

ANÁLISIS GEOLÓGICO DE UN POZO EN ESTADO DE ABANDONO EN UN  
CAMPO DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES, DE LA COMPAÑÍA  
GEPARK COLOMBIA SAS

Autor:

Bresly Gissell Hernández Santana

Trabajo de Grado en modalidad de práctica empresarial para

Optar al Título de Geóloga

Directora:

Victoria Eugenia Mousalli Diaz

Ingeniera Geóloga

Codirector

Juan Esteban Musso

Geólogo, MSc Ingeniería de Yacimientos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico Químicas

Escuela de Geología

Bucaramanga

2024

### **Dedicatoria**

Dedicado a Freddy Antonio, mi padre, quien desde el cielo me guía y acompaña cada día. También a Elizabeth, mi madre, y a Faber y Freddy, mis hermanos, quienes han sido mi continua inspiración y apoyo incondicional en aquellos momentos de dificultad.

### **Agradecimientos**

Quiero expresar mi agradecimiento a la Universidad Industrial de Santander por ofrecerme un espacio y una comunidad que me brindaron la oportunidad de crecer y desafiarme tanto a nivel educativo como personal. Agradezco a mi directora de Trabajo de Grado, Victoria Eugenia Mousalli Díaz, por su dedicación y acompañamiento; me guiaste e incentivaste a profundizar en la geología de hidrocarburos, lo cual ha sido fundamental en mi formación académica.

También quiero agradecer a Juan Esteban Musso mi codirector, por darme la bienvenida a Geopark Colombia SAS y orientarme durante mi etapa como practicante. Asimismo, agradezco a los demás miembros del departamento de Exploración de esta empresa, quienes me han inculcado el valor del trabajo duro y la constancia.

Finalmente, agradezco a mis amigos Jhoan, Claudia, María Fernanda, Zaray, Isabella y Jaffet por su apoyo, compañía y cariño.

**Tabla de Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	13
1. Objetivos .....	15
2.1 Objetivo General .....	15
2.2 Objetivos Específicos.....	15
2. Marco teórico .....	16
2.1 Sistema Petrolífero.....	16
1.1.1 Roca madre o generadora.....	16
1.1.2 Roca yacimiento o almacén .....	16
1.1.3 Roca sello.....	16
2.1.4 Trampa .....	16
2.1.5 Migración.....	17
2.2 Petrofísica .....	17
2.2.1 Permeabilidad .....	17
2.2.2 Porosidad.....	17
2.2.3 Registros de pozos .....	18
2.2.4 Registro Gamma Ray .....	18
2.2.5 Registro de Resistividad .....	19
2.2.6 Registro Densidad .....	20
2.2.7 Registro Neutrón.....	21
2.2.8 Registro Sónico.....	22
2.3 Geofísica .....	23

2.3.1 Onda sísmica.....	23
2.3.2 Geometría sísmica.....	24
2.3.3 Impedancia acústica.....	24
2.3.4 Sismograma sintético.....	24
2.3.5 Atributos sísmicos.....	24
2.4 Cromatografía.....	25
2.4.1 Relaciones de Pixler.....	25
3. Marco Geológico.....	26
3.1 Localización del área de estudio.....	26
3.2 Marco Geológico Regional.....	27
3.3.1 Formación Ubaque – Cretácico.....	29
3.3.2 Formación Gachetá – Cretácico.....	29
3.3.3 Formación Guadalupe - Cretácico.....	29
3.3.4 Formación Barco – Paleógeno.....	30
3.3.5 Formación Los Cuervos – Paleógeno.....	30
3.3.6 Formación Mirador – Paleógeno.....	30
3.3.7 Formación Carbonera – Paleógeno.....	31
3.3.8 Formación León – Neógeno.....	31
3.3.9 Formación Guayabo – Neógeno.....	31
3.4 Sistema Petrolífero de la Cuenca de los Llanos Orientales.....	32
3.4.1 Roca madre.....	32
3.4.2 Roca yacimiento o almacén.....	32
3.4.3 Roca sello.....	32

3.4.4 Trampas.....	33
3.4.5 Migración.....	33
3.5 Evolución Tectónica de la Cuenca de los Llanos Orientales .....	33
4. Metodología .....	35
4.1 Etapa 1: Investigación Documental .....	35
4.2 Etapa 2: Análisis de Datos de Cromatografía.....	36
4.3 Etapa 3: Introducción a la Petrofísica y la Geofísica.....	36
4.4 Etapa 4: Elaboración de Correlaciones Litoestratigráficas.....	37
4.5 Etapa 5: Elaboración de Amarre Pozo-Sísmica.....	37
4.6 Etapa 6: Interpretación Sismo Estratigráfica .....	38
4.8 Etapa 8: Elaboración de Mapa Estructural.....	38
4.9 Etapa 9: Redacción de Informe Post-Mortem del Pozo-1 .....	39
4.10 Etapa 10: Revaluación del Potencial Productor de Hidrocarburos del Pozo-1.....	39
5. Resultados y discusión.....	40
5.1 Ubicación de los Pozos de Interés .....	40
5.2 Datos Cromatográficos y Relaciones de Pixler .....	41
5.3 Correlaciones Litoestratigráficas y las Variaciones de Espesor de la Formación Barco.....	43
5.4 Sismogramas Sintéticos .....	46
5.5 Interpretación Sísmica de los Horizontes de Interés.....	47
5.6 Interpretación de Rasgos Estructurales.....	49
5.7 Mapa Estructural de la Formación Barco .....	50
5.8 Informe Post Mortem del Pozo-1.....	51
5.9 Revaluación del Potencial Productor de Hidrocarburos del Pozo-1 .....	55

6. Conclusiones .....	57
Recomendaciones .....	59
Referencias Bibliográficas .....	60

### Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1 <i>Representación de registro Gamma Ray (GR)</i> .....	19
Figura 2 <i>Representación de registros Resistivos</i> .....	20
Figura 3 <i>Representación de registro Densidad (RHOB)</i> .....	21
Figura 4 <i>Representación de registro Neutrón (NPHI) combinado con el registro Densidad (RHOB)</i> .....	22
Figura 5 <i>Representación de registro Sónico (DT)</i> .....	23
Figura 6 <i>Mapa de Localización de la Cuenca de los Llanos Orientales</i> .....	26
Figura 7 <i>Columna estratigráfica y Sistema petrolífero de la Cuenca de los Llanos Orientales</i> .	28
Figura 8 <i>Esquema Metodológico del Proyecto</i> .....	35
Figura 9 <i>Mapa de Ubicación de los Pozos en el Área de Interés</i> .....	41
Figura 10 <i>Relaciones de Pixler a partir de los datos del Pozo-1 de la Formación Barco</i> .....	42
Figura 11 <i>Representación de Correlación Estructural de los Pozos de Interés</i> .....	44
Figura 12 <i>Representación de Correlación Estratigráfica de los Pozos de Interés</i> .....	45
Figura 13 <i>Representación del Sismograma Sintético realizado para el Pozo-1</i> .....	47
Figura 14 <i>Representación de los horizontes interpretados de las formaciones Mirador, Barco y Gachetá, y la discordancia del Eoceno Medio</i> .....	48
Figura 15 <i>Representación de las fallas interpretadas en el área de estudio</i> .....	49
Figura 16 <i>Mapa Estructural en profundidad al tope de la Formación Barco</i> .....	51
Figura 17 <i>Representación de la identificación de contactos agua-aceite en la Formación Barco</i> .....	52

Figura 18 *Representación de los lentes de arena pertenecientes a la Formación Barco en los Pozos 1 y 2* ..... 54

**Lista de Tablas**

**Pág.**

Tabla 1 *Inventario de Registros de Pozos según el nombre registrado para cada registro* ..... 43

## Resumen

**Título:** Análisis Geológico de un Pozo en Estado de Abandono en un Campo de la Cuenca de los Llanos Orientales, de la Compañía Geopark Colombia SAS

**Autor:** Bresly Gissell Hernandez Santana

**Palabras Clave:** Formación Mirador, formación Barco, litoestratigrafía, ambientes sedimentarios, registros de pozo, interpretación sísmica, potencial productor.

**Descripción:** El potencial productor de hidrocarburos de la Cuenca de los Llanos Orientales la convierte en una de las más importantes de Colombia. Durante décadas, esta cuenca ha desempeñado un papel fundamental en la industria petrolera nacional. Aunque es una región ampliamente estudiada, aún presenta incógnitas geológicas. Por ello, nuevas perspectivas de exploración son cruciales para abordar su complejidad geológica y maximizar el aprovechamiento de sus recursos. Este informe presenta un análisis geológico del Pozo-1, abandonado sin pruebas de producción previas. El estudio integra datos anteriores y posteriores a la perforación, buscando comprender si el pozo tenía potencial productor de hidrocarburos económicamente viable. La metodología incluyó la elaboración e integración de correlaciones litoestratigráficas e interpretación sísmica, lo que permitió una evaluación más precisa. Utilizando registros de pozo y datos sísmicos proporcionados por Geopark Colombia SAS, se realizaron descubrimientos estratigráficos y estructurales que fundamentaron la reevaluación del pozo mencionado. Estos hallazgos permitieron abordar desde varios frentes las problemáticas asociadas al pozo, contribuyendo a una comprensión más clara de la geología local y sus implicaciones para la exploración de hidrocarburos en la región. Finalmente, se determinó que el Pozo-1 no presenta potencial productor de hidrocarburos, ya que algunos elementos de su sistema petrolero, como el sello y la trampa, podrían no ser efectivos.

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Director: Victoria Eugenia Mousalli Diaz. Ingeniera Geóloga.

### Abstract

**Title:** Geological Analysis of an Abandoned Well in a Field of the Eastern Llanos Basin, by Geopark Colombia SAS

**Author:** Bresly Gissell Hernandez Santana

**Keywords:** Mirador Formation, Barco Formation, lithostratigraphy, sedimentary environments, well logs, seismic interpretation, production potential.

**Description:** The hydrocarbon production potential of the Eastern Llanos Basin makes it one of the most important in Colombia. For decades, this basin has played a fundamental role in the national oil industry. Although it is a well-studied region, it still presents geological uncertainties. Therefore, new exploration perspectives are crucial to address its geological complexity and maximize the utilization of its resources. This report presents a geological analysis of Well-1, which was abandoned without prior production tests. The study integrates data from before and after drilling, aiming to understand whether the well had economically viable hydrocarbon production potential. The methodology included the development and integration of lithostratigraphic correlations and seismic interpretation, allowing for a more accurate assessment. Using well logs and seismic data provided by Geopark Colombia SAS, stratigraphic and structural discoveries were made that supported the reevaluation of the mentioned well. These findings enabled a multi-faceted approach to the issues associated with the well, contributing to a clearer understanding of the local geology and its implications for hydrocarbon exploration in the region. Finally, it was determined that Well-1 does not present hydrocarbon production potential, as some elements of its petroleum system, such as the seal and trap, may not be effective.

\*Degree Work

\*\* Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Geology. Director: Victoria Eugenia Mousalli Diaz. Geologist.

## Introducción

Desde el 26 de enero de 2024 hasta el 25 de julio de 2024, se desarrolla una práctica empresarial en la empresa Geopark Colombia SAS. Durante este periodo, la empresa brinda un riguroso acompañamiento e introducción a la aplicación de la geología en la industria petrolera. Se fomenta el estudio de ramas de la geología, como la petrofísica y la geofísica, desde ámbitos teóricos y prácticos.

Con el objetivo de contribuir al crecimiento del departamento de exploración de la Cuenca de los Llanos Orientales de Geopark Colombia SAS y adquirir conocimientos en la identificación de prospectos exploratorios, se propone reevaluar prospectos previamente descartados que, a la luz de nuevos datos, muestran potencial para la producción de hidrocarburos. En este contexto, se realizan actividades relacionadas con la reinterpretación de un pozo abandonado, estableciendo correlaciones entre este pozo y otros pozos productores de proyectos posteriores.

El proyecto se desarrolló en un campo asignado a la empresa Geopark Colombia SAS, ubicado al suroeste de la cuenca de los Llanos Orientales, que es reconocida por su significativo potencial productor de hidrocarburos en Colombia.

Tras la adquisición de información de pozos perforados por una empresa externa entre 2011 y 2014, en Geopark Colombia SAS surge un particular interés por un pozo abandonado denominado Pozo-1, que se encuentra ubicado a menos de 2 km de los pozos productores Pozo-2 y Pozo-3. Se estableció que la geología de los 3 pozos anteriormente mencionados presenta similitudes a nivel estructural y estratigráfico, por ello, surge la necesidad de comprender los factores que llevaron al abandono del Pozo-1 y reevaluar su potencial productor de hidrocarburos.

Se llevó a cabo un análisis geológico basado en la interpretación de datos petrofísicos, como registros de pozos, y en datos geofísicos, provenientes de un cubo sísmico del área de estudio. Para realizar una interpretación más completa y comprender mejor la evolución y características geológicas de la zona. Adicionalmente, se analizan también los pozos Pozo 4, Pozo 5 y Pozo 6, ubicados al noroeste, noreste y sur, respectivamente, del área de interés.

## **1. Objetivos**

### **2.1 Objetivo General**

Analizar un pozo en estado de abandono en un campo de la Cuenca de los Llanos Orientales a partir de la interpretación de datos petrofísicos, geológicos y geofísicos.

### **2.2 Objetivos Específicos**

Analizar la evolución y las características geológicas principales de la Cuenca de los Llanos Orientales, haciendo énfasis en el potencial productor de hidrocarburos de la Formación Barco.

Estudiar las propiedades petrofísicas y geofísicas asociadas al pozo abandonado y los pozos análogos seleccionados, a partir de la interpretación y correlación de sets de registros de pozos y datos sísmicos proporcionados por la compañía Geopark Colombia SAS.

Reevaluar la viabilidad productiva de un pozo en estado de abandono, basándose en la recopilación de hallazgos obtenidos durante el análisis geológico.

## **2. Marco teórico**

A continuación, se describen conceptos básicos que facilitarán la comprensión del proyecto realizado.

### **2.1 Sistema Petrolífero**

Un sistema petrolero es un conjunto natural que incluye diversos elementos y procesos geológicos fundamentales para la existencia de un yacimiento de hidrocarburos en la naturaleza (Instituto Nacional del Petróleo, 2015). Sus componentes son: la roca madre o generadora, la roca yacimiento o almacén, la roca sello, la trampa y la migración.

#### ***1.1.1 Roca madre o generadora***

Roca de grano fino con un alto contenido de materia orgánica acumulada, preservada y madurada. Estas rocas pueden o han sido capaz de generar y expulsar hidrocarburo (Tissot & Welte, 1984).

#### ***1.1.2 Roca yacimiento o almacén***

Roca que se destaca por su buena porosidad y permeabilidad. Esta roca debe ser permeable a fluidos y gases, y contener poros o vacíos para almacenar hidrocarburos; además, estos poros deben estar interconectados (Tissot & Welte, 1984).

#### ***1.1.3 Roca sello***

Roca impermeable que impide el escape de hidrocarburos del yacimiento. Su distribución determina la extensión del sistema petrolero. Para que un sello sea efectivo, se requiere continuidad tanto lateral como vertical.

### **2.1.4 Trampa**

Una trampa se define como una estructura geológica que permite que el hidrocarburo migrante se acumule y se conserve durante un cierto período de tiempo. Las trampas pueden

presentarse en diversas formas y se clasifican en trampas estructurales, estratigráficas o mixtas (Tissot & Welte, 1984).

### ***2.1.5 Migración***

La migración se clasifica y define de la siguiente manera: la migración primaria se refiere a la liberación de compuestos de petróleo del querógeno y su movimiento a través de los poros estrechos de una roca madre. La migración secundaria es el movimiento del petróleo una vez que ha sido expulsado de la roca madre (Tissot & Welte, 1984).

## **2.2 Petrofísica**

La petrofísica es la disciplina que se dedica al estudio de las propiedades físicas y químicas de las rocas, así como de sus interacciones con fluidos, tales como gases, hidrocarburos líquidos y soluciones acuosas. Al analizar un yacimiento, se consideran principalmente propiedades como la permeabilidad y la porosidad (Donaldson & Tiab, 2004).

### ***2.2.1 Permeabilidad***

La permeabilidad es una propiedad de las formaciones rocosas que describe la capacidad de la roca para permitir que los fluidos fluyan a través de sus poros interconectados. La permeabilidad de una roca depende del tamaño, forma, grado de consolidación y selección de los granos de la roca (Donaldson & Tiab, 2004).

### ***2.2.2 Porosidad***

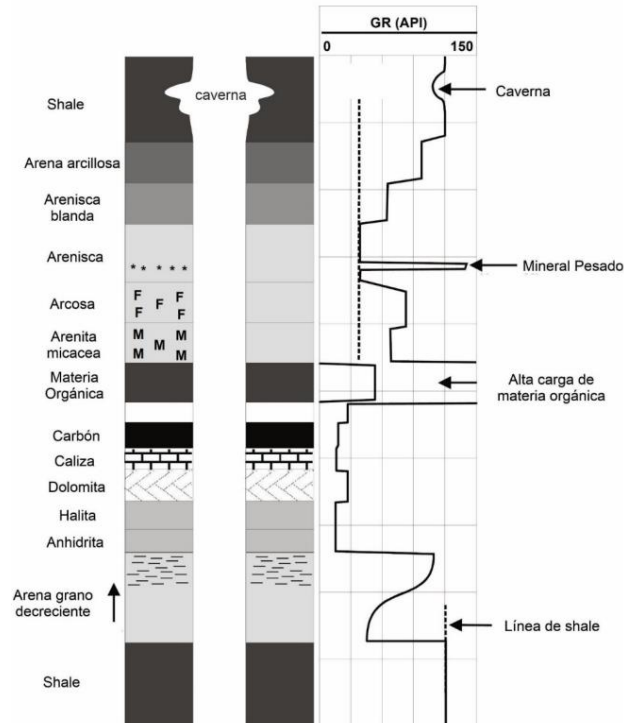
La porosidad es una propiedad de las formaciones rocosas que hace referencia al espacio vacío entre los granos, conocido como espacio poroso o intersticio. Este espacio está ocupado por fluidos, que pueden ser líquidos o gases. La porosidad se define como la fracción del volumen total de la roca que no está ocupada por la estructura sólida de la misma (Donaldson & Tiab, 2004).

### ***2.2.3 Registros de pozos***

Los registros de pozo son representaciones gráficas de las condiciones de perforación y las propiedades físicas, acústicas y eléctricas de las rocas penetradas por un pozo. Su objetivo final es evaluar la productividad potencial de las formaciones porosas y permeables encontradas (Donaldson & Tiab, 2004).

### ***2.2.4 Registro Gamma Ray***

El registro de rayos Gamma Ray mide la radioactividad natural de las formaciones geológicas. En las rocas sedimentarias, este registro suele reflejar el contenido de arcilla, ya que los elementos radiactivos tienden a concentrarse en las arcillas y lutitas. Como se observa en la (Figura 2) el registro Gamma Ray se expresa en unidades API (Khatchikian, 2011).

**Figura 1***Representación de registro Gamma Ray (GR)**Nota.* Adaptada de (Glover, 2000)

### 2.2.5 Registro de Resistividad

La resistividad de las formaciones geológicas se puede medir enviando corriente a la roca a través de electrodos o induciendo corrientes mediante ondas electromagnéticas. La resistividad se clasifica en somera, media y profunda, y como se observa en la (Figura 3) se expresa en Ohm-m (Khatchikian, 2011).

**Figura 2**

*Representación de registros Resistivos*



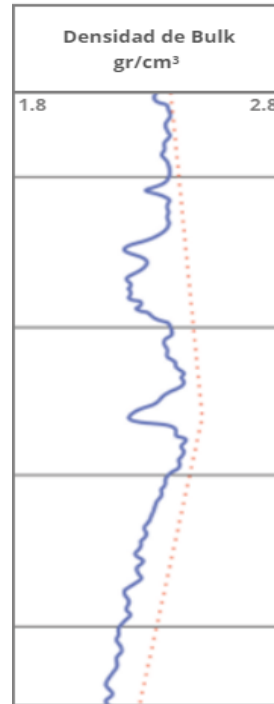
*Nota.* Adaptada de (Schlumberger, 1990)

**2.2.6 Registro Densidad**

El registro de densidad mide la densidad y el factor fotoeléctrico de las formaciones geológicas. La medición se realiza aplicando una fuente radioactiva a la pared del pozo, que emite rayos gamma de mediana intensidad hacia la formación. Su principal aplicación es la estimación de porosidad y como se observa en la (Figura 4) se expresa en  $\text{gr/cm}^3$  (Khatchikian, 2011).

**Figura 3**

*Representación de registro Densidad (RHOB)*



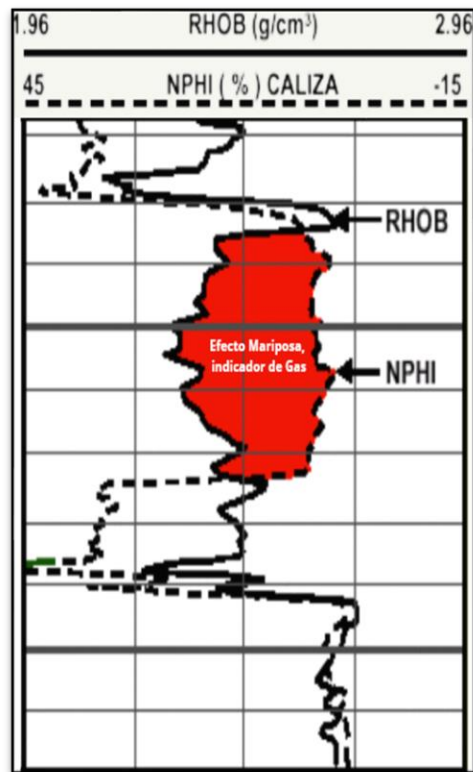
*Nota.* Adaptada de (Schlumberger, 1990)

**2.2.7 Registro Neutrón**

El registro de neutrón responde principalmente a la cantidad de hidrógeno presente en las formaciones geológicas. Su principal aplicación es la estimación de la porosidad y, al combinarse con el registro de densidad, la detección de gas como se observa en la (Figura 5). Se expresa en porcentaje (%) debido a que representa el volumen total de poros en la roca (Khatchikian, 2011).

**Figura 4**

*Representación de registro Neutrón (NPHI) combinado con el registro Densidad (RHOB)*



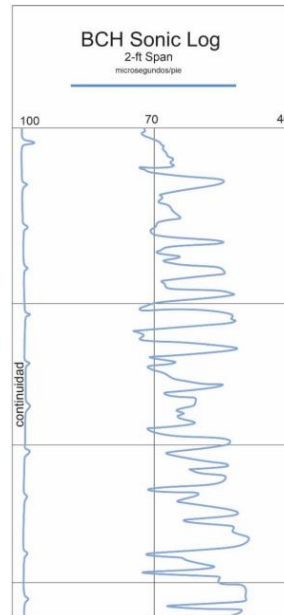
*Nota.* Adaptada de (Gómez-Rivero, 1975)

**2.2.8 Registro Sónico**

El registro sónico, también conocido como registro acústico, mide el tiempo que una onda sonora tarda en atravesar una formación geológica. Su principal aplicación es determinar la velocidad del sonido en las formaciones para calibrar la conversión de tiempo a profundidad en las secciones sísmicas. Como se observa en la (Figura 6) se expresa en microsegundos por pie ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ ) (Khatchikian, 2011).

**Figura 5**

*Representación de registro Sónico (DT)*



*Nota.* Adaptada de (Schlumberger, 1990)

**2.3 Geofísica**

La geofísica es una disciplina que estudia los fenómenos físicos en la Tierra, así como su composición y dinámica. Esta rama de la geología analiza el electromagnetismo y la propagación de ondas mecánicas en la corteza terrestre (Baker Hughes INTEQ Training & Development, 1999).

**2.3.1 Onda sísmica**

Las ondas sísmicas son generadas por una fuente sonora en la superficie terrestre. Estas ondas viajan a través de las formaciones rocosas del subsuelo. En cada interfaz entre estratos, parte de la energía sísmica es reflejada de vuelta hacia la fuente de las ondas. Dado que una porción de la energía es devuelta desde cada límite del subsuelo, se registran múltiples trazos sísmicos en cada sensor por cada disparo realizado en la superficie (Baker Hughes INTEQ Training & Development, 1999).

### ***2.3.2 Geometría sísmica***

Existen diversos tipos de geometría sísmica que dependen del objetivo del estudio y el entorno operacional. La adquisición puede realizarse en tierra o en el mar. Los datos necesarios para el análisis de amplitud sísmica generalmente requieren un número de trazas para cada punto del subsuelo, proporcionando efectivamente mediciones a través de un rango de ángulos de incidencia (Simm & Bacon, 2014).

### ***2.3.3 Impedancia acústica***

La impedancia acústica se define como el producto de la densidad de un medio y la velocidad de propagación de una onda que lo atraviesa. Esta propiedad varía entre formaciones rocosas debido a las diferencias en su composición mineralógica y características litológicas (Simm & Bacon, 2014).

### ***2.3.4 Sismograma sintético***

Un sismograma sintético es un modelo computacional que simula la respuesta sísmica de las formaciones rocosas en el subsuelo, considerando dos aspectos fundamentales: el tiempo de viaje y la amplitud de las reflexiones sísmicas. El tiempo de viaje se determina por los espesores y velocidades sísmicas de las capas que atraviesa el rayo sísmico desde un límite en el subsuelo hasta la superficie. Por otro lado, la amplitud de las reflexiones registradas depende de los coeficientes de reflexión y transmisión que se producen en las interfaces entre las capas del subsuelo (Lowrie, 2007).

### ***2.3.5 Atributos sísmicos***

Los atributos sísmicos son herramientas útiles a la hora de predecir características cualitativas y cuantitativas de las geometrías de los yacimientos. Mediante el análisis de estos atributos, es posible visualizar y estudiar la geomorfología de un área de interés. En la industria

petrolera, se destacan particularmente los atributos estructurales y estratigráficos, ya que, permiten mejorar significativamente la capacidad de interpretación geológica de las formaciones (Lowrie, 2007).

## **2.4 Cromatografía**

La cromatografía es un método cualitativo para la identificación de hidrocarburos, que consiste en la interpretación de los gases detectados por un cromatógrafo. Este instrumento realiza un análisis de las muestras tomadas mediante un dispositivo llamado trampa, que se coloca al final de la línea de flujo del pozo (Rangel et al., 2018). Los gases detectados se queman y se discriminan según sus componentes: metano, etano, propano, butano y pentano (Rangel et al., 2018).

### ***2.4.1 Relaciones de Pixler***

Las relaciones de Pixler son un análisis cromatográfico útil en la caracterización de yacimientos, tiene como objetivo examinar las cantidades de gases (metano, etano, propano, butano y pentano) en una muestra. Este análisis proporciona información sobre la presencia de gases en cantidades relativas, pero no indica la cantidad real de hidrocarburos en el lodo (Pixler, B. O., 1969). Por lo tanto, puede ser necesaria información complementaria para evaluar una formación geológica en términos de su productividad de hidrocarburos.

### 3. Marco Geológico

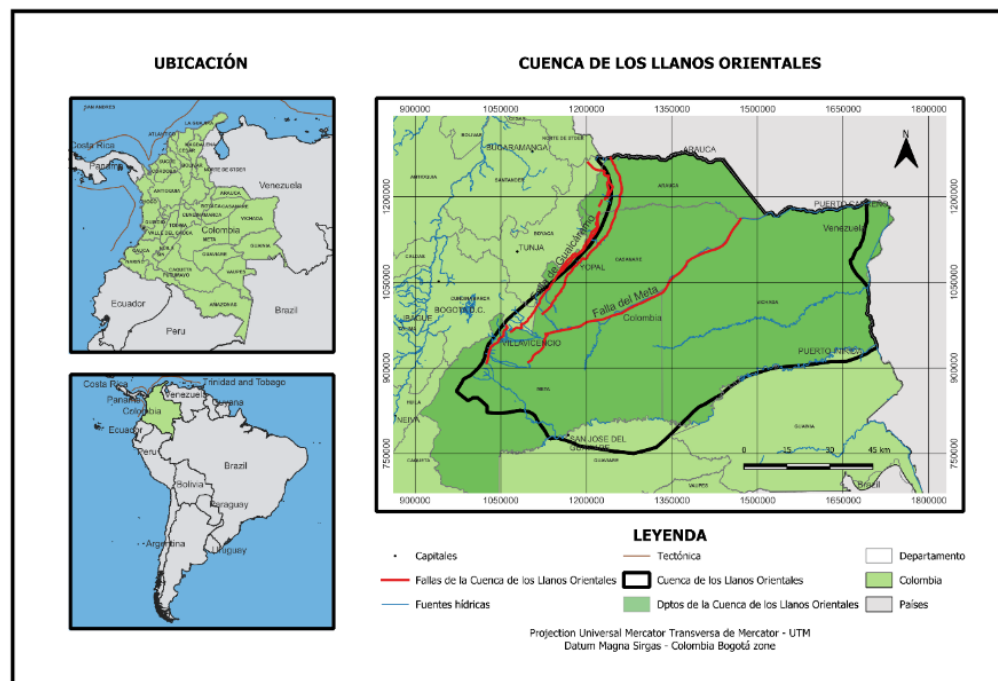
#### 3.1 Localización del área de estudio

La cuenca de los Llanos Orientales se ha destacado por décadas por su potencial productor de hidrocarburos, está ubicada al noreste de Colombia. Y según ANH (2012) e ICP/ECOPETROL (1991), es definida como una depresión topográfica plana con orientación suroeste-noreste. Cubre una extensión de aproximadamente 225.603 km<sup>2</sup> (ANH, 2012).

Esta cuenca limita al norte con la cuenca Barinas-Apure, al oeste con la Cordillera Oriental, al este con el Escudo de Guayana y al sur con la Serranía de La Macarena y el Arco del basamento de Vaupés. Como se observa en la (Figura 7) comprende los departamentos de Arauca, Casanare, Vichada y Meta, y se encuentra recubierta en gran medida por rocas del Terciario superior y Cuaternario (ANH, 2012).

#### Figura 6

Mapa de Localización de la Cuenca de los Llanos Orientales



### **3.2 Marco Geológico Regional**

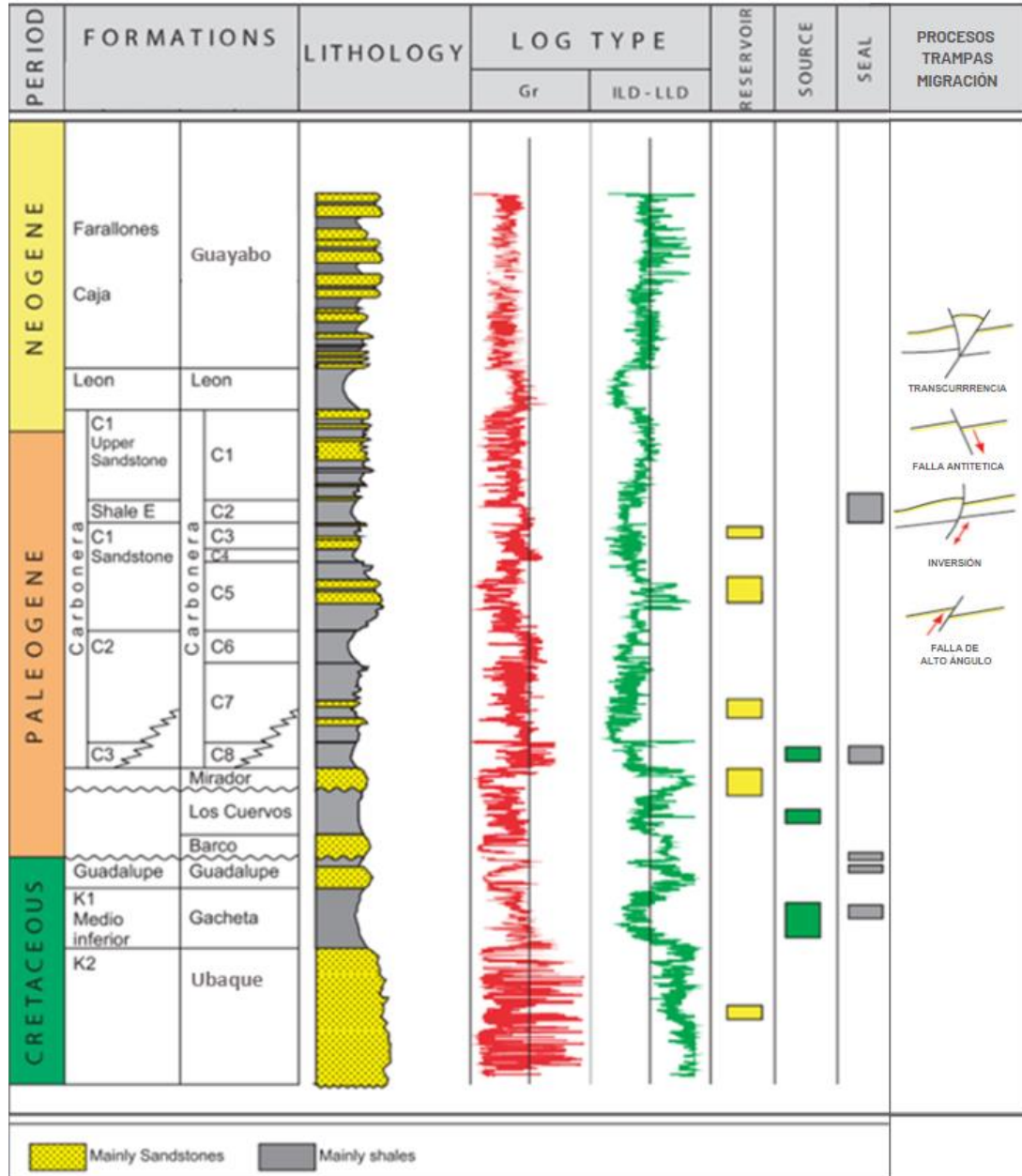
La Cuenca de los Llanos Orientales es una cuenca de antepaís que incluye una secuencia sedimentaria que abarca rocas del Precámbrico, Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico (ANH, 2012; véase Figura 8). Esta cuenca se caracteriza por registrar una alternancia de eventos extensionales y compresionales a lo largo de su historia geológica. Comparte una evolución común con la Cuenca de antepaís del Magdalena; sin embargo, la deformación y el levantamiento de rocas durante el Oligoceno separaron ambas cuencas. Se divide en dos provincias petroleras distintas: una al sur, caracterizada por aceites biodegradados y pesados, y otra al norte, donde predomina el petróleo ligero (Mora et al., 2019). Esta diferenciación en los pulsos de migración refleja la complejidad geológica de la cuenca y constituye la base de su notable potencial de hidrocarburos.

### **3.3 Estratigrafía Regional**

El estado actual de la cuenca es el resultado de la evolución de diversas cuencas a lo largo del tiempo y el espacio. La sucesión estratigráfica está compuesta por sedimentos siliciclásticos que se extienden desde el Cámbrico hasta la actualidad, depositados sobre un basamento perteneciente al Escudo de Guyana (Gerencia de Exploración, Ecopetrol, 1995). Además, esta secuencia incluye tres importantes discordancias regionales que corresponden al Paleozoico, al Cretácico superior y al Eoceno medio.

**Figura 7**

*Columna estratigráfica y Sistema petrolífero de la Cuenca de los Llanos Orientales*



*Nota.* Adaptada de (ANH, 2012; Barrero, Pardo, Vargas, & Martínez, 2007)

Seguidamente, se describen brevemente las formaciones geológicas presentes en la columna estratigráfica, ordenadas de base a tope.

### ***3.3.1 Formación Ubaque – Cretácico***

Esta formación geológica corresponde al Cenomaniano (Cretácico) y se depositó discordantemente sobre los sedimentos del Paleozoico. Está compuesta predominantemente por areniscas ricas en cuarzo, con algunas intercalaciones de lutitas y limolitas carbonosas hacia el tope. Sus ambientes deposicionales evolucionan desde fluvial en la base hasta estuarino y de plataforma marina hacia el tope (Fajardo et al., 2000). Esta formación se caracteriza por presentar areniscas de grano medio a grueso, moderadamente seleccionadas y compactas. El espesor de la Formación Ubaque generalmente aumenta hacia el noreste y supera los 1000 ft (Sarmiento, 2011).

### ***3.3.2 Formación Gachetá – Cretácico***

La Formación Gachetá se depositó durante el intervalo Turoniano temprano – Coniaciano, asociada a un evento tectónico que generó la mayor subsidencia de la Cuenca de los Llanos Orientales. Durante su sedimentación, el nivel del mar alcanzó su máximo, permitiendo la deposición de intervalos ricos en materia orgánica (ANH, 2012).

Esta formación geológica se caracteriza por presentar un ambiente de plataforma marina y está compuesta por una secuencia de lutitas gris oscuro, con algunas intercalaciones de caliza y areniscas que contienen un contenido variable de glauconita. Su espesor generalmente se aproxima a los 300 ft. El tope de la Formación Gachetá exhibe una superficie erosiva sobre la cual yace discordantemente la Formación Guadalupe (Cooper et al., 1995).

### ***3.3.3 Formación Guadalupe - Cretácico***

La Formación Guadalupe se depositó durante el Campaniano y representa el último evento de sedimentación del Cretácico en la Cuenca de los Llanos Orientales. Se caracteriza por presentar un fuerte dominio marino en su base, mientras que hacia el tope la litología se vuelve más heterogénea (ANH, 2012). En general, esta formación consiste en una secuencia de areniscas

masivas con algunas intercalaciones de lodolitas. Suprayace a la Formación Gachetá, y su espesor puede variar entre 600-1000 ft (Gerencia de Exploración, Ecopetrol, 1995).

#### ***3.3.4 Formación Barco – Paleógeno***

Corresponde a la secuencia del Paleoceno temprano y se depositó discordantemente sobre las rocas erosionadas de las formaciones cretácicas (ANH, 2012). Esta formación es asociada a un ambiente estuarino y se compone de areniscas, limolitas y lodolitas. Las areniscas de llanuras arenosas son limpias, generalmente de grano fino a medio, de buena selección y porosidad. Su espesor puede registrar más de 280 ft (Sarmiento, 2011).

#### ***3.3.5 Formación Los Cuervos – Paleógeno***

Consiste en una secuencia de lutitas intercaladas con delgados lentes de areniscas, depositada durante el Paleoceno medio. Se ve fuertemente afectada por la discordancia del Eoceno medio y suprayace a la Formación Barco, ambas formaciones se asocian principalmente a un ambiente estuarino (ANH, 2012). La diferenciación entre las formaciones Barco y Mirador se realiza generalmente con base en criterios litológicos. Esta distinción se hace necesaria debido a que no ha sido posible discriminar estas formaciones a partir de análisis bioestratigráficos.

#### ***3.3.6 Formación Mirador – Paleógeno***

Comprende arenas tanto del Eoceno medio como del Oligoceno, se caracteriza por un ambiente fluvio-deltaico y está constituida principalmente por areniscas masivas con granulometría variable, generalmente granodecreciente de base a tope. Estas areniscas están compuestas principalmente por cuarzo y, en algunas ocasiones, contienen feldespato, materia orgánica leñosa y glauconita, especialmente hacia la parte superior de la secuencia (ANH, 2012). Esta formación suprayace a la discordancia del Eoceno medio, lo que en algunos sectores de la

Cuenca de los Llanos Orientales proporciona un mayor espacio de acomodación para su intervalo basal. El espesor de esta formación suele aumentar hacia el oeste de la cuenca.

### ***3.3.7 Formación Carbonera – Paleógeno***

Se depositó durante el Oligoceno temprano y el Mioceno temprano, e incluye episodios transgresivos y regresivos de corta duración en un mar epicontinental de poca profundidad. Consiste en una secuencia deltaica y estuarina, que alterna lutitas y areniscas. En la literatura se diferencian ocho niveles operacionales, alternando entre arcillas (niveles transgresivos) y areniscas (niveles regresivos). Los niveles regresivos (C7, C5, C3 y C1) se asocian a un ambiente deltaico y contienen delgadas capas de carbón lignítico (Gerencia de Exploración, Ecopetrol, 1995). Estos niveles se caracterizan por su homogeneidad y su potencial como yacimiento de hidrocarburos. Por el contrario, los niveles C2, C4, C6 y C8, además de su particular heterogeneidad, representan importantes sellos regionales en la Cuenca de los Llanos Orientales.

### ***3.3.8 Formación León – Neógeno***

Representa un importante sello regional en la Cuenca de los Llanos Orientales y marca la máxima invasión de los mares terciarios. Esta formación se compone de capas gruesas de lutitas grises que se desarrollan en la mayor parte de la cuenca. El depocentro de esta formación se localiza al pie del frente de montaña, y su espesor disminuye hacia el este. La Formación León presenta minerales accesorios como pirita, dolomita y siderita (Gerencia de Exploración, Ecopetrol, 1995).

### ***3.3.9 Formación Guayabo – Neógeno***

Representa el último evento de sedimentación en la Cuenca de los Llanos Orientales, se compone de capas gruesas que incluyen una alternancia de material detrítico, tanto fino como grueso, con una clasificación deficiente. Su ambiente sedimentario varía desde marino en la base

hasta fluvio-marino a continental hacia el tope. Regionalmente, su espesor disminuye hacia el sur de la cuenca (ANH, 2012).

### **3.4 Sistema Petrolífero de la Cuenca de los Llanos Orientales**

#### **3.4.1 Roca madre**

Las lutitas marinas y transicionales del Cretácico Superior de la Formación Gachetá representan la secuencia principal de roca generadora dentro de la cuenca. Presenta querógenos tipo II y III asociados a la generación de petróleo y gas. Entre sus características geoquímicas, se encuentran valores variables de COT (Carbono Orgánico Total) entre 2-14%, Tmax (Temperatura máxima) entre 420°C-450°C y %Ro (Reflectancia de vitrinita) entre <0.6-1. Por otra parte, las lutitas de la Formación Carbonera también presentan intervalos con potencial como rocas generadoras de hidrocarburos, con valores de COT entre 1-6.5%, Tmax entre 410°C-450°C y %Ro entre <0.6-1 (Lozano & Nadezhda, 2014).

#### **3.4.2 Roca yacimiento o almacén**

Las areniscas de las formaciones Ubaque, Gachetá, Guadalupe, Barco y Mirador constituyen las principales rocas de yacimiento en la Cuenca de los Llanos Orientales. Su porosidad varía entre el 2% y el 25% (Lozano & Nadezhda, 2014). Siendo las porosidades más altas las halladas hacia el este de la cuenca.

#### **3.4.3 Roca sello**

A nivel local, se destacan los niveles lutíticos de la Formación Carbonera (Lozano & Nadezhda, 2014). Otras rocas sello representativas de la cuenca son las lutitas de las formaciones Gachetá y Los Cuervos. Por otro lado, a nivel regional, se destacan los niveles operacionales C-8 y C-2.

#### **3.4.4 Trampas**

En la Cuenca de los Llanos Orientales se han definido seis estilos principales de trampas: pliegues por propagación de fallas, pliegues por flexión de fallas, pliegues relacionados con zonas triangulares, anticlinales asociados a fallas inversas, pliegues en sistemas de fallas de deslizamiento y pliegues relacionados con fallas antitéticas, así como trampas estratigráficas que pueden incluir pinchamientos y acuñamientos (Sarmiento, 2011). Todos estos estilos son fundamentales para la acumulación de hidrocarburos en la cuenca.

#### **3.4.5 Migración**

En la bibliografía se han registrado dos pulsos de migración en la Cuenca de los Llanos Orientales. El primero se desarrolló durante el Eoceno Superior-Oligoceno, siendo este el más antiguo y generalmente asociado a los hidrocarburos pesados de la cuenca. El segundo pulso ocurrió en el Mioceno y continúa en la actualidad, relacionándose con los hidrocarburos más ligeros (Barrero, Pardo, Vargas, & Martínez, 2007).

### **3.5 Evolución Tectónica de la Cuenca de los Llanos Orientales**

A lo largo del tiempo geológico, la Cuenca de los Llanos Orientales ha experimentado diversos eventos de deformación. Entre los elementos estructurales más representativos se encuentran fallas como Guicaramo, Yopal y el sistema de fallas Cusiana-Tamara. También se destacan pliegues, como los sinclinales de Nazareth y Nunchía, así como el anticlinal de Guavio (Lozano & Nadezhda, 2014).

Según Cortés, Colletta y Angelier (2006), la evolución tectónica de la Cuenca de los Llanos Orientales desde el Mesozoico hasta la actualidad ha estado marcada por los siguientes eventos:

1. Paleozoico tardío - Cretácico: Se caracteriza por una continua subducción de la placa de Farallón bajo el noroeste de la placa Sudamericana. Se desarrolló un prolongado periodo de extensión. Hacia el Cretácico tardío, se registró subsidencia térmica y la deposición de una secuencia marina somera.
2. Paleoceno temprano: Este periodo dio lugar a la acreción de terrenos de la Cordillera Occidental a lo largo del sistema de fallas de Romeral (Barrero, 1979). Esto causó el levantamiento de la Cordillera Central (Gómez et al., 2003). La cuenca para ese momento se asociaba principalmente a un ambiente continental (Sarmiento, 2001).
3. Eoceno Temprano: Se desarrolló un evento de deformación compresiva, las fallas del basamento sufrieron inversión tectónica durante la fase tectónica Andina (Cooper, 1995).
4. Eoceno tardío – Oligoceno tardío: Se generó un prolongado periodo de subsidencia y fallamiento normal, en respuesta a la carga de deformación de las cordilleras Central y Occidental (Cooper, 1995).
5. Mioceno – Reciente: Se presentó una rápida subsidencia al inicio de la deformación de la Cordillera Oriental (Cooper, 1995). Posteriormente, se produjo la última fase compresiva y de inversión tectónica, relacionada con el plegamiento y el cinturón de cabalgamiento de la Cordillera Oriental.

## 4. Metodología

Para alcanzar los objetivos propuestos, se han ejecutado de manera sistemática todas las etapas indicadas en la (Figura 8).

**Figura 8**

*Esquema Metodológico del Proyecto*



### 4.1 Etapa 1: Investigación Documental

Se lleva a cabo un estudio documental exhaustivo sobre la Cuenca de los Llanos Orientales, en el que se analizan su estratigrafía, sedimentología y principales eventos tectónicos. Además, se examina el sistema petrolífero asociado a la Formación Barco. Adicionalmente, se revisan informes y productos elaborados previamente por el departamento de geología de Geopark Colombia SAS sobre los pozos de interés, con el propósito de contextualizar el área de estudio y los productos generados anteriormente. Los informes y productos revisados incluyen: propuestas de prospectos, informes geológicos, evaluaciones petrofísicas, evaluaciones de formación (FEL), descripciones de muestras de zanja, planes de completamiento de pozo, mapas estructurales, informes de producción, informes cromatográficos e informes de registros de pozo corridos.

#### **4.2 Etapa 2: Análisis de Datos de Cromatografía**

A partir de la etapa anterior, se recopilan y analizan los datos cromatográficos del Pozo-1. Se seleccionan los datos más representativos del intervalo correspondiente a la Formación Barco, enfocándose en aquellos tramos donde se observan picos significativos en las concentraciones de los gases C1, C2, C3, C4 y C5. Con base en los datos cromatográficos se puede inferir el tipo de hidrocarburo presente en la roca, su madurez térmica y su densidad.

Posteriormente, se grafican estos conjuntos de datos, teniendo en cuenta las determinaciones de Pixler, B. O. (1969). Se analizan las relaciones de los gases etano (C2), propano (C3), butano (C4) y pentano (C5) en función del gas metano (C1). A continuación, se examina si los datos se ubican en la zona de petróleo según la gráfica y la tendencia de la pendiente construida a partir de las relaciones entre gases, con base en este análisis, se define de forma cualitativa si la Formación Barco posee potencial productor de hidrocarburos, considerando la concentración de gases correspondiente a esta formación.

#### **4.3 Etapa 3: Introducción a la Petrofísica y la Geofísica**

La empresa proporciona una introducción teórico-práctica en áreas específicas de la geología, como la petrofísica y la geofísica, ofreciendo acompañamiento durante el proceso. Se estudian los registros de pozos comúnmente utilizados por el departamento de Exploración, que incluyen el registro Gamma Ray, el registro de Densidad, el registro Neutrón, el registro Sónico y los registros Resistivos (somero, medio y profundo). Para cada pozo analizado, se realiza un inventario de estos registros en donde se incluye el nombre del archivo correspondiente a cada uno.

Además, se abordan temas relacionados con la adquisición, procesamiento e interpretación sísmica, enfatizando su importancia en la evaluación del potencial productor de hidrocarburos en

nuevos prospectos exploratorios. Posteriormente, se realiza un primer acercamiento a los módulos de petrofísica y geofísica del software Kingdom, lo que incluye la elaboración de conjuntos de registros de pozos y una revisión al intervalo de profundidad de interés en el cubo sísmico proporcionado.

#### **4.4 Etapa 4: Elaboración de Correlaciones Litoestratigráficas**

Con base en la etapa anterior, se lleva a cabo la recopilación y revisión de los registros Gamma Ray, Resistivos (somero, medio y profundo), Densidad y Neutrón de los pozos incluidos en el análisis. Se evalúa en qué intervalos se realizaron estos registros y si estos intervalos abarcan las formaciones de interés (Mirador, Los Cuervos, Barco y Gachetá). También se analiza si los pozos cuentan con un registro Caliper, lo que permite evaluar el estado del hoyo y, por ende, la calidad de los registros recopilados. Posteriormente, se realizan correlaciones litoestratigráficas utilizando las respuestas de los registros eléctricos de los pozos en estudio, mediante el software Kingdom. Se examina la variación en el espesor de las arenas de la Formación Barco a través del registro Gamma Ray, así como los valores de resistividad en esta formación (iguales o mayores a 1000 Ohm-m), que podrían asociarse a la presencia de hidrocarburos. Además, se relaciona la respuesta de los registros de Densidad y de Neutrón con la porosidad en la Formación Barco.

#### **4.5 Etapa 5: Elaboración de Amarre Pozo-Sísmica.**

Se realizan sismogramas sintéticos para cada uno de los pozos de interés con el propósito de vincular los pozos en estudio a la sísmica proporcionada por la empresa. Para elaborar estos sismogramas sintéticos, se construyen previamente modelos de velocidad mediante la calibración de los registros sísmicos. Luego, se selecciona el registro de densidad de cada pozo, se elige una ondícula y un tipo de traza, y se ajusta manualmente cada sismograma. A partir de la elaboración de los sismogramas sintéticos, se establece una relación más precisa entre las características

litológicas representadas por los registros de pozo y la respuesta sísmica, lo que facilita la interpretación de los datos sísmicos en el contexto geológico del área de estudio.

#### **4.6 Etapa 6: Interpretación Sismo Estratigráfica**

Seguidamente, se lleva a cabo la interpretación de los horizontes correspondientes a las formaciones Mirador, Barco y Gachetá, así como del horizonte de la discordancia del Eoceno medio. En esta etapa, se pueden identificar rasgos geológicos como la fuerte erosión de las formaciones Los Cuervos y Barco durante el Eoceno medio, así como la continuidad de las formaciones de interés y las variaciones en los espesores de estas formaciones.

#### **4.7 Etapa 7: Interpretación Estructural**

Tomando en cuenta la etapa anterior, se lleva a cabo la interpretación de las diferentes familias de fallas asociadas al área de interés. En este contexto, se identifican los eventos de inversión tectónica registrados en la bibliografía consultada durante el desarrollo de la Etapa 1. Se analizan las fallas ubicadas cerca de cada uno de los pozos de interés y, en el caso del Pozo-1, se examinan los desplazamientos verticales de las fallas que afectan la Formación Barco.

#### **4.8 Etapa 8: Elaboración de Mapa Estructural**

Después de interpretar el tope de la Formación Barco, así como las fallas asociadas, se realiza la conversión de tiempo a profundidad, a continuación, se genera el mapa estructural correspondiente. A partir de este mapa, se analizan los rasgos estructurales más representativos asociados a los pozos de interés, identificando similitudes en su contexto estructural, especialmente en los pozos 1, 2 y 3. Además, se reconocen estructuras de tipo pop-up, derivadas del último evento compresivo que afectó la Cuenca de los Llanos Orientales durante el Mioceno-Plioceno.

**4.9 Etapa 9: Redacción de Informe Post-Mortem del Pozo-1**

Tomando en consideración las etapas previas, se recopilan los hallazgos petrofísicos, estructurales y estratigráficos obtenidos durante el análisis. Posteriormente, se elabora un informe que explica los factores que influyeron en la decisión de abandonar el Pozo-1, considerando tanto la geología del área como la producción reportada por los demás pozos estudiados.

**4.10 Etapa 10: Revaluación del Potencial Productor de Hidrocarburos del Pozo-1**

Con base en el informe Post-Mortem, se revalúa el potencial productor de hidrocarburos del Pozo-1, analizando la existencia y efectividad de cada uno de los elementos del sistema petrolífero de interés (roca madre, roca yacimiento, roca sello, trampa y migración). Se determina si es prudente y económicamente viable continuar estudiando este pozo o si es necesario descartar este prospecto exploratorio, considerando los resultados obtenidos durante el desarrollo del análisis.

## **5. Resultados y discusión**

Se presentan a continuación los resultados de los análisis realizados usando información petrofísica, sísmica y litoestratigráfica. Se proporcionará una aproximación a la ubicación de los pozos estudiados a través de un mapa. Así mismo, se exhibirán un análisis cromatográfico, correlaciones litoestratigráficas, un sismograma sintético, secciones sísmicas interpretadas, un mapa estructural, un informe sobre los hallazgos estratigráficos y estructurales recopilados, y finalmente, una reevaluación del potencial productor de hidrocarburos del Pozo-1.

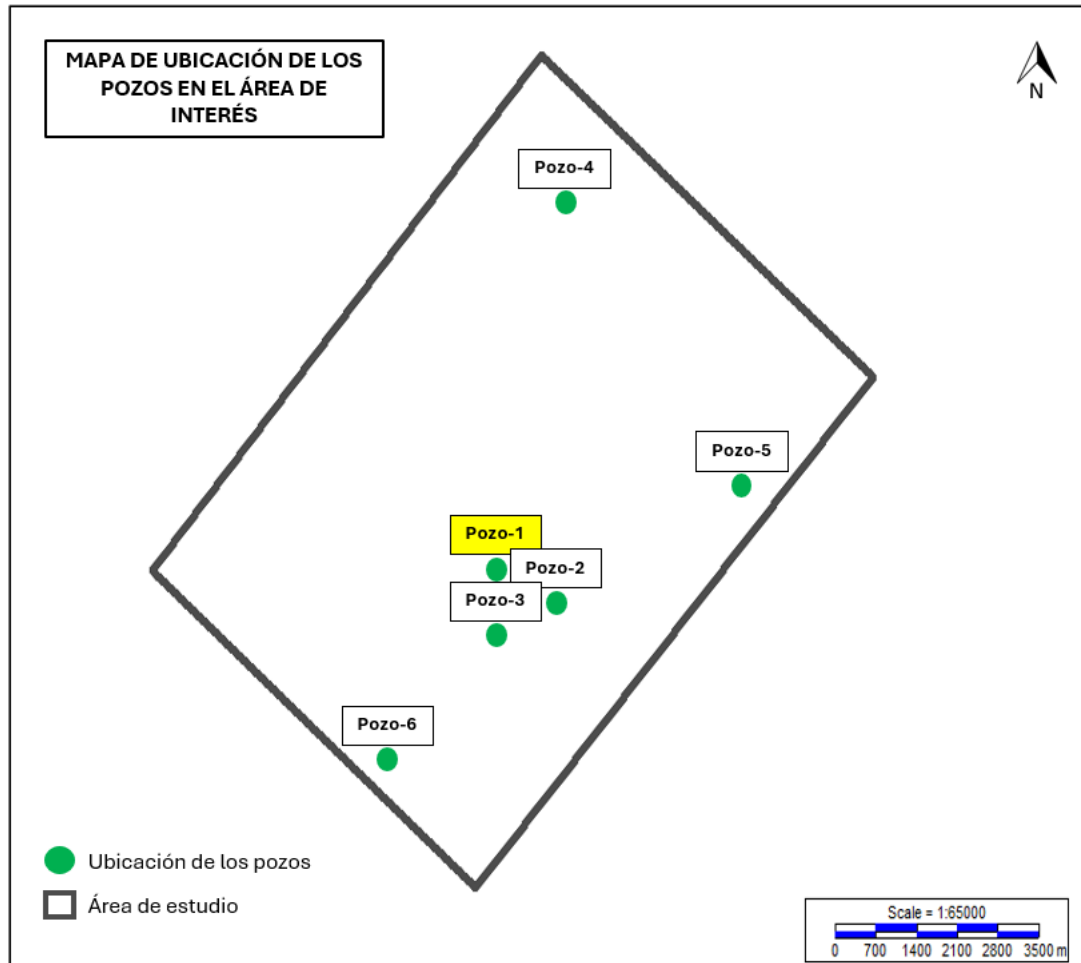
### **5.1 Ubicación de los Pozos de Interés**

Inicialmente, se llevó a cabo una revisión exhaustiva de diversos documentos elaborados previamente por el departamento de Exploración. Estos incluyeron mapas estructurales, propuestas de prospectos, informes geológicos, evaluaciones petrofísicas, evaluaciones de formación (FEL), descripciones de muestras de zanja, informes de producción, informes cromatográficos e informes de registros de pozo corridos. El enfoque principal de esta revisión fue la geología de la Cuenca de los Llanos Orientales.

Posteriormente, con el propósito de comprender en mayor detalle el contexto geológico, se seleccionaron seis pozos representativos de la zona de estudio (Pozo-1, Pozo-2, Pozo-3, Pozo-4, Pozo-5 y Pozo-6). Estos pozos fueron analizados y representados en un mapa para obtener una visualización de su distribución espacial en el área de estudio (Figura 9).

**Figura 9**

*Mapa de Ubicación de los Pozos en el Área de Interés*

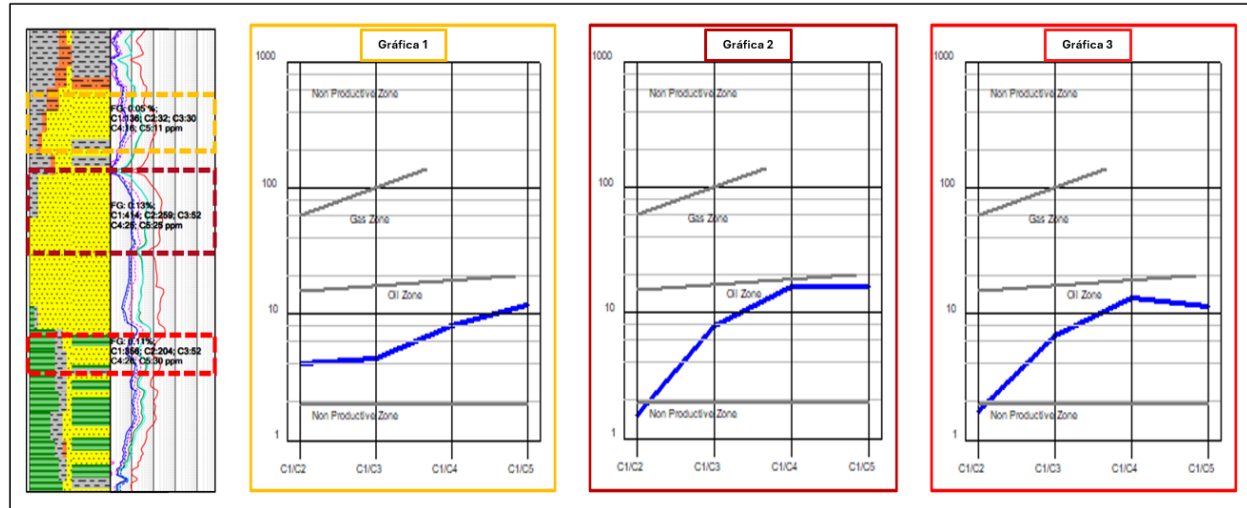


## 5.2 Datos Cromatográficos y Relaciones de Pixler

Después de revisar los datos referentes al Pozo-1, se procedió a realizar un análisis cromatográfico basado en los datos más representativos registrados en el intervalo de la Formación Barco. En este caso, se aplicaron las Relaciones de Pixler, un método que permitió analizar de manera cualitativa el potencial productor de hidrocarburos del Pozo-1 como se logra observar en la (Figura 10).

**Figura 10**

*Relaciones de Pixler a partir de los datos del Pozo-1 de la Formación Barco*



En primer lugar, se evaluaron los casos en los que la relación entre compuestos (ya sea C1/C3, C1/C4 o C1/C5) es menor que la relación inmediatamente anterior. Un ejemplo de esto se observa en la relación C1/C5 en la gráfica 3 de la (Figura 10). Esta situación es relevante porque, según los parámetros establecidos por Pixler (1969), puede indicar que el tercer intervalo analizado de la Formación Barco no es productor. Pixler determinó que el contenido de hidrocarburos de una formación se asocia a una pendiente positiva al graficar las relaciones entre etano, propano, butano y pentano respecto al metano. Por lo tanto, una pendiente negativa o una relación menor que la anterior podría sugerir de manera cualitativa la ausencia de un potencial productor de hidrocarburos en ese intervalo.

Además, si la relación C1/C2 es inferior a 2 o superior a 65, es probable que la zona no sea productora de hidrocarburos. Una relación C1/C2 más baja sugiere un gas más rico o un petróleo con menor gravedad. Por último, la pendiente de la línea que conecta las relaciones graficadas

sirve como un indicador cualitativo de permeabilidad. Las pendientes pronunciadas indican zonas más compactas (menor permeabilidad), lo cual se puede observar en las gráficas 2 y 3 presentadas en la (Figura 10).

### 5.3 Correlaciones Litoestratigráficas y las Variaciones de Espesor de la Formación Barco

Luego, se elaboraron conjuntos de registros de pozos que incluyeron los registros de Gamma Ray, Resistivos (somero, medio y profundo), Densidad, Neutrón y Sónico para cada uno de los pozos de interés con base en el inventario de registros de la Tabla 1.

**Tabla 1**

*Inventario de Registros de Pozos según el nombre registrado para cada registro*

Pozos / Registros	Gamma Ray	Resistivo Profundo	Resistivo medio	Resistivo Somero	Densidad	Neutrón	Sónico
Pozo-1	GR_Original	AHT90	AHT30	AHT10	DEN	TNPH	DT35-DT
Pozo-2	GR_Original	R39PC_1	R27PC_1	R09PC_1	ALDCLC	TNPS	XBCS/ XBCSS
Pozo-3	GRMA	RES_BD_DN	RES_BM_DN	RES_BS_DN	RHOB	PHIN	DTCO_1
Pozo-4	GR	RES_BD_DN	RES_BM_DN	RES_BS_DN	RHOB_JA	TNPH	DTLN
Pozo-5	GRM	R850	R400	R200	DEN	NPRS	DT35
Pozo-6	GR	R850	R400	R200	RHOB_JA	NPOR	DT35 e

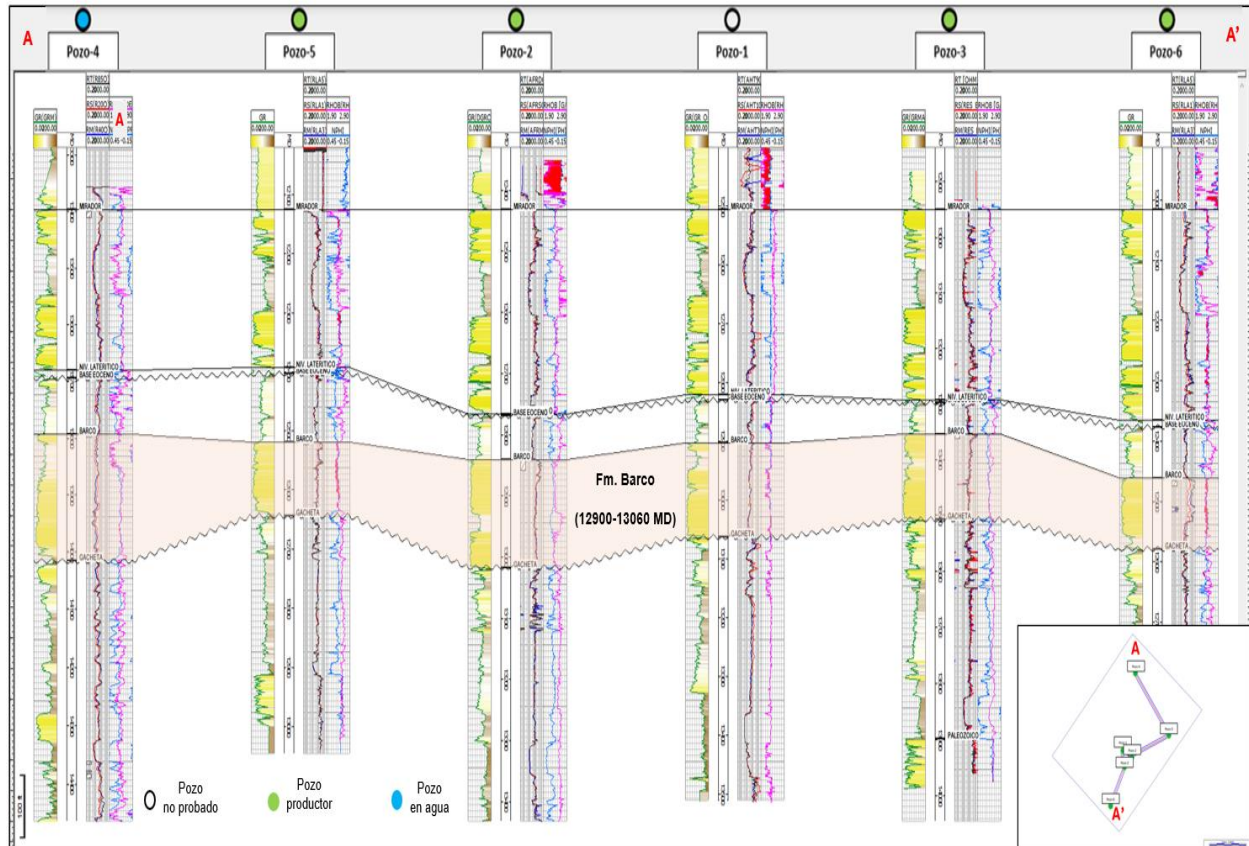
Posteriormente, con base en la respuesta de las curvas de los registros Gamma Ray, se realizaron dos tipos de correlaciones entre los pozos examinados una correlación estructural y otra stratigráfica como se visualiza en las Figuras 11 y 12. Estas correlaciones han proporcionado al estudio una comparativa de la posición estructural correspondiente a cada pozo. Así mismo, han permitido examinar la variación en el espesor de la Formación Barco desde el Pozo 4, ubicado al norte del área de estudio, hasta el Pozo 6, situado al sur de esta.

Los registros Densidad y Neutrón se utilizaron como indicativos indirectos de la porosidad de la areniscas de la Formación Barco en el área de estudio.



Figura 12

*Representación de Correlación Estratigráfica de los Pozos de Interés*



En la (Figura 12), se observaron variaciones en el espesor de la Formación Barco a nivel estratigráfico debido a la horizontalización del tope de la Formación Mirador. Estas variaciones pueden estar asociadas a la erosión que esta formación pudo haber sufrido durante el Eoceno Medio, así como a alteraciones laterales en eventos deposicionales de sistemas de canales y sistemas de barras de marea. En ambos casos, se puede inferir que los lentes de arena en el tope de la Formación Barco, que además resultan ser los productores de hidrocarburos en el área de estudio, no presentan continuidad a lo largo del transecto de los seis pozos analizados. Cabe mencionar que, según (ANH, 2012), la Formación Barco se depositó en un ambiente estuarino, esto implica que es probable encontrar barras de arena de diversas dimensiones y

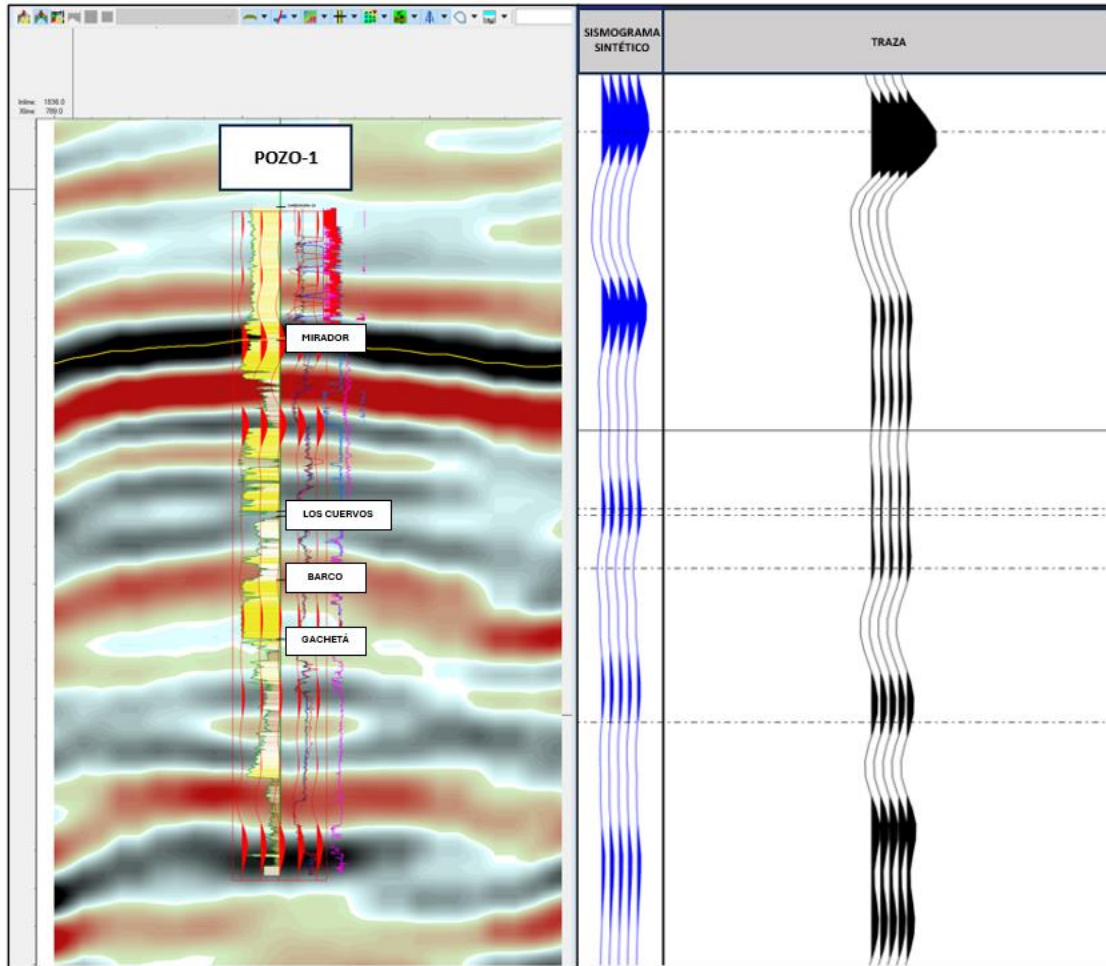
distribuciones en el área de estudio que hacen compleja y heterogénea su continuidad vertical y lateral.

#### **5.4 Sismogramas Sintéticos**

Con el propósito de interpretar adecuadamente los horizontes correspondientes a las formaciones Mirador, Barco y Gachetá, así como el horizonte asociado a la discordancia del Eoceno medio, se construyeron sismogramas sintéticos para cada uno de los pozos examinados, todos los sismogramas presentaron un porcentaje de correlación superior al 50%. Esto permitió correlacionar los datos de los pozos en estudio con la información sísmica disponible, como se observa en la (Figura 13). A partir de los amarres Pozo-Sísmica, se lograron identificar con mayor precisión los topes de las formaciones de interés, lo que resultó fundamental para el análisis estratigráfico y estructural a nivel sísmico.

**Figura 13**

*Representación del Sismograma Sintético realizado para el Pozo-1*



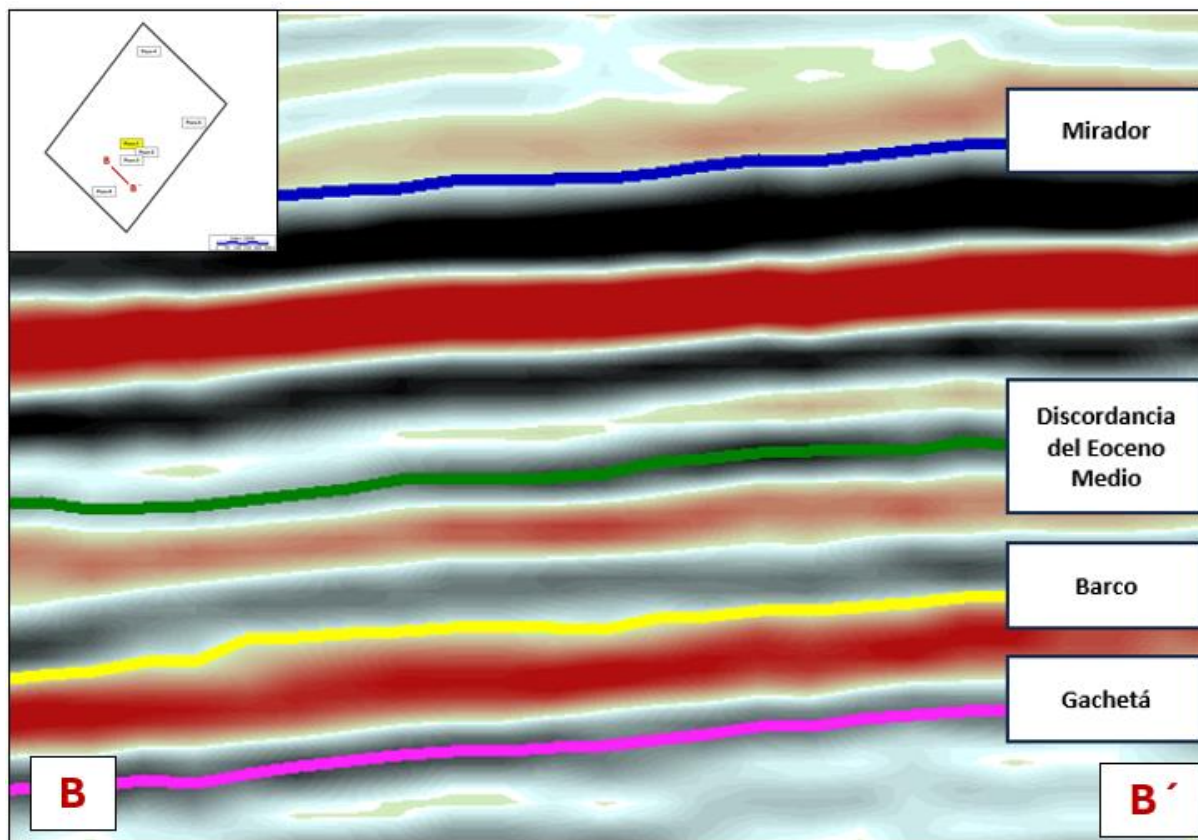
### 5.5 Interpretación Sísmica de los Horizontes de Interés

Como se puede observar en la Figura 14 fueron definidos 4 horizontes en la interpretación sísmica. Se interpretó el horizonte correspondiente a la Formación Mirador. Posteriormente, se procedió con la interpretación de los horizontes de las formaciones Barco y Gachetá. Una vez definidos estos tres horizontes, se inició la interpretación del horizonte asociado a la discordancia del Eoceno medio, para lograr una buena interpretación de este último horizonte, fue necesario horizontalizar los horizontes de las formaciones Mirador y Gachetá, puesto que, este proceso

permitió identificar con mayor detalle el reflector correspondiente a este evento erosivo que afectó a las formaciones Barco y Los Cuervos. A lo largo del análisis, se estudiaron a mayor detalle tres secciones sísmicas en sentido noroeste-sureste, con el propósito de resaltar la interpretación estratigráfica y estructural.

### Figura 14

*Representación de los horizontes interpretados de las formaciones Mirador, Barco y Gachetá, y la discordancia del Eoceno Medio*



La interpretación de la Formación Mirador fue clave en el análisis sísmico, puesto que proporcionó una imagen más clara de las relaciones estratigráficas en cada uno de los pozos analizados. Esta formación, al ser un horizonte sísmico prominente y fácilmente identificable, resultó ser un marcador estratigráfico importante.

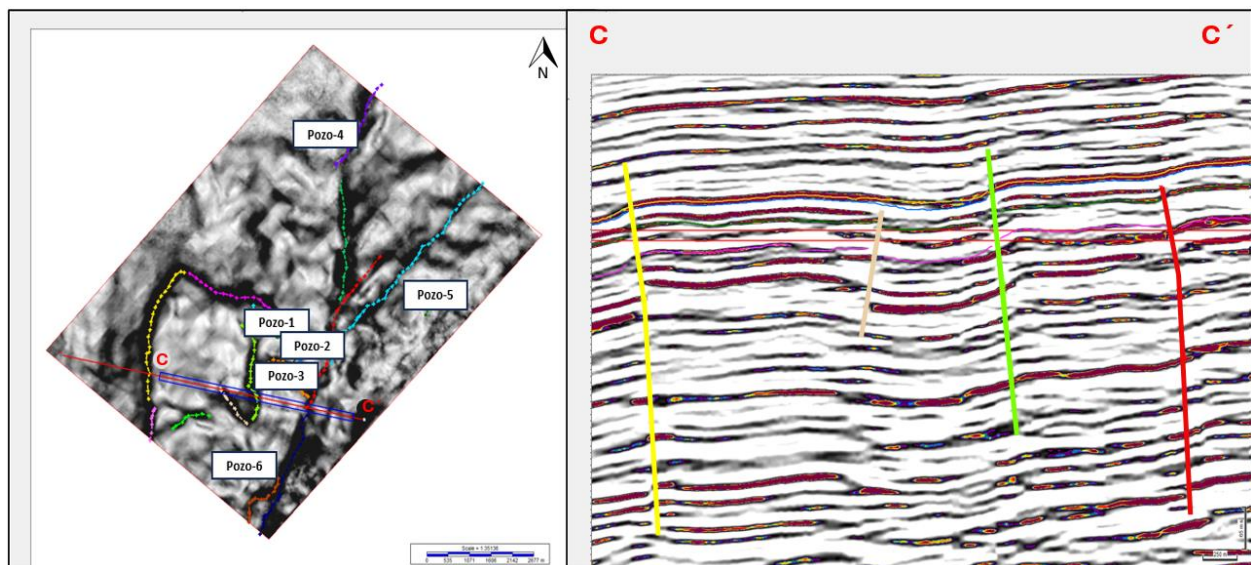
## 5.6 Interpretación de Rasgos Estructurales

Durante el Triásico-Cretácico, se desarrolló una fase extensional asociada a un proceso de rifting. En el Paleógeno, se formó una cuenca de trasarco que abarcó las cuencas de los Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena, Valle Superior del Magdalena y Putumayo, marcando la transición de un régimen extensional a uno compresional (Horton et al., 2020). Finalmente, durante el Mioceno-Plioceno, ocurrió un último evento compresional que correspondió al levantamiento de la Cordillera Oriental. Esta secuencia de eventos tectónicos configuró las condiciones propicias para el entrapamiento de hidrocarburos a lo largo de la cuenca.

Durante el desarrollo de la interpretación estructural, se lograron diferenciar distintas familias de fallas como se observa en el Mapa de la (Figura 15). Además, se identificó un sistema de fallas normales en relevo que se extiende desde el noroeste hacia el sureste del área de estudio.

### Figura 15

*Representación de las fallas interpretadas en el área de estudio*



Con base en la dirección de las diferentes fallas visualizadas en la (Figura 15), se identificaron tres principales familias de fallas. En primer lugar, en sentido noroeste-sureste, se

observó una sucesión de fallas normales. En segundo lugar, hacia el oeste, se encontró un conjunto de fallas orientadas en sentido este-oeste, asociadas al último evento de inversión tectónica en la Cuenca de los Llanos Orientales, que corresponde al Mioceno. Estas fallas eran inicialmente normales, pero tras este evento cambiaron su comportamiento y ahora presentan características compresivas. Por último, hacia el este, donde se ubica el Pozo-5, se identificaron fallas normales orientadas en sentido norte-sur. Esta clasificación fue fundamental a la hora de comprender la tectónica de la zona y sus implicaciones en el entrapamiento de hidrocarburos.

En el área de estudio se identificó inversión tectónica positiva, puesto que, las fallas extensionales adoptan un comportamiento compresivo, esto da lugar a la formación de anticlinales y estructuras de tipo Pop-up y Pop-down que son de interés a la hora de evaluar trampas en un sistema petrolífero.

Las fallas observadas en la (Figura 15) fueron interpretadas mediante la aplicación de atributos de similaridad a los datos sísmicos, este enfoque permitió suavizar y mejorar la calidad de los datos, así mismo, identificar las fallas a partir de las zonas con baja similitud. El principal atributo utilizado fue el "Smoothed Dip of Max Similarity". Adicionalmente, En las tres secciones sísmicas correspondientes a las Figuras 14, 15 y 18, se aplicaron distintas paletas de colores y se realizaron ajustes en la amplitud de la señal sísmica. Estas modificaciones se llevaron a cabo con el propósito de mejorar la visualización e interpretación de los rasgos estructurales presentes en las imágenes.

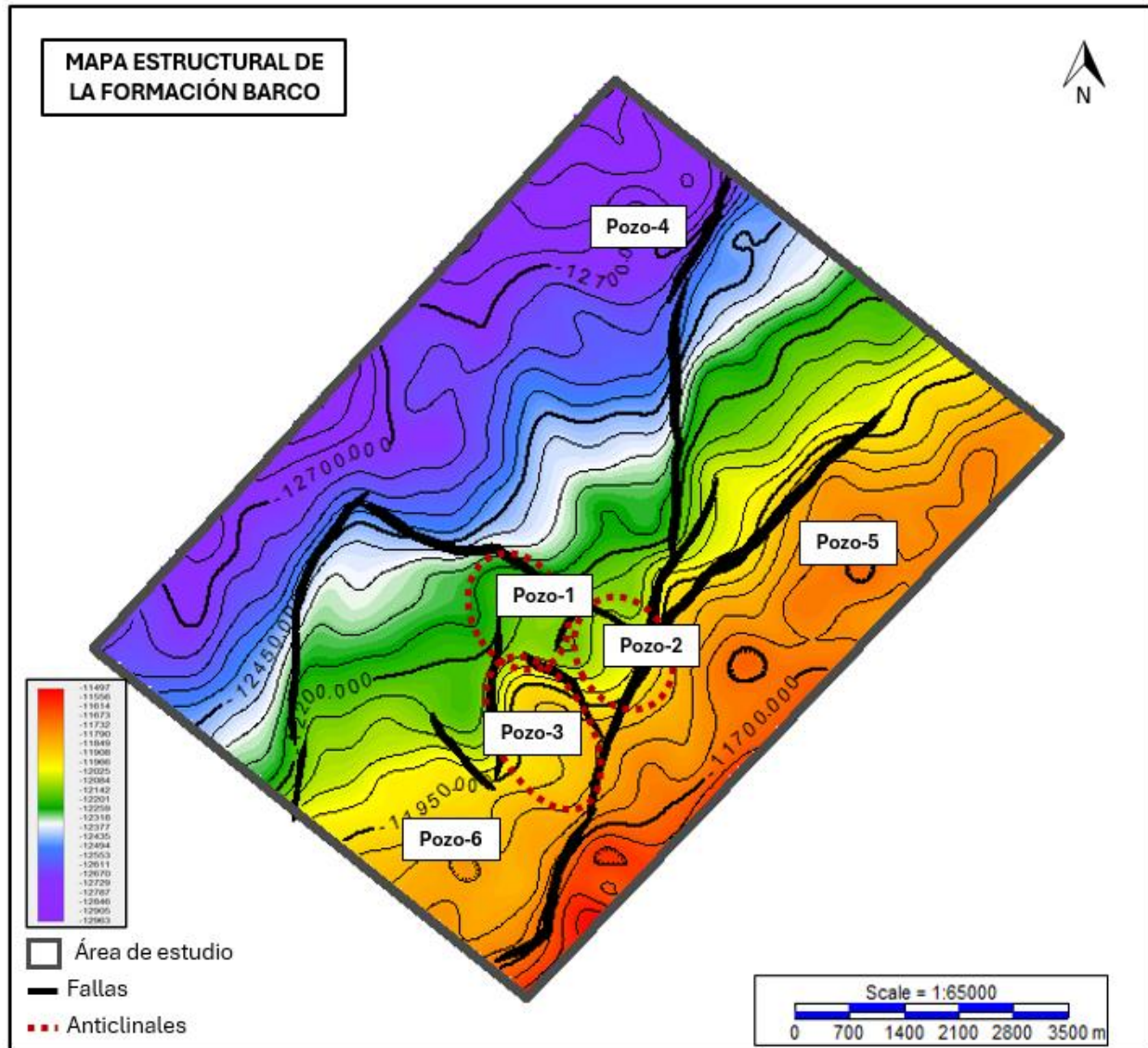
### **5.7 Mapa Estructural de la Formación Barco**

Una vez finalizada la interpretación de fallas en el área de estudio, se generó un mapa estructural al tope de la Formación Barco como se visualiza en la (Figura 16). Este mapa permitió

visualizar con mayor claridad las tres estructuras en las que se ubican, respectivamente, los Pozos 1, 2 y 3.

**Figura 16**

*Mapa Estructural en profundidad al tope de la Formación Barco*



### 5.8 Informe Post Mortem del Pozo-1

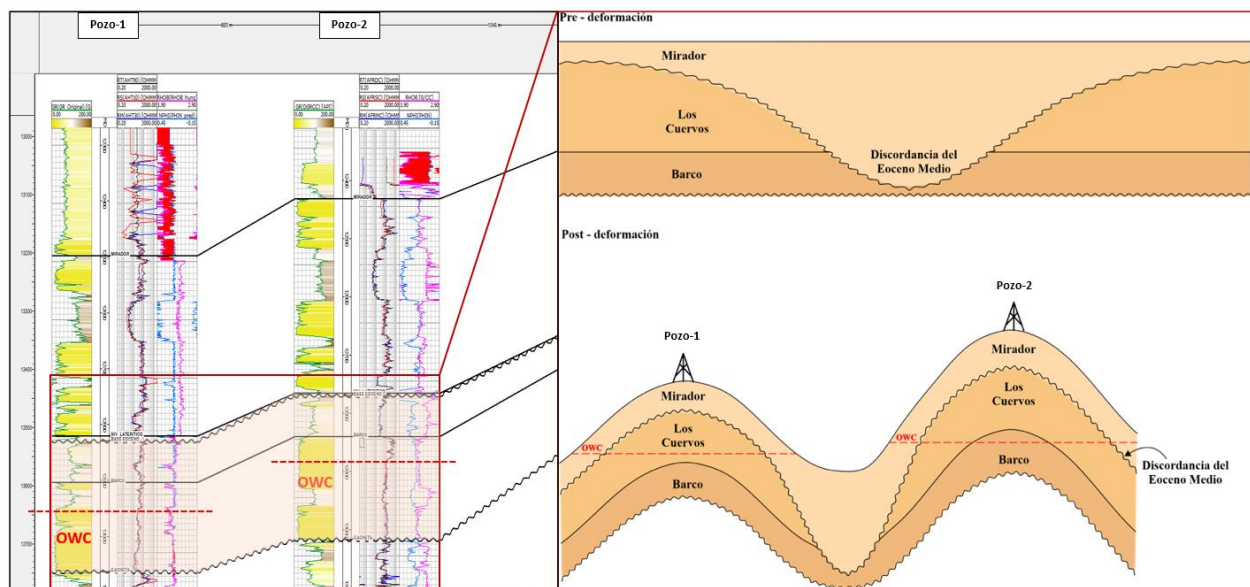
El Pozo-1 se perforó con el objetivo de continuar evaluando la presencia de hidrocarburos en la Formación Barco. Sin embargo, fue abandonado sin realizar pruebas de producción. Previo

a su perforación, ya se habían perforado y probado los Pozos 4 y 6. El Pozo-4 produjo principalmente agua, mientras que el Pozo-6 presentó producción de hidrocarburos en la Formación Barco.

Cabe mencionar que los Pozos 1 y 2 se encuentran estructuralmente más bajos, como se mencionó en la interpretación de la sección estructural. Al analizar los registros resistivos (somero, medio y profundo) de estos pozos, sobre todo los correspondientes a los Pozos 1 y 2, se identificaron bajas resistividades (Figura 17). Esta característica, junto con la posición estructural del Pozo-1, podría indicar la presencia de un contacto agua-aceite y, por consiguiente, acumulación de agua en la formación de interés.

### Figura 17

*Representación de la identificación de contactos agua-aceite en la Formación Barco*



En la (Figura 17), se ha ejemplificado con base en la correlación de la (Figura 11), la posición de los Pozos 1 y 2, y como en ambos casos se infieren contactos agua aceite (oil water contact OWC) con base en la respuesta de los registros resistivos, se tuvieron en cuenta las menores

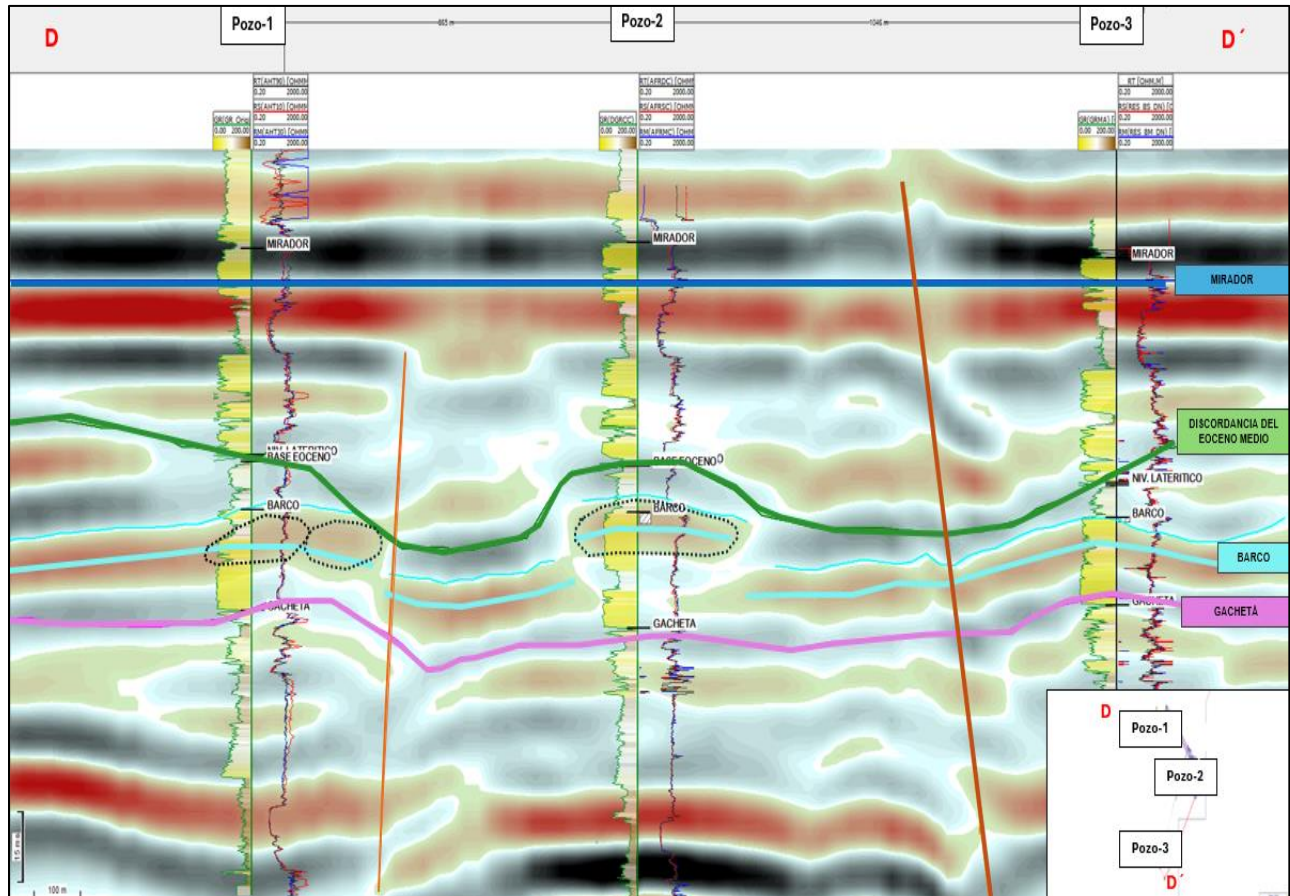
lecturas de resistividad y el comportamiento monótono de las curvas de los registros resistivos, ya que el agua es un mejor conductor que el hidrocarburo y, por lo tanto, presenta una menor resistividad a la corriente eléctrica. Así mismo, se busca ilustrar la configuración de las formaciones Mirador, Los Cuervos y Barco, y la discordancia del Eoceno medio luego del evento compresional del Mioceno-Plioceno en la Cuenca. Este evento ha modelado a lo largo del área de estudio estructuras de tipo anticlinal. Generalmente los anticlinales son asociados al entrapamiento de hidrocarburos, lo que podría explicar el entrapamiento y producción de hidrocarburo en el Pozo-2.

A la luz de la información recolectada tras la perforación de los Pozos 2, 3 y 5, surgió nuevamente interés en el Pozo-1, ya que estos pozos presentaron producción de hidrocarburos en la formación de interés. Los resultados de los Pozos 2 y 3 fueron los más alentadores, ya que presentan una mayor correlación con el Pozo-1. Esta correlación se basa en su proximidad espacial y en las similitudes tanto estratigráficas como estructurales. Desde el punto de vista estratigráfico, se observan secuencias de areniscas que forman prominentes barras de arena a lo largo del área de influencia de estos pozos. En cuanto al aspecto estructural, cabe destacar que estos pozos fueron perforados en estructuras falladas contiguas.

Sin embargo, durante la interpretación sismo estratigráfica, se identificó una serie de lentes de arena correspondientes a la Formación Barco en los Pozos 1 y 2, como se visualiza en la Figura 16. Estos cuerpos concuerdan con el ambiente estuarino asociado a esta formación y propuesto por (ANH, 2012). Se observó que estos lentes no se extienden hasta los Pozos 2 y 3, lo que podría implicar el desarrollo de distintos eventos deposicionales y diferencias en las propiedades petrofísicas de las areniscas de la Formación Barco entre los Pozos 1, 2 y 3.

**Figura 18**

*Representación de los lentes de arena pertenecientes a la Formación Barco en los Pozos 1 y 2*



Por otra parte, se planteó la posibilidad de que las fallas asociadas al sistema petrolífero de interés en el Pozo-1 no hayan sido efectivas en el control de la migración de hidrocarburos.

Y finalmente, se destaca una fuerte erosión del Paleoceno asociada a la discontinuidad del Eoceno medio, se identificaron pronunciados valles de incisión entre los Pozos 1, 2 y 3 en la (Figura 18).

Aunque inicialmente el Pozo-1 fue abandonado sin pruebas de producción, el interés en este pozo resurgió tras los resultados positivos en los Pozos 2, 3 y 5. Sin embargo, a partir de la interpretación de lentes de arena discontinuos en la Formación Barco, junto a la posibilidad de

que las fallas asociadas al sistema petrolífero no fueran efectivas en el control de la migración de hidrocarburos, también, la evidencia de la fuerte erosión del Paleoceno entre los Pozos 1, 2 y 3 y la respuesta de los Registros Resistivos en el Pozo-1, se infiere que el Pozo-1 representó un gran riesgo económico y por ello, se abandonó sin la realización de pruebas de producción

### **5.9 Revaluación del Potencial Productor de Hidrocarburos del Pozo-1**

Al reevaluar el potencial productor de hidrocarburos en el Pozo-1, es pertinente examinar los elementos del sistema petrolífero de interés con base en su informe Post Mortem.

En primer lugar, se evaluó la roca madre. En el Pozo-1 se halló un gran intervalo de la Formación Gachetá, reconocida en la Cuenca de los Llanos Orientales por su alto contenido de materia orgánica. Esta formación es frecuentemente asociada como roca madre en numerosos pozos productores de hidrocarburos de éxito en la cuenca.

En segundo lugar, la producción de hidrocarburos registrada en informes por el departamento de Exploración de los Pozos 2, 3, 5 y 6 sugirieron que esta formación es efectiva como roca almacén. Sin embargo, fue necesario considerar posibles variaciones en las propiedades petrofísicas, como la porosidad y permeabilidad, en el área donde se perforó el Pozo-1.

En tercer lugar, se identificó la presencia de sellos verticales en el sistema petrolífero del Pozo-1, estos sellos están compuestos por una espesa secuencia de lutitas de la Formación Los Cuervos, que supra yace a la Formación Barco, y por la discordancia del Cretácico Superior, que infrayace a la misma formación. En cuanto a los sellos laterales, en el área de influencia de este pozo se identificó una serie de fallas normales, sin embargo, la efectividad de estas fallas como sellos laterales es incierta, para corroborar su efectividad sería necesario analizar en detalle el salto de falla de estas estructuras.

En cuarto lugar, se consideró que la trampa contiene tanto un componente estructural como uno estratigráfico, basándose en las fallas y los geocuerpos interpretados en el área circundante al Pozo-1. Sin embargo, a nivel estructural pudo no darse un adecuado atrapamiento.

En quinto lugar, en cuanto a la migración de hidrocarburos, se tiene registro de dos eventos de migración en la Cuenca de los Llanos Orientales, uno en el Eoceno Superior-Oligoceno y un segundo en el Mioceno. Considerando las acumulaciones de hidrocarburos halladas en los Pozos 2, 3, 5 y 6, se infirió que estos eventos de migración fueron efectivos en el área de estudio.

Tomando en consideración la posible ineficiencia del sello lateral y de la trampa del sistema petrolífero, así como la respuesta de los registros Resistivos y la posición estructuralmente baja del Pozo-1, se determinó que este pozo no contiene potencial productor de hidrocarburos en la Formación Barco.

## 6. Conclusiones

- En el análisis del Pozo-1, se evaluaron las lecturas de resistividades inferiores a 800 Ohm-m de los registros resistivos, así como los resultados cromatográficos poco alentadores respecto al contenido de hidrocarburo en la Formación Barco, obtenidos a partir de las relaciones de Pixler. De igual manera, con base en la interpretación sísmica realizada se identificaron cuerpos de arena desconectados entre los pozos productores de hidrocarburos en la Formación Barco y el Pozo-1. Adicionalmente, se consideró que la decisión de abandonar este pozo sin realizar pruebas de producción tuvo en cuenta los resultados del Pozo-4, que se perforó antes que el Pozo-1 y resultó en agua. En conjunto, estos hallazgos permitieron concluir que el potencial productor de hidrocarburos del Pozo-1 es limitado.
- Se planteó el desarrollo de más de un evento deposicional de sistemas de canales y barras de marea en la Formación Barco, a partir de los cuerpos interpretados en el Pozo-1, por otra parte, se infirió que el evento erosivo del Eoceno Medio habría afectado fuertemente el intervalo superior del Paleoceno entre los Pozos 1, 2 y 3, este evento habría interferido en la continuidad del tope de la Formación Barco, alterando potencialmente las características de yacimiento en el área de interés.
- Con base en la correlación estructural, la pobre respuesta de los registros resistivos en el Pozo-1 y la ubicación de las estructuras asociadas a los Pozos 1, 2, 3 y 4 en el mapa estructural en profundidad de la formación Barco, se determinó que el Pozo-1 está estructuralmente más profundo y podría estar asociado a un contacto agua-petróleo en la Formación Barco.

- Se tomó en cuenta el resultado del análisis cromatográfico realizado y se infirió la presencia de hidrocarburo residual en la Formación Barco, en este caso, se consideró que las fallas interpretadas como sellos laterales pudieron resultar poca efectivas, lo que explicaría la falta de acumulaciones comerciales de hidrocarburos en el Pozo-1. Finalmente, se concluyó que no es económicamente viable continuar con estudios geológicos enfocados en el Pozo-1 y su potencial productor de hidrocarburos.

### **Recomendaciones**

Tras considerar la recopilación de hallazgos presentada, se recomienda descartar un potencial productor de hidrocarburos económicamente viable en el Pozo-1. No obstante, si se desea obtener un conocimiento más detallado sobre la variabilidad de las propiedades petrofísicas y la acumulación de hidrocarburos en la Formación Barco, se sugiere optar por la elaboración de una Inversión Sísmica, esta técnica, aplicada a los datos sísmicos disponibles, podría proporcionar una imagen con mayor detalle de las características geológicas del Pozo-1. Así mismo, se aconseja no continuar evaluando prospectos bajos en estructura en esta área.

### Referencias Bibliográficas

- ANH. (2012). *Cuenca Llanos Orientales: Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos*. Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- Baker Hughes INTEQ Training & Development. (1999). *Petroleum geology*. Houston, TX: Baker Hughes INTEQ.
- Barrero, D. (1979). *Geology of the Central Western Cordillera, west of Buga and Roldanillo, Colombia*. Ingeominas.
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. A., & Martínez, J. F. (2007). *Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal*. Agencia Nacional de Hidrocarburos. (ANH & B&M Exploration Ltda., Eds.).
- Cortés, M., Colletta, B., & Angelier, J. (2006). Structure and tectonics of the central segment of the Eastern Cordillera of Colombia. *Journal of South American Earth Sciences*, 21(4), 437–465. <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2006.03.002>
- Cooper, M. A., & Addison, F. T. (1995). Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. *AAPG Bulletin*, 79.
- Donaldson, E. C., & Tiab, D. (2004). *Petrophysics* (2nd ed.). Elsevier.
- Fajardo, A., Rojas, L. E., & Cristancho, J. (2000). *Definición del modelo estratigráfico en el intervalo Cretáceo Superior a Mioceno Medio en la cuenca Llanos Orientales y Piedemonte Llanero* (Informe Final ICP-ECOPETROL). Ecopetrol.
- Gerencia de Exploración, Ecopetrol. (1995). *Cuenca de los Llanos Orientales* (Vol. 1). Ecopetrol.
- Gómez, E., Jordan, T., Almandiger, R., Hegarty, K., Kelly, S., & Heizler, M. (2003). Controls on architecture of the Late Cretaceous to Cenozoic southern Middle Magdalena Valley Basin,

- Colombia. *Geological Society of America Bulletin*, 115, 131–147.  
<https://doi.org/10.1130/B25196.1>
- Gómez-Rivero, O. (1975). *Registros de pozo Parte 1: Teoría e interpretación*. Coordinación Ejecutiva de Exploración.
- Glover, P. W. (2000). *Petrophysics*. University of Aberdeen.
- Instituto Nacional del Petróleo. (2015). *Biblioteca visual del petróleo* (2ª ed.). Ciudad de México: Autor. [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/123944/Biblioteca\\_Visual\\_del\\_Petrleo.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/123944/Biblioteca_Visual_del_Petrleo.pdf)
- Kennedy, M. (2015). *Practical petrophysics* (Vol. 62). Elsevier.
- Khatchikian, A. (2011). *Registros de pozos: Principios y aplicaciones* (1.ª ed.). Autor.
- Lozano, E., & Nadezhda, Z. (2014). *Anexo I: Compilación de la cuenca de los Llanos Orientales*. Servicio Geológico Colombiano.
- Lowrie, W. (2007). *Fundamentals of geophysics* (2nd ed.). Cambridge University Press.
- Mora, A., Gomez, R. A., Diaz, C., Caballero, V., Parra, M., Villamizar, C., Lasso, A., Ketcham, R. A., Gonzalez-Penagos, F., Rico, J., & Arias-Martinez, J. P. (2019). Water flow, oil biodegradation, and hydrodynamic traps in the Llanos Basin, Colombia. *AAPG Bulletin*, 103(5), 1225-1264. <https://doi.org/10.1306/1003181611317237>
- Pixler, B. O. (1969). Formation evaluation by analysis of hydrocarbon ratios. *Journal of Petroleum Technology*, 21(06), 665-670. <https://doi.org/10.2118/2254-PA>
- Rangel, J., Farias, Y., Martins, A., Torres, M. A., Orozco, J., & Tapia, R. (2018). Integration of mud logging and advanced wireline log data in formation evaluation: A case study from an exploratory well in Venezuela. Paper presented at the SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference, Port of Spain, Trinidad and Tobago.

Sarmiento, L. F. (2011). *Petroleum geology of Colombia Llanos Basin*.

[https://www.anh.gov.co/documents/22/VOLUMEN\\_9\\_LLANOS\\_BASIN.pdf](https://www.anh.gov.co/documents/22/VOLUMEN_9_LLANOS_BASIN.pdf)

Schlumberger. (1990). *Principios/aplicaciones de la interpretación de registros*. Schlumberger.

Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1984). *Petroleum formation and occurrence* (2nd ed.). Springer.