



**REPUBLICA DE CUBA
MINISTERIO DE EDUCACION SUPERIOR
INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALURGICO DE MOA
“Dr. ANTONIO NUÑEZ JIMENEZ”
FACULTAD DE GEOLOGÍA Y MINERÍA
DEPARTAMENTO DE GEOLOGÍA**

Título: Evaluación de las propiedades colectoras de las rocas del yacimiento petrolífero Pina, de la provincia de Ciego de Ávila.

Tesis presentada en opción al Título de Ingeniero Geólogo

Autor: Julio Da Mata Contreiras.

Tutores: MSc. Dioelis Rafael Guerra Santiesteban

MSc. Jorge Luis Urra Abraira

**Moa, 12 de julio del 2017
“Año 59 de la Revolución”**

AGRADECIMIENTOS

- A Dios.
- A mi padre, gracias por darme su ejemplo de persona perseverante e invencible ante cualquier obstáculo, por difícil que parezca.
 - A mi tío Antonio Manuel Da Mata por ser ese caballero de gran carácter el cual admiro y respeto por enseñarme tanto.
- A mi abuela por confiar en mí.
- A primo Claudio da Mata.
- A mi hermano Ángelo da Mata Contreiras.
- A mí cuñada Daireliz Duquesne Piti.
- Alberto Duquesne.
- Arelis Piti.
- Daylen Duquesne Piti.
- Quiero agradecerle especialmente a mi novia Yanaila Lopez fuente y a sus padres Juan Nicolás Lopez Santos y Albis Fuente, quien me ha acogido con toda sinceridad y respeto, a su hermano Leandro y a su familia.
- Gracias a mis tías Bela Da Mata, Cristina Da Mata Etc.
- A mi hermano Edvaldo Guimarães Contreiras.
- Gracias a todos mis compañeros de aula durante estos cinco años, todos me han enseñado mucho.
 - A todos mis compañeros Angolanos y amigos los quiero bastante.
 - Jorge Urra Abaira por ser como es, por tener tanta calma y paciencia conmigo.
 - Gracias a todos los profesores que de una forma u otra me han enseñado,
 - A los que me impartieron clases y a los que no también.
 - A mi amada y querida madre que aunque ya no está, quiero que sepas donde quiera que estés que la sigo queriendo.

Gracias a todos los mencionados y a los que se me olvidaron también, pues han formado parte de mi formación como persona y como profesional.

DEDICATORIA

- ❖ A mi mamá; Delfina Manuel Da Mata la única persona con más ganas de ver terminada esta tesis a pesar de no estar entre nosotros.

A mi papa Domingo Da silva Félix Contreiras, mi tío Antonio Manuel Da Mata y a Joaquim Manuel Da Mata, a mi abuela Antonia Manuel da Mata. Con excepciones

A todos mis amigos de la beca especialmente, a mis compañeros de clases, a todos los profesores que me han o no impartido clase de una u otra manera y a mi tutor Dioelis Guerra Santiesteban y Jorge Urra Abraira por el gran apoyo para culminar este trabajo

PENSAMIENTO

“Todo se reduce a un denominador común en cualquiera de las formas en que se analice: al aumento de la productividad en el trabajo, base fundamental de la construcción del socialismo y premisa indispensable para el comunismo”

Ernesto “Che” Guevara

“La inteligencia consiste no sólo en el conocimiento, sino también en la destreza de aplicar los conocimientos en la práctica.”

Aristóteles

RESUMEN

Las propiedades colectoras de las rocas del yacimiento petrolífero de Pina aún no han sido investigadas en espacios tridimensionales de forma que permita evaluar el comportamiento de las principales propiedades petrofísicas.

La construcción de perfiles a partir de las principales propiedades colectoras de las rocas, permiten evaluar la perspectiva del yacimiento para la Empresa de Perforación y Explotación de Petróleo (EPEP), centro en el yacimiento petrolífero 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, se analizó la continuidad de la capa colectora de hidrocarburos.

Los resultados obtenidos pudieron confirmar que en el yacimiento existen al menos tres litologías principales donde se encuentran acumulaciones gasopetrolíferas. Además fue confeccionado 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.

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 Explotation of Petroleum (EPEP), center 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.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I: CARACTERÍSTICAS FÍSICO-GEOGRÁFICAS Y GEOLÓGICAS DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	3
1.1 Introducción.....	3
1.2 Características físico-geográficas del área de estudio.....	3
1.2.1 Ubicación geográfica del yacimiento.....	3
1.2.2 Clima.....	4
1.2.3 Relieve.....	4
1.2.4 Suelos.....	4
1.2.5 Hidrografía.....	4
1.2.6 Desarrollo económico	5
1.3 Investigaciones geológicas precedentes sobre el área del yacimiento.....	5
1.4 Características geológicas regionales.....	13
1.5 Características del sistema petrolero del yacimiento Pina.....	18
1.5.1 Características litológicas de los reservorios.....	19
CAPÍTULO II: METODOLOGÍA Y VOLÚMENES DE LOS TRABAJOS REALIZADOS.....	21
2.1 Introducción	21
2.2 Metodología de trabajo	21
2.2.1 Etapa preliminar.....	21
2.2.2 Etapa experimental.....	35
2.2.3 Etapa de análisis de los resultados.....	37
CAPÍTULO III: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.....	38

3.1	Introducción	38
3.2	Interpretación petrolífera de los perfiles geológicos confeccionados sin el apoyo de los datos estimados de las propiedades colectoras de las rocas.....	38
3.2.1	Breve descripción de las rocas predominantes en el yacimiento Pina...	38
3.2.2	Interpretación de los perfiles geológicos.....	41
3.3	Análisis geoestadístico de las propiedades colectoras de las rocas.....	53
3.3.1	Datos de la exploración petrolífera	53
3.3.2	Despliegue de los datos	54
3.3.3	Regularización de la bases de datos	55
3.3.4	Análisis exploratorio de los datos.....	55
3.3.5	Estadística básica	56
3.4.	Análisis variográfico	60
3.4.1	Porosidad efectiva, variograma horizontal y vertical	60
3.4.2	Porosidad, variograma horizontal y vertical	61
3.4.3	Permeabilidad, variograma horizontal y vertical	62
3.4.4	Interpretación petrolífera los de modelos geológicos confeccionados con el apoyo de datos estimados de las propiedades colectoras de las rocas.	63
3.4.5	Comparación entre los perfiles construidos con datos litológicos estimados y los perfiles con datos litológicos sin estimar.	66
	RECOMENDACIONES	70
	BIBLIOGRAFÍA	71
	ANEXOS	75

Abreviaturas empleadas

Abreviaturas	Significado
N	Norte
S	Sur
E	Este
W	Oeste
NW	Noroeste
C°	Grados Celsius
AVP	Arco Volcánico del Paleógeno
Fm	Formación
NE	Noreste
ISMMM	Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa
GPS	Global Position System
SE	Sureste
SW	Suroeste
PVT	Presión Volumen y Temperatura
mD	milidarcys
API	Interfaz de programación aplicaciones

INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo no es de origen reciente, 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. La invención del motor de combustión interna fue la principal influencia en el auge de la importancia del petróleo.

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

Los modelos y 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.

Para la construcción de perfiles geológicos es necesario 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. Además de definir las características físico-geográfica del área de estudio.

Algunos yacimientos cubanos, como es el caso de Pina, han 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.

Problema:

Necesidad de conocer el comportamiento de las propiedades colectoras de las rocas del yacimiento petrolífero Pina, para contribuir en el mejoramiento de la explotación del yacimiento y en la caracterización geológica regional del área.

Objeto:

Las rocas del yacimiento petrolífero Pina, localizado en la provincia de Ciego de Ávila.

Campo de acción:

Distribución espacial y cuantitativa de las propiedades colectoras de las rocas

Objetivo:

Evaluar las propiedades colectoras de las rocas del yacimiento petrolífero Pina, en la provincia de Ciego de Ávila, mediante la modelación geológica.

Objetivos específicos:

-Interpretar desde la perspectiva petrolífera los perfiles geológicos confeccionados sin el apoyo de los datos estimados de las propiedades colectoras de las rocas del yacimiento petrolífero Pina.

-Analizar geo-estadísticamente las propiedades colectoras de las rocas en el yacimiento petrolífero Pina.

-Interpretar desde la perspectiva petrolífera los modelos geológicos confeccionados con el apoyo de datos estimados de las propiedades colectoras de las rocas del yacimiento petrolífero Pina.

Hipótesis:

Si se realiza la modelación geológica de las propiedades colectoras de las rocas del yacimiento petrolífero Pina de la provincia de Ciego de Ávila, entonces se podrá evaluar el comportamiento de estas propiedades además de contribuir en la caracterización geológica regional del área.

CAPÍTULO I: CARACTERÍSTICAS FÍSICO-GEOGRÁFICAS Y GEOLÓGICAS DEL ÁREA DE ESTUDIO.

1.1 Introducción.

El presente capítulo tiene como objetivo destacar las características físico-geográficas y geológicas más importantes del área de estudio. Además se incluyen detalles de los trabajos anteriores realizados en relación con el tema de la investigación y el área donde se desarrolla la investigación. A partir de la información brindada en este capítulo se podrá obtener una visión general sobre el objeto de la investigación.

1.2 Características físico-geográficas del área de estudio.

1.2.1 Ubicación geográfica del yacimiento.

El yacimiento Pina está ubicado en la Cuenca Central de Cuba, a 2 km al noroeste del poblado azucarero Ciro Redondo y a 11 km al suroeste de Morón, provincia Ciego de Ávila. El área del yacimiento está limitada por las coordenadas:

Lambert X: 731 600 – 735 600
Y: 245 700 – 248 000

Geográficas N = 22° 1' 34.02"
W = 78° 43' 53.50"

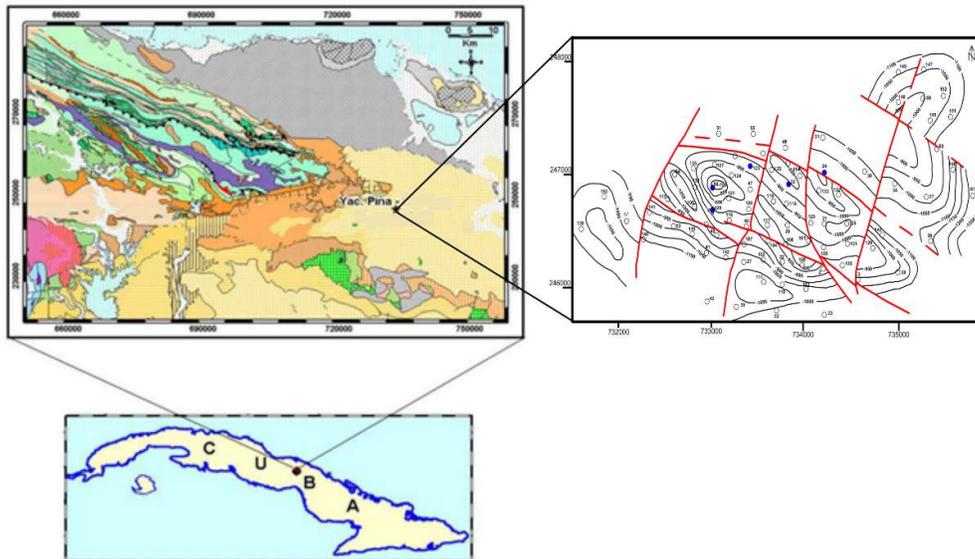


Figura 1. Esquema de ubicación geográfica.

1.2.2 Clima

El clima del municipio es tropical con verano relativamente húmedo (sabana). La temperatura media anual el oscila entre los 24 y 26°C. Las precipitaciones oscilan entre los 1200 y 1400 mm, los vientos predominantes son los del NE y E con velocidades entre los 12.3 y 13.7 Km /h.

1.2.3 Relieve

El relieve predominante es de una extensa llanura de origen marino con características denudativa-erosiva, ligeramente ondulada, con predominio de ascensos neotectónicos débiles o descensos relativos de bloques escalonados en monoclinales, de NE a S, presenta elevamiento del basamento manifestados a través de la cobertura. Al N y SE existen manifestaciones locales de carso llano cubierto con acumulaciones fluviales en el N y dos pequeñas porciones al W, hacia el N y NE hay abundancia de fenómenos cárnicos superficiales.

1.2.4 Suelos

Las rocas predominantes son las carbonatadas principalmente las calizas biogénicas del Neógeno. Hacia el noroeste, donde el relieve se torna ondulado, predominan las rocas calizas biogénicas, arcillosas, las calcaeneritas, margas y arcillas todas del Neógeno, apareciendo en la estructura geológica fallas de poca longitud con valores desde los 20 metros de altura al este y hasta 182 m en los límites con el municipio Florencia La composición ferralítica de los suelos hacen que la mayoría de las tierras sean dedicada al cultivo de la caña de azúcar principalmente al SW.

1.2.5 Hidrografía

En el municipio Florencia nace la principal corriente de agua superficial, el río Naranjo que al entrar en el municipio Ciro Redondo por el W se le une un afluente, el río Charco Hundo, torciendo su curso hacia el norte para desembocar en las zonas pantanosas de las costas de Morón. Las reservas de aguas subterráneas son abundantes pues el territorio está ubicado sobre dos cuencas interiores: La cuenca Ciego – Florida que

comprenden dos pequeñas porciones al sur y la cuenca Morón que abarca la mayor parte del Municipio.

1.2.6 Desarrollo económico

La producción fundamental del territorio es la industria azucarera, que unido a las mieles de la caña, levadura torula, petróleo, cítricos y productos de la agricultura, constituyen su base económica. Además cuenta con un aeropuerto, una planta de hielo, una fábrica de pienso y las empresas provinciales de transporte ferroviario y de aseguramiento a la Industria Azucarera.

1.3 Investigaciones geológicas precedentes sobre el área del yacimiento.

Desde finales del siglo XIX se comenzaron a realizar trabajos geológicos que incluyeron el área Pina-Brujo-Los Naranjos. Muchos de estos primeros esquemas tienen carácter general y carecen de mayores especificaciones, lo que denota el poco grado de estudio logrado hasta ese momento. Entre ellos se encuentra el primer mapa geológico esquemático de Cuba, confeccionado por (Manuel Fernández de Castro, 1869) en el cual se incluyó la zona Central. En éste mapa se representaron, de forma general, los mayores complejos de rocas efusivas, las serpentinitas, las secuencias metamórficas y carbonatadas de la región.

En la etapa pre-revolucionaria, en la década del cuarenta y los primeros años del cincuenta, los trabajos de perforación se hicieron por compañías extranjeras, entre los más importante, se encontraban Cuban California Oil, Co. Cuban Stannolind Oil, Esso Standard Oil Co., Atlantic Refining y la Co., Kewane Oil Co.

(Thiadens, 1937) estudió las secuencias vulcanógenas y vulcanógenas-sedimentarias del Cretácico de la parte Central de Las Villas, incluyendo a las mismas en la "Formación Tobas"; las cuales tienen una amplia difusión en Cuenca Central.

Calvache y Brodermann (tomado de Perera 2008), realizaron un estudio en la zona de Jatibónico y presentan una buena correlación geológica del área mencionada. Señalan que las rocas productoras de petróleo en Jatibónico, se corresponden con conglomerados sedimentarios.

Las corporaciones petroleras iniciaron la perforación del pozo Echevarría No-5 hasta 2552m, en 1954. Fue ensayado en zonas superiores, obteniendo buenas producciones de petróleo.

Cuban American Drilling, en 1955, comenzó la perforación del pozo Cristales N°-1 con 2250m el cual obtuvo gas.

Cuban American Canadian en 1956, comenzó la perforación del pozo Catalina N°-1, el cual fue productor de gas.

En 1954-1958 se perforaron varios pozos, tanto en los yacimientos ya descubiertos, como hacia los bordes de la cuenca (Arroyo Blanco, Loma Cunagua, Bijabo, S. Spíritus Cristales, Adelaidas, Noritas).

Colombo, F., (1994). Normal and reverse unroofing sequences in syntectonic conglomerates as evidence of progressive basinward deformation. *Geology*, 22.

(Wassal 1956), confeccionó un mapa geológico a escala 1: 46000, 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 representa la formación Bijabos, secuencias vulcanógenas, granitoides y serpentinitas de la Cuenca Central. Presenta algunos elementos estructurales como son la representación de varios anticlinales buzando al noreste, así como extensas dislocaciones tectónicas.

(Bandt, K., 1958). Geología de la zona de Jatibónico, antigua provincia Las Villas y en Camagüey, donde sobresalen algunos mapas geológicos. Con posterioridad a estos y lógicamente tomando muchos de ellos como base, se realizaron otros trabajos de levantamiento geológico con mayor precisión y más subdivisiones en las formaciones geológicas.

Después del triunfo de la Revolución comienza una nueva etapa en las investigaciones geológicas, interrelacionándose todas las investigaciones geológicas hasta entonces y se iniciaron los trabajos de búsqueda y exploración, con la ayuda de la geofísica y las perforaciones profundas.

En 1960 se reinició la perforación del yacimiento Cristales y posteriormente se llevó hacia otras áreas como la de Jatibónico, Catalina y Reforma. Como resultado de estas perforaciones, se realizaron varios informes acerca de la constitución geológica de la Cuenca Central.

Durante los años 1961 y 1962, se realizó el levantamiento geológico de la Cuenca Central en escala 1: 100000, según el cual, fue confeccionado un mapa geológico en la misma escala por Echeverría y Patiño. Este mapa presenta una buena elaboración en las descripciones de las formaciones, producto de los datos tomados de los pozos perforados en la Cuenca.

(Furrazola et al. 1964), realizaron la generalización de todas las investigaciones geológicas de Cuba y como resultado publicaron en "Geología de Cuba" los mapas geológicos confeccionados hasta el momento (mapa geológico de Cuba 1: 100000 de 1962, mapa de yacimiento de minerales del área de Cuenca Central escala 1: 500000 de 1963).

Los trabajos geológicos con los que comenzó la utilización de las curvas de carotage para criterios cualitativos y cuantitativos de mayor rigor y precisión, datan del año 1966 con trabajos de cálculo de reserva en el Yacimiento Jatibónico.

En Cuba las primeras experiencias con el empleo de la técnica de inyección de agua; se llevaron a cabo en el año 1968, en el yacimiento Jatibónico, la cual se mantiene hasta la fecha. Por este concepto se obtuvo hasta el año 2000 un 14 % de recuperación adicional, para un 39 % de recuperación total de los recursos in situ del yacimiento.

Posteriormente, en 1970 se realiza el primer trabajo específico y no rutinario de geofísica de pozo por Silvia Valladares; el mismo se contempla en la tesis de diploma "Algunas consideraciones acerca de las propiedades Colectora y de Saturación de las Rocas Vulcanógenas Cubanas". En el mismo, se utilizaron registros radioactivos en 15 pozos, para interpretaciones cuantitativas por primera vez. Otro trabajo geofísico de importancia fue el Tema III de la Generalización Científica (1975), donde no solo se exponen efectos sino que también se argumentan las causas de las propiedades que interesan en la geofísica de pozos.

(Lazarey et al. 1972) presentaron para el territorio de Cuba Central las condiciones tectónicas de la distribución de los depósitos de petróleo, gas y bitumen.

(Roitman y Larkin, 1973) realizaron 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.

En su informe “Análisis de los resultados de los estudios geólogo-geofísico con el fin de definir la orientación de posteriores trabajos de búsqueda y exploración para petróleo y gas en Cuenca Central”.

En 1975, el grupo de generalización Científica (Grupo Ciencias), presentó 5 temas de generalización que necesitaron de un volumen amplio de materiales de la Cuenca Central, que resultó ser la región más estudiada. Para la misma se elaboraron esquemas tectónicos Tema IV (Shein, 1975), columnas estratigráficas generalizadas Tema I, (Kusnetsov 1975) y mapa litofaciales del complejo orogénico de la depresión central. El informe IV recoge los aspectos más importantes, resumir la información geológica integral y regional.

Durante 1978 se realizó por especialistas del Instituto de Geología y Paleontología de Cuba, un levantamiento de la antigua provincia de Villa Clara, que culminó con un informe final y un mapa geológico a escala 1:50000. El informe final describe detalladamente las unidades litoestratigráfica de la Cuenca Cabaiguán.

(Korablinov, en: Shein et al. 1980), realiza un trabajo con el Grupo de Geofísicos acerca del complejo racional de investigaciones geofísicas de pozos en los depósitos vulcanógeno y vulcanógeno-sedimentarios de Cuenca Central de los yacimientos Cristales y Reforma.

(Shein et al. 1980), presenta el informe del Tema-2 Constitución de la República de Cuba y su plataforma marina en relación con sus perspectivas, partiendo de la generalización geólogo-geofísica realizada por el Grupo de Ciencias, (1975). Describe además, las características estructurales locales de los yacimientos de petróleo asociados con ellos, teniendo en cuenta la nueva información geólogo-geofísica entre 1975 y 1980.

Además, se puntualiza por medio de la prospección sísmica, la constitución de elevaciones positivas con perspectivas para la búsqueda de petróleo y gas.

(Linares et al. 1982), confeccionaron el mapa geológico “Variante de Las Villas a escala 1: 250000”, con un alto nivel de detalle presentando

subdivisiones de las series geológicas, dislocaciones de la parte occidental y central de la Cuenca.

(Dilla y García, 1984), describen y analizan los depósitos formados en la Cuenca superpuesta (Piggy Back) de Cuba Central precisando las distintas unidades lito estratigráficas.

(Talavera, 1984), con su trabajo “Petrología y geoquímica de las secuencias vulcanógenas del Cretácico de la Zona Ciego de Ávila-Camagüey-Las Tunas”, con miras a la búsqueda de minerales para materia prima, realizó un gran volumen de muestras para análisis geoquímicos, estableciendo la petrología de la rocas, así como también efectuó análisis paleo-volcánico evidenciando un desarrollo del vulcanismo desde básico a medio básico, con carácter efusivo en condiciones de mar profundo. Con características de sedimentación flyschoides acompañante de una primera etapa que evolucionó a una segunda de composición media a ácida con carácter explosivo y de sedimentación molasoide. Pudo determinar la existencia de dos procesos regionales principales, que explican las variaciones más importantes en la composición de las rocas volcánicas. El primero constituye la diferenciación de un magma basáltico de alcalinidad moderada. El segundo es un proceso postvolcánico de anfibolitización metamórfica, provocada por intrusiones de granitoides.

(Capote, 1985), confeccionó un esquema fotogeológico del área Tamarindo en la Cuenca Central a escala 1:25000.

(Díaz y Dilla 1985), proponen la división de la llamada “Formación Tobas” en formaciones independientes.

(Fernández y Blanco, 1986), en: Simon Petroleum Technology y CUPET (1993) estudian detalladamente la biostratigrafía de los depósitos del Campaniano-Maastrichtiano, subdividiendo los depósitos del Campaniano-Maastrichtiano Inferior del Maastrichtiano Superior sobre la base de dos complejos faunales que incluyen, tanto foraminíferos planctónicos, como macro foraminíferos.

En 1992 el Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET) realizó el estudio “Evaluación integral preliminar del yacimiento Pina”. En el Dictamen I, analiza el estado de explotación del yacimiento desde su descubrimiento hasta la fecha y pronostica el comportamiento futuro de

las producciones dentro de los marcos lógicos de su corta vida productiva. En el trabajo se aportaron varias recomendaciones para su mejor explotación y desarrollo. Se muestrearon todos los pozos productores con el objetivo de caracterizar el petróleo, el agua y el gas presentes en el sistema. Se le hicieron dinamografías a los pozos en bombeo y se midieron niveles dinámicos por ecometría. Además, se recopiló la información existente y se confeccionaron 17 programas de computación para la ejecución de los cálculos pertinentes.

Un año después en 1993 se realiza el Dictamen II con objetivo de profundizar en el análisis de la explotación del yacimiento Pina; precisar los pronósticos del comportamiento futuro del mismo; analizar los resultados obtenidos con la aplicación de las recomendaciones planteadas en el dictamen anterior y determinar el coeficiente de entrega del yacimiento. Se muestreó el yacimiento y se analizaron los fluidos presentes (petróleo, agua, gas). Se realizaron análisis de PVT y se recopiló y actualizó toda la información existente. El trabajo aunque no cumplió a cabalidad lo propuesto en el dictamen anterior, si ganó en profundidad y desarrollo de nuevos aspectos.

(Álvarez et al.1994), realiza un trabajo integral en “Evaluación del potencial de exploración del Bloque- 21 en la Región Norte de la Cuenca Central. Los autores apoyados en el yacimiento Pina se plantearon la tarea de definir los elementos fundamentales del desarrollo de los “Plays” (conjunto de reservorios o prospectos genéticamente relacionados) en el bloque, teniendo los siguientes objetivos:

- Mapear los distintos mantos que componen el bloque.
- Analizar los resultados geoquímicos para definir las ventanas de generación, posibles rocas madres maduras, correlación de petróleo y épocas de migración.
- Distribución de los reservorios y sellos en todo el territorio correspondiente al bloque.
- Determinar los posibles “Plays” y la factibilidad de ser detectados por la sísmica.

(Pascual, 1994) clasifica los crudos del yacimiento Pina atendiendo fundamentalmente a los valores de densidad, contenido de azufre, asfaltenos y resinas. Estudia además las características de los distintos

bloques, en las tobas y en el efusivo a distintas profundidades. Fueron correlacionados los resultados con las características espectroscópicas y cromatografías. Se determinó el estado de degradación por bloques y el tipo de petróleo de acuerdo a su composición grupal. También fueron estudiadas las características del agua de capa y del sello y correlacionadas las características físico químicas del petróleo y el estado de degradación con aspectos geológicos e hidrogeológicos.

El CEINPET y la EPEP (Empresa de Perforación y Exploración de Petróleo) Centro, (1996) definen el modelo geológico del yacimiento, en el cual se divide el corte en cuatro horizontes: conglomerados, tobas finas, tobas gruesas y efusivos; demostraron la posibilidad de identificarlos por su litología y por los registros geofísicos y de pozos y la continuidad de estos horizontes en el área; argumentaron y definieron los contactos agua petróleo en los diferentes bloques, la variación y relación de la calidad de los petróleos con la biodegradación y definieron las direcciones posibles para desarrollar el yacimiento.

(Perera et al.1996), define la estratigrafía de las distintas secuencias del Arco Volcánico por datos de pozos perforados, describe las distintas secuencias litológicas y relaciones estratigráficas y los distintos 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.

(Iturralde et al.1996), realizó estudios sobre el desarrollo del Arco Volcánico en distintas regiones de Cuba. Para la parte central de la Isla, en el área Pina, (Perera et al. 1996), planteó una división estratigráfica y bioestratigráfica de las distintas fases del Arco Volcánico. El trabajo carece de correlaciones estratigráficas que demuestren las variaciones que presentan las distintas secuencias del Arco, así como una columna geológica generalizada.

(Díaz y Cruz, 1998), caracterizan los reservorios del yacimiento Pina, lo que permitió particularizar las propiedades de cada uno de ellos. Este trabajo se basó en el estudio de fracturas de distintos métodos, estudios geomorfológicos, litológicos, petrofísicos, permitiendo proporcionar información necesaria para el cálculo de reservas y la simulación

hidrodinámica. En el trabajo solo se menciona la estratigrafía someramente, pudiendo ser más explícita para definir con más exactitud los estratos, correlacionarlos y ver su similitud en cuanto a edad, potencia y relación estratigráfica, debido a que son datos importantes para el cálculo de reserva.

En 1999 el CEINPET realiza la simulación numérica de estos bloques y utiliza un modelo de doble porosidad que describe el comportamiento de un yacimiento fracturado y la definición del comportamiento hidrodinámico de los pozos para cada bloque. Como principales resultados se obtienen la elaboración del modelo geológico de los bloques antes citados, los pronósticos de las producciones de petróleo, gas y agua y de la variación de la presión de capa en el tiempo.

(Álvarez et al. 2000), definen las áreas donde se concentran los mejores factores del sistema petrolero para Cuenca Central, que implican un menor riesgo exploratorio y establecen las posibles rocas madres y con ello permite ubicar las áreas donde existen posibilidades de generación de los hidrocarburos, permite definir las vías de migración, la ubicación de los reservorios, sellos y las estructuras más definidas y seguras con su consiguiente carga.

(Cobiella-Reguera, 2002), expone criterios de la geología del Caribe, haciendo énfasis principalmente en la geología de Cuba, estratigrafía, tectónica y evolución geológica. Plantea además elementos interesantes sobre la evolución del Protocaribe, de una zona de subducción hacia el Norte, que duró hasta el Aptiano-Albiano (primer arco), colisionando con América del Norte y cesando toda actividad volcánica. Posiblemente el cierre del Protocaribe continuó en el Cenomaniano ocurriendo un segundo arco volcánico, pero con una zona de subducción hacia el Sur.

En el marco del Proyecto 3405 del CEINPET junto con la EPEP Centro (2003) en el trabajo "Recuperación mejorada de petróleo de áreas de los yacimientos Cristales y Pina " (Etapa 6), Díaz A. y otros; determinan y optimizan parámetros de laboratorios con el fin de ajustar el modelo numérico de las capas del polígono de inyección y realizar trabajos complementarios de optimización del proceso de inyección propuesto y su interpretación. En el trabajo se usaron dos de los métodos para evaluar la

retención de un polímero durante el paso de una solución polimérica en el medio poroso, ellos fueron, el método de absorción estática y el método de absorción dinámica. Como principales resultados se definió un límite de salinidad por debajo del cual no se deben inyectar las aguas para evitar el posible hinchamiento de las arcillas, se logró un diseño óptimo de las instalaciones de superficie que garantizaban la inyección de agua y de otros fluidos a la capa y se obtuvieron las porosidades efectivas para las diferentes secuencias de capas, oscilando entre 11.74 y 18.54 con un valor promedio de 14.66 %.

Dos años después, en 2005, en la novena etapa del proyecto antes mencionado (3405) "Recuperación mejorada de petróleo de áreas de los yacimientos Cristales y Pina", Díaz A. y otros; elaboran una carta tecnológica para la aplicación de la tecnología de recuperación de petróleo por inyección de agua en yacimientos de rocas vulcanógeno-carbonatadas, de manera que se pudiera disponer de una metodología de aplicación de incremento de la producción por el método de inyección de agua para este tipo de yacimientos.

(Yparraguirre, 2009) hace referencia a la situación productiva del yacimiento Pina y la necesidad de mantener la inyección de agua como método para incrementar los índices de recuperación final de petróleo. En el trabajo se analiza el comportamiento de los parámetros del pozo P – 24 y se muestra el efecto obtenido por la inyección a través del mismo.

1.4 Características geológicas regionales

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.

Geológicamente la zona es sumamente compleja presentando plegamientos y otras dislocaciones. En el corte estratigráfico se puede observar las discordancias del Cretácico y la del Paleógeno, también ocurrieron varios ciclos de sedimentación, así como aparecen distintos niveles de erosión.

Los principales representantes litológicos que conforman la estratigrafía del área están agrupados en la secuencia vulcanógena-sedimentaria y los sedimentos sinorogénicos que la sobreyacen. A continuación se realiza una caracterización de las diferentes formaciones que la constituyen.

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. Tiene influencia de corrientes turbidíticas.

Hacia el noroeste del yacimiento encontramos en los pozos, los sedimentos inferiores de esta formación representados por conglomerados cuyos clastos están conformados por restos de tobas y rocas sedimentarias (calizas, areniscas), con matriz arcillosa. Estos conglomerados hacen contacto con las tobas, que en muchos casos son confundidas y son tomadas como tope de los colectores del yacimiento.

Todos estos sedimentos constituyen parte del sello regional del yacimiento. La fauna predominante corresponde a morozovélidos y acarínidos que determinan la edad de la secuencia. Representa las cuencas postvolcánicas y transportadas (piggy back) del segundo ciclo. Su espesor aproximado es alrededor de los 400 m. Su contacto inferior es discordante con la Fm. Eloisa y el superior con las formaciones del Eoceno Superior.

Formación Santa Clara (Paleoceno)

Compuesta por areniscas polimícticas y calcáreas, conglomerados vulcanomícticos, arcillas y subordinadamente calizas arcillosas.

Estos depósitos son de naturaleza muy errática en toda la región, principalmente en la zona sur. En el área de investigación solamente se encuentran estos sedimentos en un solo pozo, Pina-26; se pueden considerar éstos depósitos como una zona condensada. La fauna

planctónica índice, corresponde a morozovelidos que define la edad de Paleoceno Medio-Superior. En este piso generalmente se encuentra fauna del Cretácico redepositada. El paleoambiente es batial. Pertenece a la secuencia de cuencas postvolcánicas y transportadas (piggy back) del primer ciclo.

El contacto inferior es discordante erosivo con las formaciones del Cretácico; el superior es transicional con los sedimentos del Eoceno Inferior. El espesor no sobrepasa los 100 m.

Formación Eloísa (Maastrichtiano Superior)

Corresponde principalmente a margas, calizas arcillosas, conglomerados y limolitas. Esta secuencia, en muchos de los casos se presenta en los pozos en forma rítmica, aunque tiene una tendencia a ser grano creciente hacia el tope de la secuencia. Hacia el noroeste existen pozos que tienen en la base conglomerados (Pina 61, 60 y 69) que son de tipo poligénicos, que denotan que existieron distintas zonas de aporte.

En general estos sedimentos en la parte central del yacimiento, tienen poco espesor, no pasa de los 50 m. pero no así hacia los extremos que el espesor aumenta, pero su espesor no excede en lo general los 100 m.

Estos sedimentos representan la parte basal del sello del yacimiento. Yace discordantemente sobre las tobas erosionadas. Tiene amplia gama de fósiles planctónicos que definen muy bien la edad de la secuencia del Maastrichtiano Superior con: *Abathomphalus mayaroensis*, *Contusotruncana contusa*, *Globotruncana stuarti*. La deposición de los sedimentos fino fue en zona batial y los sedimentos gruesos en la plataforma externa.

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, encontrándose el taxón *Globotruncanita calcarata* que determina la edad (Campaniano Superior). En estos sedimentos en algunos núcleos se observan pequeños pliegues y también se puede observar una sedimentación gradacional.

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. Su textura, atendiendo a la naturaleza de los fragmentos que las componen, es sumamente variada y no puede afirmarse que predomine un tipo en particular. Sin embargo, se aprecia que las tobas cristalino vítreas y vítreas son ligeramente más abundantes, mientras que el resto son cristalinas, cristalino-líticas, lítocristalina y en un porcentaje algo menor vítreo-cristalinas.

En esas tobas finas son frecuentes las intercalaciones con sedimentos, más abundantes aquí, que en el paquete que se denomina toba gruesa. En concordancia con la granulometría de las tobas, los sedimentos que se intercalan con ellas son también de grano fino, siendo muy frecuentes las rocas arcillosas, margas, argilitas. Estas rocas pueden tener determinada cantidad de componentes terrígenos de fracción limosa o arenosa fina.

El espesor oscila entre 400-600 m, muy ocasionalmente se encuentran algunos fragmentos de característica conglomerática de matriz vulcanógena. El ambiente es batial, su homólogo en superficie es la Formación Dagamal. Su contacto inferior en muchos de los casos lo hace con los sedimentos de las tobas gruesas y otros, en menor caso, con los efusivos. El contacto superior es discordante con los sedimentos del Maastrichtiano.

La secuencia de toba fina es el reservorio principal del yacimiento Pina, éstas 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.

En muchos casos estas tobas están muy alteradas, también se observan flujos de lavas de poco espesor.

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.

Con las tobas gruesas suelen intercalarse algunos sedimentos con menos frecuencias que con las tobas finas. Se pueden encontrar fragmentos de calizas y areniscas con matriz tobáceas. En algunos pozos (Pina 2 y 3), aparecen intercaladas con tobas gruesas capas o lentes de poco espesor (aunque en ocasiones alcanzan 50 m) de calizas fosilíferas arcillosas con fracción arenosa fina y tufita, cuya edad ha sido determinada como Albiano Superior parte alta-Cenomaniano, pertenecientes a la Fm. Provincial.

También se encuentran intercalados entre las tobas gruesas, conglomerados tobáceos, que se describen como rocas de grano muy grueso, con fragmentos de marcado redondeamiento, cuya naturaleza ocasionalmente no está clara debido a que su matriz no suele recuperarse en la muestra de canal.

La secuencia tiene espesor de alrededor de 400 m. Generalmente en su parte inferior tiene contacto con los efusivos. Las tobas gruesas, aunque es una granulometría de tipo conglomerática, tiene una porosidad baja.

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, esta última contiene restos fósiles de *Ticinella roberti*. Estos depósitos volcánicos están muy cataclastizados y alterados, presentan amígdalas que están rellenas de calcita, presentando inclinación lo que evidencia un fuerte movimiento. Esta secuencia está presente en algunos pozos del yacimiento, su espesor puede sobrepasar los 2000 m.

El ciclo de lavas debe estar enmarcado en cada posición por las tobas, esta característica corresponde a la parte media de la fase efusiva del Arco. La Formación Mataguá es la representativa de esta secuencia en superficie. Por debajo de esta secuencia no se ha detectado otra secuencia más vieja por no ser atravesada por ningún pozo. El pozo Pina 3 cortó un poco más de 1000 m. de estos depósitos. El ambiente es de talud superior a plataforma externa.

Sólo un número limitado de pozos alcanza a cortar los efusivos. Desde el punto de vista de su quimismo, se encuentran, en primer lugar, andesitas y con frecuencia, basaltos yaciendo debajo de éstas. Las rocas en ocasiones han sufrido además, una fuerte cloritización y pelitización.

La relación entre las diferentes coladas es difícil de precisar, a través de la interpretación de las muestras de pozos, cuando no abundan los núcleos de perforación. Aunque en ocasiones se presentan grandes espesores de efusivos en algunos pozos, a veces ha sido posible deducir la existencia de varias coladas sucesivas, separadas por pequeños espesores de tobas, las cuales en la mayoría de los casos están fuertemente alteradas.

1.5 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 J. y Cuba N., 2009), (Guerra, D. 2016. Evaluación de la inyección de aguas residuales en el yacimiento petrolífero Pina. Tesis de Maestría).

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) (Yparraguirre J. y Cuba N., 2009).

Hidrodinámicamente la comunicación vertical entre los diferentes horizontes productores es mala, aunque existe una comunicación favorable en algunos pozos. La comunicación horizontal entre pozos, tampoco es buena, existe comunicación localizada en sectores muy pequeños del yacimiento (EPEP Centro, 2003).

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 disminuye las comunicaciones verticales y horizontales en el yacimiento.

1.5.1 Características litológicas de los reservorios.

Tobas finas

En esta denominación se han agrupado aquellas rocas cuya granulometría es menor de un milímetro. Su textura, atendiendo a la naturaleza de los fragmentos que la componen es sumamente variada y no puede afirmarse que predomine un tipo en particular. Sin embargo se aprecia que las tobas cristalino – vítreas y vítreas son ligeramente más abundantes.

Referente a los procesos de alteración se puede afirmar que prácticamente todas las rocas de este grupo están pelitizadas en mayor o menor grado, como consecuencia de la abundancia de componentes vítreos, los cuales son muy susceptibles de alteración a minerales del grupo de las arcillas.

En este grupo son frecuentes las intercalaciones con sedimentos. Los mismos son también de grano fino, siendo muy frecuente las rocas arcillosas (argilitas, argilitas tobáceas) y arcilloso – carbonatadas (argilitas calcáreas y margas). Sin embargo, las rocas sedimentarias más frecuentes que se intercalan aquí son las calizas, las cuales suelen tener componentes tobáceos, lo cual le suministra coloraciones gris verdoso de

varios tonos. (De Celles, P. G., Giles, K. A., 1996). Foreland basin system. Basin Research and Black Well Science. 105-123.

Tobas gruesas

En este grupo han sido incluidas, tentativamente, no solo las tobas de grano grueso y las brechas volcánicas, sino también las de grano medio, o sea, todas aquellas cuyos fragmentos son mayores de un milímetro de diámetro.

La pelitización presente en las rocas ha actuado con especial intensidad sobre la matriz, siendo frecuente la cloritización y la presencia de magnetita.

En este grupo la composición basáltica tiende a ser abundante, ya que las rocas de grano grueso y las brechas volcánicas son más frecuentemente basálticas que andesíticas.

Con las tobas gruesas suelen intercalarse algunos sedimentos con menos frecuencia que con las tobas finas. Se pueden encontrar fragmentos de calizas y areniscas con matriz tobáceas, así como conglomerados tobáceos que se describen como rocas de grano muy grueso con fragmentos de marcado redondeamiento.

Atendiendo a los fragmentos, predominan los efusivos, los más abundantes son los basaltos y andesitas, fuertemente alterados por procesos de cloritización, pelitización y zeolitización. La matriz parece ser poco abundante de naturaleza arcilloso – tobáceas.

Efusivos

Solo un grupo reducido de pozos alcanza cortar este horizonte. Desde el punto de vista de su quimismo, parece existir la regla de que se encuentran en primer lugar andesitas y con frecuencia basaltos yaciendo bajo de estas. En general las rocas están fuertemente cataclastizadas y en ocasiones han sufrido una fuerte cloritización y pelitización.

CAPÍTULO II: METODOLOGÍA Y VOLÚMENES DE LOS TRABAJOS REALIZADOS.

2.1 Introducción

En el presente capítulo se describe la metodología empleada para llevar a cabo la investigación planificada. Por otra parte se explica el procedimiento empleado en el procesamiento e interpretación de la información tanto geológico o litológico (datos de pozos).

2.2 Metodología de trabajo

La investigación se desarrolló en tres etapas fundamentales:

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

2.2.1 Etapa preliminar

En esta etapa, además de delimitar el área de investigación se procedió a la búsqueda de la información geológica existente del área de estudio, para ellos se consultaron informes geológicos, reportes técnicos y tesis de maestría y doctorado realizadas en el área. Como resultado de esta etapa se elaboró el Capítulo I y el presente Marco Teórico Conceptual.

Marco Teórico Conceptual

Sistema petrolero: es un sistema natural que comprende un volumen de roca generadora de hidrocarburos madura así como todo el petróleo y gas generado de dicha roca, que está en acumulaciones comerciales o no. Un sistema petrolero incluye todos los elementos y procesos geológicos que son esenciales para que un depósito de crudo y gas exista (Magoon y Dow, 1994).

Los elementos que constituyen el sistema petrolero, según plantearon Magoon y Beaumont en 1998, son:

- ✓ Roca madre (source rock).
- ✓ Roca colector (reservoir rock).
- ✓ Roca sello (seal rock).
- ✓ Roca de cobertura (overburden rock).

- ✓ Trampa (trap).

Roca generadora de petróleo: aquella que está generando o ha generado petróleo. Debe haber estado sometida a un calentamiento durante un tiempo geológico para alcanzar la madurez termal suficiente como para generar hidrocarburos.

Roca madre (source rock): rocas sedimentarias que poseen alto contenido de materia orgánica (2% o más de COT) que en condiciones favorables de temperatura y presión es capaz de generar y expulsar hidrocarburos. Para ello se requieren condiciones de presión y temperatura que transformen la materia orgánica en hidrocarburo líquido o gaseoso.

Roca reservorio (reservoir rock): son aquellas que hacen las veces de almacén, o sea en su interior es donde se acumulan los hidrocarburos, pudiendo generar depósitos comercialmente aprovechables. Por lo general estas rocas ocupan un espacio mucho más extenso que el yacimiento fijado por la trampa. Fuera de los límites del yacimiento la roca madre o almacén está casi siempre lleno de agua.

Roca sello (seal rock): son las que impiden el escape de los hidrocarburos a la superficie. Los sellos de los yacimientos, en dependencia de su posición respecto a la roca almacén, pueden clasificarse en dos tipos:

- 1) sellos o cierres paralelos.
- 2) sellos o cierres transversales.

Roca de cobertura (overburden rock): aquella que cubre el resto de los elementos del sistema. Las rocas de cobertura dificultan la localización de los yacimientos petrolíferos.

Trampas (trap): toda estructura geológica de origen estratigráfico, tectónico, litológico o mixto que adopte una forma cóncava hacia la base y que se caracterice por contener una zona de alta porosidad y permeabilidad, limitada hacia el techo por rocas impermeables, puede conformar una trampa gasopetrolíferos.

Los procesos que se incluyen dentro del sistema petrolero son:

-Formación de trampas: incluye todos los procesos que producen la disposición geométrica favorable para que el petróleo quede acumulado y atrapado en ellas. Estos procesos van desde la deformación de la roca en el caso de trampas estructurales, hasta procesos sedimentarios y diagenéticos en el caso de trampas estratigráficas.

-Generación de hidrocarburos: es el proceso mediante el cual la materia orgánica contenida en la roca generadora es convertida en hidrocarburos por la acción del aumento de la temperatura y la presión.

-Migración de los hidrocarburos: proceso de movimiento o flujo de los hidrocarburos desde la roca generadora hasta las trampas donde son acumulados.

-Acumulación de los hidrocarburos: proceso de concentración de los hidrocarburos dentro de las rocas colectoras cuando llegan a las trampas. Estos elementos y procesos esenciales deben ser puestos correctamente en el tiempo y espacio, de manera que la materia orgánica incluida en la roca generadora, pueda ser convertida en una acumulación de hidrocarburos. (Magoon, L., Wallace, D. 1994). The petroleum system. AAPG Memoir 60.

Sistema de cuencas de antepaís en la región de Cuba Centro Oriental

El sistema de cuenca de antepaís está definido con 4 depozonas discretas (DeCelles y Giles, 1996): cuña superior (weedge-top), antepaís profundo (foredeep), levantamiento lejano (forebulge) y traslevantamiento (backbulge). (Blanco, J. 1999). Estratigrafía y paleogeografía de las cuencas superpuestas de Cuba Centro Oriental. Tesis de Doctorado.

Los tipos de sedimentos que se acumulan en la cuña superior pueden variar desde ambientes subaéreos con depósitos continentales gruesos que llenan las cuencas cercanas a relieves altos a depósitos subacuáticos con típicas masas de flujos y sedimentos de plataformas, (DeCelles y Giles, 1996). La cuña superior puede cubrir decenas de kilómetros paralelos a la dirección general de transporte tectónico. Se destacan además las progresivas discordancias (Colombo, 1994), así como

pliegues, fallas estructuras de crecimiento y los sedimentos con textura y composición inmadura (DeCelles y Giles, 1996).

La depozona del antepaís profundo comprende una zona típicamente amplia, entre 100-300 km de ancho y de 2-8 km de espesor de sedimentos entre la cuña superior y el forebulge. Los sedimentos que llegan a esta zona provienen del cinturón plegado-sobrecorrido y en menor proporción del levantamiento lejano y el cratón (DeCelles y Giles, 1996).

La depozona del levantamiento lejano es la zona a lo largo del límite cratónico del antepaís profundo donde ocurre una flexión y levantamiento debido a la carga impuesta (DeCelles y Giles, 1996). El lugar del levantamiento lejano puede migrar, o ser erodado, y solo aparecer como una zona de discordancia por lo que en ocasiones puede ser considerado como una zona de no deposición o de erosión.

La depozona de traslevantamiento está constituida por los sedimentos que se acumulan entre la parte posterior del levantamiento lejano y el cratón, siendo los sedimentos de aguas someras y granulometría fina.

Modelo geológico del yacimiento

El yacimiento Pina está constituido por dos ejes anticlinal de dirección

NW — SE para el tope de las Tobas gruesas y por un anticlinal central para el tope de las Tobas finas.

En los perfiles se observan fallas inversas que despegan por el tope tobas en la base del horizonte arcilloso que las sobreyace y fallas normales que cortan la base del Postorogénico evidenciando un carácter más joven que las inversas.

Esta combinación de fallas hace que el yacimiento quede constituido por diferentes bloques incomunicados hidrodinámicamente, lo que explica los diferentes contactos agua — petróleo determinados durante los ensayos iniciales de los pozos.

Propiedades de los fluidos del yacimiento

Las propiedades físicas de los fluidos del yacimiento tienen efectos pronunciados sobre la conveniencia de un proceso de inyección en un yacimiento. La viscosidad del petróleo y las permeabilidades relativas de la roca colectora a los fluidos desplazantes y desplazados son los de mayor importancia, ya que ambos factores afectan la razón de movilidad.

La movilidad de un fluido se obtiene dividiendo la permeabilidad al fluido por su viscosidad. La razón de movilidad (M) es la relación entre la movilidad de la fase desplazante y la de la fase desplazada. Mientras mayor sea M, menor será el recobro en el momento de alcanzarse la ruptura; en consecuencia, mayor será la cantidad de agua producida para recuperar la misma cantidad de petróleo, (Paris de Ferrer, M. 2007).

Hidrodinámica: Los estudios realizados a través de todos estos años de explotación del campo demuestran la existencia de una mala comunicación vertical en todo el yacimiento, así como determinadas áreas donde la comunicación horizontal tampoco es relevante. Algunos elementos que confirman lo antes planteado son los siguientes:

- > No se ha observado interferencia en ningún pozo, perforados todos a 200 m de equidistancia.
- > La perforación infill ha descubierto horizontes con presiones vírgenes.
- > Las reservas comunicadas con cada pozo son en la mayoría de los casos pequeñas. Lo demuestra la dependencia de las presiones con respecto a la extracción acumulada. (TG 166.8 ton/atm y TF = 105.0 ton/atm)
- > Ensayos de producción en innumerables pozos mostraron incrementos considerables de producción al pasar de un horizonte a otro, acompañados de incremento de las presiones de capa y de fondo.

Producción

Los pozos del yacimiento Pina se caracterizan por tener, como promedio, una baja recuperación por pozo. En general comienzan a producir por surgencia durante un corto periodo de tiempo para después producir por bombeo durante un largo periodo a bajos caudales.

El método de estimulación más efectivo ha sido la fracturación hidráulica con producciones de más de 40 m y acumulado de producción de más de 50 000 toneladas.

El sector más productivo del yacimiento se encuentra en una estrecha franja de dirección SE-NW.

Dada las características del reservorio y los estudios realizados hasta el momento, la perforación de pozos horizontales podría resultar la vía idónea para incrementar los niveles productivos del campo y las reservas extraíbles de mismo.

Correlación entre pozos: Es la determinación de unidades estratigráficas o estructurales equivalentes en tiempo, edad, o posición estratigráfica. Con el propósito de preparar mapas del subsuelo y secciones, las dos fuentes principales de data de correlación son las secciones sísmicas y los perfiles eléctricos de pozos. (Wikipedia 2016). Las correlaciones permiten determinar:

- Profundidades de las formaciones presentes en el pozo en comparación con otro pozo, los afloramientos o las proyecciones geofísicas.
- Si el pozo forma parte o no de una determinada estructura geológica mayor.
- Si la profundidad del pozo ha alcanzado un horizonte productivo conocido, y de lo contrario, cuanto falta por perforar.
- La presencia o ausencia de fallas.

Estimación: es al conjunto de técnicas que permiten dar un valor aproximado de un parámetro de una población a partir de los datos proporcionados por una muestra. Por ejemplo, una estimación de la media de una determinada característica de una población de tamaño N podría ser la media de esa misma característica para una muestra de tamaño n.^[1]

La estimación se divide en tres grandes bloques, cada uno de los cuales tiene distintos métodos que se usan en función de las características y propósitos del estudio:

- Estimación puntual:
 - Método de los momentos;
 - Método de la máxima verosimilitud;
 - Método de los mínimos cuadrados;
- Estimación por intervalos.
- Estimación bayesiana.

Modelo de bloques: se define como el conjunto de soportes de volumen (V), sobre el cual se estiman o simulan las variables regionalizadas. Los tipos de modelos más utilizados se mencionan seguidamente:

□ Modelo de paneles: generalmente representado en dos dimensiones, es regular y frecuentemente cada panel contiene varias unidades de selectividad minera; similar a este existe el grid o sean model (Gemcom©, 1999 y Lynx Mining Systems©, 1998, Surpac©, 2014); formado por paneles tridimensionales e irregulares solo en una de las tres dimensiones

□ Modelo de bloques clásico: con figuras regulares de igual forma, orientación y tamaño, las que coinciden con la unidad de selectividad minera básica, (Lynx Mining Systems©, 1998)

□ Modelo de bloques irregulares o poligonales (Lynx Mining Systems©, 1998, Vulcan©, 2010)

□ Modelo con soporte puntual (Isatis©, 2014)

Geoestadística: se define como la aplicación de la Teoría de Funciones Aleatorias al reconocimiento y estimación de fenómenos naturales (Journel, A, G. and Huijbregts, C.J., 1978), o simplemente, el estudio de las variables numéricas distribuidas en el espacio (Chauvet, P., 1994). Se encarga del estudio de muestras repartidas en el espacio a partir de modelos aleatorios (Martínez, 2006) y se destaca como una de las herramientas más completas en la modelación de las variables petrofísicas como la Porosidad, Porosidad efectiva y la Permeabilidad en los yacimientos petrolíferos. Los métodos de estimación desarrollados por esta ciencia, permiten describir detalladamente los parámetros geólogo-

industriales y tienen en cuenta las características de la variabilidad y correlación espacial de las variables, por lo que estos se adaptan a las complejidades de los yacimientos. En el análisis el geoestadístico la herramienta básica y fundamental es el variograma, aunque existen otras herramientas vitales.

Variograma: es una herramienta que permite analizar el comportamiento espacial de una variable sobre un área definida, obteniendo como resultado un variograma experimental que refleja la distancia máxima y la forma en que un punto tiene influencia sobre otro punto a diferentes distancias

Estimación: es el proceso de encontrar una aproximación sobre una medida, lo que se ha de valorar con algún propósito utilizable incluso si los datos de entrada pueden estar incompletos, incierto o inestables. En el ámbito de la estadística, la estimación implica usar el valor de una estadística derivada de una muestra para estimar el valor de un parámetro correspondiente a población, la muestra establece que la información puede ser proyectada a través de diversos factores, formal o informalmente, son procesos para determinar una gama muy probablemente y descubrir la información que falta. Cuando una estimación resulta ser incorrecta, se denomina "overestimate" si la estimación superó el resultado real y una subestimación si la estimación se quedó corto el resultado real. La estimación de manera similar se puede generar mediante la proyección de los resultados de encuestas o encuestas sobre la población total; al hacer una estimación, lo más a menudo es que el objetivo es útil para generar un rango de posibles resultados y esa cualidad es suficiente para ser útil, pero no es necesario que por lo que es probable que sea incorrecto. Confeccionado por (Gras Llopis, 2010).

La estimación geoestadística puede hacerse de dos formas (Cuador, 2000):

- ❖ Estimación puntual: sólo se obtiene un valor estimado en una localización deseada o en los puntos de una red de estimación definida sobre la región de estudio.
- ❖ Estimación de bloque: se obtiene el valor medio de la propiedad que se estima en bloques definidos sobre el dominio, rectángulos para aplicaciones en dos dimensiones y paralelepípedos para tres dimensiones.

Estas estimaciones, según (Martínez, 2006) consta de tres pasos básicos para su aplicación práctica:

1. Análisis exploratorio de los datos
2. Análisis estructural (cálculo y modelado de los variogramas)
3. Predicción (krigeage o simulación)

Kriging: es un método que se utiliza en geoestadística para la estimación de puntos, es preferible utilizarlo, especialmente para datos dispersos o muestras espaciadas irregularmente. Es “una colección de técnicas generalizadas de regresión lineal para minimizar una varianza de estimación definida de un modelo a priori de covarianza” (R. Olea, 1991). El Kriging es el mejor estimador lineal insesgado de los datos “insesgado” porque el error de estimación tendrá una media igual a 0 “mejor” en el sentido del error de varianza mínima para un modelo dado de covarianza / variograma

Objetivos del krigeado:

- Predecir las respuestas no medidas de una variable de interés a partir de otras observaciones hechas en un conjunto de localidades dispersas.
- En términos mineros el krigeado consiste en encontrar la mejor estimación lineal posible de la ley de un bloque o zona, considerando la información disponible, es decir las leyes de las diferentes muestras que se han tomado, sea al interior, sea al exterior del bloque que se quiere estimar.

Propiedades del kriging:

- **interpolación exacta:** la estimación en un sitio con dato, es igual al valor del dato y la varianza de kriging en este sitio vale 0.
- **aditividad:** la estimación de la ley de un bloque es igual al promedio de las estimaciones de leyes puntuales en este bloque
- **suavizamiento:** la dispersión de los valores estimados es menor que la dispersión de los valores verdaderos, sobre todo en las zonas donde hay pocos datos. En consecuencia, se tiende a subestimar las zonas de altas leyes y sobreestimar las zonas de bajas leyes. El kriging es inapropiado para evaluación de procesos donde los valores extremos son importantes.
- **insesgo y precisión:** por construcción.
- **sesgo condicional:** el error promedio puede no tener esperanza nula cuando se considera sólo los sitios donde la ley estimada es alta (o baja). En general, el sesgo condicional es pequeño si se usa suficientes datos (>15).
- **Propiedad de simetría:** Si $\gamma(h)$ es isótropo, entonces datos que son simétricos respecto de V y con respecto a los otros datos tienen pesos iguales.

Ecuación del kringing:

La fórmula más utilizada es:

➤ $Z^*(v) = \sum_i \lambda_i Z(x_i)$

□ Donde :

□ $Z^*(v)$ es el valor estimado.

□ λ_i son los pesos de krigeaje, de modo que los

λ_i sean obtenidos de tal forma que proporcionen un estimador insesgado:

$E[Z^*(v) - Z(v)] = 0$ y de varianza mínima $\text{Var}[Z^*(v) - Z(v)]$

Tipos de krigeaje:

- Kriging Simple
- Kriging Ordinario
- Kriging Universal

- Kriging Indicador
- Kriging Residual

Perfil: El perfil geológico consiste en representar a escala los elementos geológicos obtenidos de las exploraciones geológicas. Esto permite obtener la distribución espacial de todos los elementos del terreno de una forma gráfica, ejemplificada en la mayoría de los casos como una sección entre dos puntos, sirviendo de soporte práctico durante los trabajos de interpretación. Los perfiles geológicos se definen a partir de la información topográfica de los levantamientos topográficos o curvas de nivel reflejadas en los mapas.

Metodología para elaboración del perfil:

Seleccionamos el lugar del que queremos conocer la forma de su relieve.

Trazamos sobre el mapa una línea recta que una los dos puntos entre los que se quiere realizar el perfil

Colocamos una hoja en blanco o un papel milimetrado sobre la línea que hemos trazado y vamos marcando cada curva de nivel que corta esta línea, marcando la altitud de cada una. Ver (figura. 2,3 y 4).

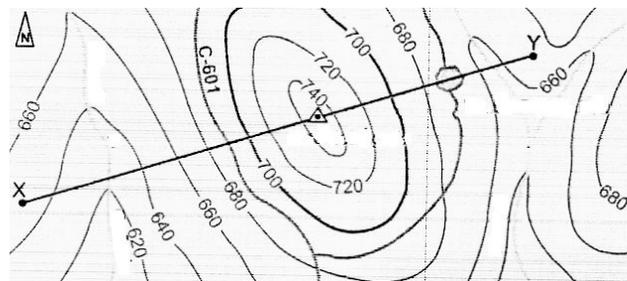


Figura 2. Ejemplo de confección de perfil topográfico.

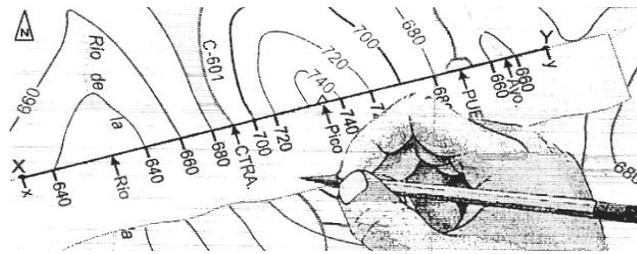


Figura 3. Ejemplo del corte de las cota de nivel para confección de perfil.

- A continuación, en la hoja de papel milimetrado trazamos un eje cartesiano: en el eje vertical (ordenadas) trazamos la escala altitudinal (marcamos cada cm de 50 metros en 50 metros, de 100 metros en 100 metros, eligiendo la escala que mejor nos convenga). En esta escala siempre exageraremos la escala del mapa. En el eje horizontal (abscisas) señalaremos las marcas que hemos tomado en el papel en blanco con cada una de las curvas de nivel.
- Cada punto del eje horizontal lo hacemos coincidir con su medida en el eje vertical. Así con todos los puntos que hemos tomado.

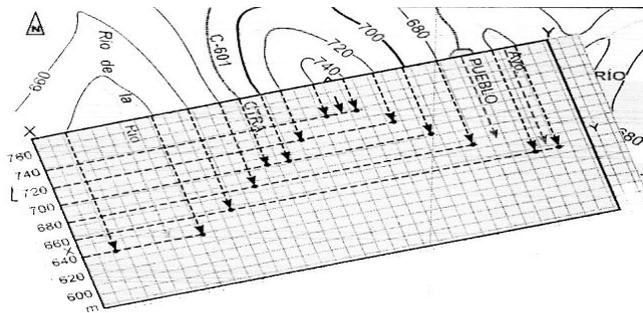


Figura 4. Ejemplo de las curvas de nivel al elaborar un perfil.

- Unimos todos los puntos y obtenemos el perfil del relieve entre los dos puntos que hemos seleccionado.

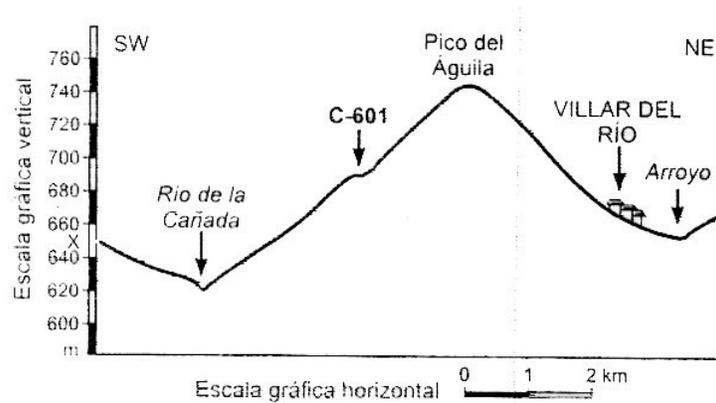


Figura 5. Ejemplo de mapa perfilado.

Características físico – químicas de los fluidos en el yacimiento Pina

Características del petróleo.

Los petróleos encontrados en el yacimiento Pina presentan una amplia gama de densidades variando de pesados a medios a ligeros (entre 12° y 36° API). Ha sido demostrado que a medida que aumenta el espesor y homogeneidad del sello aumenta la calidad del petróleo, o sea, disminuye el nivel de biodegradación.

Otro detalle interesante en los petróleos de este yacimiento es que, aun en los no biodegradados se han encontrado compuestos típicos de una alta biodegradación, hecho solamente explicable a la existencia de dos pulsos migratorios en el mismo.

✓ Gases.

El gas presente en los intervalos productores se caracteriza por ser un gas del tipo metano – etano, es decir un gas con cierto incremento de las fracciones pesadas, desde el etano, propano, butano y pentano, teniendo cierta variación con el proceso de explotación.

✓ Petróleo

Teniendo en cuenta los parámetros básicos que determinan la calidad comercial del petróleo en el mercado internacional (densidad expresada en API, viscosidad y contenido de azufre), y otros que se definen con el objetivo de tener una mayor identificación del petróleo a extraer, Pascual, O. (1994) hace una caracterización de los petróleos del yacimiento Pina y presenta los resultados mostrados. (Ver tabla 1.)

Tabla 1. Características del petróleo en el yacimiento Pina.

Parámetro	Valor	U/M
Densidad media	20.1	°API
Viscosidad media	10	cP
Contenido de azufre (S)	2.20	%
Asfáltenos (ASF)	1.59 – 3.29	%
Resinas (RES)	21.6 – 28.77	%
Compuestos saturado	42.6 – 49.4	%

Atendiendo a estos parámetros se puede concluir que se está en presencia de un petróleo medio, sulfuroso y altamente resinoso. Los porcentos de compuestos saturados pueden considerarse valores medios.

Los estudios de los biomarcadores realizados en este mismo trabajo, indican un origen común de los petróleos y sus características se corresponden con la familia II de petróleos cubanos.

Esto indica que son petróleos de origen marino en rocas carbonatadas con valores medios de arcillas, formados en un ambiente anóxico de baja salinidad.

✓ **Agua de capa**

En la investigación “Recuperación mejorada de petróleo en áreas de los yacimientos Cristales y Pina” en su etapa 9 (Díaz A et al. 2005); se plantea que las aguas detectadas en el complejo acuífero vulcanógeno sedimentario de Pina se caracterizan por presentar un PH medio de 6.34 oscilando desde débilmente ácidas (4.89) hasta débilmente básicas (7.8) con algunas excepciones hasta 10.7, presentando densidad media de 1.08 g/cm³ correspondiente a una salinidad o mineralización media de 11962 mg/L.

El contenido de cloro y calcio aumenta paralelamente con la mineralización. Los valores de cloro oscilan entre 35500 mg/L – 99400 mg/L y el contenido de calcio oscila entre 12560 mg/L – 37400 mg/L, siendo ambos iones predominantes.

De manera que, las aguas asociadas a este yacimiento se clasifican como clorocálcicas típicas, propias de sistemas cerrados o semicerrados de régimen estático – semiestático de grandes profundidades sin intercambio acuoso libre.

2.2.2 Etapa experimental.

Para la realización del presente trabajo investigativo se contó con la descripción de aquellos pozos perforados en el yacimiento que fueron seleccionados para su estudio en la investigación, por estar asociados en alguna forma a la estimación en el yacimiento (74 pozos), las columnas litológicas confeccionadas para cada uno de esos pozos.

Para procesar toda esta información se emplearon programas computarizados como el programa especializado Surfer 12; con el cual fueron confeccionadas las nuevas columnas litológicas para los pozos seleccionados (ver figura 6), además de combinar dichas columnas en la creación de los perfiles destacados en la investigación.

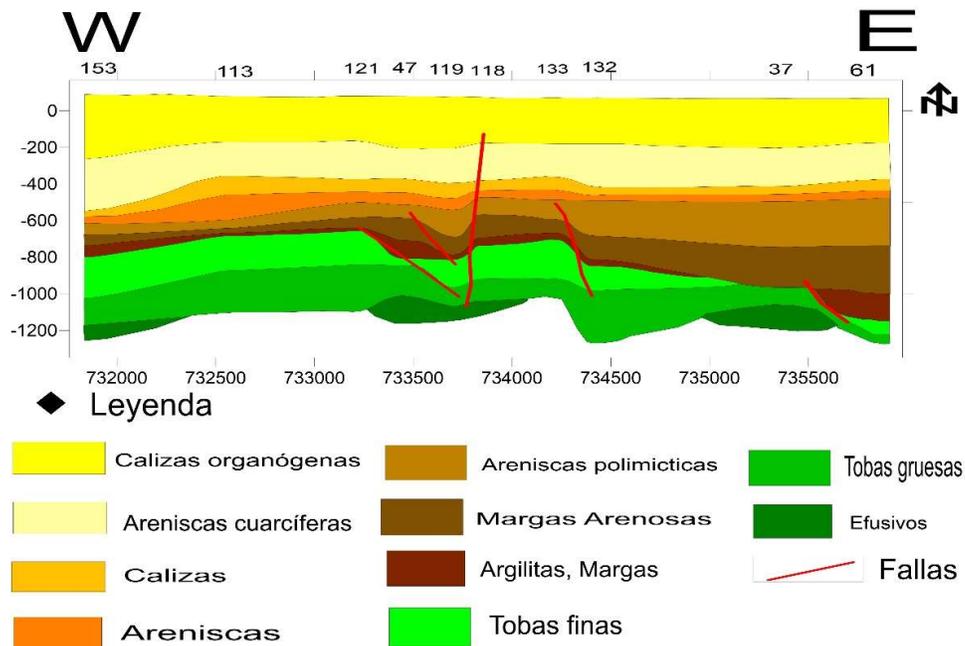


Figura 6. Confección de columnas litológicas de los pozos correlacionados utilizando el programa Surfer 12.

Con la ayuda del programa Surfer 12 también se logró confeccionar los perfiles de los topes de las tobas gruesas y las demás litologías, el cual sirvió para la interpretación de la estimación y la correlación entre pozos del yacimiento.

En la confección de las bases de datos, la transformación de las mismas, el procesamiento de la información productiva de los pozos, estimaciones, la confección de los gráficos y tablas mostrada en el cuerpo de la investigación se utilizaron programas de Microsoft Office 2013 como Excel y Access, (ver figuras 7 y 8).posteriormente exportado al programa Minestis para la estimación, (ver figura 9,10 y 11)

POZO	X	Y	Z	DESDEP	HASTAP	DESDE	HASTA	LONGITUD	LITOLOGIA	DISTANCIA	PROFUNDIDA	PORO(%)	POREF(%)	PERME(m)	DIRE	INCL	
2	734241	246160.5	-52.74323	0	10	-10	-10	10	1	1500	32.74323	4.13	2.3128	0.01	-90		
3	2	734241	246160.5	-42.74323	10	20	-10	-20	10	1	1500	42.74323	4.13	2.3128	0.01	-90	
4	2	734241	246160.5	-32.74323	20	30	-20	-30	10	1	1500	32.74323	4.13	2.3128	0.01	-90	
5	2	734241	246160.5	-22.74323	30	40	-30	-40	10	1	1500	22.74323	4.13	2.3128	0.01	-90	
6	2	734241	246160.5	-12.74323	40	50	-40	-50	10	1	1500	12.74323	4.13	2.3128	0.01	-90	
7	2	734241	246160.5	-7.25677	50	60	-50	-60	10	1	1500	2.74323	4.13	2.3128	0.01	-90	
8	2	734241	246160.5	-2.25677	60	70	-60	-70	10	1	1500	-7.25677	4.13	2.3128	0.01	-90	
9	2	734241	246160.5	-17.25677	70	80	-70	-80	10	1	1500	-17.25677	4.13	2.3128	0.01	-90	
10	2	734241	246160.5	-27.25677	80	90	-80	-90	10	1	1500	-27.25677	4.13	2.3128	0.01	-90	
11	2	734241	246160.5	-37.25677	90	100	-90	-100	10	1	1500	-37.25677	4.13	2.3128	0.01	-90	
12	2	734241	246160.5	-47.25677	100	110	-100	-110	10	1	1500	-47.25677	4.13	2.3128	0.01	-90	
13	2	734241	246160.5	-57.25677	110	120	-110	-120	10	1	1500	-57.25677	4.13	2.3128	0.01	-90	
14	2	734241	246160.5	-67.25677	120	130	-120	-130	10	1	1500	-67.25677	4.13	2.3128	0.01	-90	
15	2	734241	246160.5	-77.25677	130	140	-130	-140	10	1	1500	-77.25677	4.13	2.3128	0.01	-90	
16	2	734241	246160.5	-87.25677	140	150	-140	-150	10	1	1500	-87.25677	4.13	2.3128	0.01	-90	
17	2	734241	246160.5	-97.25677	150	160	-150	-160	10	1	1500	-97.25677	4.13	2.3128	0.01	-90	
18	2	734241	246160.5	-107.25677	160	170	-160	-170	10	1	1500	-107.25677	4.13	2.3128	0.01	-90	
19	2	734241	246160.5	-117.25677	170	180	-170	-180	10	1	1500	-117.25677	4.13	2.3128	0.01	-90	
20	2	734241	246160.5	-127.25677	180	190	-180	-190	10	1	1500	-127.25677	4.13	2.3128	0.01	-90	
21	2	734241	246160.5	-137.25677	190	200	-190	-200	10	1	1500	-137.25677	4.13	2.3128	0.01	-90	
22	2	734241	246160.5	-147.25677	200	210	-200	-210	10	1	1500	-147.25677	4.13	2.3128	0.01	-90	
23	2	734241	246160.5	-157.25677	210	220	-210	-220	10	1	1500	-157.25677	4.13	2.3128	0.01	-90	

Figura 7. Uso del programa Excel en la transformación de las bases de datos.

ID	POZO	X	Y	Z	DESDEP	HASTAP	DESDE	HASTA	LONGITUD	LITOLOGIA	DIS
1	2	734241.01528204	246160.47884031	-52.74323	0	10	0	-10	10	1	
2	2	734241.01528204	246160.47884031	-42.74323	10	20	-10	-20	10	1	
3	2	734241.01528204	246160.47884031	-32.74323	20	30	-20	-30	10	1	
4	2	734241.01528204	246160.47884031	-22.74323	30	40	-30	-40	10	1	
5	2	734241.01528204	246160.47884031	-12.74323	40	50	-40	-50	10	1	
6	2	734241.01528204	246160.47884031	-7.24323	50	60	-50	-60	10	1	
7	2	734241.01528204	246160.47884031	-2.25677	60	70	-60	-70	10	1	
8	2	734241.01528204	246160.47884031	-17.25677	70	80	-70	-80	10	1	
9	2	734241.01528204	246160.47884031	-27.25677	80	90	-80	-90	10	1	
10	2	734241.01528204	246160.47884031	-37.25677	90	100	-90	-100	10	1	
11	2	734241.01528204	246160.47884031	-47.25677	100	110	-100	-110	10	1	
12	2	734241.01528204	246160.47884031	-57.25677	110	120	-110	-120	10	1	
13	2	734241.01528204	246160.47884031	-67.25677	120	130	-120	-130	10	1	
14	2	734241.01528204	246160.47884031	-77.25677	130	140	-130	-140	10	1	
15	2	734241.01528204	246160.47884031	-87.25677	140	150	-140	-150	10	1	
16	2	734241.01528204	246160.47884031	-97.25677	150	160	-150	-160	10	1	
17	2	734241.01528204	246160.47884031	-107.25677	160	170	-160	-170	10	1	
18	2	734241.01528204	246160.47884031	-117.25677	170	180	-170	-180	10	1	
19	2	734241.01528204	246160.47884031	-127.25677	180	190	-180	-190	10	1	
20	2	734241.01528204	246160.47884031	-137.25677	190	200	-190	-200	10	1	
21	2	734241.01528204	246160.47884031	-147.25677	200	210	-200	-210	10	1	
22	2	734241.01528204	246160.47884031	-157.25677	210	220	-210	-220	10	1	
23	2	734241.01528204	246160.47884031	-167.25677	220	230	-220	-230	10	1	
24	2	734241.01528204	246160.47884031	-177.25677	230	240	-230	-240	10	1	
25	2	734241.01528204	246160.47884031	-187.25677	240	250	-240	-250	10	1	
26	2	734241.01528204	246160.47884031	-197.25677	250	260	-250	-260	10	1	
27	2	734241.01528204	246160.47884031	-207.25677	260	270	-260	-270	10	1	
28	2	734241.01528204	246160.47884031	-217.25677	270	280	-270	-280	10	1	
29	2	734241.01528204	246160.47884031	-227.25677	280	290	-280	-290	10	1	

Figura 8. Uso del programa Access en la transformación de las bases de datos.

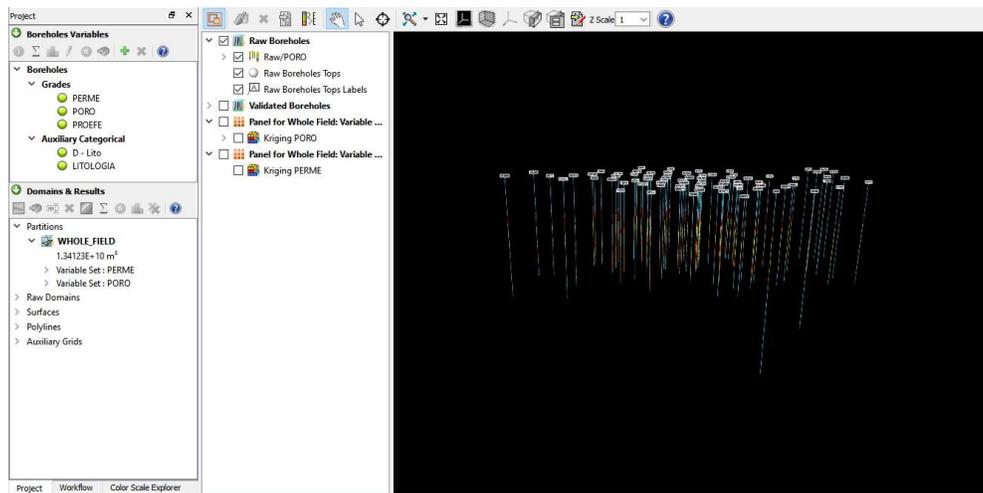


Figura 9. Uso del programa Minestis incluyendo los pozos sin estimar.



Figura: 10 Uso del programa Minestis con los con el cuerpo solido Incluyendo los pozos

2.2.3 Etapa de análisis de los resultados.

Se confeccionaron 9 perfiles de correlación, donde intervienen 51 pozos, se escogieron de acuerdo a los datos de litología, registros geofísicos y la bioestratigrafía. Posteriormente se hizo un análisis integral, para hacer comparación entre pozos, analizar las diferencias que puedan existir entre ellos, (espesor, litología, edad), esto permitió caracterizar las distintas secuencias y poder correlacionarlas, lo que permitió 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.

CAPÍTULO III: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.

3.1 Introducción

En la modelación de un yacimiento se hace necesario conocer las características geológicas del terreno, de forma que se pueda establecer el estudio del comportamiento espacial de las diferentes variables que sirven de soporte para la estimación de propiedades petrofísicas, como la Porosidad, Porosidad Efectiva y Permeabilidad.

Los datos de estas propiedades son obtenidos durante los trabajos de exploración geológica de petróleo y registrados en bases de datos que contienen los resultados de las principales propiedades petrofísicas. Las bases de datos utilizadas en la modelación y estimación deben poseer la calidad necesaria para ser incluidas en los procesos de creación de modelos 3D.

3.2 Interpretación petrolífera de los perfiles geológicos confeccionados sin el apoyo de los datos estimados de las propiedades colectoras de las rocas.

3.2.1 Breve descripción de las rocas predominantes en el yacimiento Pina.

Rocas volcánicas efusivas

Andesita: Roca ígnea volcánica, integrada por plagioclasas sódica, piróxeno, biotita, hornablenda, sanidina y cuarzo. Su equivalente plutónico es la diorita. Los cristales de plagioclasas son muy abundantes y se observan a simple vista. Es la roca volcánica más común después del basalto.

La andesita se genera a partir de un magma diferenciado asociado al volcanismo de zonas de subducción. Su contenido en (SiO₂) oscila en torno al 60 % de su composición total. La presencia de agua es muy abundante.

Basalto: es una roca ígnea volcánica de color oscuro, de composición máfica; rica en silicatos de magnesio y hierro y bajo contenido en sílice, que constituye una de las rocas más abundantes en la corteza terrestre.

Los basaltos suelen tener una textura porfídica, con fenocristales de olivino, augita, plagioclasas y una matriz cristalina fina. En ocasiones puede presentarse en forma de vidrio, denominado sideromelano, con muy pocos cristales o sin ellos.

El basalto es la roca volcánica más común y supera en cuanto a superficie cubierta de la Tierra a cualquier otra roca ígnea, incluso juntas; forma la mayor parte de los fondos oceánicos. También hay grandes extensiones de basalto llamadas traps sobre los continentes. Islas oceánicas y arcos volcánicos continentales e insulares son otros lugares donde se puede hallar basalto.

Rocas similares y a menudo emparentadas con basaltos incluyen la diabasa, el gabro y la andesita

Rocas volcánicas de la fase explosiva

Toba: Es un tipo de roca ígnea volcánica, ligera, de consistencia porosa, formada por la acumulación de cenizas u otros elementos volcánicos muy pequeños expelidos por los respiraderos durante una erupción volcánica.

Se forma principalmente por la deposición de cenizas y lapilli durante las erupciones piroclásticas. Su velocidad de enfriamiento es más rápida que en el caso de rocas intrusivas como el granito y con una menor concentración en cristales.

Rocas sedimentarias

Caliza: La caliza es una roca sedimentaria compuesta mayoritariamente por carbonato de calcio (CaCO_3), generalmente calcita, aunque frecuentemente presenta trazas de magnesita (MgCO_3) y otros carbonatos. También puede contener pequeñas cantidades de minerales como arcilla, hematita, siderita, cuarzo, etc., que modifican (a veces sensiblemente) el color y el grado de coherencia de la roca.

Arcillas: es un suelo o roca sedimentaria constituido por agregados de silicatos de aluminio hidratados, procedentes de la descomposición de rocas que contienen feldespato, como el granito. Presenta diversas coloraciones según las impurezas que contiene, desde el rojo anaranjado hasta el blanco cuando es pura.

Caliza organógena: Numerosos organismos utilizan el carbonato de calcio para construir su esqueleto mineral, debido a que se trata de un compuesto abundante y muchas veces casi a saturación en las aguas superficiales de los océanos y lagos (siendo, por ello, relativamente fácil inducir su precipitación). Tras la muerte de esos organismos, se produce en muchos entornos la acumulación de esos restos minerales en cantidades tales que llegan a constituir sedimentos que son el origen de esta variedad de las calizas.

Margas: es un tipo de roca sedimentaria compuesta principalmente de calcita y arcillas, con predominio, por lo general, de la calcita, lo que le confiere un color blanquecino con tonos que pueden variar bastante de acuerdo con las distintas proporciones y composiciones de los minerales principales. Las margas se depositan en entorno marino o lacustre.

Las proporciones de arcilla y calcita que pueden tener son muy diversas, así que pueden pasar a ser arcillitas, o arcillas calcáreas o margosas, si su contenido de carbonato cálcico es menor a un tercio de su masa, o pasan a ser calizas margosas si esa proporción se eleva a más de los tres cuartos. Impermeables, como la arcilla, las margas son tiernas, de textura a veces grumosa.

Argilitas: Es una roca sedimentaria arcillosa usualmente compuesta por mica, sericita y cuarzo. Se utiliza para algunas esculturas

Arenisca: Es una roca sedimentaria de tipo detrítico, de color variable, que contiene clastos de tamaño arena. Tras las lutitas son las rocas sedimentarias más comunes en la corteza terrestre. Las areniscas contienen espacios intersticiales entre sus granos. En rocas de origen reciente estos espacios están sin material sólido mientras que en rocas antiguas se encuentran rellenos de una matriz o de cemento de sílice o carbonato de calcio. Si los espacios intersticiales no están totalmente rellenos de minerales precipitados y hay cierta porosidad éstos pueden estar llenos de agua o petróleo. En cuanto a los granos se componen de cuarzo, feldespato o fragmentos de roca.

Arena: es un conjunto de partículas de rocas disgregadas. En geología se denomina arena al material compuesto de partículas cuyo tamaño varía entre 0,063 y 2 milímetros (mm). Una partícula individual dentro de este rango es llamada «grano de arena». Una roca consolidada y compuesta por estas partículas se denomina arenisca (o psamita). Las partículas por debajo de los 0,063 mm y hasta 0,004 mm se denominan limo, y por arriba de la medida del grano de arena y hasta los 64 mm se denominan grava.

3.2.2 Interpretación de los perfiles geológicos.

Perfil 1

En el perfil 1 con dirección Suroeste-Noreste (ver figura 11), podemos observar al final del pozo 25 la aparición de rocas andesíticas, andesito-basálticas del Cretácico inferior (Aptiano-Albiano) representantes efusivos de la actividad del Arco Volcánico del Cretácico. Debemos destacar que 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 et al., 1964 y Iturralde-Vinent, 1996). 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.

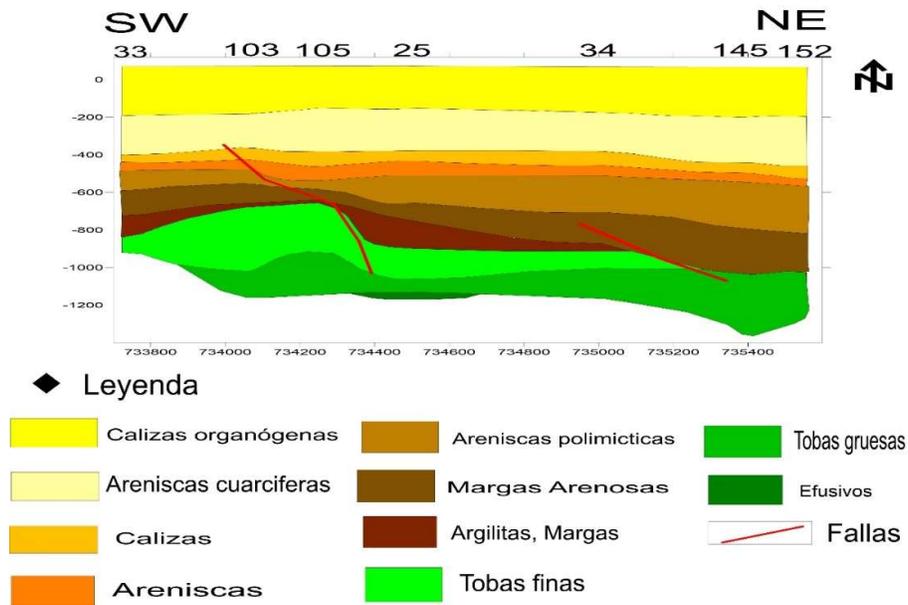


Figura 11. Perfil geológico #1 de dirección suroeste-noreste

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 podemos inferir que el vulcanismo para finales del Cretácico inferior paso de una fase efusiva a una más bien explosiva.

Sobreyaciendo a las tobas gruesas aparecen las tobas finas, podemos encontrarlas 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 margas del Paleoceno. Por lo tanto 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 tanto 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 nos hace 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. Al aparecer estos sedimentos de tobas finas pertenecientes al Cretácico superior (Campaniano-Maastrichtiano), directamente encima de las tobas apreciamos como disminuye la actividad explosiva del vulcanismo hacia finales del Cretácico, hasta que cese totalmente la actividad volcánica.

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 estas rocas no se encontraron durante la perforación de los pozos 145 y 152. Por lo tanto podemos plantear que en la porción nororiental del yacimiento podemos localizar 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 varios autores: (Iturralde-Vinent 2008), (Lazaret 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 un afloramiento de la misma 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. Espesores tan pequeños 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” mas, 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 hacía capas superiores; debido a que la comunicación entre pozos en el yacimientos no es buena en la mayoría del área, llegando a ser mala en algunos sectores. 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 de esta forma las posibles reservas del yacimiento.

Sobreyaciendo a las argilitas y margas del Paleoceno, aparecen margas arenosas del Eoceno (Ypresiano) a continuación encontramos areniscas polimicticas del Eoceno (Luteciano), encima de ellas aparecen 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 como por ejemplo (Iturralde-Vinent . 2008) y (Pardo. 2009) han visto bien en llamar el (Neoautóctono). Estos autores han coincidido además en plantear que en varias regiones de Cuba el Neoautóctono esta caracterizado por una

alternancia de movimientos de ascensos y descensos, los cuales son representados en este yacimientos 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

En el presente perfil de dirección Suroeste-Noreste (ver figura 12) se observan grandes espesores de tobas gruesas del Cretácico sup-inferior (Albiano sup-Turoniano), las que se hacen notar en casi todo el perfil a partir del pozo 111. Las tobas gruesas aumentan sus espesores hacia la porción Noreste del yacimiento, apareciendo siempre a profundidades mayores a los 900 m.

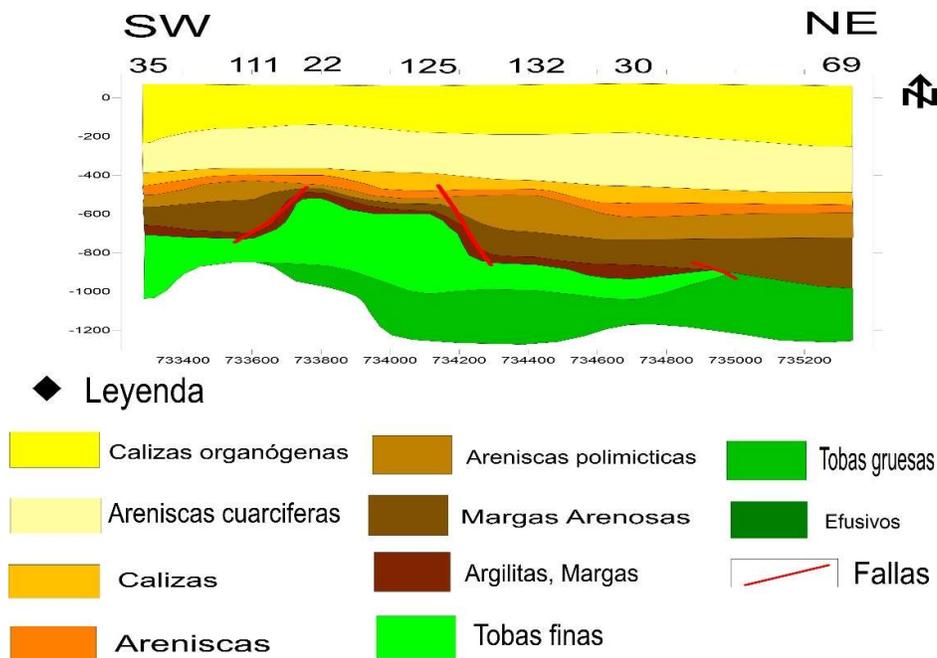


Figura 12. Perfil geológico #2 de dirección suroeste-noreste

Por encima de las tobas gruesas, aparecen las tobas finas, podemos encontrarlas hasta el pozo 111, hacia el Suroeste. Desde ese pozo se pierden en el corte las tobas finas del Cretácico superior (Campaniano-Maastrichtiano). 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 estas rocas no se encontraron durante la perforación del pozo 69.

Desde el punto de vista de la exploración de petróleo nos muestra que el sello que está compuestas por las argilitas, margas. Sigue siendo muy fino por lo que la actividad tectónica pudiera provocar el escape de hidrocarburo a través del sello y llegar a una capa superior.

Perfil 3

En el perfil 3 de dirección Sur-Norte (ver figura 13) se observa un pequeño sector donde aparecen los efusivos localizado en el pozo 50. La presencia de tobas gruesas solamente en los pozos 50 y 127 contribuyen a ubicar uno de los anticlinales propuestos para estas rocas en trabajos anteriores (Yparraguirre J. y Cuba N., 2009). Es destacable además en este perfil los grandes espesores de las tobas finas hacia la porción Sur, al parecer puede estar relacionado con un hundimiento de la cuenca en esta dirección y la cercanía con el centro de la actividad volcánica. Entre los pozos 50 y 127 aparecen además evidencia de dos fallas supuestas, las cuales generan una estructura muy similar a las típicas de las zonas de desarrollo de las cuencas superpuestas frecuentemente desarrolladas en la geología de nuestro país; generando un hundimiento de toda la secuencia post cretácica hacia el Norte del yacimiento.

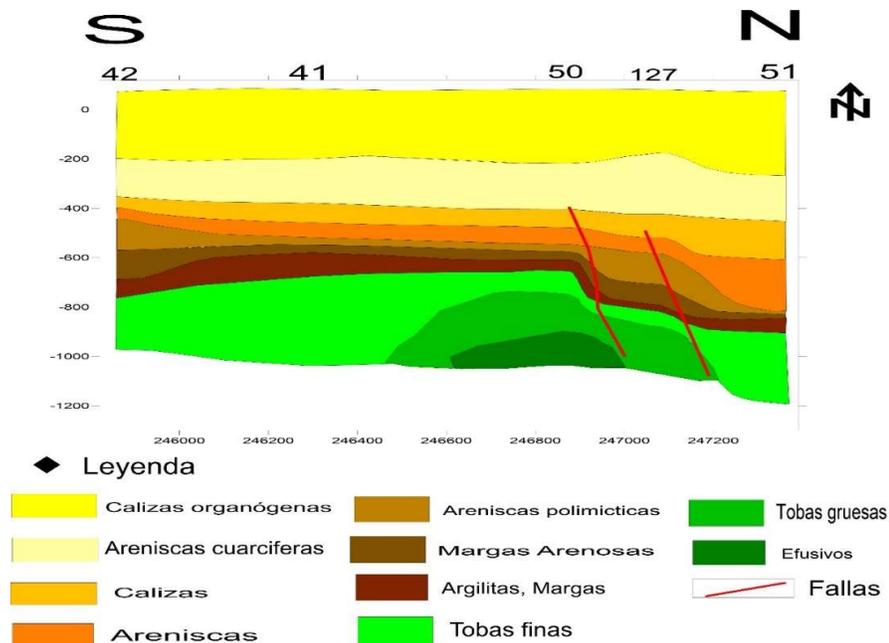


Figura 13. Perfil geológico #3 de dirección Sur-Norte

Perfil 4

En el perfil 4 con dirección Sur-Norte no observamos el levantamiento de las tobas gruesas (ver figura 14), por lo tanto, no parece abarcar el anticlinal desarrollado para estas rocas hasta la zona donde está ubicado este perfil.

En la parte Sur de este perfil podemos alcanzar a encontrar parte del anticlinal de las tobas finas desarrollado en el centro del yacimiento (no pudimos apreciar evidencias de este anticlinal en el anterior perfil con la misma dirección). Esto nos hace suponer que el anticlinal solo llega a extenderse poco más allá hacia el Oeste del pozo 111.

En el perfil podemos observar un pequeño espesor de rocas andesíticas y andesito-basálticas del Cretácico inferior (Aptino-Albiano) correspondientes con las etapas de actividad efusiva del arco volcánico.

La presencia de las tobas gruesas demuestra que en los pozos (123 y 47) se manifiesta un hundimiento evidenciado por falla hacia el norte (S), que se está más lejos de la cuenca del vulcanismo que estaba alejándose a la actividad volcánica y un levantamiento hacia el sur (N) con una larga capa de las tobas finas. 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 estas rocas no se encontraron durante la perforación de los pozos que aparecen posteriormente que están en una zona mucho más lejos de la fuente de la actividad volcánica que permite que seceda una serie de escamas que lo que presenta que las zonas de escama son más pequeñas porque se encuentran separadas de la región donde ocurrió el cabalgamiento. Ejemplo la ausencia de las ofiolitas. O sea que es la parte posterior al cabalgamiento porque es la parte que está más del arco-volcánico.

La parte inicial del cabalgamiento de las ofiolitas que son las plataformas de Bahamas, donde hay menos actividad tectónica, pero hay evidencia de los procesos de cabalgamiento.

Estos procesos pueden ocurrir en toda la región pero que no se ven en todos los perfiles por las diferentes direcciones que presenta cada perfil, que el cabalgamiento sucede en la dirección N-SW-NE.

Desde el punto de vista de la exploración de petróleo nos muestra que el sello sigue siendo muy delgado y las presencias de las fallas en estas regiones pueden provocar que el hidrocarburo se escape o migre hacia las capas superiores y pueden disminuir la cantidad de petróleo que esta acumulada en colector. Posteriormente con por encima las capas de arenisca polimicticas, argilitas, margas del (Paleoceno) (reservorio).

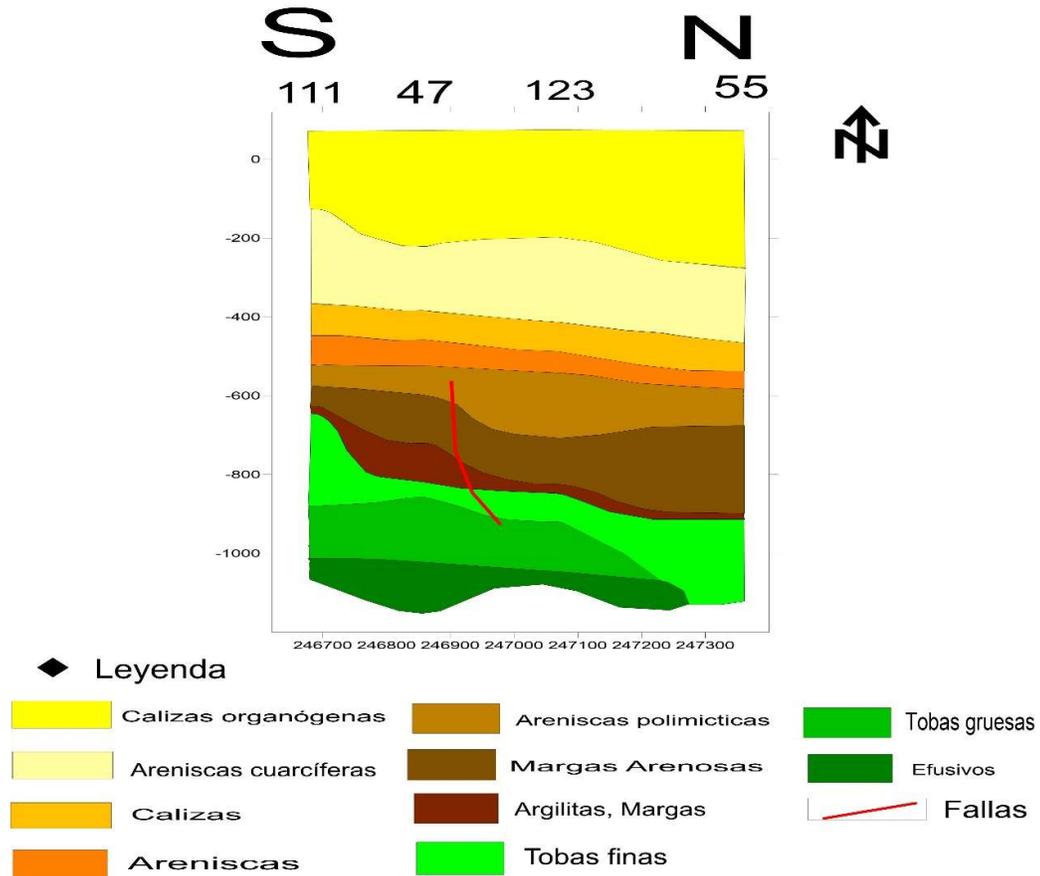


Figura 14. Perfil geológico #4 de dirección Sur-Norte

Perfil 5

Como se puede apreciar en los finales de los pozos representados en el perfil 5 de dirección Oeste-Este (ver figura 15) 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 destacan la disminución de los espesores de estas

litologías en los pozos 37 y 61 donde su espesor promedio oscila alrededor de los 30 m; mostrando 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.

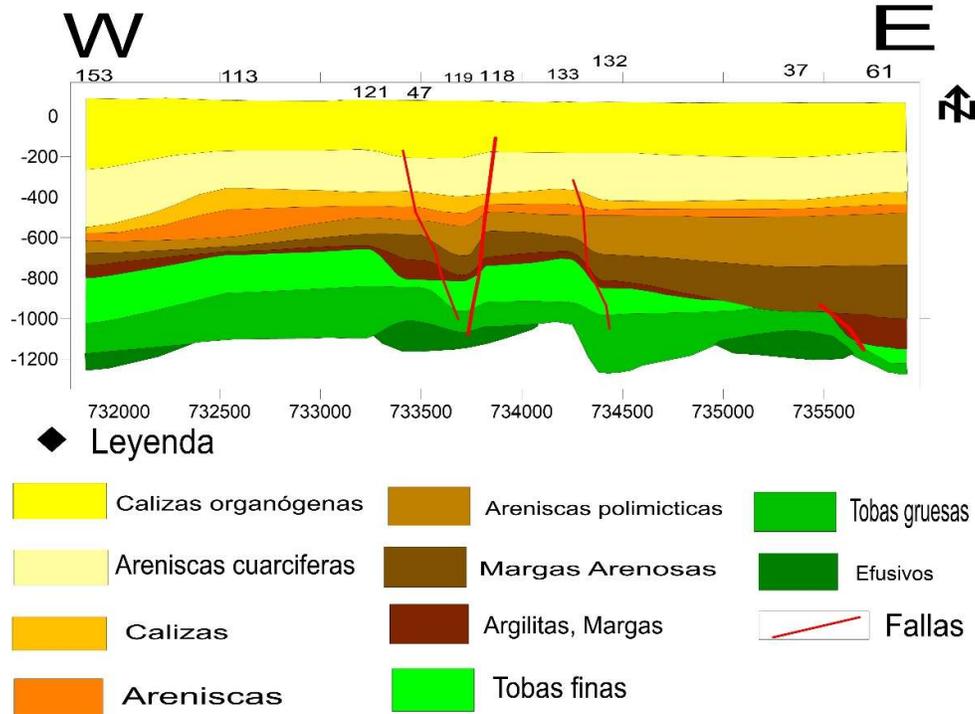


Figura 15. Perfil geológico #5 de dirección Oeste-Este

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.

La parte central del perfil muestra el anticlinal donde se han elevado los horizontes de las tobas finas y gruesas, sin embargo este perfil nos muestra el anticlinal fallado provocando 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 nos movemos por el perfil hacia el Este.

Las argilitas y margas del Paleoceno se mantienen apareciendo siempre encima de las tobas finas, siguen manteniendo 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 encontramos 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 muestra una sedimentación significativamente mayor que en el resto de los pozos, lo cual aumenta la potencialidad sellante del área.

Entonces encontramos 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 muestran un aumento de la sedimentación hacia el Este de la cuenca, por lo tanto 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 6

En el perfil 6 con dirección Sur-Norte (ver figura 16) podemos observar 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, como hemos explicado anteriormente pudiera estar ligada con el límite proyectado para los pozos, los cuales no siempre llegaron a cortar estas rocas. Sin embargo es posible que estas rocas no se

encuentren ni siquiera en un corte mas profundo, pues quizas esta zona estuvo demasiado alejada de la zona de actividad efusiva.

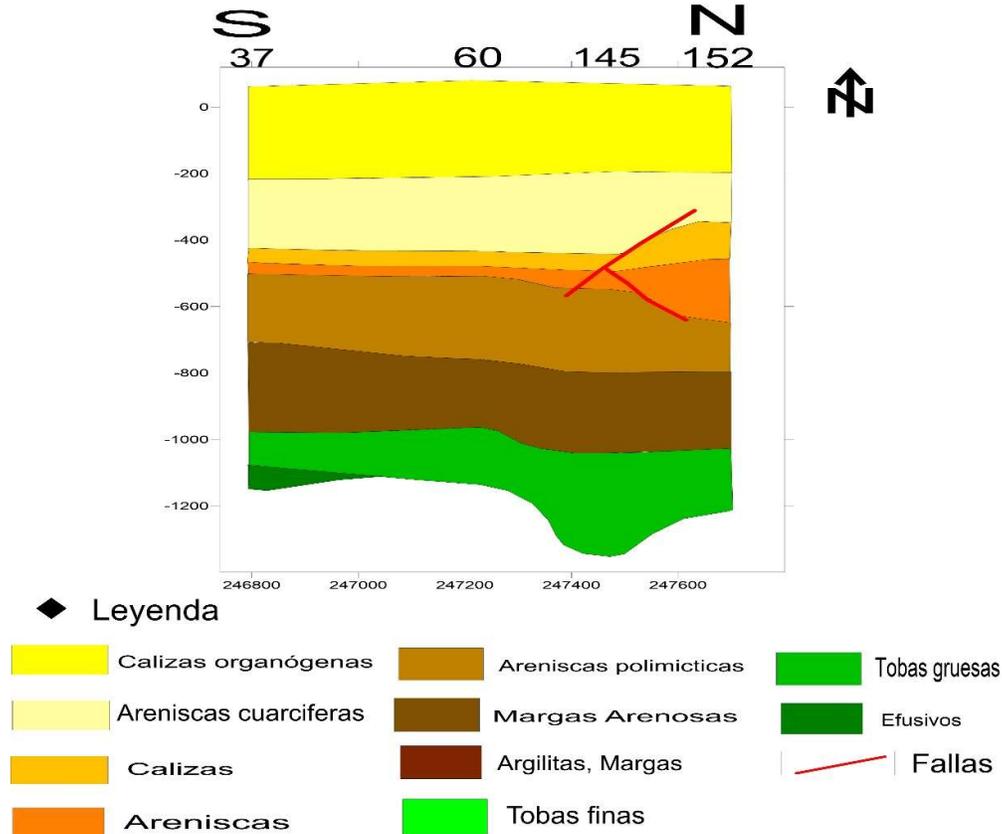


Figura 16. Perfil geológico #6 de dirección Sur-Norte

Encima de los efusivos aparecen las tobas gruesas del Cretacico 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 tambien son representantes de zonas asociadas a una actividad volcanica, pero al aparecer por encima de las rocas efusivas podemos inferir que la cuenca ha experimentado un cambio del vulcanismo, donde paso de una forma efusiva a una version mas bien explosiva.

En el perfil presente no aparece sedimentación de las tobas finas ni del sello argilitas y margas del (Paleoceno), por lo tanto nos muestra que hay una zona de discordancia, donde deberia 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 erosionamiento de los sedimentos pertenecientes a estas épocas.

Es importante destacar en este momento que el levantamiento de una porción de la cuenca, precisamente en esta posición, provocando el consiguiente erosionamiento de los sedimentos depositados en algun momento; nos pudiera hacer asociar el comportamiento de la cuenca con las cuencas de antepaís, tan desarrolladas en toda la geología cubana, precisamente 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). Destacamos este fenómeno geológico en específico pues no hemos encontrados evidencias en investigaciones anteriores sobre la descripción de una cuenca de antepaís desarrollada en esta area; además sería una cuenca desarrollada con un vinculo 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 eso decidimos construir un perfil donde se pudiera apreciar concretamente esta zona. Al desaparecer uno de los colector 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 los mismos continuen con su proceso de migración hacia zonas menos presionadas en horizontes verticalmente superiores; pudiendo llegar incluso a la superficie, generando de esta forma manifestaciones superficiales de hidrocarburos en zonas relativamente cercanas al área del yacimiento (Linares E. et al. 2011).

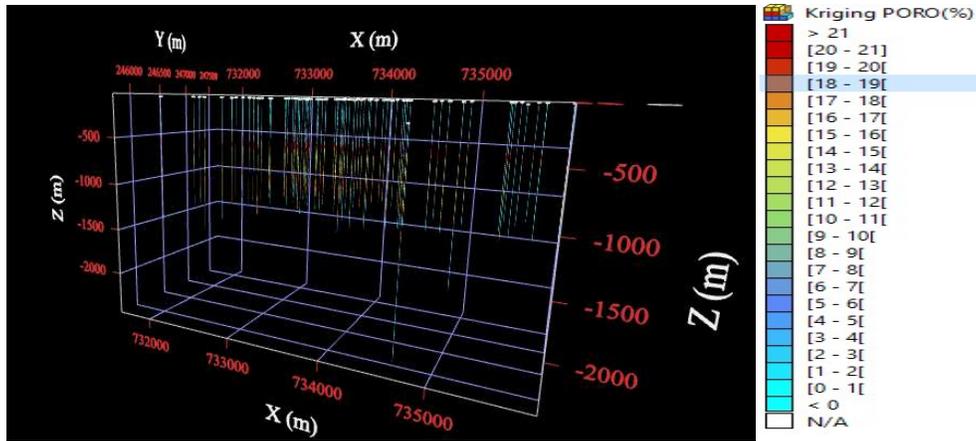


Figura 17. Distribución de la porosidad (%), según pozos de exploración

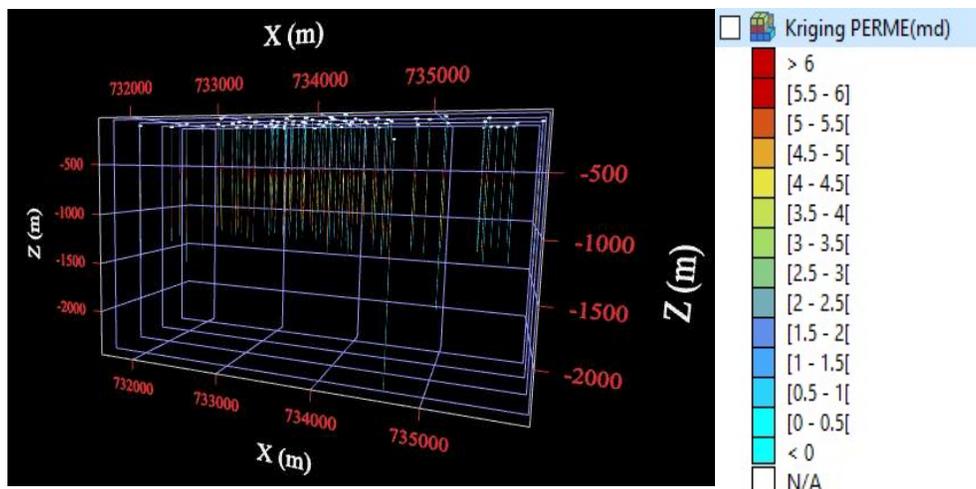


Figura 18. Distribución de la permeabilidad (%), según pozos de exploración

3.3 Análisis geoestadístico de las propiedades colectoras de las rocas.

3.3.1 Datos de la exploración petrolífera

Los valores de las variables utilizados fueron obtenidos de la campaña de perforación. La misma cuenta con un total aproximado de 89 240 m de perforación distribuidos en 74 pozos del yacimiento Pina, distribuidos 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.

Entre las funciones de certificación aplicada a la base de datos se encuentran los siguientes:

- 1) Búsqueda de contenidos de propiedades petrofísicas repetidas
- 2) Coordenadas repetidas en los pozos de exploración
- 3) Desde y/o hasta repetidos en un mismo intervalo de pozo
- 4) Elevaciones erróneas de la cota de los pozos
- 5) Distancia entre pozos erróneas de las red de exploración aplicada
- 6) Contenidos de las propiedades petrofísicas con valores en cero
- 7) Contenidos de las propiedades petrofísicas fuera de los rangos permisibles
- 8) Contenidos de las propiedades petrofísicas con valores negativos
- 9) Discontinuidad en el registro de cada intervalo del pozo de exploración
- 10) Solapamiento de las muestras en los diferentes intervalos

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.

3.3.2 Despliegue de los datos

La distribución de los pozos (74) en el plano arrojó que la mayor concentración de los mismos se localiza en la parte central del yacimiento; como normalmente ocurre en los yacimientos de petróleo y gas. (Ver figura 19.)

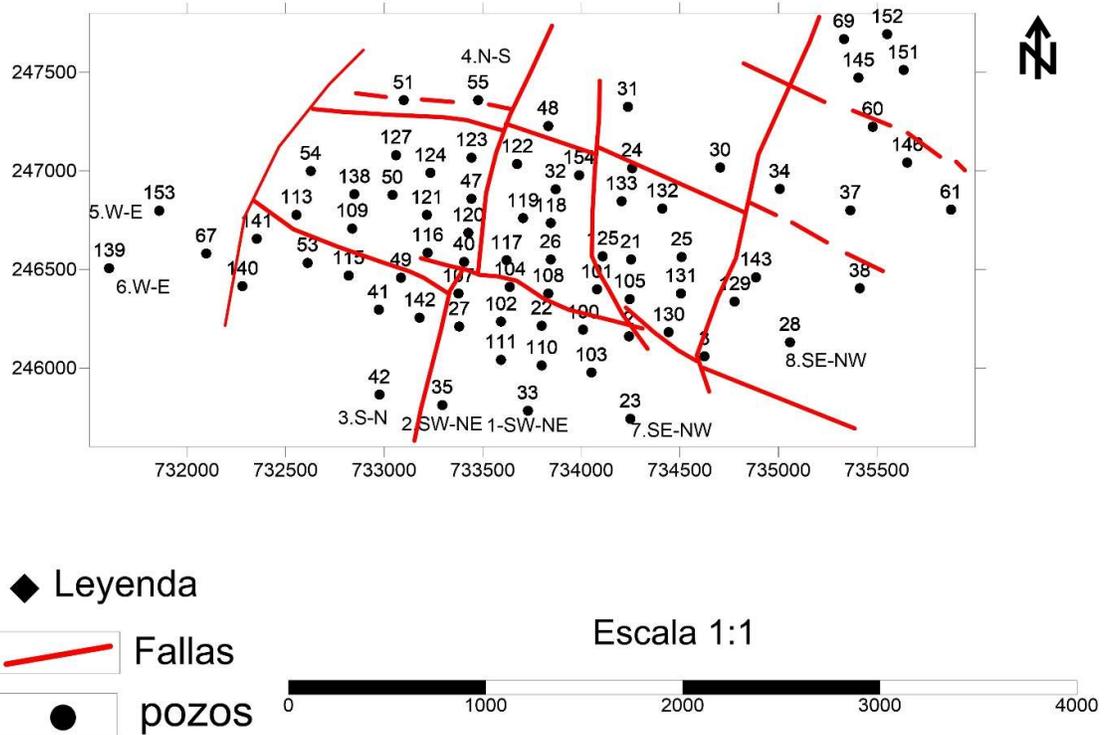


Figura 19. Esquema de ubicación de los pozos de explotación del yacimiento Pina.

3.3.3 Regularización de la bases 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 e y. Por tal motivo no fue necesario realizar la regularización de la BD.

3.3.4 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 horizontes.

Estos exámenes se realizaron a las tres propiedades petrofísicas analizadas de los registros de perforación Porosidad, Porosidad Efectiva y Permeabilidad. El análisis variográfico se realizó para cada propiedad petrofísica de forma independiente.

3.3.5 Estadística básica

El análisis estadístico de las variables de interés (Porosidad, Porosidad Efectiva, Permeabilidad) 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 (ver tabla 2)

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

variables	minimo	maximo	moda	media	mediana	varianza	desv.est.	coef.var	skewvness	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 en estudio muestran 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 muestra 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 cuaríferas principalmente. 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. (Ver tabla 3.)

Tabla 3. Valores promedios de las propiedades colectoras para las rocas predominantes en el yacimiento Pina.

No. lit.	Rocas	Poros (%)	Poros efec (%)	Perm (mD)
1	Calizas organogenas	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 polimicticas	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

Histograma de Porosidad Efectiva

Según el histograma de frecuencia presenta los valores de la dispersión dentro de las diferentes litologías, caliza organógena, areniscas cuarcíferas, calizas, areniscas, areniscas polimicticas ,margas arenosas, argilitas margas, toba gruesa y tobas finas superan el 20 % ubicándose en las frecuencias de la parte central del gráfico, haciéndolo asimétrico.(ver figura 20)

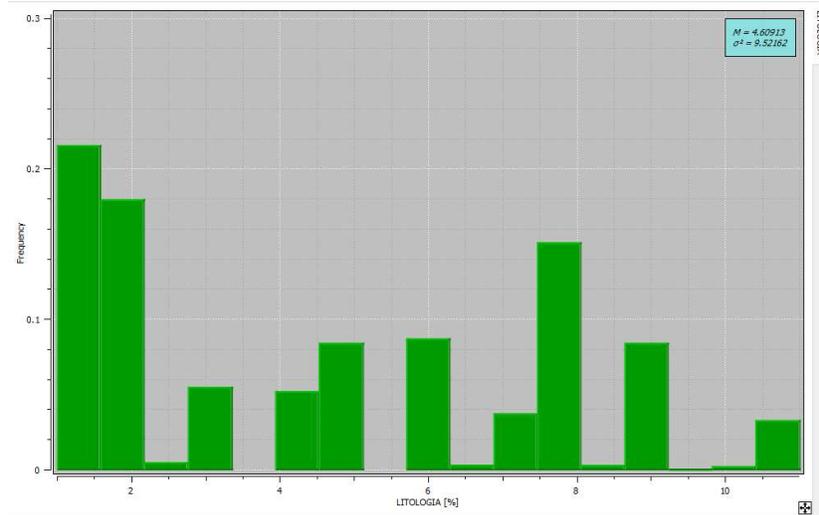


Figura 20. Histograma de la litología

Histograma de Porosidad Efectiva

Según el histograma de frecuencia presenta los valores de la dispersión dentro de las diferentes de la variable superan el 8 % ubicándose en las frecuencias de la parte izquierda del gráfico, haciéndolo asimétrico. (ver figura 21)

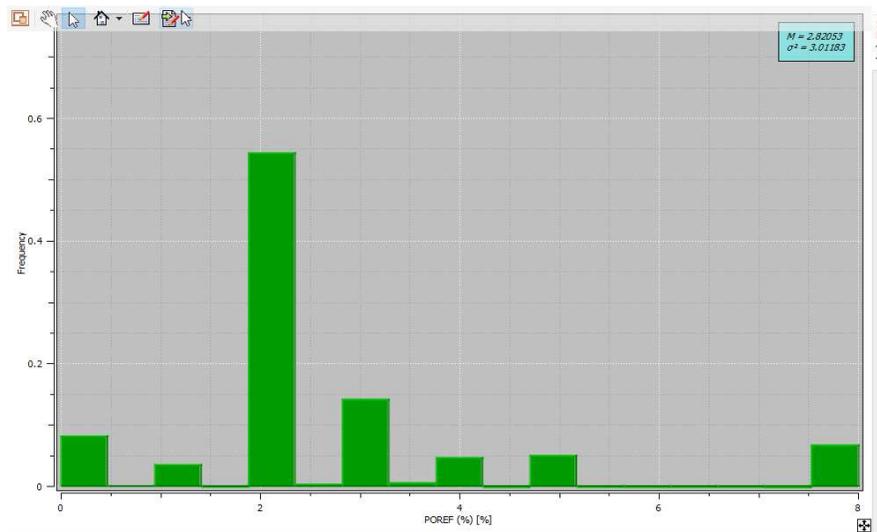


Figura 21. Histograma de la Porosidad efectiva.

Histograma de permeabilidad

Según el histograma de frecuencia los valores de las variables presentan cierta dispersión dentro de las diferentes litologías ubicándose las mayores frecuencias en la parte izquierda del gráfico, haciéndolo asimétrico. (Ver figura 22.)

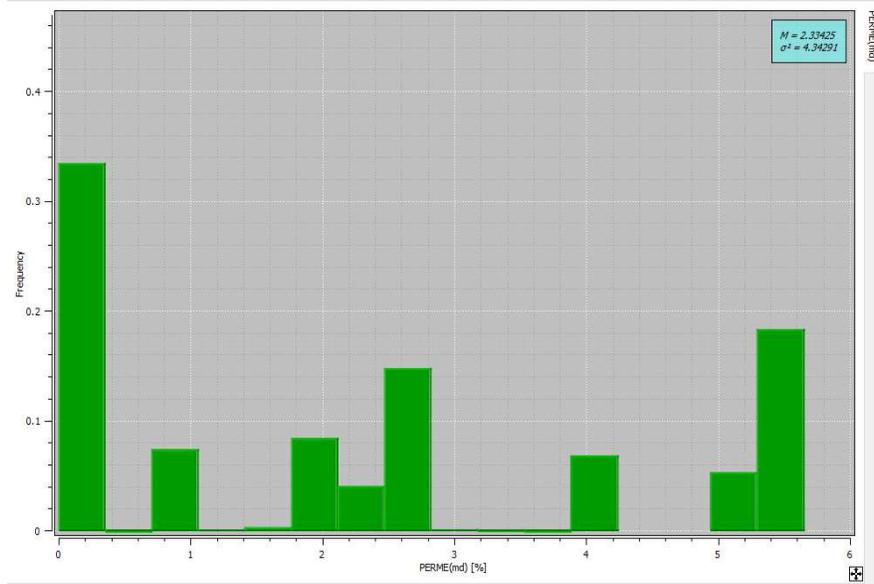


Figura 22. Histograma de la permeabilidad

Histograma de porosidad

Según el histograma de frecuencia los valores de las variables presentan cierta dispersión dentro de las diferentes litologías ubicándose las mayores frecuencias en la parte izquierda del gráfico, haciéndolo asimétrico. (Ver figura 23.)

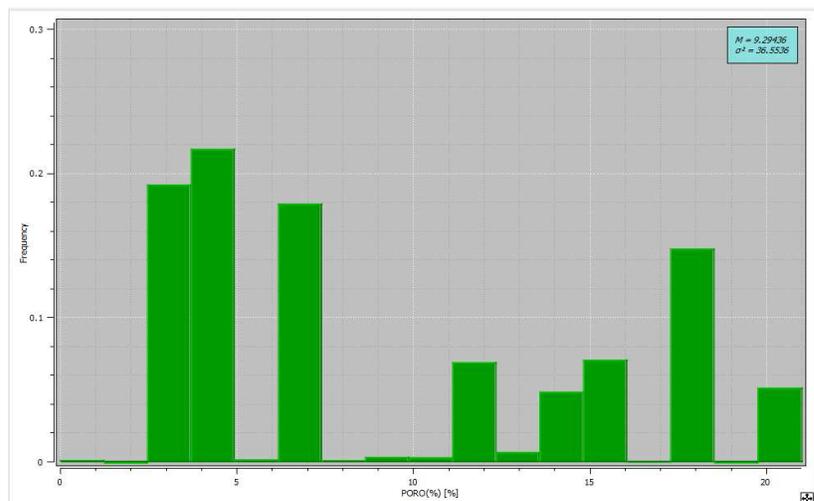


Figura 23. Histograma de la porosidad

3.4. Análisis variográfico

3.4.1 Porosidad efectiva, variograma horizontal y vertical

Los variograma horizontales se realizaron en dos direcciones principales, en color verde se muestra la zona de mayor continuidad de porosidad efectiva en del y en el de color rojo el de menor continuidad de la porosidad efectiva, como variograma teórico. El variograma experimental en ambas direcciones muestra un comportamiento similar hasta los 200 m de alcance, con un efecto pepita de 1.5 % en la horizontal, relacionado con distribución heterogénea de las muestras en los pozos de exploración. (Ver figura 24 y 25)

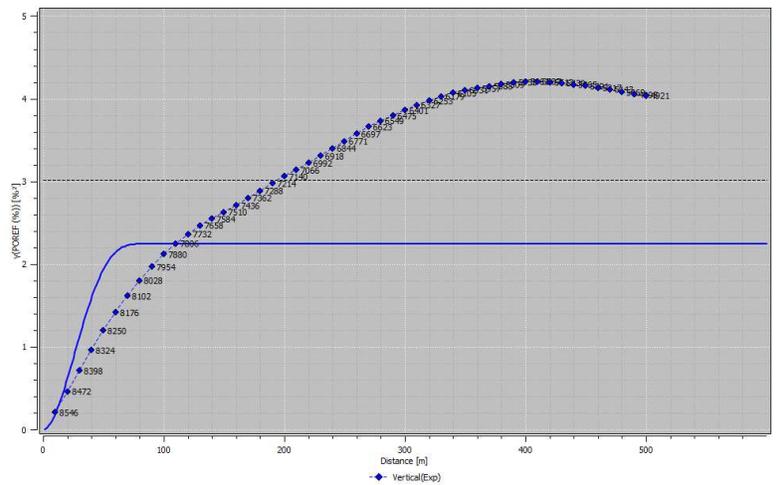


Figura 24. Variograma horizontal de la porosidad efectiva

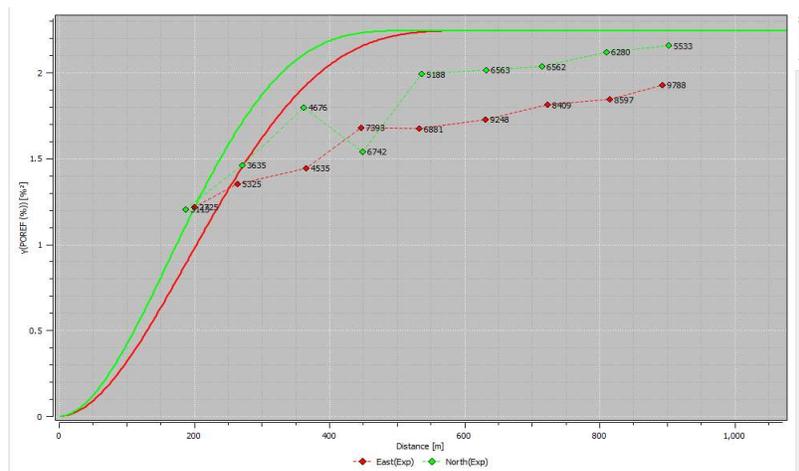


Figura 25. Variograma vertical de la porosidad efectiva.

3.4.2 Porosidad, variograma horizontal y vertical

Los variograma horizontales se realizaron en dos direcciones principales, en color verde se muestra la zona de mayor continuidad de porosidad y el de color rojo el de menor continuidad de la porosidad, como se puede observar variograma teórico. El variograma experimental en ambas direcciones muestra un comportamiento similar hasta los 240 m de alcance, con un efecto pepita de 15 % en la vertical, relacionado con distribución heterogénea de las muestras en los pozos de exploración.(ver figura 26 y 27.)

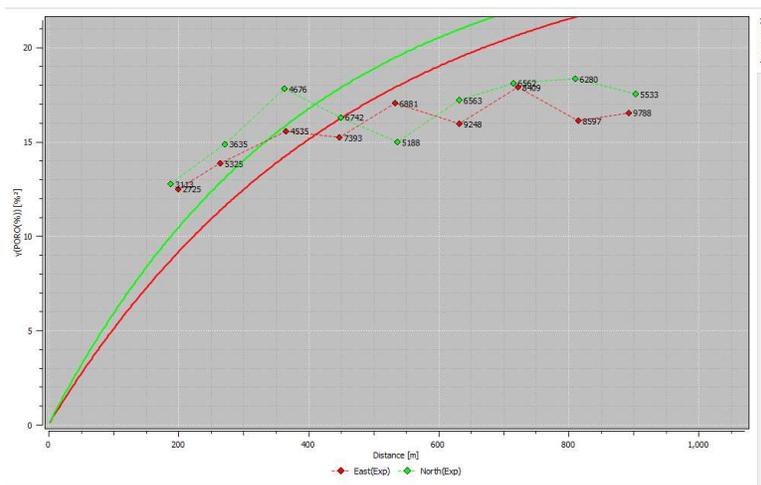


Figura 26. Variograma horizontal de la porosidad

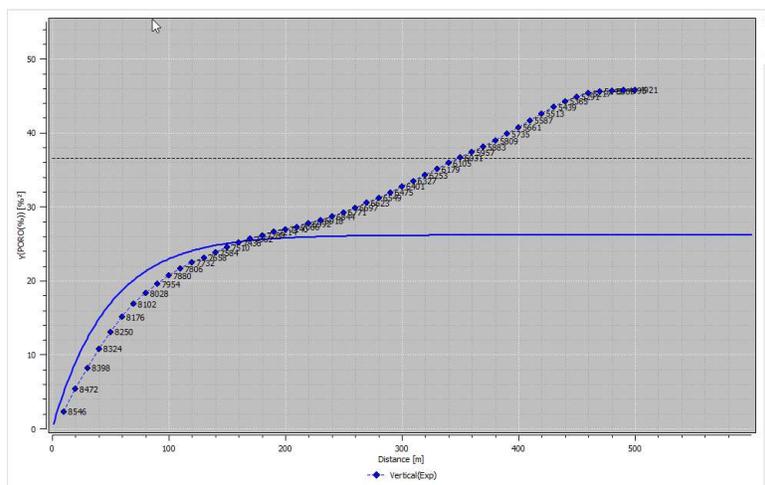


Figura 27. Variograma vertical de la porosidad.

3.4.3 Permeabilidad, variograma horizontal y vertical

Los variograma horizontales y vertical se realizaron en dos direcciones principales, en color verde se muestra la zona de mayor continuidad de 2 % de la porosidad y el de color rojo el de menor continuidad de 1.8 % porosidad, como se puede observar variograma teórico. El variograma experimental en ambas direcciones muestra un comportamiento similar hasta los 200 m de alcance, con un efecto pepita de 1.5 % en la vertical, relacionado con distribución heterogénea de las muestras en los pozos de exploración. (Ver figura 28 y 29)

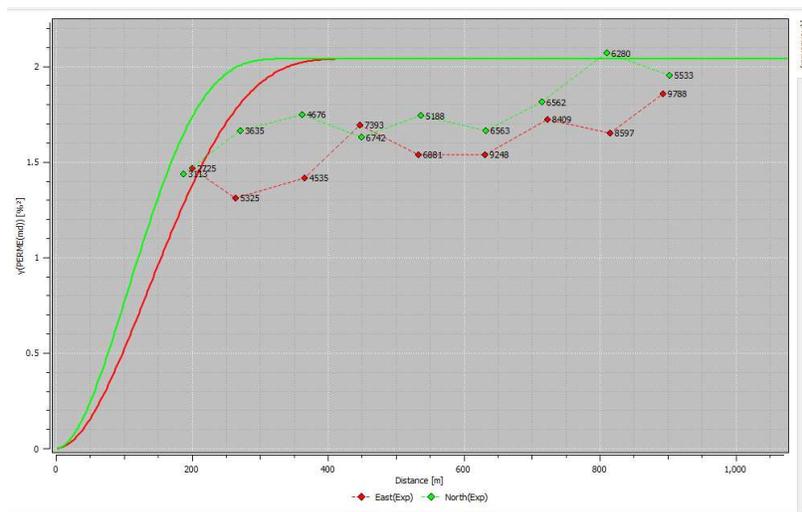


Figura 28. Variograma horizontal de la permeabilidad.

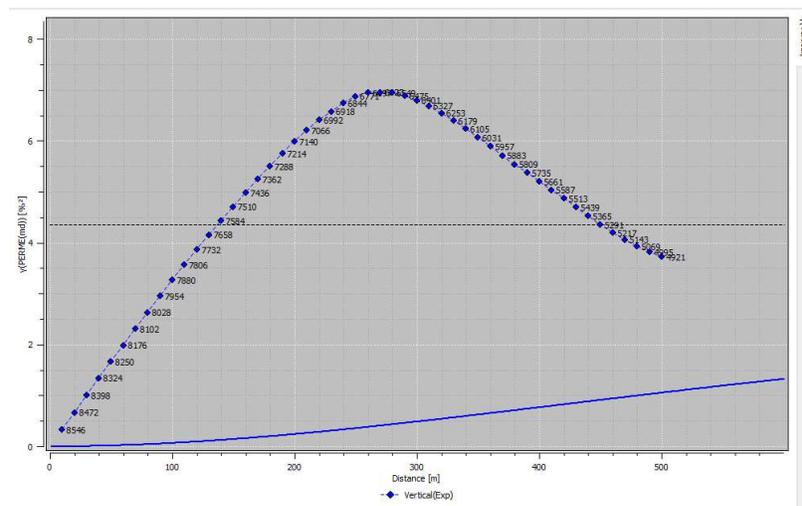


Figura 29. Variograma horizontal de la permeabilidad.

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

La 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.

Verticalmente la porosidad oscila de muy porosa entre 8.3 % a 2.2 %, a poco porosa que la convierte en muy poco porosa oscilando entre 0.2 % a 2.2 %. (Ver figura 30 y 31)

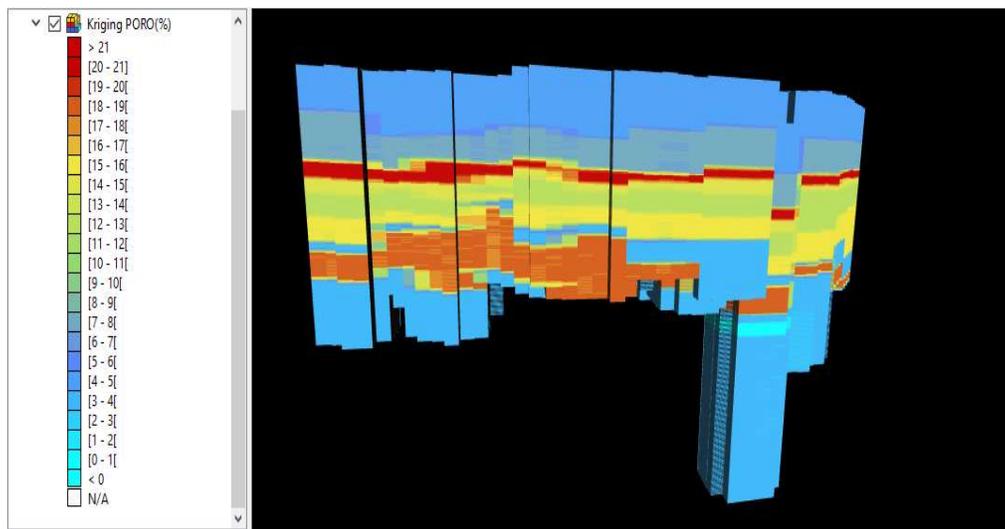


Figura 30. Espesor estimado de la variable porosidad.

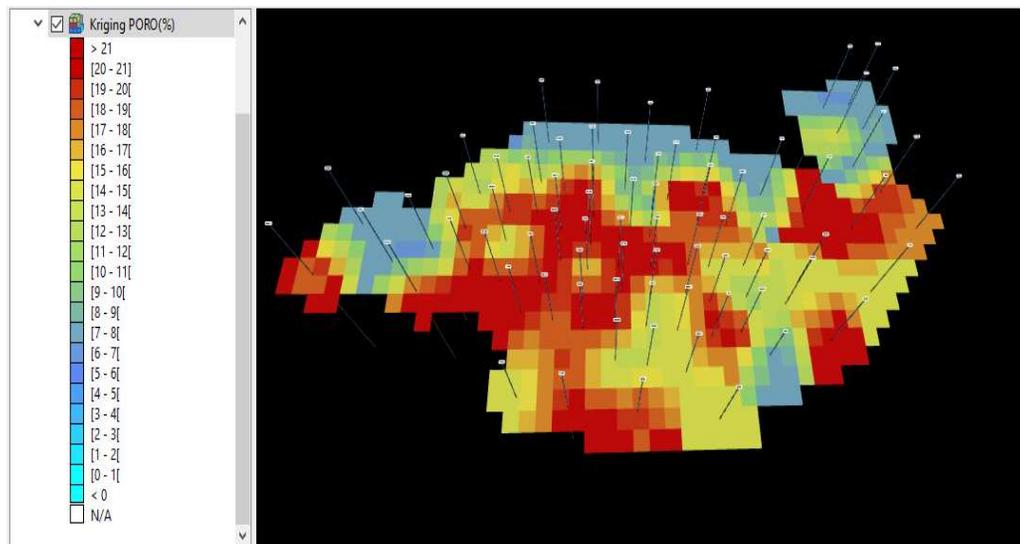


Figura 31. Espesor estimado de la variable porosidad en el programa Minestis.

La porosidad Efectiva: presenta una distribución bastante regular, se observa una primera capa con una porosidad efectiva muy baja de 0.5 % a 1% subiendo de 1.5 % a 3.5 %, posteriormente pasando en la zona centra con valores altos entre 4 % a 6%. En seguida sigue manteniendo valores altos entre 6.5 % a los 8 %. Por lo que los valores más altos están concentrado en las zonas capa prácticamente impermeable. (Ver figura 31 y 32)

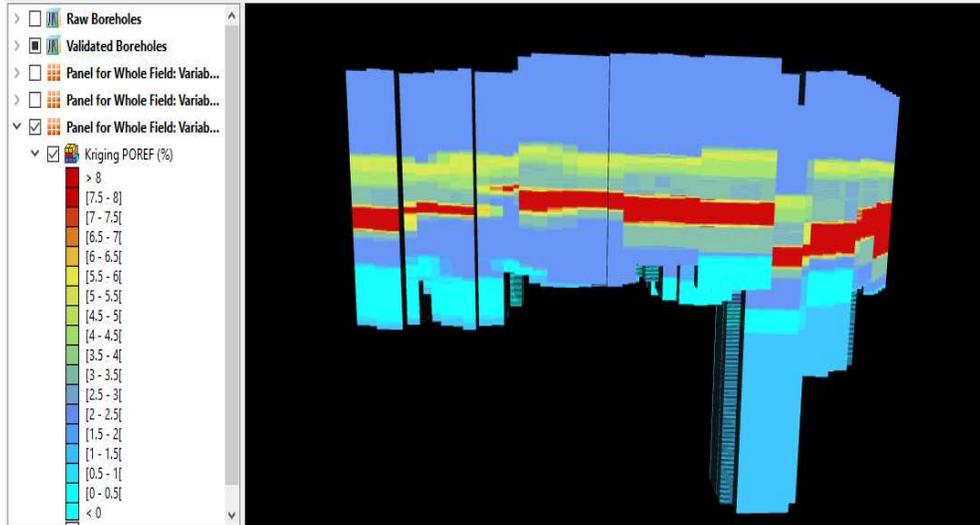


Figura 31. Espesor estimado de la variable porosidad efectiva en el programa Minestis.

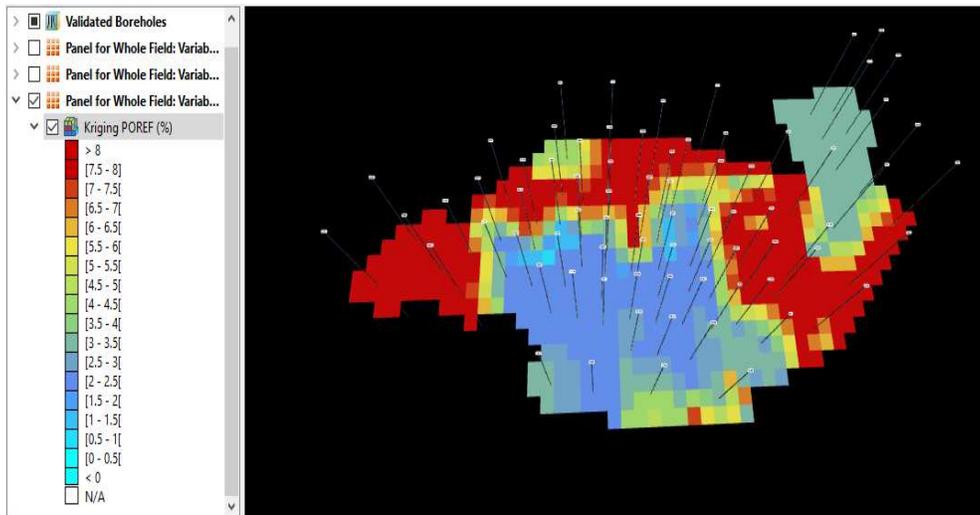


Figura 32. Espesor estimado de la variable porosidad efectiva en el programa Minestis.

Permeabilidad: se observa una distribución más regular que las anteriores pasando de capas prácticamente permeable e impermeable. Las capas con permeabilidad entre 0.01mD y 5.54 mD (milidarcys), bajan a valores sostenido entre 2.222 mD y 3.881 mD (milidarcys). Por lo que la

roca presente puede presentar las mismas permeabilidad. (Ver figura 33 y 34)

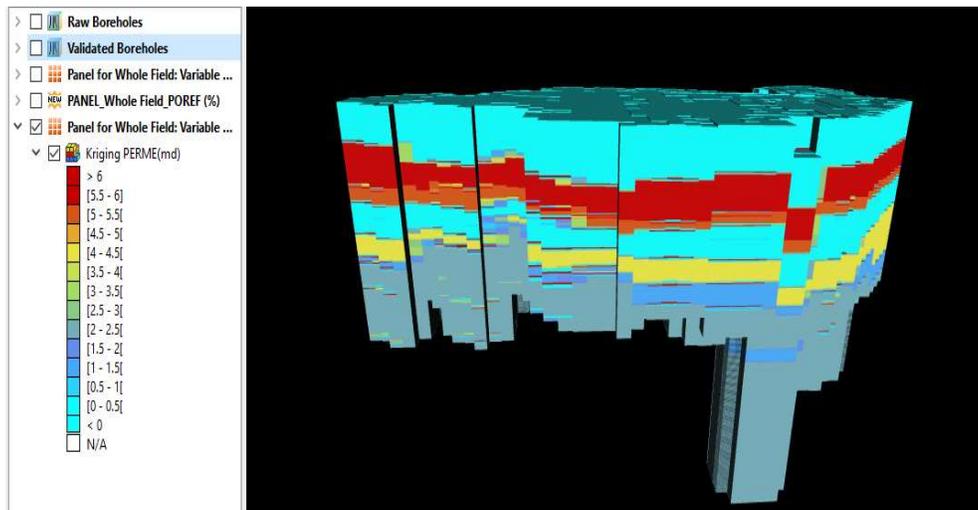


Figura 33. Espesor estimado de la variable permeabilidad en el programa Minestis.

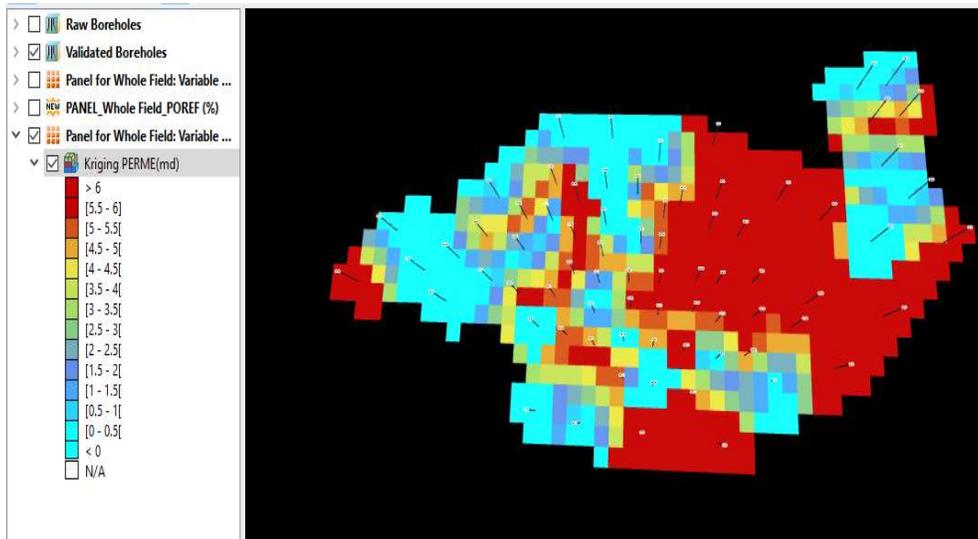


Figura 34. Espesor estimado de la variable permeabilidad en el programa Minestis.

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 en el área de estudio.

La posibilidad de tener un modelo geológico del área de estudio brinda numerosas ventajas sobre la construcción de perfiles geológicos, como por ejemplo:

Combinación de informaciones de orígenes diversos. En la presente investigación se combinaron los datos de propiedades colectoras de las rocas con los datos de las perforaciones realizadas. Pero un modelo geológico completo de un área investigada tendrá la capacidad de combinar mucha más información, como modelos geofísicos, geoquímicos, estratigráficos, sedimentológicos y muchos otros.

Visualización de los resultados de forma tridimensional. Un perfil geológico nos brinda la interpretación bidimensional destacada. Sin embargo el modelaje geológico permite tener una visión en tres dimensiones del comportamiento de la variable analizada.

Exactitud en la correlación entre pozos. La correlación entre los pozos es realizada por el programa computarizado empleado, el cual estima independientemente los rangos de influencia y valores de espesores y potencias de las rocas en las zonas intrapozos. En el caso de los perfiles geológicos, la estimación de las potencias se realiza según el criterio del experto encargado de la construcción de estos.

Velocidad de trabajo y capacidad de generar información. Un modelo geológico nos brinda la posibilidad de generar perfiles ilimitados en múltiples dirección en cuestiones de minutos; posibilitándonos una respuesta sumamente rápida a las necesidades que tengamos en cualquier momento; sin importar la complejidad geológica del área de estudio. En cambio la correcta construcción de un perfil geológico puede tomar al menos un día de trabajo; dependiendo siempre de la complejidad geológica de la zona estudiada.

3.4.5 Comparación entre los perfiles contruidos con datos litológicos estimados y los perfiles con datos litológicos sin estimar.

Para establecer una comparación entre los perfiles confeccionados sin datos estimados y los perfiles que pueden ser generados a partir del modelo geológico seleccionamos dos perfiles a comparar: perfil 5 de dirección Oeste-Este y el perfil 6 con dirección Sur-Norte.

Estos perfiles fueron seleccionados pues presentan dos fenómenos geológicos fácilmente identificables. En el caso del perfil 5 la parte central del mismo presenta una vista clara del anticlinal que abarca toda la zona

central del yacimiento. El perfil 6 fue confeccionado para resaltar la zona de discordancia localizada en la porción Noreste del yacimiento.

Como podemos apreciar en la figura 35 podemos encontrar en la parte Norte del perfil la zona de discordancia, donde se ponen en contacto las tobas gruesas con las margas arenosas; perdiéndose los sedimentos de tobas finas y argilitas y margas (discordancia de Cretácico superior-Paleoceno). Debemos señalar que se hizo necesario disminuir la cantidad de litologías a representar para lograr una diferenciación en cuanto a la coloración que permitiera ver con cierta facilidad el contacto entre las rocas. (Ver figura 35)

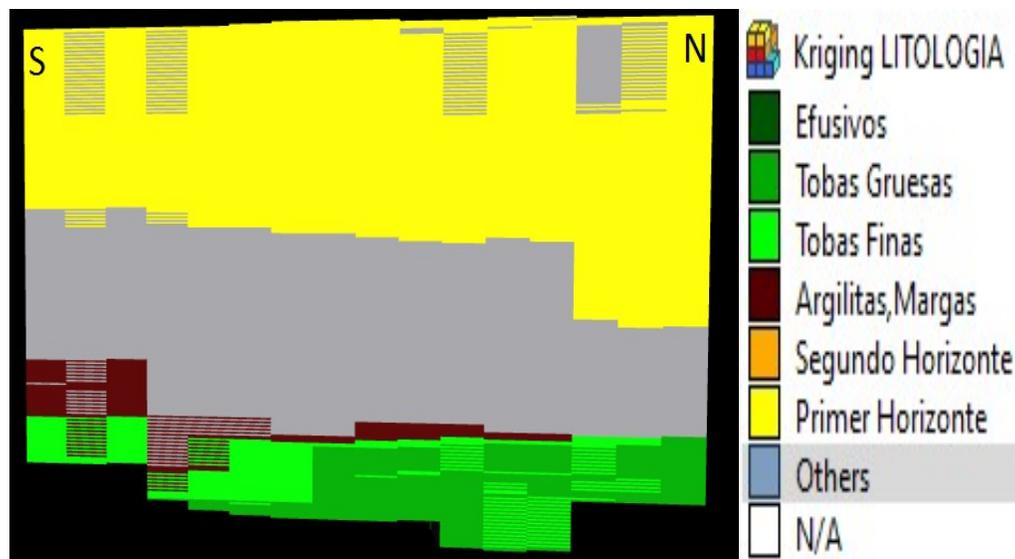


Figura 35. Perfil estimado con el programa Minestis en dirección

Sur-Norte

En el caso de la figura 36 donde aparece un perfil con dirección Oeste-Este también podemos observar un notable levantamiento en la zona central del mismo para las tobas finas y gruesas; lo cual está en perfecta.

Es necesario destacar que la representación de las fallas y los límites entre litologías son complicados de apreciar debido a la pequeña escala en la cual salen representados los datos. Otra influencia negativa es la influencia de aquellos pozos que se encuentran fuera de la red de perforación implementada en el yacimiento después de haber comenzado la explotación del mismo. Los pozos aislados generan valores que se

superponen a los pozos de los perfiles, pues tienen una influencia sobre la zona donde se ubica el perfil. (Ver figura 36)

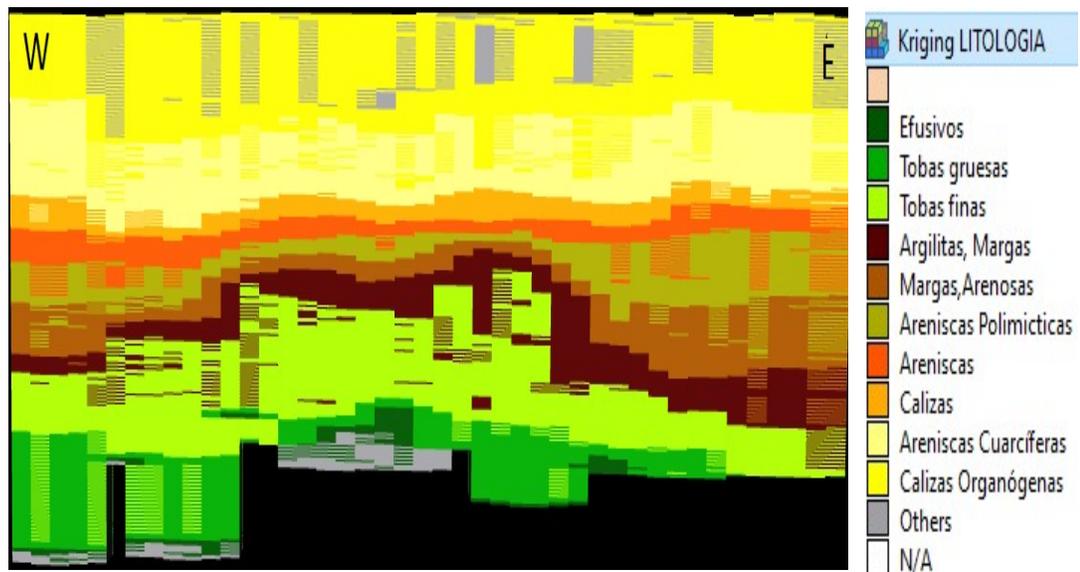


Figura 36. concordancia con la descripción del anticlinal en el perfil 5 con dirección Oeste-Este

CONCLUSIONES

1. Se logró localizar una discordancia de edad Cretácica superior-paleoceno en la porción Noreste del área. Lo cual pudo provocar disminuciones de los valores de reserva del yacimiento al perderse lateralmente el sello regional para las acumulaciones.
2. 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.
3. 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.
4. El modelo geológico confeccionado nos 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.

RECOMENDACIONES

- ❖ Desarrollar estudios más detallados en la zona norte y este donde existe una distribución más espaciada de los pozos de explotación de hidrocarburo.
- ❖ Definir la incidencia e implicaciones de la discordancia en la zona Noreste del yacimiento, en cuanto a las posibles pérdidas de reservas de hidrocarburos.
- ❖ Estudiar la relación de una zona con discordancia de edad Cretácico superior-Paleoceno en los estudios de evolución de la Cuenca Central.
- ❖ Implementar los métodos de estimación en programas computarizados para lograr una modelación geológica integral.

BIBLIOGRAFÍA

- Álvarez, J. A; Otero. R., López. J., Echevarría. G. (2000). Evaluación de objetivos y prospectos para la evaluación de CUPET del Bloque -21, Cuenca Central, C. de Ávila, Archivo CEINPET, Cuba, 53 Pp.
- Álvarez, J. A., Perera. C., Otero. R., Rodríguez. M., Carballo. J., (1994). Evaluación de potencial de exploración del Bloque # 21. Región Noreste de Cuenca Central. CEINPET, Cuba, 28 Pp.
- Bandt, K., (1958). Geología de la zona de Jatibónico. Manuscrito Archivo del ICRM, Cuba, 6p.
- Blanco, J. (1999). Estratigrafía y paleogeografía de las cuencas superpuestas de Cuba Centro Oriental. Tesis de Doctorado.
- CEINPET, 1992. Evaluación integral preliminar del yacimiento Pina. Dictamen I.
- CEINPET, 1993. Evaluación integral preliminar del yacimiento Pina. Dictamen II.
- CEINPET – CUPET – ENG y otros, 1996. Cálculo de Reservas del Yacimiento Pina., Proyecto 2100. Etapa 10.
- Capote, G. (1985). Esquema fotogeológico del área tamarindo Cuenca Central, Archivo, Instituto de Geología y Paleontología, La Habana, Cuba, 10p.
- Cobiella-Reguera, J. L., (2001-2002). Apuntes y guía de geología de Cuba. Universidad de P. del Río, Cuba, Curso 2001-2002, 59 p.
- Colectivo de autores. 2013. Léxico estratigráfico de Cuba.
- Colombo, F., (1994). Normal and reverse unroofing sequences in syntectonic conglomerates as evidence of progressive basinward deformation. *Geology*, 22.
- De Celles, P. G., Giles, K. A., (1996). Foreland basin system. *Basin Research and Black Well Science*. 105-123.
- Díaz, A., Cruz. R., (1998). Recuperación mejorada en el Yacimiento Pina, Archivo CEINPET, Cuba 32 p.
- Díaz A y otros, 2003. Recuperación Mejorada de Petróleo de Áreas de los Yacimientos Cristales y Pina. Proyecto 3405.Etapa 6.

Díaz A y otros, 2005. Recuperación Mejorada de Petróleo de Áreas de los Yacimientos Cristales y Pina. Proyecto 3405, Etapa 9.

Díaz de Villalvilla, I., Dilla. M., (1985). Proposición para una división de la llamada Formación tobas (Provincias de Cienfuegos, Villa Clara y Sancti Spiritus), Serie Geológica del CIG vol. (1) 133-149.

Dilla A. M; García. L., (1984). Estratigrafía y sedimentogénesis de los depósitos de las cuencas superpuestas de Las Villas, Serie Geológica, C. Habana, Centro de Investigación Geológicas 13-16p.

EPEP Centro, 2003. Generalización del Modelo Hidrodinámico del yacimiento Pina.

Fernández, G., Blanco, S., (1984). Consideraciones acerca de las biozonas de formaminíferos plantónicos y su relación con algunas Formaciones del Paleógeno en Cuba Occidental.

Furrazola-Bermúdez, G., Judoley, C. (1964) Geología de Cuba; Editorial Universitaria, La Habana, 239p.

Guerra, D. 2016. Evaluación de la inyección de aguas residuales en el yacimiento petrolífero Pina. Tesis de Maestría.

Iturralde-Vinent, M. A., (1996) Ofiolitas y Arcos Volcánicos de Cuba, Project 364 Caribbean Ophiolites and Volcanic Arcs, Special Contribution N° 1, PIGCP, UNESCO, Miami, USA, 253p.

Iturralde-Vinent, M. A., (2008) Compendio de Geología y del Caribe.

Kusnetsov, V I., V. Basov. 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, 280p.

Lazarev, P., Lobachov, V., Paz. S., Florido. P., 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, 15p.

Linares, E. González. R. Zuazo. A., García. D., Gil. S. (1982). Variante orientativa de Las Villas, Cuenca Central, tema 0101, IGP, La Habana, 23p.

Linares, E. y otros, (2011). Yacimientos y manifestaciones de hidrocarburos de la República de Cuba.

Magoon, L., Wallace, D. (1994). The petroleum system. AAPG Memoir 60.

Pardo G. (2009) The Geology of Cuba. AAPG # 58.

Paris M.F., 2007. Inyección de agua en yacimientos gasopetrolíferos. Segunda Edición. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela.

Pascual F.O., 1994. Caracterización de los petróleos del yacimiento Pina y su relación con aspectos geológicos e hidrogeológicos.

Perera, C., Blanco. S., (1996). Estratigrafía del yacimiento Pina de Cuenca Central, primer Simposio del CEINPET, c. Habana, Cuba. 10 p

Perera, C., (2008). Características Estratigráficas de las Secuencias Vulcanógenas y Vulcanógenas-Sedimentarias del Arco Volcánico del Cretácico por datos de Subsuelo, Zona Pina-Brujo-Naranja, Cuenca Central, Cuba. Tesis de Maestría.

Roitman, Y., Larkin. L., (1973). Análisis de los resultados de los estudios geológico-geofísico con el fin de definir la orientación de búsqueda y exploración en Cuenca Central. Archivo Instituto de Geología y Paleontología, C. Habana, p.120.

Shein, V. S., Ivanov. S., Kleshev. K., Marrero. M., Socorro. R., Bankousky. S., (1975) Tema-4, Tectónica de Cuba y su plataforma insular con relación a la evaluación de las perspectivas de petróleo y gas. Archivo CEINPET, La Habana, Cuba 245p.

Thiadens, A. A., (1937) Geology of the southern part of province of Santa Clara; Geography Geology, Meded, Phys, Geol. Reeks. Republic of Cuba, (12) p (1-69

Wassal, H., (1956) Contour maps of posible thicknes of tertiary basins, Centro Nacional Fondo geológico, MINBAS La Habana,8p.

Yparraguirre J.; Cuba N., 2009. Análisis de los resultados de la inyección de agua en el pozo Pina 24. Informe anual. EPEP Majagua.

ANEXOS

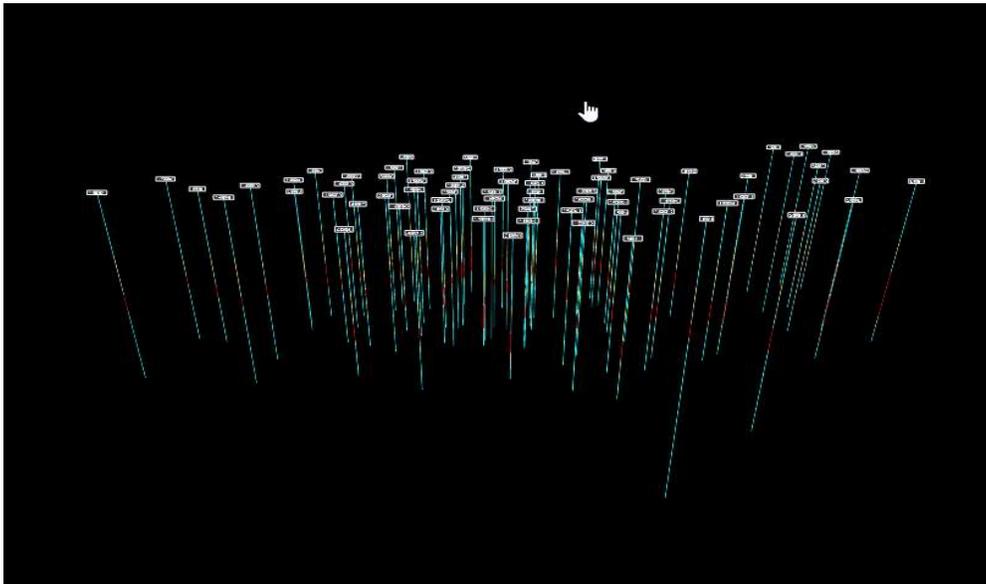


Figura 37. Pozos del yacimiento Pina, con las variables de permeabilidad, porosidad y porosidad efectiva

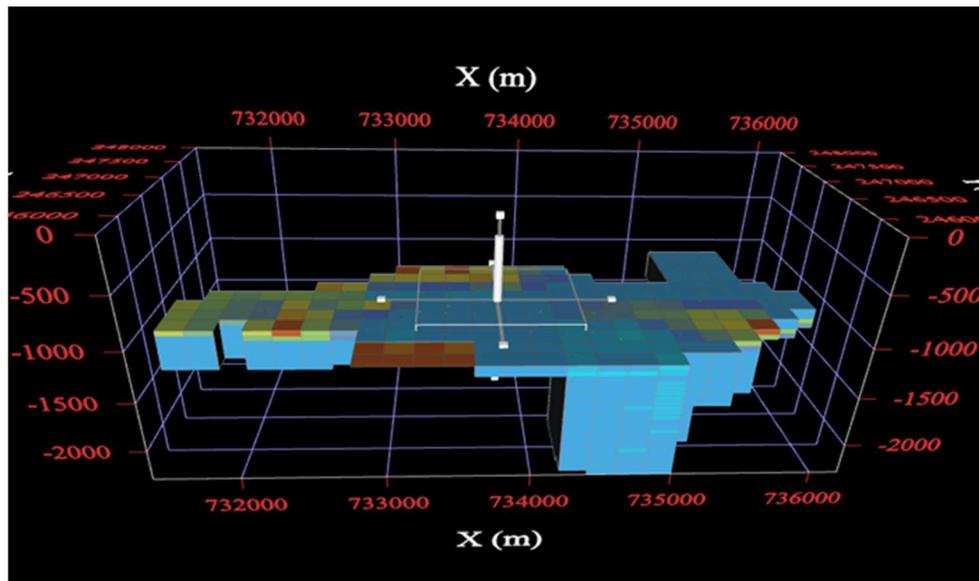


Figura 38. Interpretaciones grafica de los resultados de la estimación de la porosidad empleando el programa Minestis.

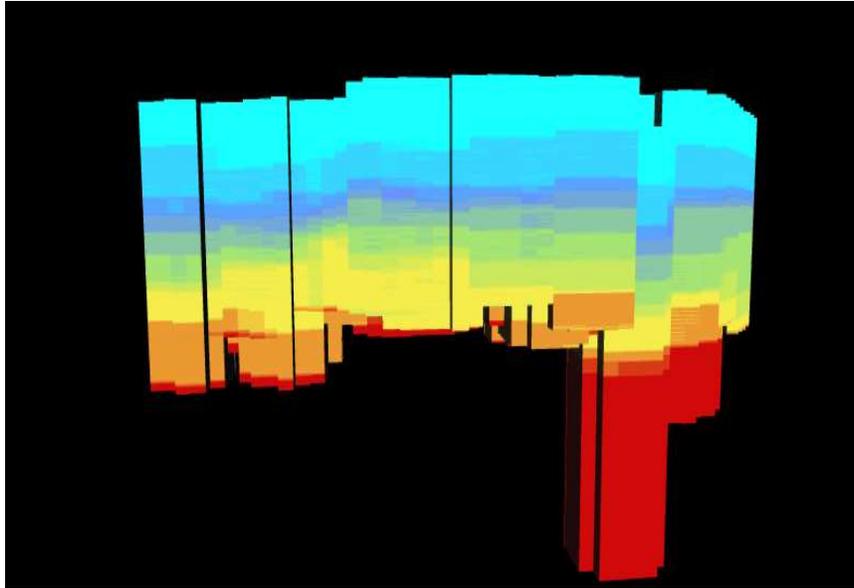


Figura 39. Pozo estimado utilizando el programa Minestis con el kriging de litología

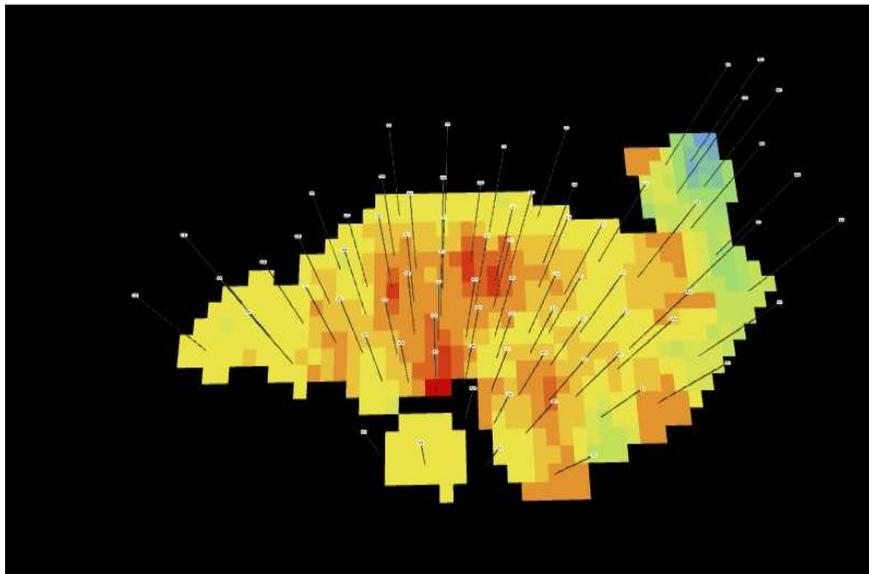


Figura 40. Pozo estimado utilizando el programa Minestis con el kriging de litología

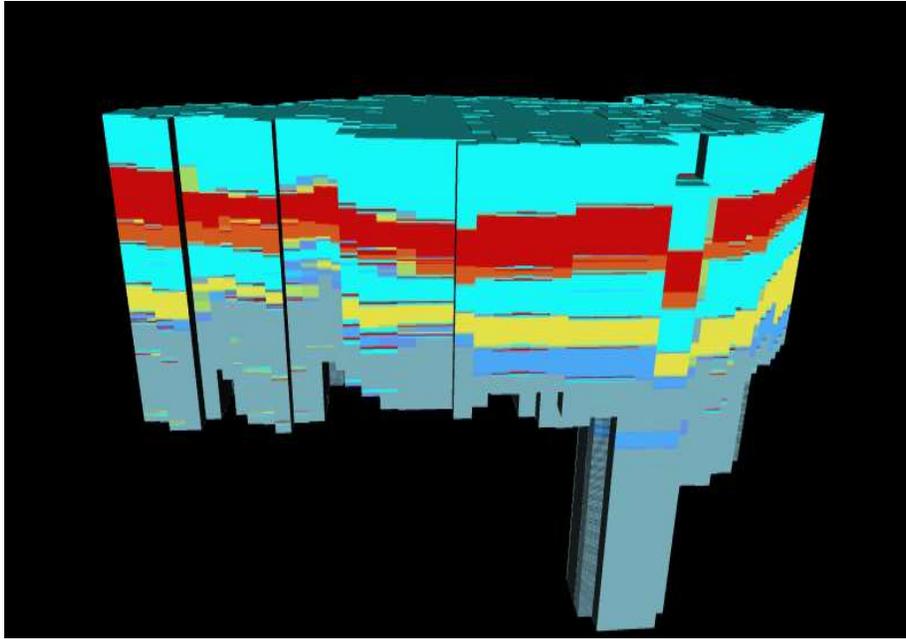


Figura 41. Pozo estimado utilizando el programa Minestis con el kriging de permeabilidad.

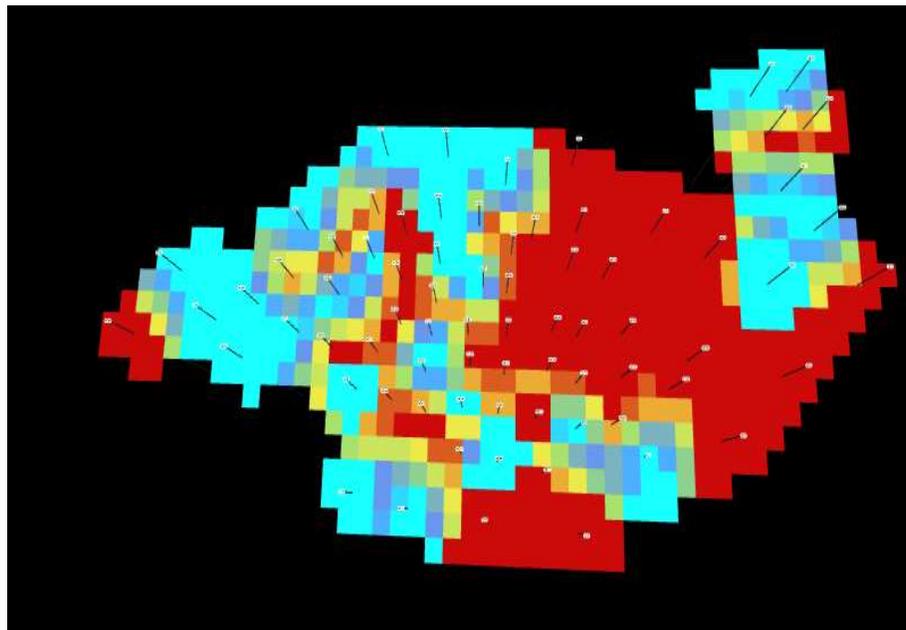


Figura 42. Pozo estimado con el kriging de permeabilidad

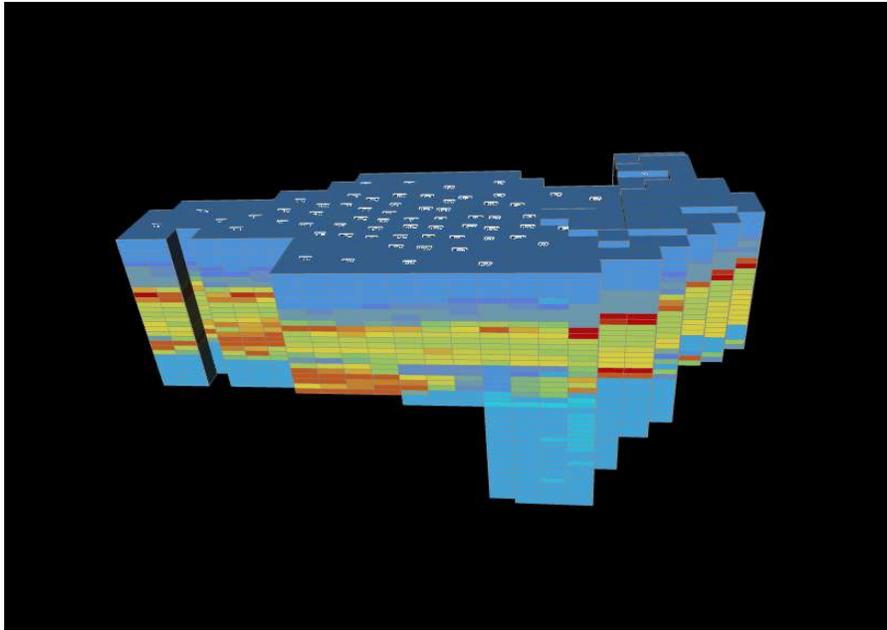


Figura 43. Pozo estimado con los bloque utilizando el programa Minestis con el kriging de porosidad

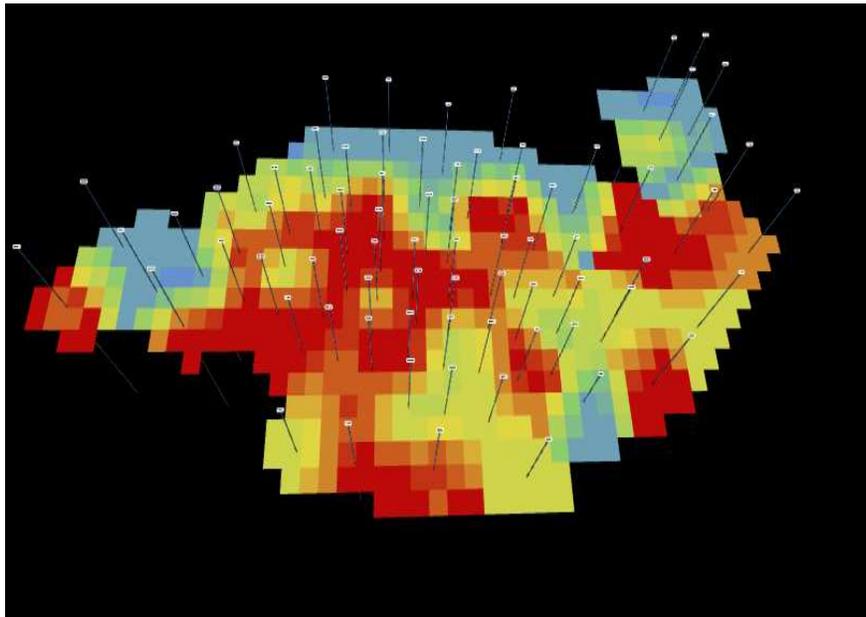


Figura 44. Pozo estimado con el programa Minestis utilizando el kriging de porosidad

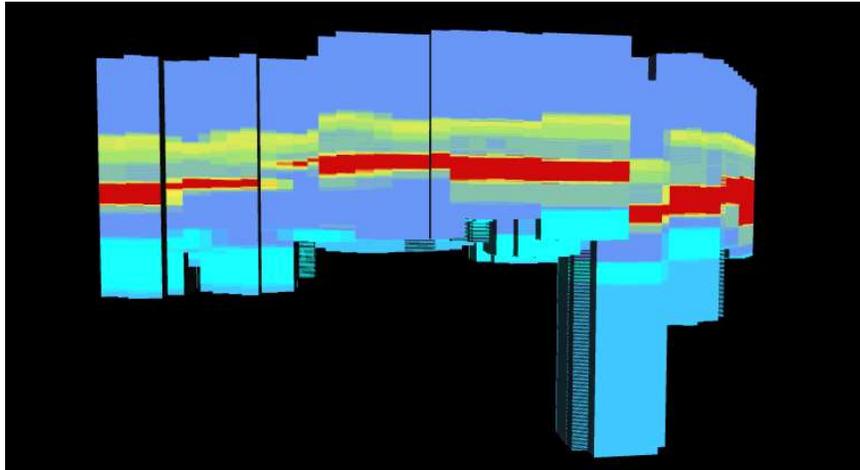


Figura 45. Pozo estimado con los bloque utilizando el programa Minestis con el kriging de porosidad efectiva

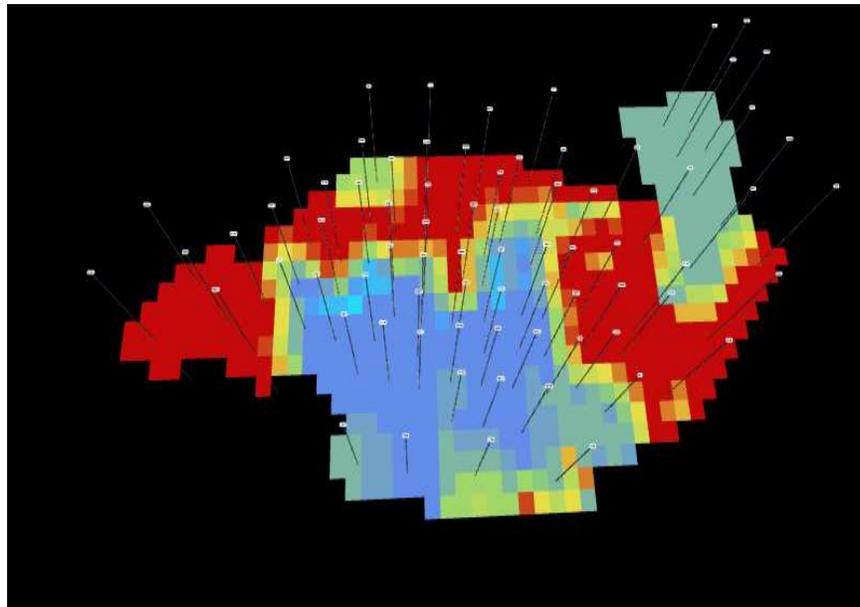


Figura 46. Pozos estimado con los bloque de kriging de porosidad efectivo

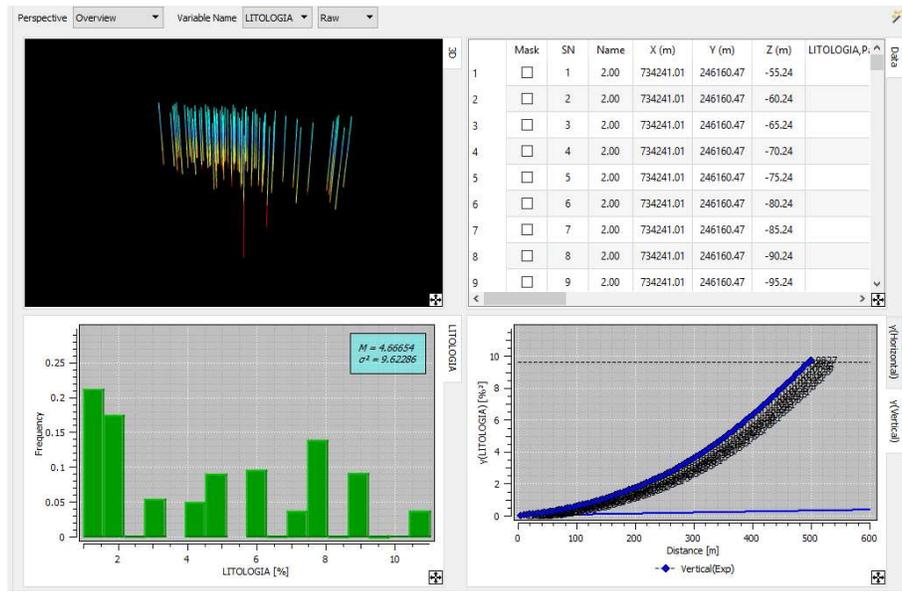


Figura 47. Interpretaciones grafica de los resultados de la estimación de la porosidad empleando el programa Minestis.

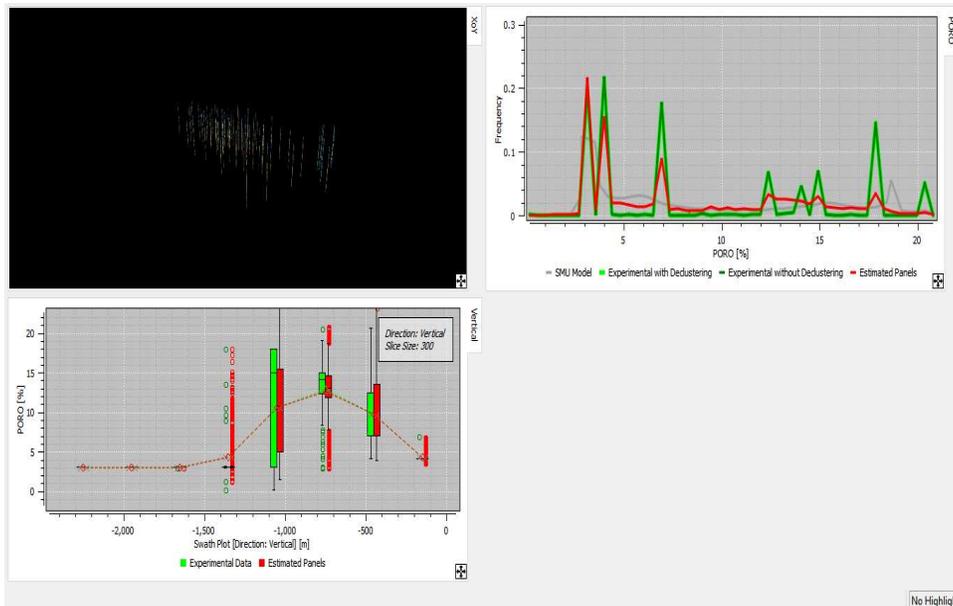


Figura 48. Interpretaciones grafica de los resultados de la estimación de la porosidad empleando el programa Minestis.

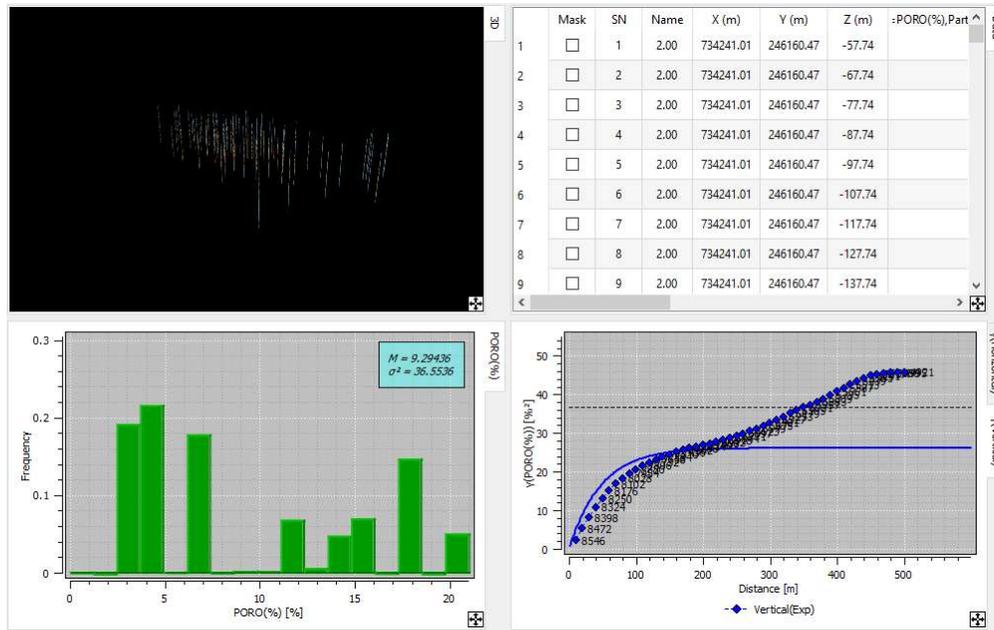


Figura 49. Interpretaciones grafica de los resultados de la estimación de la porosidad empleando el programa Minestis

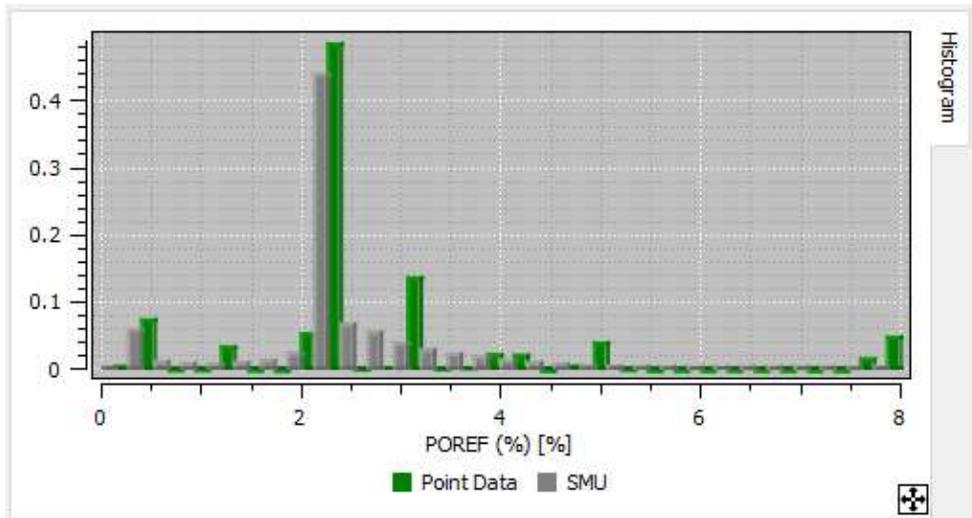


Figura 50. Interpretaciones grafica de los resultados de la estimación de la porosidad efectiva empleando el programa Minestis

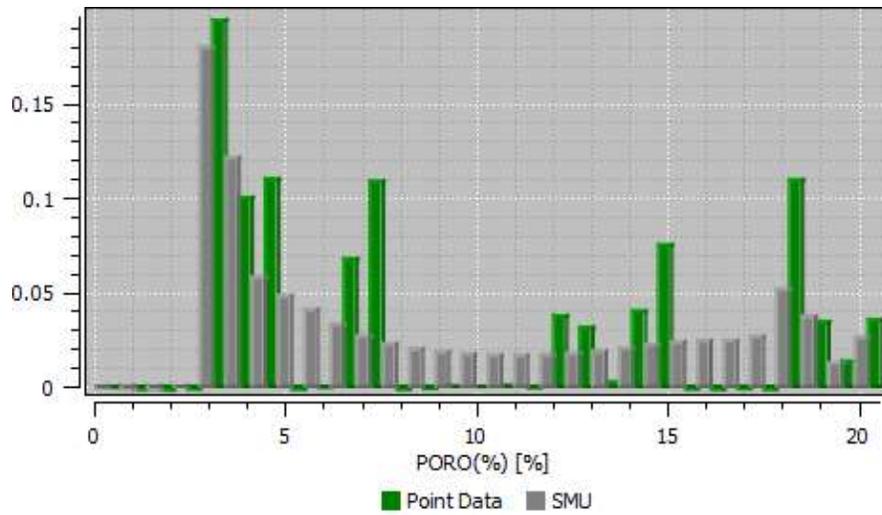


Figura 51. Interpretaciones grafica de los resultados de la estimación de la porosidad efectiva empleando el programa Minestis

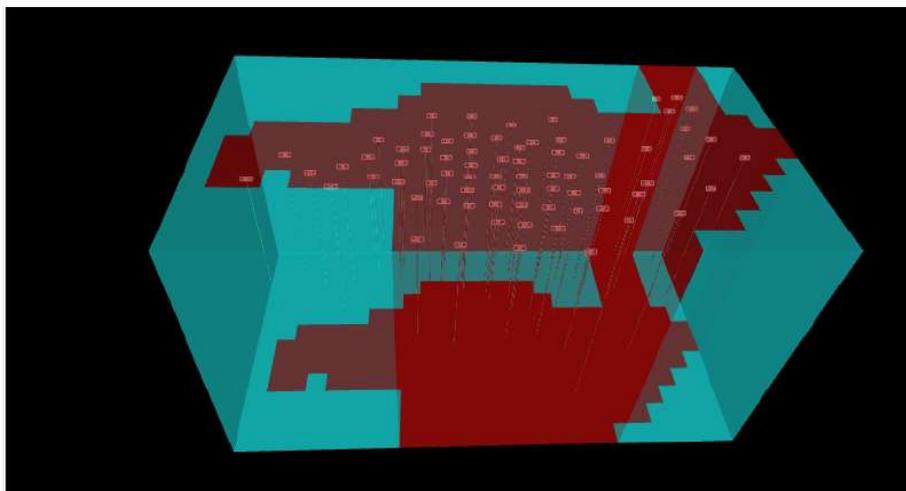


Figura 52. Modelo de bloque de las variables permeabilidad, porosidad, porosidad efectiva

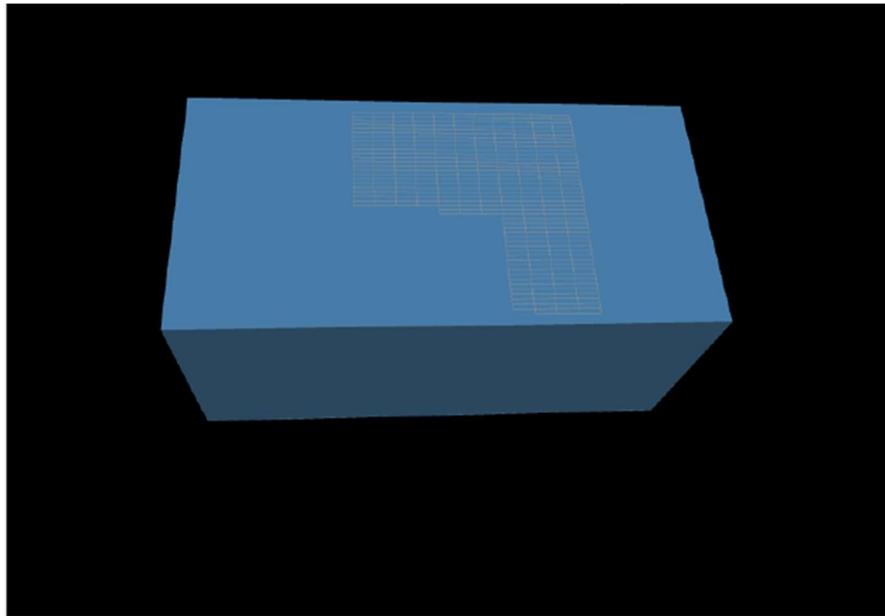


Figura 53. Modelo de bloque de las variables permeabilidad, porosidad, porosidad efectiva

Tablas de los resultados de las estimaciones

Tabla 4. Resultado de las variables estadísticas con el panels kriging de la litologia

	Total Count	Defined Count	Minimum	Maximum	Mean	Standard Deviation	Variance
Panels Kriging (LITOLOGIA)	358810	170680	0.90%	11.07%	4.92%	3.22%	10.359 % ²

Tabla 5. Resultado de las variables estadísticas con el panels kriging porosidad

	Total Count	Defined Count	Minimum	Maximum	Mean	Standard Deviation	Variance
Panels Kriging (PORO(%))	358810	170680	0.20%	21.85%	8.83%	5.51%	30.3491 % ²

Tabla 6. Resultado de las variables estadísticas con el panels kriging poro efectivo

	Total Count	Defined Count	Minimum	Maximum	Mean	Standard Deviation	Variance
Panels Kriging (POREF (%))	358810	170680	-0.19%	9.95%	2.77%	1.71%	2.91401 % ²

Tabla 7. Resultado de las variables estadísticas con el panels kriging de la permeabilidad

	Total Count	Defined Count	Minimum	Maximum	Mean	Standard Deviation	Variance
Panels Kriging (PERME(md))	358810	170680	-127.51%	133.08%	2.28%	6.90%	47.6551 % ²

Tabla 8. Resultado de las variables estadísticas con el panels kriging.

Domain	Variable	Total Count		Count		Minimum		Maximum		Mean		Standard Deviation	
		Raw	Composite	Raw	Composite	Raw	Composite	Raw	Composite	Raw	Composite	Raw	Composite
All	PORO(%)	8924	8622	8923	8621	0.20%	0.20%	20.57%	20.57%	9.30%	9.30%	6.12%	6.05%
All	POREF (%)	8924	8622	8923	8621	0.10%	0.10%	8%	8%	2.82%	2.82%	1.75%	1.74%
All	PERME(m d)	8924	8622	8923	8621	0.01%	0.01%	5.54%	5.54%	2.33%	2.33%	2.09%	2.08%
All	LITOLOGIA	8924	8622	8923	8621	1%	1%	11%	11%	4.60%	4.60%	3.08%	3.08%
All	Length	8924	8622	8924	8622	1 m	5 m	34 m	14 m	9.65329 m	9.99142 m	1.43425 m	0.222114 m

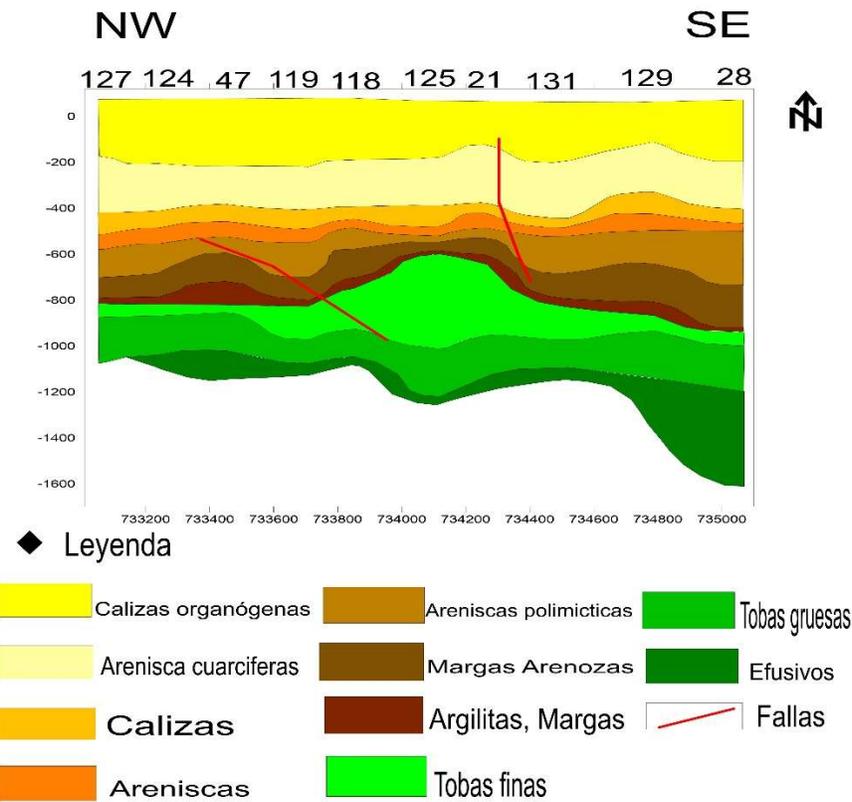


Figura 54. Perfiles Noroeste-sureste

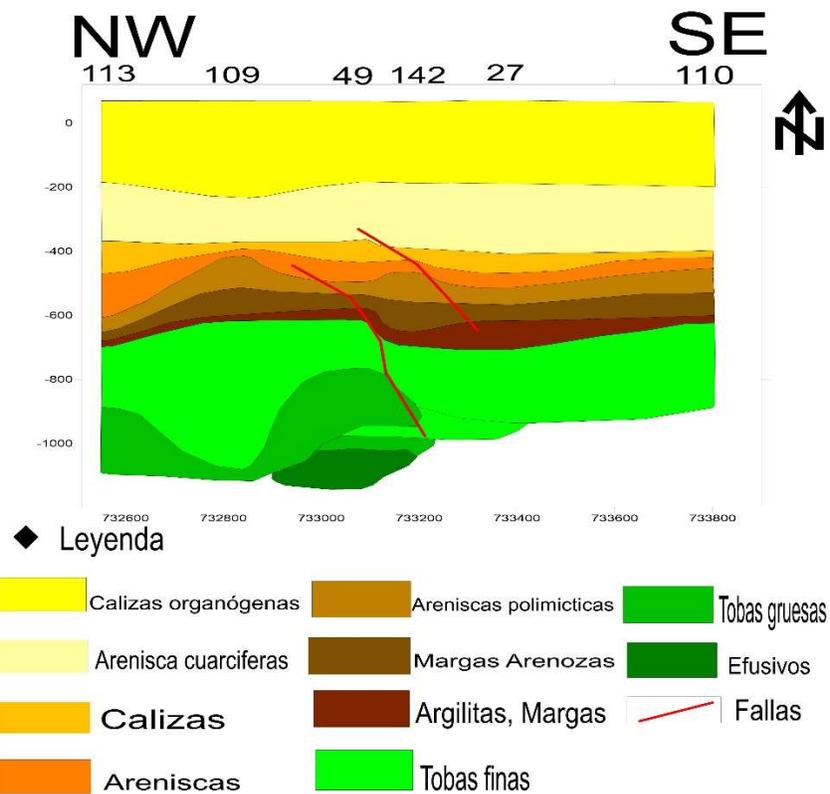


Figura 55. Perfiles Noroeste-Sureste

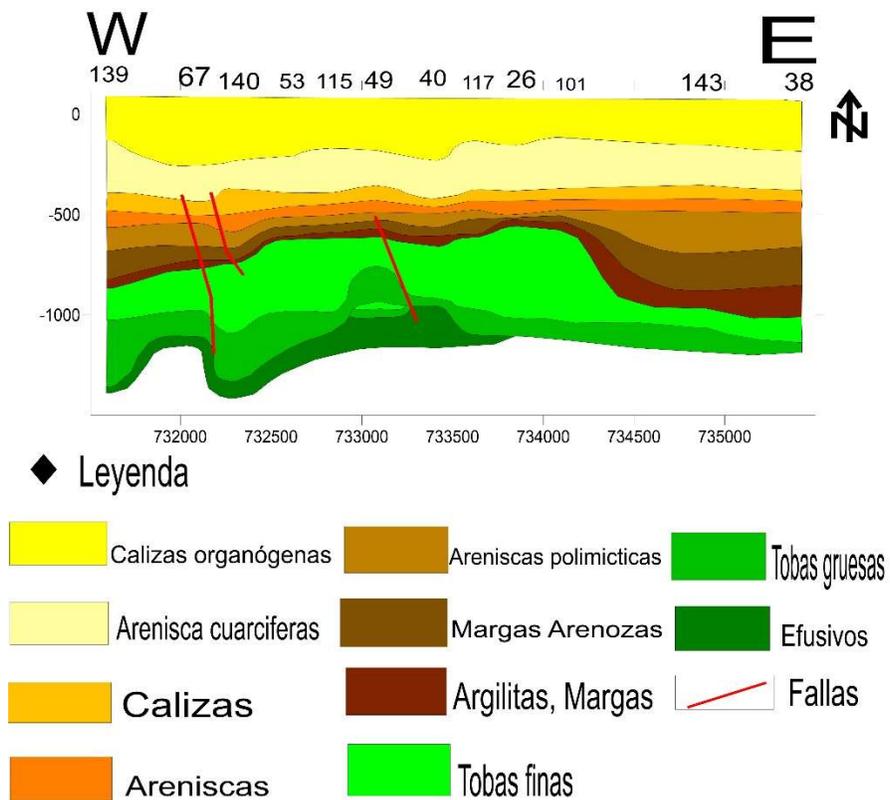
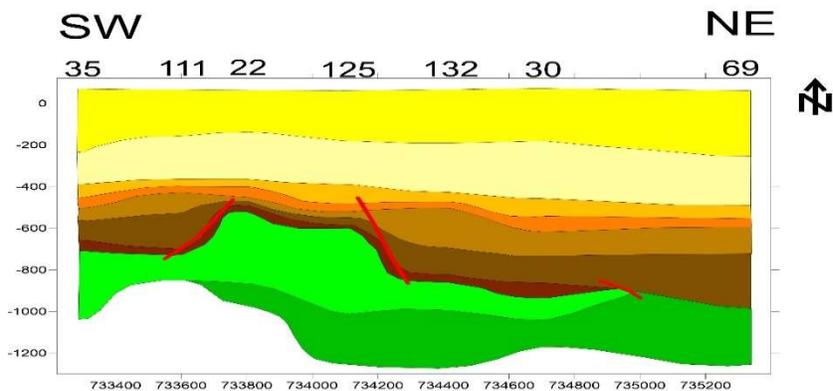


Figura 45. Perfiles Oeste-Este.



◆ Leyenda

- Calizas organógenas
- Areniscas polimícticas
- Tobas gruesas
- Arenisca cuarcíferas
- Margas Arenozas
- Efusivos
- Calizas
- Argilitas, Margas
- Fallas
- Areniscas
- Tobas finas

Figura: 56 perfiles Suroeste-Noreste

PERIODO	EPOCA	EDAD	COLUMNA LITOLÓGICA	ESPESOR (m)	LITOLOGIA	PALEONTOLOGIA
MIOCENO	MIOCENO			200 - 300	CALIZAS ORGANÓGENAS, DOLOMITAS, ARENISCAS POLIMICTICAS, MARGAS, CONGLOMERADOS, ARENISCAS CUARCIFERAS.	ELPHIDIUM SAGRAI, MIOGYPSINA SPP., HAPLOCYTHERIDEA CHIPOLENSIS
			PM PM	90-104	CALIZAS, ARENISCAS POLIMICTICAS, MARGAS	GLOBOROTALIA OPIMA, GLOBIGERINA CIPEROENSIS.
EOCENO	EOCENO	PRIASIANO		100-200	ARENISCAS CALIZAS CONGLOMERADOS	TURBOROTALIA CERRADUENSIS, ASTEROCYCLINA S.
		LUTECIANO		250 - 400	ARENISCAS POLIMICTICAS, ARENISCAS TOSACEAS, MARGAS, CONGLOMERADOS POLIMICTICOS, CALIZAS ORGANÓGENAS, ARENISCAS	MORZOVELLA LEHNERI, AMPHISTEGIINA SPP., MORZOVELLA ARAGONENSIS, ACARININA BROEDERMANNII.
		YPRESIANO		400 - 600	MARGAS ARENOSAS, ARENISCAS POLIMICTICAS, ARENISCAS TOSACEAS, ARCILLAS, CONGLOMERADOS.	MORZOVELLA FORMOSA, M. REX, M. ARAGONENSIS, ACARININA SPP., FORMINIFEROS BENTONICOS PEQUEÑOS.
PALEOCENO	PALEOCENO			600-800	ARENISCAS POLIMICTICAS, CALIZAS ORGANÓGENAS, ARCILLAS, MARGAS	MORZOVELLA VELASCOENSIS, M. ACUTA
				90-100	CONGLOMERADOS MARGAS ORGANÓGENAS, CALIZAS ARCILLOSAS, ARGILITAS.	ROSITA CONTUSA, COCQUEMUEBELINA PROTECTICOSA.
SUPERIOR	SUPERIOR	MAES TRICHTIS		200-300	TOBAS DE COMPOSICION ANDESITICAS, INTERCALACIONES DE ARENISCAS, MARGAS, CALIZAS ARCILLOSAS, YUFITAS	GLOBOTRUNCANTA CALCARRATA, G. STUARTI, ROSITA FORNICATA, RADIOLARIDS.
		ALDIANO SPP. TURONICO		300 - 400	TOBAS DE COMPOSICION ANDESITICAS DE GRANULOMETRIA GRUESA, CALIZAS	GLOBOTRUNCANA SPP., PRAEGLOBOTRUNCANA SPP., GLOBIGERINELLOIDES SPP.
INFERIOR	INFERIOR	ATTIANO - ALDIANO		2000 - 3000	ROCAS ANDESITICAS, ANDESITICO-BASALTO, INTERCALACIONES DE TOBAS, ARCILITAS, ARENISCAS, CALIZAS, BASALTOS.	HEDBERGELLA BIZONAE, TICINELLA ROBERTI.

Figura 57. Columna geológica generalizada del yacimiento Pina

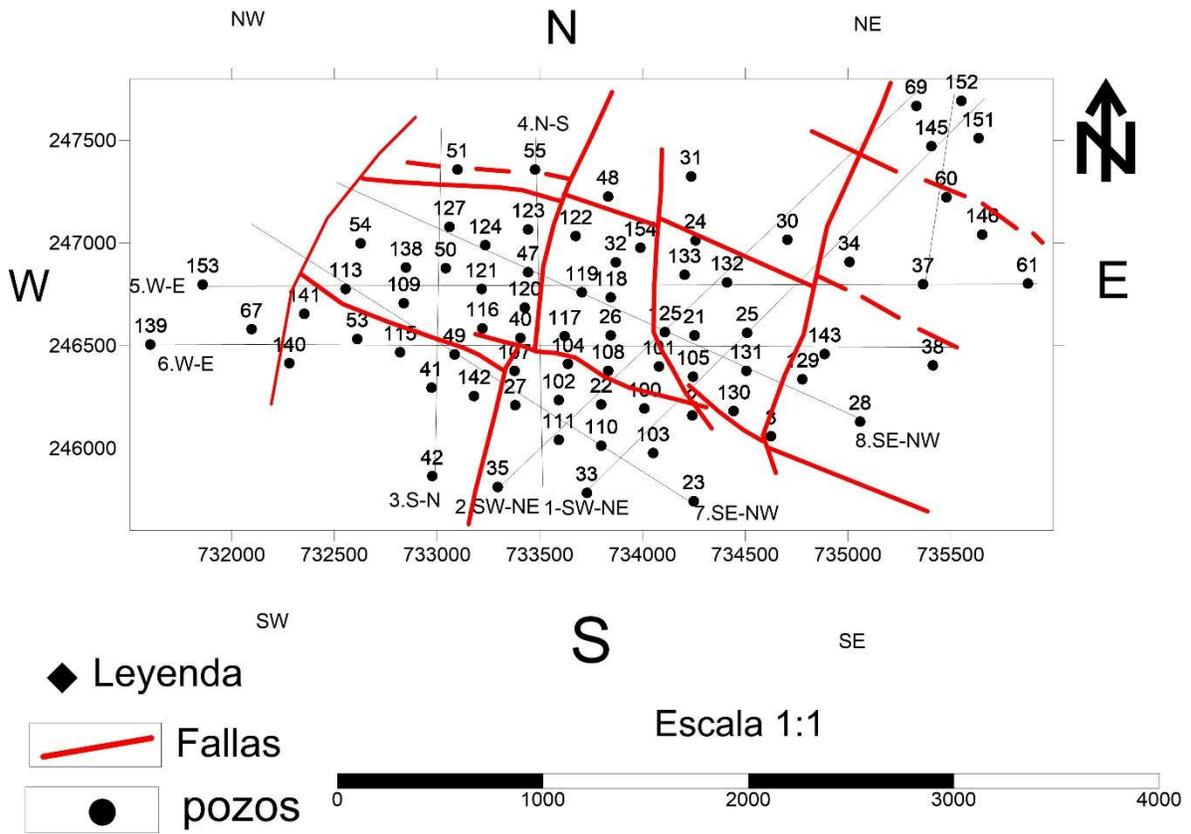


Figura 57. Mapa de ubicaciones de los pozos