

---

**Evaluación del potencial petrolífero de un bloque ubicado en la Cuenca del Valle Medio del  
Magdalena en Colombia**

**Rossy Lizeth Acevedo Pinto**

Proyecto de grado para optar al título de  
**Geóloga**

Director:

**Ricardo Mier Umaña**

Geólogo

Co-director:

**Iván Dario Olaya López**

M.Sc en Geología

**Universidad Industrial de Santander**

**Facultad de Físico-Químicas**

**Escuela de Geología**

**Bucaramanga**

**2017**

---

## Dedicatoria

*A Dios, por la vida*

*A mi madre, Fanny y a mis abuelos Rosaura y Rodrigo, por su amor incondicional e  
infinito*

*A mi novio, Gustavo, por su cariño, paciencia y por estar siempre*

*Y a los que me han acompañado en este camino.*

## Agradecimientos

*A la Universidad Industrial de Santander por ser mi segundo hogar durante varios años de mi vida.*

*A la Escuela de Geología y sus profesores, quienes me enseñaron sobre la vida y el amor a esta ciencia.*

*A la Empresa Mansarovar Energy Colombia Ltd, a su equipo de Exploración & Desarrollo y Nuevos Negocios, quienes siempre estuvieron dispuestos a ayudarme. Al Geólogo Eduardo Lozano, a la Geofísica Claudia Torres y al Geólogo Iván Olaya, gracias por ser mis guías en este proyecto.*

*A las amigas que encontré mientras estuve en Mansarovar Energy: Mónica, Silvia, Luisa, Ingrid, Cris y Ximena, quienes hicieron de la experiencia una de las mejores de mi vida. Gracias.*

*Al profesor Ricardo Mier, por aceptar este reto y apoyarme.*

*A la familia Calderón Quintero, por nunca dejarme sola y abrirme las puertas de su hogar.*

*A mis queridas amigas que conocí hace cinco años y a mi amigo Julián, con quienes aprendí y recorrí el mundo de la Geología...*

*¡Gracias!*

**Tabla de contenido**

Introducción ..... 15

1. Objetivos ..... 16

1.1. Objetivo General ..... 16

1.2. Objetivos Específicos..... 16

2. Metodología ..... 17

3. Marco Teórico..... 20

3.1. Sistema Petrolífero..... 20

3.1.1. Roca Generadora..... 20

3.1.2. Generación Y Migración..... 21

3.1.3. Roca Almacén..... 21

3.1.4. Trampa ..... 23

3.1.5. Roca Sello..... 23

3.1.6. Sincronismo (Timing)..... 23

3.2. Registros de Pozos ..... 23

3.2.1. Litológicos ..... 24

3.2.2. Resistivos..... 27

3.2.3. Porosidad..... 29

3.3. Parámetros Petrofísicos..... 31

---

3.4. Método Sísmico .....	34
3.4.1. Impedancia Acústica .....	36
3.4.2. Checkshot.....	36
3.4.3. Sismograma Sintético .....	37
3.4.5. Registro de Densidad .....	38
3.5. Petróleo Original En Sitio (POES) .....	40
3.6. Riesgo Geológico En La Exploración.....	41
3.7. Potencial Petrolífero.....	43
3.7.1. Recursos Prospectivos .....	44
3.7.2. Recursos Contingentes.....	44
3.7.3. Reservas.....	45
4. Marco Geológico .....	46
4.1. Ubicación Geográfica del Proyecto .....	46
4.2. Geología Regional .....	47
4.3. Estratigrafía.....	49
4.4. Estratigrafía Del Área De Estudio .....	51
4.5. Evolución Geológica.....	55
4.6. Sistema Petrolífero Del Valle Medio Del Magdalena .....	57
5. Información Disponible .....	61
5.1. Información De Pozos.....	61

---

5.2. Información Sísmica .....	62
6. Resultados .....	62
6.1. Definición De Topes De Formación .....	62
6.2. Amarre Sísmica-Pozo .....	65
6.3. Mapeo Estructural (TWT).....	73
6.4. Conversión Tiempo – Profundidad.....	76
6.5. Modelo Geológico .....	79
6.6. Análisis Del Sistema Petrolífero .....	82
6.7. Prospectividad.....	84
6.8. Análisis Petrofísicos.....	87
6.9. Cálculo De Volumetrías.....	91
6.10. Riesgo Geológico.....	93
7. Conclusiones.....	96
8. Recomendaciones .....	98
Referencias Bibliográficas .....	99

---

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Sistema Petrolífero. Tomado de: El Origen del Petróleo. Cepsa. En Línea. ....	20
<b>Figura 2.</b> Porosidad. Tomado de: Oilfield Review Schlumberger. En línea. ....	22
<b>Figura 3.</b> Ejemplo de Registro Gamma Ray .....	26
<b>Figura 5.</b> Ejemplo de Registro de Conductividad.....	28
<b>Figura 6.</b> Ejemplo de Registro Sónico .....	30
<b>Figura 7.</b> Ejemplo de Registro de Densidad y Neutrón .....	31
<b>Figura 8.</b> Ejemplo de sismograma sintético.....	37
<b>Figura 9.</b> Profundidades de Referencia.....	40
<b>Figura 10.</b> Clasificación de Recursos. ....	44
<b>Figura 11.</b> Localización geográfica del bloque de estudio .....	46
<b>Figura 12.</b> Cuenca del Valle Medio del Magdalena .....	49
<b>Figura 13.</b> Columna Estratigráfica Generalizada del Valle Medio del Magdalena .....	51
<b>Figura 14.</b> Columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena con la zona de interés.....	54
<b>Figura 15.</b> Modelo secuencial de la tectónica regional de la Cordillera Oriental de Colombia, Valle Medio del Magdalena y cuenca Llanos.....	57
<b>Figura 16.</b> Carta de eventos ocurridos en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. ....	60
<b>Figura 17.</b> Mapa de localización de Pozos en el área de estudio.....	61
<b>Figura 18.</b> Localización de Líneas sísmicas y el Pozo G1.....	62
<b>Figura 19.</b> Ejemplo de definición de Topes y Correlación estratigráfica entre dos pozos. ....	63

---

<b>Figura 20.</b> Ondícula de Ricker, 30 Hz. ....	65
<b>Figura 21.</b> Sismograma Sintético.....	66
<b>Figura 22.</b> Amarre Sísmica-Pozo.....	66
<b>Figura 23.</b> Línea sísmica amarrada al pozo. ....	67
<b>Figura 24.</b> Interpretación sísmica 2D. Línea 01 (Línea de rumbo).....	69
<b>Figura 25.</b> Interpretación sísmica 2D. Línea 03 (Línea de rumbo).....	70
<b>Figura 26.</b> Interpretación sísmica 2D. Línea 02 (Línea a favor del buzamiento). ....	70
<b>Figura 27.</b> Interpretación sísmica 2D. Línea 04.....	71
<b>Figura 28.</b> Interpretación sísmica 2D. Línea 06.....	71
<b>Figura 29.</b> Interpretación sísmica 2D. Línea 08.....	72
<b>Figura 30.</b> Interpretación sísmica 2D. Línea 10.....	72
<b>Figura 31.</b> Proceso de Modelado de fallas, en Petrel.....	73
<b>Figura 32.</b> Mapa Estructural al tope del Basamento, en tiempo (TWT).Vista 3D. ....	74
<b>Figura 33.</b> Mapa al tope del Yacimiento (Fm. Mugrosa), en tiempo (TWT).Vista 3D.....	75
<b>Figura 34.</b> Mapa al tope de la Formación Colorado, en tiempo (TWT). Vista 3D.....	75
<b>Figura 35.</b> Gráfica TWT vs MD (z).....	76
<b>Figura 36.</b> Mapa de Basamento, en profundidad (TVT).....	77
<b>Figura 37.</b> Mapa del Yacimiento, en profundidad. Vista 3D.....	78
<b>Figura 38.</b> Mapa al tope de la Formación Colorado, en profundidad. Vista 3D.....	78
<b>Figura 39.</b> Tabla descriptiva del modelo geológico.....	79
<b>Figura 40.</b> Localización del área en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. ....	80
<b>Figura 41.</b> Modelo Geológico del área de estudio. Vista 3D.....	80
<b>Figura 42.</b> Esquema ilustrativo del modelo estratigráfico .....	81

---

**Figura 43.** Áreas de generación de hidrocarburos y vías de migración en el Valle Medio del Magdalena ..... 83

**Figura 44.** Mapa en profundidad, al Tope de la Fm. Mugrosa. .... 85

**Figura 45.** Registros de pozos..... 86

**Figura 46.** Mapa de pozos para petrofísica. .... 87

**Figura 47.** Mapa de prospectos..... 94

---

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Escala de riesgos asociados a cada factor. ....	42
<b>Tabla 2.</b> Nivel de riesgo Geológico o Exploratorio .....	43
<b>Tabla 3.</b> Descripción del Programa sísmico del área. ....	68
<b>Tabla 4.</b> Propiedades Petrofísicas, Pozo P1. ....	90
<b>Tabla 5.</b> Propiedades Petrofísicas, Pozo P2. ....	90
<b>Tabla 6.</b> Propiedades Petrofísicas, Pozo P3. ....	91
<b>Tabla 7.</b> Propiedades Petrofísicas, Pozo P4. ....	91
<b>Tabla 8.</b> Matriz de Riesgo Geológico. ....	95

## LISTA DE APÉNDICES

**APÉNDICE A.** Correlaciones Estratigráficas

**APÉNDICE B.** Interpretaciones Sísmicas del área aledaña

**APÉNDICE C.** Cálculos de las propiedades petrofísicas de cada pozo (Pozo 1, Pozo 2, Pozo 3 y Pozo 4).

**APÉNDICE D.** Arenas Netas Petrolíferas

---

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLÍFERO DE UN BLOQUE UBICADO EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA EN COLOMBIA\*

**AUTOR:** ROSSY LIZETH ACEVEDO PINTO\*\*

**PALABRAS CLAVE:** VALLE MEDIO DEL MAGDALENA, POTENCIAL PETROLÍFERO, REGISTROS DE POZO, SÍSMICA, VOLUMÉTRICOS.

### DESCRIPCIÓN:

Una nueva estimación aproximada del volumen de hidrocarburos en sitio en un área de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, abre la posibilidad de plantear nuevos riesgos económicos para la Compañía Petrolera Mansarovar Energy Colombia Ltd. en aras de aumentar sus reservas y seguir siendo líder en la explotación de campos de crudo pesado en el país.

Este trabajo involucra una serie de disciplinas que en conjunto llevan a la realización de los objetivos propuestos. Descripción de registros de pozos, amarre sísmica-pozo para obtener mayor coherencia en la información, interpretación de sísmica 2D, cálculos petrofísicos, cálculos volumétricos y análisis del riesgo geológico, hacen parte de la metodología de la industria para la evaluación de prospectos. Cada una de estas disciplinas involucra una serie de análisis realizados en el Software Petrel E&P y Excel®.

Los resultados obtenidos a partir de la información disponible son el producto de la elaboración de correlaciones estratigráficas de los pozos del campo, un modelo unidimensional conocido como sismograma sintético para un mejor amarre sísmica-pozo, interpretación de líneas sísmicas 2D en PSTM para la elaboración de mapas estructurales en tiempo, luego convertidos a profundidad. Los cálculos petrofísicos realizados a partir de datos de cinco pozos incluyen porosidad efectiva, factor de formación (F), Volumen de arcilla ( $V_{shale}$ ), y utilizando la ecuación de Simandoux el cálculo de saturación de agua ( $S_w$ ) para un mejor cálculo volumétrico.

---

\*Trabajo de Grado

\*\*Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geología. Director: Ricardo Mier Umaña, Geólogo. Co-director: Iván Olaya López, Magister en Geología.

---

## ABSTRACT

**TITLE:** EVALUATION OF THE OIL POTENTIAL OF A BLOCK IN THE MAGDALENA MIDDLE VALLEY BASIN IN COLOMBIA \*

**AUTHOR:** ROSSY LIZETH ACEVEDO PINTO \*\*

**KEYWORDS:** MIDDLE MAGDALENA MIDDLE, OIL POTENTIAL, WELL LOGS, SEISMIC, VOLUMETRICS.

### DESCRIPTION:

A new approached estimation of hydrocarbons volume in situ from a Middle Magdalena Valley Basin's area opens a possibility of take new economic risks to the Petroleum Company Mansarovar Energy Colombia Ltd. in the interest to increase its oil reserves and keep leading the exploitation of heavy crude oil fields into the country.

This work involves a number of disciplines that together lead to the achievement of the proposed objectives. Well log descriptions, seismic-well mooring to get better information coherence, seismic 2D interpretations, petrophysical, volumetric calculations and geological risk analysis, are part of the methodology of the industry for evaluation of prospects. All of these disciplines involve software analysis made by Petrel E&P and Excel®.

The results obtained from available information are the product of the development of stratigraphic correlations of the wells in the field, a one-dimensional model known as synthetic seismogram for a better seismic-well mooring, interpretation of 2D seismic lines in PTSM for the structural maps in time domain development and then converted in depth. Petrophysical calculations developed from five different wells logs involve effective porosity, formation factor (F), volume of shale ( $V_{shale}$ ), and using Simandoux formula the calculation of water saturation ( $S_w$ ) to get a better volumetric calculation.

---

\* Bachelor Thesis.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geología. Director: Ricardo Mier Umaña, Geólogo. Co-director: Iván Dario Olaya López, Geólogo, M.Sc.

---

## Introducción

El presente proyecto se realizó gracias a la convocatoria realizada por la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltd., la cual seleccionó a un estudiante para desarrollar su trabajo de grado en el área de Exploración & Desarrollo, ofreciéndole la oportunidad de adquirir experiencia profesional en la industria de los hidrocarburos.

Al ser la Cuenca del Valle Medio del Magdalena una de las más productivas del país, su interés económico sigue en aumento y más en momento donde la incertidumbre del sector petrolero crece a nivel mundial. Es así que las empresas buscan constantemente nuevas oportunidades o realizan estudios que determinen con mayor certeza la cantidad de reservas que tienen sus campos en desarrollo.

Con el fin de aportar nuevos conocimientos a un área en producción de la empresa Mansarovar en el Valle Medio del Magdalena, este trabajo desarrolla la metodología estándar en la evaluación del potencial económico, integrando información de registros de pozos, información estratigráfica, geofísica, análisis petrofísicos, entre otros, para un nuevo cálculo de volumen aproximado. Si bien es muy difícil llegar a conocer con exactitud la geología de un campo, estos nuevos estudios amplían el conocimiento del área permitiendo abrir nuevas oportunidades económicas.

## 1. Objetivos

### 1.1. Objetivo General

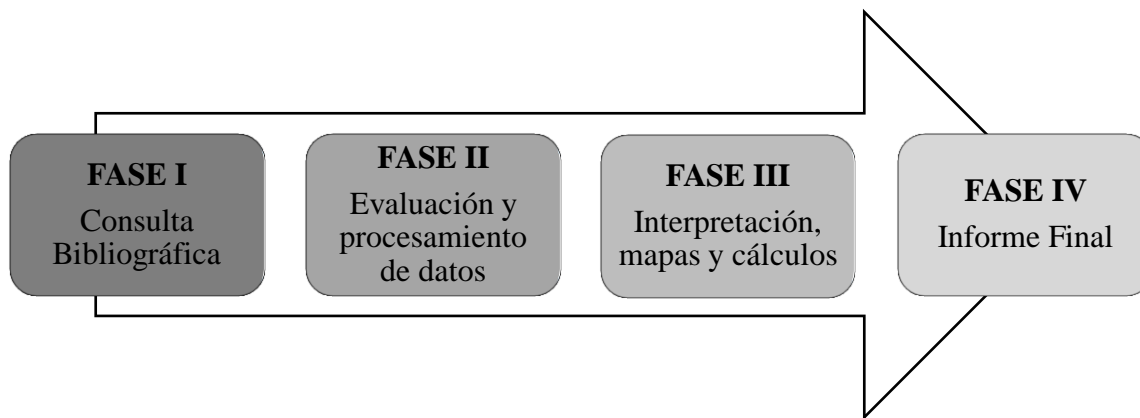
Estimar el volumen de hidrocarburo in situ del área de estudio, mediante la integración de información de pozos e información sísmica.

### 1.2. Objetivos Específicos

- ✓ Reconocer la Geología regional del bloque y su sistema petrolífero.
  
- ✓ Definir los topes de Yacimiento.
  
- ✓ Interpretar líneas sísmicas identificando el horizonte de interés, con el fin de generar mapas estructurales que permitan determinar las áreas prospectivas para la acumulación de hidrocarburos.
  
- ✓ Estimar el potencial petrolífero de los prospectos por medio de la estimación de los volúmenes de hidrocarburos.
  
- ✓ Determinar el riesgo geológico de los diferentes prospectos.

## 2. Metodología

Para la elaboración de este proyecto, se llevó a cabo un proceso de trabajo continuo para cumplir con los objetivos planteados inicialmente, los cuales se describen a continuación:



### FASE I

Durante el período inicial de la práctica se realizó todo el proceso de recopilación de información bibliográfica relacionada con el tema. Con base a la asesoría proporcionada por la compañía, informes y publicaciones indagadas, se obtuvo la información referente a la estratigrafía, geofísica, geología estructural y al sistema petrolífero de la Cuenca Valle Medio del Magdalena, para realizar un análisis general y ajustar los parámetros a trabajar. Así mismo parte del equipo de profesionales de Mansarovar Energy Colombia Ltd. aportaron sus conocimientos y experiencias en el tema, realizando capacitaciones en el uso de softwares como GeoGraphix, Kingdom y Petrel, que permitieron la realización y el cumplimiento de los objetivos y el cronograma establecido.

**FASE II**

En esta etapa se contó con toda la información obtenida de los pozos perforados en el bloque de estudio, y las líneas sísmicas proporcionadas por el área de Geofísica, lo cual permitió realizar una evaluación y diagnóstico de la cantidad y calidad de la data, para posteriormente realizar la carga a los softwares que se determinaron para trabajar e interpretar.

**FASE III**

Una vez cargada la información geológica y geofísica, se procedió a realizar el amarre de los pozos a la sísmica, y a partir de los registros sísmico y de densidad se llevó a cabo la generación de un sismograma sintético y posteriormente la interpretación sísmica.

Producto de la interpretación se generó un mapa al tope de la formación reservorio. Estos mapas junto con la información del espesor neto de la formación productiva (net pay), calculado a partir de los valores de porosidad, saturación de hidrocarburos, saturaciones de agua y permeabilidades, obtenidos de registros de pozos y análisis de núcleos, fueron usados para el cálculo volumétrico de hidrocarburos originales en sitio.

Posteriormente se calculó la probabilidad de éxito para cada una de las oportunidades exploratorias identificadas, con base a la evaluación geológica del sistema petrolífero, de todos sus elementos y factores independientes, como: roca madre definida por la calidad, madurez y capacidad de carga de hidrocarburos; roca reservorio, presencia y calidad; trampa, se asocia a la

presencia, a su forma y características y a la presencia de la roca sello; y finalmente factores dinámicos como la migración, sincronía y preservación de los hidrocarburos. Ya definido el riesgo asociado a cada factor, se procede a calcular la probabilidad de éxito o expectativa geológica (Ecuación 1).

$$\text{Expectativa de Éxito} = F. \text{ Roca Madre} * F. \text{ Roca Almacén} * F. \text{ Trampa} * F. \text{ Dinámico}$$

*Ecuación 1.* Factor de éxito geológico.

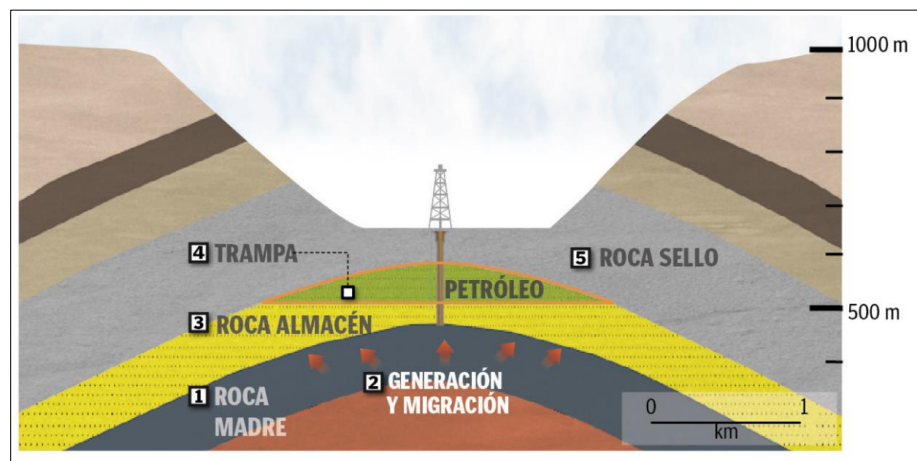
#### **FASE IV**

Durante el desarrollo del proyecto se realizaron avances en la elaboración del informe final, con base a toda la información recolectada y resultados obtenidos, llegando a concluir cada uno de los objetivos propuestos.

### 3. Marco Teórico

#### 3.1. Sistema Petrolífero

Un sistema petrolero se define como un sistema geológico que incluye elementos y procesos geológicos que sincronizados permiten la existencia de acumulación de hidrocarburos. En esta definición se involucran los elementos que coexisten y procesos que dan lugar a la generación, migración y acumulación de los hidrocarburos (Figura 1).



**Figura 1.** Sistema Petrolífero. Tomado de: El Origen del Petróleo, Cepsa, 2015.

Dicho sistema se encuentra integrado por los siguientes elementos:

**3.1.1. Roca Generadora.** Rocas ricas en materia orgánica que son o han sido capaces de generar hidrocarburos para formar yacimientos de petróleo económicamente explotables. Las rocas generadoras típicas, normalmente lutitas o calizas, contienen aproximadamente un 1% de materia orgánica y al menos 0,5% de carbono orgánico total (TOC), si bien una roca fuente rica podría contener hasta un 10% de materia orgánica (Schlumberger, 2017).

La determinación e identificación de una roca generadora está basada en su contenido y tipo de materia orgánica.

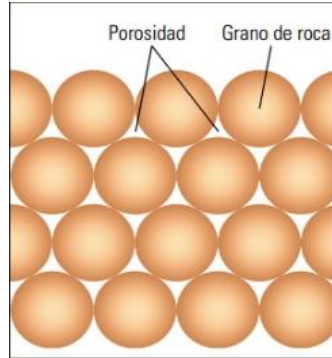
---

La preservación de la materia orgánica sin degradación es crucial para la formación de una buena roca generadora y resulta necesaria para que exista un sistema petrolero completo.

**3.1.2. Generación Y Migración.** Los hidrocarburos se forman por la transformación térmica de la materia orgánica de la roca madre. Esta materia orgánica comienza a transformarse (Generación) en petróleo o gas al estar sometida a altas temperaturas y presiones. Después de ser expulsados de la roca madre, el petróleo y/o gas deben fluir (Migración) hacia una roca porosa y permeable (Roca almacén) con una configuración geométrica (Trampa) que permita su acumulación, y que a su vez esté recubierta por una roca impermeable (Roca sello) que impida su escape hacia la superficie (**Cepsa, 2015**).

**3.1.3. Roca Almacén.** Rocas que poseen la capacidad de almacenar fluidos, como el petróleo gas y/o aceite y permitir su paso a través de ella. Esta debe cumplir ciertas condiciones para que un cuerpo o estrato pueda considerarse como reservorio:

- ✓ Porosidad: Es la medida de los huecos o poros que existen entre los granos de una roca. Para que la roca sea óptima para la explotación de hidrocarburos debe estar dentro del intervalo de 5% a 30% de porosidad, y además tener estos poros interconectados entre sí. En las rocas carbonatadas el intervalo de porosidad frecuentemente es algo menor que en las areniscas.



**Figura 2.** Porosidad. Tomado de: Oilfield Review Schlumberger, 2017.

$$\emptyset = \frac{\text{Volumen de espacios para almacenar fluidos}}{\text{Volumen Total}}$$

**Ecuación 2.** Cálculo de la porosidad

- Porosidad Interconectada o efectiva: La porosidad efectiva se refiere al porcentaje de poros interconectados mediante gargantas que permiten la circulación de fluidos (fluidos móviles).
- ✓ Permeabilidad: La capacidad de un líquido para fluir a través de los poros de una roca. Sus poros deben estar interconectados de manera que cedan fácilmente los hidrocarburos al ser alcanzados por un pozo, para que la roca sea permeable y permita el movimiento del agua, aceite o gas; así como contener poros o espacios para almacenar el petróleo.

**3.1.4. Trampa.** Son la configuración geométrica de una roca porosa y permeable (roca almacén) donde el hidrocarburo puede quedar atrapado. Las trampas pueden ser muy variadas (Cepsa, 2015). Sea estructural, estratigráfica o mixta, éstas funcionan como obstáculos naturales que impiden la migración de los hidrocarburos y quedan acumulados en ella.

**3.1.5. Roca Sello.** Es una roca impermeable que impide que el hidrocarburo se escape de forma natural hacia la superficie. Las rocas sello poseen muy poca permeabilidad, lo que impide el paso del petróleo, sirviendo como cierre a la migración o desplazamiento, y de esa forma permitir su acumulación en una trampa.

**3.1.6. Sincronismo (Timing).** Todos los procesos esenciales deben darse en un determinado tiempo y espacio para que puedan ocurrir todos los procesos que dan origen a una acumulación de hidrocarburos. La ausencia de uno solo de los elementos o procesos elimina la posibilidad de tener un yacimiento.

## **3.2. Registros de Pozos**

Los registros de pozo proveen información indirecta sobre propiedades de rocas y fluidos en el subsuelo, su interpretación e integración con otros datos permite determinar parámetros que son de fundamental importancia para la estimación de reservas, entre otras aplicaciones.

La importancia de los perfiles de pozo y el tipo de perfil tomado en las diferentes etapas de exploración o desarrollo de un campo petrolífero, comprenden una característica u objetivo al cual la industria apunta, como lo puede ser, el establecer cuantitativamente la cantidad de aceite

---

que existe en la región, o la potencia de los niveles de rocas almacenadoras y la cantidad de fluidos asociados.

Dentro de los diferentes tipos de registros existentes, se presentan los litológicos, los resistivos y los de porosidad, a continuación se presenta el principio de funcionamiento para alguna de las herramientas y la definición de cada registro.

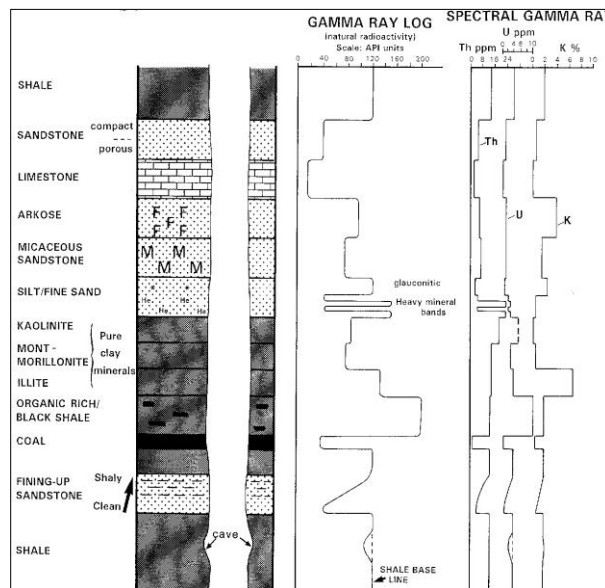
**3.2.1. Litológicos.** Los registros litológicos; como lo son el Registro Gamma Ray o el Registro de potencial espontáneo, son empleados para la determinación del tipo de litología presente en el reservorio por medio de la estimulación de los componentes radioactivos que se encuentran inmersos en las formaciones.

**3.2.1.1. Registro Gamma Ray (GR).** Los rayos gamma son impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía que son emitidos espontáneamente por algunos elementos radioactivos, como por ejemplo los elementos radioactivos de la serie Uranio y el Torio que son los que emiten casi toda la radiación gamma que se encuentran en la tierra. El registro GR es una medición de la radioactividad natural de las formaciones. En las formaciones sedimentarias el registro normalmente refleja el contenido de arcillas de las formaciones ya que los elementos radioactivos tienen a concentrarse en las arcillas y lutitas, las formaciones limpias generalmente tienen un nivel muy bajo de radioactividad. La sonda del GR contiene un detector para medir la radiación gamma que se origina en la formación cerca de la sonda. En la actualidad se emplean contadores de centello para esta medición. Estos registros permiten:

- Estimar los límites de las capas.
- Estimar el contenido de arcillas en capas permeables.
- Controlar la profundidad del cañoneo.

- Verificar la perforación en pozos revestidos.

Los registros Gamma Ray, como se observa en la Figura 3 al momento de deflactar hacia el costado izquierdo, indica que existe presencia de arenas, y cuanto más cercano se encuentre dicho valor a 0° API, indica que las arenas son limpias, este proceso se da porque el registro mide la cantidad de elementos radioactivos presentes en esta litología, y ya que; las arenas tienen bajo contenido de potasio, torio y uranio tiende a leerse como 0. Caso contrario, a cuando el registro deflacta hacia la derecha, los niveles altos de minerales radioactivos presentes en la formación, indican que se tratan de posibles Shales.



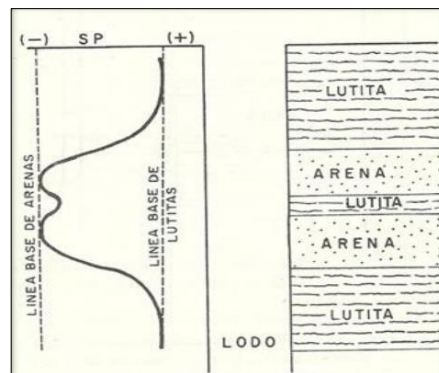
**Figura 3.** Ejemplo de Registro Gamma Ray. Recuperado de:

<http://www.lizneg.net/2012/01/registro-de-gamma-ray.html>.

**3.2.1.2. Registro de Potencial Espontáneo (SP).** La curva SP es un registro que difiere entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie en función de la profundidad. Frente a las lutitas, la curva SP por lo

general define una línea más o menos recta en el registro, que se llama línea base de lutitas, mientras que, frente a formaciones permeables, la curva muestra deflexiones con respecto a la línea base de lutitas; en las capas gruesas estas deflexiones tienden a ser constantes, definiendo así una línea de arena. Dicha deflexión puede ser hacia la izquierda (negativa) o hacia la derecha (positiva), dependiendo principalmente de la salinidad de la formación y filtrado del lodo. Si la resistividad del filtrado del lodo y del agua de formación es casi igual, las deflexiones obtenidas serán muy pequeñas y las curvas no serán muy significativas. Estos registros permiten: Establecer correlaciones geológicas de los estratos atravesados, diferenciar las lutitas y las capas permeables permitiendo a su vez saber los espesores y obtener cualitativamente el contenido de arcillas de las capas permeables (Bendeck, 1992).

Los registros de potencial espontáneo, indican las formaciones las cuales son permeables, porosas y con presencia de medios no metálicos, por lo cual, al momento de deflectar hacia los valores negativos del registro indica la presencia de formaciones como arenas mientras cuando tiende a valores positivos, indica la presencia de lutitas, así como se muestra en la Figura 4.



**Figura 4.** Ejemplo de Registro de Potencial Espontáneo (SP). Recuperado de: <http://www.monografias.com/trabajos92/registros-geofisicos-aplicados-estratigrafia->

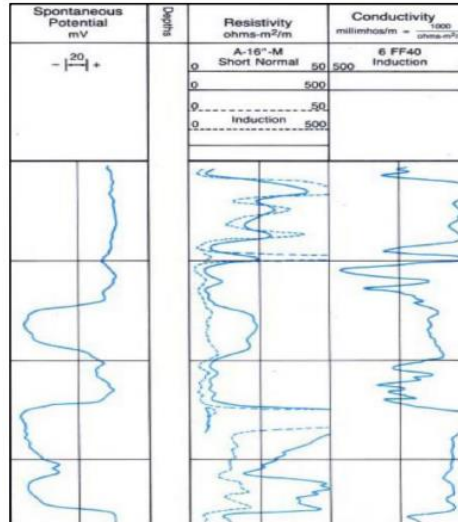
---

[secuencias/registros-geofisicos-aplicados-estratigrafia-secuencias.html](#).

**3.2.2. Resistivos.** Dentro de los parámetros de la formación se encuentra la resistividad, la cual permite determinar la saturación de hidrocarburos presentes. Para que se genere el paso de la corriente eléctrica debe existir agua conductiva, lo cual facilita descartar zonas con presencia de fluidos que no sean de interés. Para realizar estas estimaciones se emplean diferentes tipos de registros como lo son los Inductivos, los Laterologs y los Microresistivos.

**3.2.2.1. Registros Inductivos o de Conductividad.** Estos registros miden la conductividad (recíproca a la resistividad) de las formaciones mediante corrientes alternas inductivas. Dado que es un método de inducción se usan bobinas aisladas en vez de electrodos, esto para enviar energía a las formaciones. La ventaja de este perfil eléctrico se basa en su mayor habilidad para investigar capas delgadas, debido a su enfoque y a su radio de investigación.

Los registros inductivos o de conductividad, representan la capacidad de una formación con presencia de algún fluido; de permitir el paso de la corriente eléctrica. En la Figura 5 se muestra el comportamiento de las curvas en presencia de agua la lectura se refracta hacia los mayores valores por la propiedad de conductividad de la misma. Mientras que un fluido como el petróleo, no permite el paso de la corriente (Schlumberger, 1989).



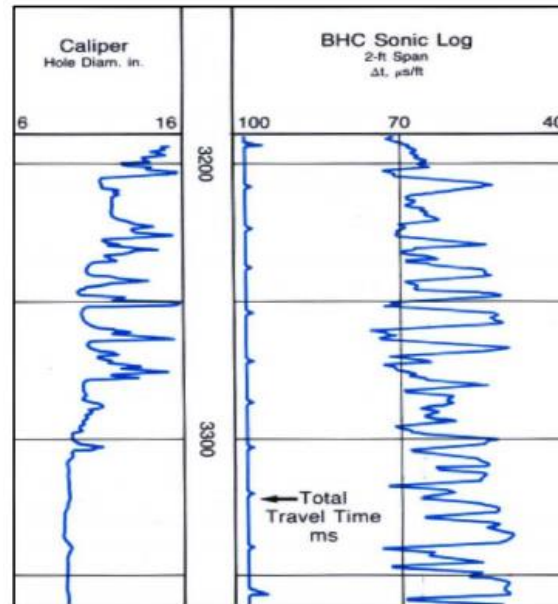
**Figura 5.** Ejemplo de Registro de Conductividad. Recuperado de: SCHLUMBERGER, Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros, México D.F: MCA Marjeting, 1989. p. 83.

**3.2.2.2. Laterologs.** Estos actúan bajo la premisa de que el pozo y las formaciones adyacentes pueden afectar de manera considerable las repuestas de los sistemas eléctricos convencionales. Dichas influencias se minimizan por medio de una familia de herramientas resistivas que utilizan corrientes de enfoque para controlar la trayectoria que sigue la corriente de medición. Los Electrodo especiales en las sondas emiten dichas corrientes. Dentro de las ventajas de emplear dicho sistema, permite tener una resolución de respuesta más adecuada para capas con espesores delgados. Existen sistemas disponibles con electrodos de enfoque con profundidades de investigación somera, media y profunda. Los dispositivos que usan este principio, tienen como aplicaciones cuantitativas determinar  $R_t$  y  $R_{xo}$ . Los instrumentos de lectura profunda incluyen el Laterolog 7, el Laterolog 3 y el laterolog profundo del registro doble laterolog DLL.

**3.2.2.4. Micro-resistivos.** Estas herramientas son utilizadas con el fin de medir la resistividad de la zona lavada ( $R_{XO}$ ) y para describir capas permeables por medio de la detección de la costra de lodo (mudcake). Las principales herramientas en este tipo de registros son los Micro log, micro laterolog y micro spherical log (micro SFL). La herramienta en general consta de un patín que se desliza pegado a la pared del pozo (para evitar datos erróneos), con la presencia de electrodos alineados a cierta distancia emitiendo una corriente constante, posteriormente se graba la información tomada de manera instantánea. Con la herramienta microlog, dos dispositivos a espaciamiento corto y con diferentes profundidades de investigación proporcionan las mediciones de resistividad de un volumen muy pequeño de la costra de lodo y de formación adyacentes al agujero. La comparación de estas dos curvas es útil para identificar las formaciones invadidas, es decir formación con permeabilidad.

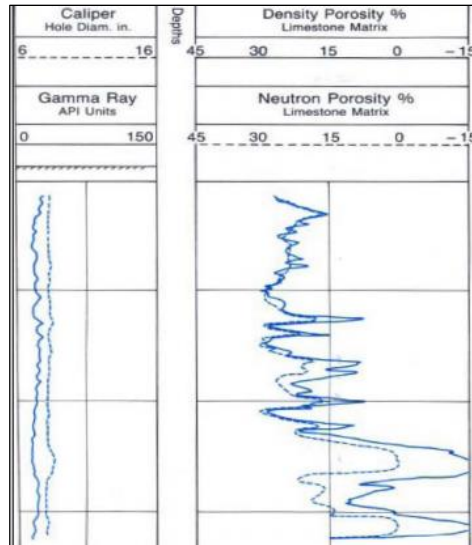
**3.2.3. Porosidad.** Para poder obtener el factor de la porosidad del reservorio es necesario emplear un registro sínico, un registro de densidad o un registro neutrónico en el caso que sea conocida la litología de la formación.

**3.2.3.1. Registro Sínico.** El perfil sínico no es más que el registro continuo del tiempo que emplea una onda sonora compresional, para viajar a través de una longitud de 1 (un) pie lineal de formación. El tiempo requerido para este viaje se denomina tiempo de tránsito. El objetivo fundamental de este es medir la porosidad de la formación lo cual dependerá de la litología de la formación y de la naturaleza de los fluidos que llenan los espacios porosos como se observa en la Figura 6.



**Figura 6.** Ejemplo de Registro Sónico. Recuperado de: SCHLUMBERGER, Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros, Mexico D.F: MCA Marjeting, 1989. p. 34.

**3.2.3.2. Registro Densidad.** Los registros de densidad se usan principalmente como registros de porosidad, otros usos incluyen identificación de minerales en depósitos de evaporitas, detección de gas, determinación de la densidad de los hidrocarburos, evaluación de arenas con arcillas y litologías complejas, determinación de producción de lutitas con contenido de aceite, cálculo de presión de sobrecarga y propiedades mecánicas de las rocas, en la Figura 7 se muestra un ejemplo de las lecturas de los Registro de Densidad y Neutrón.



**Figura 7.** Ejemplo de Registro de Densidad y Neutrón. Recuperado de: SCHLUMBERGER, Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros, Mexico D.F: MCA Marjeting, 1989. p. 51.

### 3.3. Parámetros Petrofísicos

En la industria del petróleo las características petrofísicas son de gran importancia en el desarrollo de cualquier proyecto ya que están directamente relacionadas con la producción del mismo. La cantidad de petróleo o gas contenida en una unidad de volumen del yacimiento se encuentra relacionada directamente con la porosidad de la roca reservorio, llámense areniscas, calizas o dolomitas y por la saturación de hidrocarburos en el mismo. Estos parámetros petrofísicos son de gran importancia en el momento del estudio de un reservorio, sin embargo la productividad del yacimiento se encuentra ligada a la facilidad con la que pueda fluir el hidrocarburo a través del sistema poros. Esta propiedad de la roca que depende de la manera en que los poros están intercomunicados se denomina Permeabilidad (Schlumberger, 1989).

Se describen algunos parámetros que se tienen en cuenta a la hora de realizar cálculos petrofísicos, la descripción de Porosidad y Permeabilidad se encuentran descrito en el capítulo de Sistema Petrolífero.

**3.3.1. Saturación de Agua.** La saturación se define como la fracción de un volumen poroso que es ocupada por un líquido en consideración. Por lo tanto la saturación de agua es la fracción o porcentaje de volumen poroso que contiene agua de formación. El símbolo de la saturación es  $S$ , se utilizan varios subíndices para denotar la saturación de un líquido en especial ( $S_w$  saturación de agua,  $S_o$  saturación de petróleo,  $S_h$  saturación de hidrocarburos, etc.). La sumatoria de las saturaciones en un reservorio debe ser el 100%, la presencia de una saturación de agua menor a 100% generalmente implica una saturación de hidrocarburos igual al 100% menos la saturación de agua ( $1 - S_w$ ). Existe una saturación de agua irreducible ( $S_{wirr}$ ) o connata que representa al agua retenida por la tensión superficial en la superficie de los granos, al contacto entre granos y en los más pequeños intersticios. Su valor varía desde cerca de 0.05% en formaciones gruesas con poca área de superficie, hasta cerca de 0.4% o más en formaciones de grano muy fino y con gran área de superficie. Este tipo de agua nunca fluirá cuando la formación sea puesta en producción.

Para el cálculo de Saturación de Agua ( $S_w$ ) se realizará con la Ecuación de Simandoux, que requiere del cálculo de volumen de arcilla ( $V_{shale}$ ), cálculo de la porosidad efectiva ( $PHIE$ ), entre otros factores.

**Ecuación 3.** Volumen de Arcilla ( $V_{shale}$ )

$$V_{shale} = \frac{(GR_{leído} - GR_{min})}{(GR_{max} - GR_{min})}$$

**Ecuación 4.** Porosidad Efectiva ( $PHIE$ )

$$PHIE = PHID \times (1 - V_{shale})$$

**Ecuación 5.** Ecuación de Simandoux para  $S_w$ .

$$C = (1 - V_{shale}) \times a \left( \frac{R_w}{\phi^2} \right)$$

$$D = \frac{C \times V_{shale}}{2(R_{vshale})}$$



$$S_w = \left[ (D^2 + E)^{\frac{1}{2}} - D \right]^{\frac{2}{2}}$$

$$E = \frac{C}{R_t}$$

Donde:

$S_w$  = Saturación de agua

$R_t$  = Resistividad de la roca limpia

$R_w$  = Resistividad del agua de formación

$\phi$  = Porosidad efectiva

$m$  = Índice de cementación

$n$  = Exponente de saturación

$a$  = Factor de Tortuosidad

**3.3.2. Salinidad.** La salinidad está definida como una medida de la cantidad total de sales disueltas en un volumen determinado de agua. Dado que la determinación del contenido total de sales requiere de análisis químicos que consumen mucho tiempo, se utilizan en sustitución, métodos indirectos para estimar la salinidad. Se puede determinar la salinidad de un cuerpo de agua a base de determinaciones de: conductividad, densidad, índice de refracción o velocidad del sonido en agua.

**3.3.3. Resistividad.** La resistividad eléctrica de una sustancia es su capacidad de impedir el flujo de corriente eléctrica a través de sí misma. La unidad utilizada en los registros es el ohmio-metro<sup>2</sup> / metro, generalmente expresada como ohmio-m. La conductividad eléctrica es el recíproco de la resistividad y se expresa en miliohms por metro (mmho / m) (Schlumberger, 1989). Por principio físico, las rocas secas no conducen efectivamente la corriente eléctrica, es decir la matriz de la roca tiene una conductividad nula o una resistividad infinitamente alta. Una corriente eléctrica fluirá solo a través del agua intersticial que satura la estructura porosa de la formación, más solamente si el agua intersticial contiene sales disueltas, por lo tanto entre mayor sea la porosidad de la formación mayor será la cantidad de agua en la misma, y mayor será su resistividad, la cual es directamente proporcional a salinidad del fluido.

### **3.4. Método Sísmico**

El proceso de adquisición sísmica es el método geofísico más usado a nivel mundial para la exploración de hidrocarburos. El objetivo de éste es el estudio del subsuelo en general, lo que permite obtener información geológica de los materiales que lo conforman.

En la prospección sísmica, las ondas sísmicas se propagan hacia el interior de la tierra y se miden los tiempos de viaje de las ondas que regresan a la superficie después de sufrir refracción o reflexión en límites geológicos presentes en el subsuelo. Estos tiempos de viaje se pueden convertir en profundidades e, incluso, se puede cartografiar sistemáticamente la distribución en profundidad de las superficies de interés geológico. Los métodos son bien adecuados para la cartografía de secuencias sedimentarias estratificadas, y por lo tanto, se aplican ampliamente en la búsqueda de petróleo y gas. Mediante una fuente emisora se generan ondas sísmicas y se registran en una serie de estaciones sensoras (geófonos) distribuidas sobre el terreno. A partir del estudio de las distintas formas de onda y sus tiempos de trayecto, se consiguen obtener imágenes del subsuelo que luego se relacionan con las capas geológicas (secciones sísmicas, campos de velocidades, etc.).

Dentro de los métodos sísmicos de la geofísica aplicada se encuentran los de refracción y reflexión sísmica. La primera se basa en la medición del tiempo de viaje de las ondas refractadas críticamente en las interfaces entre las capas con diferentes propiedades físicas; fundamentalmente por contraste entre impedancias acústicas. La energía sísmica se genera mediante un impacto controlado en superficie (o a una determinada profundidad) que va propagándose en forma de onda elástica a través del subsuelo interaccionando con las distintas capas, de manera que una parte de la energía se refleja y permanece en el mismo medio que la energía incidente, y el resto se transmite al otro medio con un fuerte cambio de la dirección de propagación debido al efecto de la interface (refracción). De esta interacción, la sísmica de refracción solo considera las refracciones con ángulo crítico ya que son las únicas ondas refractadas que llegan a la superficie y pueden ser captadas por los geófonos.

La sísmica de reflexión se basa en las reflexiones del frente de ondas sísmico sobre las distintas interfaces del subsuelo. Estas interfaces (reflectores) responden, al igual que en la refracción, a contrastes de impedancia que posteriormente se relacionaran con las distintas capas geológicas. Las reflexiones son detectadas por los receptores (geófonos) que se ubican en superficie y que están alineados con la fuente emisora (Procesado de Sísmica de Reflexión Superficial, s.f).

**3.4.1. Impedancia Acústica.** La impedancia acústica está relacionada a la propagación de ondas sonoras en un medio acústico. Se define como la resistencia que opone un medio a las ondas que se propagan sobre este, se define matemáticamente como el producto entre la densidad de una roca por la velocidad de onda P.

$$Z=V(p)*\rho$$

**Ecuación 6.** Cálculo de la impedancia

$V(p)$ : Velocidad de onda P

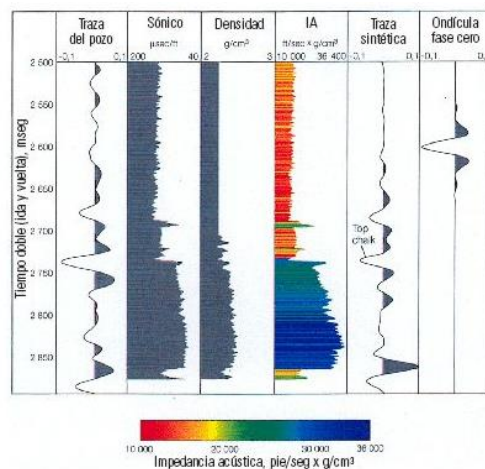
$\rho$ : Densidad de la roca

Cuanto menor sea el contraste en el valor de la impedancia acústica a través de una interfase, mayor será la proporción de energía transmitida a través de la interfase.

**3.4.2. Checkshot.** Es un método de prospección sísmica de onda directa en el cual se miden los tiempos de viaje de ondas sísmicas desde una profundidad que se conoce hasta la superficie (Fuente en superficie y sensores en el pozo). Lo principal en este registro es obtener

una tabla T-Z. Este registro ayuda a ubicar los pozos en las líneas sísmicas y así poder visualizarlos junto con toda la información que traen los mismos.

**3.4.3. Sismograma Sintético.** Generalmente denominado solo sintético, es un modelo unidimensional directo de la energía acústica que se propaga a través de las capas de la Tierra. El sismograma sintético es generado mediante la convolución de los registros sónico y de densidad, derivándose la ondícula de los datos sísmicos; estos son generados normalmente para la comparación con los datos sísmicos reales y la identificación de los reflectores con las capas y las formaciones ya conocidas en el pozo. La calidad del ajuste entre un sismograma sintético depende de la calidad de los registros de pozos, la calidad del procesamiento de los datos sísmicos, y la capacidad para extraer una ondícula representativa de los datos sísmicos, entre otros factores (Schlumberger, 2017).



**Figura 8.** Ejemplo de sismograma sintético. Adaptado de: Glossary Oilfield, Schlumberger, 2017.

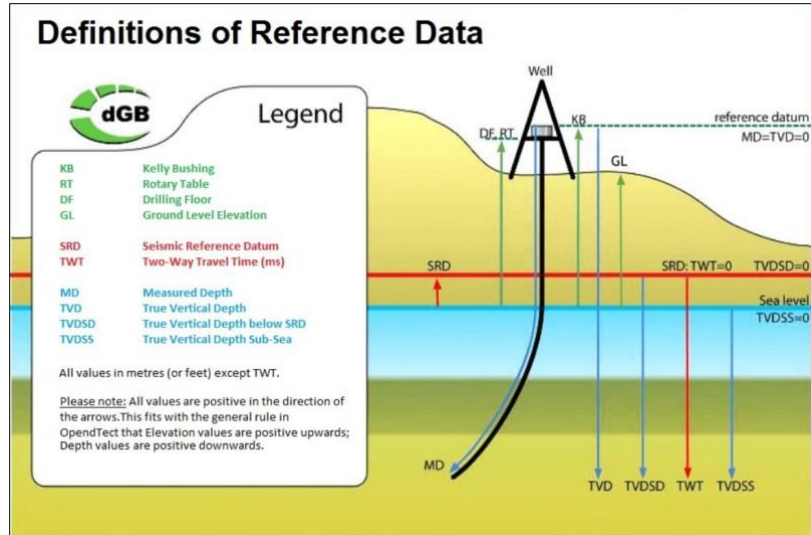
**3.4.4. Registro Sónico.** En su forma más sencilla, una herramienta sónica consiste de un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos. El registro sónico es simplemente un registro en función del tiempo,  $t$ , que requiere una onda sonora para atravesar un pie de formación. Esto es conocido como tiempo de tránsito,  $\Delta t$ ,  $t$  es el inverso de la velocidad de la onda sonora.

El tiempo de tránsito para una formación determinada depende de su litología, esta dependencia de la porosidad hace que el registro sónico sea muy útil como registro de porosidad. De la lectura del registro se obtiene directamente el valor de porosidad en fracción o porcentaje. Los registros sónicos se registran generalmente mediante la extracción del pozo de una herramienta operada con cable. La herramienta emite una onda acústica que se propaga desde la fuente hasta la formación y de regreso hasta un receptor (Schlumberger, 2017) .

**3.4.5. Registro de Densidad.** Los registros de densidad se usan principalmente como registros de porosidad. El principio consiste en una fuente radioactiva, que se aplica a la pared del agujero en un cartucho deslizable, emite a la formación rayos gamma de mediana energía. Se puede considerar a estos rayos gamma como partículas de alta velocidad que chocan con los electrones en la formación. Con cada choque, los rayos gamma pierden algo de su energía, aunque no toda, la ceden al electrón y continúan con energía disminuida. Los rayos gamma dispersos que llegan al detector, que está a una distancia fija de la fuente, se cuentan para indicar la densidad de la formación.

**3.4.6. Profundidades.** Las profundidades que son manejadas en la perforación de pozos y en la sísmica son (Figura 4):

- **Profundidad media (MD):** Profundidad medida desde la Kelly Bushing por todo lo largo de la trayectoria del pozo. En general las profundidades de intervenciones y registros eléctricos son medidas de este modo.
- **Profundidad Vertical Verdadera (TVD):** Profundidad de un pozo en línea recta vertical para pozos y desde la elevación del terreno para la sísmica. Siempre son distancias positivas hacía abajo.
- **Nivel Medio del Mar (TVDSS):** Medida vertical de profundidad del pozo tomando como punto de referencia el nivel medio del mar, para la perforación de pozos y para la adquisición sísmica. Según la convención más utilizada son negativas hacia abajo.
- **Datum de Referencia Sísmica (SRD):** Se refiere a una superficie plana arbitraria respecto de la cual se efectúan correcciones y sobre la que se asume que se encuentran las fuentes y receptores para minimizar los efectos de la topografía y de las zonas de baja velocidad cercanas a la superficie.



**Figura 9.** Profundidades de Referencia. Recuperado de: dGB Earth Sciences, 2015.

[http://doc.opendtect.org/6.0.0/doc/od\\_userdoc/content/survey/import/import\\_wells.htm](http://doc.opendtect.org/6.0.0/doc/od_userdoc/content/survey/import/import_wells.htm)

### 3.5 Petróleo Original En Sitio (POES)

Para la determinación de un volumen aproximado de hidrocarburos originales en sitio que se podrían tener en un yacimiento, se utilizan distintas metodologías con base a la información geológica y de ingeniera que se tenga disponible. Para esto se utiliza la siguiente fórmula:

$$POES = \frac{7758 * A * h * \phi * (1 - Sw)}{Boi}$$

**Ecuación 7.** Cálculo del POES.

Donde:

POES = Petróleo Original En Sitio, STB.

A = Área del yacimiento, en acres.

h = Espesor total del yacimiento en pies (promedio).

$\emptyset$  = Porosidad, adimensional.

Sw = Saturación de agua inicial, adimensional.

Boi = Factor volumétrico inicial del petróleo, en RB/STB.

El valor calculado corresponde al POES, que es la cantidad original o inicial de petróleo existente en la roca yacimiento antes de empezar a producir.

### **3.6. Riesgo Geológico En La Exploración**

La industria petrolera en búsqueda de nuevas oportunidades de yacimientos, evalúa diferentes parámetros geológicos, geofísicos, geoquímicos y económicos con el fin de reducir el nivel de riesgo y de incertidumbre al momento de tomar decisiones, con base a la calidad de los cuatro factores indispensables en un sistema petrolífero: Roca generadora, Roca reservorio, Trampa y Sincronismo. De esta manera, el primer paso de un análisis racional de oportunidades consiste en realizar la estimación subjetiva de la probabilidad de éxito, evaluando de cero a uno (0 – 1) cada uno de los factores (Tabla 1); finalmente el riesgo de exploración o el factor de éxito se determina multiplicando el valor asignado a cada uno de los cuatro factores geológicos críticos ya mencionados (Ecuación 8). Si alguno de estos factores no existe, es decir tiene valor cero, la probabilidad de éxito será nula.

**Tabla 1.**

*Escala de riesgos asociados a cada factor.*

Riesgo	Valor
Desfavorable	< 0,30
Cuestionable	0,30 a 0,50
Neutral	0,50
Deseable	0,50 a 0,70
Favorable	> 0,70

Nota: Adaptado de Riesgo Geológico en la Exploración: Introducción. Portal del Petróleo.

Recuperado de: <http://www.portaldelpetroleo.com/2016/02/riesgo-geologico-en-la-exploracion.html>.

$$Expectativa\ de\ \acute{E}xito = F.\ Roca\ Madre * F.\ Roca\ Almac\acute{e}n * F.\ Trampa * F.\ Din\acute{a}mico$$

**Ecuación 8.** Factor de éxito.

El valor obtenido de la multiplicación de los números asignados a cada una de las variables es lo que se conoce como POS (Probability of Success); un Pos de 0,5 es la probabilidad típica de éxito de un pozo de avanzada o de la perforación de una estructura adjunta a una ya productora; un resultado en el rango entre 0,2 a 0,3 es la probabilidad de éxito de exploración común en un área con muchos plays similares y que no esté muy lejos de pozos productores; un valor entre 0,1 y 0,2 es característico de un prospecto en una zona con una variedad diferente de plays; finalmente un resultado obtenido entre el rango de 0,02 a 0,05 es propio en la exploración de un área pobremente estudiada o en una nueva cuenca en la cual previamente ningún pozo ha sido perforado o solo se han perforado estructuras seca (Tabla 2), (Kjemperud, 2015).

**Tabla 2.**

*Nivel de riesgo geológico o exploratorio, con base a la fórmula 2.*

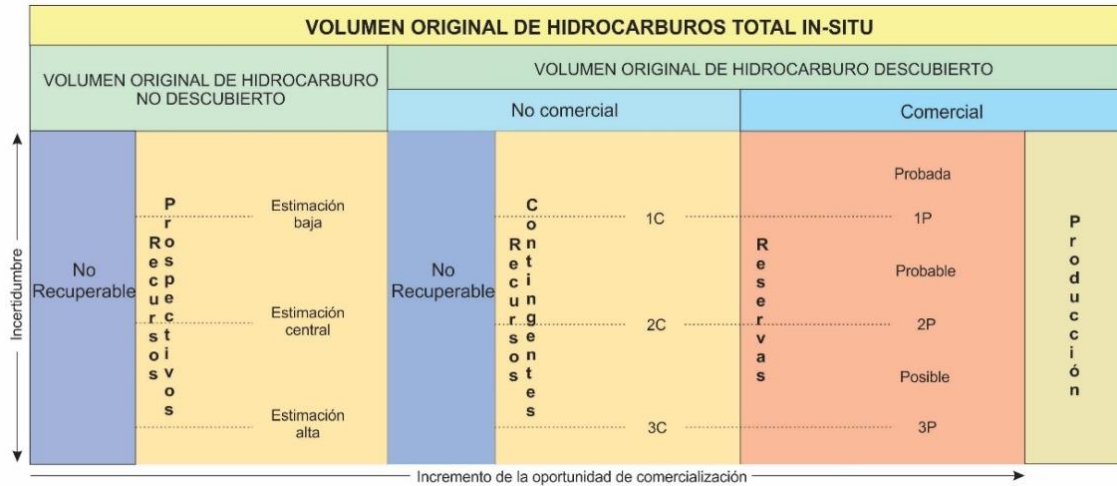
<b>Riesgo Geológico</b>	<b>POS</b>
Muy Bajo Riesgo	0,99 – 0,5
Bajo Riesgo	0,25 – 0,5
Riesgo Moderado	0,125 – 0,25
Alto Riesgo	0,063 – 0,125

Nota: Tomado y modificado de Riesgo Geológico en la Exploración: Introducción. Portal del Petróleo. Recuperado de: <http://www.portaldelpetroleo.com/2016/02/riesgo-geologico-en-la-exploracion.html>.

### **3.7. Potencial Petrolífero**

La estimación de cantidades de recursos petrolíferos involucra la interpretación de volúmenes y valores que cuentan con un grado inherente de incertidumbre. Estas cantidades están asociadas con proyectos de desarrollo a diferentes etapas de diseño e implementación.

El término “recursos” se refiere a todos los volúmenes de hidrocarburos que se estiman en el subsuelo, referidos a condiciones de superficie. Sin embargo, desde el punto de vista de explotación, se le llama recurso únicamente a la parte potencialmente recuperable de esas cantidades. Dentro de esta definición, a la cantidad de hidrocarburos estimada en principio se le denomina volumen original de hidrocarburos total, el cual puede estar descubierto o no. Asimismo a sus porciones recuperables se les denomina recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas. En particular, el concepto de reservas constituye una parte de los recursos, es decir, son acumulaciones conocidas, recuperables y comercialmente explotables (PEMEX, 2014).



**Figura 10.** Clasificación de Recursos. Modificado de: Las reservas de hidrocarburos de México. Definiciones básicas, cap. 2. PEMEX.

A continuación, se describen una serie de conceptos básicos emitidos por la Society of Petroleum Engineers (SPE), la American Association of Petroleum Geologists (AAPG), la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) y el World Petroleum Council (WPC):

**3.7.1. Recursos Prospectivos:** Es el volumen de hidrocarburos estimado, a una cierta fecha, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas y que se estiman potencialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo futuros.

**3.7.2. Recursos Contingentes:** Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas, a una fecha dada, para ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero el proyecto(s) aplicado aún no se considera suficientemente maduro para su desarrollo comercial, debido a una o más razones.

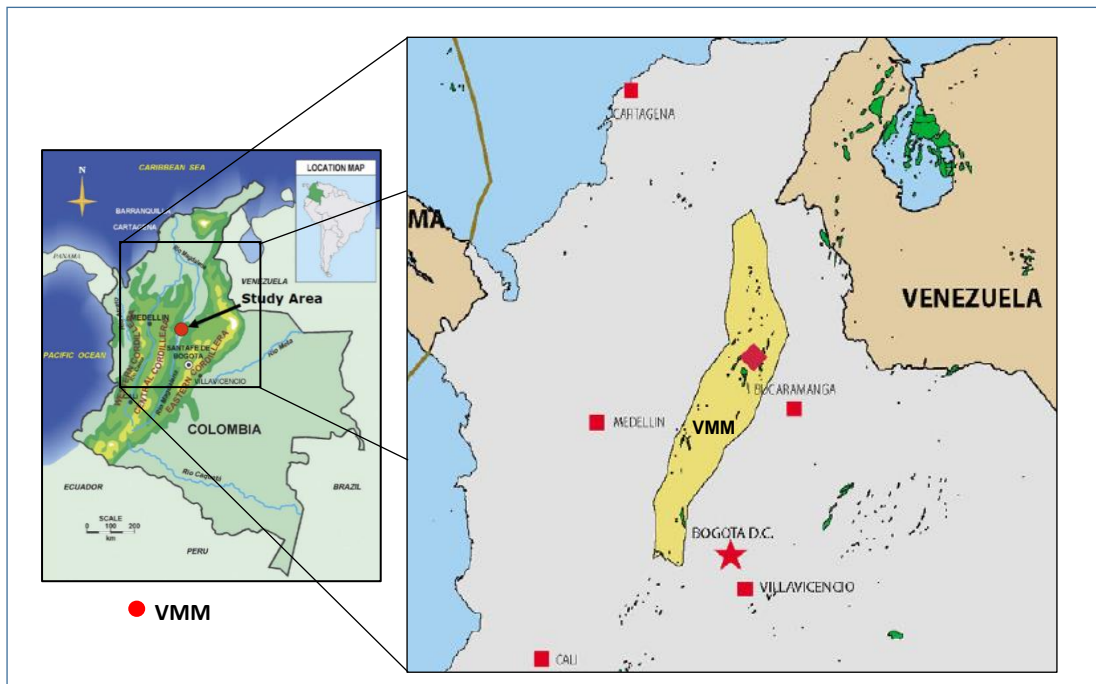
**3.7.3. Reservas:** Son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas, desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, ser recuperables, comerciales y mantenerse sustentadas (a la fecha de evaluación) en un(os) proyecto(s) de desarrollo.

- **Reservas Probadas:** Son cantidades estimadas de hidrocarburos, que se deben demostrar con certidumbre razonable, que serán recuperadas comercialmente en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.
- **Reservas Probables:** Son aquellas reservas no probadas para las cuales el análisis de la información del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables. incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas. También se incluyen en esta clasificación aquellas reservas ubicadas en formaciones que parecen ser productoras y que son inferidas a través de registros geofísicos, pero que carecen de datos de núcleos o pruebas definitivas, además de no ser análogas a formaciones probadas en otros yacimientos.
- **Reservas Posibles:** Aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables.

## 4. Marco Geológico

### 4.1. Ubicación Geográfica del Proyecto

El área de estudio se encuentra ubicada en el borde Suroccidental de la Cuenca del Valle del Magdalena. Hace parte de una estructura monoclinal fallado con rumbo NE-SE y se inclina suavemente de 5° a 7° hacia el Sureste (Por motivos de confidencialidad no se puede exponer la ubicación exacta del bloque).



**Figura 11.** Localización geográfica del bloque de estudio. Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM), Colombia. Tomado y modificado de: Middle Magdalena Valley, Colombia, 2015-2016.

## 4.2. Geología Regional

La geología colombiana es compleja y tectónicamente dinámica; ésta ha estado marcada por la interacción entre las placas de Nazca, Caribe y Suramericana que han dado origen a la actual configuración geológica.

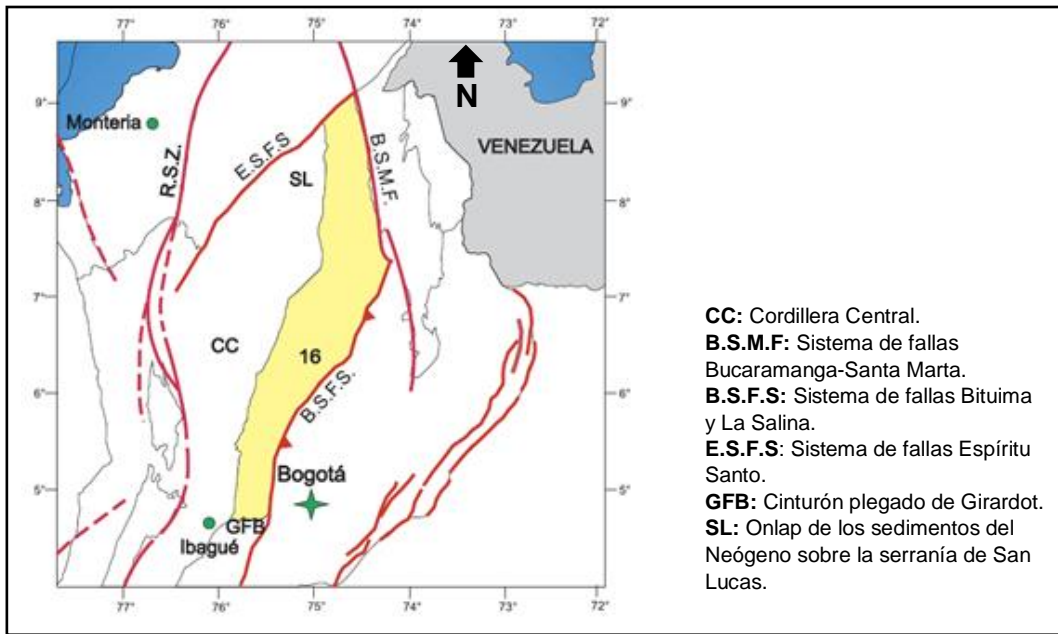
Los Andes colombianos están constituidos por tres cordilleras: Occidental, Central y Oriental, y están separadas por cuencas sedimentarias. La cuenca del Valle Medio del Magdalena es una depresión estructural localizada en un valle inter-Andino entre la Cordillera Central y Oriental, y tiene un área de 34.000 Km<sup>2</sup>. Esta concavidad posee dos márgenes muy diferentes: al occidente se tiene un borde pasivo, instalado en parte sobre materiales de la Cordillera Central, y que se caracteriza por una geometría monoclinal, con notables truncaciones de las formaciones cretácicas, que desaparecen en dirección a la cordillera bajo un progresivo recubrimiento de los sedimentos terciarios, que buzcan preferencialmente hacia el oriente (Mojica & Franco, 1990). Esta cuenca limita al Sureste con el sistema de fallas de Bituima y La Salina, al Norte con el sistema de fallas del Espíritu Santo, al Oeste con el Onlap de sedimentos Neógenos sobre la Serranía de San Lucas y el basamento de la Cordillera Central, al Sur con el cinturón plegado de Girardot y al Noreste con el sistema de fallas de Bucaramanga - Santa Marta (Figura 12). El basamento económico del Valle Medio está formado por la subplaca de la Cordillera Central, la cual fue deformada, levantada y erosionada antes de la deposición de la secuencia de Chorro en el Eoceno medio a tardío.

La fuente de hidrocarburos en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena es una sucesión delgada del Cretácico, las lutitas marinas y las calizas perteneciendo a la Formación La Luna,

---

que tiene un porcentaje de Carbón Orgánico Total (%TOC) de 3.0 a 4.0. Dentro de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, es interpretado que el aceite fue generado al Este, en lo profundo de la Cuenca de Bogotá. Los hidrocarburos migraron buzamiento arriba al Oeste durante el Mioceno superior – Plioceno, antes del levantamiento de la Cordillera Oriental (Mansarovar, 2017).

Los primeros mecanismos de entrapamiento en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena son anticlinales sutiles desarrollados en el bloque colgante de las fallas normales a lo largo de la porción Oeste de la cuenca, asociados con la vergencia Occidental del Mioceno tardío-Plioceno empujando a la porción Oriental. Desde el punto de vista de la prospección de hidrocarburos, es claro que en el costado oriental del VMM las trampas son ante todo de tipo estructural, en tanto que en el costado occidental del VMM estas han de ser más de tipo combinado, estratigráfico-estructural (Mojica, J. y Franco, R., 1990). Desde el Eoceno medio a la actualidad, esta área fue dominada por depósitos fluviales, aumentando su espesor hacia el Sureste de la cuenca. Es una cuenca madura, con alta producción desde el año 1918 y una amplia gama de crudos (13° – 45° API).



**Figura 12.** Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tomado y modificado de: Mansarovar Energy Colombia Ltd. 2016. Documento interno.

### 4.3. Estratigrafía

La secuencia estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena ha sido estudiada durante años y actualmente es muy bien conocida, por ello a continuación se describe de manera resumida y se expone la columna estratigráfica (Figura 13).

El Valle Medio del Magdalena descansa sobre un basamento ígneo - metamórfico de edades que van desde el Precámbrico al Paleozoico Inferior. El basamento está suprayacido por una secuencia sedimentaria que abarca rocas desde el Pre-Cretáceo hasta el reciente (Royero & Clavijo, 2001). Según Jimenez *et al.*, 2016, las principales características de la secuencia sedimentaria se pueden resumir como:

- 
- Rocas de edad Jurásica – Cretácico Inferior (Berriasiano): Corresponden a rocas volcano-sedimentarias en un sistema fluvial estructuralmente controlado (formaciones Girón, Arcabuco-Los Santos) (Etayo-Serna, 1968; Fabre, 1983). Estas unidades están siendo suprayacidas por depósitos de rocas sedimentarias siliciclásticas y calcáreas del Cretácico temprano en una plataforma marina somera, que fue más amplia que el actual VMM (Grupo basal conformado por las formaciones Cumbre, Rosablanca, Paja y Tablazo).
  - Rocas de edad Albiano a Maastrichtiano: Corresponden a rocas de ambientes marinos someras acumuladas en una plataforma afectada por los cambios del nivel del mar (formaciones Simití y La Luna, (en Rolón, 2004).
  - Rocas de edad Cretácico Superior a Paleoceno: Corresponden a rocas siliciclásticas marinas a paludales (formaciones Umir y Lisama) depositadas en ciclos regresivos-transgresivos (Rolón, 2004).
  - Rocas de edad Paleógeno-Neógeno: Corresponden a rocas continentales depositadas en un ambiente fluvial y rocas clásticas lacustres (formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa, Colorado y Real) (Caballero, et al., 2010; Rolón, 2004). La zona de gran interés se encuentra enfocada en estas últimas formaciones mencionadas.

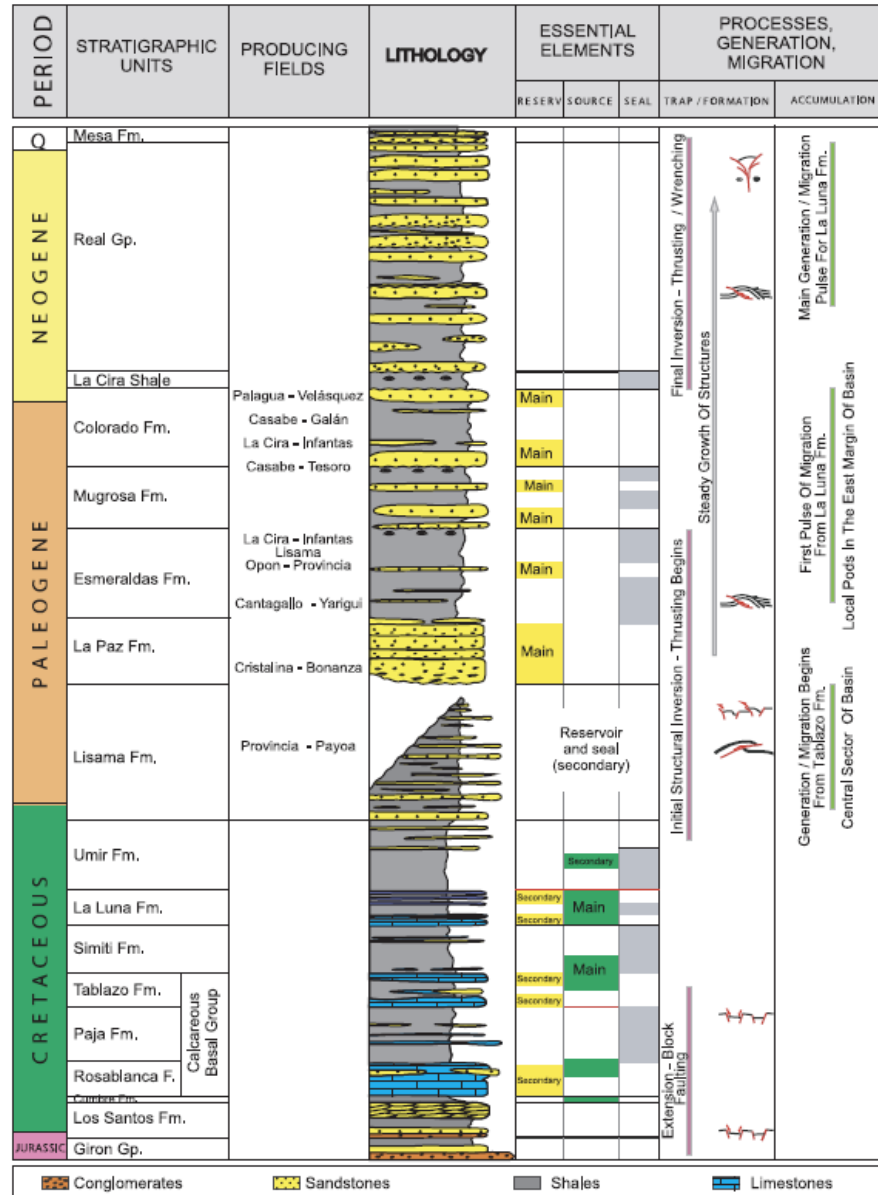


Figura 13. Columna Estratigráfica Generalizada del Valle Medio del Magdalena. Tomado de: Barrero et al., 2007.

#### 4.4. Estratigrafía Del Área De Estudio

La estratigrafía del bloque de estudio está conformada por el Grupo Chuspas, el cual lo constituye la Formación Mugrosa y la Formación Colorado (Figura 14). Este Grupo yace

---

discordantemente sobre el basamento ígneo-metamórfico y sobre el descansa discordantemente la Formación Zorro. Su espesor varía entre 900 y 1.300 pies.

La Formación Mugrosa, de edad Eoceno superior – Oligoceno inferior, es conocida por sus propiedades de rocas reservorios, siendo una de las unidades más productivas de petróleo en la Concesión de Mares. Esta unidad está compuesta en su base por areniscas gris verdosas, de grano fino a medio, con intercalaciones de lodolitas grises azulosas y algunas capas de areniscas conglomeráticas. La parte media consta de shales moteados con algunas intercalaciones de arenisca. En la parte superior se tienen lodolitas moteadas, fosilíferas. El espesor varía entre 500 y 800 m (Royero & Clavijo, 2001). Las características faciales arenosas de la base de la Formación Mugrosa indican una relación con ambientes de corrientes fluviales meandriformes, mientras que la alta proporción de lodolitas en la mayor parte de la secuencia representa depósitos de llanuras de inundación (Salazar, 1992).

La Formación Colorado, de edad Oligoceno superior – Mioceno inferior, también hace parte de las formaciones más productivas del Valle Medio del Magdalena. Está constituida predominantemente en su parte inferior por arcillolitas pardo rojizas, con intercalaciones de areniscas, de grano grueso a conglomeráticas, en capas de espesor variable. La parte superior se compone de arcillolitas gris oscuras a negras, carbonosas, fosilíferas, con intercalaciones de arenisca, de grano medio, en capas delgadas. Los depósitos de la parte inferior representan depósitos en una llanura costera deltaica (canales distributarios, margen de canal, pantanos y de bahía interdistributaria). El segmento superior se relaciona con ambientes de llanura de inundación fluvial y en menor proporción a depósitos de canales y márgenes de canal (Gómez, y otros, 2007).

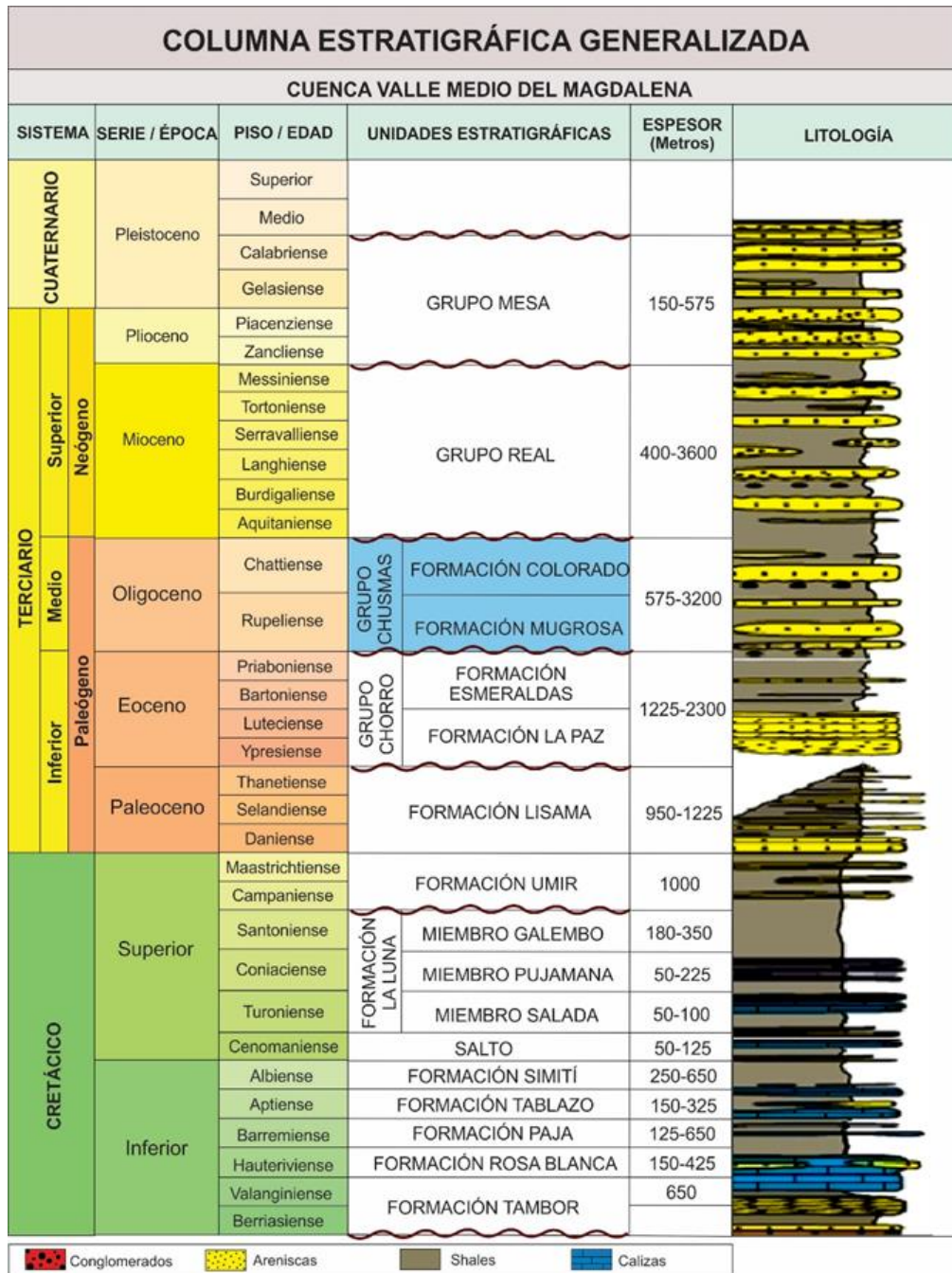
---

El espesor es variable entre 1.200 y 2.500 m. La Formación Colorado descansa concordantemente sobre la Formación Mugrosa y su contacto superior con el Grupo Real es discordante.

Las areniscas del Grupo Chuspas son masivas, friables y moderadamente a pobremente clasificadas, con porosidad media a alta. Están constituidas especialmente por cuarzo, algunos granos de feldespato, con una matriz silíceo-caolinita y sin presencia de fósiles. El carácter masivo, y en ocasiones conglomerático, de estas arenas refleja un ambiente de deposición de alta energía. Lo más probable es que las areniscas se hayan depositado en canales y en ríos anastomosados con limitada extensión lateral.

Las areniscas del Grupo Chuspas están saturadas con crudo pesado, con una gravedad API de 11° y viscosidades de 8.883 cp. Ejemplos de agua de formación muestran salinidades de más de 10.000 ppm NaCl.

Esto es interpretado que el agua dulce desde Zorro fluyó camino abajo a la Zona A del Grupo Chuspas y expulsó el aceite de algunas arenas, siendo una potencial causa de la biodegradación.



**Figura 14.** Columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena con la zona de interés. Tomado y modificado de: Mansarovar Energy Colombia Ltd, 2016. Documento Interno.

#### 4.5. Evolución Geológica

El Valle Medio del Magdalena es una cuenca compleja formada por diferentes eventos geológicos que estuvieron involucrados en su formación. La corteza continental subyaciendo la cuenca del Magdalena es Proterozoica en edad, pero estuvo substancialmente modificada en el Paleozoico por eventos termales, estructurales y plutónicos. La historia pre-Mesozoica de los Andes Colombianos es aun pobremente conocida (Schamel).

El Mesozoico comienza con un episodio de rifting que fue relacionado inicialmente con la apertura occidental del Mar de Tethys y el rompimiento de Pangea. Inicia su evolución en el Jurásico Tardío y el Cretácico Temprano, se establece una fase extensional de tectónica de bloques con desarrollo de grabens, como resultado del proceso de rifting que se generó durante la etapa de separación del margen noroccidental de Suramérica de Norteamérica (Córdoba, Rolón, Buchelli, & Suárez). La subsidencia tectónica favorece la depositación de sedimentos continentales que hacen parte de las Formaciones Bocas, Jordán, Girón y los Santos. Durante la fase de sedimentación sinrift el sistema de grabens es rellenado por depósitos clásticos de carácter fluvial.

Posteriormente, a partir del Berriasiano-Valanginiano, y por eventos distensivos y fallamiento normal, se produce una transgresión que dura hasta principios del Terciario, se depositan sedimentos marinos someros en dos cuencas de rift separadas por el alto del paleo-macizo de Floresta-Santander (Cooper, y otros, 1995), la regresión está marcada por la depositación de la Formación Lisama. La tasa de subsidencia en estas dos cuencas fue relativamente alta, especialmente en el lapso Valanginiano-Hauteriviano.

A partir del Aptiano cesa la subsidencia y las dos cuencas se unen en una sola, en la cual se depositan sedimentos de plataforma media a externa, la máxima profundización de esta fase es

---

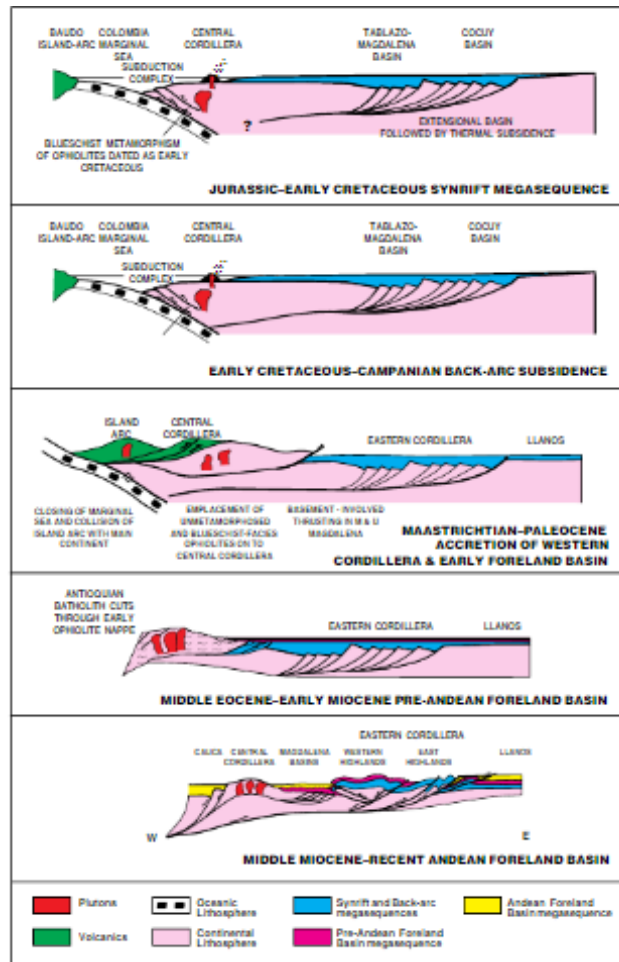
alcanzada en el Albiano Medio (Córdoba, Rolón, Buchelli, & Suárez). Seguido a esto viene una etapa distensiva la cual es representada por intrusiones e intercalaciones piroclásticas de la Formación Jordán y de pórfidos dacíticos que cortan la Formación Tambor (Fabre, 1983).

La acreción de la Cordillera Occidental, a finales del Cretácico, generó una etapa comprensiva que favoreció la sedimentación que durante el Paleoceno Temprano pasa a desarrollarse en ambientes de pantanos y llanuras deltáicas (Córdoba, Rolón, Buchelli, & Suárez). La fase tectónica compresiva se inició en el Paleoceno y sigue efectuándose en la actualidad (Mojica & Franco, 1990).

Desde el Paleoceno Tardío hasta el Oligoceno la sedimentación estuvo controlada por los pulsos de levantamiento de la Cordillera Central dando lugar a acumulaciones en ambientes de depósito de carácter fluvial y permitiendo el desarrollo de facies clásticas arenosas en el costado occidental de la cuenca. Para el Eoceno un aumento en la tasa de convergencia de las placas hace que, al occidente del Valle Medio del Magdalena, la Cordillera Central se eleve produciendo inversión de antiguas fallas normales, plegamiento y cabalgamiento de la secuencia cretácea y el desarrollo de una discordancia regional sobre la cual se depositan las rocas clásticas. La megasecuencia fue interrumpida en el Eoceno medio debido a la deformación en el Valle, finalizando la sedimentación reestablecen la cuenca, en la cual, la megasecuencia de la cuenca antepaís pre-Andina se depositó hasta el Mioceno temprano (Cooper, y otros, 1995). Durante este periodo se depositan las Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado en ambientes continentales (Mojica & Franco, 1990).

En el Mioceno medio, la deformación Andina correspondiente al levantamiento de la Cordillera Oriental, aísla al VMM de la cuenca de los Llanos Orientales. La deformación fue

dominada por inversión de fallas que controlan la cuenca, donde la carga litosférica crea el espacio de acomodación para la cuenca antepaís Andina (Cooper, y otros, 1995).



**Figura 15.** Modelo secuencial de la tectónica regional de la Cordillera Oriental de Colombia, Valle Medio del Magdalena y cuenca Llanos. Tomado de: Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia.

#### 4.6. Sistema Petrolífero Del Valle Medio Del Magdalena

Durante años se han realizado diversos estudios relacionados con el sistema petrolífero de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, muchos de estos han sido corroborados con los altos

---

niveles de producción que han tenido los campos petroleros de la región, y que la han llevado a ser la segunda cuenca más productiva de Colombia.

Para que existan grandes acumulaciones de hidrocarburos deben coexistir factores geológicos que favorezcan la generación, migración y almacenamiento de estos en rocas sedimentarias, todo esto lleva a la conformación de lo que se conoce como Cuenca sedimentaria.

En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena los procesos de generación y acumulación de hidrocarburos han estado favorecidos por la buena calidad de la materia orgánica, los flujos de calor que facilitaron la migración y la presencia de anticlinales sutiles que se desarrollan en los bloques colgantes, al Este, de las fallas normales, a lo largo del margen Oeste de la cuenca, y a cabalgamientos en la parte Oriental, durante el Mioceno-Plioceno (Mansarovar Energy Colombia Ltd., 2016).

- **Roca Generadora**

Como es conocido, la principal fuente generador de hidrocarburos en la cuenca del Valle Medio del Magdalena son las lutitas y arcillolitas ricas en materia orgánica, depositadas en ambientes marinos, pertenecientes a la Formación La Luna, de edad Cretáceo Medio y con un rango de carbón orgánico total (TOC) entre 3,0 a 4,0% y Kerógeno Tipo II. Estos sedimentos se hallan presentes en la parte profunda de la cuenca.

- **Migración**

En la zona más profunda de la cuenca de VMM los hidrocarburos fueron generados y expulsados, y luego migraron buzamiento arriba por fracturas hacia los estratos arenosos superiores del Terciario, acumulándose en las regiones más someras de la cuenca.

- **Rocas Reservorios**

En el Cretáceo cuatro formaciones pueden considerarse como rocas almacenadoras potenciales: Los Santos, Rosablanca, Tablazo y La Luna (García, Mier, Cruz, & Vásquez, 2009). Las rocas almacenadoras en el bloque de estudio pertenecen a la Formación Mugrosa y Colorado. Son areniscas de origen continental, depositadas en un ambiente de ríos trezados, de edad Oligoceno.

- **Roca Sello**

La roca sello de los diferentes yacimientos lo constituyen los distintos estratos arcillosos que se intercalan con las arenas petrolíferas del terciario y unidades arcillosas del Cretáceo, siendo estas últimas las más efectivas dado su espesor y extensión regional (García, Mier, Cruz, & Vásquez, 2009).

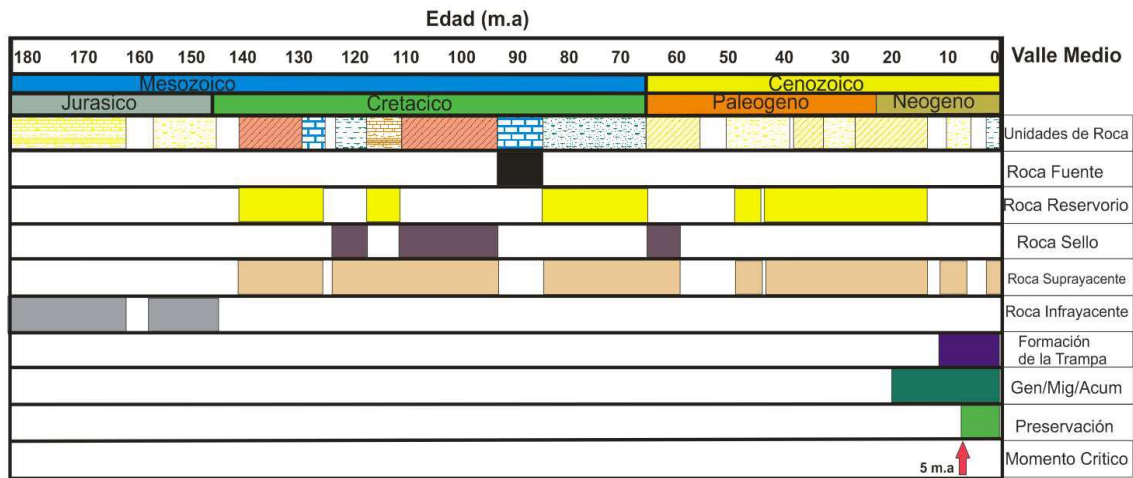
- **Trampa**

En términos generales, la Cuenca del Valle Medio posee trampas principalmente estructurales, asociadas a anticlinales, fallas normales y fallas inversas. Trampas estratigráficas son menos frecuentes y se asocian a cambios en la continuidad lateral de facies. Hacia el área de estudio, la estructura que forma el entrampamiento está

conformada por un monoclinal con buzamiento suave al SE (3° - 5°), cortado en su parte NW por la Falla de Cocorná, elemento fundamental en el cierre estructural que posibilitaron el entrapamiento de las acumulaciones de aceite. El trazo de ésta falla ha sido delineado tanto por la información de pozos, como de información sísmica.

- **Carta De Eventos**

A continuación, se presenta la carta de eventos que muestra las edades de los principales eventos geológicos que ocurrieron en el Valle Medio del Magdalena para la formación del sistema petrolífero de la cuenca, tales como deposiciones de la roca generadora, reservorio, sello y de sobrecarga, además de la formación de trampas, migración y acumulaciones de hidrocarburos, También se muestra el intervalo de preservación y el momento crítico.



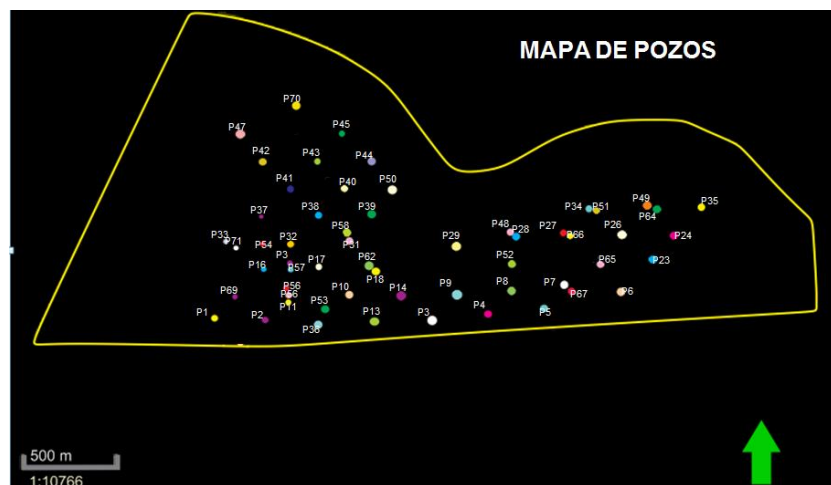
**Figura 16.** Carta de eventos ocurridos en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tomado de: García, Mier, Cruz & Vásquez, 2009.

## 5. Información Disponible

La información disponible para la elaboración del presente trabajo consta de información de registros de pozos y líneas sísmicas 2D del Campo. Información estratigráfica y estructural que hace parte de la base de datos de Mansarovar Energy e información de trabajos consultados en bases de datos, los cuales son estudios previos sobre la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

### 5.1. Información De Pozos

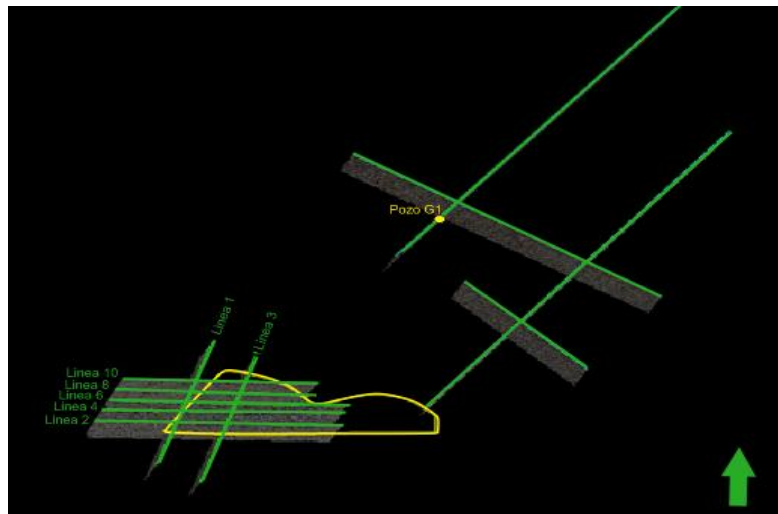
Se cuenta con información de 60 pozos proporcionada por la Compañía. Estos pozos contienen registros de Gamma Ray (GR), registro de Potencial Espontáneo (SP), Resistivos, entre otros, los cuales se utilizarán para la correlación estratigráfica. Sin embargo, dentro del área no se tienen pozos con registro sísmico necesarios para realizar el amarre sísmica-pozo (sismograma sintético), por esto se ha debido usar información complementaria de un pozo (G1) ubicado dentro de un campo cercano al área de trabajo, el cual sí posee los registros requeridos.



**Figura 17.** Mapa de localización de Pozos en el área de estudio.

## 5.2. Información Sísmica

Se tiene disponible 25 km de información sísmica correspondiente a siete líneas 2D, migradas en tiempo antes de apilado (PSTM), en el área de estudio. Como se mencionó anteriormente, para realizar el sismograma sintético se usó información de un pozo cercano al área de trabajo, y por ende se realizó la interpretación de cinco líneas sísmicas del campo aledaño para conocer mejor la geología de la zona.



*Figura 18.* Localización de Líneas sísmicas y el Pozo G1.

## 6. Resultados

### 6.1. Definición De Topes De Formación

Para este proyecto, la identificación de los topes de formación se realiza con base a información de registros de pozos e información sísmica, con el fin de tener información más completa de la secuencia sedimentaria, de los espesores de las formaciones y de la geología local de la cuenca. A su vez, la información proporcionada por los registros de cuatro pozos será fundamental a la hora de realizar los cálculos petrofísicos más adelante.

Se identifican tres topes en la secuencia estratigráfica: Basamento, tope de la Formación Mugrosa y tope de la Formación Colorado (Figura 19).

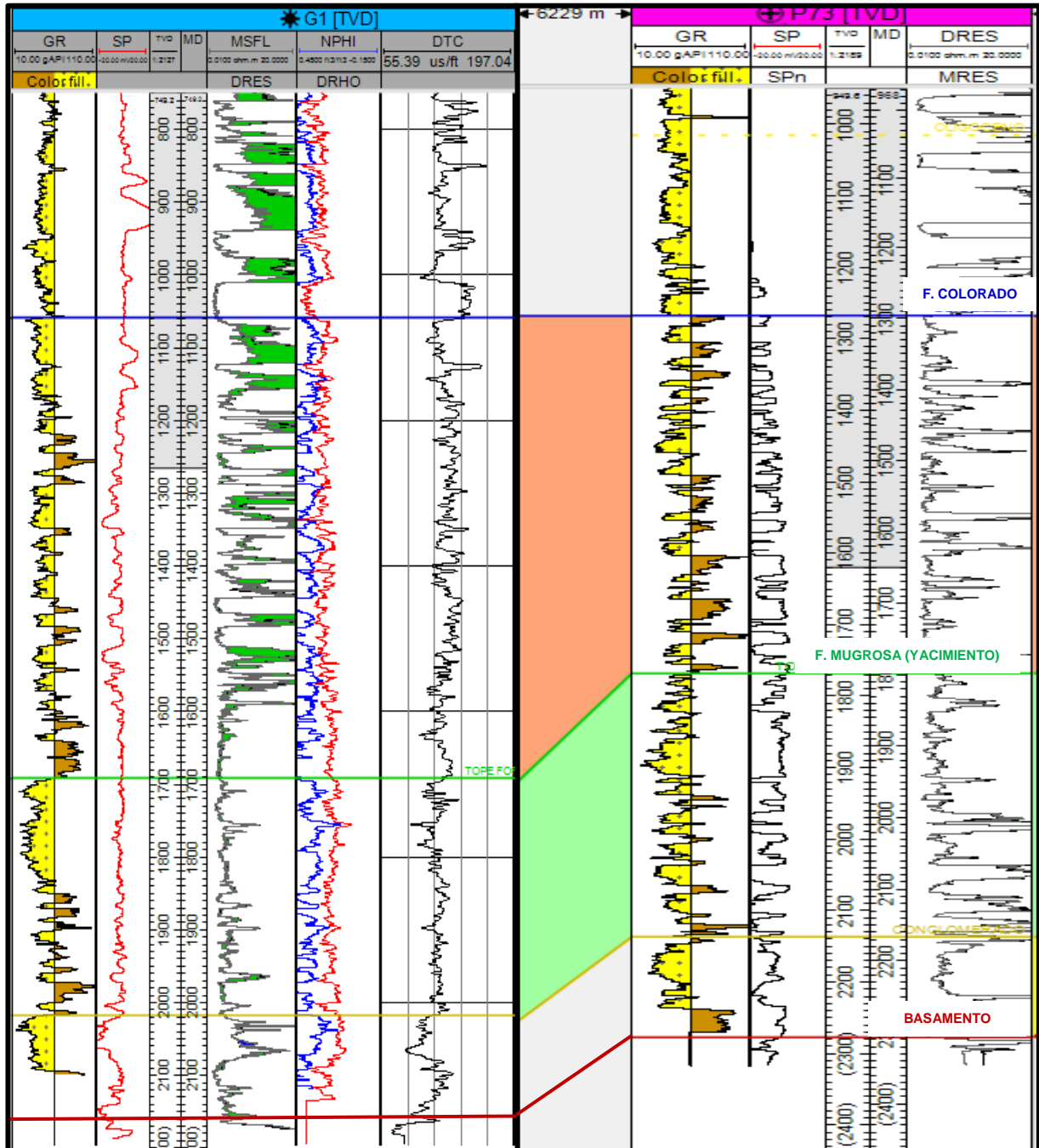


Figura 19. Ejemplo de definición de Topes y Correlación estratigráfica entre dos pozos.

Las correlaciones (Ver Apéndice A) se hicieron en sentido NE – SW para poder seguir la continuidad de las Unidades y evidenciar que la cuenca se va profundizando hacia el Oriente.

Dado el acercamiento con la Cordillera Central no se produjo la deposición de las formaciones inferiores a la Fm. Mugrosa de la secuencia normal del Valle Medio del Magdalena, por ello en la zona más profunda del registro se tiene un contacto discordante de la Fm. Mugrosa con el basamento, evidenciado en el aumento de la resistividad en el registro de resistividad.

El aumento y posterior caída del resistivo muestra un cambio en las propiedades litológicas en un aumento del tamaño de grano, a lo cual se le conoce como Conglomerado y que probablemente pertenece a la Formación Mugrosa.

Subiendo en el registro, se encuentran capas gruesas y continuas de arenas con intercalaciones de arcillas, que según el comportamiento de los registros de potencial espontáneo (SP) y resistivo (DRES) contienen hidrocarburos y agua en su interior. Esta formación, en el área y según los registros, tiene aproximadamente un espesor de 450 ft y buenas propiedades como roca reservorio. Así, el yacimiento petrolífero del campo se encuentra en la Formación Mugrosa. Cabe aclarar, que aunque se conoce un horizonte fosilífero al tope de la Fm. Mugrosa en este caso no se puede afirmar debido a la falta de información al respecto.

Más arriba se tienen capas con mejor espesor y mejor continuidad de arcillas que ejercen la función de roca sello para el yacimiento y que posiblemente también hacen parte de la Fm. Mugrosa; sin embargo el tope no se marca hacia el techo de las arcillas ya que se necesitaba definir como tal, solo el yacimiento.

Según la información estratigráfica sobre la Formación Colorado, esta tiene hacia la base capas más gruesas de arcillas con intercalaciones de areniscas, que también se pueden observar

en los registros, para una secuencia más espesa de roca de grano fino en comparación con la formación inferior.

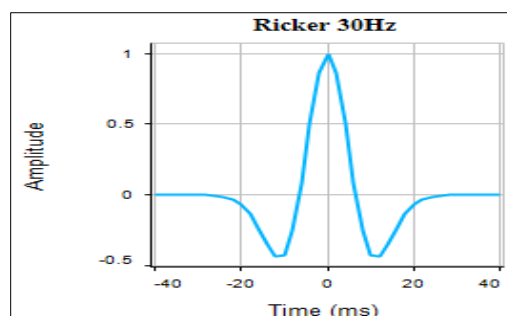
La Formación Colorado también tiene propiedades de roca reservorio, sin embargo en este proyecto solo se entra a definir el yacimiento en la Formación Mugrosa.

## 6.2. Amarre Sísmica-Pozo

Los ambientes geológicos complejos debido a la estratigrafía o estructuras presentes en la zona limitan la calidad de las imágenes sísmicas que se obtienen para ser interpretadas, es por esto que se requiere la elaboración de un modelo que permita determinar la relación entre la litoestratigrafía y la respuesta que esta genera, para ello se elaboró un modelo unidimensional: Sismograma Sintético.

El sintético se creó a partir del registro de densidad, registro sísmico y checkshot del Pozo G1 y se amarró a una línea cercana al pozo.

En primer lugar, se calibró el registro sísmico para integrarlo a la sísmica procesada en PSTM, seguido se ajustó la ondícula a Ricker 30 Hz (Figura 20), y se generó el modelo (Figura 21). Con el sismograma sintético generado, visualmente se amarró las ondículas de la sísmica y del sismograma, buscando la mejor coincidencia para así obtener la mejor precisión en el amarre.



**Figura 20.** Ondícula de Ricker, 30 Hz.

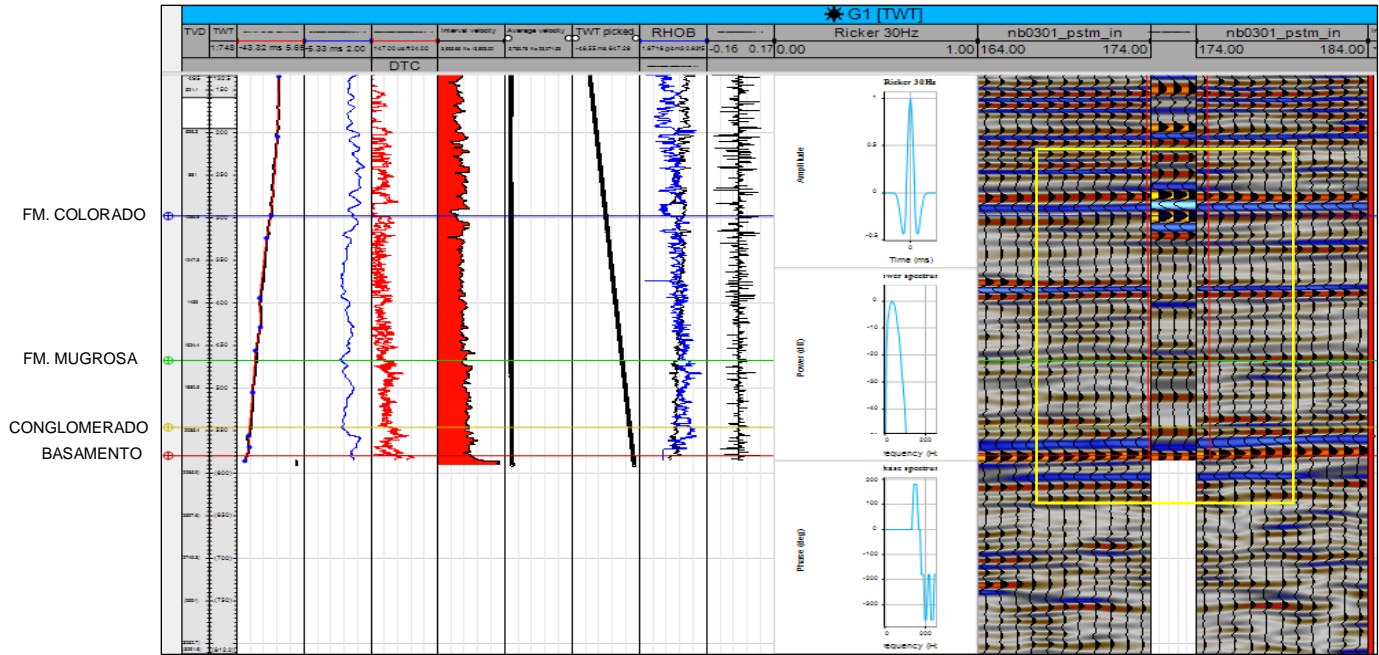


Figura 21. Sismograma Sintético.

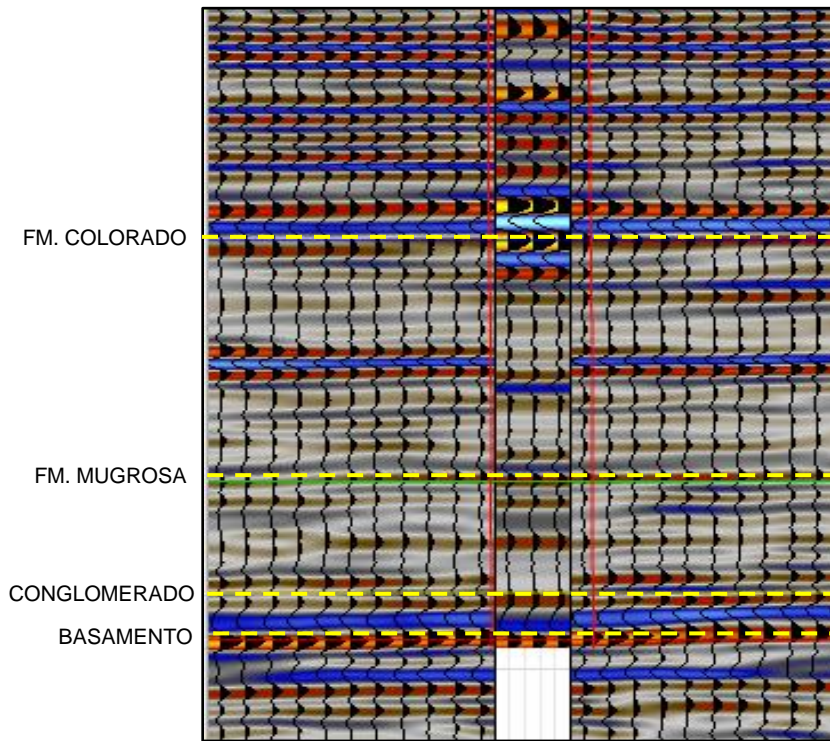
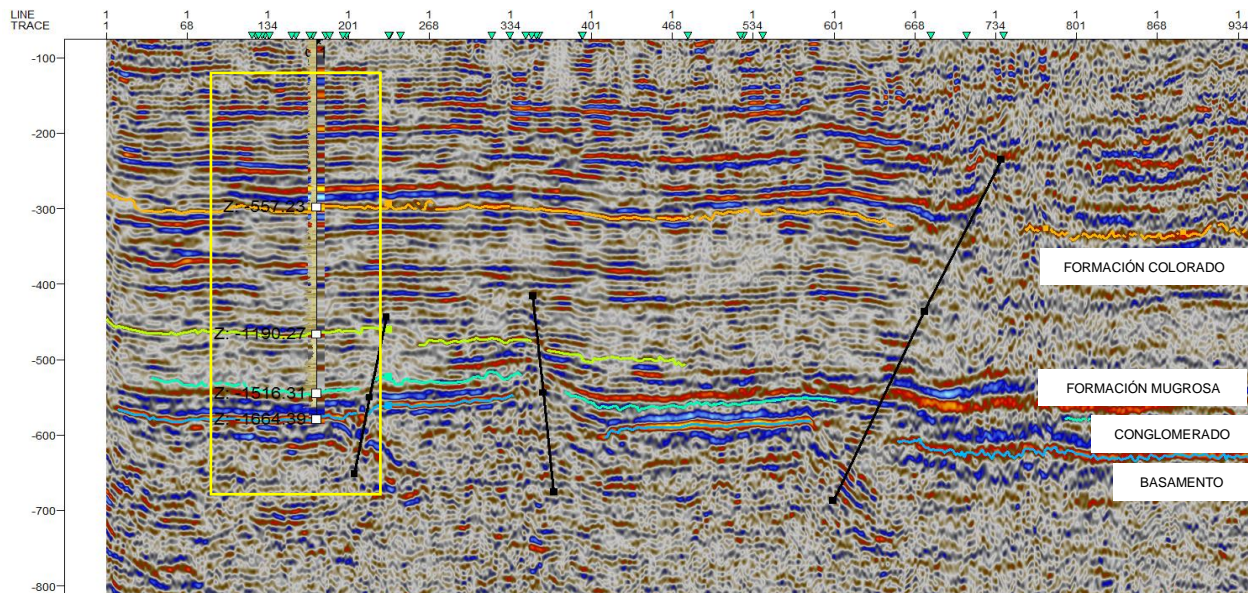


Figura 22. Amarre Sísmica-Pozo.

## NOTA

El TD del pozo es de 2.195 ft y los datos del registro de densidad llegaron hasta los 2.135 ft, por ello se procedió a repetir el último dato tomado ya que se está sobre el basamento y se infiere que tiene densidad constante.



**Figura 23.** Línea sísmica amarrada al pozo.

### 6.3. INTERPRETACIÓN SÍSMICA

Para la interpretación sísmica se usó las ondículas fase cero por las siguientes razones (Liner, 2004):

- Son simétricas, por lo que se obtiene una resolución vertical óptima.
- Son bastante agudas (semejante a un pulso), debido a que los lóbulos laterales han sido minimizados.
- Su amplitud pico se localiza en el centro de la ondícula.

Posterior al amarre sísmica-pozo se procede a realizar la interpretación de las líneas sísmicas en tiempo que parten desde el pozo G1 (Ver Apéndice B), en el cual se realizó el sismograma

sintético, e ir recorriendo la zona hasta llegar al bloque de estudio y amarrar toda la información sísmica para así tener un modelo estratigráfico y estructural no solo de la zona de estudio sino también de sus áreas adyacentes y conocer la geología regional.

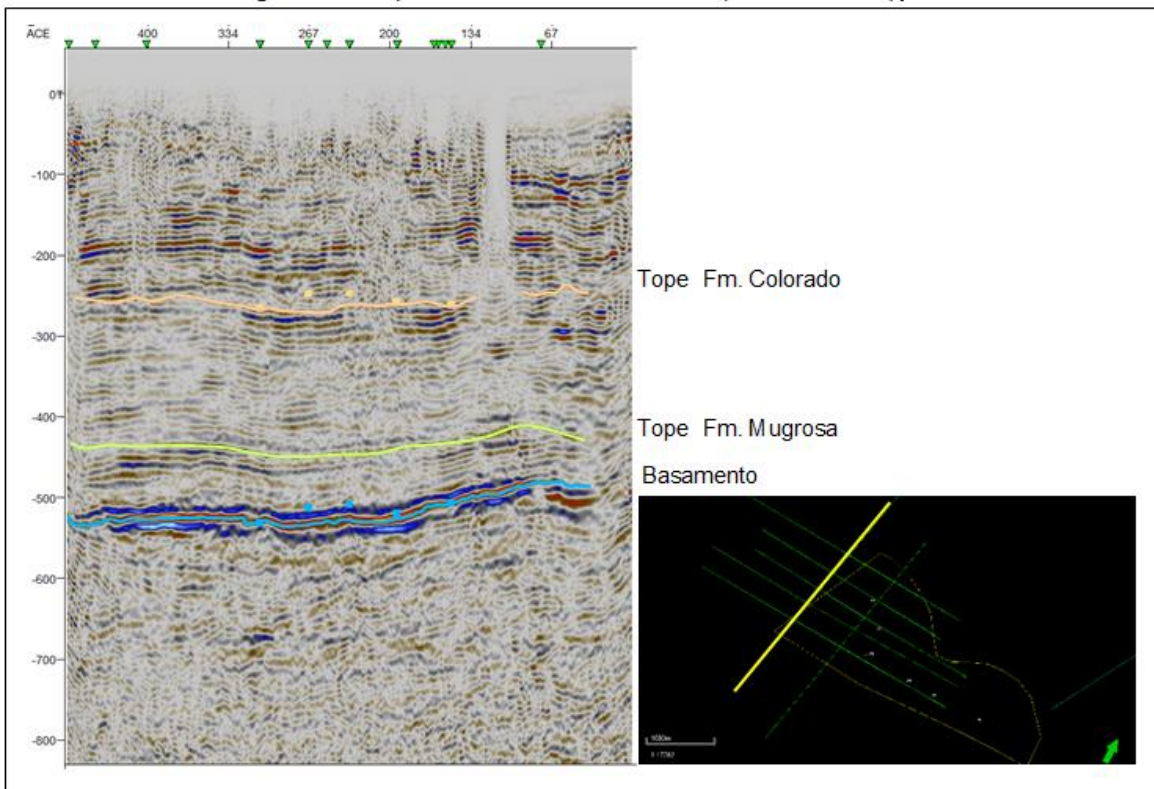
En las imágenes sísmicas se interpretaron los topes del basamento, conglomerado, topes de la Formación Mugrosa (Yacimiento) y Formación Colorado. Los criterios utilizados se basan en el amarre realizado, continuidad de lateral, facies sísmicas, geometría y frecuencias de los reflectores.

**Tabla 3.**

*Descripción del Programa sísmico del área.*

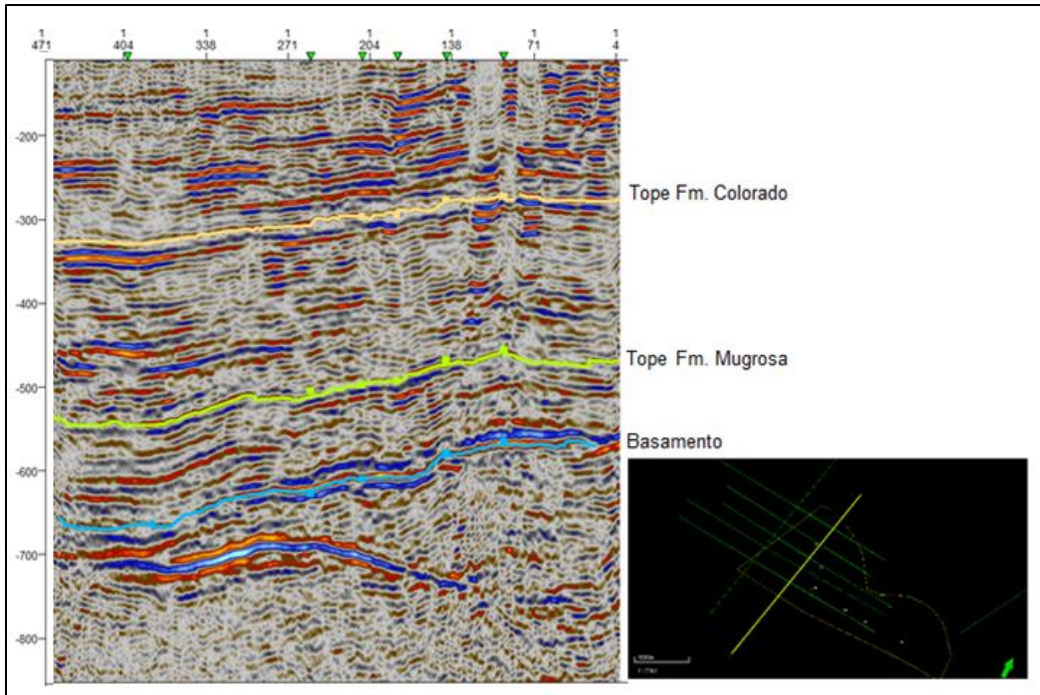
PROGRAMA SÍSMICO: YACIMIENTO						
Línea	Kms	Procesos	Longitud Registros (s)	Vel. De Reemplazamiento (m/s)	Datum de Proceso (m)	Intervalo de Muestreo (ms)
01	3.5					
02	4.0					
03	3.5					
04	4.0	PSTM	2	2100	160	2
06	3.5					
08	3.0					
10	3.5					

Se usaron los datos del checkshot del Pozo G1 y se amarraron con un pozo del área de estudio para la interpretación de las líneas del bloque de estudio. Esto se realizó con el de obtener un amarre coherente de los reflectores sísmicos correspondientes al tope del Basamento, Formación Mugrosa y Formación Colorado.

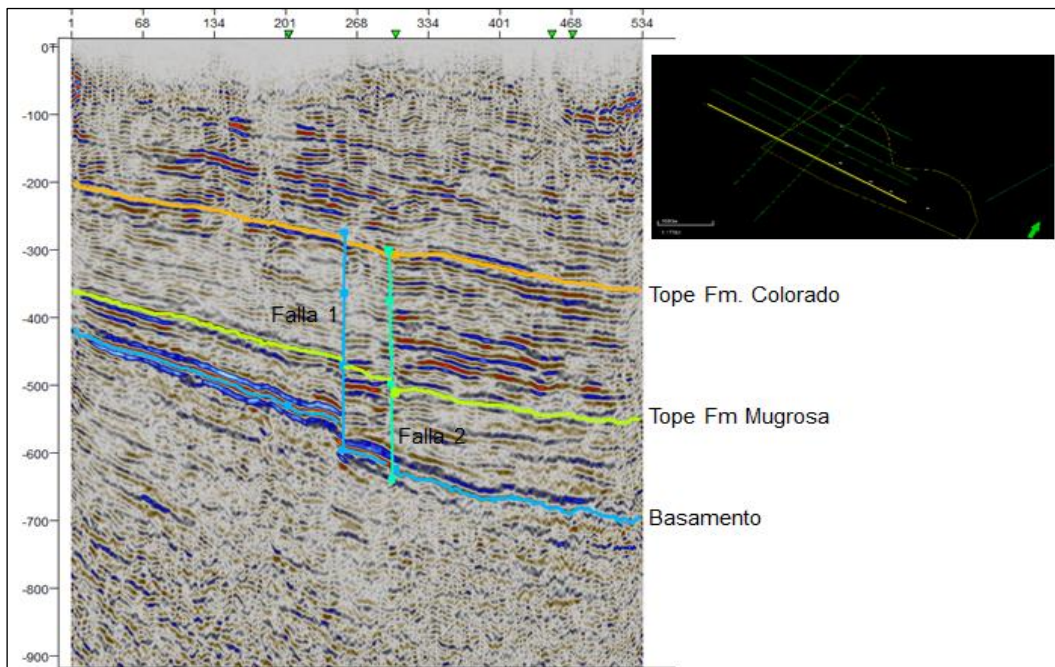


**Figura 24.** Interpretación sísmica 2D. Línea 01 (Línea de rumbo).

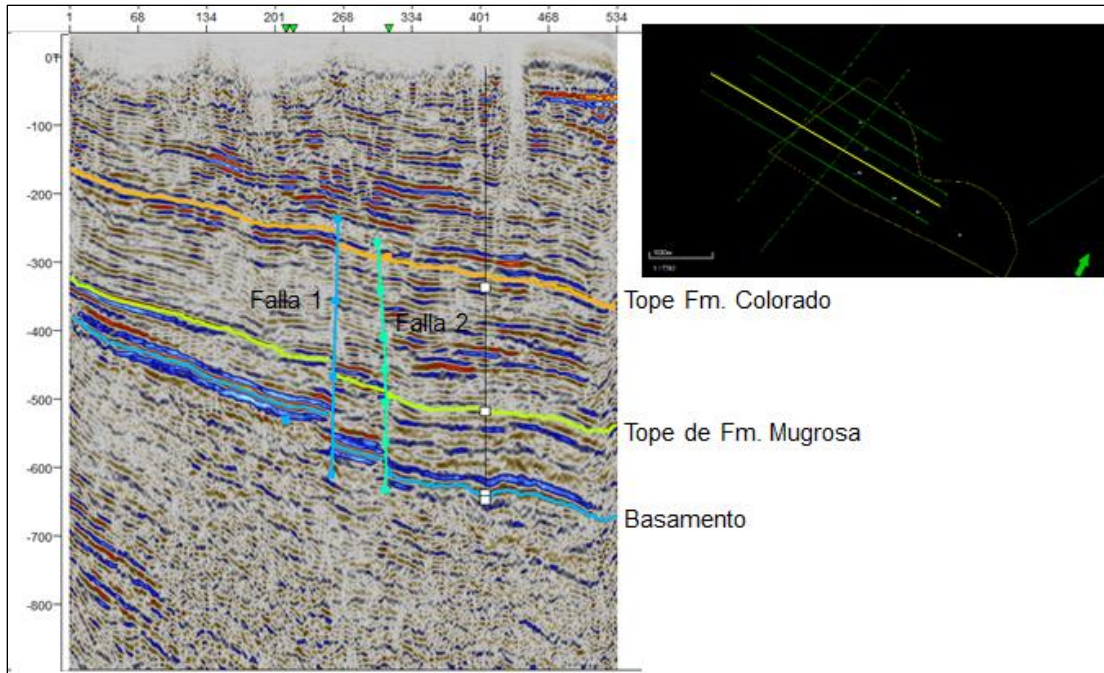
El área de estudio es una estructura de monoclinas afectada por dos fallas normales de muy alto ángulo que compartimentalizan el bloque en tres secciones. Las capas buzan suavemente sobre el basamento.



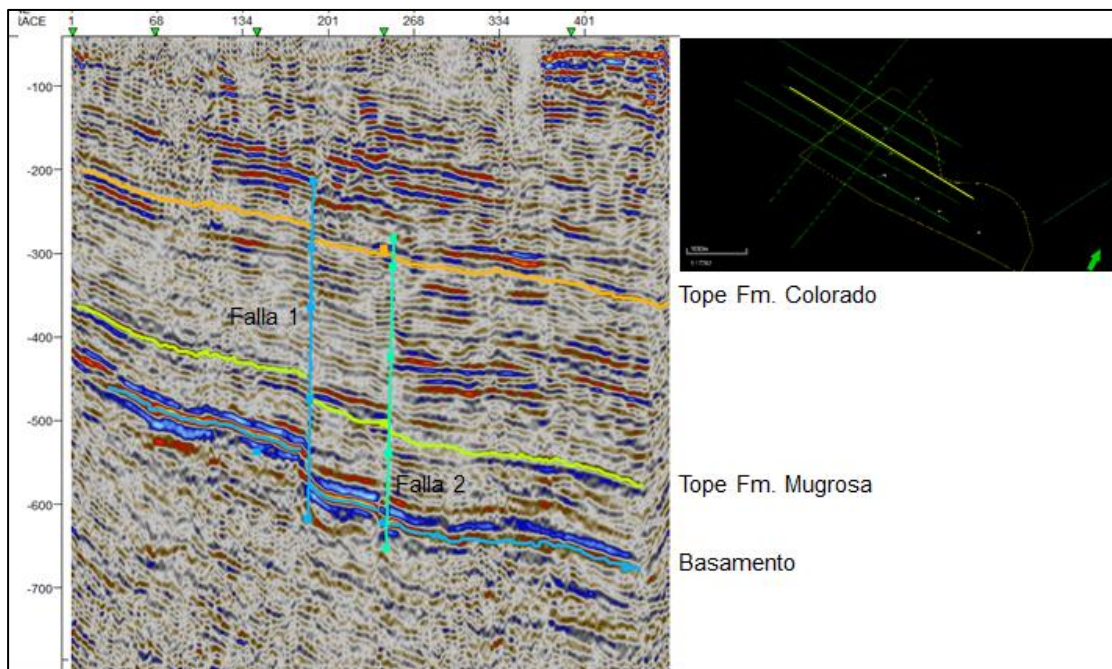
**Figura 25.** Interpretación sísmica 2D. Línea 03 (Línea de rumbo).



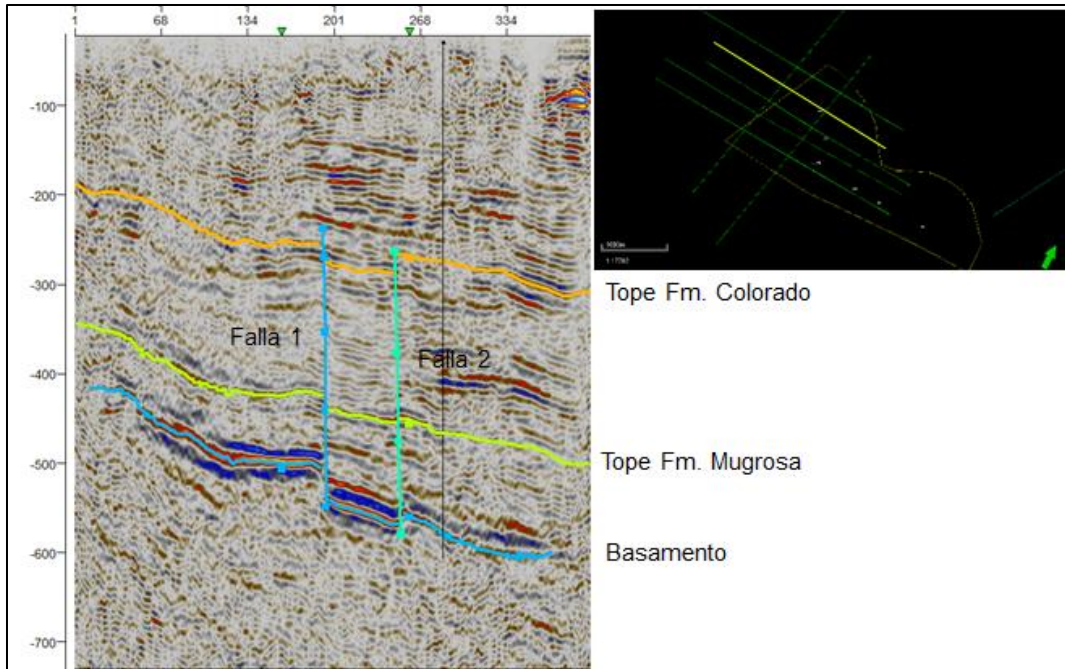
**Figura 26.** Interpretación sísmica 2D. Línea 02 (Línea a favor del buzamiento).



**Figura 27.** Interpretación sísmica 2D. Línea 04.

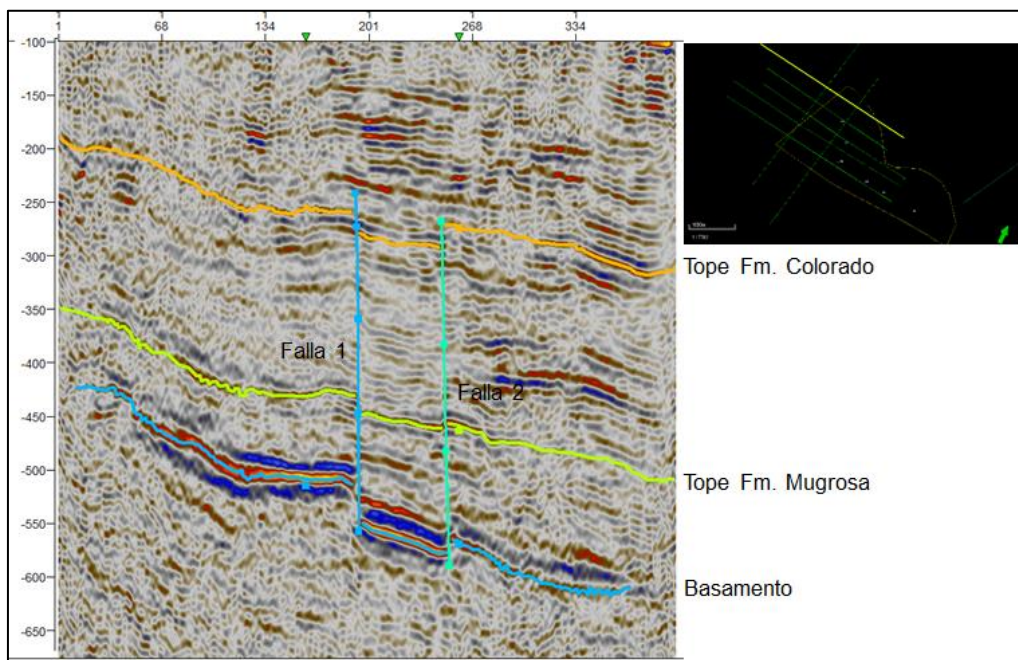


**Figura 28.** Interpretación sísmica 2D. Línea 06.



**Figura 29.** Interpretación sísmica 2D. Línea 08.

La falla que denominamos Falla 2, en las líneas 08 y 10 evidencian que, aunque es una falla normal, tiene un componente de rumbo que genera un pequeño cabalgamiento de las capas.

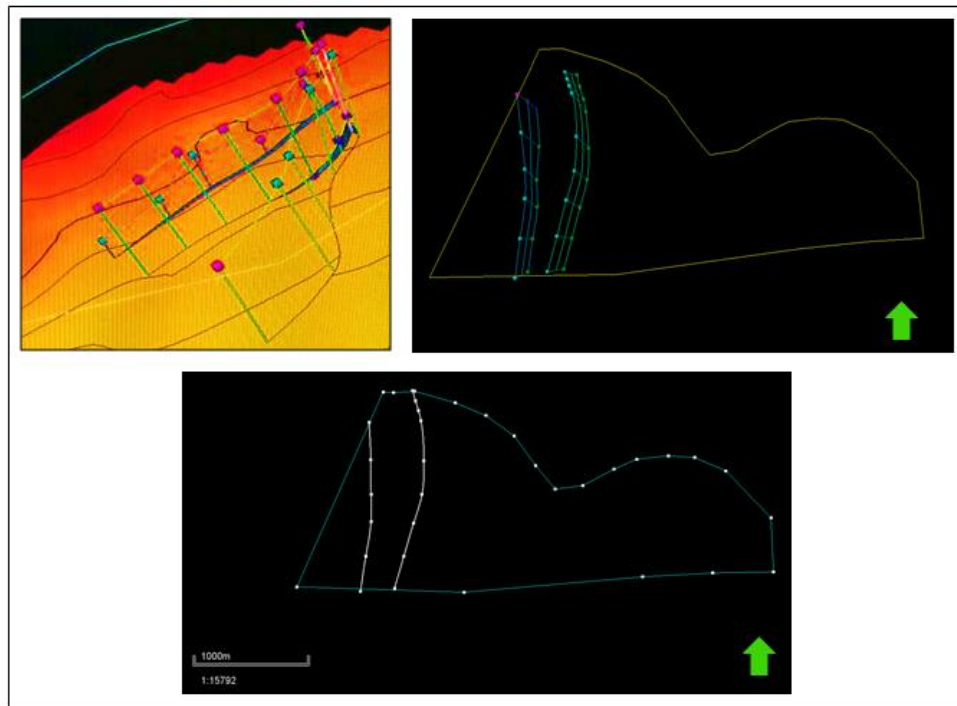


**Figura 30.** Interpretación sísmica 2D. Línea 10.

### 6.3. Mapeo Estructural (TWT)

Teniendo como base las interpretaciones realizadas anteriormente, se procede a construir mapas estructurales en tiempo (TWT) al tope del Basamento, Tope de la Formación Mugrosa y Tope de la Formación Colorado.

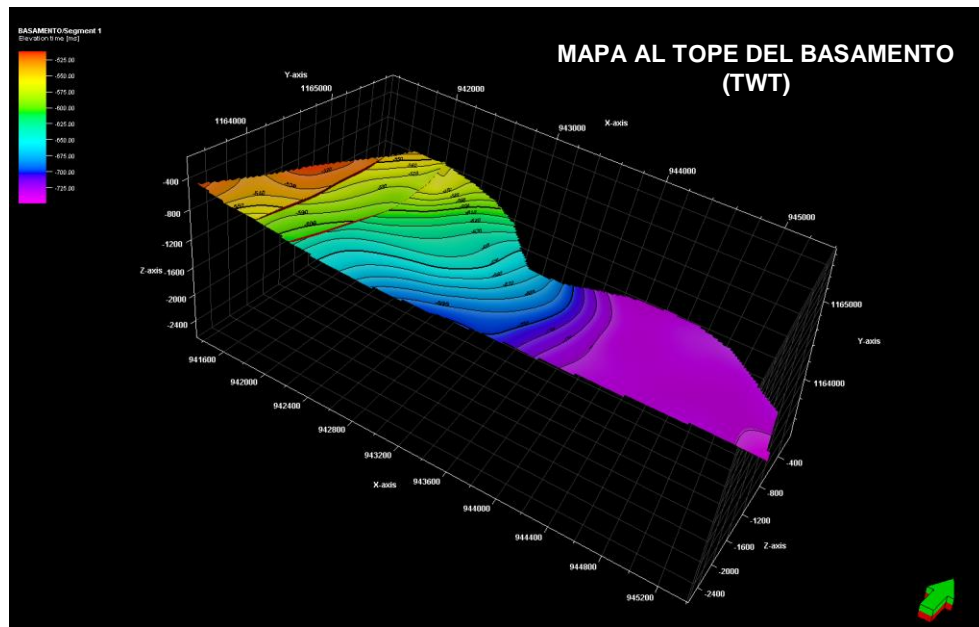
Para la construcción de los mapas 3D se debe realizar un modelado de las fallas con base a polígonos de falla creados anteriormente y generar un “pillar Gridding” en Petrel®, es decir una grilla de falla en 3D. Seguido se realiza un mallado de pilares para una grilla basada en las fallas definidas (Figura 31). Se define también el tipo de falla, que en este por el alto ángulo, se eligió el tipo vertical. El siguiente paso es adjuntar los horizontes en la grilla de fallas en 3D, realizados a partir de la interpretación sísmica y modificarlos de acuerdo a la estructura interpretada.



**Figura 31.** Proceso de Modelado de fallas, en Petrel.

Posteriormente, se realiza la estructura del modelo bajo un mallado de pilares, que se crea con base a las fallas. Finalmente para el modelado estructural se generan los horizontes estratigráficos, que en este caso son los tres ya descritos, se les asigna el salto de falla descrito a partir de la sísmica y se modifican de acuerdo a la interpretación. Se crea una grilla en la que se define el tamaño de celda y se insertan los horizontes los cuales mostrarán los saltos de falla definidos.

De esta forma se obtienen los mapas estructurales en tiempo al tope de Basamento, tope de la Formación Mugrosa y tope de la Formación Colorado:



**Figura 32.** Mapa Estructural al tope del Basamento, en tiempo (TWT). Vista 3D.

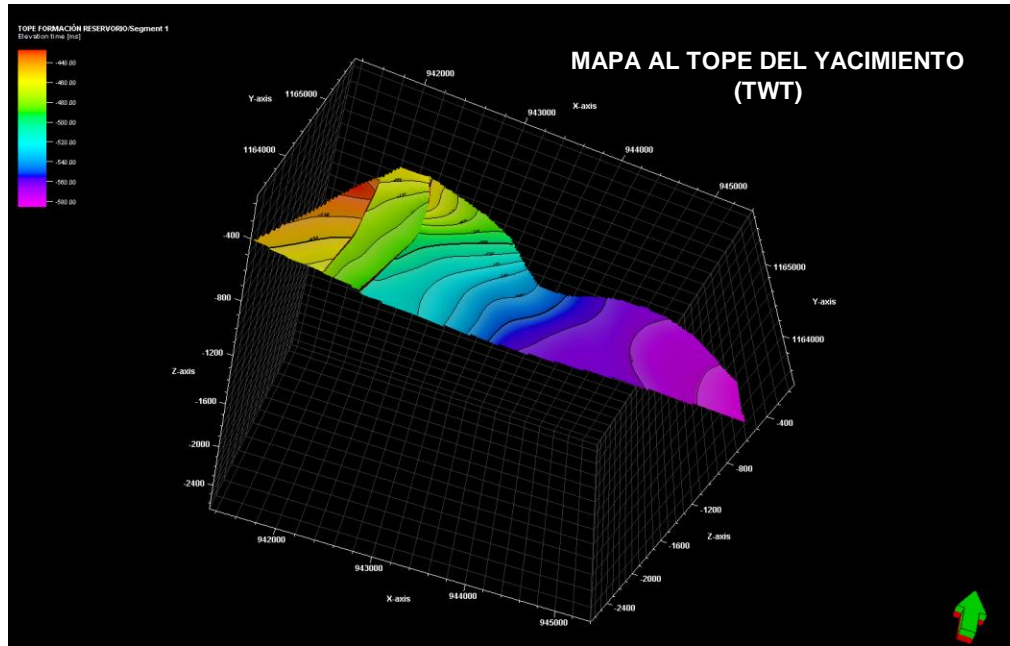


Figura 33. Mapa al tope del Yacimiento (Fm. Mugrosa), en tiempo (TWT). Vista 3D.

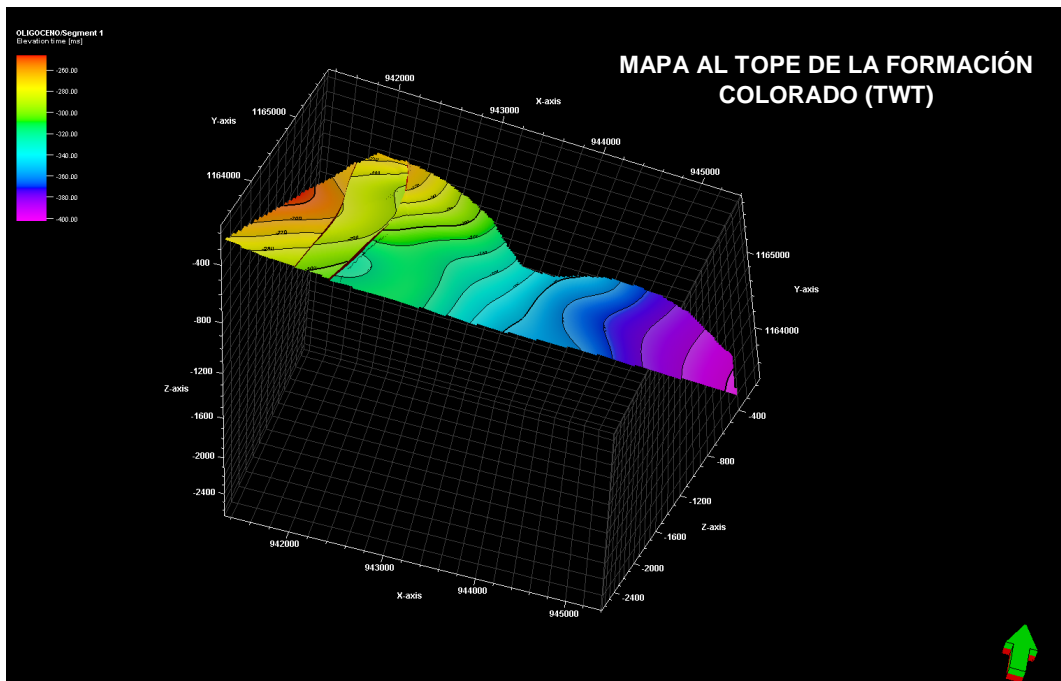


Figura 34. Mapa al tope de la Formación Colorado, en tiempo (TWT). Vista 3D.

### 6.4. Conversión Tiempo – Profundidad

Para obtener una imagen más precisa de las estructuras del subsuelo, se realiza la conversión de los datos sísmicos obtenidos en tiempo a una escala en profundidad. Para este proceso existen diversas metodologías, en este caso se procedió a realizar una regresión lineal con los datos del checkshot del pozo G1, donde el eje x es el tiempo y el eje y la profundidad, dando como resultado una ecuación de la forma  $y = mx + b$  :

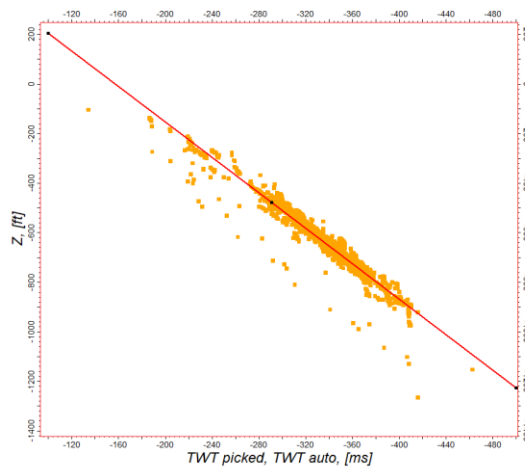
**$y = 3.7147x - 106.11$**   
 **$R^2 = 0.9983$**

**Ecuación 9.**

Donde:

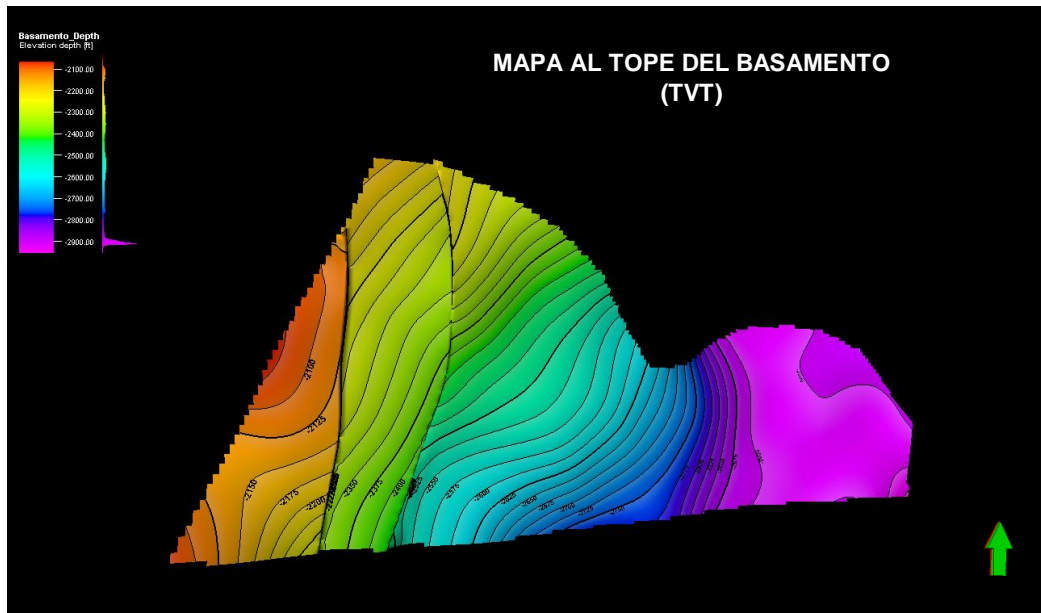
y : Equivale a los valores en profundidad

x : Datos en tiempo (mapa)



**Figura 35.** Gráfica TWT vs MD (z)

Así, para la generación del mapa en Profundidad (TVT), se asignaron los valores de velocidad tomados del checkshot del pozo G1 a los pozos disponibles en el campo, ya que estos no poseen registros sínicos. Seguido se extrapolan los valores de velocidad en toda el área, y se calcula la función de velocidad a partir de los tiempos picados en cada pozo. Finalmente, se realiza la conversión de los horizontes interpretados (Basamento, Yacimiento (Fm. Mugrosa) y Fm. Colorado) de tiempo a profundidad con base a la función de velocidad calculada a partir de la regresión lineal de los datos existentes en campo (Figura 36).



*Figura 36.* Mapa de Basamento, en profundidad (TVT).

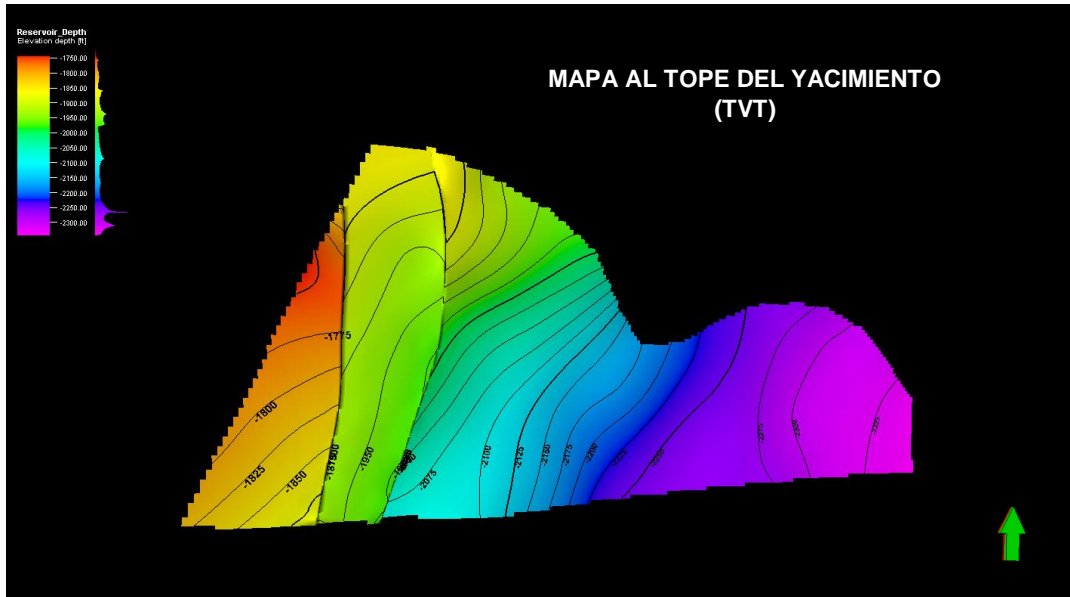


Figura 37. Mapa del Yacimiento, en profundidad. Vista 3D.

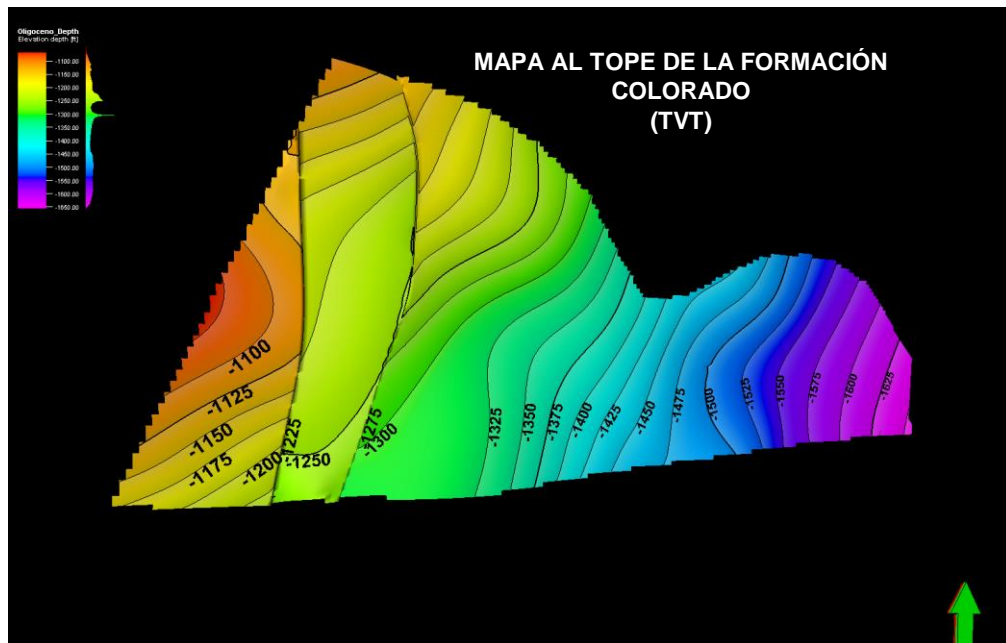


Figura 38. Mapa al tope de la Formación Colorado, en profundidad. Vista 3D.

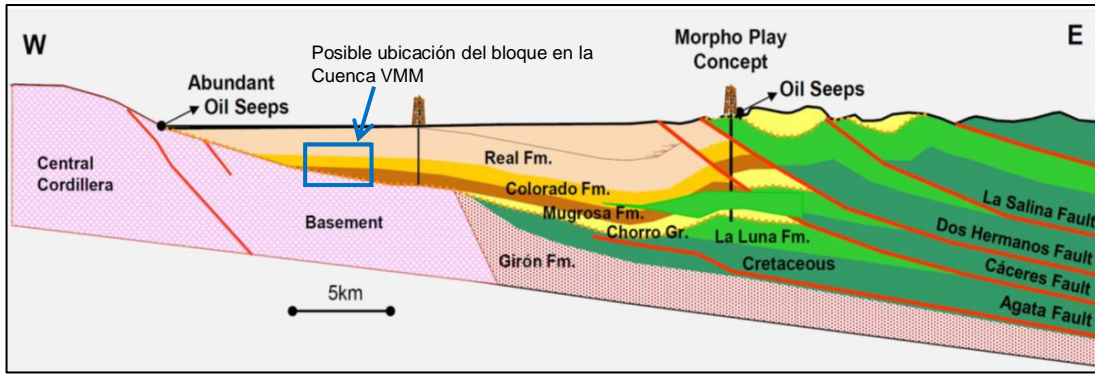
### 6.5. Modelo Geológico

La geología del campo está definida por la presencia del monoclinado fallado desarrollado en el bloque colgante de la falla normal. Arenas de espesor variable, intercaladas con arcillas, de la Formación Mugrosa tienen buenas propiedades para ser rocas reservorio y poseen un espesor promedio de 485.26 ft en el área (Ver figura 39). Los mejores espesores de arenas se encuentran hacia la base de la formación.

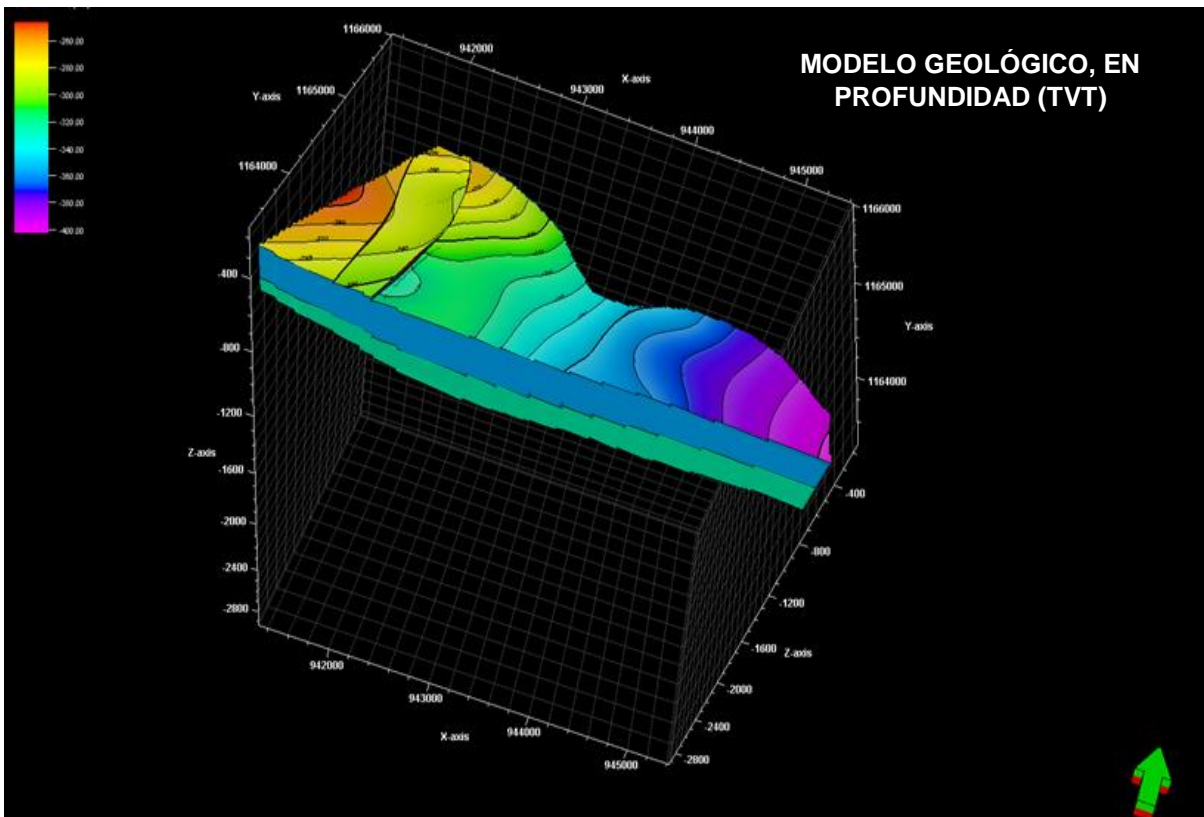
Description	Value
Type of surface:	Regular grid
Increment in X-direction:	23.01
Increment in Y-direction:	21.57
Unrotated Xmin:	941312.72
Unrotated Ymin:	1163396.67
Unrotated Xmax:	945431.40
Unrotated Ymax:	1166028.54
Rotation angle:	0.00
Number of 2D nodes in I-direction:	180
Number of 2D nodes in J-direction:	123
Total number of 2D nodes:	22140
Total number of 2D defined nodes:	12746
Total number of 2D cells:	21838
-----	
Type of data:	Continuous
Min:	300.10
Max:	679.55
Delta:	379.45
Number of defined values:	12746
Mean:	485.26
Std. dev.:	107.48
Variance:	11552.82
Sum:	6185115.78

**Figura 39.** Tabla descriptiva del modelo geológico.

La posición geográfica del área, cercana a la Cordillera Central (Figura 40), genera que la migración que viene desde la cocina de generación de aceite bajo la Cordillera Oriental, haya recorrido grandes distancias hasta entramparse, situación que favorece la biodegradación del crudo por pérdida de temperatura, mientras viaja buzamiento arriba. Es por ello que el crudo que se espera sea de bajo grado API, siendo un hidrocarburo pesado.



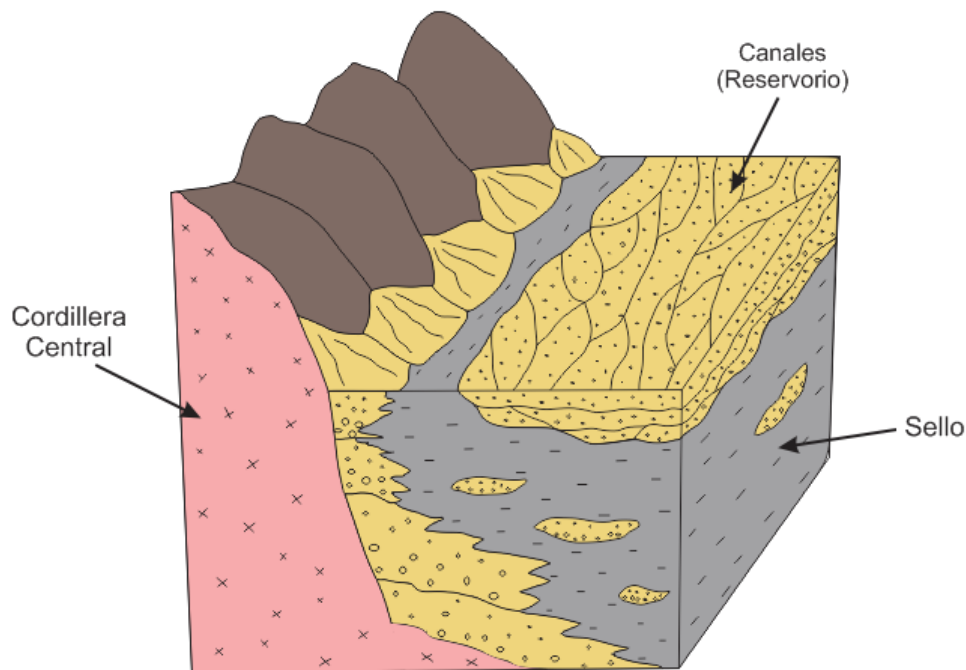
**Figura 40.** Localización del área en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tomado y modificado de: Mansarovar Energy Colombia Ltd., 2016. Documento interno.



**Figura 41.** Modelo Geológico del área de estudio. Vista 3D. Color azul: espesor entre la Formación Colorado – Formación Mugrosa. Color verde: espesor entre la Formación Mugrosa–Tope del Basamento.

Este modelo preliminar del área de estudio intenta enmarcar la geometría de la trampa que permite la acumulación de hidrocarburos en el área. Está conformada por una falla normal de alto ángulo que compartimentaliza el área y principalmente por estructuras de canal originadas en un ambiente fluvial de corrientes meándricas, características de la Formación Mugrosa. Los registros de pozos muestran una secuencia granodecreciente (arenas de grano grueso hacia la base y arenas de grano más fino hacia el tope), lo cual puede ser evidencia de este planteamiento. La acumulación de aceite está determinada por el espesor y continuidad de estos canales, favorecida por la disposición de las arcillas que ejercen el papel de roca sello en sentido vertical y lateral. Sin embargo es necesario realizar estudios más rigurosos para verificar este planteamiento.

A continuación se muestra un modelo que intenta explicar la disposición de los canales:



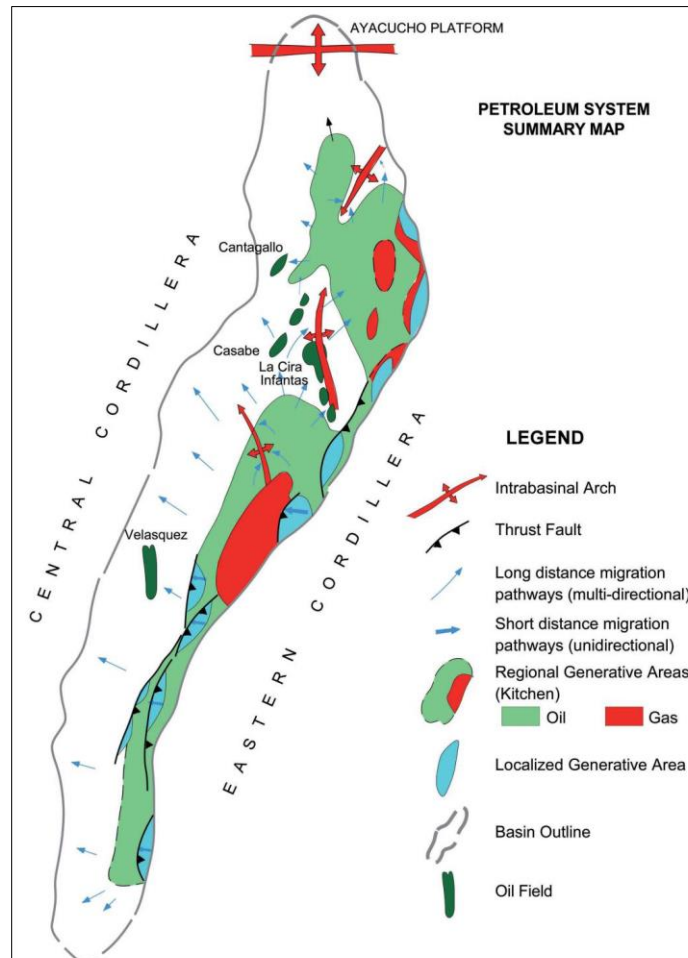
**Figura 42.** Esquema ilustrativo del modelo estratigráfico. Tomado y modificado de:

<http://speedstar71.blogspot.com.co/2013/03/el-permico-y-el-limite-pt-la-gran.html>

## 6.6. Análisis Del Sistema Petrolífero

- ✓ **Roca Fuente:** Es ampliamente conocido que, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, las principales rocas generadoras de hidrocarburos son los shales y arcillolitas ricas en materia orgánica, depositadas en ambientes marinos hipersalinos, restringidos pertenecientes a la Formación La Luna.
  
- ✓ **Roca Reservorio:** Las rocas almacenadoras en esta parte de la cuenca son areniscas de origen continental, depositadas en un ambiente de canales entrelazados de edad Eoceno - Oligoceno, las cuales corresponden al Grupo Chuspas (Formación Mugrosa y Colorado).
  
- ✓ **Migración:** En el bloque de estudio no existe una barrera efectiva de permeabilidad entre la Formación Zorro (arenas saturadas con agua dulce) y el Grupo Chuspas (arenas saturadas con petróleo) por lo cual se presume que la migración del agua dulce de la Formación Zorro hacia abajo detuvo el aceite que venía en ascenso durante la migración del petróleo, ocasionando proceso de biodegradación, constituyéndose, por consiguiente, en una barrera adicional al flujo (Figura 43).
  
- ✓ **Sellos:** Los sellos están constituidos por los diferentes estratos arcillosos que se hallan intraestratificados con las areniscas presentes en la Formación Mugrosa. Además de las capas más espesas de arcillas entre la Formación Mugrosa y Colorado.
  
- ✓ **Trampas:** El mecanismo de entrapamiento en el área suroccidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena es de tipo mixto, constituido por un cierre estructural contra

la falla mostrada (falla 2), y un cierre estratigráfico producto de las estructuras de canal que contienen sellos verticales y laterales de arcillas.

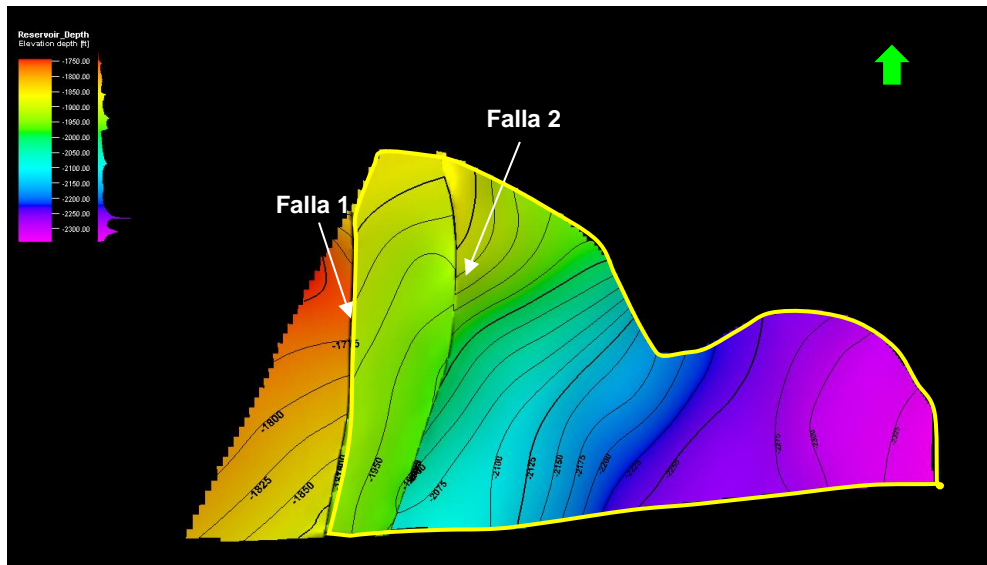


**Figura 43.** Áreas de generación de hidrocarburos y vías de migración en el Valle Medio del Magdalena. Tomado de: Cuencas Sedimentarias. ANH, 2009.

## 6.7. Prospectividad

La zona prospectiva tiene un área de 110,884 Hectáreas. Los pozos del campo presentan saturaciones de hidrocarburos hacia el nivel de la Formación Mugrosa principalmente, que se encuentra a una profundidad promedio de 2.100 ft. La estructura de monoclinal fallado y los depósitos de canales de ríos meándricos generan discontinuidad de las arenas y espesores variables, lo cual se evidencia en los registros de pozos, que aunque los cambios no son muy marcados, las capas de arenas varían algunos pies de un pozo a otro.

El sistema de carácter distensivo de la cuenca originó la formación de trampas estructurales en el área. Fallas normales de alto ángulo con componente de rumbo favorecieron la compartimentación del bloque en tres partes, así las dos fallas identificadas pueden haber favorecido la migración o ser un obstáculo para los hidrocarburos. Pozos perforados al margen occidental de la zona de estudio han dado como resultado altísimos contenidos de agua, lo que permite suponer que el aceite que migró hacia el área no llegó hasta el bloque más alto, de esa forma la falla, que llamaremos número dos, podría catalogarse como falla sellante (Figura 44). Pero para llegar a determinar si es falla sello o no, se tendría que realizar la perforación de nuevos pozos lo cual es un gasto enorme y que tiene una incertidumbre grande. El bloque al lado oriental de la falla dos es el que presenta mejor prospectividad, ya que allí los espesores de las arenas, aunque son variables, son más constantes y tienen mejores propiedades de reservorio.



**Figura 44.** Mapa en profundidad, al Tope de la Fm. Mugrosa.

Por otro lado, los distintos niveles arcillosos contenidos que intercalan con las arenas petrolíferas de la Formación Mugrosa también han favorecido la acumulación de hidrocarburos (Figura 45). Estas arcillas están embebidas en las arenas en toda la secuencia, haciendo el papel de roca sello impidiendo la salida de fluidos. Hacia el tope de la Formación Mugrosa las arcillas se hacen más competentes y más continuas, facilitando también la acumulación de fluidos en esta formación.

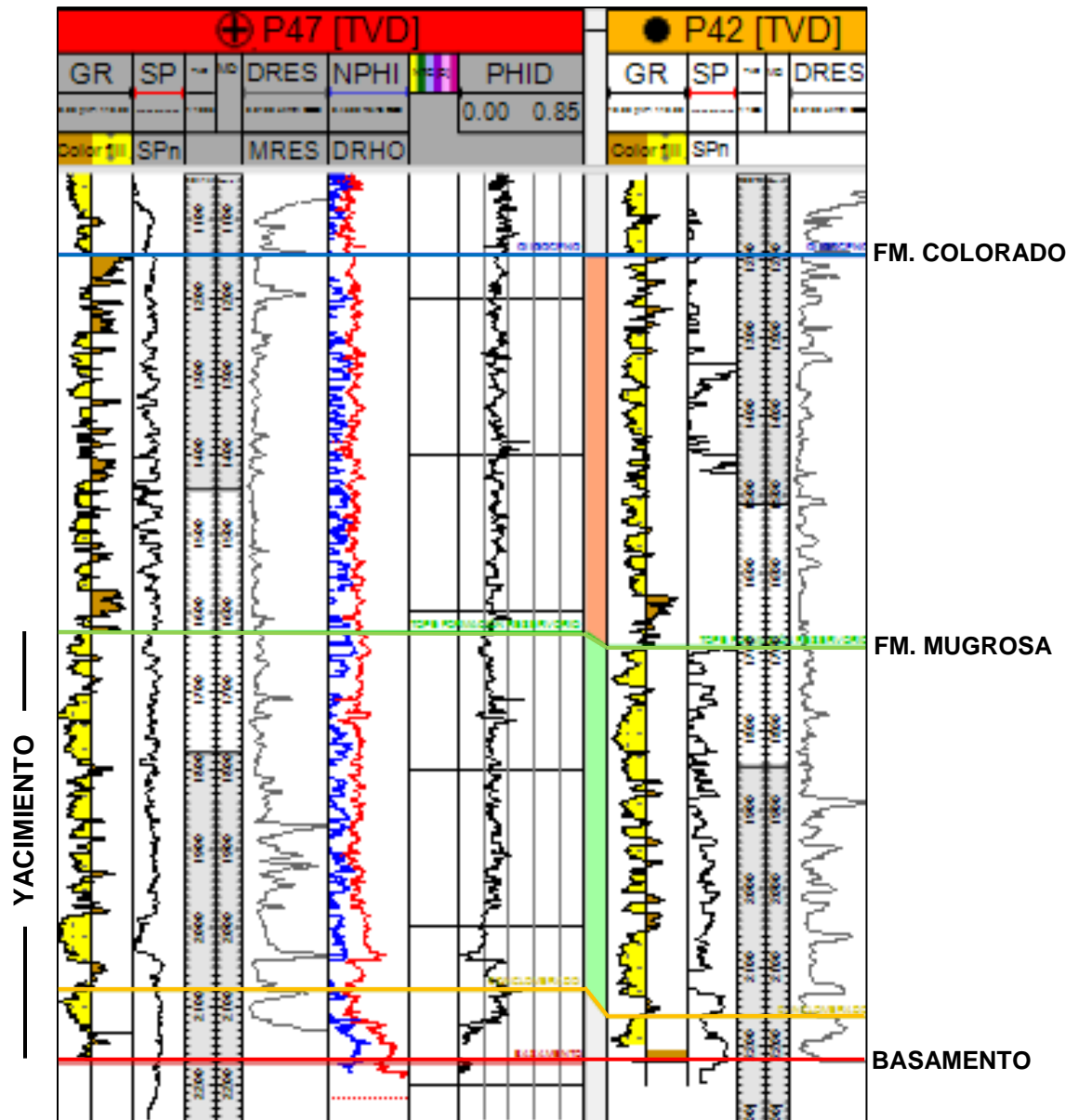
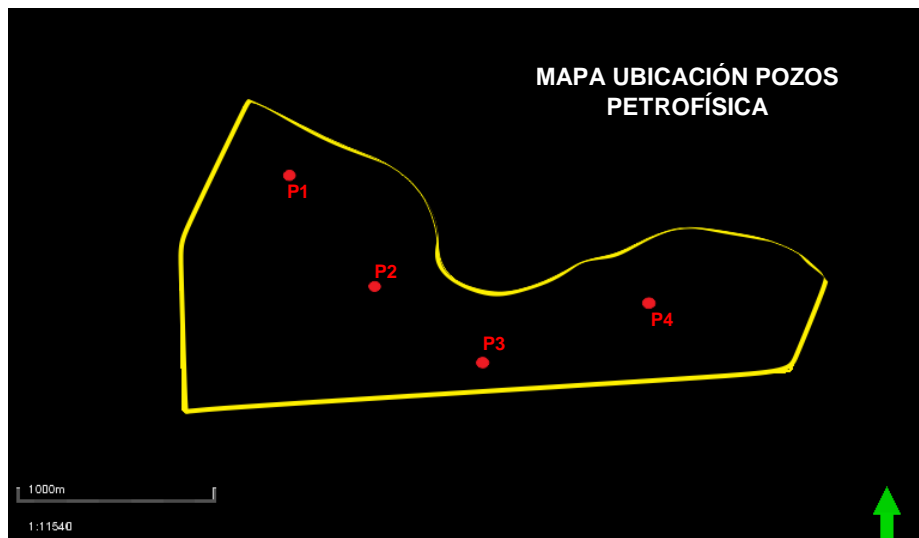


Figura 45. Registros de pozos.

## 6.8. Análisis Petrofísicos

Para la industria de los hidrocarburos las características petrofísicas tienen gran valor ya que están directamente relacionadas con la producción del mismo. La cantidad de petróleo en una unidad de volumen está relacionada con el porcentaje de porosidad que posee la roca almacenadora, sin embargo la importancia radica en la capacidad de fluir del petróleo a través de los poros de la roca conocida como Permeabilidad y descrita en capítulos anteriores.

A continuación se presentan las propiedades petrofísicas calculadas de cuatro Pozos en el área de estudio, ubicada en el Valle Medio del Magdalena, con base a la información adquirida en los registros de pozos y que consta de registros Gamma Ray, Densidad, Resistividad y Neutrón para poder realizar los cálculos petrofísicos preliminares y generales.



*Figura 46.* Mapa de pozos para petrofísica.

Con base a los registros eléctricos para cada Pozo se elaboraron unos cálculos petrofísicos generales, de los cuales se obtuvieron las propiedades necesarias para realizar el cálculo de petróleo original en sitio, como la saturación de agua ( $S_w$ ) y la porosidad ( $\Phi_e$ ).

Debido a que la Formación Mugrosa contiene intercalaciones de arenas con arcillas se realizó un cálculo de volumen de arcillas ( $V_{shales}$ ) y se estableció un límite (cut off) menor o igual al 50%, para posteriormente calcular la saturación de agua a partir de la ecuación de Simandoux, que además usa otras propiedades como la porosidad ( $\Phi_e$ ), la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) el cual se tomará como un valor constante, resistividad del shale ( $R_{vsh}$ ) y una permeabilidad de 800 md. Los parámetros de cementación ( $m=2$ ), exponente de saturación ( $n=2$ ) y factor de Tortuosidad ( $a=1$ ), estos últimos facilitados por la empresa y que se consideran son representativas de las características del reservorio presente en el área.

A continuación se muestra un ejemplo del procedimiento realizado para finalmente calcular las saturaciones de agua ( $S_w$ ) en cada pozo, de acuerdo a lo establecido en las ecuaciones de Simandoux:

a) En primer lugar se realiza el cálculo de volumen de arcilla para cada 0.5 ft de espesor con base al registro gamma ray y posteriormente se establece un límite de menos del 50% de arcillas. Así los valores que estén por encima del valor límite se suprimen y los resultados por debajo, como el ejemplo dado, se usará para los siguientes cálculos:

#### **Cálculo del Volumen de Arcilla ( $V_{shale}$ )**

$$GR = 37.75 \quad V_{shale} = \frac{(37.75-20)}{(60-20)} = 0.44375$$

b) La porosidad efectiva se calcula a partir de la porosidad total de la roca y utilizando el volumen de arcillas obtenido en el cálculo anterior:

**Cálculo de la Porosidad Efectiva (PHIE)**

$$PHID = 0.278 \quad PHIE = 0.278 \times (1 - 0.44375) = 0.155$$

Según el resultado obtenido del 15% de porosidad efectiva, la calidad de la roca reservorio para almacenar fluidos varía entre buena y regular.

c) Las arcillas son un componente que afecta la porosidad y la permeabilidad, sus propiedades eléctricas tienen gran influencia en la determinación de saturación de fluidos. La presencia de arcillas dificulta la determinación de hidrocarburos en el sitio y afecta la habilidad de la roca reservorio para producirlos. Debido al contenido de arcilla que contiene el yacimiento, conviene a usar la ecuación de Simandoux para formaciones no limpias:

**Cálculo de Saturación de Agua (S<sub>w</sub>) a partir de la Ecuación de Simandoux**

$$C = (1 - 0.444) \times 1 \left( \frac{0.157}{0.155^2} \right) = 3.647$$

$$D = \frac{3.637 \times 0.443}{2(2.67)} = 0.303 \quad \Rightarrow \quad S_w = \left[ (0.303^2 + 0.265)^{\frac{1}{2}} - 0.303 \right]^{\frac{2}{2}}$$

$$E = \frac{3.647}{13.785} = 0.265$$

$S_w = 0.294$
---------------

El valor obtenido de saturación de agua ( $S_w$ ) corresponde al porcentaje de volumen poroso que contiene agua de formación. Para el espesor de 0.5 ft definido, se tiene un 29% del volumen poroso con agua de formación. De esta manera, se puede definir la saturación de hidrocarburos a partir de la ecuación:  $1 - S_w$ , que en este caso sería:  $(1 - 0.294) = 0.706$ , es decir, el 70% del volumen de poros contienen hidrocarburos.

De esta manera se procede a realizar los cálculos preliminares para cuatro pozos del área (Ver Apéndice C).

Los límites para cada propiedad están dados por: resistividad (DRES) mayor o igual a 7.5 ohm-m, porosidad efectiva (PHIE) mayor o igual al 15%, valor de arcilla ( $V_{shale}$ ) menor o igual al 50% y saturación de agua ( $S_w$ ) menor o igual al 50%.

Los resultados para cada Pozo son:

**Tabla 4.**

*Propiedades Petrofísicas, Pozo P1.*

Pozo	Formación	MD (ft)	DRES (ohm-m)	PHIE (%)	Vshale (%)	Sw (%)
P1	Mugrosa	2454	14.044	18	35	33

**Tabla 5.**

*Propiedades Petrofísicas, Pozo P2.*

Pozo	Formación	MD (ft)	DRES (ohm-m)	PHIE (%)	Vshale (%)	Sw (%)
P2	Mugrosa	2350	14.006	18	36	34

**Tabla 6.**

*Propiedades Petrofísicas, Pozo P3.*

Pozo	Formación	MD (ft)	DRES (ohm-m)	PHIE (%)	Vshale (%)	Sw (%)
P3	Mugrosa	2166	14.155	17	39	36

**Tabla 7.**

*Propiedades Petrofísicas, Pozo 4.*

Pozo	Formación	MD (ft)	DRES (ohm-m)	PHIE (%)	Vshale (%)	Sw (%)
P4	Mugrosa	2231	10.707	19	37	36

Cabe resaltar que aunque estos análisis son fundamentales para el cálculo volumétrico del área, la baja cantidad de datos a partir de cuatro pozos con información petrofísica, no es determinante para análisis que requieran de mayor exactitud. Sin embargo para esta evaluación son de gran utilidad.

**6.9. Cálculo De Volumetrías**

Existen variedad de métodos para los cálculos volumétricos del Petróleo Original en Sitio (POES), sin embargo para este trabajo se realizaron con el método volumétrico. Este método depende de parámetros del yacimiento tales como: espesor, área y porosidad de la formación o volumen poroso, el cual representa todo el espacio disponible dentro de la formación para almacenar fluidos. Simultáneamente, el producto entre el volumen poroso y la saturación de aceite proporcionan la cantidad de fluido dentro de la formación. El resultado total es afectado por el factor volumétrico del petróleo inicial, ya que este posee unas condiciones iniciales dentro del yacimiento que cambian conforme sube a superficie y disminuye su presión.

Con la información obtenida de los análisis petrofísicos (porosidad y saturación de agua) y con el valor de Arenas Netas Petrolíferas (ANP) de 30 pozos (Ver Apéndice D) y el área en la cual estos pozos están distribuidos, se realiza la estimación volumétrica aproximada del campo, mediante el reemplazo de los valores en la ecuación.

$$POES = \frac{7758 * 274 * 222 * 0.18 * (1 - 0.34)}{1000000} = \underline{56.0 \text{ MMBSL}}$$

Donde:

A = 274 acres

H = 222 pies

$\emptyset = 0.18$

Sw = 0.34

Boi = 1000000 MMBO

Luego de los cálculos volumétricos, se puede realizar una estimación de las reservas recuperables económicamente de las acumulaciones, suponiendo que el factor de recobro es del 10%, así la ecuación:

Reservas recuperables = POES x Factor de recobro



Reservas recuperables = 56.0 MMBSL x 0.10 = 5.6 MMBSL

De esta forma, el método volumétrico para el prospecto del área da como resultado un volumen estimado de hidrocarburos en el sitio (POES) de: 56.0 MMBLS, y adicionalmente se calcularon las reservas recuperables dando como resultado: 5.6 MMBLS, con un factor de recobro del 10%, valor real proporcionado por el área de Yacimientos.

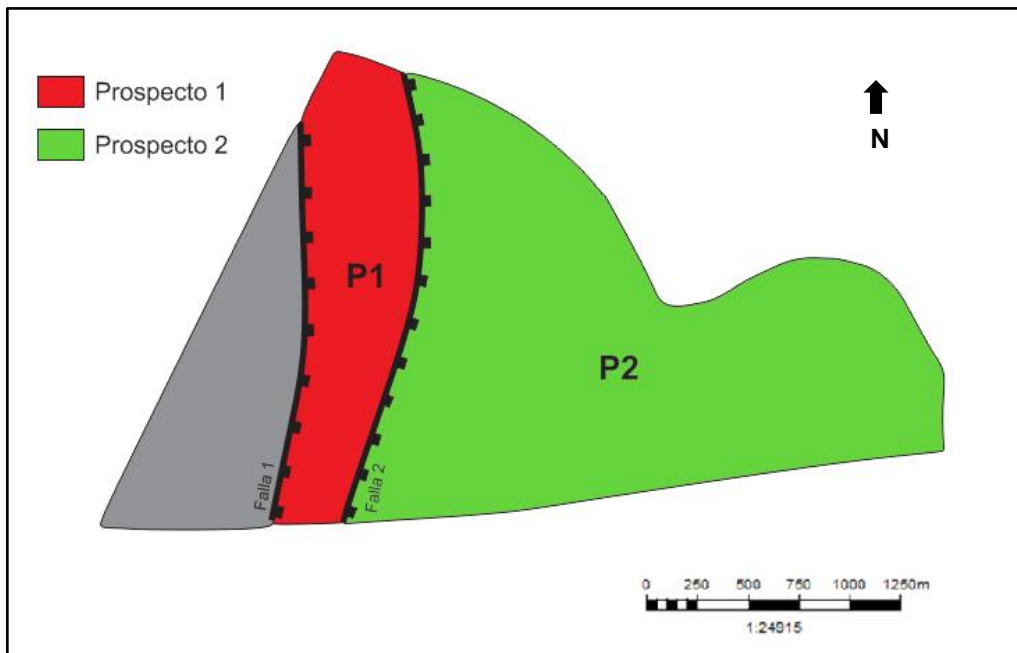
Es importante resaltar que estos cálculos son preliminares, ya que si la estructura es predominada por canales fluviales y estos varían en su espesor y continuidad lateral considerablemente, el valor de las Arenas Netas Petrolíferas podría variar en gran medida y con ello el valor de las reservas.

### **6.10. Riesgo Geológico**

Uno de los principales pasos para culminar el proceso de evaluación del potencial petrolífero en un área, es evaluar el factor de Riesgo Geológico o Riesgo Exploratorio que involucra la presencia o no de hidrocarburos en un prospecto. Esta evaluación se realiza de manera subjetiva y depende de la interpretación de los análisis realizados anteriormente para poder tomar una decisión que sea menos riesgosa para la empresa que desea invertir capital financiero y humano en el prospecto.

Como ya se ha mencionado, para que exista la acumulación de hidrocarburos deben coexistir una serie de procesos, como la presencia de roca generadora que en este caso lo es la Formación la Luna; la presencia de roca reservorio, como lo es la Formación Mugrosa que se ha caracterizado por tener muy buenas propiedades para almacenar petróleo en sus cuerpos de arenas granodecrecientes; la existencia de trampas, que en el campo son trampas mixtas, de origen estructural gracias al monoclinal fallado y estratigráficas producto de las arcillas que

juegan un papel de roca sello vertical y lateral; y finalmente los factores dinámicos como la migración, sincronía y preservación, entran a discusión ya que aunque el campo se encuentra en las vías de migración, la gran distancia con la cocina de generación de aceite ha influido en que a medida que este se moviliza buzamiento arriba, pierda temperatura y se biodegrade por acción de los microorganismos produciendo un crudo pesado o muy pesado para cuando encuentra un obstáculo (Trampa). Sin embargo, los análisis realizados se encuentran a continuación para dos prospectos que se proponen (Figura 47), ya que el comportamiento de la falla 2 influye en el proceso de acumulación de los hidrocarburos y por eso se plantean dos escenarios.



**Figura 47.** Mapa de prospectos.

Para el prospecto uno se plantea que la falla 2 actúe como una barrera impermeable (sello lateral) y no permita el paso de los hidrocarburos para su entrapamiento en el área, y de esta forma el prospecto uno no presente oportunidades económicas, este supuesto se llamará

*Escenario 1.* El *Escenario 2* plantea que la falla 2 posea condiciones de permeabilidad que sirvan como vía de migración y los hidrocarburos hayan circulado por allí y se entrapen en el prospecto 1.

El prospecto dos propone un modelo de sello lateral generado por la falla 2 y por los niveles de arcillas intercaladas con arenas en la secuencia sedimentaria, sirviendo como sellos laterales y verticales.

A continuación se muestra la matriz de riesgo geológico para los dos prospectos.

**Tabla 8.**

*Matriz de Riesgo Geológico.*

Factores del Sistema Petrolífero	Asociación	PROSPECTO 1		PROSPECTO 2	ÁREA TOTAL	
		Escenario 1	Escenario 2		Esc 1 + Prosp 2	Esc 2 + Prosp 2
<b>Roca Madre</b>	Calidad, madurez y capacidad de carga	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85
<b>Roca Reservorio</b>	Presencia de roca reservorio, calidad, etc.	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
<b>Trampa</b>	Presencia, características, roca sello	0.40	0.60	0.65	0.52	0.62
<b>Dinámicos</b>	Migración, sincronía y preservación	0.53	0.70	0.75	0.64	0.72
<b>Probabilidad de sucesos</b>		<b>0.16</b>	<b>0.32</b>	<b>0.37</b>	<b>0.25</b>	<b>0.34</b>
<b>Nivel de riesgo</b>		Riesgo moderado	Bajo riesgo	Bajo riesgo	Riesgo moderado	Bajo riesgo

Los valores obtenidos de las multiplicaciones de cada uno de los factores es lo que se conoce como POS (Probability Of Success), o probabilidad de sucesos de riesgo geológico.

---

Estos valores varían de 0 a 0.5, es decir de 0 a 100%, siendo 100% el valor de más baja probabilidad de riesgo.

El GPOS para el prospecto uno varía entre un 16% y un 34% de acuerdo al escenario que se presente. El prospecto dos está en bajo riesgo con un GPOS de 37%. En el total del yacimiento bajo un escenario negativo este tiene un 25% de riesgo y en comparación con un ambiente más optimista donde se encontrarían hidrocarburos en los dos prospectos, el yacimiento tiene un 34% de riesgo, siendo esta la opción que se espera tener.

## 7. Conclusiones

- ✓ La definición de topes de formación a partir de información de registros de pozos, proporcionó mayor certeza, con respecto a los topes identificados a partir de la información sísmica.
  
- ✓ Las correlaciones estratigráficas muestran una profundización de la cuenca en sentido NW-SE.
  
- ✓ La calidad de las arenas de la Formación Mugrosa, analizadas con base a los registros de pozos y análisis petrofísicos tales como la porosidad, permeabilidad, resistividades y saturaciones de hidrocarburos, evidencian buenas propiedades de formación reservorio.

- ✓ La interpretación de información sísmica 2D en el área, revela la existencia de dos fallas normales de alto ángulo que compartimentaliza el área en bloques, estructuras comunes en esta cuenca. También, la existencia de basamento bajo las Formaciones Mugrosa y Colorado, que se evidencia en un reflector más fuerte con un cambio marcado de facie sísmica.
- ✓ El espesor promedio obtenido de la Formación Mugrosa en el mapa estructural en profundidad, es de 485.26 pies. Siendo un valor aproximado al resultado obtenido por la compañía.
- ✓ Los cálculos petrofísicos realizados no son determinantes de las propiedades litológicas del área, ya que por la baja densidad de datos estos valores son aproximados.
- ✓ El cálculo de volumen de hidrocarburo total en sitio es de 56.0 MMBLS, con reservas recuperables de 5.6 MMBLS y un factor de recobro del 10%.
- ✓ Es posible que la falla dos actúe como sello lateral, ya que la existencia de pozos en el bloque occidental que han dado resultado producción de agua, permite inferir que esta falla no posee la condiciones de permeabilidad aptas para haber servido de vía de migración hacia el bloque más alto.
- ✓ La trampa en el área de estudio está determinada por la presencia de fallas normales y por posibles canales de ríos meándricos de la Formación Mugrosa que limitan la extensión y

el espesor de la roca reservorio. Así, se puede establecer que la trampa en este sector de la cuenca es Mixta.

- ✓ Bajo los escenarios propuestos de riesgo geológico, el área de estudio es un prospecto con un alto nivel de incertidumbre debido principalmente al factor de la trampa.
- ✓ Este trabajo permitió aprender y desarrollar la metodología estándar de la industria de los hidrocarburos para evaluación de prospectos económicos, adquiriendo conocimientos claves para el mundo laboral.

## **8. Recomendaciones**

- Se recomienda un estudio estratigráfico y sedimentológico riguroso del área de estudio para la determinación del ambiente de depositación y su configuración.
- A partir de análisis de núcleos se puede realizar un análisis petrofísico más riguroso y que permita acercarse más a la realidad en los resultados.
- Se sugiere hacer una evaluación del potencial de las arenas de la Formación Colorado, ya que algunos registros muestran evidencia de posibles acumulaciones.
- Invertir recursos en mayor y mejor tecnología para obtener resultados más verídicos.

---

### Referencias Bibliográficas

- Bendeck, J. (1992). *Perfiles Eléctricos, una herramienta para la evaluación de yacimientos*. Bogotá, Colombia.
- Boggs, S. (1987). *Changes during diagenesis*. Society of Exploration Geophysicist SEG. The Leading Edge. Vol.19.
- Caballero, V., Parra, M., & Mora, A. (2010). Levantamiento de la Cordillera Oriental de Colombia durante el Eoceno Tardío-Oligoceno Temprano: Providencia sedimentaria en el sinclinal de Nuevo Mundo, Cuenca Valle Medio del Magdalena. *Boletín de Geología*. Vol. 32, N°1, 45-77.
- Cepsa. (2015). El origen del petróleo.
- Cooper, M., Addison, F., Alvarez, R., Coral, M., Graham, R., Hayward, A., . . . Taborda, A. (1995). Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. *AAPG Bulletin*, 1421-1443.
- Córdoba, F., Rolón, L., Buchelli, F., & Suárez, M. (n.d.). Provincia Petrolífera del Valle Medio del Magdalena, Colombia. *Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol)*.
- Fabre, A. (1983). La subsidencia de la Cuenca del Cocuy (Cordillera Oriental de Colombia) durante el Cretáceo y el Terciario. Segunda parte: Esquema de la Evolución Tectónica. *Norandina #8*. Bogotá.

- 
- García, D., & Parra, P. (2003). Áreas con mayor potencial de carda de petróleo: Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) y Occidente de la Cordillera Oriental, Colombia. *VIII Simposio Bolivariano - Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas*.
- García, M., Mier, R., Cruz, L., & Vásquez, M. (2009). *Evaluación del potencial hidrocarburífero de las Cuencas colombianas*. Informe Ejecutivo. ANH.
- Gómez, E., Jordan, T., Allmendinger, R., Hegarty, K., Kelley, S., & Heizler, M. (2003). Control on architecture of the late Cretaceous to Cenozoic southern Middle Magdalena Valley Basin, Colombia. *GSA Bulletin*, 131-147.
- Gómez, L., Patiño, A., Renzoni, G., Beltrán, A., Quintero, C., & Manrique, M. (2007). *Cartografía geológica y muestreo geoquímico. Escala 1:100.000 de la plancha 119-Barracabermeja, VMM*. Bogotá: Geología Regional y Prospección.
- Kjemperud, A. (2015). Retrieved from Coordinating Committee for Geoscience Programmes in East and Southeast Asia: <http://www.ccop.or.th/ppm/document/CAWS4/Risk%20and%20Exploration%20economy.pdf>
- Mansarovar. (2017). *The Geophysics, Petrophysics and Geomodeling Components of the integrated reservoir study for the Jazmín, Under River y Nare Sur fields, Colombia*.
- Mojica, J. (2009). Cuencas Catatumbo, Cesar – Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. *ANH*.
- Mojica, J., & Franco, R. (1990). Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena, Colombia. *Geología Colombiana No. 17*, 41-64.

- 
- Occidente, B. d. (2003). *Libros de la Colección Ecológica del Banco de Occidente*. Retrieved from Río Grande de la Magdalena: <http://imeditores.com/banocc/rio/cap2.htm>
- PEMEX. (2014). Definiciones básicas, Cap. 2. In *Las reservas de hidrocarburos de México*.
- Restrepo, J. (2006). *Los sedimentos del Río Magdalena: reflejo de la crisis ambiental*. Medellín: Colección Coediciones.
- Royero, J., & Clavijo, J. (2001). *Mapa Geológico Generalizado, Departamento de Santander. Memoria Explicativa*.
- Salazar, A. (1992). Depositional and Paleotectonic settings of the Cretaceous Sequence, Upper Magdalena Valley, Colombia, S.A. *University of South Carolina. Ph.D. Dissertation*, 200.
- Schamel, S. (n.d.). Middle and Upper Magdalena Basins, Colombia. In *Earth Sciences and Resources Institute*. Columbia, South Carolina, U.S.A.
- Schlumberger. (1989). *Cased Hole log Interpretation Principles / Applications*. Houston, Texas.
- Schlumberger. (2017). *Oilfield Glossary*. Retrieved from Schlumberger Limited.: <http://www.glossary.oilfield.slb.com>
- Van Der Hammen, T. (1958). Estratigrafía del Terciario y Maestrichtiano continental y tectogénesis de los Andes Colombianos. *Inventario Geológico Nacional. Boletín Geológico. Vol 6, 67-128*.
- Ward, D.; Goldsmith; Jimeno, R.; Cruz, A.; Restrepo, H.; Gómez, E. (1973). *Geología del Cuadrángulo H-12, Bucaramanga y H-13, Pamplona*. Departamento de Santander y Norte de Santander: Ingeominas. Boletín Geológico. Vol XXI, N° 1-3.

