

# Propiedades colectoras de las rocas del yacimiento petrolífero Pina, Ciego de Ávila

**Dioelis Rafael Guerra Santiesteban**

[dguerra@ismm.edu.cu](mailto:dguerra@ismm.edu.cu)

**José Alayo LLoren**

[jalayo@ismm.edu.cu](mailto:jalayo@ismm.edu.cu)

**Julio Da Mata Contreiras**

Universidad de Moa (Cuba)

**Resumen:** Se analizó la continuidad de la capa colectora de hidrocarburos de las rocas del yacimiento petrolífero de Pina mediante la utilización de la información vinculada con litología del yacimiento y su relación con la permeabilidad, porosidad y porosidad efectiva obtenidos de los datos geológicos de las perforaciones realizadas en el área. La construcción de perfiles a partir de las principales propiedades colectoras de las rocas permitió evaluar la perspectiva del yacimiento para la Empresa de Perforación y Explotación de Petróleo (EPEP), en el yacimiento petrolífero Pina. Los resultados obtenidos confirman que en el yacimiento existen al menos tres litologías principales donde se encuentran acumulaciones gasopetrolíferas. Además, se confecciona un modelo geológico del yacimiento, enriquecido por una visualización en un espacio tridimensional del comportamiento de las propiedades colectoras de las rocas, así como la continuidad litológica en todo el yacimiento.

**Palabras clave:** hidrocarburo; perfil geológico; modelo geológico.

## Collecting properties of the rocks of the Pina oil field, Ciego de Ávila

**Abstract:** The properties of the rocks of the Pina oil field have not yet been investigated in three-dimensional spaces in order to evaluate the behavior of the main petrophysical properties. The construction of profiles from the main collecting properties of the rocks, allow to evaluate the perspective of the deposit for the Company of Drilling and Exploitation of Petroleum (EPEP), in the Pina oilfield. The continuity of the hydrocarbon collecting layer was analyzed using the information related to the lithology of the deposit and its relation with the permeability, porosity and effective porosity obtained from the geological data of the perforations in the area. The obtained results could confirm that in the deposit there are at least three main lithologies where gasopetroliferous accumulations exist. In addition, a geological model of the deposit was made, enriched by a visualization in a three-dimensional space of the behavior of the collecting properties of the rocks, as well as the lithological continuity throughout the deposit.

**Key words:** properties of the rocks; profiles; geological model.

## Introducción

Desde finales del siglo XIX la economía mundial y el desarrollo geopolítico del mundo han estado íntimamente ligados a la producción petrolífera. En el siglo XX el petróleo se convierte en la principal fuente de energía a nivel mundial. Por lo tanto, el estatus actual del petróleo como componente integral de la política, sociedad y tecnología tiene sus raíces en los primeros años del siglo XX.

Las perforaciones de pozos constituyen los métodos geológicos más confiables para valorar la continuidad en la profundidad la zona estudiada, pues brindan información directa sobre dicha continuidad. Para confeccionar modelos geológicos, además de perfiles geológicos, es necesario establecer correlaciones (litológicas, estratigráficas, geocronológicas, etc.) laterales y verticales entre los datos de pozo.

Para la construcción de perfiles geológicos es preciso definir o estimar los valores de potencias o espesores de las capas a correlacionar en las zonas ubicadas entre los pozos perforados para obtención de menos errores en la hora de estimar los espesores, aparte de definir las características físico-geográfica del área de estudio.

El yacimiento Pina, por pertenecer a un yacimiento en explotación, se ha visto sometida a innumerables investigaciones geológicas. Estas investigaciones han tenido resultados diversos. Thiadens (1937) estudia las secuencias vulcanógenas y vulcanógeno-sedimentarias del Cretácico de la parte Central de Las Villas, incluyendo a estas en la formación Tobas; las cuales tienen una amplia difusión en Cuenca Central. Roitman y Larkin (1973) realizan un estudio geofísico para la orientación de los estudios geológico-geofísicos en la búsqueda y exploración de hidrocarburos mediante un esquema de regionalización tectónica y un mapa de perspectivas gasopetrolíferas a escala 1: 100000.

Perera y Blanco en 1996 definen la estratigrafía de las distintas secuencias del Arco Volcánico por datos de pozos perforados; describe las distintas secuencias litológicas y relaciones estratigráficas y los diversos bioeventos que la componen; dando por primera vez la aparición del taxón de *Globotruncanita calcarata*, encontrado en la fase explosiva y demuestra así, la culminación del vulcanismo para la región en el Campaniano superior. Asimismo, Iturrealde-Vinent (1996) realiza estudios regionales sobre el desarrollo del Arco Volcánico en distintas áreas de Cuba, incluyendo la Cuenca Central y dentro de ella la zona del yacimiento Pina.

Estas investigaciones destacadas, unidas a muchas otras, han servido para destacar las características geológicas del área de estudio. El área de Pina corresponde a la zona de la Cuenca Central ubicada geológicamente en el terreno Zaza, sobrecorrido sobre Placetas, Camajuaní y Remedios. En Pina se encuentran dos grupos petrotectónicos. El primer grupo correspondiente al Arco Volcánico y el otro grupo llamado antiguamente Cuenca Superpuesta, considerada en la actualidad (*Pyggy back*), del Cretácico superior-Paleógeno.

Los principales representantes litológicos que conforman la estratigrafía del área están agrupados en la secuencia vulcanógena-sedimentaria y los sedimentos sinorogénicos que la sobreyacen.

El yacimiento Pina ha presentado una notable disminución de las producciones de petróleo, lo que provocó la aplicación de métodos secundarios de recuperación para poder mantener la explotación del yacimiento.

El presente trabajo está encaminado a confeccionar perfiles geológicos, así como varios modelos geológicos, para su correspondiente interpretación, apoyados en datos estimados, para evaluar las propiedades colectoras del yacimiento petrolífero Pina en Ciego de Ávila.

### **Caracterización de las formaciones que constituyen el yacimiento Pina**

#### *Sedimentos sinorogénicos*

Se incluyen los sedimentos de edad Maastrichtiano hasta el Eoceno medio temprano, que conforman varios ciclos sedimentarios durante la etapa de compresión.

#### *Formación Loma Iguará (Eoceno inferior-Eoceno medio temprano)*

Están representados en el área por secuencias flyschoides, constituidas por areniscas polimícticas, margas arcillosas, calizas, arcillas y conglomerados. Todas las secuencias terrígenas tienen un gran aporte de la erosión del arco volcánico, aunque lo que predominan son los sedimentos margosos y arcillosos (Colectivo de autores, 2013).

Todos estos sedimentos constituyen parte del sello regional del yacimiento. Representa las cuencas postvolcánicas y transportadas (*pyggy back*) del segundo ciclo.

*Formación Santa Clara (Paleoceno)*

Compuesta por areniscas polimícticas y calcáreas, conglomerados vulcanomícticos, arcillas y subordinadamente calizas arcillosas. Pertenece a la secuencia de cuencas postvolcánicas y transportadas (piggy back) del primer ciclo.

*Formación Eloísa (Maastrichtiano superior)*

Corresponde principalmente a margas, calizas arcillosas, conglomerados y limolitas. Estos sedimentos representan la parte basal del sello del yacimiento.

*Secuencias Vulcanógenas-sedimentarias**Formación Dagamal (Campaniano-Maastrichtiano)*

Litológicamente corresponde a tobas cristaloclásticas y vitroclásticas de composición andesíticas de granulometría fina, las tobas están muy alteradas a arcillas por su gran contenido de vidrio volcánico, intercaladas entre las tobas se encuentran margas, lutitas y areniscas.

Estos sedimentos, por su caracterización litológica, se han llamado para la explotación petrolera Tobas finas. En esta denominación se ha agrupado a aquellas rocas, cuya granulometría es menor de un milímetro. La secuencia de toba fina es el reservorio principal del yacimiento Pina; estas tobas, aunque contienen un porcentaje alto de vidrio volcánico, que en contacto con el agua se altera rápidamente a arcilla, poseen buena porosidad por fractura.

*Formación Cabaiguan (Albiano-Cenomaniano)*

Corresponde litológicamente a tobas de composición andesítica, andesítico-basáltica de granulometría diferente, principalmente gruesa. También intercaladas entre estas tobas se encuentran conglomerados y calizas arcillosas.

Estos depósitos se denominan Tobas gruesas, su composición basáltica tiende a ser abundante, ya que las rocas de granos muy gruesos y las brechas volcánicas son frecuentemente más basálticas que andesíticas.

*Formación Mataguá (Efusivos del Aptiano-Albiano)*

Compuesto por lavas de composición andesítica, andesítico-basáltica. Dentro de las rocas efusivas se encuentra un paquete de rocas sedimentarias y vulcano sedimentarias compuesta por tobas, tufitas y calizas. Estos depósitos volcánicos están muy cataclastizados y alterados, presentan amígdalas que están rellenas de calcita, presentando inclinación lo que evidencia un fuerte movimiento.

**Características del sistema petrolero del yacimiento Pina**

El yacimiento Pina fue descubierto en el año 1990 y trabajaba en un régimen de gas disuelto, con poca agua en sus inicios que se fue incrementando a medida que avanzaba la explotación, como es característico en este tipo de yacimientos (Yparraguirre y Cuba, 2009).

Las rocas productoras en el yacimiento tienen un origen volcánico y han sido divididas por los geólogos petroleros como tobas finas, tobas gruesas y efusivos. Los reservorios pueden catalogarse de fracturado y fracturado-poroso. Abundan los componentes vítreos, los cuales son muy susceptibles de alteración a minerales del grupo de las arcillas. Las presiones caen rápidamente. Es de destacar que los "poros" de la matriz están constituidos fundamentalmente por microfracturas. Se han definido tres generaciones de fracturas (dispersas, oblicuas y verticales), según Guerra (2016).

Los sellos del yacimiento están representados fundamentalmente por una secuencia flyschoides, donde predominan los sedimentos margosos y arcillosos con espesores muy variables, oscilando generalmente alrededor de los 200 m; además de otra secuencia constituida por margas, calizas arcillosas, conglomerados y limolitas con espesores alrededor de los 50 m.

De forma general, se puede concluir que estos sellos tienen mala calidad, debido a sus pequeños espesores en algunos casos y las variaciones de sus propiedades sellantes en otros casos. Sin embargo, las intercalaciones de arcillas dentro de los colectores, unido a la ausencia de fracturas en algunas zonas y la presencia de vidrio volcánico en otros sectores, provocan el desarrollo de pequeñas estructuras sellantes dentro de los propios horizontes colectores, contribuyendo a la conservación de las acumulaciones, aunque disminuyen las comunicaciones verticales y horizontales en el yacimiento.

## **Metodología aplicada en la investigación**

La investigación se desarrolló en tres etapas fundamentales:

- Etapa preliminar
- Etapa experimental
- Etapa de análisis de resultados.

Se delimitó el área de investigación, se procedió a la búsqueda de la información geológica existente del área de estudio. Para ello se consultaron informes geológicos, reportes técnicos y tesis de maestría y doctorado realizadas en el área.

Se contó con la descripción de aquellos pozos perforados en el yacimiento que fueron seleccionados para su estudio en la investigación, por estar asociados de alguna forma a la estimación en el yacimiento (74 pozos), las columnas litológicas confeccionadas para cada pozo.

Para procesar toda esta información se emplearon programas computarizados como el Surfer 12, con el cual fueron confeccionadas las nuevas columnas litológicas para los pozos seleccionados; al mismo tiempo se combinaron dichas columnas en la creación de los perfiles destacados en la investigación.

Se confeccionaron nueve perfiles de correlación, donde intervienen 51 pozos; se escogieron de acuerdo a los datos de litología, registros geofísicos y la bioestratigrafía. Se hizo un análisis integral para hacer comparación entre pozos y analizar las diferencias que puedan existir entre ellos (espesor, litología, edad), lo cual permitió realizar la caracterización de las distintas secuencias y correlacionarlas, y por consiguiente, tener criterios del comportamiento y características geológicas de las distintas áreas. Las columnas litológicas creadas a partir de los datos geológicos de los pozos se tomaron en cuenta para realizar interpretaciones regionales de la distribución de los paquetes rocosos, permitiendo establecer la continuidad lateral de las formaciones; además de apoyar el análisis del comportamiento de las fallas existentes en el yacimiento.

## **Resultados y discusión**

Interpretación de los perfiles geológicos

*Perfil 1*

En el perfil 1, con dirección suroeste-noreste (Figura 1), se observa al final del pozo 25 la aparición de rocas andesíticas, andesitobasálticas del Cretácico inferior (Aptiano-Albiano) representante efusivo de la actividad del Arco Volcánico del Cretácico. La datación de estas rocas se debe a las rocas sedimentarias que aparecen como pequeñas intercalaciones dentro del paquete de rocas volcánicas; en estas rocas sedimentarias se encuentran foraminíferos del Aptiano (Furrazola y Judoley, 1964 y Iturralde-Vinent, 2008).

La ausencia de estas rocas en el resto de los perfiles no puede interpretarse directamente como la ausencia de estos materiales a mayores profundidades. Los pozos son proyectados con una profundidad final, por lo tanto, es posible que en muchos de ellos no aparezcan estas rocas.

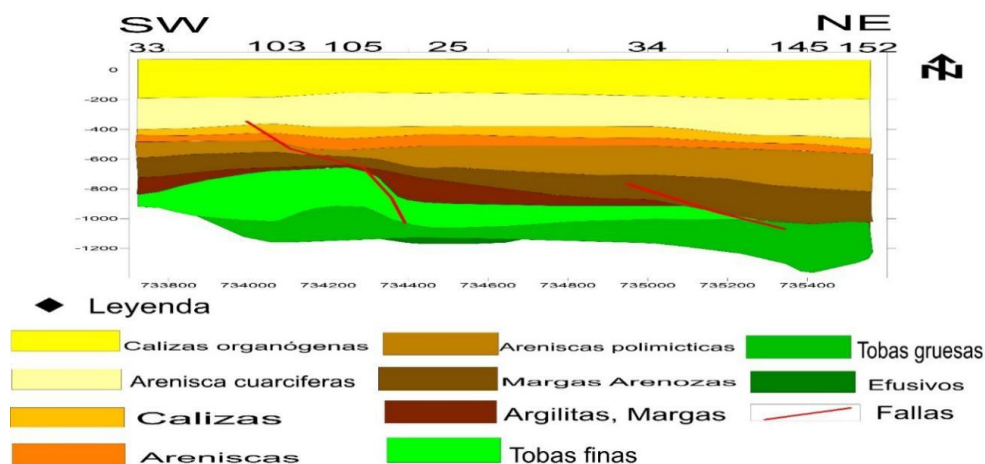


Figura 1. Perfil geológico #1 de dirección suroeste-noreste.

Encima de los efusivos aparecen las tobas gruesas (representantes de la fase explosiva del vulcanismo) depositadas desde el Cretácico inferior hasta el Cretácico superior (Albiano superior-Turoniano), las cuales aumentan sus espesores hacia la porción noreste del yacimiento, apareciendo siempre por debajo de los 900 m de profundidad. Las tobas gruesas son representantes típicos de zonas asociadas a una actividad volcánica, pero al aparecer por encima de las rocas efusivas es posible inferir que el vulcanismo para finales del Cretácico inferior pasó de una fase efusiva a una más bien explosiva.

Sobreyaciendo a las tobas gruesas aparecen las tobas finas hasta el pozo 34, hacia el noreste desde ese pozo se pierden en el corte las tobas finas del Cretácico superior (Campaniano Maastrichtiano) así como las argilitas y largas del Paleoceno. Por ende, en



los pozos 145 y 152 las margas arenosas del Eoceno (Ypresiano) aparecen discordantemente sobre las tobas gruesas.

Desde el punto de vista de la explotación del yacimiento esta discordancia representa un notable problema, pues el yacimiento Pina tiene como su sello principal a las argilitas y margas del Paleoceno, además de las zonas superiores de las tobas finas, donde no se ha desarrollado con mucha intensidad el agrietamiento causante del aumento de la porosidad de estas rocas y el resto de los reservorios. Al perderse el sello es muy probable que parte del hidrocarburo que debería acumularse en las tobas haya migrado hacia las partes superiores del corte sin acumularse o acumulándose en pequeñas cantidades, las cuales no pueden ser extraídas de forma rentable, pues no cuentan con las condiciones estructurales necesarias para que se haya desarrollado alrededor de ellas un correcto entrapamiento.

De esta manera, es posible que parte del petróleo que llegó a migrar hasta esta zona no se acumuló y no podrá ser extraído de ninguna manera; por lo que en esta zona las transformaciones geológicas ocurridas provocan una disminución de las reservas a explotar en el yacimiento.

Las tobas finas alcanzan sus mayores espesores hacia la porción suroeste del yacimiento, lo cual permite entender que esta zona es la más cercana a la actividad volcánica; apoyando así las teorías sobre la posible procedencia alóctona del Arco Volcánico del Cretácico desde esta misma dirección suroeste. Las tobas finas son sobreyacidas por argilitas y margas del Paleoceno, las cuales constituyen el sello regional de este yacimiento. Al igual que las tobas finas dichas rocas no se encontraron durante la perforación de los pozos 145 y 152. Por lo tanto, en la porción nororiental del yacimiento se localiza una discordancia de edad Cretácico superior-Paleoceno.

La ausencia de las tobas finas del Cretácico superior (Campaniano-Maastrichtiano) y las argilitas y margas del Paleoceno se manifiesta en la zona nororiental del yacimiento Pina. Esta discordancia (ausencia de sedimentos) tendrá una edad Cretácico superior (Campaniano)-Paleoceno (Thanetiano). Según algunos autores (Iturralde-Vinent, 2008; Lazarev *et al.*, 1972) puede estar asociada a una de las depozonas de las cuencas de antepaís: el levantamiento lejano.

La depozona del levantamiento lejano es una zona contradictoriamente sin sedimentos, una zona de discordancia, donde los sedimentos han sido erosionados debido a un ascenso de esta área, provocando su afloramiento y su consiguiente erosión. La erosión de estos sedimentos es muy sencilla, pues son sedimentos poco consolidados que experimentan un ascenso muy rápido.

Los espesores ocupados por las argilitas y margas del Paleoceno son relativamente pequeños (50 m de espesor aproximadamente), en comparación con las demás rocas sedimentadas en el yacimiento. Estos espesores son perjudiciales para las acumulaciones petrolíferas, pues una de las características principales de los sellos es el hecho de tener grandes espesores. Numerosos especialistas del petróleo coinciden con el axioma evidente de que "todos los sellos son imperfectos", más los grandes espesores contribuyen junto a la impermeabilidad a disminuir las imperfecciones de los sellos.

En este yacimiento el sello tiene pequeños espesores en toda el área, lo cual, combinado con la influencia de algunas fallas, puede ocasionar escapes de hidrocarburos, fundamentalmente hacia capas superiores; debido a que la comunicación entre pozos. El escape del hidrocarburo en dirección vertical es otro aspecto perjudicial, pues genera pequeñas acumulaciones sin importancia económica en horizontes superiores a los explotados. De esta forma, parte del petróleo que pudiera extraerse no se encuentra en la zona de acumulación y no podrá ser extraído; disminuyendo así las posibles reservas del yacimiento.

Sobreyaciendo a las argilitas y margas del Paleoceno aparecen margas arenosas del Eoceno (Ypresiano), a continuación afloran areniscas polimícticas del Eoceno (Luteciano), encima de ellas surgen areniscas de Eoceno (Priaboniano), calizas del Oligoceno, areniscas cuarcíferas del Mioceno (Aquitano-Serravalliano) y calizas organógenas de edad Tortoniano.

Todas estas rocas, unidas a las argilitas y margas del Paleoceno, son las representantes de lo que varios autores (Iturralde-Vinent, 2008; Pardo, 2009) han visto bien en llamar el Neoaútctono. Estos autores han coincidido asimismo en plantear que en varias regiones de Cuba el Neoaútctono 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.

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.

*Perfil 2*

Como se puede apreciar en los finales de los pozos representados en el perfil 2 de dirección oeste-este (Figura 2) la distribución de los representantes efusivos del Arco Volcánico del Cretácico es irregular. Las andesitas y basaltos se encuentran en los finales de pozos aislados (pozos 154, 47, 118 y 37). Las tobas gruesas que continúan sobreyaciendo a los efusivos aparecen registradas en todos los pozos del perfil. Es notable destacar la disminución de los espesores de estas litologías en los pozos 37 y 61, donde su espesor promedio oscila alrededor de los 30 m. Ello muestra una reducción significativa en comparación con los espesores del mismo horizonte en la zona occidental del perfil donde sus espesores oscilan alrededor de los 180 m o más.

Las tobas finas se mantienen superpuestas a las gruesas en casi todos los pozos del perfil, excepto en el pozo 37, donde se manifiesta la discordancia mencionada en interpretaciones anteriores. Como se ha destacado con anterioridad la sucesión de tobas, tanto gruesas como finas por encima de las rocas efusivas (andesitas y basaltos) además de ser rocas más jóvenes, demuestran la variación de la actividad volcánica de un carácter efusivo a una forma más explosiva.

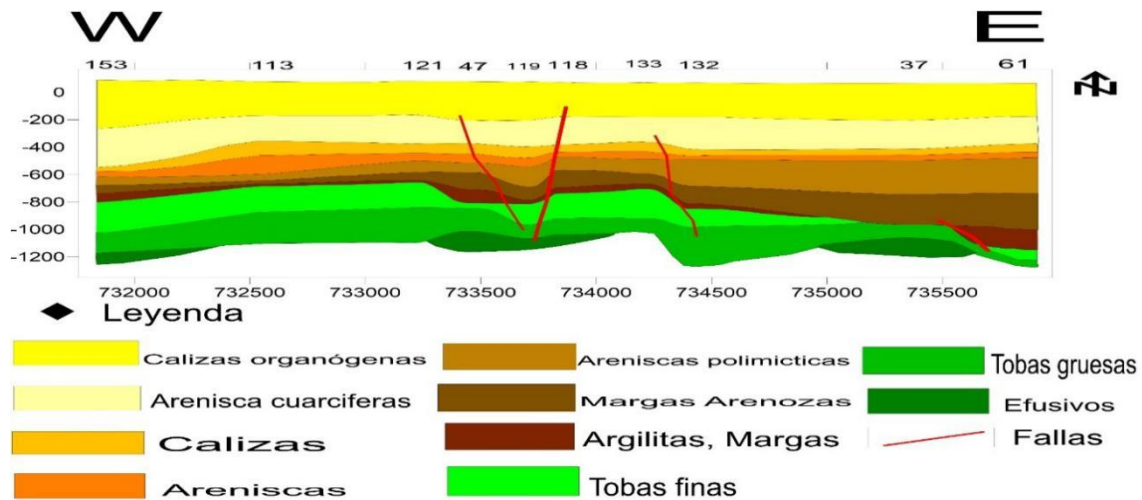


Figura 2. Perfil geológico #2 de dirección oeste-este.

La parte central del perfil indica el anticlinal donde se han elevado los horizontes de las tobas finas y gruesas, sin embargo, este perfil expone el anticlinal fallado, lo que provoca un hundimiento de las capas en el eje de dicho pliegue. Al igual que ocurre con las tobas gruesas, los espesores de las tobas finas disminuyen paulatinamente a medida que se avanza por el perfil hacia el este.

Las argilitas y margas del Paleoceno se mantienen apareciendo siempre encima de las tobas finas, siguen conservando espesores relativamente pequeños, por lo que afectan su calidad como sello regional del yacimiento. En el caso del perfil analizado, el hundimiento de la zona central del pliegue genera una zona de contacto mayor entre el sello y los colectores, ya que no solo aparecen las argilitas y margas superpuestas a las tobas, sino que además, como resultado del hundimiento, también aparecen contactos laterales que pudieran generar zonas de acumulaciones independientes del resto del yacimiento.

En el caso de las argilitas y margas del Paleoceno en el pozo 61 se registra una sedimentación significativamente mayor que en el resto de los pozos, lo cual aumenta la potencialidad sellante del área. Alrededor del pozo 61 una zona excepcional, donde aparecen pocas potencialidades colectoras, por los pocos espesores de los reservorios; pero en contraparte existen grandes potencialidades sellantes, por un ligero aumento de los espesores del sello regional.

Las margas arenosas que aparecen superpuestas a las argilitas y margas revelan un aumento de la sedimentación hacia el este de la cuenca, parece ser que el aporte de sedimentos hacia esta zona era mucho más intenso que hacia la porción oeste del yacimiento. La sedimentación a partir del Eoceno parece ser de forma tranquila, sin mucha actividad tectónica, donde se alternan sedimentos de mayor o menor profundidad, confirmando los movimientos de ascenso y descenso de la cuenca periódicamente.

### *Perfil 3*

En el perfil 3 con dirección sur-norte (Figura 3) se observa al final del pozo 37 la aparición de rocas efusivas del Cretácico inferior (Aptiano-Albiano), correspondientes con la etapa de actividad efusiva del Arco Volcánico del Cretácico. La ausencia de estas rocas en el resto de los perfiles pudiera estar ligada con el límite proyectado para los pozos, los

cuales no siempre llegarán a cortar estas rocas. Sin embargo, es posible que estas rocas no se encuentren ni siquiera en un corte más profundo, pues quizás esta zona estuvo demasiado alejada de la zona de actividad efusiva.

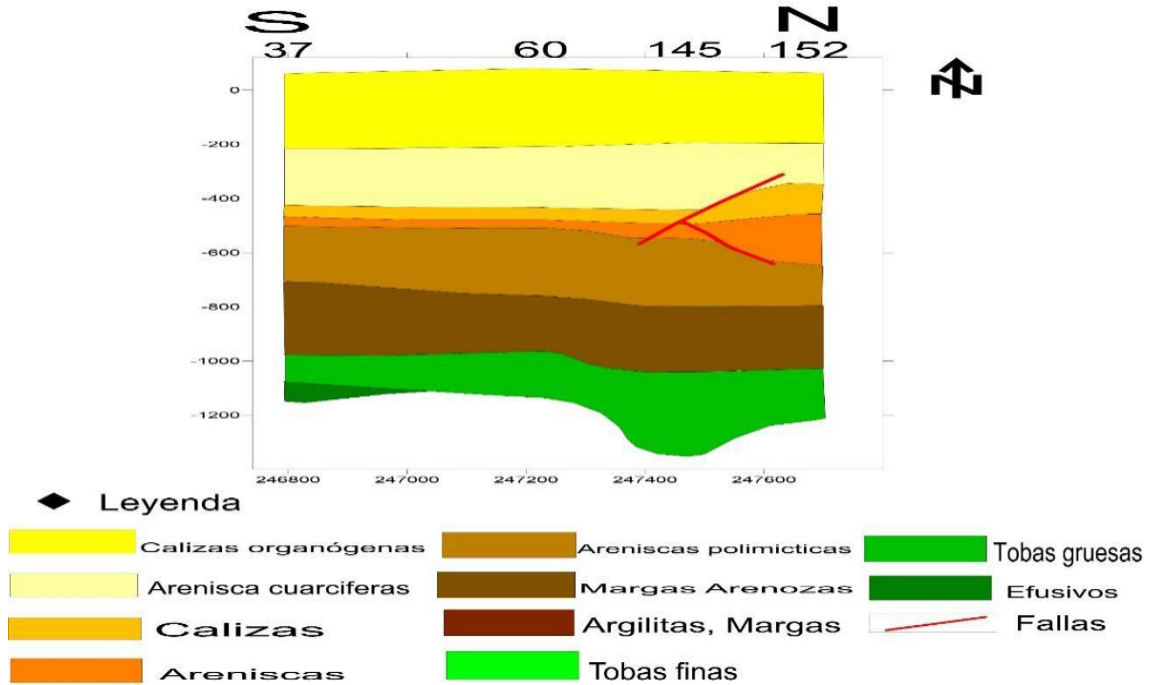


Figura 3. Perfil geológico #3 de dirección sur-norte.

Encima de los efusivos aparecen las tobas gruesas del Cretácico superior (Albiano superior-Turoniano), las cuales aumentan significativamente sus espesores hacia la porción norte del perfil, apareciendo siempre por debajo de los 900 m de profundidad; aunque se nota un hundimiento hacia el norte del perfil. Las tobas gruesas también son representantes de zonas asociadas a una actividad volcánica, pero al aparecer por encima de las rocas efusivas. La cuenca ha experimentado un cambio del vulcanismo, donde pasó de una forma efusiva a una versión más bien explosiva.

En el perfil presente no aparece sedimentación de las tobas finas ni del sello argilitas y margas del Paleoceno, por lo tanto, muestra que hay una zona de discordancia, donde debería haber un paquete de roca (Cretácico superior-Paleoceno), que no se encuentra debido a un levantamiento de la cuenca en esta zona. El levantamiento ocasionó el afloramiento de esta zona y el consiguiente proceso erosivo de los sedimentos pertenecientes a estas épocas.

Es importante destacar que el levantamiento de una porción de la cuenca, precisamente en esta posición, provocando la erosión de los sedimentos depositados en algún momento, pudiera hacer asociar el comportamiento de la cuenca con las cuencas de antepaís, tan desarrolladas en toda la geología cubana, justamente en los finales del Cretácico y principios del Paleógeno. Este proceso erosivo de una zona levantada es típico del levantamiento lejano (una de las depozonas características de las cuencas de antepaís). Destaca este fenómeno geológico en específico al no aparecer evidencias en investigaciones anteriores sobre la descripción de una cuenca de antepaís desarrollada en esta área; además, sería una cuenca desarrollada con un vínculo directo al arco volcánico y no a las rocas de corteza oceánica como sucede en la mayoría de las cuencas de tipo antepaís.

Desde el punto de vista del petróleo, esta discordancia tiene mucha importancia, por lo que se construye un perfil donde se puede apreciar concretamente esta zona. Al desaparecer uno de los colectores y el sello regional del yacimiento es muy probable que parte del hidrocarburo que debería acumularse en las tobas haya migrado hacia las partes superiores del corte sin acumularse o acumulándose en pequeñas cantidades, las cuales no pueden ser extraídas. Como no se cuenta con las condiciones estructurales necesarias para entrapar los hidrocarburos, se permite que estos continúen con su proceso de migración hacia zonas menos presionadas en horizontes verticalmente superiores; pudiendo llegar incluso a la superficie. Esto genera manifestaciones superficiales de hidrocarburos en zonas relativamente cercanas al área del yacimiento (Cala *et al.*, 2011).

### **Análisis geo estadístico de las propiedades colectoras de las rocas del yacimiento**

#### *Datos de la exploración petrolífera*

Los valores de las variables utilizados fueron obtenidos de la campaña de perforación, la cual cuenta con un total aproximado de 89 240 m de perforación distribuidos en 74 pozos del yacimiento Pina, dispuestos en una red especial de exploración de 70 x 70 m, con espaciamiento entre muestras de 10 m de distancia en la vertical y una perforación media general de 1,200 m.

La base de datos (BD) de trabajo contiene 8 924 registros, pertenecientes a 74 pozos perforados. Los datos fueron provistos en formato Excel y sometidos a un proceso de validación y corrección de errores comunes que ocurren durante la confección de las BD, que pudieran influir de forma negativa en la estimación y modelación.

La magnitud de los errores detectados fue despreciable; en sentido general, los datos presentan la calidad requerida para ser usados en los diferentes estudios geoestadístico y de estimación de recursos.

*Despliegue de los datos*

La distribución de los pozos (74) en el plano arrojó que la mayor concentración de estos se localiza en la parte central del yacimiento; como normalmente ocurre en los yacimientos de petróleo y gas (Figura 4).

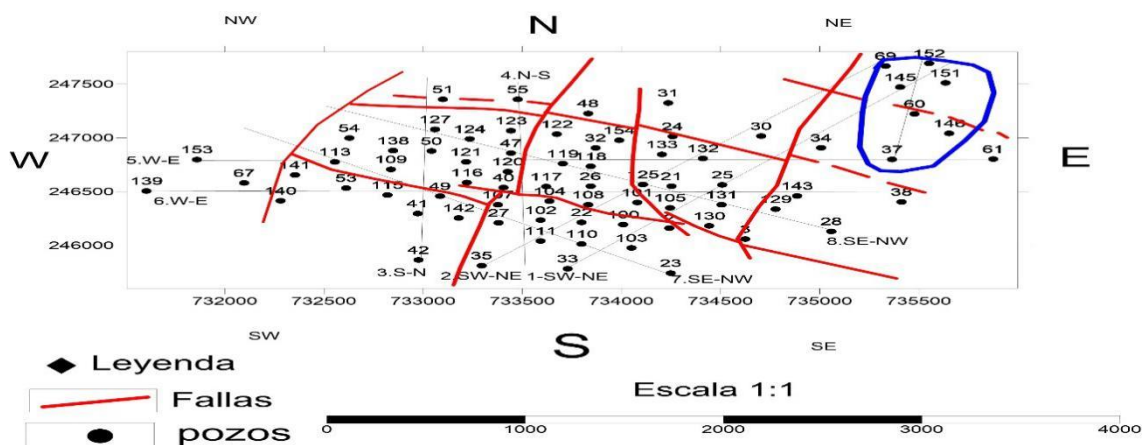


Figura 4. Esquema de ubicación de los pozos de explotación del yacimiento Pina.

*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.

*Estadística básica*

El análisis estadístico de las variables de interés: Porosidad (Poro), Porosidad Efectiva (Poro efec.), Permeabilidad (Perm.) obtenido de las perforaciones de explotación se

realizó con el objetivo de evaluar la distribución y estructura espacial de los datos petrofísicos. En el análisis univariado se calcularon los estadígrafos fundamentales de tendencia central, dispersión y forma, además de la construcción de los histogramas para cada variable.

Tabla 1. Estadígrafos principales de longitud de las variables en estudio del yacimiento Pina

Variable	Mínimo	Máximo	Moda	Media	Mediana	Varianza	Desv.est	Coef.var	skevnness	curtosis
porosidad	3,02	20,57	4,13	11,77	12,33	38,34	1,95	0,66	-0,04	-1,60
Porosidad efectiva	1,32	8,00	2,31	4,11	3,0	4,11	2,03	0,57	0,44	-1,12
Permeabilidad	0,01	5,54	2,36	2,37	2,36	4,42	1,95	0,89	0,38	-1,07

Las tres variables exhiben un coeficiente de variación menor que uno, lo que indica una distribución regular dentro de las litologías. La desviación estándar presenta valores bajos, demostrando que los datos se encuentran agrupados alrededor de la media, correspondiendo el valor más alto de este estadígrafo a la porosidad (6,15). El coeficiente de asimetría revela que la mayoría de las muestras se agrupan hacia las zonas de mayor de mayores valores de las variables. Los valores máximos de porosidad corresponden a las rocas efusivas principalmente, los de porosidad efectiva a las margas arenosas únicamente y los de permeabilidad a las areniscas cuarcíferas esencialmente. Los mínimos de porosidad pertenecen a los efusivos, los de porosidad efectiva a los efusivos de igual forma y los de permeabilidad a las calizas organógenas principalmente.

Tabla 2. Valores promedios de las propiedades colectoras para las rocas predominantes en el yacimiento Pina

No.	Rocas	Poros (%)	Poros efec. (%)	Perm. (mD)
1	Calizas organógenas	4,13	2,3128	0,01
2	Areniscas cuarcíferas	7	2,247	5,54
3	Calizas	20,57	5	5,06
4	Areniscas	14,17	5,668	0,22
5	Areniscas polimícticas	12,33	3	0,25
6	Margas arenosas	15	8	4,1
7	Argilitas y margas	3,02	1,32	0,75
8	Tobas finas	18	5,22	2,48
9	Tobas gruesas	19,64	6,2848	2,01
10	Calizas	12	7,3	1,05
11	Efusivos	18,38	6,2848	2,36

### **Interpretación petrolífera de los modelos geológicos confeccionados con el apoyo de datos estimados de las propiedades colectoras de las rocas**

*Porosidad:* en la distribución puede tener comportamiento irregular con una distribución entre 0,2 % y 21,5 %, por las diferentes capas que conforman el yacimiento. Las capas



más porosas van de valores entre 10,3 % hasta 21,5 %, concentrándose en la parte central del corte.

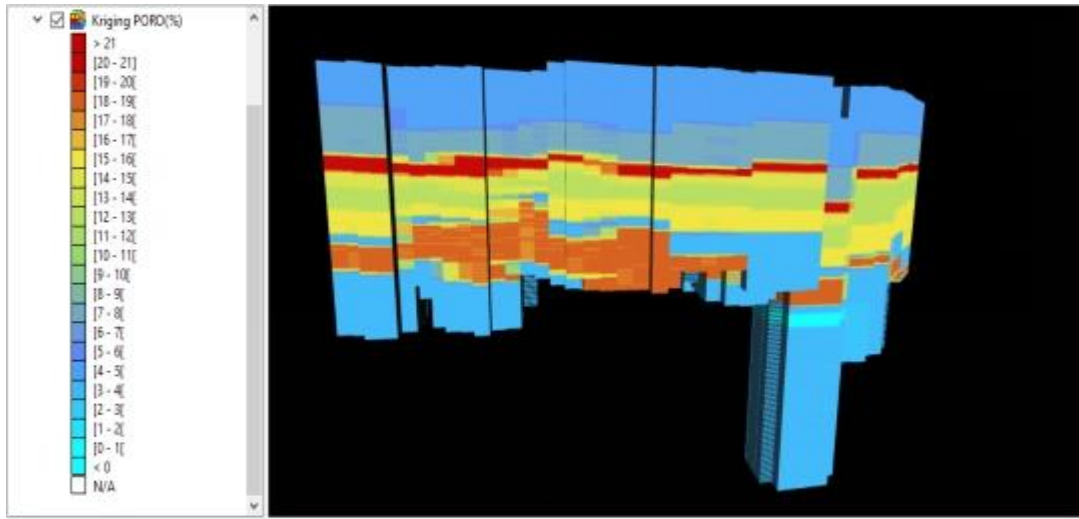


Figura 5. Espesor estimado de la variable porosidad.

Verticalmente la porosidad oscila de muy porosa (entre 8,3 % a 2,2 %), a poco porosa que la convierte en muy poco porosa y oscila entre 0,2 % a 2,2 %.

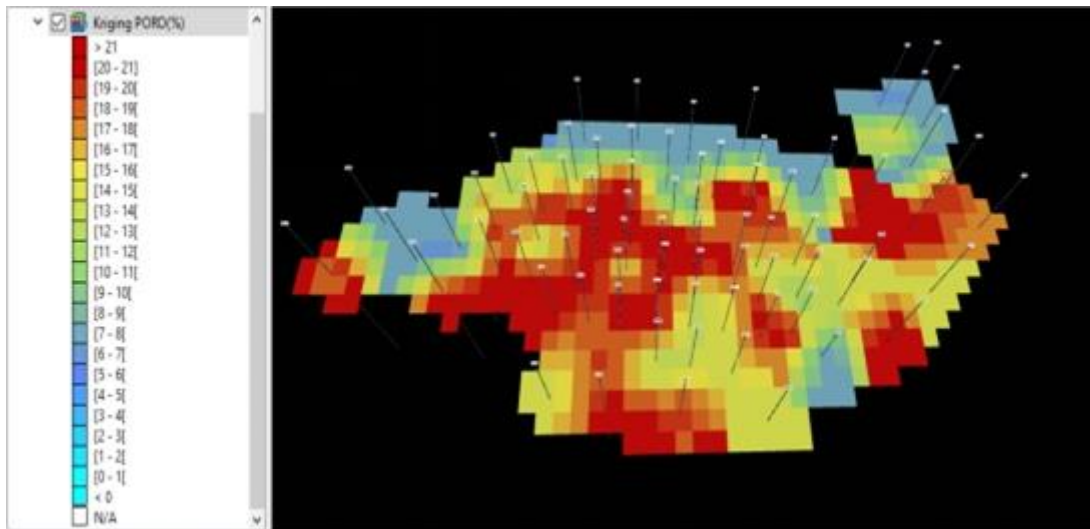


Figura 6. Espesor estimado de la variable porosidad en el programa Minestis.

*Porosidad Efectiva:* presenta una distribución bastante regular, se observa una primera capa con una porosidad efectiva muy baja de 0,5 % a 1 % y sube de 1,5 % a 3,5 %; posteriormente pasa en la zona central con valores altos entre 4 % a 6 %. En seguida continua manteniendo valores altos entre 6,5 % a los 8 %; por lo que los valores más altos están concentrados en las zonas capa prácticamente impermeable.

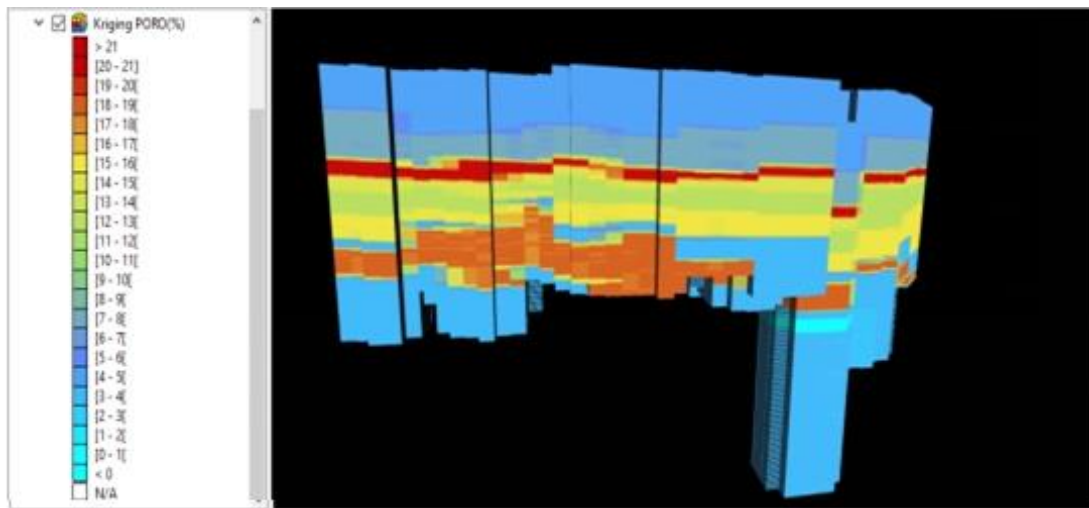


Figura 7. Espesor estimado de la variable porosidad efectiva en el programa Minestis.

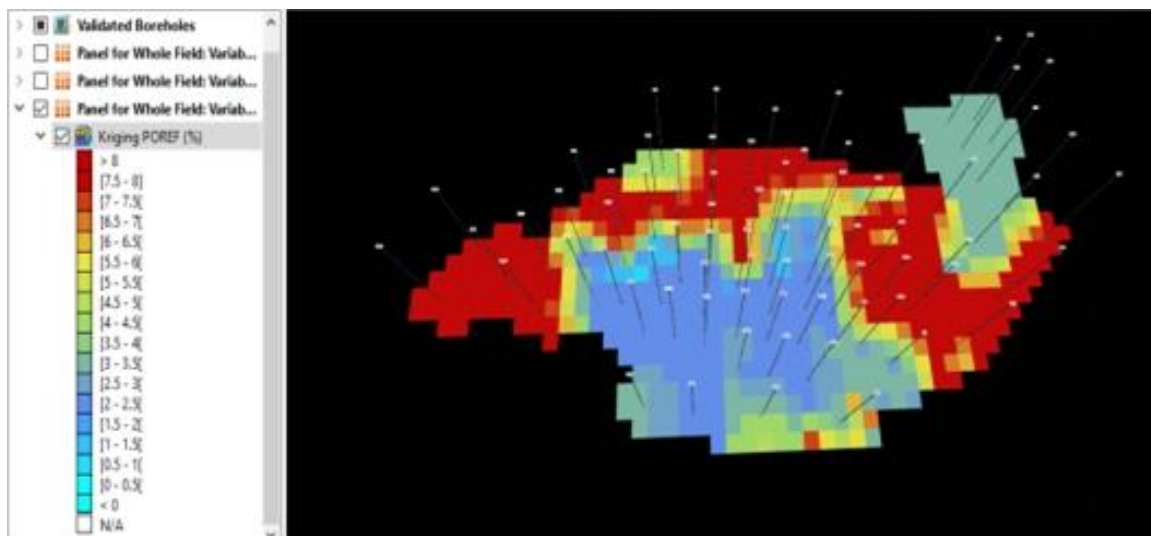


Figura 8. Espesor estimado de la variable porosidad efectiva en el programa Minestis.

*Permeabilidad:* se observa una distribución más regular que las anteriores pasando de capas prácticamente permeable e impermeable. Las capas con permeabilidad entre 0,01 mD y 5,54 mD (mildarcys) bajan a valores sostenidos entre 2,222 mD y 3,881 mD, por lo que la roca presente puede manifestar la misma permeabilidad.

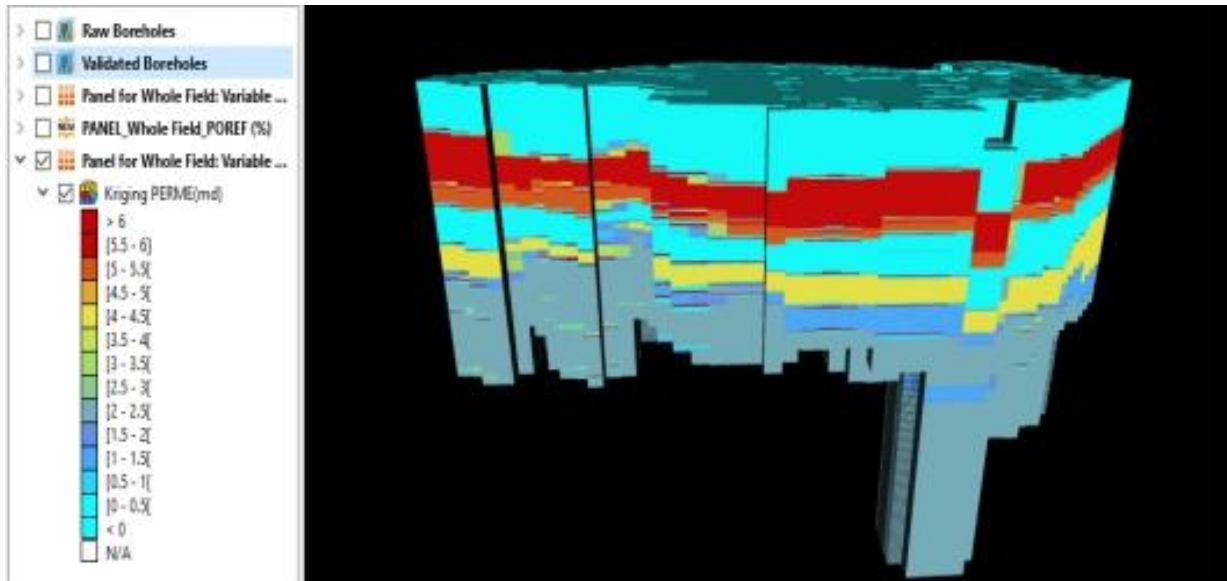


Figura 9. Espesor estimado de la variable permeabilidad en el programa Minestis.

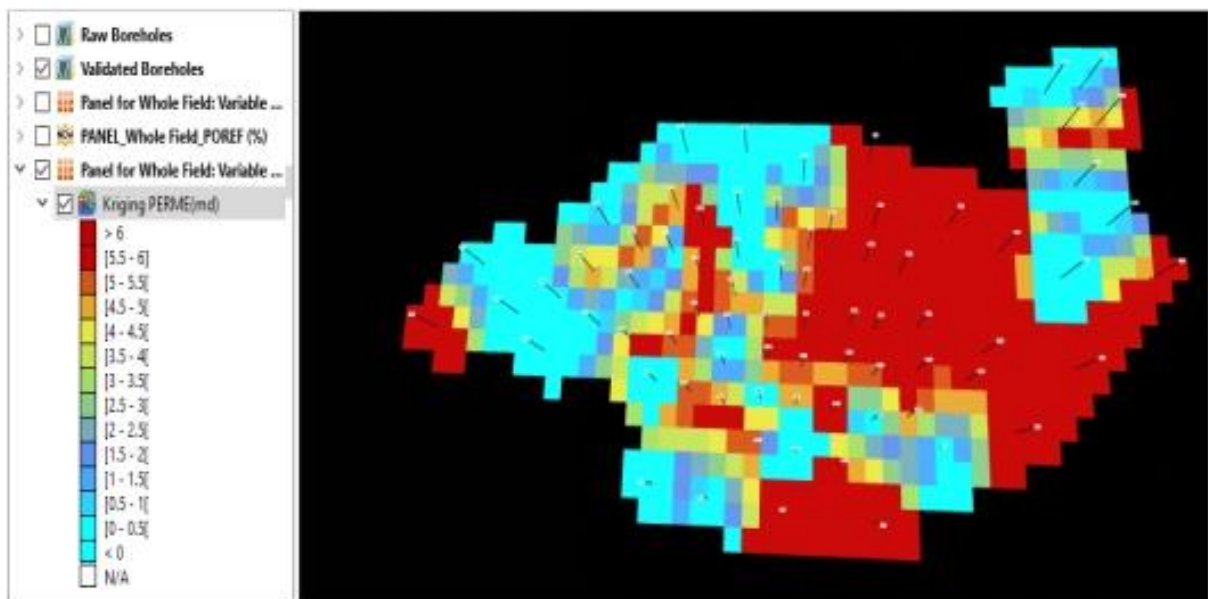


Figura 10. Espesor estimado de la variable permeabilidad en el programa Minestis.

La construcción de un modelo geológico del yacimiento solo fue posible gracias a la modelación y posterior estimación del comportamiento, tanto de las propiedades colectoras de las rocas del yacimiento Pina; además de la modelación y estimación de las propias litologías descritas durante las perforaciones realizadas.

## Conclusiones

Se logra localizar una discordancia de edad Cretácico superior-Paleoceno en la porción noreste del área, lo cual provoca disminuciones de los valores de reserva del yacimiento al perderse lateralmente el sello regional para las acumulaciones.

Los valores más elevados de las propiedades colectoras de las rocas se corresponden con las calizas del Oligoceno, con una porosidad de 20,57 % y permeabilidad de 5,06 mD; por lo tanto estas rocas podrían funcionar como buenos colectores.

Los valores más bajos de las propiedades colectoras de las rocas se corresponden con las argilitas y margas del Paleoceno, con una porosidad de 3,02 % y permeabilidad de 0,75 mD; coincidentemente estas rocas son el sello regional del yacimiento Pina.

El modelo geológico confeccionado permite tener una visión más completa del comportamiento de las propiedades colectoras de las rocas; además de mostrar la continuidad litológica en todo el yacimiento.

## Referencias bibliográficas

- COLECTIVO DE AUTORES. 2013. *Léxico estratigráfico de Cuba*. Instituto Cubano de Geología y Paleontología, La Habana, Cuba.
- FURRAZOLA, G. y JUDOLEY, C. 1964. *Geología de Cuba*. Editorial Universitaria, La Habana. 239 p.
- GUERRA, D. 2016. *Evaluación de la inyección de aguas residuales en el yacimiento petrolífero Pina*. Tesis de maestría. Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa.
- ITURRALDE-VINENT, M. A. 2008. *Compendio de Geología y del Caribe*.
- ITURRALDE-VINENT, M. A. 1996. Ofiolitas y Arcos Volcánicos de Cuba. Project 364 Caribbean Ophiolites and Volcanic Arcs, Special Contribution N° 1. IAGCP, UNESCO, Miami, USA. 253 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. 15 p.

CALA, E. L.; DELGADO, D. E. G.; LÓPEZ, O. D. Y LÓPEZ-RIVERA, J. G. 2011. *Yacimientos y manifestaciones de hidrocarburos de la República de Cuba*. Centro de Investigaciones del Petróleo. La Habana.

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.

ROITMAN, Y. y LARKIN, L. 1973. Análisis de los resultados de los estudios geólogo-geofísico con el fin de definir la orientación de búsqueda y exploración en Cuenca Central. Archivo Instituto de Geología y Paleontología. La Habana. 120 p.

THIADENS, A. 1937. *Geology of the southern part of province of Santa Clara*. Geography Geology, Meded, Phys, Geol, Reeks (12): 1-69.

YPARRAGUIRRE, J. y CUBA, N. 2009. Análisis de los resultados de la inyección de agua en el pozo Pina 24. Informe anual. EPEP Majagua.