor de secuencias del Terciario-Maastrichtiano, donde el horizonte sísmico correlacionado a 850 m, e inferido durante los trabajos de prospección a un horizonte cercano al tope del Arco Volcánico Cretácico, responde a intercalaciones de horizontes de calizas arenosas en arcilitas verde-grisáceas algo bentónicas, muy friables de la formación (Fm.) Zaza de edad Eoceno inferior-Eoceno medio basal, quedando la pertenencia estratigráfica de los diferentes paquetes de reflexiones de la siguiente manera:

Inicialmente los conglomerados con carácter de reservorio, muy distante de los 900 m esperados, se dispusieron a partir de los 1 280 m, casi 300 m por debajo.

En el pozo Naranjo 1 no hubo manifestación alguna de petróleo y gas, según registros geofísicos estos conglomerados tienen arcilla abundante en su composición, algo que no se observó claramente en las muestras de canal. Parece importante debido al espesor considerable de sedimentos paleogénicos en el pozo Naranjo 1 y a su carácter eminentemente clástico, hacer una caracterización litofacial por formación geológica; esto permitirá conocer en detalle otros pozos exploratorios que se perforen en esta área de Cuenca Central (Falcón 2008).

Materiales y métodos

La investigación contempló una metodología basada en tres etapas, las cuales se sintetizarán en: búsqueda bibliográfica, procesamiento de la información, e interpretación de los resultados.

Durante la etapa de búsqueda bibliográfica, como su nombre lo indica, se recopiló información, incluyendo las características geológicas del área en estudio, concentrada en trabajos de diploma que abordan el tema, internet u otros sitios web de interés, revistas publicadas, tesis de doctorado y de maestría, entre otros.

Para el procesamiento de la información se contó inicialmente con una base de datos sobre los resultados de las perforaciones en la propia zona, además se trabajó con los perfiles geológicos. Para desarrollar el procesamiento de esta

información se apoyó fundamentalmente en los programas básicos como el Microsoft Office Excel y el Access y los programas Surfer 12 y el Minestis para analizar y visualizar la información.

La interpretación se basó en el análisis estadístico básico y geoestadístico en 3D, para la determinación y caracterización del colector, como objetivo principal dentro del trabajo y como acumulador de interés desde el punto de vista del petróleo y gas.

En la etapa de interpretación de los resultados se debe resaltar el peso de la geoestadística aplicada a los datos obtenidos para evitar la generación de errores en las interpretaciones geológicas. Se escoge este tipo de procesamiento ya que la Geoestadística se define como la aplicación de la Teoría de Funciones Aleatorias al reconocimiento y estimación de fenómenos naturales o, simplemente, el estudio de las variables numéricas distribuidas en el espacio (Walpole, Myers y Myers, 2008).

Además, la Geoestadística se encarga del estudio de muestras repartidas en el espacio a partir de modelos aleatorios (Walpole, Myers y Myers, 2008) y destaca como una de las herramientas más completas en la modelación de las variables de porosidad, porosidad efectiva y permeabilidad en los yacimientos petrolíferos cubanos, con una efectividad probada durante más de 20 años.

Resultados y discusión

En la parte inferior de los pozos del yacimiento Pina presentados en el perfil (Figura 1) de dirección sur-norte, aparecen las tobas gruesas depositadas desde el Cretácico inferior hasta el Cretácico superior (Albiano superior-Turoniano), las cuales aparecen siempre cerca de los 1 000 m de profundidad, con una potencia aproximada de unos 200 m. Estas tobas son representantes de la fase explosiva del vulcanismo del Cretácico, desarrollado fundamentalmente en el Cretácico superior. En el pozo de Los Naranjos 1 no aparecen estas rocas, por lo tanto, no se puede establecer su continuidad en esa dirección.

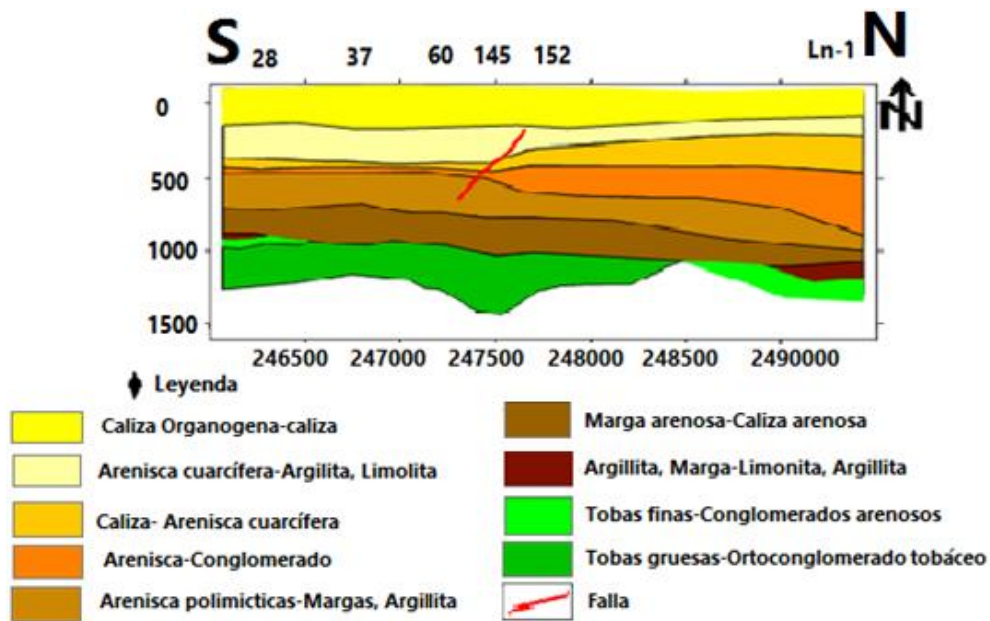


Figura 1. Perfil geológico confeccionado sin el apoyo de los datos estimados.

Sobreyaciendo a las tobas gruesas aparecen en el pozo 28 las tobas finas, hacia el norte desde ese pozo se pierden en el corte las tobas finas del Cretácico superior (Campaniano-Maastrichtiano), así como las argilitas y margas del Paleoceno. Esto provoca la manifestación de una discordancia de edad Cretácico superior-Paleoceno, como se ha comprobado en otras investigaciones. El pozo Los Naranjos 1 tampoco muestra las tobas finas; en su lugar se encuentra un ortoconglomerado donde se combinan restos de andesitas, basaltos y tobas de diversas granulometrías de edad Cretácico superior (Campaniano-Maastrichtiano). El ortoconglomerado demuestra cómo esta zona de la cuenca se encontraba demasiado lejos de la actividad volcánica como para recibir directamente los sedimentos resultantes de esa actividad. Sin embargo, llegaron hasta esta zona de la cuenca restos del vulcanismo que constituyen, fundamentalmente, este ortoconglomerado que cuenta con un espesor aproximado de unos 150 m.

En el pozo 28 se encuentran las tobas finas sobreyacidas por las argilitas y margas del Paleoceno, las cuales constituyen el sello regional del yacimiento Pina. Como se explicó anteriormente estas rocas no aparecen en el resto de los pozos del yacimiento Pina que se encuentran representados en el perfil. Las argilitas y margas de Pina pueden ser correlacionables por su edad (Paleoceno) con la secuencia de limolitas y argilitas encontradas en Los Naranjos 1. Esta correlación indica que, al parecer, la cuenca estuvo experimentando un hundimiento hacia el norte, evidenciada no solo por la sedimentación de rocas propias de ambientes más profundos, sino además, por la posición donde se localizan las rocas en el pozo Los Naranjos 1, ya que las rocas aparecen ligeramente por debajo de los 1 000 m de

profundidad, cuando sus equivalentes en el pozo 28 se encuentran alrededor de los 850 m a 900 m.

Sobreyaciendo a las argilitas y margas en el yacimiento Pina se localiza una secuencia representativa del Neoautoctono cubano, como lo han denominado algunos autores como Iturralde-Vinent (2012) y Pardo (2009). El Neoautoctono en Pina está representado por una sucesión de margas arenosas del Eoceno (Ypresiano), las cuales transicionan a calizas arenosas de la misma edad en Los Naranjos.

A continuación se hallan areniscas polimícticas del Eoceno (Luteciano), transicionando a margas y argilitas hacia la parte norte del perfil. Encima de ellas aparecen areniscas de Eoceno Medio (Priaboniano), que pasan a ser conglomerados de la misma edad en las inmediaciones del pozo Los Naranjos 1. Las calizas del Oligoceno son correlacionables en cuanto a la edad con las areniscas cuarcíferas. Por su parte, las areniscas cuarcíferas del Mioceno (Aquitano-Serravalliano) transicionan hacia el norte a argilitas y limolitas. En cuanto a las calizas organógenas de edad Mioceno (Tortoniano), estas sufren una transición a calizas.

Los autores anteriormente mencionados han coincidido, además, en plantear que en varias regiones de Cuba el Neoautoctono está caracterizado por una alternancia de movimientos de ascensos y descensos, los cuales son representados en este yacimiento con la continuidad vertical de rocas propias de ambientes someros y profundos indistintamente. Lo mismo sucede en la zona de Los Naranjos.

Como se puede interpretar por las rocas encontradas en la perforación la etapa post orogénica se caracterizó por movimientos ascendentes y descendentes en esta porción de la cuenca; la cual se encontró en algunos momentos más sumergida que la zona del yacimiento Pina, pero en otros momentos estuvo en posiciones más elevadas, cómo se aprecia por los sedimentos acumulados en ambas áreas.

Todas estas rocas, desde el Eoceno hasta las más jóvenes, formarán la cobertura sedimentaria encargada de ejercer la presión litostática necesaria para mantener las condiciones geológicas para conservar las acumulaciones petrolíferas en los horizontes inferiores. Hacia el norte, en dirección de Los Naranjos, se advierten transiciones de estas rocas a las calizas arenosas.

Finalmente, se concluye que las perspectivas petrolíferas se manifiestan con buenas condiciones en la zona de Los Naranjos. Las condiciones geológicas favorables del yacimiento Pina no se conservan en la zona Los Naranjos, pero aparecen rocas que aún con composiciones diferentes pudieran realizar perfectamente las funciones de

colectores y sellos para acumulaciones de hidrocarburos en caso de que estos migraran en esa dirección y llegaran a esa zona. En este sentido, los efusivos y las tobas, tanto gruesas como finas (reservorios del yacimiento Pina), pudieran ser remplazados como reservorios por los ortoconglomerados del Campaniano-Maastrichtiano.

Por otra parte, las argilitas y margas del Paleoceno (sello regional del yacimiento Pina) pueden ser sustituidas en su función sellante por las limolitas y argilitas de Los Naranjos, ya que tienen propiedades colectoras similares. El resto de las rocas que se encuentran en las capas superiores seguirían funcionando como la cobertura sedimentaria que contribuye en la conservación de las acumulaciones.

Interpretación petrolífera con el apoyo de datos estimados de las propiedades colectoras de las rocas Pina-Brujo-Los Naranjos

Datos de la exploración petrolífera

La base de datos (BD) de trabajo contiene 9 849 registros, pertenecientes a 81 pozos perforados. Los datos fueron provistos en formato Excel y sometidos a un proceso de validación, donde se corrigieron los errores comunes que ocurren en la confección de las BD, los cuales pudieran introducir ruidos en la estimación.

La magnitud de los errores detectados fue despreciable, en sentido general, los datos presentan la calidad requerida para ser usados en los diferentes estudios geoestadísticos y de estimación de recursos. La base de datos conformada partió de los registros geológicos de los pozos.

Despliegue de los datos

La distribución de los pozos en el plano arrojó que los pozos más concentrados pertenecen a la zona Pina (74 pozos), localizados hacia la parte oeste del yacimiento. El sector Brujo (6 pozos) está ubicado hacia la zona este del sector y los datos referidos al sector Los Naranjos (1 pozo) se localizan hacia la parte norte, de una forma aislada, no siendo perspectiva para el análisis de continuidad del horizonte colector dentro del yacimiento.

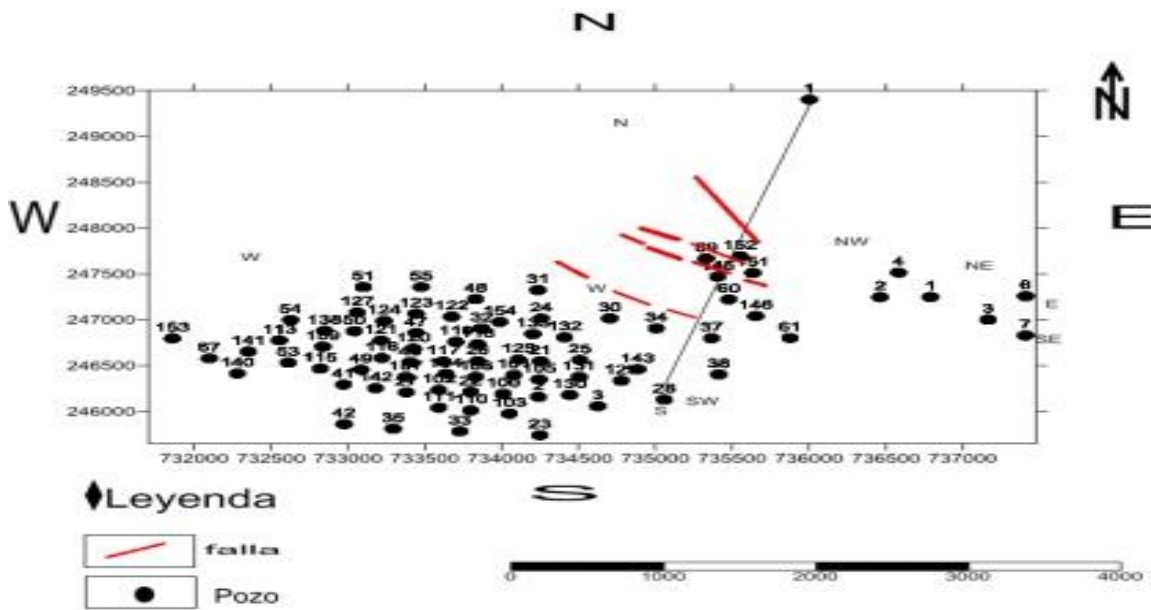


Figura 2. Esquema de ubicación geográfica de los pozos de la zona Pina-Brujo-Los Naranjos, Ciego de Ávila. Surfer 12.

Regularización de la base de datos

El análisis realizado de los datos de trabajo arrojó que todas las muestras fueron tomadas a intervalos de 10 m de longitud cada uno y los pozos fueron perforados a una distancia aproximada de 70 m uno de otro en cada eje de coordenadas x; y. Por tal motivo no fue necesario realizar la regularización de la BD.

Análisis exploratorio de los datos

El análisis exploratorio de los datos permitió caracterizar estadísticamente las diferentes variables estudiadas (porosidad, porosidad efectiva y permeabilidad), detectar la presencia de valores extremos o poblaciones mixtas que puedan influir negativamente en el procesamiento geoestadístico y estudiar la correlación existente en las variables por litología.

Estos exámenes se realizaron a las tres propiedades petrofísicas analizadas de los registros de perforación porosidad, porosidad efectiva y permeabilidad. El análisis variográfico se hizo para cada propiedad petrofísica de forma independiente.

Estadística básica

El análisis estadístico de los datos de las variables de interés (porosidad, porosidad efectiva y permeabilidad), obtenido de las perforaciones de explotación, se realizó con el objetivo de evaluar las propiedades colectoras de las rocas en las zonas Pina-Brujo-Los Naranjos. En el análisis se calcularon los estadígrafos fundamentales de

tendencia central, dispersión y forma, además de la construcción de los histogramas para cada variable.

Tabla 1. Estadígrafos globales para los datos de la zona Pina-Brujo-Los Naranjos

Variab	Máx.	Mín.	Moda	Media	Mediana	Varianza	Desv. Est.	Coef. Var.	C. Asim	Curtosis
Porosidad	20,57	3,02	4,13	11,77	12,33	38,34	1,95	0,66	-0,04	-1,6
Porosidad Efectiva	8	1,32	2,31	4,11	3	4,11	2,03	0,57	0,44	-1,12
Permeabilidad	5,54	0,01	2,36	2,37	2,36	4,42	1,95	0,89	0,38	-1,07

Las tres variables en estudio muestran un coeficiente de variación menor que uno, indicando así una distribución regular dentro de las litologías. La desviación estándar presenta valores bajos, lo cual demuestra que los datos se encuentran agrupados alrededor de la media, correspondiendo el valor más alto de este estadígrafo a la porosidad (6.11). El coeficiente de asimetría muestra que la mayoría de las muestras se agrupan hacia las zonas de mayor valor de las variables. Los valores máximos de porosidad corresponden a las areniscas cuarcíferas, principalmente los de porosidad efectiva a las calizas arenosas únicamente y los de permeabilidad a las argilitas y limonita fundamentalmente. Los mínimos de porosidad y de porosidad efectiva están en las argilitas y margas en la zona de Pina y en las limolitas y argilitas en la zona Brujo, de igual forma, y los de permeabilidad en la arenisca en la zona Pina y en los conglomerados en la zona Brujo.

Resultados de la modelación del colector en 3D

La interpretación de las litologías en 3D se realizó creando dominios tridimensionales (11 dominios), codificando las diferentes litologías descritas para su mejor manejo en el ambiente 3D (Figura 3).

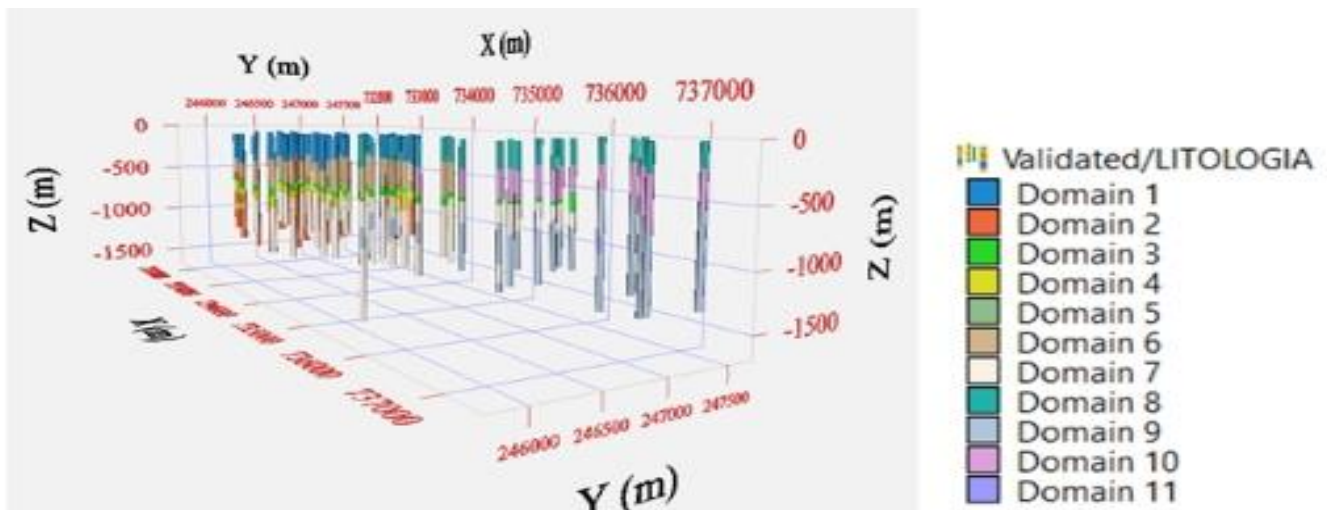


Figura 3. Distribución de los dominios litológicos en 3D, según tipo de litología.

El análisis en 3D de las litologías documentadas en los pozos de petróleo del sector Pina-Brujo se realizó mediante el método de estimación de kriging de indicatrices. Los pozos de Brujo localizados entre las coordenadas (X) 737 000 y 738 000 mostraron los mayores espesores de tobas gruesas-ortoconglomerado; estas se acuñan hacia la dirección del sector Pina, donde se localiza la mayor concentración de pozos del campo petrolero.

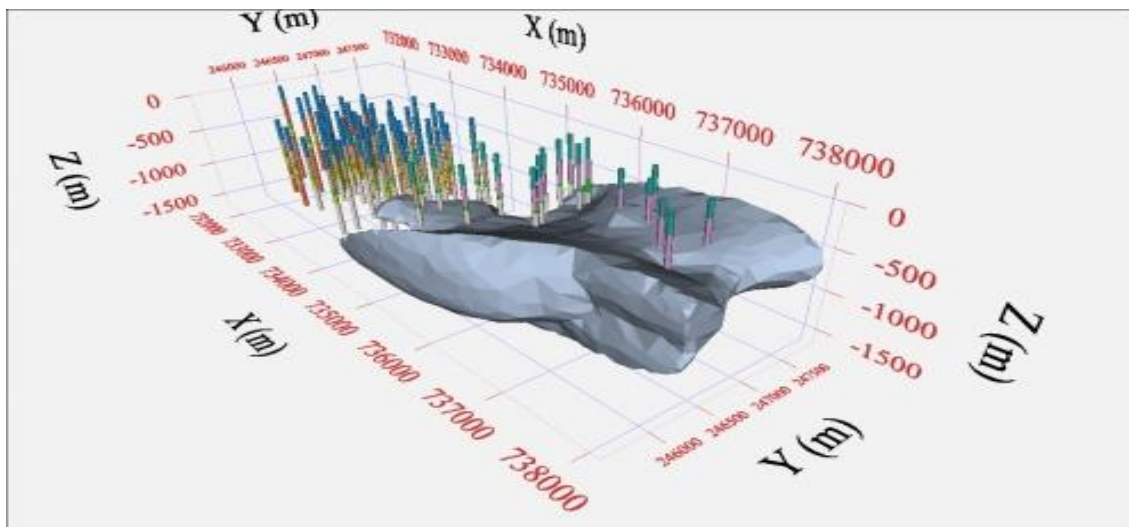


Figura 4. Representación gráfica en 3D del colector, sector Pina-Brujo.

La profundidad de yacencia de las tobas gruesas-ortoconglomerado está alrededor de los 500 m de profundidad en el sector Brujo y en la zona de Pina superan los 1 000 m de profundidad.

En la figura siguiente se muestra una sección del colector en 3D, donde se puede apreciar, entre las coordenadas (x) 734 000 y 735 000, que existe una tendencia de continuidad del colector, aspecto que debe ser evaluado con la perforación de

nuevos pozos o métodos indirectos, que permitan evaluar la continuidad de esta capa.

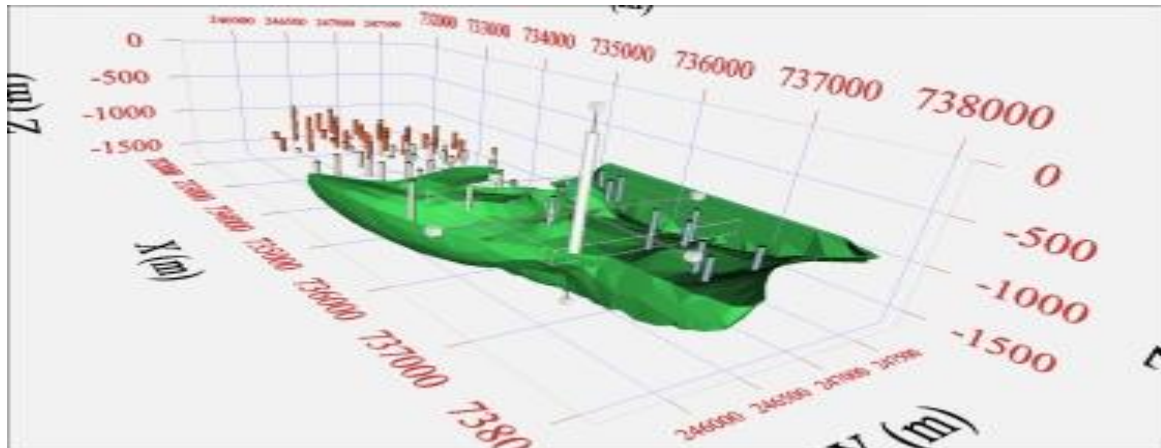


Figura 5. Sección del colector en 3D, plano 1 000 m de la vertical.

En el siguiente perfil (dirección este-oeste) se ilustra en color rojo la zona de mayor continuidad del colector, correspondiendo con la zona de Brujo, nótese que no queda definida la exploración del colector hacia el oeste; hacia el este se aprecia que se completó la caracterización de la capa colectora, a través de los pozos de exploración en el sector Pina.

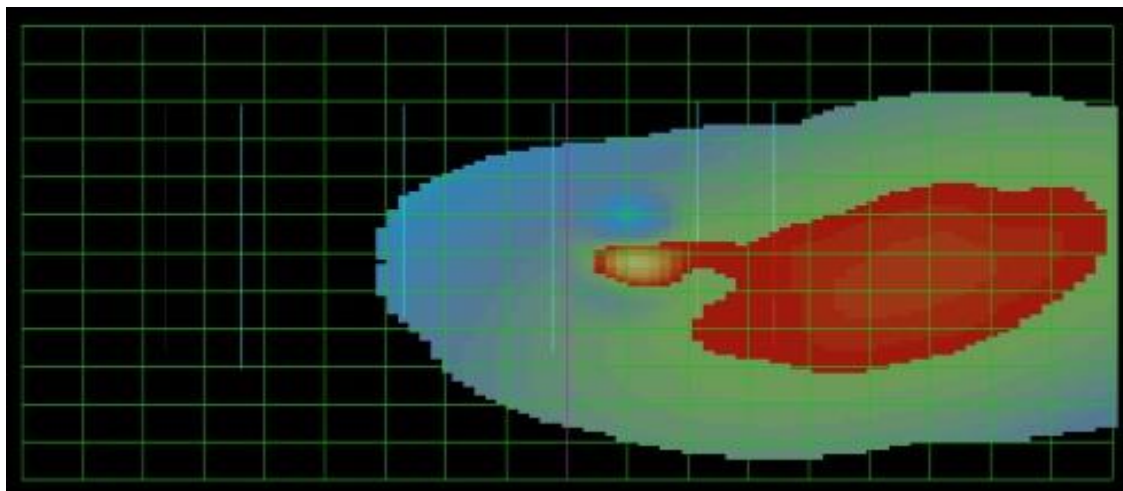


Figura 6. Perfil este (derecha)- oeste (izquierda) de la zona del colector.

Interpretación de los resultados

La estimación de los tres principales parámetros petrofísicos se realizó mediante el método de estimación del kriging ordinario. Este método, unido al elipsoide de búsqueda, permite estimar la continuidad o no de las propiedades petrofísicas.

La porosidad: la mayor continuidad en el modelo de bloques se estiman en el sector de Pina, donde se localizan valores por encima del 20 %, para profundidades

de 1 000 m. La zona de transición Pina-Brujo existe una disminución significativa de la porosidad próxima a la zona del colector. Los horizontes superiores del sector Brujo muestran los valores más bajos (menos del 4 %), relacionado con las calizas organógenas.

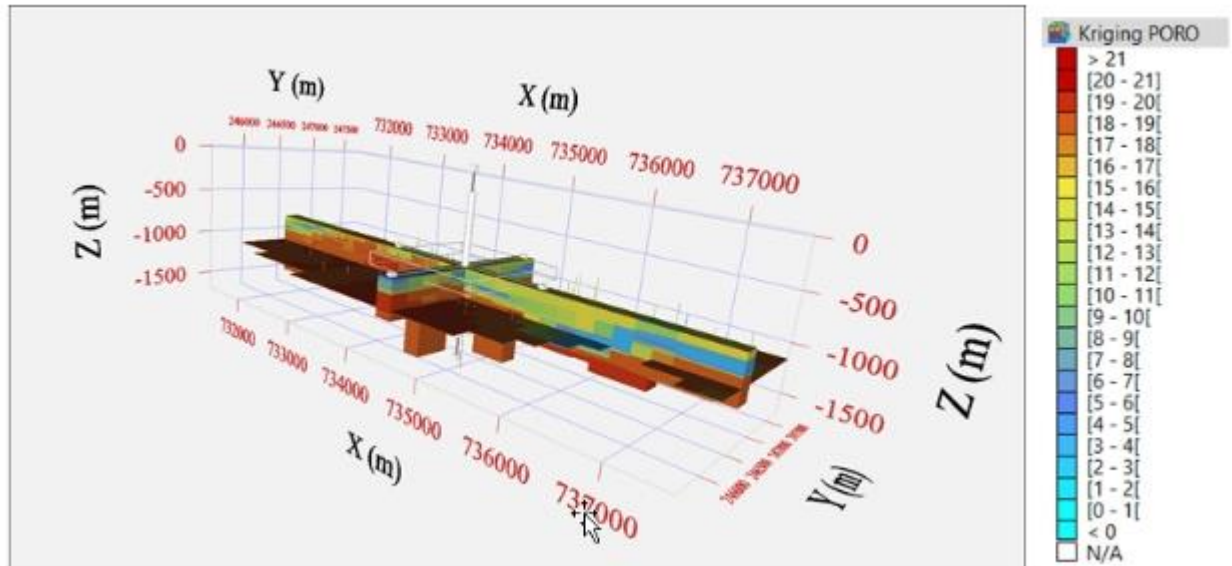


Figura 7. Perfiles de porosidad (%), según el modelo de bloques 3D.

La porosidad efectiva: presenta una distribución bastante regular para los dos sectores (Pina-Brujo); se observa que no existe una variación significativa en los primeros bloques estimados. En el sector Pina se presentan los mayores valores de porosidad efectiva, siempre superiores al 50 %, en las profundidades intermedias entre 500 a 1 000 m de profundidad, entre (X) 733 000 y 734 000.

En ambos sectores los bloques estimados en la parte superior del yacimiento presentan un comportamiento similar, relacionado con litologías prácticamente

impermeables.

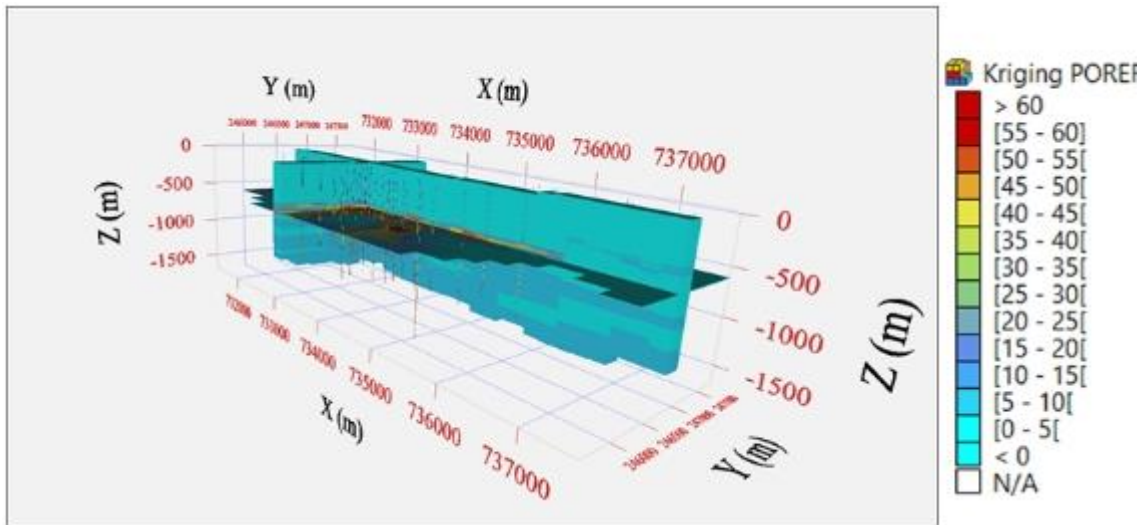


Figura 8. Perfiles de porosidad efectiva (%), según el modelo de bloques 3D.

Permeabilidad: los bloques estimados dentro de los sectores Pina-Brujo muestran baja permeabilidad, en sentido general, existe un valor puntual por encima de 42 md, el cual no se considera representativo. La estimación de este parámetro debe ser soportado por mayor densificación de las mediciones dada la aparente continuidad espacial; prestando mayor interés en la zona del colector.

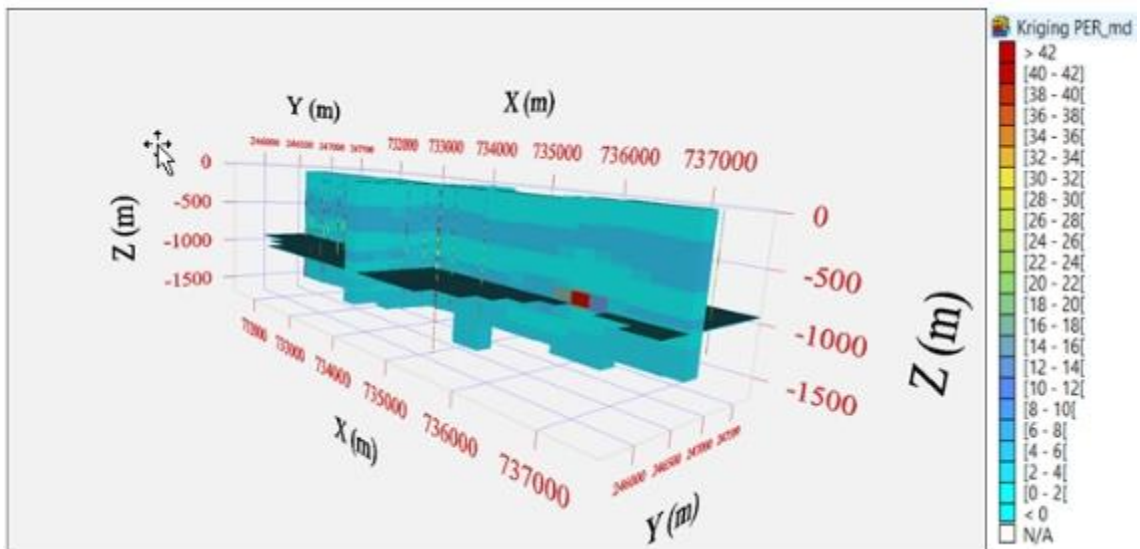


Figura 9. Perfiles de permeabilidad (md), según el modelo de bloques 3D.

Conclusiones

Se confirma una discordancia de edad Cretácica superior-Paleoceno entre el yacimiento Pina y la zona Los Naranjos. Sin embargo, en el pozo Los Naranjos 1 se encuentran rocas favorables para almacenar hidrocarburos.

La profundidad de yacencia de los ortoconglomerados (colector) está alrededor de los 500 m de profundidad en el sector Brujo y en la zona de Pina los colectores se encuentran a más de 1 000 m de profundidad.

En el sector de Pina se estiman valores de más del 20 % de porosidad para profundidades de 1 000 m.

En el sector Pina se presentan valores de porosidad efectiva alrededor del 8 % en las zonas intermedias entre 500 m a 1 000 m de profundidad, asociados a otras posibles rocas colectoras.

Referencias bibliográficas

- BANDT, K. 1958. *Geología de la zona de Jatibónico*. Manuscrito Archivo del ICRM. La Habana, Cuba.
- FALCÓN, M. 2008. *Características Estratigráficas de las Secuencias Vulcanógenas y Vulcanógenas-Sedimentarias del Arco Volcánico del Cretácico por datos de Subsuelo, Zona Pina-Brujo-Naranjo, Cuenca Central, Cuba*. Tesis de maestría. Universidad de Pinar del Río. 107 p.
- ITURRALDE-VINENT, M. A. 1996. *Ofiolitas y Arcos Volcánicos de Cuba*. Project 364 Caribbean Ophiolites and Volcanic Arcs, Special Contribution No. 1. IAGCP, UNESCO, Miami, USA. 253 p.
- ITURRALDE-VINENT, M. A. 2012. *Compendio de Geología de Cuba y del Caribe*. Editorial CITMATEL, La Habana.
- KUSNETSOV, V. I. Y BASOV, V. I. 1975. *Elaboración de materiales de pozos paramétricos, de búsqueda y exploración. División y correlación de los cortes de pozos de la República de Cuba*. Centro de Investigaciones Geológicas, FGN. MINBAS, La Habana. 280 p.
- LAZAREV, P.; LOBACHOV, V.; PAZ, S.; FLORIDO, P. Y AMADOR, E. 1972. *Breve nota explicativa para el esquema tectónico de las provincias La Habana, Matanzas, Las Villas, Camagüey y la parte norte de la provincia de oriente*. Fondo Geológico Nacional. La Habana, Cuba.
- PARDO, G. 2009. *The Geology of Cuba*. AAPG # 58.

- PERERA, C. Y BLANCO, S. 1996. Estratigrafía del yacimiento Pina de Cuenca Central. Primer Simposio del CEINPET. La Habana, Cuba. 10 p.
- SHEIN, V. S.; IVANOV, S.; KLESHEV, K.; MARRERO, M.; SOCORRO, R. Y BANKOUSKY, S. 1975. *Tectónica de Cuba y su plataforma insular con relación a la evaluación de las perspectivas de petróleo y gas* Archivo. Tema 4. CEINPET. La Habana, Cuba 245 p.
- THIADENS, A. A. 1937. *Geology of the southern part of province of Santa Clara; Geography Geology, Meded, Phys. Geol.* Reeks. Republic of Cuba. Tesis de Ingeniería.
- WALPOLE, R. E.; MYERS, R. H. Y MYERS, S. L. 2008. *Probabilidad y Estadística Para Ingenieros.*
- WASSAL, H. 1956. *Contour maps of posible thicknes of tertiary basins.* Centro Nacional Fondo Geológico. MINBAS, La Habana.