



**REPÚBLICA DE CUBA
MINISTERIO DE EDUCACIÓN SUPERIOR
INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO DE MOA
“Dr. ANTONIO NÚÑEZ JIMÉNEZ”
FACULTAD DE GEOLOGÍA Y MINERÍA
DEPARTAMENTO DE GEOLOGÍA**

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

Tesis presentada en opción al Título de Ingeniero Geólogo

Autor: Luís Dos Santos Vunge

Tutores: Msc. Dioelis Rafael Guerra Santiesteban

Msc. Jorge Luis Urra Abraira

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

PENSAMIENTO

Sobre la tierra y la fuerza de la naturaleza no hay más que un poder definitivo: La prevención humana.

José Martí

Si tu intención es describir la verdad, hazlo con sencillez y la elegancia déjasela al sastre.

A. Einstein

Para seguir adelante, es preciso hacer un mejor uso de la tierra y de los recursos destinados.

Luís Vunge

AGRADECIMIENTOS

A Dios por iluminarme siempre el camino.

A la Revolución Cubana, al comandante Fidel Castro Ruz que su alma descansa en paz.

A mi familia por su ayuda y sus oraciones diaria.

A mis tutores: Ms.C Dioelis Guerra Santiesteban y Ms.C Jorge Luis Urra Abaira.

A mis profesores del Departamento de Geología que por su esfuerzo y ayuda pude realizar este trabajo.

A todos mis compañeros de clase por todos los tiempos buenos que hemos pasado. Han sido mi familia cercana durante los cinco años, especialmente a Daniel Núñez Elías, Ernesto Vázquez, Wilfredo Bauta, Norges Carbonell, Carlos Luis, Adrián Urrutia, Arian Jiménez, Emanuel Da Silva, Júlio Da Mata Contreiras, Luis Alberto, Lisebel Cristiá, Dayanet Hernández, Keilín Matos Pérez, Almira Irina Gamboa, Maidelín Bárcenas, Geysi Matos, Yusbel Córdova, Mariela Rosa, Arianna Silva, Dianelis Labañino, Danay de la Caridad y Alisneydis Gutiérrez.

A K. Gracious Masule por su ayuda incondicional en todo momento, las palabras no alcanzan para agradecerle.

A mis compañeros extranjeros: Justino Tomás, Júlio Carnoth, Igor Damião, Wilson Pinto, Hélio Bruno, Sebastião de Almeida, Yuri Mota, Custódio Muachissaco, Arsénio Dos Santos, Paulo Vieira, Miguel Filho, Ângelo Da Mata, Jona Thiremo, Aldmiro Júnior, Albino Ramos, Tomás Francisco, Estelvino Geoveth, Alberto Bunga, Miguel Pacheco, Helder Vemba, José Gaspar, Fausto Pedro, Henriqués Katibula, João Nogueira, Walter Costa, Cleúnio Cardoso, António Dinis, Salvador Wanga, Gaspar Damião, Hortêncio Ricueno, Celso Cuienga, Arlindo Cassinda, Wakalama, Dumilde, Armando Ricardo, Adilson Cameía, António Felipe, Chipepe, Amarildo Vicente, Delcio Muangala, Silva, Jordano Amaro, Petra Dicela, Dúmila Fernandes, Eliane Cortez, Patricia Seque, Custódia, Lukénia, Fina, Francisca Victor, Clotilde, Loide, Suely, L. Novela, Aminú, Igor Doctórino, Bruno Young, Francico Paka, Pedro Piter, Laurent, Grégor, Josias, Vando Ribeiro, Osvaldo Pedro, Manuel Lucamba,

A la profesora Marjoris Utria y su familia por haberme ayudado mucho.

A la familia Harmant Oroceno por haberme ayudado mucho.

A la profesora Yiselis Estupiñan y su familia por haberme ayudado en todos estos años.

DEDICATORIA

A Dios.

A mis padres

A mis hermanos.

A mi familia, por la confianza y la paciencia en todos estos años.

RESUMEN

El presente trabajo titulado: Evaluación de las propiedades colectoras en la zona Pina-Brujo-Los Naranjos, yacimiento petrolífero de la provincia de Ciego de Ávila, es desarrollado con el fin de confeccionar los perfiles geológicos en las zonas de Pina-Brujo-Los Naranjos, a través de la estimación de los espesores de las capas entre pozos y realizar una evaluación con la modelación en 3D de la capa colectora gasopetrolífera.

La evaluación de los dos métodos permitirá orientar la efectividad de ambos y profundizar el conocimiento del campo gasopetrolero. El análisis tomó como base los resultados de exploración geológica, descripción litológica y los resultados de las propiedades petrofísicas, porosidad, porosidad efectiva y permeabilidad.

El análisis de los perfiles geológicos y la modelación en 3D permitieron determinar y caracterizar la zona del colector de los sectores Pina-Brujo, no así el sector los naranjos por contar con muy poca información geológica.

ABSTRACT

The present work titled: Evaluation of the collecting properties in the zone Pina-Brujo-Los Naranjos, oil field province of Ciego de Ávila, is developed with the purpose of making the geological profiles in the areas of Pina-Brujo-Los Naranjos, through the estimation of the thicknesses of the layers between wells and to make an evaluation with the 3D modelling of the gas petroleum collecting layer.

The evaluation of the two methods will guide the effectiveness of both and deepen the knowledge of the field gas petrol. The analysis was based on the results of geological exploration, lithological description and results of petro physical properties, porosity, effective porosity and permeability.

The analysis of the geological profiles and the 3D modelling allowed to determine and characterize the area of the collector of the sectors Pina-Brujo, but not the sector Naranjos for having very little geological information.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
ESTADO DEL ARTE	3
CAPÍTULO I: CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE ÁREA DE ESTUDIO....	6
1.1 Introducción.....	6
1.2 Características físico-geográficas.....	6
1.2.1 Ubicación Geográfica	6
1.2.2 Clima	7
1.2.3 Relieve	7
1.2.4 Suelo	7
1.2.5 Hidrografía	8
1.2.6 Desarrollo económico.....	8
1.3 Características Geológicas de las zonas Pina-Brujo-Los Naranjos	8
1.4 Estratigrafía de la zona Pina.....	9
1.5 Estratigrafía de la zona Brujo.....	15
1.6 Estratigrafía de la Zona Los Naranjos.....	19
1.7 Características de los reservorios.....	23
CAPÍTULO II. METODOLOGÍA Y VOLUMEN DE LOS TRABAJOS REALIZADOS.....	25
2.1 Introducción	25
2.2 Etapas de la investigación	25
2.2.1 Metodología de la investigación	25
2.2.2 Búsqueda bibliográfica	26
2.2.3 Procesamiento de la información	26
2.2.4 Interpretación de los resultados	28
2.3 Principios teóricos.....	28

CAPÍTULO III: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.....	42
3.1 Introducción	42
3.2 Interpretación petrolífera del perfil geológico confeccionado sin el apoyo de los datos estimados de espesores de capas entre pozos.....	42
3.3 Interpretación petrolífera con el apoyo de datos estimados de las propiedades colectoras de las rocas Pina-Brujo-Los Naranjos.....	46
3.3.1 Datos de la exploración petrolífera.....	46
3.3.2 Despliegue de los datos	47
3.3.3 Regularización de la bases de datos.....	48
3.3.4 Análisis exploratorio de los datos	48
3.3.5 Estadística básica	49
3.3.6 Análisis variográfico	52
3.4 Resultados de la modelación del colector en 3D	54
CONCLUSIONES.....	59
RECOMENDACIONES	60
BIBLIOGRAFÍA	61
ANEXOS	

INTRODUCCIÓN

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

Las perforaciones de pozos constituyen los métodos geológicos más confiables para valorar la continuidad en la profundidad de las zonas estudiadas, pues nos brindan informaciones directas sobre dicha continuidad. Para confeccionar perfiles geológicos es necesario establecer correlaciones (litológicas, estratigráficas, geocronológicas etc.) laterales y verticales entre los datos de los pozos.

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

Problema:

Necesidad de conocer el comportamiento de las propiedades colectoras de las rocas de las zonas Pina-Brujo-Los Naranjos, para contribuir en el mejoramiento de la explotación de los yacimientos y en la caracterización geológica regional del área de estudio

.

Objetivo:

Evaluar las propiedades colectoras de las rocas de las zonas Pina-Brujo-Los Naranjos, en la provincia de Ciego de Ávila, mediante la modelación geológica.

Objeto:

Las rocas de las zonas Pina-Brujo-Los Naranjos, localizado en la provincia de Ciego de Ávila.

Campo de acción:

Distribución espacial y cuantitativa de las propiedades colectoras de las rocas.

Objetivos específicos:

-Interpretar desde la perspectiva petrolífera los perfiles geológicos confeccionados sin el apoyo de los datos estimados de espesores de capas entre pozos.

-Analizar geoestadísticamente las propiedades colectoras de las rocas en las zonas Pina-Brujo-los Naranjos.

-Interpretar desde la perspectiva petrolífera los perfiles geológicos confeccionados con el apoyo de datos estimados de las propiedades colectoras de la roca de las zonas Pina-Brujo-Los Naranjos.

Hipótesis:

Si se realiza la modelación geológica de las propiedades colectoras de las rocas presentes en las zonas Pina-Brujo-Los Naranjos de la provincia de Ciego de Ávila, entonces se podrá contribuir en el mejoramiento de la explotación de los yacimientos, además de brindar información nueva sobre la geología regional del área de estudio.

ESTADO DEL ARTE

Desde finales del siglo pasado se comenzaron a realizar trabajos geológicos que incluye el área Pina-Brujo-Los Naranjos. Muchos de estos primeros esquemas tienen carácter general y carecen de mayores especificaciones, lo que denota el grado de estudio logrado hasta ese momento. Entre ellos podemos mencionar el caso del primer mapa geológico esquemático de Cuba, confeccionado por Manuel Fernández de Castro entre (1869 y 1883), en el cual se incluyó la zona Central. En éste mapa se representó, 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 Refening 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 la Cuenca Central.

Calvache y Brodermann (1954) en: Milián et al. (1987), realizaron un estudio en la zona de Jatibonico y presentan una buena correlación geológica del área mencionada. Señalan que las rocas productoras de petróleo en Jatibonico, se corresponden con conglomerados sedimentarios.

Las corporaciones petroleras iniciaron la perforación del pozo Echevarría No-5 hasta 2 552 m, en 1954. Fue ensayado en zonas superiores, obteniendo buenas producciones de petróleo.

Cuban American Drilling, en 1955, comenzó la perforación del Cristales N°-1 con 2 250 m el cual obtuvo gas.

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

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).

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

Bandt (1958), realiza un estudio geológico en las áreas de Jatibonico, antigua provincia Las Villas y en Camagüey, donde sobresalen algunos mapas geológicos. 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 Jatibonico, 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: 100 000, según el cual, fue confeccionado un mapa geológico en la misma escala por el Ing. Echeverría y J. 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: 100 000 de 1962, mapa de yacimiento de minerales del área de Cuenca Central escala 1: 500 000 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 Jatibonico.

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.

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

Roitman y Larkin (1973) realizaron un estudio geofísico para la orientación de los estudios geológico-geofísicos para la búsqueda y exploración de hidrocarburos mediante un esquema de regionalización tectónica y un mapa de perspectivas gasopetrolíferas a escala 1: 100 000. 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 la 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.

CAPÍTULO I: CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE ÁREA DE ESTUDIO

1.1 Introducción

El presente capítulo está encaminado a destacar las características físico- geográficas del área de estudio. A partir de la información brindada en este capítulo se podrá obtener una visión general sobre las condiciones físicas, climatológicas y socioeconómicas más importantes de la región.

1.2 Características físico-geográficas

1.2.1 Ubicación Geográfica

La zona Pina-Brujo-Los Naranjos 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 de la zona está limitada por las coordenadas:

Lambert X: 731 605 – 737 409
Y: 245 742 – 249 401

Geográficas N =22⁰ 1' 34.02"
W =78⁰ 43' 53.50"

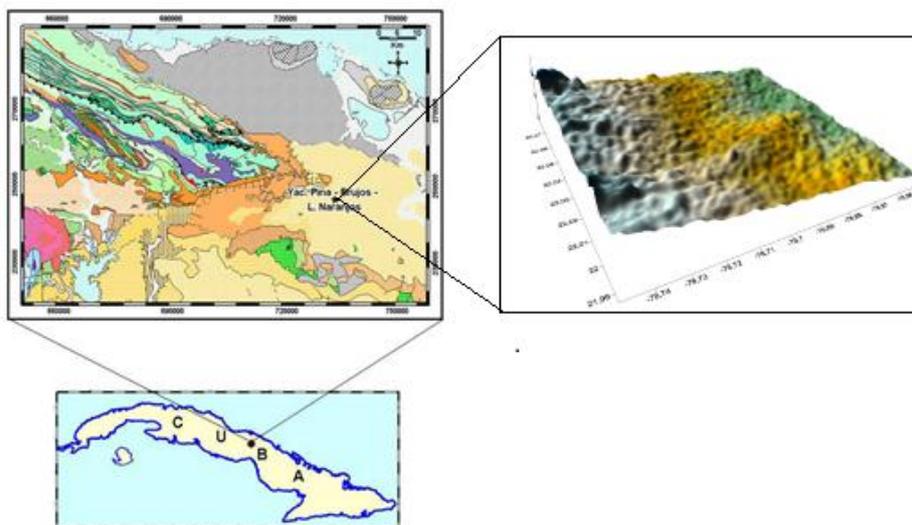


Figura: 1 Esquema de ubicación geográfica.

1.2.2 Clima

El clima del municipio es tropical con verano relativo húmedo (sabana). La temperatura media anual el aire oscila entre los 24 y 26°C, hacia el noreste (NE) hay 2 °C de diferencia por debajo de la media anual. Las precipitaciones oscilan entre los 1 200 y 1 400 mm, al norte aumentan hasta los 1 600 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 monoclonales, de NE a S, presenta elevamiento del basamento manifestados a través de la cobertura. Al N y SE aparecen manifestaciones cársicas locales existiendo carso llano cubierto con acumulaciones fluviales en el N y dos pequeñas porciones al W, hacia el N y NE hay abundancia de fenómenos cársicos superficiales.

1.2.4 Suelo

Las rocas predominantes son las carbonatadas principalmente las calizas biogénicas del neógeno. Hacia el NE, donde el relieve se torna ondulado, predominan las rocas calizas biogénicas, arcillosas, las calcarenitas, margas y arcillas todas del neógeno, apareciendo en la estructura geológica fallas de poca longitud con valores desde los 20 m de altura al E 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 Hondo, torciendo su curso hacia el N 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 S 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, 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, una empresa española de investigación audiovisual: Gabinete de Estudios de Comunicación Audiovisual (GECA) y de aseguramiento a la Industria Azucarera.

1.3 Características Geológicas de las zonas Pina-Brujo-Los Naranjos

Las rocas volcánicas afloran en distintas regiones de Cuba, las cuales han sido cortadas por la exploración petrolera de una buena cantidad de pozos, que se encuentran ampliamente representadas en la zona central de Cuba.

La asociación volcánica del Cretácico se observa casi siempre en superficie en contacto tectónico con la asociación ofiolítica que representa, presumiblemente, su basamento. Ambas asociaciones, en el N, están cabalgando sobre secuencias del margen continental pasivo norteamericano representado por el Dominio de Las Villas (informe inédito, Centro de Investigación del Petróleo (CEINPET), 1993).

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

superficie y las secuencias de subsuelo. En superficie, las secuencias más representativas en las Zonas Pina-Brujo-Los Naranjos, son las rocas del post-orogénico (Eoceno Medio Tardío-Reciente), representadas por las Formaciones Güines, Chambas, Ferrer y Tamarindo. En los pozos perforados no sobrepasan los 500 m de espesor. Los depósitos del sinorogénico no se observan en superficie, ellos afloran al E y SE de la zona de estudio, en el yacimiento Pina, que tiene un espesor promedio en los pozos de 400 m y en el área de Brujo alcanzan los 650 m, confeccionado por el Ing. Carlos M. Falcón en el año (2008).

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

1.4 Estratigrafía de la zona Pina.

El área de Pina corresponde a la zona de Cuenca Central ubicada geológicamente en el Terreno Zaza, sobrecorrido sobre Placeta, Camajuaní y Remedios. En Pina encontramos 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.

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

Sedimentos sinorogénicos.

Se incluyen los sedimentos de edad Maastrichtiano hasta el Eoceno Medio Temprano, desarrollándose varios ciclos sedimentarios. Todo esto ocurre en la etapa de compresión.

Formación Loma Iguará (Eoceno Inferior-Eoceno Medio Temprano)

Están representados por secuencias flyschoides, constituida por areniscas polimícticas, margas arcillas, calizas, y conglomerados. Todas las secuencias

terrágenas 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.

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. Estos sedimentos se depositaron en un ambiente batial. Su espesor aproximado es alrededor de los 400 m en superficie puede pasar los 1 000 m. Su contacto inferior es discordante con el Maastrichtiano y el superior con el Eoceno Superior.

Hacia el NE del yacimiento en los pozos de esa área, encontramos en la base de esos depósitos (Eoceno Inferior) unos conglomerados que sus fragmentos son tobas, guijarros de 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 toba. Localmente entre esos conglomerados y las tobas, en ocasiones hay arcillas que constituyen un sello, pero cuando no existe el sello pueden constituir reservorios de petróleo como en el caso del pozo Pina-37, la edad de estos conglomerados es Eoceno Inferior demostrado por fauna encontrada en los núcleos 1 y 2 del pozo Pina-37 y núcleo 2 del Pina-39. Estos depósitos son atribuidos a las formaciones de superficie Zaza y Loma Iguará.

Formación Santa Clara (Paleoceno)

Compuesta por areniscas polimícticas y calcárea, 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 encuentra estos sedimentos en el Yacimiento Pina y representado por un solo pozo, Pina-26; pudiéramos considerar éstos depósitos como una zona condensada. La fauna planctónica índice, corresponde a Morozovelidos que nos define la edad de Paleoceno Medio-Superior. En este piso generalmente encontramos fauna Cretácico redepositada. El paleoambiente es batial superior.

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

Formación Eloísa (Maastrichtiano Superior)

Corresponde principalmente a margas organógenas, 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 NE 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 de los 100 m. Estos sedimentos representan la parte basal del sello del yacimiento que yace discordantemente sobre las tobas erosionadas y tiene amplia gama de fósiles planctónicos que definen muy bien la edad de la secuencia de Maastrichtiano Superior con: *Abathomphalus mayaroensis*, *Contusotruncana contusa*, *Globotruncanita stuarti*, *Pseudotextularia elegans*, *Globotruncanella petaloidea*, *Rugoglobigerina rugosa* y *Radiolarios*, la deposición de los sedimentos fino fue en una zona batial y los sedimentos gruesos en una plataforma externa.

Especies de foraminíferos planctónicos más representativas para el Cretácico Superior Maastrichtiano. Estos sedimentos son correlacionados en superficie con la Formación Eloísa, principalmente asociados a los sedimentos finos.

Secuencias vulcanógenas-sedimentarias.

Fm Dagamal (Campaniano)

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 encontramos 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 le ha llamado toba fina. 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, cristalinolíticas, lítocristalina y en un porcentaje algo menor vítreocristalinas.

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 encontramos 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 y el contacto superior discordante con los sedimentos del Maastrichtiano. La secuencia de toba fina es el reservorio principal del yacimiento Pina, éstas tobas, aunque contienen un por ciento alto de vidrio volcánico, que en contacto con el agua se altera rápidamente a arcilla, poseen buena porosidad por fractura.

Fm Bruja (Albiano Superior-Turoniano)

Corresponde litológicamente a tobas de composición andesítica, andesítico-basáltica de granulometría diferente, principalmente gruesa. También intercaladas entre estas tobas encontramos conglomerados, calizas arcillosas, tufitas del Albiano Superior-Turoniano. En muchos casos estas tobas están muy alteradas, también observamos 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 arenitas 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. Estos sedimentos se le atribuyen en superficie a la Fm Provincial (Fm. Serrucho).

También encontramos, con mayor frecuencia, intercalado 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. Pudiera ocurrir este redondeamiento producto del enfriamiento en contacto con el agua al salir estos sedimentos violentamente de las explosiones del arco en el océano.

La secuencia tiene espesor de alrededor de 400 m. La parte alta del corte tiene similitud en superficie a la Fm Bruja y 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 sedimentaria compuesta por tobas, tufitas y calizas, esta última contiene fósiles representado por *Ticinella Roberti*. Estos depósitos 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 edad corresponde al Aptiano-Albiano, su espesor puede sobrepasar los 2 000 m.

El ciclo de lavas debe estar enmarcado en cada posición de 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 1 000 m. de éstos depósitos. El ambiente es talud superior a plataforma externa.

Sólo un número limitado de pozos alcanza a cortar los efusivos. 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 debajo de éstas. En general las rocas están fuertemente cataclastizadas y 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. Muy ocasionalmente se han observado pequeñas costras vítreas escoriáceas en los techos de las coladas.

Características de las electrofacies. (EF)

Las litofacies a través del estudio detallado de las muestras de canal en algunos pozos que resultaron claves por poseer esta información, dio la posibilidad de diferenciar las electrofacies. De esta forma pozos que no tenían esta información detallada, pudieron ser correlacionados por el comportamiento de los registros de pozo.

La caracterización se hizo atendiendo a un comportamiento general, aunque se presentan variaciones locales. El complejo de métodos utilizados fue el potencial espontáneo (SP), resistividad (R), el caliper (CAL) y radioactivos gamma natural (GN) y neutrón gamma (NG) lo que se acostumbra a denominar como registro estándar, ya que se pasa en todos los pozos.

A continuación mostraremos las electrofacies según el comportamiento de los registros como antes expusimos; hemos de aclarar que en aquellos pozos donde no se hizo el reestudio a través de las muestras de canal continua, pero que poseían alguna información litológica tanto de núcleos como de muestras de canal realizadas en otra época, se incorporaron por considerarlo de gran utilidad.

En la Fm Dagamal se pudo diferenciar 3 electrofacies:

Electrofacies 1: Fm Dagamal: toba arenosa, el SP es negativo, R de bajo - media, GN y NG, medio a bajo, CAL algo aumentado.

Electrofacies 2: Fm Dagamal: tobas vítreas y cristalina de granos gruesos, SP es más negativo, R debajo – medio, NG y GN medio-bajo, CAL algo aumentado.

Electrofacies 3: Fm Dagamal: tobas vítreas, mayor contenido de limoarcilloso, alterada a arcillas, SP negativo, R de bajo-media, Gn y NG bajo-medio pueden aparecer picos de GN y NG, CAL algo aumentado.

En la Fm Bruja se diferenciaron 2 electrofacies:

Electrofacies 1: Fm Bruja: tobas de granos gruesos, litoclastos grandes, NG medio, G medio-alto, SP variable con pico negativo, R medio-alto.

Electrofacies 2: tobas de conglomerados diversos, SP variable, en intervalo se hace negativo, R bajo tiende a aumentar, GN y NG variable.

La Fm Mataguá está representada por 2 electrofacies:

Electrofacies 1: efusivos verde, tobas muy recristalizadas, consolidadas, vítreas. Presenta un comportamiento meseta muy bien definido, SP negativo, R alto, GN y NG alto y CAL disminuye al diámetro de la barrena.

Electrofacies 2: conglomerático más heterogéneo, variable en todos los parámetros, gran incidencia de pico del potencial.

1.5 Estratigrafía de la zona Brujo.

En los pozos Brujos la presencia del Arco se ha reflejado solamente en la fase explosiva y no en todos los pozos. Solamente en Brujo-2 y Brujo-3, también presenta otra característica, no se encuentran sedimentos intercalados entre

las tobas. Los depósitos sinorogénicos los constituyen una secuencia terrígena-carbonatada atravesada por los pozos.

Fm Loma Iguará (Eoceno Inferior)

Está representado por intercalaciones de margas fosilíferas limosa de tonalidad gris claro a gris oscuro y arcillas. También se encuentran calizas de distintos tipos, fragmentarias, arenosas y otras con aspecto conglomerática que contienen fragmentos de coral. Contienen además litoarenita poligénicas de granos gruesos, en muchos de los casos los fragmentos que componen esta secuencia, tienen aporte volcánico.

La secuencia de acuerdo al complejo de fauna está constituido por morozovélidos y acarínidos de edad Eoceno Inferior.

El contacto inferior es discordante con los depósitos del Maastrichtiano y el superior con el Eoceno Medio y su espesor promedio es de 200 m. Generalmente estos depósitos correlacionan en superficie con la Formación Loma Iguará. Se considera que estos depósitos corresponden a una sección de la formación (parte superior), debido al carácter predominante de terrígenos.

Estos sedimentos fueron cortados por todos los pozos, representados por sedimentos finos, en algunos casos hay intervalos que contienen sedimentos más gruesos, desde areniscas hasta conglomerados, cómo es el pozo Brujo-1 Estos depósitos están caracterizados por una sedimentación de tipo flysch, con intercalaciones rítmicas de sedimentos clásticos, calizas, margas, arcillas. Hay predominio de foraminíferos planctónicos y radiolarios. El contenido faunístico es de *Morozovella aragonensis*, *Acarinina pseudotopilensis*, *Acarinina broedermanni*, *Morozovella grasilis*, *Morozaovella aequa*, se caracteriza por un ambiente de plataforma batial superior.

Fm Eloísa (Maastrichtiano)

Estos depósitos del Maastrichtiano se dividen en el presente trabajo en dos paquetes: en el primero, predominan los sedimentos finos y en el segundo paquete fragmentos gruesos.

Primer paquete (Sello ¿?): (Maastrichtiano Superior) predominan por lo general una granulometría fina, contenido por margas fosilíferas algo limosa de color gris ceniza a claro, algunos fragmentos son muy fosilíferos. Existen intercalaciones de fracciones arenosa-conglomerática. En los guijaros finos de andesitas y basaltos se observan buenos redondeamientos, los granos arenosos están sueltos, con probable matriz margosa, similar a la litología del sello. Presenta además arcillas.

Las margas fosilíferas presentan abundantes fósiles representativos de foraminíferos planctónicos del Maastrichtiano Superior. La fauna está constituida por *Contusotruncana contusa*, *Racemiguembelina fructicosa*, *Rosita walfischensis*, *Glotrunaca linneiana*, *Pseudotextularia elegans*. Además, fueron encontrados foraminíferos bentónicos pequeños *Lenticulina*, *Marsonella oxycona*, *Epitomina caracola*. También se reportan corales lo que nos sugiere que es probable que localmente o cerca del área se desarrollaran arrecifes calcáreos de rudistas o bihoermos. En este intervalo aunque no se puede hablar de biozonas, si podemos hablar de una gran representatividad de los foraminíferos planctónicos en los sedimentos finos, predominando las rocas pelíticas, aunque también se ha reportado en menor proporción rocas psamíticas, cuya presencia se explica por corrientes tubidíticas que interrumpen la sedimentación pelítica normal.

Estos depósitos tienen características de sello. Tiene un espesor de 150 m. Contacta discordantemente por su parte inferior con las rocas del arco y en la parte superior discordante con sedimentos del Eoceno Inferior.

Segundo paquete (Reservorio ¿?): Corresponde a margas, sublitoarenita poligénica de granos grueso a finos con matriz arcillosa. Contiene intercaladas conglomerados de fragmentos de basaltos negros con cemento calcáreo, además contiene litoarenitas poligénicas de granos gruesos. Este paquete se le asigna la edad de Maastrichtiano Inferior; por considerarse que estos sedimentos son producto de la erosión del arco y aunque contienen fósiles, no se define exactamente esa edad, pero considerando que el Arco volcánico terminó en el Campaniano Superior y están depositados por debajo

del Maastrichtiano Superior, podemos suponer que son producto de la erosión de rocas del arco que se produjo a principio del Maastrichtiano Inferior.

El contenido de fauna de foraminíferos planctónico es muy semejante al que se encuentra en el área de Pina, en su contenido genérico y de especies, lo que nos permite decir que existió un desarrollo paleoambiental similar.

Depósitos vulcanógeno-sedimentario.

Fm Dagamal (Campaniano)

Representados por distintas tobas, toba cristalolítica de ceniza gruesa de composición andesítica, tobas vítreas, en algunos casos tiene características brechosa de elementos volcánico de matriz tobácea y basáltica. Contacta discordantemente en su parte superior con los sedimentos del Maastrichtiano. El espesor no sobrepasa los 150 m.

En superficie estos depósitos los asociamos a la Formación Dagamal. No presenta una fauna representativa, solamente escasos foraminíferos planctónicos diferenciados de Globotruncanidae, pero, no obstante a esto, en el Brujo-3 en la parte superior de los sedimentos vulcanógeno se determinó la especie Globotruncanita calcarata del Campaniano Superior. El ambiente es batial superior.

Características de las electrofacies

En la Zona Brujo se utilizaron los complejos de métodos eléctricos y radioactivos se establecieron cuatro electrofacies. En la Fm Eloísa se diferenciaron dos electrofacies:

Electrofacies 1: Fm Loma Iguará: intercalaciones de arcillas con fracción arenosa, margas y calizas muy arcillosas, la resistividad es con valores medio a alto, el gamma alto, y el caliper bastante estable.

Electrofacies 2: Fm Eloísa: secuencia de arcillas, con fracciones arenosa y conglomerados, tiene baja resistividad, caliper muy variable, tendiendo a ser aumentado y el gamma es variado, aumentando frente a la presencia de arcilla.

Electrofacies 3: Fm Eloísa: conglomerados, se caracteriza por el aumento notable de la resistividad, el caliper es variable, gamma es alto.

Electrofacies 4: Fm Dagamal: toba lítica andesítica de ceniza gruesa, el intervalo se manifiesta con un aumento notable de la resistividad, el caliper es variable, el gamma es alto.

1.6 Estratigrafía de la Zona Los Naranjos

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

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

Cabe destacar que fue confirmada la estructura, pero que la misma está asociada al tope de un paquete de horizontes de calizas dentro de la Fm Zaza, donde la base de éste, representa el techo de los depósitos de la Fm Loma Iguará (Eoceno Inferior).

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

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

área de Cuenca Central, confeccionado por el Ing. Carlos M. Falcón en el año (2008).

Fm Marroquí (Eoceno Medio–Eoceno Superior)

Tuvo un espesor aparente en el pozo de más de 200 m.

Litológicamente representado por arcilitas y limolitas de colores verdes, grisáceos, cremas y pardo rojizas, cristales dispersos de dolomita, con granos arenosos y conglomeráticos de carbonatos cristalinos amarillosos, tobas de granulometría fina y muy escasos efusivos.

Horizontes frecuentes de areniscas (grauvaca+líticas) con granos abundantes de cuarzo y alguna plagioclasa, la matriz es arcillosa verde y pardo rojiza.

Hacia la parte media de la Formación es peculiar un paquete de margas limosas blancas, dolomíticas, recristalizada y con microvúgulos agrandados por disolución; trazas de bitumen oxidado.

Las biofacies características de este intervalo son: Globigerina tripartita, Discoaster lodoensis, Discoaster molheri, Cocolitos spp., Lenticulina spp.

Fm Zaza (Eoceno Inferior parte alta–Eoceno Medio)

Con espesor aparente en el pozo de 255 m.

Dentro de las formaciones paleogénicas descritas, es la que más componente calcáreo presenta, aunque su naturaleza continúa siendo clástica.

Hacia la parte superior esta formación comienza con un intervalo que puede considerarse como un buen marcador estratigráfico debido al contenido faunal no registrado en ninguna otra formación. Litológicamente representado por margas fosilíferas a arcilitas calcáreas de color blanco con contenido arenoso y conglomerático. Se presenta con diversos grados de recristalización, a veces coherente y cristalina, otras más arcillosas y friables. El contenido fosilífero es bien manifiesto en secciones delgadas. En matriz se disponen algunos nidos pequeños rellenos de bitumen oxidado, a veces microporos y bioclastos con metálico. Este intervalo puede relacionarse a la parte basal del Eoceno Medio.

Ya en la parte media de Zaza (donde las biofacies comienzan a tener un rango que baja al Eoceno Inferior) el carácter de la secuencia es más poligénico,

arenoso y conglomerático. Hay fragmentos de efusivos, tobas y algunos carbonatos recristalizados. Se disponen además arcillitas pardo rojizas y verdosas, estas últimas algo bentoníticas.

Hacia la parte baja de la formación (últimos 100 m) predominan los horizontes calcáreos. Se manifiestan calizas blanco-amarillosas de textura gruesa (calcarenitas), de laminación fina, recristalizadas y consolidadas, con granos arenosos y a veces conglomeráticos de efusivos y raras veces tobas, cristales de cuarzo y metálico. Se intercalan arcillitas algo calcáreas (20-30 %), muy friables, de color verde grisáceo, con granos arenosos gruesos diseminados, limolitas y margas grisáceas.

Las biofacies características de este intervalo son: *Morozovella aragonensis*, *Acarinina pseudotopilensis*, *Acarinina* cf. *brodermanni*, *Acarinina* spp., *Discoaster barbadiensis*.

Fm loma Iguará (Eoceno Inferior)

Limolitas y arcillitas grises verdosas consolidadas, a veces se presentan algo recristalizadas y más coherentes, hasta argilitas, otras veces menos consolidadas, hasta bentoníticas. Lentes conglomeráticos con granos pequeños y subredondeados de volcánicos verdes y pardo oscuros y tobas cristalinas verdosas. Algunos horizontes de calizas arenosas blanco amarillosas, recristalizadas. Lentes de arcillita calcárea a marga arcillosa, ligeramente bentonítica, muy incoherente, de color gris verdoso tenue. Lentes de arenisca (grauvaca) calcárea de granos finos de cuarzo, feldespatos y escasos efusivos y tobas.

Hacia la parte baja del corte se disponen areniscas de grano muy fino, de matriz arcillosa y variedades con cemento calcáreo, ambas con contenido tufogénico alterado y mezclado en matriz, con frecuente bitumen oxidado en fracturas y poros intergranulares. Lo demás, representado por granos conglomeráticos de efusivos, tobas, carbonatos y muy dispersos granitoides. Estas litofacies tienen fauna redepositada del cretácico superior.

Las biofacies características de este intervalo son: *Acarinina* nítida, *Acarinina pseudotopilensis*, *Orthostylus tribriachatus*, *Discoaster binodosus*, *Globotruncanidae* (redepositados).

Fm Eloísa (Sello) (Maastrichtiano Superior)

Con muy poco espesor aparente en el pozo, sólo unos 30 m. Litológicamente representado por lutitas de color pardo rojizo y verdoso, margas blancas muy incoherentes, fosilíferas. Escasos granos arenosos de volcánicos y tobas.

Las biofacies características de este intervalo son: Globotruncanita stuarti, Heterohelicidae.

Fm Eloísa (Reservorio ¿?) (Maastrichtiano Inferior)

Espesor sin estimar en el pozo debido a que la perforación se detuvo luego de 42 m dentro de un reservorio que no tuvo ninguna manifestación de petróleo y gas.

La litología caracterizada por ortoconglomerado de gránulos finos-medios, apenas se observa matriz arcillosa (al no ser en los primeros metros del intervalo), a veces escaso cemento calcáreo. Fragmentos subangulares de andesitas de colores grises y verdosos, con fenocristales de plagioclasas bien definidos, basalto pardo oscuro y rojizo, tobas cristalinas de colores verde claro y blancuzco, recristalizadas, a veces se observa apariencia fluida del vidrio volcánico. Muy escasas guijas de dioritas cuarcíferas de color blanco. Las biofacies características de este intervalo son: Globotruncanita stuarti, Heterohelicidae.

Características de las electrofacies (EF)

Para la caracterización geofísica de la Zona Los Naranjos se utilizaron los complejos de métodos radioactivos y eléctricos, se pudo diferenciar 7 electrofacies:

Electrofacies 1: Formación Marroquí: Esta EF es característica de una arcilla arenosa, con baja resistividad, muy alta porosidad, y lecturas del gamma natural espectral altas, y cercanas a las del gamma total.

Electrofacies 2: Formación Arroyo Blanco: También es una EF arcillosa, aunque con mayor resistividad y menor porosidad, aunque sigue considerándose alta. En la litología se describen componentes tobáceas, efusivos e intrusivos en forma de un conglomerado.

Electrofacies 3: Formación Zaza: Es una EF muy homogénea, con muy baja resistividad, porosidad similar a las anteriores y bajas lecturas del gamma natural. Tiene algo de toba en su composición.

Electrofacies 4: Formación Zaza: En esta EF de la misma formación, el comportamiento es más heterogéneo, aumenta la resistividad y la porosidad, y el gamma se mantiene al mismo nivel.

Electrofacies 5: Formación Iguará: Es similar a la EF 3 en cuanto a la resistividad y a las lecturas bajas de gamma que responden a bajo contenido de arcilla, pero su porosidad es mayor, casi como la EF 1.

Electrofacies 6: Formación Iguará: Se mantiene la baja resistividad de la EF anterior, dentro de la misma facies, con aumento de las lecturas del gamma natural.

Electrofacies 7: Formación Eloísa: Tiene un ligero aumento de la resistividad, también aumenta la porosidad y las lecturas del gamma, siendo este intervalo el más arcilloso del pozo. También se describen tobas.

1.7 Características 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.

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 tobácea, 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 – tobácea.

CAPÍTULO II. METODOLOGÍA Y VOLUMEN DE LOS TRABAJOS REALIZADOS.

2.1 Introducción

Este capítulo recoge el volumen total de los trabajos proyectados para todas las diferentes etapas de la investigación (búsqueda bibliográfica, procesamiento de la información y la interpretación de los resultados). Además se presentan algunos conceptos básicos para la interpretación de los datos obtenidos así como para una correcta evaluación de las perspectivas de la región de estudio.

2.2 Etapas de la investigación

2.2.1 Metodología de la investigación

La investigación desarrollada contempló una metodología basada en 3 etapas, las cuales se sintetizarán en: búsqueda bibliográfica, procesamiento de la información, e interpretación de los resultados, las mismas son esquematizadas a continuación.

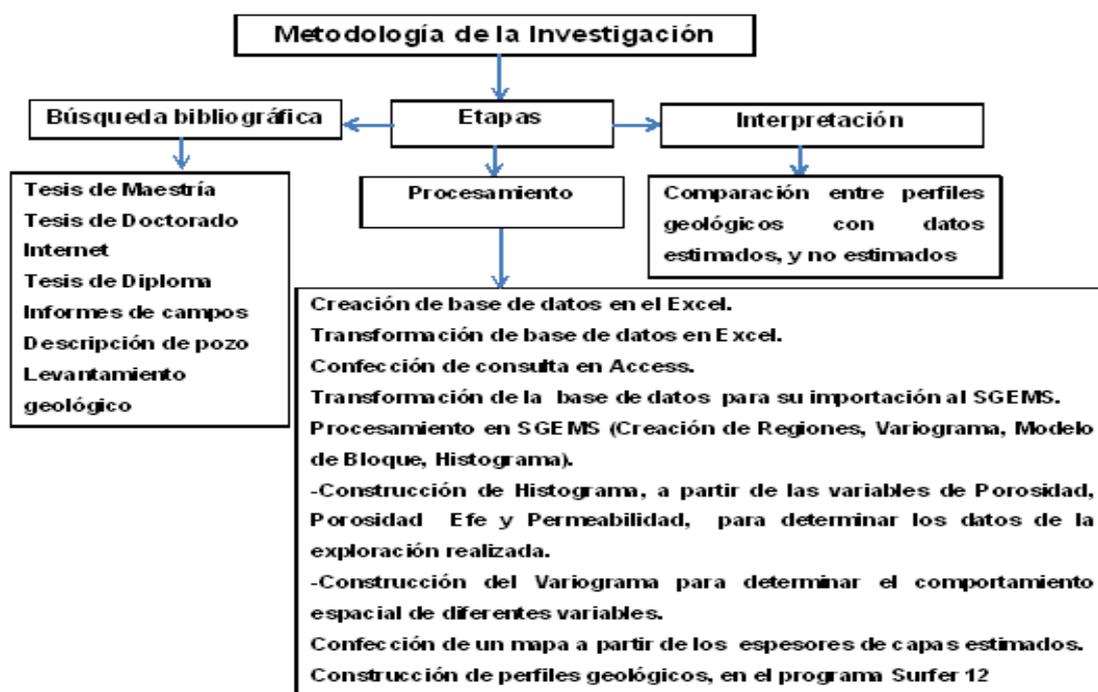


Figura: 2 Organigrama de la metodología de la investigación.

2.2.2 Búsqueda bibliográfica.

Durante esta etapa se recopiló información en trabajos de diploma que abordan el tema, Internet u otros sitios Web de interés, revistas publicadas, tesis de doctorado y de maestría etc. Incluyendo las características geológicas del área en estudio. Todas estas informaciones permiten un buen desarrollo del trabajo.

2.2.3 Procesamiento de la información

Para la realización del presente trabajo investigativo se contó como base inicial con el procesamiento de la base de datos de la propia zona, además se trabajó con los perfiles geológicos y columnas litológicas de los pozos que se ubican en el área. Para desarrollar el procesamiento de esta información nos apoyamos fundamentalmente en los programas básicos como el Microsoft Office Excel y el Access, y los programas Surfer 12 y el Minestis para analizar y visualizar la información, (figuras: 3 .

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
1	POZO	X	Y	Z	DESDEP	HASTAP	DESDE	HASTA	LONGITUD	LITOLOGIA	DISTANCIA	PROFUNDIDA	PORO(%)	POREF (%)	PERME(md)	DIRE	INCL
2	2	734241	246160.5	-52.74323	0	10	0	-10	10	1	1500	52.74323	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	-2.74323	50	60	-50	-60	10	1	1500	2.74323	4.13	2.3128	0.01	-90	
8	2	734241	246160.5	-7.25677	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: 3 Uso del programa Excel en la transformación de las bases de datos.

Base Final 2017: Base de datos- C:\Users\YO\Desktop\TESIS\Proyecto\Base Final 2017.accdb (Formato... ? - - X
 Iniciar sesión

HERRAMIENTAS DE TABLA
 CAMPOS TABLA

PERSONALIZADO

PERFIL FINAL xydesde Pozos_Ok

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	1
2	2	734241.01528204	246160.47884031	-42.74323	10	20	-10	-20	10	1	1
3	2	734241.01528204	246160.47884031	-32.74323	20	30	-20	-30	10	1	1
4	2	734241.01528204	246160.47884031	-22.74323	30	40	-30	-40	10	1	1
5	2	734241.01528204	246160.47884031	-12.74323	40	50	-40	-50	10	1	1
6	2	734241.01528204	246160.47884031	-2.74323	50	60	-50	-60	10	1	1
7	2	734241.01528204	246160.47884031	-7.25677	60	70	-60	-70	10	1	1
8	2	734241.01528204	246160.47884031	-17.25677	70	80	-70	-80	10	1	1
9	2	734241.01528204	246160.47884031	-27.25677	80	90	-80	-90	10	1	1
10	2	734241.01528204	246160.47884031	-37.25677	90	100	-90	-100	10	1	1
11	2	734241.01528204	246160.47884031	-47.25677	100	110	-100	-110	10	1	1
12	2	734241.01528204	246160.47884031	-57.25677	110	120	-110	-120	10	1	1
13	2	734241.01528204	246160.47884031	-67.25677	120	130	-120	-130	10	1	1
14	2	734241.01528204	246160.47884031	-77.25677	130	140	-130	-140	10	1	1
15	2	734241.01528204	246160.47884031	-87.25677	140	150	-140	-150	10	1	1
16	2	734241.01528204	246160.47884031	-97.25677	150	160	-150	-160	10	1	1
17	2	734241.01528204	246160.47884031	-107.25677	160	170	-160	-170	10	1	1
18	2	734241.01528204	246160.47884031	-117.25677	170	180	-170	-180	10	1	1
19	2	734241.01528204	246160.47884031	-127.25677	180	190	-180	-190	10	1	1
20	2	734241.01528204	246160.47884031	-137.25677	190	200	-190	-200	10	1	1
21	2	734241.01528204	246160.47884031	-147.25677	200	210	-200	-210	10	1	1
22	2	734241.01528204	246160.47884031	-157.25677	210	220	-210	-220	10	1	1
23	2	734241.01528204	246160.47884031	-167.25677	220	230	-220	-230	10	1	1
24	2	734241.01528204	246160.47884031	-177.25677	230	240	-230	-240	10	1	1
25	2	734241.01528204	246160.47884031	-187.25677	240	250	-240	-250	10	1	1
26	2	734241.01528204	246160.47884031	-197.25677	250	260	-250	-260	10	1	1
27	2	734241.01528204	246160.47884031	-207.25677	260	270	-260	-270	10	1	1
28	2	734241.01528204	246160.47884031	-217.25677	270	280	-270	-280	10	1	1
29	2	734241.01528204	246160.47884031	-227.25677	280	290	-280	-290	10	1	1

Registros: 1 de 8922 Sin filtro

Figura: 4 Uso del programa Access en la transformación de las bases de datos.

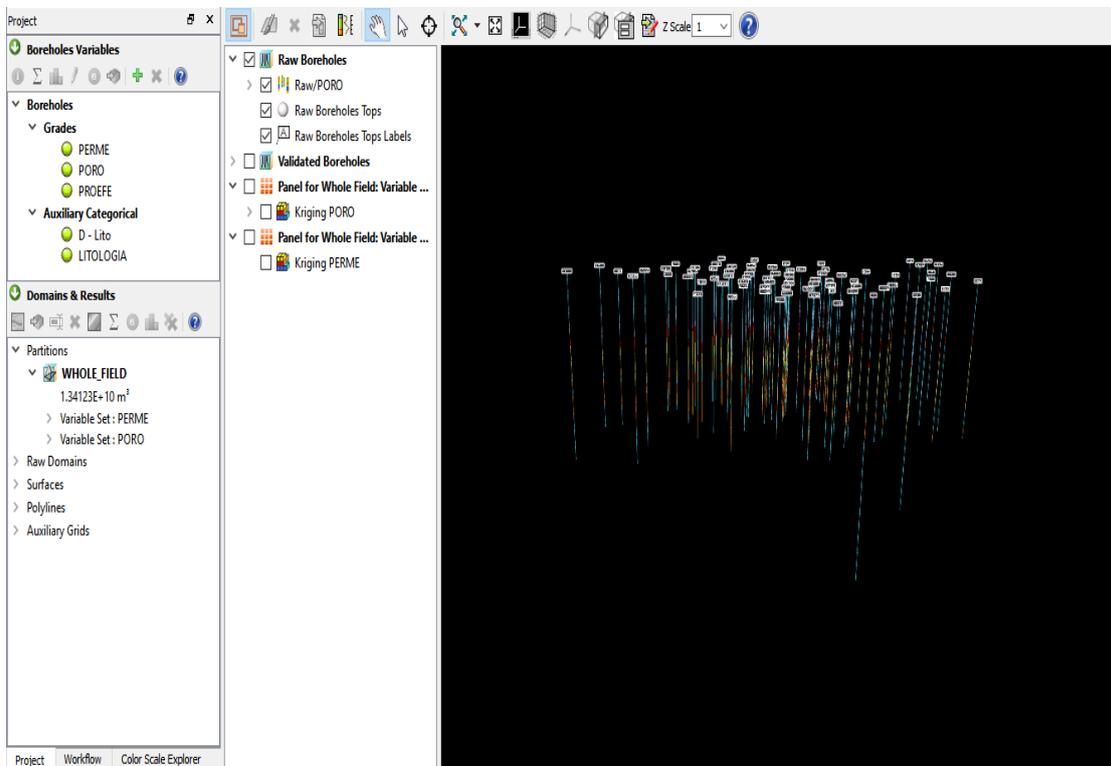


Figura: 5 Uso del programa Minestis con las bases de datos sin estimadas.

2.2.4 Interpretación de los resultados

Las bases de datos fueron conformadas a partir de los registros de perforación según las tres características petrofísicas principales, porosidad, porosidad efectiva y permeabilidad. Los registros para una mejor interpretación fueron codificados separando las diferentes unidades estratigráficas presentes en los sectores de Pina y los Brujos.

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

2.3 Principios teóricos

Para la confección de la siguiente investigación fue necesario apoyarse en una serie de conceptos que se encuentran relacionados con el tema. Con objetivos de disponerse de los elementos básicos para la realización del trabajo.

Sistema petrolero

El término sistema petrolero fue introducido por Daw (1974), y está basado en el concepto de la correlación petróleo-roca madre. El propósito fue reducir el riesgo por la predicción de los lugares más favorables, en los cuales el petróleo pudiese ser encontrado, o donde pudiese estar ausente.

Un 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 están 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 Daw, 1994). Los elementos que constituyen el sistema petrolero, según plantaron Magoon y Beaumont en 1998, son:

Roca generadora de petróleo: aquella que está generando petróleo. Sus principales funciones son la generación, protección y liberación del petróleo. Esta debe haber estado sometida a un calentamiento durante un

tiempo geológico para alcanzar la madurez termal suficiente como para generar hidrocarburos.

Características de la roca generadora

- ✓ Generalmente son rocas formadas en ambientes reductores.
- ✓ Presentan en su constitución un componente importante de materia orgánica, COT > 2 %.
- ✓ Por lo general presentan colores oscuros (gris oscuro, marrón chocolate o negro) los tonos rojizos son indicadores de la oxidación de la materia orgánica.
- ✓ Usualmente es significativo el contenido fosilífero, sobre todo de algas microscópicas.
- ✓ Se pueden caracterizar por presentar olores fétidos, sobre todo en muestras de roca fresca.

Las rocas generadoras pueden ser:

- ✓ **Inmaduras**, cuando su ubicación en el corte geológico está por encima de la ventana de petróleo en la cual no se generan hidrocarburos líquidos o se generan hidrocarburos líquidos altamente pesados y sulfurosos.
- ✓ **Maduras**, cuando su ubicación en el corte geológico se encuentra dentro de la ventana del hidrocarburo líquido o del gaseoso, por lo general generan hidrocarburos líquidos de densidades bajas y poco sulfurosos y/o gas.
- ✓ **Sobremaduras**, cuando su ubicación en el corte geológico se encuentra por debajo de la ventana de gas, por lo que ya han generado todos los hidrocarburos, cesando la misma.

Principales tipos de rocas madres

- ✓ Arcillas.
- ✓ Margas.
- ✓ Calizas arcillosas.
- ✓ Sedimentos arenosos.

Roca colector: las rocas colectoras 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.

Características de las rocas colectoras

En todos los casos una roca colector debe caracterizarse por:

- ✓ Contener suficientes espacios en su interior para coleccionar fluidos.
- ✓ Ser una roca porosa y permeable.
- ✓ Presentarse en estratos con buena continuidad lateral y con espesores generalmente superiores a los 3 m.

Tipos de colectores

Los principales tipos de colectores dependiendo de la porosidad son:

- ✓ **Intergranular:** Característico de rocas clásticas y fosilíferas (areniscas, grauvacas, arcosas y calizas fosilíferas).
- ✓ **Intergranular fracturado:** Rocas que al no poseer suficiente plasticidad son fisuradas por procesos geológicos (ej. Calizas clásticas, calizas dolomitizadas, rocas ígneas).
- ✓ **Fracturadas:** Se producen por esfuerzos tectónicos o por procesos de dolomitización. (calizas, dolomitas, lutitas compactas, evaporitas).
- ✓ **Cavernosos fracturados:** Se producen por disolución de la roca con poros que tienen tamaños mayores de 2 mm, combinado con fracturas. Es típico de rocas carbonatadas.

Roca sello: son las rocas 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:

- ✓ sellos o cierres paralelos y
- ✓ sellos o cierres transversales.

Características

Las rocas sellos se caracterizan por:

- ✓ Tener una permeabilidad nula o casi nula.
- ✓ Constituir estratos homogéneos.
- ✓ Generalmente son rocas plásticas o dúctiles, de forma que puedan soportar los efectos de la deformación sin fracturarse.
- ✓ Presentarse con espesores considerables, mayor espesor – mayor impermeabilidad.

Tipos de sellos

Los sellos de los yacimientos, en función de su relación con los tipos de estructuras geológicas, se clasifican como:

- ✓ Anticlinales.
- ✓ Sistemas de cierre contra falla.
- ✓ Estratigráficos o litológicos.

En función del área que ocupan respecto a los yacimientos se clasifican como:

- ✓ Sellos regionales.
- ✓ Sellos locales.

Principales rocas sello

- ✓ Arcillas
- ✓ Evaporitas
- ✓ Anhidrita
- ✓ Serpentinitas

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

Procesos de los sistemas petroleros

Todos elementos esenciales deben darse en tiempo y espacio para que puedan ocurrir todos los procesos que dan origen a una acumulación de hidrocarburos, los cuales se explican a continuación:

Trampa: es una masa de roca reservorio completamente rodeada por encima de una roca impermeable o sello con una configuración favorable para la acumulación de hidrocarburos. 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 gasopetrolífera.

Formación de trampas: incluyen todos los procesos que producen la disposición geométrica favorable para que el petróleo quede acumulado y atrapado en ellas. Estos procesos van desde la formación 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 presión.

Migración de los hidrocarburos: Se define como el proceso de desplazamiento de los hidrocarburos en el medio geológico. El petróleo no suele encontrarse en el lugar en el que se genera. La generación de petróleo se produce a partir de la materia orgánica que se encuentra en sedimentos de grano fino, como arcillas; a estos sedimentos se les llama rocas madres. Posteriormente el petróleo se traslada a sedimentos de grano más grueso, como areniscas, por medio de un proceso llamado migración; estas rocas suelen llamarse rocas almacén.

Tipos de migración

Comigración: desplazamientos que conducen más o menos rápido y directamente a la formación de un yacimiento por acumulación y segregación en una trampa. Se distinguen dos épocas:

- ✓ **Migración primaria:** movimiento de los fluidos de la roca madre hacia la roca colectora.

- ✓ **Migración secundaria:** desplazamiento de los HC en el interior del horizonte permeable de una serie estratigráfica hacia las trampas donde se produce la acumulación.

Dismigración: desplazamientos de los HC hacia la superficie, que conducen a la formación de indicios superficiales y después a la destrucción de los HC por los agentes atmosféricos.

La migración puede expresarse de diferentes formas, en cuanto a la dirección predominante del movimiento los HC:

- ✓ **Migración horizontal:** desplazamiento en el interior de una formación de la misma edad, sean cuales sean las distancias recorridas y el desnivel.
- ✓ **Migración vertical:** desplazamientos perpendiculares a los límites cronoestratigráficos, y que hace pasar los fluidos de una formación determinada a otra formación de edad diferente.

Factores de la migración

La migración depende de los siguientes factores:

- ✓ Origen de los hidrocarburos.
- ✓ Características físico - químicas de los petróleos.
- ✓ Litología de las rocas colectoras y rocas asociadas.
- ✓ Tipo y naturaleza de la trampa.
- ✓ Historia geológica de la cuenca.

Acumulación de los hidrocarburos: proceso de concentración de los hidrocarburos dentro de la roca colectora 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.

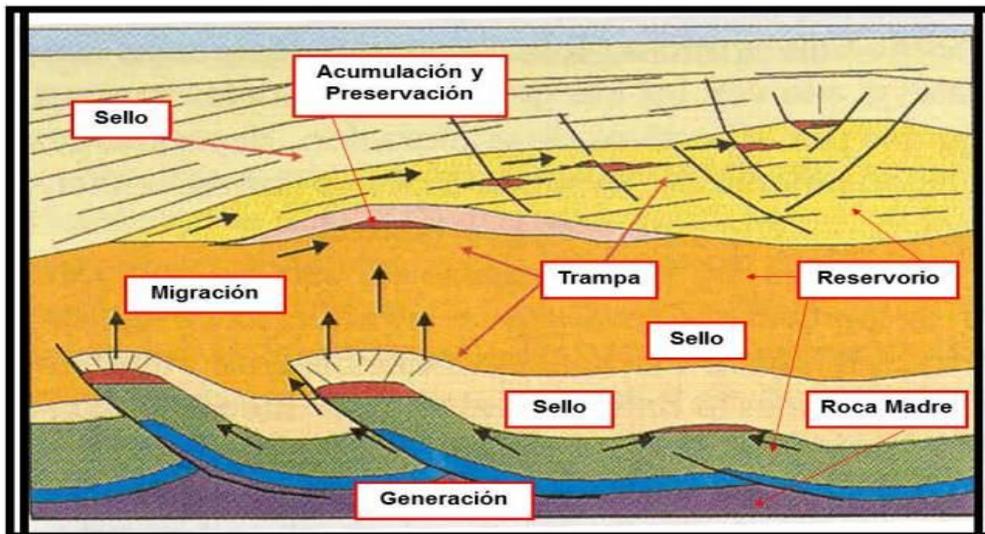


Figura: 6 Esquema del sistema petrolero.

Correlación entre pozos

La correlación entre pozos pretende establecer y visualizar la extensión lateral de las formaciones de interés, y la relación espacial entre estas a lo largo y ancho del campo a partir del reconocimiento de patrones en las diferentes trazas o curvas para zonas específicas de la sección registrada.

Los intervalos de registros de diferentes pozos se comparan para observar su similitud a las respuestas características de los registros a los indicadores litológicos.

Los registros de pozos tienen la ventaja (para la correlación) de proporcionar una información continua en todo el pozo.

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 contrario, cuanto falta por perforar.
- La presencia o la ausencia de fallas.

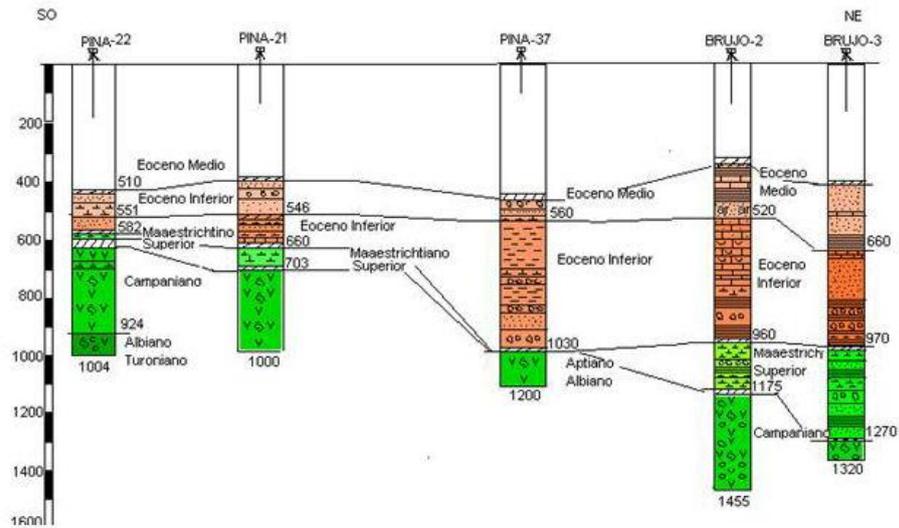


Figura: 7 Esquema de correlación de las rocas del arco volcánico de los pozos Pina – Brujo (Confeccionado por el Ing. Carlos M. Falcón en el año 2008).

El perfil o corte geológico

Un perfil geológico es la reconstrucción en profundidad de la estructura geológica de una zona. Un perfil o corte geológico puede definirse como una sección vertical o perfil interpretativo de la geología superficial, para cuya realización se utilizan los datos obtenidos en el terreno.

Es decir, un corte geológico es la interpretación de la información geológica disponible de una zona, representada en un corte o sección.

El corte geológico tiene como base el perfil topográfico, es decir el corte geológico está limitado por la parte superior por el corte topográfico por donde pasa a realizar.

Elementos de un corte o perfil geológico:

- ✓ Un corte geológico debe estar acompañado de una serie de elementos que permita su correcta interpretación.
- ✓ Debe presentar una escala tanto vertical como horizontal, generalmente estas escalas son iguales.
- ✓ El corte debe estar orientado, es decir se tiene que referenciar sus dos extremos.

- ✓ Debe presentar una leyenda, en la que se especifique los diferentes colores y tramas utilizando para representar la edad y la litología de los materiales que aparecen en el corte. Normalmente esta leyenda se construye de forma que los materiales están ordenados cronológicamente, en la parte inferior los más antiguos y en la parte superior los más modernos.
- ✓ Debemos identificar el corte en referencia al mapa, estableciendo alguna identificación alfanumérica de sus extremos que permita su rápida localización en el mapa.

Para realizar un corte geológico se emplea la misma técnica que para realizar un perfil topográfico, partimos de un mapa geológico en el que se traza el corte a realizar:

- 1) Realiza el perfil topográfico de la línea de corte. Este perfil es límite superior del corte geológico
- 2) La línea del perfil corta los diferentes elementos estructurales representados en el mapa, ya sean contactos entre materiales, planos de falla, o planos axiales de pliegues.
- 3) Se proyecta sobre el perfil topográfico las intersecciones de nuestra línea de corte con los diferentes elementos estructurales.
- 4) En primer lugar se deben pintar los elementos estructurales más importantes como plano de falla, discordancias o plano axiales de pliegues. Normalmente, estos elementos son planos, así que en nuestro corte estarán representados por líneas. Estas líneas deben pasar por los puntos de intersección correspondiente definidos sobre el perfil topográfico, y deben dibujarse con el ángulo de buzamiento correspondiente a cada una de esas estructuras.
- 5) En segundo lugar se pintan los contactos concordantes entre los diferentes materiales (planos de estratificación). Se sigue el mismo proceso utilizado en el trazado de las estructuras: se traza una línea, con el ángulo de buzamiento adecuado, que pase por la intersección definida en el perfil topográfico. Todas las líneas que se trazan en un corte geológico deben tener estilo geológico, es decir, es conveniente trazarlas a mano y evitar los trazos completamente rectos.

6) Después se deben rellenar con tramas y colores las superficies en el corte en función de tipo litológico y edad correspondiente.

7) Y por último, recordar que el corte, siempre debe presentar la orientación del mismo, la escala tanto vertical como horizontal y la leyenda donde se muestren los colores y símbolos utilizados.

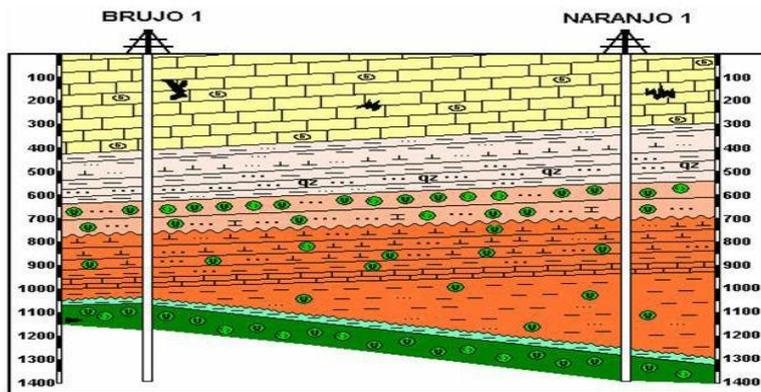


Figura: 8 Perfil geológico esquemático de los pozos: Los Naranjos-1-Brujo-1 (Confeccionado por el Ing. Carlos M. Falcón en el año 2008).

Espesores

El espesor de una capa o de un estrato de roca sedimentaria, medido en forma perpendicular a su extensión lateral, presumiendo la existencia de depositación sobre una superficie horizontal. Dado de que la depositación de sedimentos puede producirse sobre superficies inclinadas el espesor aparente o medido de la capa podría diferir del espesor verdadero de la capa. El espesor de una capa dada a menudo varía a lo largo de su extensión.

Características de las tobas

Las rocas ígneas o magmáticas se forman cuando la roca (magma) se enfría y solidifica, con o sin cristalización. Depende de donde se enfría y solidifique el magma.

Existen dos tipos de tobas:

- ✓ Tobas volcánicas
- ✓ Tobas calcáreas

Las tobas volcánicas es un tipo de roca ígnea volcánica, ligera, de consistencia porosa formada por la acumulación de cenizas u otros elementos volcánicos muy pequeño expelidos por los respiradores durante una erupción volcánica.

Las tobas calcáreas son una roca caliza muy porosa, una variedad de limo, formada por la precipitación de carbonatos a partir de cuerpos de agua dulce a temperatura ambiente.

Las tobas calcáreas se hallan principalmente en regiones calizas, rellenando hendiduras, fracturas, cisuras y cavidades en las rocas, y alrededor de manantiales y surgencias de agua que hayan atravesado estratos calizos.

Las tobas calcáreas formadas en estos casos tienen frecuentemente carácter esponjoso o celular o puede encerrar fragmentos de rocas, plantas o restos animales. La toba calcárea cementa algunas veces gravas superficiales para producir un material conocido como coliche.

Rocas Efusivas

Son las que se originan por un enfriamiento brusco del magma incandescente cuando sale a la superficie, eso provoca que no dé tiempo a que se formen cristales ya sea parciales o totalmente. Se trata de rocas formadas fundamentalmente por minerales silicatados. El cuarzo, los feldespatos y sobre todo minerales ferromagnesianos oscuros son sus principales componentes, estos últimos son los que les confieren su color gris oscuro o negro tan característicos.

Las rocas son:

- ✓ **Andesita:** rocas ígneas volcánicas, eruptivas de tonalidades grisácea oscura o negra, en buen estado suele utilizarse en mampostería, y machacada, como subbase de carreteras. Es impermeable, así como los productos de su meteorización, por lo cual es buen cierre para obras hidráulicas. Es la roca volcánica más común después del basalto.
- ✓ **Dacita:** roca ígnea volcánica, de carácter intermedio y alto contenido en hierro. Integrada por plagioclasas, biotita, hornblenda, augita, corderita y eustatita. Pueden contener cristales de cuarzo, granate, andalucita y sillimanita. Su textura es afanítica y porfídica con cristales de cuarzo, granate, andalucita, y sillimanita. Se asocia a magmas

calcoalcalinos contaminados por asimilación de corteza en zonas de subducción.

Geoestadística

La 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].

La Geoestadística se encarga del estudio de muestras repartidas en el espacio a partir de modelos aleatorios (Martínez, 2006) y destaca como una de las herramientas más completas en la modelación de las variables de porosidad, porosidad efectiva y permeabilidad en los yacimientos petrolíferos cubanos, con una efectividad probada durante más de 20 años. Los métodos de estimación propuestos 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 se adaptan a las complejidades de estos yacimientos.

La herramienta básica de la Geoestadística es el **variograma**, el cual se emplea para cuantificar la correlación entre observaciones. Los modelos de variograma se usan en la estimación sobre puntos no muestreados, procedimiento que se conoce como krigeage (o kriging en inglés) en honor al ingeniero sudafricano Danie Krige, quien, junto a Herbert Sichel llevó a cabo los primeros pasos de la naciente ciencia en las minas de oro de Witwatersrand. Las principales bases teóricas de la geoestadística fueron creadas por Georges Matheron hacia los años 60 y 70, en el Centro de Investigación de Fontainebleau, junto a su equipo de jóvenes investigadores. (Martínez, 2006)

En la actualidad los estudios geoestadísticos se han aplicado a numerosas ramas del conocimiento como la industria petrolera, la minería, las ciencias del mar, la hidrogeología, la pesca, el medio ambiente, las ciencias agrícolas y forestales, la ingeniería civil, procesamiento de imágenes, cartografía, ciencias de materiales, salud pública, meteorología, edafología, finanzas, entre otras.

Estimación (o estimar): 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 corta al resultado real.

La estimación de manera similar se puede generar mediante la proyección de los resultados de 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 el Dr.C. Gras Llopis en el año (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)

Regularización:

Kriging: es un método que se utiliza en geoestadística para la estimación de puntos, es preferible, 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: “lineal” porque es una combinación lineal ponderada de los datos, “insesgado” porque el error de estimación tendrá una media igual a 0 y “mejor” en el sentido del error de varianza mínima para un modelo dado de covarianza / variograma.

CAPÍTULO III: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.

3.1 Introducción

La Geoestadística, estudia las variables distribuidas espacialmente, partiendo de una muestra representativa del fenómeno en estudio, utilizando como elemento fundamental el análisis de la distribución espacial de información disponible, proponiendo minimizar la varianza del error de estimación, obteniéndose el mejor estimador lineal insesgado.

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

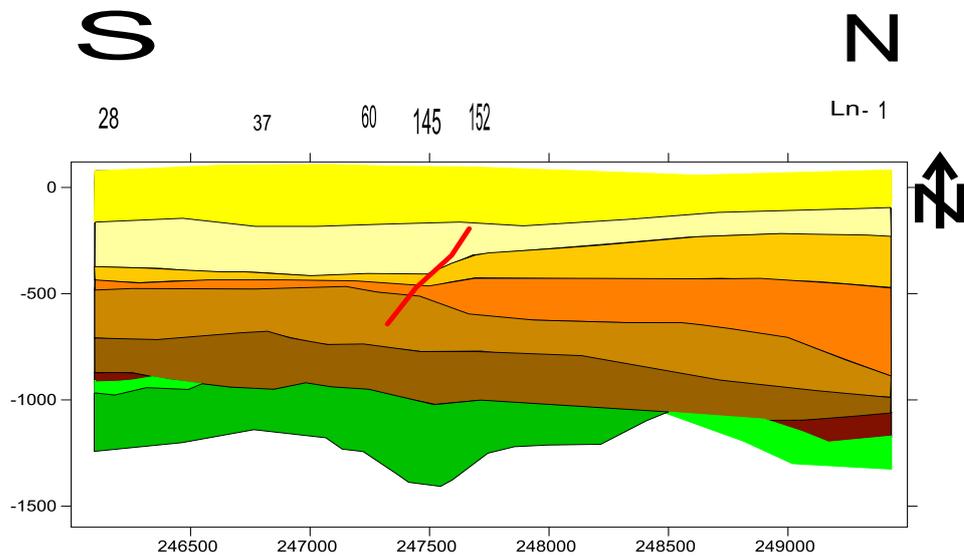
Estas propiedades son obtenidas durante los trabajos de exploración geológica de petróleo y conformadas en bases de datos que contienen los resultados de las principales propiedades petrofísicas. Las bases de datos utilizadas en la modelación y estimación deben poseer la calidad necesaria para ser incluidas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

3.2 Interpretación petrolífera del perfil geológico confeccionado sin el apoyo de los datos estimados de espesores de capas entre pozos.

3.2.1 Perfil de correlación entre el yacimiento Pina y la zona Los Naranjos.

En la parte inferior de los pozos del yacimiento Pina presentados en el perfil (ver figura 6) de dirección sur-norte, aparecen las tobas gruesas depositadas desde el Cretácico Inferior hasta el Cretácico Superior (Albiano Superio-Turoniano), las cuales aparecen siempre cerca de los 1 000 m de profundidad, con una potencia aproximada de unos 200 m. Estas tobas son representantes de la fase explosiva del vulcanismo del Cretácico, desarrollado fundamentalmente en el Cretácico Superior. En el pozo de Los Naranjos 1 no

aparecen estas rocas, por lo tanto no se puede establecer su continuidad en esa dirección.



◆ Leyenda



Figura: 9 Perfil geológico confeccionado sin el apoyo de los datos estimados

Sobreyaciendo a las tobas gruesas aparecen en el pozo 28 las tobas finas, hacía el norte desde ese pozo se pierden en el corte las tobas finas del Cretácico Superior (Campaniano-Maastrichtiano) así como las argilitas y margas del Paleoceno. Provocando la manifestación de una discordancia de edad Cretácico Superior-Paleoceno como se ha comprobado en otras investigaciones. En el pozo Los Naranjos 1 tampoco aparecen las tobas finas; en su lugar encontramos un ortoconglomerado donde se combinan restos

de andesitas, basaltos y tobas de diversas granulometrías de edad Cretácico Superior (Campaniano-Maastrichtiano). El ortoconglomerado demuestra como esta zona de la cuenca se encontraba demasiado lejos de la actividad volcánica como para recibir directamente los sedimentos resultantes de esa actividad. Sin embargo llegaron hasta esta zona de la cuenca restos del vulcanismo que constituyen fundamentalmente este ortoconglomerado que cuenta con un espesor aproximado de unos 150 m.

En el pozo 28 encontramos a las tobas finas sobreyacidas por las argilitas y margas del Paleoceno, las cuales constituyen el sello regional del yacimiento Pina. Como explicamos anteriormente estas rocas no aparecen en el resto de los pozos del yacimiento Pina que se encuentran representados en el perfil. Las argilitas y margas de Pina pueden ser correlacionables por su edad (Paleoceno) con la secuencia de limolitas y argilitas encontradas en Los Naranjos 1. Esta correlación nos indica que al parecer la cuenca estuvo experimentando un hundimiento hacia el norte, evidenciada no solo por la sedimentación de rocas propias de ambientes más profundos, sino además por la posición donde encontramos las rocas en el pozos Los Naranjos 1, ya que las rocas aparecen ligeramente por debajo de los 1 000 m de profundidad, cuando sus equivalentes en el pozo 28 se encuentran alrededor de los 850 m a 900 m. Sobreyaciendo a las argilitas y margas en el yacimiento Pina encontramos una secuencia representativa del Neoautoctono cubano como lo han denominado algunos autores como Iturralde-Vinent en 2008 y Pardo en 2009. El Neoautoctono en Pina esta representado por una sucesión de margas arenosas del Eoceno (Ypresiano); las cuales transicionan a calizas arenosas de la misma edad en Los Naranjos. A continuación encontramos areniscas polimícticas del Eoceno (Luteciano); transicionando a margas y argilitas hacia la parte norte del perfil. Encima de ellas aparecen areniscas de Eoceno Medio (Priaboniano), que pasan a ser conglomerados de la misma edad en las inmediaciones del pozo Los Naranjos 1. Las calizas del Oligoceno, son correlacionables en cuanto a la edad con las areniscas cuarcíferas. Por su parte las areniscas cuarcíferas del Mioceno (Aquitano-Serravalliano) transicionan hacia el norte a argilitas y limolitas. En cuanto a las calizas organógenas de edad Mioceno (Tortoniano); estas sufren

una transición a calizas. Estos autores anteriormente mencionados han coincidido además en plantear que en varias regiones de Cuba el Neoautóctono está 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. Lo mismo sucede en la zona de Los Naranjos. Como podemos interpretar por las rocas encontradas en la perforación la etapa post orogénica se caracterizó por movimientos ascendentes y descendentes en esta porción de la cuenca; la cual se encontró en algunos momentos más sumergida que la zona del yacimiento Pina; pero en otros momentos estuvo en posiciones más elevadas como podemos apreciar por los sedimentos acumulados en ambas áreas. Todas estas rocas desde el Eoceno hasta las más jóvenes formarán la cobertura sedimentaria encargada de ejercer la presión litostática necesaria para mantener las condiciones geológicas para conservar las acumulaciones petrolíferas en los horizontes inferiores.

Hacia el norte, en dirección de Los Naranjos apreciamos transiciones de estas rocas a las calizas arenosas

Finalmente podemos concluir que las perspectivas petrolíferas en la zona de Los Naranjos se manifiestan con buenas condiciones. Las condiciones geológicas favorables del yacimiento Pina no se conservan en la zona Los Naranjos; pero aparecen rocas que aún con composiciones diferentes pudieran realizar perfectamente las funciones de colectores y sellos para acumulaciones de hidrocarburos en caso de que estos migraran en esa dirección y llegaran a esa zona. En este sentido los efusivos y las tobas, tanto gruesas como finas (reservorios del yacimiento Pina), pudieran ser remplazadas como reservorios por los ortoconglomerados del Campaniano-Maastrichtiano. Por otra parte las argilitas y margas del Paleoceno (sello regional del yacimiento Pina), pueden ser sustituidos en su función sellante por las limolitas y argilitas de Los Naranjos, ya que tienen propiedades colectoras similares. El resto de las rocas que se encuentran en las capas superiores seguirían funcionando como la cobertura sedimentaria que contribuye en la conservación de las acumulaciones.

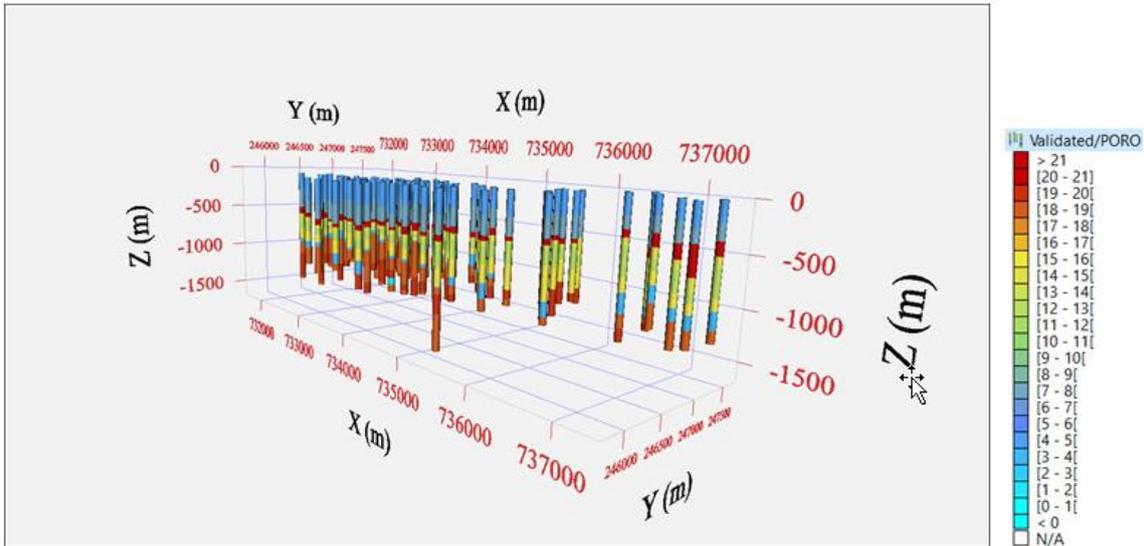


Figura: 10 Distribución de la porosidad (%), según pozos de exploración.

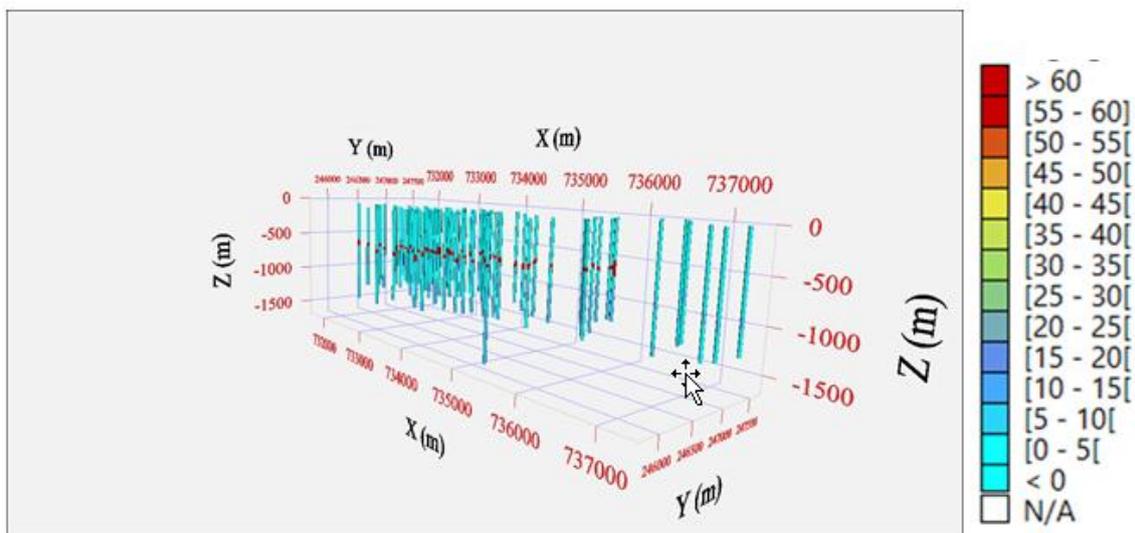


Figura: 11 Distribución de la porosidad efectiva (%), según pozos de exploración.

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

3.3.1 Datos de la exploración petrolífera

La base de datos (BD) de trabajo contiene 9 849 registros, pertenecientes a 81 pozos perforados. Los datos fueron provistos en formato Excel y sometidos a

un proceso de validación, donde se corrigieron los errores comunes que ocurren en la confección de las BD, los cuales pudieran introducir ruidos en la estimación.

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 geoestadísticos y de estimación de recursos. La base de datos conformada partió de los registros geológicos de los pozos

3.3.2 Despliegue de los datos

La distribución de los pozos en el plano arrojó que los pozos más concentrados pertenecen a la zona Pina (74 pozos), localizados hacia la parte oeste del yacimiento. El sector Brujo (6 pozos) se localiza hacia la zona este del sector y los datos referidos al sector Los Naranjos (1 pozo) se localizan hacia la parte

norte, de una forma aislada, no siendo perspectiva para el análisis de continuidad del horizonte colector dentro del yacimiento, próximo a la coordenada X: 736 000 y Y: 249 500

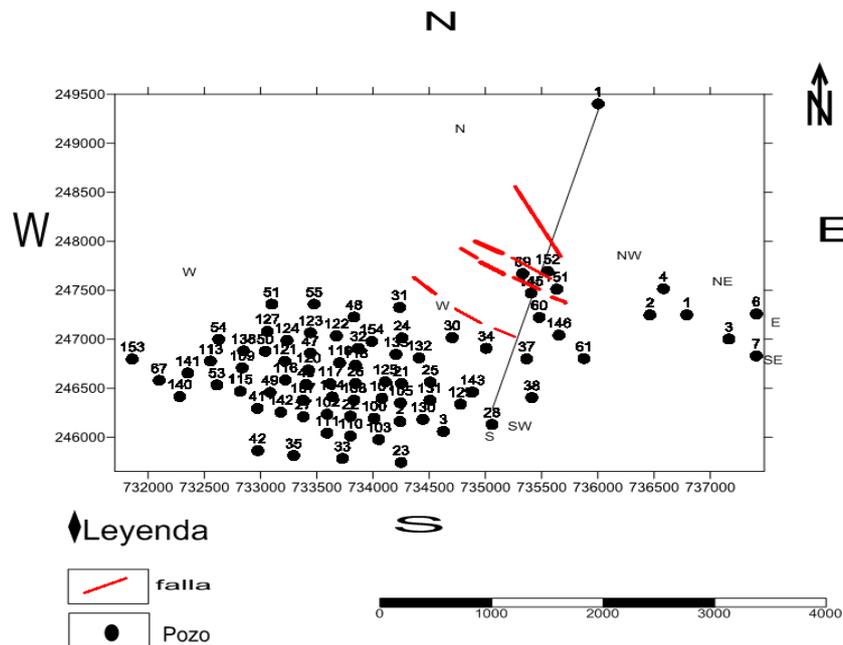


Figura: 12 Esquema de ubicación geográfica de los pozos de la zona Pina-Brujo-Los Naranjos, Ciego de Ávila. Surfer 12.

3.3.3 Regularización de las 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 ; 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 litología.

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

3.3.5 Estadística básica

El análisis estadístico de los datos de las variables de interés (porosidad, porosidad efectiva y permeabilidad) obtenido de las perforaciones de explotación se realizó con el objetivo de evaluar las propiedades colectoras de las rocas en las zonas Pina-Brujo-Los Naranjos. En el análisis se calcularon los estadígrafos fundamentales de tendencia central, dispersión y forma, además de la construcción de los histogramas para cada variable.

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

Variables	Máx.	Mín.	Moda	Media	Mediana	Varianza	Desv. Est.	Coef. Var.	C. Asim.	Curtosis
Porosidad	20.57	3.02	4.13	11.77	12.33	38.34	1.95	0.66	-0.04	-1.6
Porosidad Efectiva	8	1.32	2.31	4.11	3	4.11	2.03	0.57	0.44	-1.12
Permeabilidad	5.54	0.01	2.36	2.37	2.36	4.42	1.95	0.89	0.38	-1.07

Las tres variables en estudio muestran un coeficiente de variación menor que uno, 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 (6.11). El coeficiente de asimetría muestra que la mayoría de las muestras se agrupan hacia las zonas de mayor valor de las variables. Los valores máximos de porosidad corresponden a las areniscas cuarcíferas principalmente los de porosidad efectiva a las calizas arenosas únicamente y los de permeabilidad a las argilitas y limonita principalmente. Los mínimos de porosidad y de porosidad efectiva están en las argilitas y margas en la zona de Pina y en las limolitas y argilitas en la zona

Brujo, de igual forma y los de permeabilidad en la arenisca en la zona Pina y en los conglomerados en la zona Brujo.

Histograma de Porosidad Efectiva

Según el histograma de frecuencia, los valores de porosidad efectiva presentan una dispersión dentro de las diferentes litologías, areniscas polimícticas superan el 20 % ubicándose en las frecuencias de la parte izquierda del gráfico, haciéndolo asimétrico. Los mayores valores de porosidad efectiva se presentan en el sector Pina, en relación al sector los Brujo.

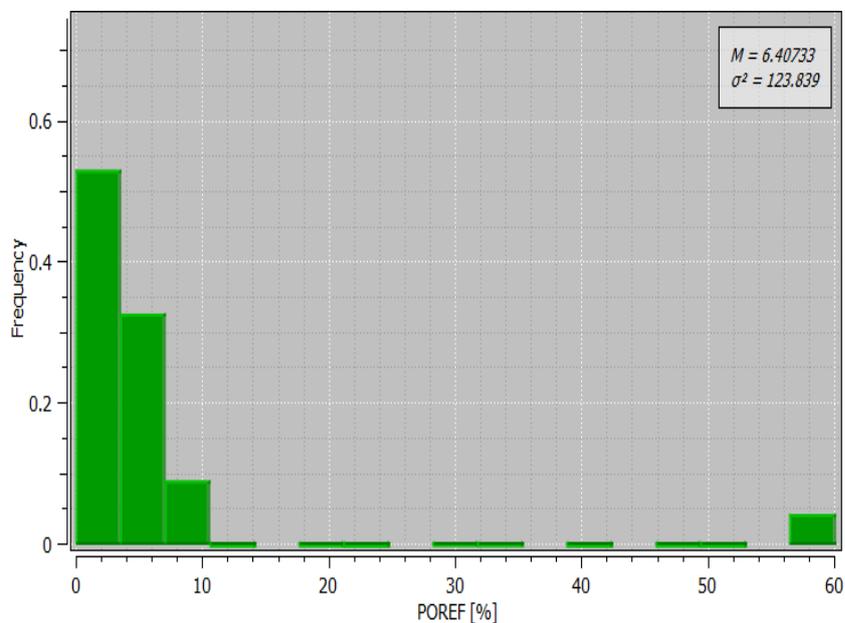


Figura: 13 Histograma de la Porosidad efectiva, yacimiento Pina-Brujo.

Histograma de Porosidad

En el sector Pina se presentan los menores valores de porosidad en relación al sector los Brujo. La porosidad en la capa colectora no presenta variación de un sector hacia el otro, fundamentado por la alta continuidad espacial de las tobas finas-margas fosilíferas y lutitas y tobas gruesas-ortoconglomerado.

En el histograma de frecuencia se observa que los valores de Porosidad presentan una variación en las diferentes litologías. En las litologías calizas, calizas organógenas, areniscas, argilitas y margas los valores de porosidad son inferiores a 10 %. Las mayores frecuencias se localizan hacia la parte derecha del gráfico, litologías calizas polimícticas y areniscas polimícticas con valores superiores a 20 %.

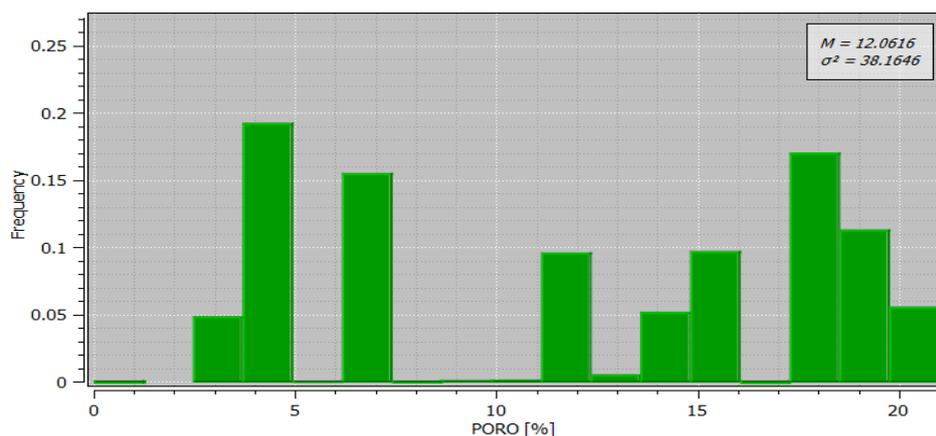


Figura: 14 Histograma de la porosidad, yacimiento Pina-Bujo.

Histograma de la Permeabilidad

Los valores de la permeabilidad presentan una mayor concentración en las diferentes litologías, según se puede observar en el histograma de frecuencia. Las litologías de calizas polimícticas areniscas presentan los mayores valores de permeabilidad (entre 5 y 10 %). Las mayores frecuencias documentadas (> 40 %) están reportadas en las areniscas polimícticas, solo existiendo una pequeña población mostrada en color rojo en el gráfico, la cual no fue considerada en la estimación por su baja frecuencia de aparición y posible error en la base de datos. La permeabilidad en la capa colectora no presenta variación de un sector hacia el otro, fundamentado por la alta continuidad espacial de las tobas finas-margas fosilíferas lutitas y gruesas-ortoconglomerado en los dos sectores.

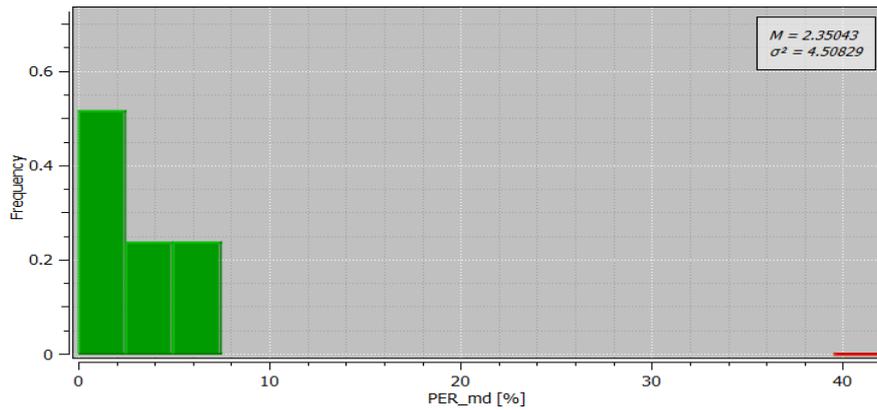


Figura: 15 Histograma de la permeabilidad

3.3.6 Análisis variográfico

El análisis variográfico se realizó teniendo en cuenta la continuidad lateral que existe entre las litologías del sector Pina y Brujo, el análisis de las tres variables principales (Porosidad, Porosidad efectiva y permeabilidad) se realizó de forma global entre todas las litologías, los valores de cada propiedad parten de las pruebas físico mecánicas representativas de cada litología.

El variograma horizontal se realizó en dos direcciones principales y el variograma vertical en la dirección de perforación, en este caso los pozos de exploración de explotación petrolíferos fueron realizados en dirección vertical.

Los variogramas experimentales se muestran en línea roja discontinua y los variogramas teóricos horizontales en las dos direcciones principales, se muestran en línea continua de color verde y roja.

3.3.6.1 Porosidad efectiva, variograma horizontal y vertical

El variograma experimental horizontal en la dirección norte presenta mayor continuidad, alcanzando valores de hasta 400 m, en relación a la dirección este donde la continuidad está en el orden de los 150 m. La mayor continuidad de ambas direcciones está en el orden de los 100 a 200 m. En la dirección vertical

existe una alta continuidad de la porosidad efectiva, siendo hasta 150 m un valor aceptable como parámetro en el estudio geoestadístico.

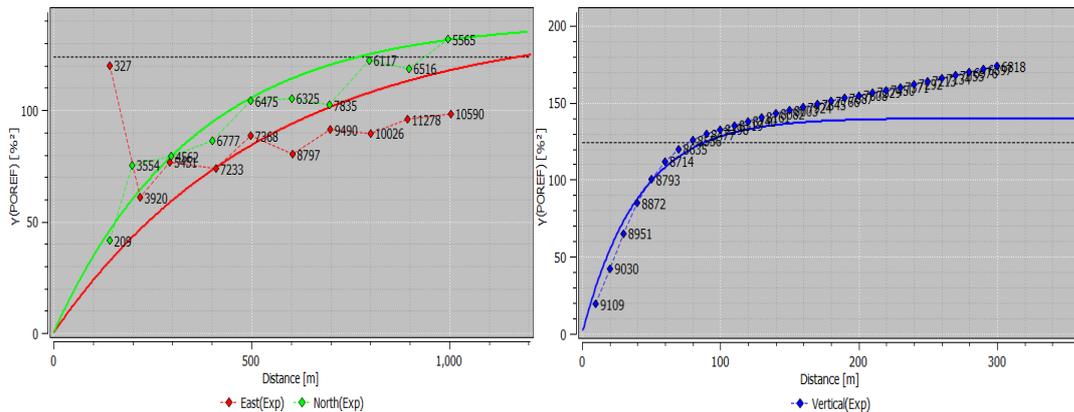


Figura: 16 V. porosidad efectiva horizontal Figura: 17 V. porosidad efectiva vertical

3.3.6.2 Porosidad, variograma horizontal y vertical

El variograma experimental horizontal en la dirección norte y este presentan un mismo comportamiento en relación a la continuidad espacial de la porosidad en las diferentes litologías, alcanzando valores de hasta 200 m. En ambas direcciones se puede confirmar que existe una continuidad lineal hasta los 150 m, esto sugiere que hasta esta distancia el medio puede considerarse isotrópico.

En la dirección vertical existe una alta continuidad de la porosidad efectiva, siendo hasta 100 m un valor aceptable como parámetro en el estudio geoestadístico para la estimación.

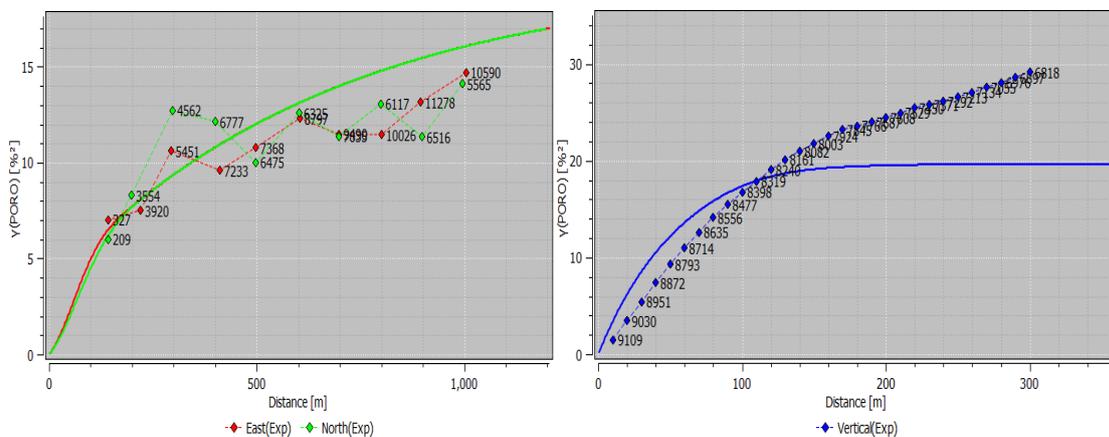


Figura: 18 V. porosidad horizontal

Figura: 19 V. porosidad vertical

3.3.6.3 Permeabilidad, variograma horizontal y vertical

El variograma experimental horizontal en la dirección norte y este presenta una baja continuidad, con tendencia a un variograma con efecto pepita puro. La zona de “mejor” continuidad, alcanzando valores de hasta 250 m. El comportamiento en origen de los variogramas experimentales con 327 y 209 pares, parece estar asociados con la heterogeneidad a corta distancia, no siendo estos de gran influencia.

En la dirección vertical existe una alta continuidad de la porosidad efectiva, siendo hasta 100 m un valor aceptable como parámetro en el estudio geoestadístico para la estimación.

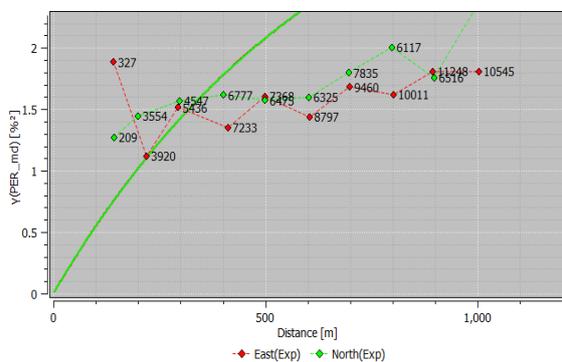


Figura: 20 Permeabilidad horizontal

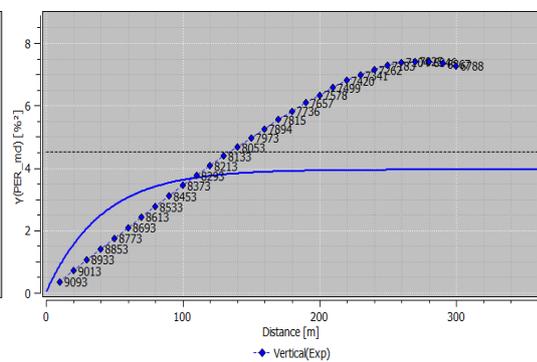


Figura: 21 V. Permeabilidad vertical

3.4 Resultados de la modelación del colector en 3D

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

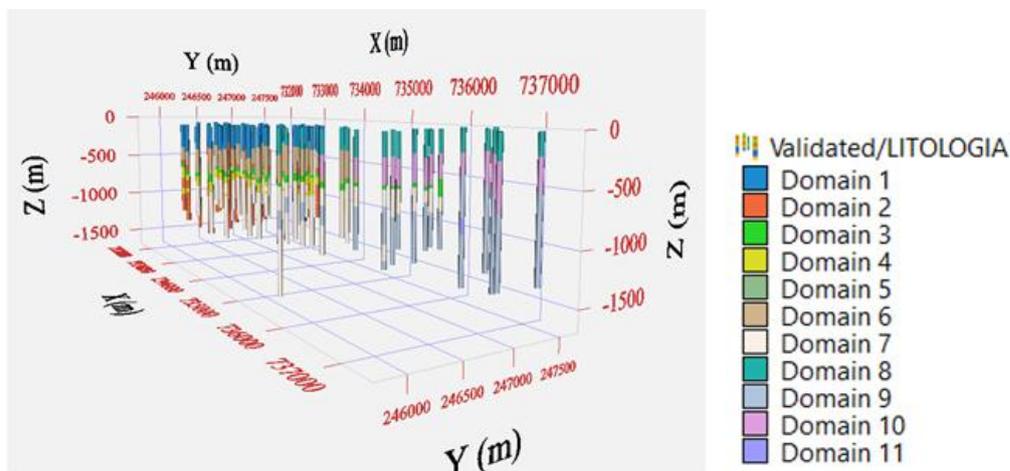


Figura: 22 Distribución de los dominios litológicos en 3D, según tipo de litología

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

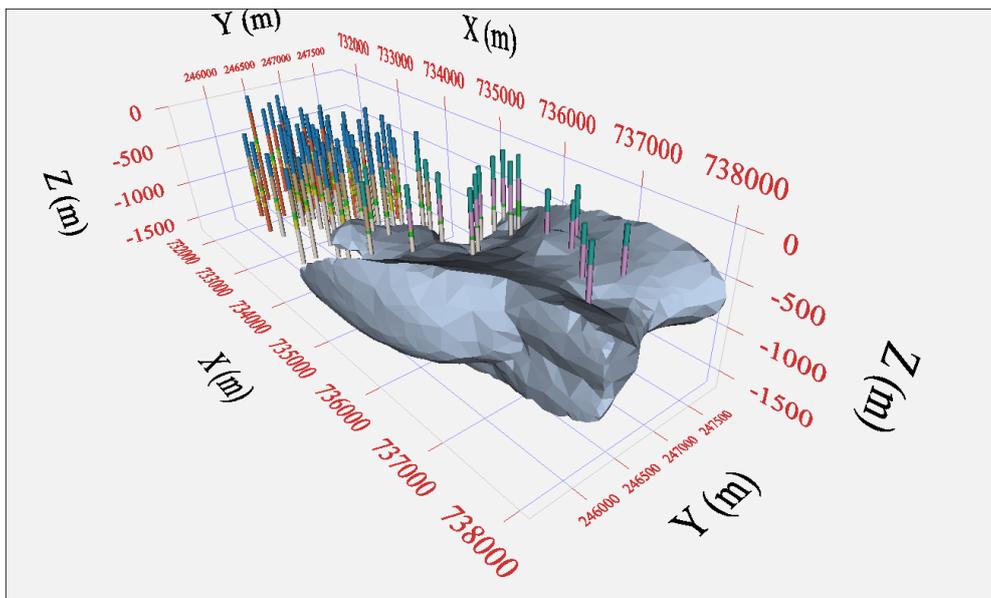


Figura: 23 Representación gráfica en 3D del colector, sector Pina-Brujo.

La profundidad de yacencia de las tobas gruesas-ortoconglomerado está alrededor de los 500 m de profundidad en el sector Brujo y en la zona de Pina superan los 1000 m de profundidad.

En la figura siguiente se muestra una sección del colector en 3D, donde se puede apreciar entre las coordenadas (x) 734 000 y 735 000 que existe una tendencia de continuidad del colector, aspecto que debe ser evaluado con la perforación de nuevos pozos o métodos indirectos, que permitan evaluar la continuidad de esta capa.

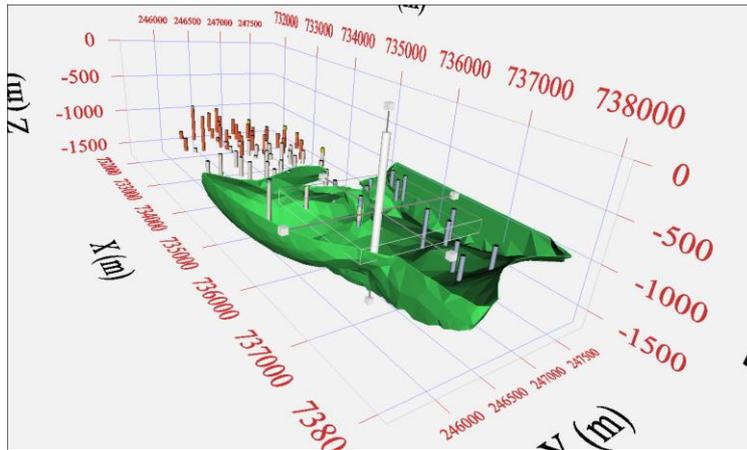


Figura: 24 Sección del colector en 3D, plano 1000 m de la vertical.

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

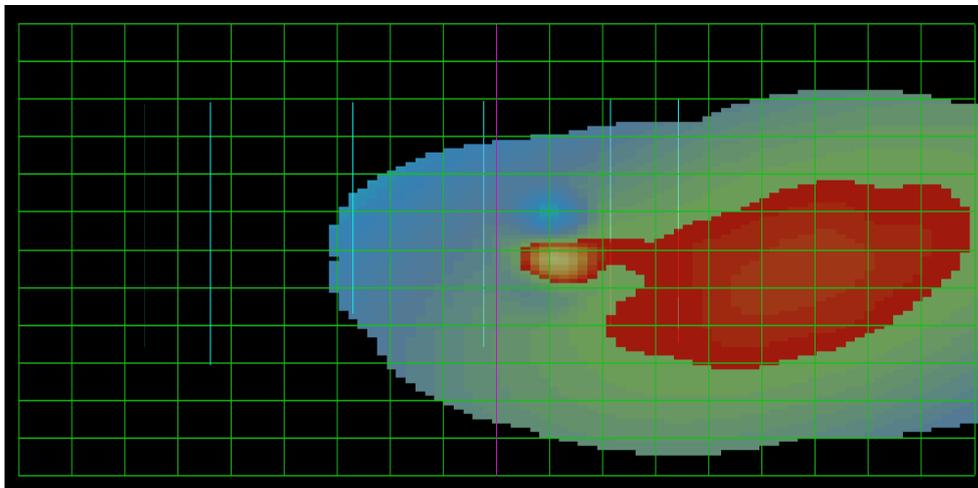


Figura: 25 Perfil Este (derecha)- Oeste (Izquierda) de la zona del colector.

Interpretación de los resultados

La estimación de los tres principales parámetros petrofísicos se realizó, mediante el método de estimación del Kriging Ordinario. Este

método, unido al elipsoide de búsqueda, permite estimar la continuidad o no de las propiedades petrofísicas.

La porosidad: la mayor continuidad en el modelo de bloques se estiman en el sector de Pina, donde se localizan valores > 20 %, para profundidades de 1 000 m. La zona de transición Pina-Brujo existe una disminución significativa de la porosidad próxima a la zona del colector. Los horizontes superiores del sector los Brujo muestran los valores más bajos < 4 %, relacionado con las calizas organógenas.

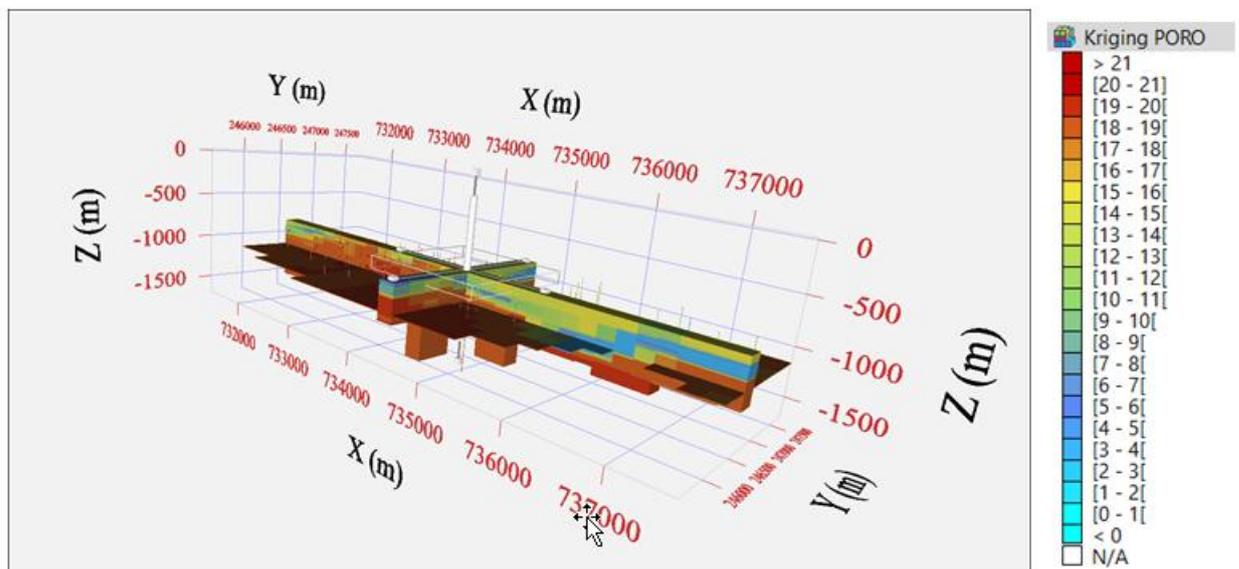


Figura: 26 Perfiles de Porosidad (%), según el modelo de bloques 3D.

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

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

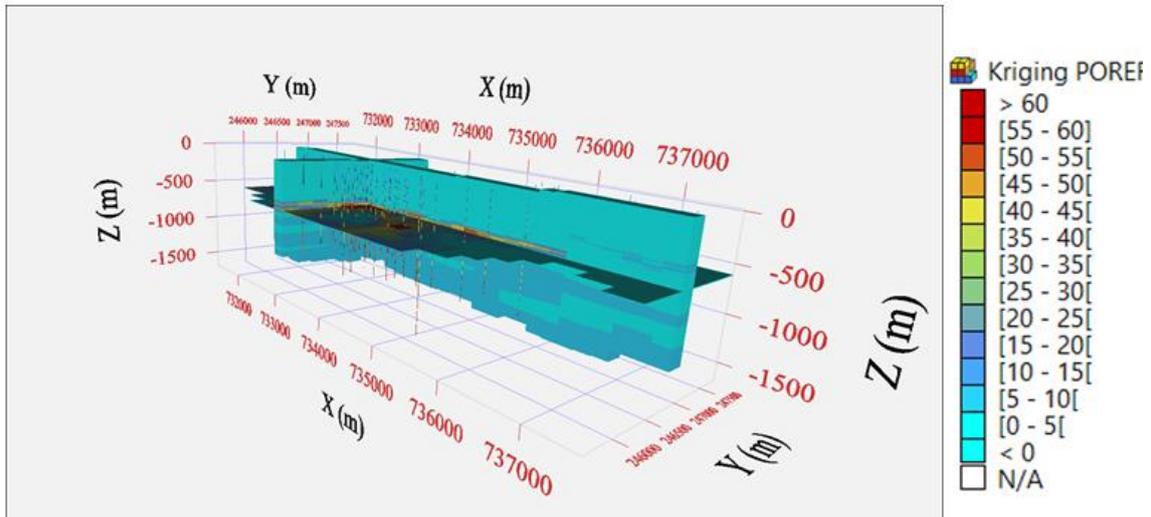


Figura: 27 Perfiles de Porosidad Efectiva (%), según el modelo de bloques 3D.

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

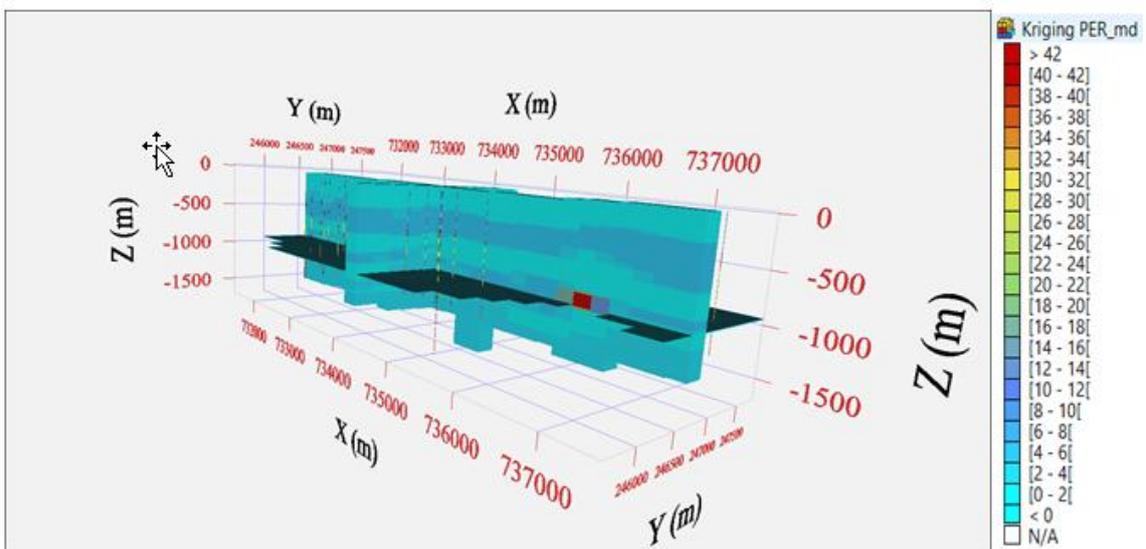


Figura: 28 Perfiles de permeabilidad (md), según el modelo de bloques 3D.

CONCLUSIONES

1. A pesar de confirmarse de una discordancia de edad Cretácica Superior Paleoceno entre el yacimiento Pina y la zona Los Naranjos. En el pozo Los Naranjos 1 se encuentran rocas favorables para almacenar
2. La profundidad de yacencia de los ortoconglomerados (colector) está alrededor de los 500 m de profundidad en el sector Brujo y en la zona de Pina los colectores se encuentran a más de 1 000 m de profundidad.
3. En el sector de Pina se estiman valores de más del 20 % de porosidad para profundidades de 1 000 m.
4. En el sector Pina se presentan valores de porosidad efectiva alrededor del 8 % en las zonas intermedias entre 500 a 1 000 m de profundidad, asociados a otras posibles rocas colectoras.

RECOMENDACIONES

1. Realizar estudios de correlación entre pozos para profundizar en las relaciones entre las restantes litologías del yacimiento.
2. Desarrollar estudios más detallados en las zonas donde existe una distribución más espaciada de los pozos de explotación de hidrocarburo.
3. Evaluar la continuidad del colector entre las coordenadas (x) 734 000 y 735 000 donde existe una tendencia de continuidad del colector, mediante la perforación de nuevos pozos o métodos indirectos
4. Evaluar la continuidad de desarrollo del sector Brujo, donde se localiza la zona de mayor continuidad del colector.
5. Implementar los métodos de estimación en programas computarizados para lograr una modelación geológica más eficiente.

BIBLIOGRAFÍA

- B.P. Tissot, D.H. Welte, (1984). Petroleum Formation and Occurrence.
- C. M. Perera Falcón, (2008). Características Estratigráficas de las Secuencias Vulcanógenas y Vulcanógenas–Sedimentarias del Arco Volcánico del Cretácico por datos de Subsuelo, Zona Pina-Brujo-Naranjo, Cuenca Central, Cuba. Tesis de Maestría.
- Cobiella-Reguera, J. L., (2000). Internacional Geology review vol. 42, p. 594-616.
- Cobiella-Reguera, J. L., (2001-2002). Apuntes y guía de geología de Cuba. Universidad de P. del Río, Cuba, Curso 2001-2002, p.59.
- Colectivo de autores. (2013). Léxico estratigráfico de Cuba.
- Cuador-Gil, J.Q., (2006). Elementos de Geoestadística, p. 52.
- Da Mata, J. (2017). Evaluación de las propiedades colectoras de las rocas del yacimiento petrolífero Pina, de la provincia de Ciego de Ávila. Tesis de Diploma.
- David, M., (1977). Geostatistical Ore Reserve Estimation: New York: Elsevier Scientific Publishing Company.
- Díaz, M., Cruz. R., (1998). Recuperación mejorada en el Yacimiento Pina, Archivo CEINPET, Cuba, p.32
- Díaz-Collell, L., (2006) Microestratigrafía (Foraminiferida, Ostracoda e Radiolaria) do Cretáceo Superior (Campaniano-Maastrichtiano) e limite Cretáceo/Paleogeno das bacias sinorogénicas de Cuba, Tesis de Doctorado en Ciencias Geológicas, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, Brasil, 2 (2): 201-380..
- Díaz de Villalvilla, I., (1988). "Caracterización geológica y petrológica de las asociaciones vulcanógenas del arco Insular Cretácico en Cuba Central" Tesis de Doctorado en Ciencias Mineralógicas, Instituto de Geología y Paleontología ,La Habana, CUJAE, Cuba, p.95.
- 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 p. 13-16.

- Fernández de Castro, M., Silterain. P. (1869-1883). Croquis geológico de la Isla de Cuba Bol. Mapa Geológico, España, Madrid, p.8.
- Furrázola-Bermúdez, G., C. Judoley (1964) Geología de Cuba; Editorial Universitaria, La Habana, p. 239.
- Guerra, D. 2016. Evaluación de la inyección de aguas residuales en el yacimiento petrolífero Pina. Tesis de maestría.
- IKoutsoukos, E., (1999). Distribution patterns of morphotypes and pelagic niches of planktonic foraminifers in the cretaceous of NE Brazil, en: Boletim do 5º Simpósio sobre o Cretáceo do Brasil y 1^{er} Simposio sobre el Cretácico de América del Sur. *Editorial UNESP*, Brasil, p. 675-680.
- Iturralde-Vinent, M. A., (2008) Compendio de Geología y del Caribe.
- J. E. Freund, I. R. Miller, R. Johnson. (2006) Probabilidad y Estadística para Ingeniero. P 261.
- J, Guillemont. (1971). Geología del petróleo. Madrid. P, 398.
- 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.
- L. B. Magoon and W. D. Dow. (1994).The Petroleum System. Tulsa, Okalhoma, USA, p. 584.
- M. Fernández de Castro. (1869-1883). Primer mapa geológico esquemático de Cuba.
- Milián, E., Flores, E., Brey. D., Blanco. S., Fernández. G., Otero. R; Barceló G., Perera. C., Rodríguez. M. (1987). Caracterización de la facies, colectores y sellos y su distribución areal para los depósitos Cretácico-Paleógeno de la Cuenca Central de Cuba, Archivo de CEINPET, p.215.
- Pardo G. (2009) The Geology of Cuba. AAPG # 58.
- Perera, C., Blanco. S., (1996). Estratigrafía del yacimiento Pina de Cuenca Central, primer Simposio del CEINPET, c. Habana, Cuba. 10 p

- Roja, R., Shelton. P. W., Iturralde-Vinent. (1992). Cuban rudist fauna revisited. Resúmenes 13 Conferencia Geológica del Caribe, Cuba, August, 5p.
- R. E. Walpole, R. H. Myers, S. L. Myers. (2008). Probabilidad y Estadística Para Ingenieros, p.248.
- 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 possible thickness of tertiary basins, Centro Nacional Fondo geológico, MINBAS La Habana, 8p.

ANEXOS

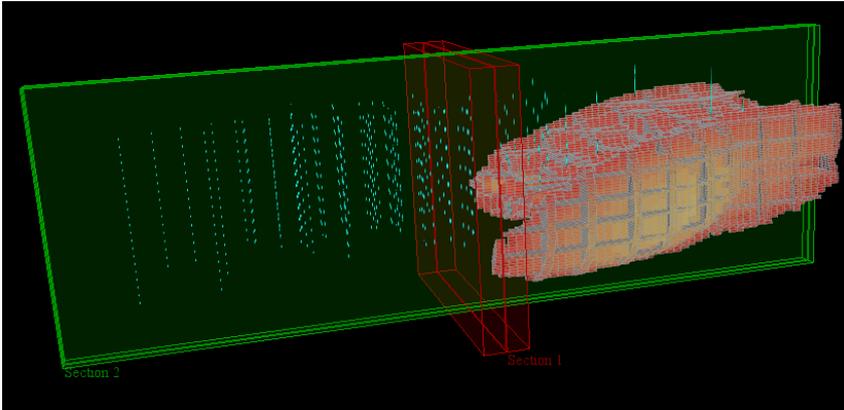
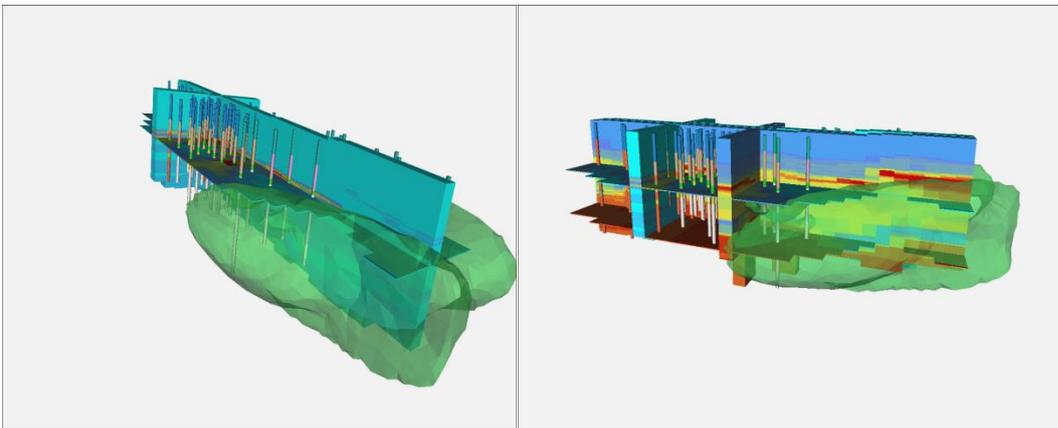


Figura: 29 Zona de mayor probabilidad de la litología 9, colector



Figuras: 30-31 Representación gráfica en 3D de la concentración de sólidos en la zona Brujo.