

Prospección de hidrocarburos en trampas estratigráficas mediante un análisis sísmico  
estratigráfico en el sector central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (Colombia)

Slendy Yelibze Mantilla Cañas

Catherin Julieth Rico Cárdenas

Trabajo de Grado presentado como requisito para Optar por el Título de Geóloga

Director:

Mario García González

Geólogo PhD.

Codirector:

Iván Darío Olaya López

Geólogo M.Sc.

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Geología

Bucaramanga

2022

**Dedicatoria**

*Gracias a Dios y a la vida por haberme permitido cumplir uno de mis más grandes sueños, formar parte de esta maravillosa profesión. También por brindarme la inteligencia, paciencia y fortaleza para culminar las metas propuestas de este trabajo.*

*A mi familia, principalmente a mis padres Nelly y Ramon, quienes me han inspirado y motivado siempre, a Nadya y Alex, que desde la distancia sé que me han acompañado todo el tiempo. A Cata, por ser una guía en mi proceso, a mis amigos y todas aquellas personas que han pasado por mi vida, permitiéndome aprender algo académico o personal.*

*Slendy Mantilla*

**Dedicatoria**

*A Dios, por regalarme la paciencia, perseverancia y disciplina necesaria para cumplir con los objetivos de este trabajo, además de mostrarme que las situaciones más complejas que enfrentamos son las experiencias más valiosas y llenas de aprendizaje para la vida.*

*A mi familia, quienes siempre han sido mis grandes consejeros, me han brindado su apoyo y transmitido los valores y actitudes necesarias para enfrentar los grandes retos y proyectos que he realizado.*

*Catherin Rico.*

### **Agradecimientos**

*Al Servicio Geológico Colombiano (SGC) – Suministro EPIS, por su colaboración en la entrega de la información fundamental para llevar a cabo este proyecto.*

*Al docente Mario García Gonzales y al Msc. Iván Darío Olaya López, por haber sido nuestros mentores, guías y colaboradores en el desarrollo de las actividades planteadas en este trabajo, permitiéndonos lograr los objetivos propuestos.*

*A la Universidad Industrial de Santander, la escuela de Geología y sus docentes, quienes participaron en nuestro desarrollo profesional y personal durante estos años de carrera, contribuyendo a la realización de nuestros sueños.*

*A todas las personas que de alguna manera formaron parte de este proceso aportando un granito de arena en nuestro crecimiento académico y personal, siendo un apoyo en todos los desafíos que conlleva el estudio de una ciencia tan especial como lo es la geología.*

**Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	16
1. Objetivos .....	17
1.1 Objetivo General.....	17
1.2 Objetivos Específicos .....	17
2. Metodología .....	18
2.1 Etapa I. Revisión bibliográfica y recopilación de información .....	19
2.2 Etapa II: Procesamiento y análisis de datos por medio de software.....	19
2.3 Etapa III: Salida de campo.....	22
2.4 Etapa IV: Integración de la información y realización de mapas .....	23
2.5 Etapa V: Análisis de resultados y elaboración del informe final .....	25
3. Base de datos.....	25
3.1 Información de Pozos .....	25
3.2 Información sísmica .....	28
4. Marco Teórico.....	29
4.1 Estratigrafía de secuencias.....	29
4.1.1 Conceptos básicos de la estratigrafía secuencial .....	29
4.1.1.1 Secuencia .....	30
4.1.1.2 Parasecuencia .....	30
4.1.1.3 Espacio de acomodación.....	30
4.1.2 Definición y composición de una secuencia continental .....	31
4.1.2.1 Criterios usados para identificar ciclos de nivel base en secuencias continentales. ....	32
4.1.3 Estratigrafía de secuencias sísmica .....	33
4.1.3.1 Definición de terminaciones .....	34

4.1.3.2 Procedimiento de interpretación sísmico-estratigráfica..... 35

4.2 Interpretación sísmica ..... 36

4.2.1 Adquisición de datos ..... 37

4.2.2 Punto medio común (CDP) ..... 38

4.2.3 Fundamentos del método sísmico ..... 38

4.2.4 Procesamiento ..... 39

4.2.5 Velocidades presentes en la interpretación sísmica ..... 40

4.2.6 Herramientas para determinar las velocidades..... 40

4.2.7 Recomendaciones para un buen amarre pozo-sísmica ..... 42

4.3 Registros de pozos ..... 43

4.3.1 Registros litológicos..... 43

4.3.1.1 Registro Gamma Ray (GR)..... 43

4.3.1.2 Registros de Potencial Espontáneo (SP)..... 43

4.3.2 Registros resistivos..... 44

4.3.2.1 Registros inductivos..... 45

4.3.2.2 Laterologs ..... 45

4.3.2.3 Micro-resistivos ..... 45

4.3.3 Registros de porosidad..... 46

4.3.3.1 Registro de densidad..... 46

4.3.3.2 Registro sísmico ..... 47

4.3.4 Trampas..... 48

4.3.5 Trampas Estratigráficas..... 48

4.3.5.1 Trampas estratigráficas primarias ..... 48

4.3.5.2 Trampas estratigráficas secundarias ..... 50

4.3.6 Trampas estructurales..... 51

PROSPECCIÓN DE HIDROCARBUROS EN TRAMPAS ESTRATIGRÁFICAS	7
4.3.7 Trampas combinadas .....	51
4.4 Potencial petrolífero .....	52
4.4.1 Conceptos básicos .....	52
4.4.1.1 Petróleo descubierto inicialmente in situ .....	52
4.4.1.2 Recursos prospectivos.....	52
4.4.1.3 Recursos contingentes.....	52
4.4.1.4 Reservas .....	53
4.4.1.5 Recursos no recuperables.....	53
4.4.2 Parámetros petrofísicos .....	53
4.4.2.1 Porosidad .....	54
4.4.2.2 Saturación de Agua .....	55
4.4.2.3 Resistividad de la formación.....	55
4.4.4 Cálculo de reservas.....	56
4.4.4.1 Método volumétrico.....	56
5. Aspectos geológicos regionales .....	56
5.1 Localización del área de estudio.....	56
5.2 Generalidades de la cuenca del Valle Medio del Magdalena .....	57
5.2.1 Evolución geológica de la cuenca.....	58
5.2.2 Estratigrafía .....	61
5.3 Sistema Petrolífero de la cuenca del Valle Medio del Magdalena .....	63
5.3.1. Roca generadora .....	64
5.3.2. Roca almacén .....	65
5.3.3. Roca sello .....	65
5.3.4 Trampa .....	66
5.3.5. Roca sobrecarga .....	66

PROSPECCIÓN DE HIDROCARBUROS EN TRAMPAS ESTRATIGRÁFICAS	8
5.3.6 Generación y migración.....	67
6. Resultados.....	67
6.1 Análisis estratigráfico.....	68
6.1.1 Trabajo de campo.....	73
6.2 Marco estructural.....	80
6.3 Definición de topes y correlación estructural de pozos.....	82
6.4 Interpretación Sísmica.....	87
6.5 Reconocimiento de posibles trampas estratigráficas.....	91
6.6 Análisis del sistema petrolífero.....	97
6.6.1 Análisis por encima de la discordancia de Eoceno.....	99
6.6.2 Análisis por debajo de la discordancia de Eoceno.....	103
6.7 Análisis final: Definición de zonas prospectivas y cálculos volumétricos.....	108
7. Conclusiones.....	114
8. Recomendaciones.....	116
Referencias bibliográficas.....	118

**Lista de figuras**

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Metodología usada para el desarrollo del presente proyecto. ....	18
Figura 2. Ubicación de las líneas sísmicas y los pozos de la base de datos usada. ....	27
Figura 3. Arquitecturas depositacionales en función del espacio de acomodación y el aporte de sedimentos.....	31
Figura 4. Representación de ciclo estratigráfico en secuencias continentales. ....	32
Figura 5. Límites de secuencias sísmicas.....	34
Figura 6. Representación del método de reflexión sísmica a intervalos regulares a lo largo de una línea.....	37
Figura 7. Registro perfil sísmico vertical.....	41
Figura 8. Registro litológico de la Formación La Paz en el pozo Regalo-1 .....	44
Figura 9. Registros resistivos de la Formación Esmeraldas en el pozo Fuego-1.....	46
Figura 10. Registro de densidad y sónico del pozo Fuego-1 .....	47
Figura 11. Compactación anticlinal. ....	49
Figura 12. (a) Mares crecientes depositando arenas de playa y (b) Arenas de contrafuerte .....	50
Figura 13. Superficie de erosión que cubre estratos inclinados.....	51
Figura 14. Diagrama de clasificación de recursos petrolíferos. ....	53
Figura 15. Porosidad efectiva y no efectiva.....	54
Figura 16. Localización del área de estudio.....	57
Figura 17. Evolución geológica de la cuenca del Valle Medio del Magdalena. ....	59
Figura 18. Columna estratigráfica de la zona de estudio.....	61
Figura 19. Sistema petrolífero. ....	64
Figura 20. Correlación estratigráfica N-S donde se observan las Formaciones: La Paz y Esmeraldas.....	70

PROSPECCIÓN DE HIDROCARBUROS EN TRAMPAS ESTRATIGRÁFICAS	10
Figura 21. Correlación W-E de las Formaciones Esmeralda y La Paz .....	72
Figura 22. Mapa de localización de estaciones del recorrido en campo. ....	73
Figura 23. Panorámica del contacto entre la Formación Lisama y La Paz en la estación 1. ....	74
Figura 24. Afloramiento de la estación 1.....	75
Figura 25. Formación Lisama en el afloramiento de la estación 1.....	75
Figura 26. Muestra de mano del conglomerado de la base de la Formación La Paz en la estación 1.....	76
Figura 27. Afloramiento de la Formación Esmeraldas en la estación 2.....	77
Figura 28. Afloramiento de la Formación Esmeraldas en la estación 3.....	78
Figura 29. Afloramiento del contacto entre la Formación Esmeraldas y Mugrosa en la estación 4.....	79
Figura 30. Capas de alsfaltita cerca del contacto entre la Formación Esmeraldas y Mugrosa en la estación 4. ....	80
Figura 31. Marco estructural del área de estudio.....	82
Figura 32. Correlación estructural N-S de las Formaciones: La Paz, Esmeraldas y Mugrosa.....	85
Figura 33. Correlación estructural N-S de las Formaciones: La Paz, Esmeraldas y Mugrosa.....	88
Figura 34. Interpretación sísmica de la línea DM-1989-1440.....	89
Figura 35. Interpretación sísmica de la línea MERGE_DM-1987-1420_SL-1995-1420.....	90
Figura 36. Mapa estructural de la Discordancia del Eoceno, en Two Way Time (TWT). ....	91
Figura 37. Mapa estructural de la Discordancia del Eoceno con el señalamiento de los onlaps. .....	93
Figura 38. Mapa estructural al tope de Formación La Paz, con las fallas principales de la zona. .....	94
Figura 39. Mapa estructural al tope de la Formación La Paz con el señalamiento de onlaps.....	95

Figura 40. Mapa estructural al tope de la Formación Esmeraldas con las fallas principales de la zona de estudio.....	96
Figura 41. Mapa de áreas de generación y vías de migración de hidrocarburos del VMM.....	98
Figura 42. Línea DM-1987-1840 interpretada en porosidad efectiva. ....	99
Figura 43. Línea DM-1989-1660 interpretada en porosidad efectiva. ....	100
Figura 44. Línea DM-1989-1440 interpretada en porosidad efectiva para el onlap del NW. ....	101
Figura 45. Línea DM-1989-1440 interpretada en porosidad efectiva para el onlap del SE.....	102
Figura 46. Mapa estructural de la Formación La Paz ilustrando las zonas con alta porosidad efectiva y los onlaps prospectivos.....	103
Figura 47. Línea DM-2004-1000 interpretada en porosidad efectiva. ....	104
Figura 48. Línea DM-1989-1810 interpretada en porosidad efectiva para la truncación afectada por la falla.....	105
Figura 49. Mapa estructural de la Discordancia del Eoceno donde se observan las truncaciones prospectivas del Cretácico.....	106
Figura 50. Mapa de unidades litoestratigráficas bajo la Discordancia del Eoceno. ....	107
Figura 51. Mapa de localización de zonas prospectivas del área de estudio.....	109
Figura 52. Representación del área A1 en el mapa estructural de la Formación La Paz. ....	110
Figura 53. Registros de pozo utilizados para realizar el cálculo volumétrico del potencial suprayacente a la discordancia del Eoceno. ....	111
Figura 54. Valor promedio de porosidad del intervalo perteneciente a la Formación La Paz. ...	111
Figura 55. Valor promedio de saturación de agua del intervalo perteneciente a la Formación La Paz.....	112
Figura 56. Representación de las áreas A2 y A3 en el mapa de subafloramientos y contornos estructurales de la discordancia del Eoceno. ....	113

Figura 57. Comparación de los recursos recuperables calculados con las reservas recuperables  
de los principales campos petroleros de Colombia. .... 114

**Lista de tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Información de pozo suministrada por el SGC.....	26
Tabla 2. Información de pozo suministrada por la Universidad Industrial de Santander .....	27
Tabla 3. Información sísmica suministrada por el SGC-EPIS y la Universidad Industrial de Santander.....	28
Tabla 4. Cálculo del POES por encima de la discordancia del Eoceno .....	109
Tabla 5. Cálculo del POES por debajo de la discordancia del Eoceno. ....	112

## Resumen

**Título:** Prospección de hidrocarburos en trampas estratigráficas mediante un análisis sísmico estratigráfico en el sector central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (Colombia)\*

**Autores:** Slendy Yelibze Mantilla Cañas (1), Catherin Julieth Rico Cárdenas (2)\*\*

**Palabras Clave:** Trampas estratigráficas, onlaps, truncaciones erosionales, sísmica, Valle Medio del Magdalena.

### Descripción:

Las trampas estratigráficas en el Valle Medio del Magdalena son un elemento del sistema petrolífero del cual se puede profundizar su estudio y evaluación como posibles prospectos de hidrocarburos. En esta investigación por medio de la interpretación sísmica y las correlaciones estratigráficas/estructurales, se hace un reconocimiento de las terminaciones de los estratos identificados por encima de esta, a través de los *onlaps* de la Formación La Paz y Esmeraldas contra el alto estructural de La Cira y las truncaciones erosionales de las Formaciones Cretácicas Tablazo, Simití, La Luna y Umir contra esta superficie erosiva. También se analiza la porosidad efectiva que cada una de las terminaciones de los estratos seleccionados tiene para evaluar su posible acumulación. Las características sedimentológicas y estratigráficas de las formaciones que conforman el sistema petrolífero se estudian en afloramiento y con un análisis macroscópico de las rocas que se encuentran en la vía de Bucaramanga hacia Barrancabermeja. A partir de la interpretación de los horizontes sísmicos de interés, se construyeron los mapas estructurales de tres superficies: la discordancia del Eoceno, el tope de la Formación La Paz y el tope de la Formación Esmeraldas. A partir de las estructuras prospectivas identificadas y de las propiedades petrofísicas de pozos cercanos disponibles, se hacen dos cálculos volumétricos, los cuales arrojaron valores de 245 y 103 MMBLS por encima y por debajo de la discordancia del Eoceno, respectivamente.

\*Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Programa académico Geología.  
Director: Mario García Gonzalez. PhD en Geoquímica. Codirector: Iván Darío Olaya López. Msc en Geología.

**Abstract**

**Title:** Hydrocarbon prospecting in stratigraphic traps by means of a seismic stratigraphic analysis in the central sector of the Middle Magdalena Valley basin (Colombia)\*

**Authors:** Slendy Yelibze Mantilla Cañas (1), Catherin Julieth Rico Cárdenas (2)\*\*

**Key Words:** Stratigraphic traps, onlaps, erosional truncations, seismic, Middle Magdalena Valley.

**Description:**

The stratigraphic traps in the Middle Magdalena Valley are an element of the petroleum system that can be further studied and evaluated as possible hydrocarbon prospects. In this research, by means of seismic interpretation and stratigraphic/structural correlations, a recognition of the terminations of the strata identified above this one is made through the onlaps of the La Paz and Esmeraldas Formation against the structural high of La Cira and the erosional truncations of the Cretaceous Tablazo, Simití, La Luna and Umir Formations against this erosional surface. The effective porosity of each of the terminations of the selected strata is also analyzed to evaluate their possible accumulation. The sedimentological and stratigraphic characteristics of the formations that make up the petroleum system are studied in outcrop and with a macroscopic analysis of the rocks found on the road from Bucaramanga to Barrancabermeja. From the interpretation of the seismic horizons of interest, structural maps of three surfaces were constructed: the Eocene unconformity, the top of the La Paz Formation and the top of the Esmeraldas Formation. From the identified prospective structures and petrophysical properties of available nearby wells, two volumetric calculations are made, which yielded values of 245 and 103 MMBLS above and below the Eocene unconformity, respectively.

\*Degree Work

\*\* School of Physicochemical Engineering. School of Geology. Geology academic program. Director: Mario García Gonzalez. PhD in Geochemistry. Co-director: Iván Darío Olaya López. Msc of Science in Geology

## Introducción

Debido a la importancia de la producción de hidrocarburos en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena desde los inicios de la exploración petrolera en Colombia, es necesario desarrollar nuevas ideas y conocimientos para determinar aspectos poco estudiados, como las trampas estratigráficas, para la definición de nuevos prospectos y estimación de su potencial económico. La presente investigación pretende mejorar el entendimiento de los eventos estratigráficos y tectónicos que ocurrieron en la zona de estudio, analizando la influencia que tiene cada uno de los elementos de las secuencias en la formación del sistema petrolífero.

Dentro del sistema petrolífero una trampa es una estructura geológica en la que se presenta concentración o acumulación de crudo y/o gas, evitando que estos fluidos escapen de los poros de la roca almacenadora (Norman, 2012). Según sus características tectonoestratigráficas, las trampas pueden clasificarse como: estructurales, estratigráficas y combinadas. Estas han sido estudiadas a través del tiempo debido a la necesidad de la población de adquirir recursos energéticos, en este caso, los hidrocarburos, para el desarrollo de diferentes industrias y sectores económicos (De la Cruz, 2007).

La particularidad de cada una de estas trampas permite que sean evaluadas e identificadas con mayor o menor dificultad para la extracción de su potencial energético, mediante estudios geofísicos, geomorfológicos, estratigráficos y estructurales. En este caso, el reconocimiento de las trampas estructurales se ha llevado a cabo con mayor frecuencia que en los otros tipos de trampas, gracias a que los métodos de exploración desarrollados hasta el momento son más compatibles con la identificación de este tipo de prospectos.

De acuerdo con lo anterior, y teniendo en cuenta que el potencial asociado a prospectos estructurales ha venido en decadencia (UPME, 2018), esta investigación se realiza con la finalidad de ampliar el conocimiento de las trampas estratigráficas, que aún no han sido prospectadas en la

cuenca del Valle Medio del Magdalena. Estas se forman gracias a los cambios litológicos producidos por la sedimentación y la distribución espacio-temporal del ambiente de depositación, lo cual ocasiona variaciones laterales y verticales de las propiedades petrofísicas de las rocas, como porosidad y permeabilidad, permitiendo que se acoplen adecuadamente todos los elementos del sistema petrolífero: la roca sello, roca reservorio y el cierre.

Con el objetivo de buscar nuevas oportunidades de acumulación de hidrocarburos en trampas estratigráficas en el área de estudio y definir su ubicación en la cuenca, se integra información multidisciplinaria. De acuerdo con ello, se toman los conceptos básicos de estratigrafía de secuencias, mediante la cual es posible evidenciar las relaciones entre las rocas dentro de un marco cronoestratigráfico de estratos repetitivos relacionados genéticamente y limitados por superficies de erosión (Mitchum, 1977). Adicionalmente, se integra información de geología de superficie, registros de pozos, interpretación sísmica y geofísica especializada como inversión sísmica.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Identificar trampas estratigráficas asociadas a la discordancia del Eoceno mediante una interpretación sísmico-estratigráfica de las formaciones del Terciario y del Cretácico en la región central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

### **1.2 Objetivos Específicos**

- Reconocer el marco tectonoestratigráfico y geología estructural en la zona de estudio integrando la información de registros de pozos y de líneas sísmicas aplicando los conceptos de estratigrafía secuencial.

- Identificar aspectos litológicos, estratigráficos y estructurales de las formaciones de interés mediante geología de campo.
- Delinear potenciales trampas estratigráficas de hidrocarburos construyendo mapas estructurales asociados a las siguientes superficies: discordancia del Eoceno, tope de la Formación La Paz y tope de la Formación Esmeraldas.
- Calcular el Petróleo Original Equivalente in Situ (POES) asociado a las trampas estratigráficas que se presentan infrayaciendo y suprayaciendo la discordancia del Eoceno.

## 2. Metodología

Esta investigación busca hacer una integración multidisciplinaria, a partir de la aplicación de conceptos de estratigrafía secuencial, geología de campo, registros de pozos e interpretación sísmica, para definir trampas estratigráficas en áreas del Valle Medio del Magdalena. Con el propósito de lograr los objetivos propuestos, se desarrolla la metodología en cinco etapas (Figura 1).

**Figura 1.**

*Metodología usada para el desarrollo del presente proyecto.*



## **2.1 Etapa I. Revisión bibliográfica y recopilación de información**

Para esta primera etapa, se buscan diferentes fuentes de información que contengan estudios previos realizados en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, con el fin de entender la evolución tectónica y su evolución geológica. Los recursos encontrados para la zona se encuentran en el siguiente listado:

- Líneas sísmicas y pozos, estos recursos fueron suministrados por el Banco de Información Petrolera (BIP), los cuales estaban conformados por informes finales y anexos. Esta data fue la usada para realizar la interpretación sísmica de las capas del subsuelo que conforman la zona de estudio.
- Artículos científicos y libros, esta información fue encontrada por medio de estudios realizados anteriormente por entidades nacionales como la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y el Servicio Geológico Colombiano (SGC), con el fin de entender el marco geológico, su evolución a través del tiempo y el sistema petrolífero que conforma a la cuenca del Valle Medio del Magdalena.
- Cursos de estratigrafía de secuencias e interpretación sísmica, este recurso se hizo como un aprendizaje previo para definir la metodología y definición de las características principales a encontrar en el análisis de las líneas sísmicas y correlación de pozos.
- Softwares usados Petrel 2017 y Techlog 2015, estas fueron las herramientas usadas para cargar los datos de la interpretación como lo son líneas sísmicas y pozos del proyecto, con el fin de obtener la visualización sísmica, interpretación de horizontes y amarre sísmica-pozo.

## **2.2 Etapa II: Procesamiento y análisis de datos por medio de software**

Esta etapa corresponde al empleo de los softwares Petrel 2017 y Techlog 2015, por medio de los cuales se visualiza y se ejecuta el amarre de la información sísmica y de registros de pozo, y las correlaciones de pozo, para su posterior interpretación y obtención de un modelo

estratigráfico y estructural del área de estudio. Para ello se llevaron a cabo las siguientes actividades:

A. Carga de datos sísmicos y de pozo al software:

Inicialmente, en el software Petrel 2017 se creó un nuevo proyecto, al cual se le asignó el sistema de coordenadas “Power Plan: OB-BOGO: OB-BOGOTÁ” y las respectivas unidades espaciales X, Y (metros) y Z (pies). Después de georreferenciar el proyecto, se importó dentro de *main seismic folder* las 22 líneas 2D suministradas en tiempo. Debido a que estas pertenecían a diferentes programas sísmicos, fue necesario realizar un *mistie*, es decir, un desplazamiento vertical (*shift*) de modo que la topografía y los reflectores de las distintas líneas coincidieran entre sí. Para ello se trazaron líneas compuestas, en una ventana 2D del software, con el fin de visualizar y ajustar la continuidad de los reflectores en todas las líneas.

A continuación, se elaboró una base de datos de la información de pozo, necesaria para cargar los 14 pozos al software. Esta se organizó de la siguiente manera:

- *Headers*: Contienen el nombre del pozo, las coordenadas X y Y, la profundidad vertical verdadera (*TVD*), la cual define la trayectoria, y la elevación de la mesa rotaria o *Kelly Bushing* respecto al nivel del mar.
- *Topes litoestratigráficos*: indican el nombre y la posición en profundidad de las formaciones identificadas a lo largo de la trayectoria del pozo. Están sujetos a modificaciones.
- *Registros de pozo*: están conformados por los archivos con extensión. LAS.
- *Checkshots*: consisten en listas numéricas que expresan una relación entre la profundidad vertical del pozo y el tiempo de viaje de la onda sísmica en el subsuelo. Estas se utilizaron para convertir los pozos del dominio de la profundidad (pies) al dominio del tiempo sísmico (TWT en milisegundos).

Cabe mencionar que la información de pozo con la cual se construyó la base de datos fue consultada en los distintos informes geológicos y demás documentos e imágenes suministrados por el Servicio Geológico Colombiano.

Finalmente, construida la base de datos, se realizó la carga de estas al software petrel, en el orden anteriormente mencionado y verificando que los datos quedaran correctamente asignados a cada pozo. Además, para verificar la correcta georreferenciación del proyecto y ubicación espacial de las líneas sísmicas y los pozos cargados, se importó el archivo *shape* de líneas y pozos de la página web del Banco de Información Petrolera del SGC, en el cual se pudo comprobar que la ubicación de los datos cargados coincidía con la de los *shapes* originales.

Por último, se realizó la descarga de las planchas 119 y 134 del SGC, las cuales contienen la geología superficial del área del estudio. Esto con el objetivo de cargarlas al software petrel para tener control y verificación de que los contactos y estructuras interpretadas en las líneas sísmicas coincidieran con las trazadas en superficie.

#### B. Calibración de topes litoestratigráficos y correlación de pozos:

Con el fin de comprobar la correcta posición de los topes reportados en los informes de pozo, se utilizaron los registros de pozo: SP y resistivos principalmente, ya que los registros de GR, densidad y neutrón no están presentes en todos los pozos. Estos se cargaron y visualizaron en el software Techlog, junto con los topes descritos en la base de datos que se cargó previamente al software petrel.

Cabe mencionar que, además de ajustar los topes reportados, se interpretó el tope de la formación La Paz, ya que en la mayoría de los pozos solo se definía el tope del grupo Chorro (formaciones Esmeraldas y La Paz) y, para lograr mayor detalle de la interpretación de las unidades del Eoceno, era necesario definirlo. Como criterio para lograr esto, se tuvo en cuenta que la formación La Paz corresponde a las arenas basales del grupo Chorro, que tienen mayor espesor que las que hacen parte de la suprayacente formación Esmeraldas.

Posteriormente de redefinir los topes de las formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y la discordancia del Eoceno, reflectores de interés para interpretar en las líneas sísmicas, se realizaron dos correlaciones de pozos: una en dirección N-S (pozos La Negra-1 Colorado-32, Fuego-1, Mojada-1, Palmas-1 y Mugrosa Sur-1) y otra en dirección W-E (pozos Aguas Blancas-5, Colorado-32, Arrugas-1, Peña de Oro-1, Cascajales-1 y Regalo-1). Esto, con el fin de observar la variación regional del espesor de las formaciones (principalmente la formación La Paz) y sacar conclusiones respecto a formaciones de posibles trampas estratigráficas.

### C. Análisis e interpretación sísmica

Para la interpretación sísmica se hizo uso del software Petrel 2017, donde se cargaron las líneas sísmicas y se llevó a cabo el amarre de los topes de cada uno de los pozos suministrados. Para realizar este amarre a las líneas sísmicas en tiempo, se utilizaron los checkshot disponibles en los 11 pozos, ya sea en formato Excel o en gráficos de velocidad del pozo. Debido a la ausencia del registro de densidad RHOB en la mayoría de los pozos, no fue posible realizar el sismograma sintético para calibrar el amarre sísmico – pozo; en vez de ello se realizó un ajuste visual respecto al reflector que se definió como la Discordancia del Eoceno, debido a que este es el rasgo estratigráfico más visible e identificable en la sísmica, gracias a la marcada angularidad entre las unidades cretácicas y las terciarias. Después de esto, se trazaron los topes de la Formación Colorado, Formación Mugrosa, Formación Esmeraldas, Formación La Paz y la discordancia del Eoceno. En conjunto, se fueron interpretando las fallas presentes. Para comparar el trazo de los contactos en la sísmica con estos mismos en superficie, se usaron las planchas geológicas 119, 120, 134 y 135.

### **2.3 Etapa III: Salida de campo**

Con el fin de recolectar información física del área de estudio e integrarla con los datos del subsuelo para entender su evolución geológica con mayor claridad, se hace la búsqueda de las litologías correspondientes a cada una de las formaciones que están aflorando por la vía

Bucaramanga-Barrancabermeja, analizando fallas, estructuras presentes en el recorrido y la discordancia del Eoceno.

#### **2.4 Etapa IV: Integración de la información y realización de mapas**

En esta etapa se complementa la interpretación sísmica realizada anteriormente, con la información de las líneas 2D suministradas por el SGC, las cuales han sido sometidas al proceso de inversión sísmica. Este proceso transforma cada ondícula de la línea del dominio de la amplitud sísmica al dominio de la impedancia acústica, para extraer detalles que pueden ser correlacionados con la porosidad, la litología y la saturación de fluidos. En este caso, se emplearon las líneas en el dominio de la porosidad efectiva y de la impedancia acústica. Por otra parte, se generaron los mapas estructurales de los horizontes de interés, teniendo en cuenta las fallas y estructuras interpretadas. Todo esto se realizó con el fin de identificar y ubicar las posibles trampas estratigráficas presentes en el área de estudio, mediante las actividades mencionadas, y como se explica a continuación:

##### **A. Carga y análisis de líneas sísmicas invertidas**

En este trabajo se dispuso de 12 líneas sísmicas invertidas. Estas se importaron al software petrel de la misma manera que las líneas en amplitud. Seguido a esto, se ajustó la tabla de colores y los valores máximo y mínimo relacionados con cada propiedad a visualizar, en este caso, porosidad efectiva e impedancia acústica. Adicionalmente, fue necesario realizar un *shift* a cada una de ellas para hacerlas coincidir con las líneas anteriormente cargadas (en amplitud) e interpretadas. A continuación, se copió el horizonte de la discordancia del Eoceno previamente interpretado en las líneas en amplitud, a las líneas invertidas, y con esta se comprobó el correcto amarre de las líneas. Luego de lograr esto para cada línea, se procedió a identificar los reflectores con propiedades favorables de impedancia acústica y porosidad efectiva (valores mayores a 0.15) que estuvieran en relación de *onlap* contra la discordancia del Eoceno, lo cual se pudiera considerar como posible trampa estratigráfica. Estos reflectores de interés se interpretaron como Formación

La Paz, dado que en la Etapa II este horizonte no había sido interpretado totalmente, principalmente hacia el oeste de la zona de estudio, donde no se contaba con información de pozo.

Seguidamente se definió el horizonte de la formación La Paz en las líneas invertidas, se trazaron los *onlaps* identificados en ellas, y se eliminaron algunos que se habían interpretado incorrectamente. A continuación, se copió la interpretación de este horizonte a las líneas sísmicas en amplitud, uniendo y verificando la interpretación previamente realizada en la Etapa II, de modo que todos los horizontes de interés quedaran correctamente interpretados.

#### B. Generación de mapas estructurales

Una vez finalizada la interpretación de los horizontes y de las fallas, se procedió a realizar los mapas estructurales de 3 horizontes de interés: discordancia del Eoceno, Formación La Paz y Formación Esmeraldas. Esto se logró mediante el siguiente flujo de trabajo:

- Primero, se creó un polígono que cubriera la totalidad del área de estudio, que sirviera como límite de interpolación de la superficie a crear.
- Segundo, se generó una superficie inicial, la cual no tiene en cuenta aún las fallas interpretadas, pero será de importancia para generar la superficie final.
- Tercero, se elaboró un marco estructural, utilizando el módulo *Structural Modeling* del software petrel. Allí se creó un nuevo *structural framework* en tiempo. En la pestaña *Fault Framework* se agregaron las principales fallas interpretadas, y así se generó el modelo de fallas.
- Cuarto, en la pestaña *Boundary Definition* se seleccionó la superficie creada en el paso dos para que sirviera como límite de la superficie final.
- Por último, luego de definir el límite de la superficie se activa la opción *Horizon Modeling* en la cual se agrega como entrada de nuevo la superficie generada en el paso 2. Finalmente, el mapa estructural final es generado, teniendo en cuenta el salto de las fallas agregadas en el *structural framework*.

Este flujo de trabajo se realizó para cada uno de los 3 horizontes mencionados, obteniendo así los mapas estructurales necesarios para plantear el análisis de resultados y las conclusiones del trabajo.

### **2.5 Etapa V: Análisis de resultados y elaboración del informe final**

En esta etapa final, se hace la integración de los resultados obtenidos para cada una de las etapas y se construyen las conclusiones. De esta manera se recopila la información necesaria para elaborar el informe final con los posibles prospectos de trampas estratigráficas de la zona estudiada en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Adicionalmente, se hace una representación gráfica por medio de un mapa del territorio para ubicar cada uno de los posibles prospectos y se realizan 2 cálculos volumétricos preliminares del potencial hidrocarburífero que puede contener la zona de interés señalada.

## **3. Base de datos**

Los datos e información utilizados para la elaboración de este proyecto fueron proporcionados por el Servicio Geológico Colombiano (SGC Suministro EPIS) y por la Universidad Industrial de Santander, por parte del director del proyecto Mario García Gonzales. La data total utilizada consta de 22 líneas sísmicas (22 en amplitud y 12 procesadas por inversión sísmica, en el dominio de impedancia y porosidad efectiva) e información de 14 pozos (registros, documentos e imágenes). A continuación, se describe brevemente la información:

### **3.1 Información de Pozos**

**Tabla 1.**

*Información de pozo suministrada por el SGC.*

REGISTROS	AGUAS BLANCAS-5	ARRUGAS-1	COLORADO-9	FUEGO-1	LA NEGRA-1	MOJADA-1	PEÑA DE ORO-1
CALI	X			X	X	X	X
DT	X	X		X	X	X	X
SP	X	X	X	X	X	X	X
SN	X		X	X	X	X	X
CILD	X			X	X	X	X
ILD	X			X	X	X	X
MINV	X	X		X	X		
MNOR	X	X		X	X		
MCAL	X	X			X		
GR		X		X			
CCL		X					
INTT		X		X			
CBL		X					
3RD			X				
4RD			X				
LLS				X			
LLD				X			
PROX				X			
RHOB				X			
NPFI				X			
DRHO				X			
ITT						X	
	Descripción muestras de corazonos	Operación directa	Resumen histórico del pozo	Informe geológico final	Sección transversal Aguas Blancas-2 a La Negra-1	Informe geológico final	Análisis petrográfico
<b>DOCUMENTOS</b>	Marcadores Geológicos	-	-	-	-	Registro de velocidad	Informe de terminación oficial de pozo
	Informe de terminación del pozo	Gráficos de velocidad	-	Registro de velocidad	-	Interpretación geológica	-
<b>IMÁGENES</b>	Registro gráfico compuesto	Registro gráfico compuesto	Registros eléctricos	-	Registro gráfico compuesto	Campo Colorado (sector Sur)	Registro gráfico compuesto
	-	-	Columna estratigráfica	-	-	-	-

En el presente trabajo se utilizó información de 14 pozos, 7 de los cuales fue suministrada por el SGC (tabla 1) y los restantes, por el docente director del proyecto (tabla 2). Esta información fue utilizada para realizar 2 correlaciones estratigráficas y estructurales de pozos (N-S y E-W), amarrar los topes de formaciones definidos en cada uno de ellos a las líneas sísmicas cercanas y obtener información litológica detallada a partir de los registros de pozo y documentos e imágenes de cada uno de ellos.

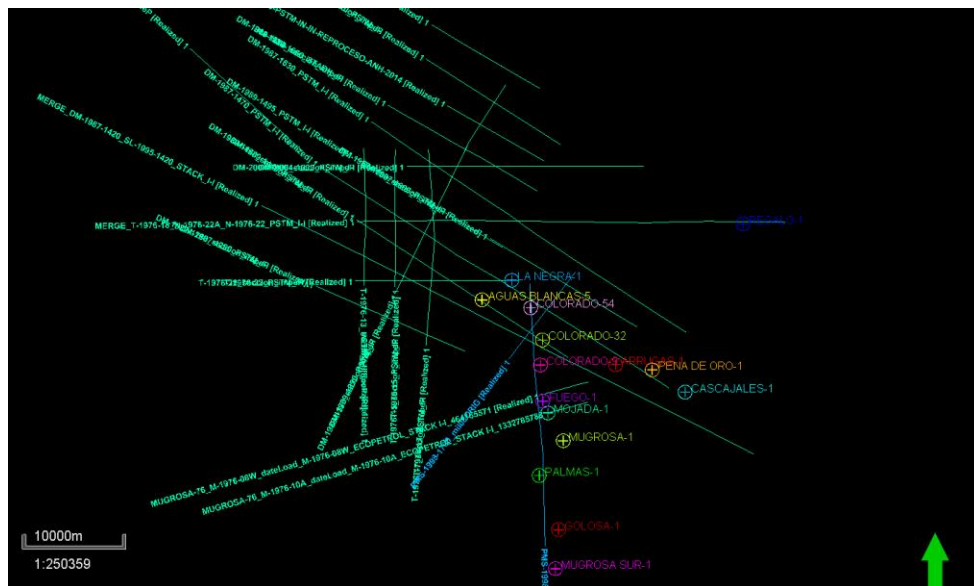
Tabla 2.

Información de pozo suministrada por la Universidad Industrial de Santander.

REGISTROS	CASCAJALES-1	MUGROSA SUR-1	PALMAS-1	REGALO-1	COLORADO-54	COLORADO-32	GOLOS-A-1
CALI	X	X	X	X	X	X	
DT	X	X	X	X	X	X	
SP	X	X	X	X	X	X	
SN	X	X	X	X	X	X	
CILD	X	X	X	X			
ILD	X	X	X	X	X		
MINV	X	X	X	X	X	X	
MNOR	X	X	X	X	X	X	
MCAL	X		X		X	X	
GR	X	X	X	X	X		
CCL							
INTT			X				
CBL							
RESD					X	X	
RESS					X	X	
LLS		X	X				
LLD		X	X				
PROX	X	X	X	X			
RHOB	X		X				
NPHI	X	X	X	X			
DRHO			X				
ITT			X	X			
DOCUMENTOS	Informe geológico final	Informe geológico final	Informe geológico final	Informe geológico final	-	-	Informe geológico final

Figura 2.

Ubicación de las líneas sísmicas y los pozos de la base de datos usada.



### 3.2 Información sísmica

La información sísmica fue suministrada por el SGC y el director del presente proyecto, Mario García Gonzales. Esta consta de 22 líneas sísmicas 2D, migradas en tiempo antes de apilado (PSTM) como se puede observar la (Tabla 3). El área correspondiente a las líneas de interés abarca una superficie aledaña a los campos Colorado y La Cira-Infantas. Además, 12 de las líneas PSTM en Amplitud suministradas por el SGC (Tabla 3) presentan un procesamiento adicional (inversión sísmica), gracias a lo cual es posible observarlas en el dominio de la impedancia acústica y de la porosidad efectiva, propiedades de interés para identificar aspectos litológicos y de comportamiento de los fluidos en el subsuelo.

**Tabla 3.**

*Información sísmica suministrada por el SGC-EPIS y la Universidad Industrial de Santander.*

Líneas Sísmicas suministrada por la EPIS	
Nombre	Con Inversión Sísmica
DM-2004-1000_PSTM_I-I	x
DM-1987-1280_PSTM_I-I	x
MERGE_DM-1987-1420_SL-1995-1420_STACK_I-I	
DM-1987-1470_PSTM_I-I	
DM-1987-1600_PSTM_I-I	x
DM-1987-1630_PSTM_I-I	
DM-1987-1840_PSTM_I-I	x
DM-1989-1370_PSTM_I-I	x
DM-1989-1440_PSTM_I-I	x
DM-1989-1495_PSTM_I-I	
DM-1989-1660_STACK_I-I	x
DM-1989-1680-PSTM-IN-IN-REPROCESO-ANH-2014	
DM-1989-1810_PSTM_I-I	x
M-1976-08W_ECOPEPETROL_STACK_I-I_464165571	
M-1976-10A_ECOPEPETROL_STACK_I-I_1332785788	
MERGE_T-1976-18_N-1976-22A_N-1976-22_PSTM_I-I	
T-1976-13_PSTM_I-I	x
T-1976-15_PSTM_I-I	x
T-1976-17_PSTM_I-I	x
T-1976-18_PSTM_I-I	
T-1976-22_PSTM_I-I	x
Líneas Sísmicas suministradas por el director de la tesis	
PMS-1998-370_mii08ORIG	
PMS-1998-1700_mii08ORIG	

## 4. Marco Teórico

### 4.1 Estratigrafía de secuencias

La interpretación y modelamiento estratigráfico ha venido evolucionando constantemente desde la introducción de valiosas herramientas como la estratigrafía sísmica, la cual fue propuesta formalmente por Mitchum et al. (1977) como una ciencia que se encarga del estudio de los rasgos estratigráficos y de las facies sedimentarias a partir de perfiles sísmicos y de la integración de estos con otros datos como registros de pozos y bioestratigrafía. La gran importancia de la estratigrafía sísmica y el interés que esta ha tenido en el reconocimiento de las unidades que conforman una cuenca sedimentaria, ha dado lugar al desarrollo de la estratigrafía secuencial. Van Wagoner et al. (1987) la definen como "el estudio de las relaciones de las rocas dentro de un marco cronoestratigráfico de estratos repetitivos, genéticamente relacionados y limitados por superficies de erosión o no deposición, o sus conformidades correlativas" (p. 11).

Según Vera (1994), la estratigrafía secuencial es un método sintético que ha sido desarrollado por Vail y sus colaboradores, partiendo del análisis de perfiles sísmicos y de la observación en el campo de las relaciones geométricas entre los conjuntos de estratos genéticamente relacionados y las unidades cronoestratigráficas, intentando establecer un marco lo más detallado posible en el que se identifiquen y reconstruyan los ciclos del nivel relativo del mar. Por otra parte, otros autores plantean que "la estratigrafía secuencial se entiende como la expresión de la historia de los cambios del nivel del mar en el registro estratigráfico, en especial de aquellos debidos a factores eustáticos, que permitan correlaciones a escala global" (Vera, 1994, p. 626).

#### *4.1.1 Conceptos básicos de la estratigrafía secuencial*

En la metodología de estudio de una cuenca sedimentaria se debe tener claro algunos conceptos para llevar a cabo el análisis e interpretación de datos de geología del subsuelo (imagen

sísmica) o de datos de observación en campo, que permitan reconocer los ciclos estratigráficos y las diferentes fracciones de estos a nivel de la cuenca sedimentaria:

**4.1.1.1 Secuencia.** La unidad fundamental de la estratigrafía de secuencias es la secuencia, la cual se define como una sucesión relativamente conforme de estratos relacionados genéticamente y limitados en su techo y en su base por discordancias o sus conformidades correlativas. Está formada por una sucesión de sistemas depositacionales relacionados genéticamente (System Tracks) y se establece que su depositación ocurrió entre puntos de inflexión de caída de la curva eustática (Olaya, 2021). De acuerdo a lo anterior, los cambios relativos del nivel del mar y del espacio de acomodación de sedimentos son los factores principales que dan lugar a la secuencia.

**4.1.1.2 Parasecuencia.** Según Vera (1994), “en estratigrafía secuencial se define como parasecuencia a una sucesión relativamente concordante de estratos o conjuntos de estratos limitada por superficies de inundación marina” (p. 638). Así mismo, Van Wagoner et al. (1987) define que las parasecuencias son progradacionales y de acuerdo a ello, sus estratos exhiben características de facies de ambientes cada vez más someros hacia el techo.

**4.1.1.3 Espacio de acomodación.** Es el potencial espacio disponible para que los sedimentos se depositen en la cuenca y está sujeto a dos factores: la variación del nivel del mar (eustasia) y el movimiento del fondo marino (subsistencia tectónica) (Posamentier y Allen, 1999). En este sentido, existen tres patrones de apilamiento según la relación espacio de acomodación vs aporte de sedimentos (Figura 3):

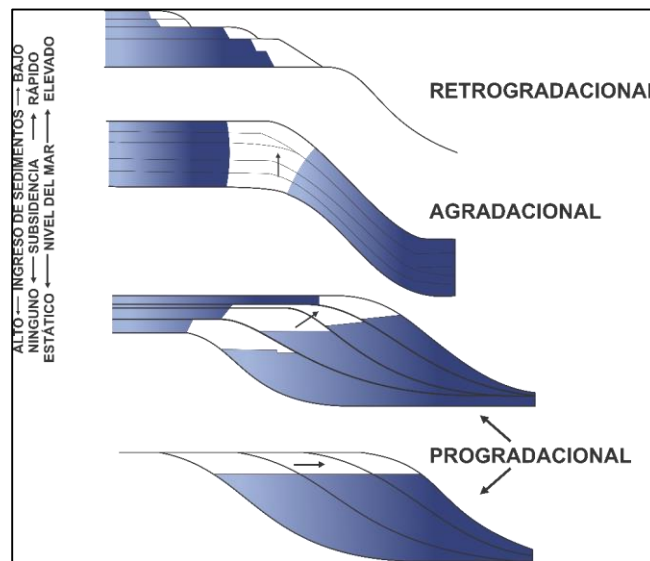
a) Progradacional, donde la cantidad de sedimentos que llega a la cuenca es mayor que el espacio de acomodación que esta provee. Normalmente se asocia a una caída del nivel relativo del mar y a la formación de una secuencia granocreciente.

b) Retrogradacional, en la cual disminuye el aporte de sedimentos y la cuenca sufre una rápida subsidencia, lo que se traduce en un aumento del nivel relativo del mar y conduce a la formación de una secuencia granodecreciente.

c) Agradacional, en la que la cantidad de sedimentos que llega a la cuenca es casi la misma que puede potencialmente acomodarse en el espacio disponible. En este caso, el nivel relativo del mar permanece invariable.

### Figura 3.

*Arquitecturas depositacionales en función del espacio de acomodación y el aporte de sedimentos.*



*Nota:* Tomada de Physical Accommodation, por (SEPM, 2021)

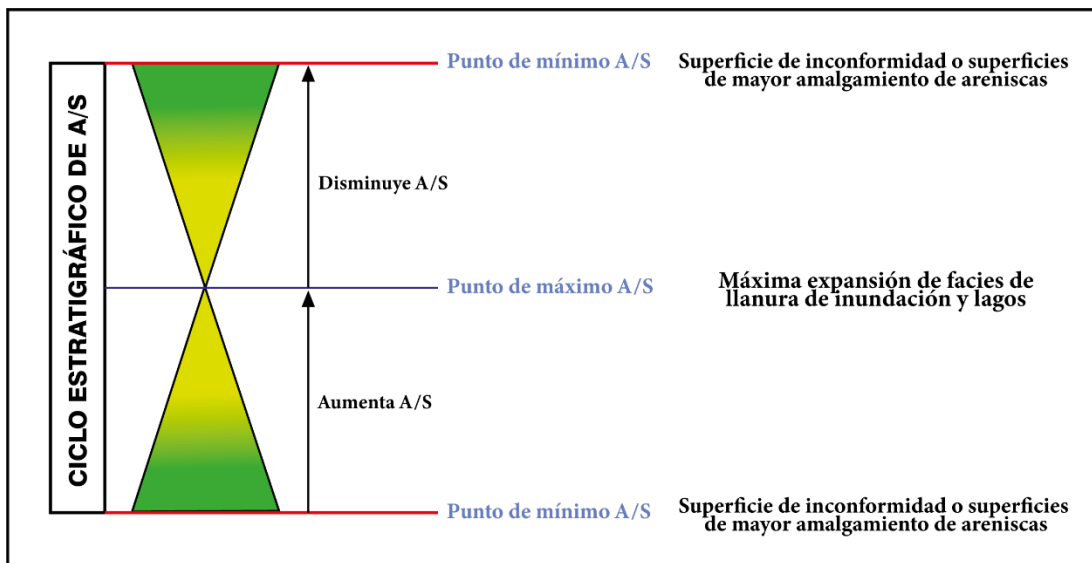
#### 4.1.2 Definición y composición de una secuencia continental

Las secuencias que no presentan facies de ambientes marinos, como las que se considerarán en este trabajo de investigación, se denominan secuencias continentales, las cuales no están formadas por *system tracts*, sino por ciclos del nivel base. En este caso, un ciclo del nivel base es

el tiempo registrado en la roca que transcurre entre un aumento y una caída en la relación entre Acomodación vs. Suministro de sedimentos (A/S) (Figura 4). Se asume que los puntos de cambio ocurren simultáneamente a través de la cuenca.

**Figura 4.**

*Representación de ciclo estratigráfico en secuencias continentales.*



*Nota:* Tomado y modificado de Ramón & Cross (1997).

**4.1.2.1 Criterios usados para identificar ciclos de nivel base en secuencias continentales.** Según Ramón y Cross (1997), existen cinco criterios para definir ciclos estratigráficos en secuencias continentales. Estos son:

a) Patrones de sucesiones de facies en ciclos de pequeña escala mostrados en su posición relativa de condiciones de A/S dentro de ciclos de más largo término. Se pueden identificar porque la sucesión de facies registra la migración pendiente arriba de ambientes lateralmente unidos o desde el centro de la cuenca hacia el margen de la cuenca (subida del nivel base), o porque la sucesión

de facies registra la migración pendiente abajo de ambientes lateralmente unidos (caída del nivel base).

b) Cambios verticales en los atributos físicos de una misma facies: Se deben analizar las gradaciones verticales en textura, en fábrica, en el carácter de la estratificación o en otros atributos físicos dentro de una misma facies sedimentaria. Si se incrementa la variedad de los elementos geomorfológicos preservados o se incrementa la proporción preservada de un tipo particular de facies, es un aumento de A/S.

c) Simetría de los ciclos: Los estratos continentales tienden a formar ciclos más simétricos en condiciones de alta proporción A/S y ciclos más asimétricos durante condiciones de baja A/S.

d) Patrones de apilamiento de los ciclos: Los cambios de espesor, en la simetría y en las proporciones de las facies en una serie de ciclos en pequeña escala, registran tendencias unidireccionales de más largo término de aumento o disminución de A/S.

e) Relaciones geométricas de los estratos: *Downlap* y truncación erosional indican disminución de A/S; *onlap*, *toplap* y agradación concordante indican aumento de A/S.

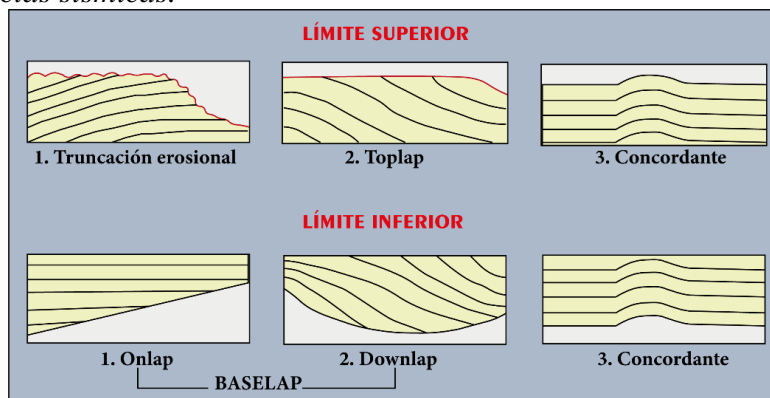
#### ***4.1.3 Estratigrafía de secuencias sísmica***

La estratigrafía sísmica precedió al desarrollo de la estratigrafía de secuencias, ya que fue implementada en la década de los 70 por el Dr. Peter Vail y su grupo de investigación. Esta consiste en predecir el tipo de depósito sedimentario que existe en un sector de la cuenca, a partir de la integración de información multidisciplinaria de un área determinada y la interpretación de terminaciones y patrones de facies sísmicas. De esta manera, la predicción de la litología presente podría utilizarse, en un sentido práctico, para definir las propiedades petrofísicas que convierten o no a la secuencia en un yacimiento de hidrocarburos. Más adelante, la aplicación de los conceptos de estratigrafía sísmica a corazonces, afloramientos y registros de pozos se denominó estratigrafía de secuencias (Olaya, 2021).

**4.1.3.1 Definición de terminaciones.** Los límites de secuencias marinas o continentales y los ciclos estratigráficos que las componen se reconocen en sísmica mediante los reflectores, los cuales son líneas de tiempo que permiten definir unidades y ambientes depositacionales, reconocer deformación estructural pre, sin o post depositacional, y la paleogeografía y evolución geológica. En este sentido, se reconocen algunos tipos de límites de las secuencias sísmicas.

### Figura 5.

*Límites de secuencias sísmicas.*



*Nota:* Tomado y modificado de Olaya (2021)

La figura 5 ilustra relaciones concordantes y discordantes entre estratos y límites de secuencias depositacionales. Si los estratos suprayacentes e infrayacentes al límite de secuencia son paralelos entre sí, indica que estos son concordantes y no hay evidencia física de una inconformidad (figura 5, límite superior 3 y límite inferior 3); de lo contrario, habrá evidencia de una discordancia.

Así mismo, los límites inferiores de las secuencias pueden ser de tipo *onlap* cuando se observa la terminación buzamiento arriba de estratos aproximadamente horizontales contra una superficie inclinada y, por lo general, evidencian una secuencia transgresiva y granodecreciente; *downlap*, cuando se observa que no existen cambios del nivel del mar significativos; y concordante cuando la superficie es paralela a la estratificación suprayacente. Los límites superiores pueden ser de tipo truncación erosional, cuando se observa una discordancia que indica erosión subaérea de

los estratos infrayacentes; *toplap*, cuando no hay evidencia de exposición subaérea de los estratos, lo que indica un hiato no depositacional y la presencia de facies marinas someras; y concordante, cuando el límite superior es paralelo a los estratos suprayacentes (Mitchum et al., 1977).

**4.1.3.2 Procedimiento de interpretación sísmico-estratigráfica.** Según la metodología propuesta por Olaya (2021) este procedimiento consiste en siete pasos:

a) Análisis sísmico estratigráfico: Este paso define los paquetes de reflexiones genéticos referidos como secuencias sísmicas y *system tracts* sísmicos mediante la identificación de discontinuidades sobre las bases de patrones de terminaciones de reflexiones. Dos patrones, *onlap* y *downlap*, ocurren arriba de las discontinuidades; 3 patrones, truncaciones, *toplap* y truncaciones aparentes, ocurren bajo las discontinuidades. Los límites de secuencias son caracterizados por *onlap* regional y truncación. Con una excepción, los límites de *system tracts* dentro de una secuencia son caracterizados por *downlap* regional.

b) Análisis de secuencias en registros de pozos: Este paso identifica preliminarmente secuencias y *system tracts* mediante la interpretación de litofacies depositacionales y patrones de apilamiento en registros de pozos usando corazones y ripios para calibrar los registros. Después, se identifican las secuencias y *system tracts* a partir de las litofacies interpretadas y se determinan los cambios en acomodación con base en los patrones de apilamiento de las parasecuencias. Esta identificación preliminar se chequea de dos formas: datando bioestratigráficamente los horizontes claves en los registros y correlacionándolos con la carta de ciclos globales del nivel de mar o usando perfiles sísmicos.

c) Amarre sísmica-pozo: Los propósitos de este amarre son llevar cuidadosamente la información desde los registros de pozos hasta la sección sísmica y conocer qué causa las reflexiones sísmicas. Este proceso requiere el uso del sismograma sintético. Es recomendable que el análisis de secuencias sísmicas y el análisis de secuencias en registros se hagan independientemente y después sean corroborados o ajustados mediante el amarre con el sismograma.

d) Análisis de facies sísmicas: El propósito de este paso es identificar, mediante la geometría de los reflectores, las secuencias sísmicas y *system tracts* para posteriormente predecir tipos de fluidos y cambios laterales de litofacies. Esta predicción se hace mediante la calibración con registros de velocidad.

e) Interpretación de ambientes depositacionales y facies: Este paso consiste en la interpretación de ambientes depositacionales y litofacies, a partir de los parámetros sísmicos y el conocimiento de la geología regional.

f) Modelamiento sísmico directo: Este paso tiene tres propósitos. Primero: Interpretar estratigrafía y composición de fluidos cerca de los límites de la resolución sísmica mediante el análisis de la forma de la ondícula. Segundo: Realizar una simulación sísmica de una sección geológica mostrando estratos y contrastes de impedancia acústica. Estas secciones se hacen comúnmente para compararlas con las secciones sísmicas reales y entender la respuesta sísmica. Y tercero: Simular los patrones de las reflexiones mediante el cálculo de las tasas de subsidencia, eustasia y aporte de sedimentos

g) Interpretación final integrada: Durante este paso, se integra toda la información disponible.

#### **4.2 Interpretación sísmica**

Para la recolección de datos por medio de la sísmica se hace uso de una explosión generada con dinamita en la tierra, donde se quiere lograr el reconocimiento de las unidades y generar un estudio de la zona, por medio de la onda generada hacia abajo en el suelo. El pulso original de la explosión continúa viajando hasta debilitarse gradualmente, generando ecos cada vez que hay un cambio de dureza en la roca hacia la superficie donde se encuentran los geófonos (en tierra) o hidrófonos (en mar). A menudo las señales emitidas por la dinamita son escuchadas por un tiempo de seis segundos, debido a que las señales después de ese tiempo son débiles (Badley, 1985).

Por medio de los métodos sísmicos se realiza la interpretación de la información geológica del subsuelo como las estructuras y estratigrafía de los estratos, permitiendo localizar

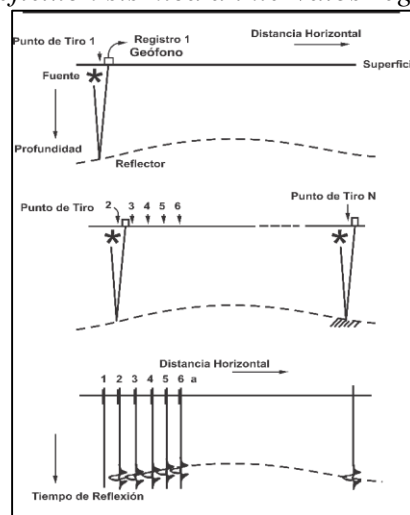
hidrocarburos a través de reflexiones y refracciones de las ondas aplicadas de la zona a estudiar. Existen diferentes métodos sísmicos: Gravimetría, magnetometría, sismología, entre otros, cada uno de estos usado según la finalidad deseada para la investigación (Olaya, 2021).

#### 4.2.1 Adquisición de datos

En la recopilación de los datos del subsuelo se cuenta con el golpe inicial llamado disparo, la ubicación geográfica o punto de disparo, los ecos de llaman reflejos, el flujo de reflexiones que es captado por el geófono y lo registra durante el tiempo de escucha se denomina traza, los reflejos que resultan de las ondas sonoras que hacen un viaje de regreso adicional, se denotan como múltiplos y por último el sonido resultante, también recibe el nombre de pulso fuente o la ondícula fuente.

#### Figura 6.

*Representación del método de reflexión sísmica a intervalos regulares a lo largo de una línea.*



*Nota: Tomado de Badley (1985)*

Dentro de las propiedades de la roca esta la dureza, se llama impedancia acústica y se calcula por medio del producto de la velocidad con la densidad de la roca; los límites donde esta cambia se nombra límite de impedancia acústica o reflector sísmico (Badley, 1985).

El pulso sísmico es detonado por el estallido de la carga explosiva, esto recibe el nombre deconvolución y a medida que va atravesando la tierra se van generando reflejos superpuestos por los ecos repetidos, este proceso se llama convolución. Las ondas que traspasan el terreno pueden ser de tres tipos: Longitudinales o de compresión, transversales o de cizallamiento y superficiales.

#### **4.2.2 Punto medio común (CDP)**

En adquisición sísmica multicanal donde las capas no se inclinan, el punto común de reflexión situado en profundidad en un reflector, o el punto situado a mitad de camino cuando una onda se propaga desde una fuente hasta un reflector y desde allí hasta un receptor. En el caso de las capas planas, el punto de reflejo común (punto común profundo) se encuentra situado verticalmente por debajo del punto medio común. En el caso de las capas inclinadas, no existe ningún punto medio común compartido por múltiples fuentes y receptores, de modo que es necesario la corrección por sobretiempo debido al echado con el fin de reducir el traslape, o la mezcla inadecuada, de los datos (Olaya, 2021).

#### **4.2.3 Fundamentos del método sísmico**

##### **a) Impedancia acústica**

Esta propiedad se caracteriza por ser la resistencia que presentan las rocas a las ondas sísmicas. Para calcular la impedancia acústica se mide la velocidad de propagación que muestran las ondas sísmicas debajo de la superficie revelando las características de deformabilidad que presenta el lugar. Se puede calcular por la siguiente ecuación donde  $v$  es la velocidad y  $\rho$  es la densidad (Olaya, 2021).

$$z = v * \rho$$

La reflexión de la onda puede ser positiva o negativa según la composición de cada una de las capas que componen la estratigrafía. Cuando la capa superpuesta tiene menor dureza que la capa subyacente (esto quiere decir que tiene una impedancia acústica más baja), la reflexión se considera positiva; en el caso opuesto sería negativa (Badley, 1985).

**b) Coeficiente de reflexión**

El tipo y tamaño relativo del cambio de impedancia acústica se define por el coeficiente de reflexión (Badley, 1985).

$$CR = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} = \frac{V_2\rho_2 - V_1\rho_1}{V_2\rho_2 + V_1\rho_1}$$

Donde  $z$ , es la impedancia acústica,  $Z_2$  y  $Z_1$  corresponden a la roca inferior y superior respectivamente.

**4.2.4 Procesamiento**

Después de realizar la recolección de datos se procede a la etapa donde se construye la sección sísmica, para unir la información recolectada por cada uno de los geófonos y reordenar cada uno de los datos en la serie correspondiente. Luego, se hacen las correcciones estáticas para compensar la diferencia de alturas del terreno (colinas o valles), los efectos de la velocidad en cada una de las capas, profundidad de los hidrófonos, entre otros.

Se continua con la agrupación de cada una de las familias por medio del CDP, en donde se puede analizar cada una de las velocidades que se produjeron en el subsuelo.

Según Badley (1985), “El análisis de velocidad proporciona las velocidades de movimiento normal (NMO). Dado que la misma reflexión en cada traza CDP se habrá registrado en tiempos progresivamente mayores para desplazamientos crecientes debido a las trayectorias de viaje cada vez más largas, la velocidad NMO apropiada aplicada a un reflector tiene el efecto de llevar la reflexión al mismo tiempo para todos los rastros en el CDP se reúnen. Después de la corrección NMO, las trazas están listas para el siguiente paso principal de la secuencia de procesamiento, en el que se suman todos los valores correspondientes a un tiempo de reflexión particular en cada traza. Este proceso, llamado apilamiento, no solo mejora las reflexiones de los reflectores verdaderos, sino que también suele conducir a una reducción del ruido. Comúnmente, se aplica después una segunda operación de deconvolución” (p. 3).

#### ***4.2.5 Velocidades presentes en la interpretación sísmica***

La velocidad es un parámetro de la roca, del cual se pueden obtener características. A partir de los registros sísmicos el parámetro de velocidad puede ser calculado por medio del registro sísmico, check shot, perfil sísmico vertical, entre otros. Existen diferentes tipos de velocidades, éstas se nombran a continuación.

- a) Velocidad intervalo: Esta velocidad está asociada a cada uno de los cambios de litología.
- b) Velocidad promedio: Se define como la relación entre el desplazamiento que realiza la onda y el tiempo total que le llevo para realizarlo.
- c) Velocidad instantánea: Velocidad a través de un intervalo muy pequeño.
- d) Velocidad de apilamiento: Es aquella que mejor suma las trazas de un punto común del subsuelo.
- e) Velocidad RMS: es la raíz cuadrada de la suma de las velocidades intervalo. Sea próxima a la velocidad de apilamiento para un offset pequeño y reflectores planos. No es un parámetro físico medible, es mayor que la promedio y menor que la de apilamiento.

#### ***4.2.6 Herramientas para determinar las velocidades***

a) Registro continuo de velocidad. Borehole compensated (BHC): Inventado en 1952. Esta herramienta de registro sísmico permite la medición del tiempo de tránsito por una distancia de un pie, emitiendo pulsos de 20 Khz a medida que avanza dentro del pozo. Tiene diferentes aplicaciones como los son: la porosidad y la pseudodensidad, impedancia sísmica y análisis de forma de la onda sísmica (Olaya, 2021). Este método también puede presentar desventajas cuando se usa debido a que es afectado por el estado del pozo, mide pequeñas distancias a frecuencias ultrasónicas no comparables con la sísmica, comúnmente no es corrido en superficie y es incapaz de medir velocidades menores que la velocidad del fluido de perforación (crítico en arenas con gas).

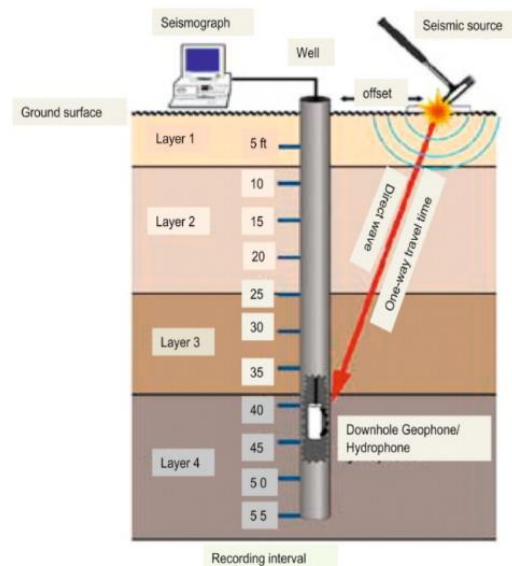
b) Check Shot Survey: Es un tipo de dato sísmico de pozo que se encarga de medir el tiempo de viaje sísmico desde la superficie de la tierra hasta una profundidad conocida, por medio de la velocidad de las ondas que usa el geófono para reconocer cada una de las formaciones de las cuales recibe una señal resultante. Después de obtenida la información, esta puede correlacionarse con datos sísmicos de superficie corrigiendo el registro sísmico y generando un sismograma sintético para completar o corregir las interpretaciones sísmicas (Olaya, 2021).

c) Sísmica de pozo (Perfil Sísmico Vertical VSP simple y compuesto): Esta herramienta permite conocer la geología de los alrededores y puede llegar más allá de la profundidad de pozo. Se basa en medición obtenida en un pozo vertical que utiliza geófonos en su interior y una fuente en la superficie cercana al pozo. Un VSP se caracteriza por ser un levantamiento detallado por las posiciones cercanas en la que se encuentran cada uno de los geófonos (Olaya, 2021).

d) El sismograma sintético: Es usado para correlacionar los datos geológicos de los pozos con la sísmica, por medio de la energía acústica que se propaga a través de las capas de la tierra. Se construye a partir del registro sísmico y el de la densidad (Olaya, 2021).

### Figura 7.

*Registro perfil sísmico vertical.*



*Nota:* Tomado de Onajite (2014).

#### ***4.2.7 Recomendaciones para un buen amarre pozo-sísmica***

Para realizar una adecuada interpretación de las reflexiones hasta el momento el amarre de los pozos a las líneas sísmicas es el proceso principal. Por esta razón es importante tomar en cuenta, cada una de las recomendaciones y de esta manera disminuir el porcentaje de error. A continuación, se describen algunos de los errores potenciales en el amarre según Olaya (2021).

- a) Las profundidades y los tiempos deben tener referencias según el nivel del mar o datum sísmico del lugar a perforar.
- b) Los amarres entre líneas sísmicas que provienen de diferentes programas pueden generar errores. Estos misites también pueden ser producidos por: Cambios de polaridad, diferencias en las velocidades de apilamiento o corrección de datum, malas correcciones estáticas, anomalías cercanas a la superficie e interferencias difíciles de corregir.
- c) Las polaridades del sismograma y la sección deben ser iguales.
- d) Se recomienda la identificación preliminar de los límites de las secuencias sísmicas y otros reflectores de importancia cronoestratigráfica y litológica.
- e) Los topes estratigráficos en algunos casos no se van a encontrar expresados directamente por la sísmica debido a su baja resolución, por lo cual pueden estar basados en la paleontología.
- f) Cuando el espesor de los estratos litológicos es menor que media ondícula no podrán ser definidos adecuadamente sus límites de tope y base.
- g) Es importante verificar que los cambios de velocidad sean reales y no generados por malas condiciones, para verificar esto se usan los registros calíper.
- h) Para realizar un buen amarre se debe seleccionar un buen punto especialmente si el pozo no se encuentra ubicado exactamente sobre la línea sísmica.
- i) Cuando hay límites de impedancia acústica derivados del registro sónico que presentan incertidumbre se debe emplear el registro de densidad para aclarar las vecindades del objetivo.

### 4.3 Registros de pozos

Los registros de pozos son herramientas utilizadas para evaluación de las propiedades petrofísicas de las rocas y la presencia de fluidos en el subsuelo, cuya estimación es de suma importancia en el desarrollo de la industria petrolífera y de otros campos de la geología como la hidrogeología y la prospección de energía geotérmica. En este trabajo de investigación, se utilizarán algunos de estos registros con el fin de integrarlos junto con la información sísmica para desarrollar un modelo estratigráfico detallado de la zona de estudio, que permita la identificación de trampas estratigráficas en el área.

Dependiendo del tipo de información que puedan suministrar, los registros se clasifican en litológicos, resistivos y de porosidad. A continuación, se define cada uno de ellos.

#### 4.3.1 Registros litológicos

Evidencian el tipo de litología mediante la estimulación de los componentes radiactivos que se encuentran en las unidades. Estos son el registro Gamma Ray y Potencial Espontáneo.

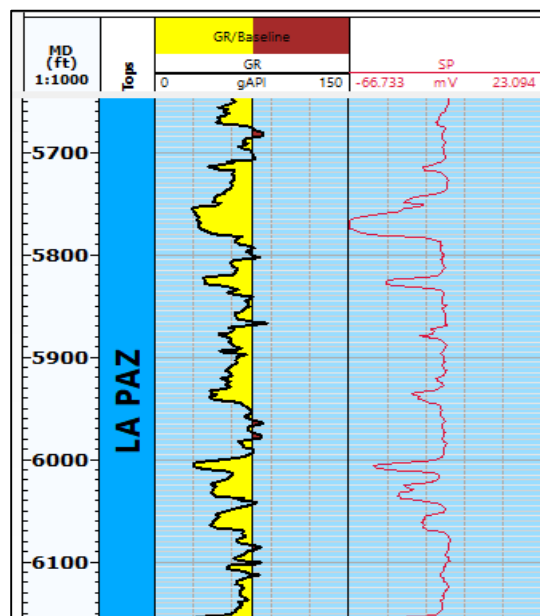
**4.3.1.1 Registro Gamma Ray (GR).** Aprovecha la emisión natural de rayos gamma que poseen las rocas, teniendo en cuenta que, durante la meteorización, los elementos radiactivos que estas contienen se desintegran en partículas de tamaño arcilla, por lo tanto, las lutitas tienen emisiones de rayos gamma mayores que las arenas. Mientras mayor es el contenido de arcilla de las rocas, mayor es la emisión de GR de las mismas. Este registro se lee de izquierda a derecha. Si el GR es bajo, indica bajo contenido de arcilla y si es alto indica alto contenido de arcilla. La unidad de medida es en grados API, con un rango de valores que generalmente va de 0 a 100 API. Sirve para calcular el contenido de arcilla de las capas ( $V_{sh} / V_{cl}$ ), para estimar tamaño de grano y diferenciar litologías porosas de no porosas (Garduza, 2019).

**4.3.1.2 Registros de Potencial Espontáneo (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 define una línea más o

menos recta en el registro; a esta se le llama línea base de lutitas. En caso contrario, frente a formaciones permeables, el registro muestra deflexiones con respecto a la línea base de lutitas. Esta deflexión puede ser hacia la izquierda (negativa) o hacia la derecha (positiva), dependiendo de la salinidad de la formación y filtrado del lodo.

### Figura 8.

*Registro litológico de la Formación La Paz en el pozo Regalo-1.*



Estos registros permiten principalmente diferenciar las lutitas de las capas permeables, para conocer sus espesores y obtener cuantitativamente el contenido de arcillas de estas capas. En los registros de potencial espontáneo, los valores negativos indican la presencia de formaciones permeables, mientras que, cuando se muestran valores positivos, indica presencia de lutitas (Acevedo, 2017).

#### 4.3.2 Registros resistivos

Son registros inducidos. La resistividad es la capacidad que tienen las rocas de oponerse al paso de corriente eléctrica inducida y es el inverso de la conductividad. La resistividad depende

de la sal disuelta en los fluidos presentes en los poros de las rocas y proporciona evidencias del contenido de fluidos en estas. Si los poros de una formación contienen agua salada, presentará alta conductividad y, por lo tanto, la resistividad será baja, pero si están llenos de petróleo o gas presentará baja conductividad y, por consiguiente, la resistividad será alta. Las rocas compactas poco porosas como las calizas masivas poseen resistividades altas (Garduza, 2019). Existen tres tipos principales de registros resistivos: Los inductivos, laterologs y microresistivos.

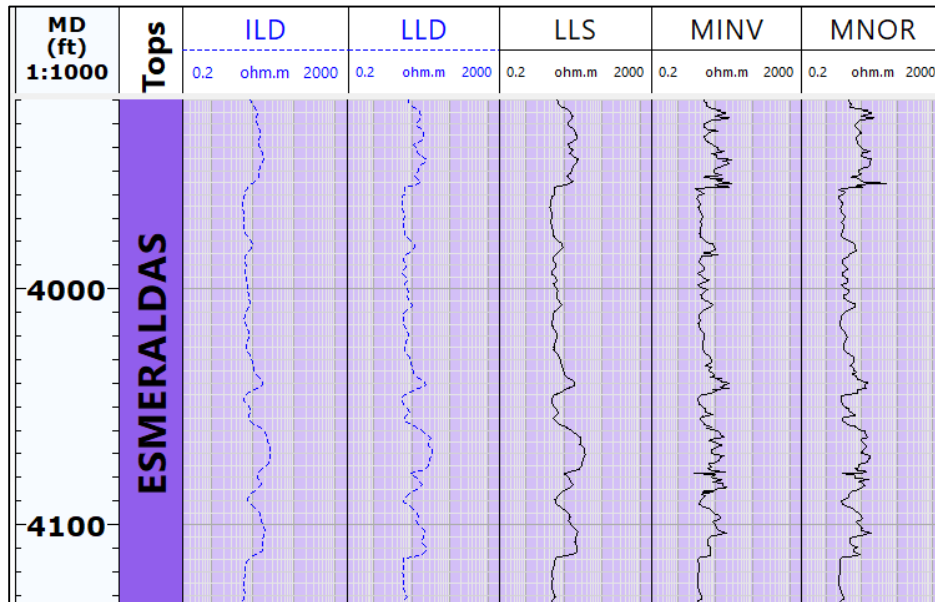
**4.3.2.1 Registros inductivos.** Por medio de corrientes alternas inducidas, se mide la conductividad de las rocas. Estas corrientes se envían por medio de bobinas aisladas y la respuesta obtenida representa la capacidad de la formación de almacenar algún fluido que permita el paso de la corriente eléctrica. Las rocas saturadas en hidrocarburos presentarán valores bajos de este registro.

**4.3.2.2 Laterologs.** Se utilizan corrientes de enfoque suministradas por una familia de herramientas resistivas para controlar la trayectoria que sigue la corriente, la cual es emitida por electrodos especiales en las sondas. Estos registros se utilizan dado el hecho de que el pozo y las formaciones adyacentes pueden afectar considerablemente las respuestas de los sistemas eléctricos convencionales. Una de las ventajas que ofrece este registro es que arroja una respuesta en una resolución más adecuada para capas con espesores delgados. Además, las profundidades de investigación a las que pueden llegar los sistemas disponibles con electrodos de enfoque son somera, media y profunda, y tienen como función determinar cuantitativamente  $R_t$  y  $R_{xo}$  (Acevedo, 2017).

**4.3.2.3 Micro-resistivos.** Los registros de micro resistividad se caracterizan por ser obtenidos a través de patines apoyados contra la pared del pozo, con configuraciones de electrodos que tienen pequeña profundidad de investigación y una buena resolución vertical (Garduza, 2019).

**Figura 9.**

*Registros resistivos de la Formación Esmeraldas en el pozo Fuego-1.*



Algunas aplicaciones de registros de micro-resistividad, utilizados junto a los registros de resistividad media y profunda son:

- Determinar hidrocarburos móviles
- Determinar resistividad del filtrado
- Determinar la resistividad del lodo
- Corregir la resistividad profunda por invasión
- Corregir los registros de porosidad por efectos de hidrocarburos livianos
- Determinar espesor de enjarre
- Determinar saturación  $S_{xo}$

#### **4.3.3 Registros de porosidad**

Para evaluar la porosidad de la roca reservorio es necesario utilizar un registro de densidad, uno sónico y, para el caso de que la litología de la formación sea conocida, un registro neutrónico.

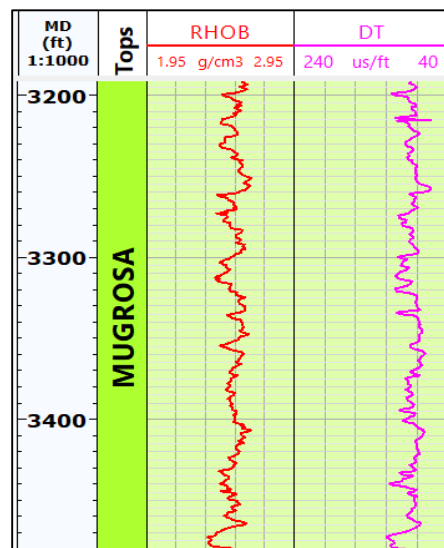
**4.3.3.1 Registro de densidad.** “El registro densidad es una sonda que utiliza una fuente radioactiva, emisora de rayos gamma de alta energía y se usa para obtener la densidad de la roca e

inferir, con base en esto, la porosidad. Para obtener la densidad, se mide el conteo de rayos gamma que llegan a los detectores después de interactuar con el material. Debido a que el conteo obtenido está en función del número de electrones por  $\text{cm}^3$  y este se relaciona con la densidad real del material, se hace posible la determinación de la densidad. La identificación de la litología se hace por medio de la medición del índice de absorción fotoeléctrica. Si el registro de densidad es bajo, indica alta porosidad y, si es alto, indica baja porosidad. Este registro se lee de izquierda a derecha. La unidad de medida es  $\text{g/cm}^3$  con un rango de valores que va desde 1.95 a 2.95  $\text{g/cm}^3$ , en rocas calizas, y de 1.65 a 2.65  $\text{g/cm}^3$  para terrígenos y siliciclásticos” (Garduza, 2019, p. 21).

La principal utilidad de este registro es: análisis de porosidad, determinación de litología, calibrador del agujero e identificador de presiones anormales (Garduza, 2019).

**Figura 10.**

*Registro de densidad y sónico del pozo Fuego-1*



**4.3.3.2 Registro sísmico.** Utiliza el mismo principio del método sísmico: mide la velocidad del sonido, en las ondas penetradas por el pozo. Posee un emisor de ondas y de dos a cuatro receptores. Se mide el tiempo de tránsito de arriba de las ondas primarias, secundarias y

las stoneley. La herramienta se llama BHC. El objetivo principal del registro sónico es apoyar la determinación de porosidad (SPHI) en las rocas penetradas por el pozo, a partir del tiempo de tránsito de las ondas. Mientras mayor es el tiempo de tránsito, menor es la velocidad y, por lo tanto, mayor es la porosidad de la roca. La lectura de la curva DT es de derecha a izquierda. La unidad de medida es el micro-segundo por pie ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ ) de 140-40 o el segundo por metro s/m de 100 – 500 (Garduza, 2019).

#### ***4.3.4 Trampas***

Las trampas se definen como una estructura geológica en la cual se concentra petróleo y gas dentro de los poros de una roca almacenadora que conforma un yacimiento petrolífero. Pueden ser identificadas por medio de la geología de superficie con fotogeología, imágenes satelitales y filtraciones directas; también se usa la geología del subsuelo a través de métodos geofísicos superficiales y de mayor profundidad. Las trampas se componen de tres elementos principales: Roca reservorio, roca sello y cierre, que son explicados en el sistema petrolífero más adelante.

Existen tres tipos de trampas: Estructurales, estratigráficas y combinadas. Para reconocer cada una de estas es importante comprender sus particularidades y su proceso de formación.

#### ***4.3.5 Trampas Estratigráficas***

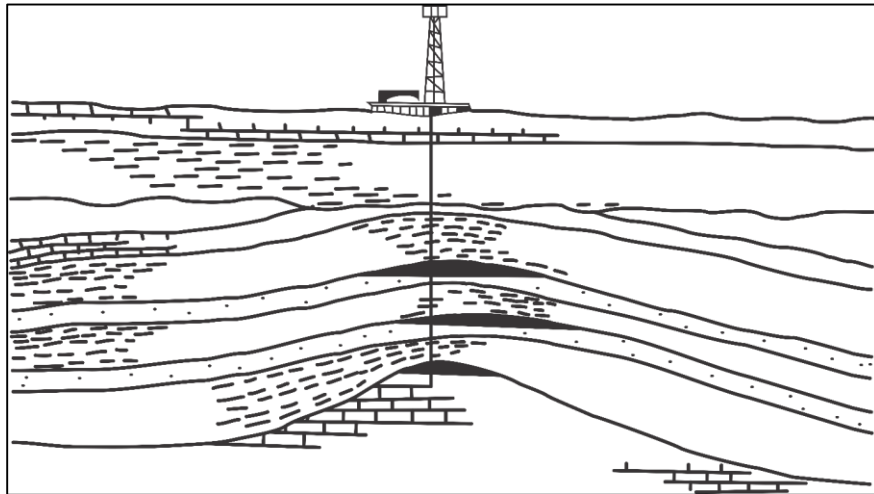
Las trampas estratigráficas son generadas por la pérdida de permeabilidad de la roca que conforma el yacimiento. Se forman cuando la roca del yacimiento se deposita como una capa discontinua. Los sellos se depositan al lado y encima del depósito, estas a su vez se dividen en dos: Primarias y secundarias (Kau, 2015).

**4.3.5.1 Trampas estratigráficas primarias.** Este tipo de trampas es generado por una roca reservorio, como puede ser una arenisca, son la consecuencia de variaciones en las facies causadas en la sedimentación (Kau, 2015). A continuación, se mencionan los principales ejemplos de estas trampas.

a) Arrecifes. Estas trampas se caracterizan por formar campos petrolíferos gigantes de gas y petróleo, esto puede variar según la localidad en la que se encuentren. Su producción proviene principalmente del arrecife, pero también puede ser generada por la compactación del anticlinal que lo cubre, dejando los sedimentos más gruesos a los lados. Este anticlinal es formado en sedimentos porosos, como pueden ser lutitas y arenas que se depositan en una roca dura, en este caso sería un arrecife de piedra caliza o un lecho rocoso. Un ejemplo de la compactación del anticlinal se observa en la figura 9 (Norman, 2012).

### Figura 11.

*Compactación anticlinal.*



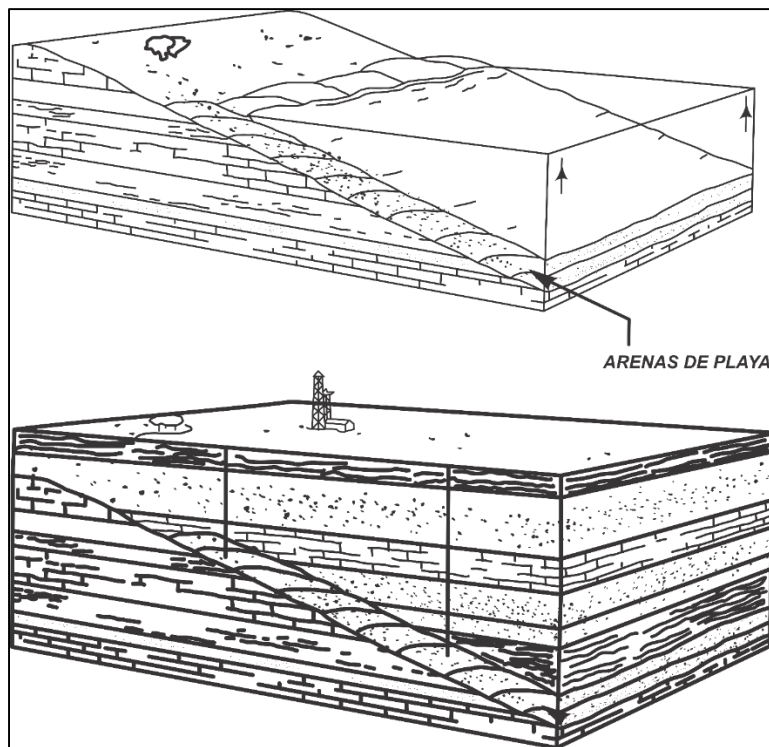
*Nota: Tomada y adaptada de Norman J. (2012).*

b) Arenas de canales fluviales. Pueden formar una trampa estratigráfica de gas o petróleo, generadas por la depositación de las areniscas en los cauces y que se conservaban en el aumento del nivel del mar. De esta manera se van generando diferentes capas durante las caídas y subidas del nivel del mar (Norman, 2012).

c) Arenas de playa (*Onlap*). Las arenas de playa o también llamadas arenas de contrafuerte forman yacimientos gigantes de petróleo y gas. Estas trampas son originadas por la depositación de arenas en una discordancia angular durante el aumento del nivel del mar (Norman, 2012).

**Figura 12.**

(a) Mares crecientes depositando arenas de playa y (b) Arenas de contrafuerte.



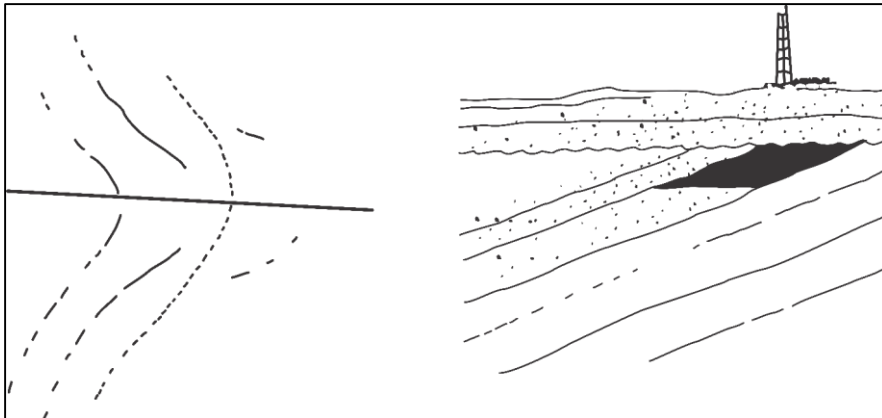
Nota: Tomado de Norman J. (2012).

**4.3.5.2 Trampas estratigráficas secundarias.** Según Kau (2015), “Las trampas estratigráficas secundarias son el resultado de variaciones que se desarrollaron después de la sedimentación, principalmente debido a la diagénesis. Estos incluyen variaciones debidas al aumento de la porosidad por disolución o pérdida por cementación” (p.6).

a) Discordancias angulares. Pueden formar trampas gigantes de petróleo y gas, debido a que una roca del yacimiento se encuentra bajo una discordancia angular que esta cobijada por el sello (Norman, 2012).

**Figura 13.**

*Superficie de erosión que cubre estratos inclinados.*



*Nota:* Tomado de Norman J. (2012).

#### ***4.3.6 Trampas estructurales***

Este tipo de trampa se caracteriza por ser formada cuando al yacimiento le ocurren deformaciones ocasionadas por plegamiento, eventos tectónicos, fallamiento y sus combinaciones. Esta a su vez se divide en varias clases: Anticlinales y domos, fallas de crecimiento y anticlinales rollover, pliegues de arrastre, bloques fallados inclinados, entre otras (Kau, 2015).

#### ***4.3.7 Trampas combinadas***

Este último tipo, presenta características físicas combinadas de las dos anteriores: Estructurales y estratigráficas al mismo tiempo. Se presentan diferentes tipos: Estructuras desmanteladas, domos de sal, anticlinales compactados, cambio de facies buzamiento arriba, entre otras.

#### **4.4 Potencial petrolífero**

La evaluación y estimación de la cantidad de recursos petrolíferos que posee una zona determina la probabilidad de que esta se convierta en un área productora, lo cual está sujeto al grado de incertidumbre en el cálculo de los valores de algunas propiedades petrofísicas de las rocas y los volúmenes potencialmente impregnados de hidrocarburos. De acuerdo con ello, las acumulaciones estimadas inicialmente difieren de las aprovechables desde el punto de vista económico, por lo que es necesario el uso de diferentes conceptos en función del contexto en el que se consideran los recursos existentes.

##### **4.4.1 Conceptos básicos**

De acuerdo con el documento de Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos, auspiciado por la Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologists (AAPG), World Petroleum Council (WPC) y Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) (2007), se definen algunos principios para la clasificación de recursos petrolíferos (Figura 12) así:

**4.4.1.1 Petróleo descubierto inicialmente in situ.** Es la cantidad de petróleo que se estima, a partir de una fecha dada, que está contenida en acumulaciones conocidas antes de iniciar su producción.

**4.4.1.2 Recursos prospectivos.** Son esas cantidades de petróleo estimadas, a fecha dada, de ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas a través de la aplicación de proyectos futuros de desarrollo.

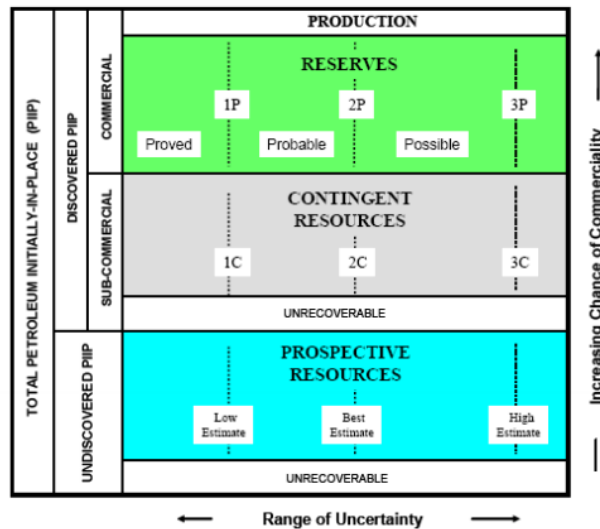
**4.4.1.3 Recursos contingentes.** Son aquellas cantidades de petróleo estimadas, a partir de una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero el/los proyecto(s) aplicados aún no se consideran suficientemente maduros para el desarrollo comercial debido a una o más contingencias.

**4.4.1.4 Reservas.** Son los volúmenes de hidrocarburos que se anticipan como recuperables comercialmente, a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas desde cierta fecha en adelante bajo condiciones definidas.

**4.4.1.5 Recursos no recuperables.** Es esa porción de cantidades de petróleo descubierto o no descubierto inicialmente in situ que se estima, a fecha dada, de no ser recuperable con proyectos futuros de desarrollo.

**Figura 14.**

*Diagrama de clasificación de recursos petrolíferos.*



*Nota:* Tomado de SPE/WPC/AAPG/SPEE (2007).

**4.4.2 Parámetros petrofísicos**

El cálculo de las propiedades petrofísicas de la roca reservorio es fundamental en la estimación del potencial petrolífero de un área, el cual está directamente relacionado con la productividad que pueda llegar a desarrollarse. Los parámetros petrofísicos como la porosidad, saturación de agua y resistividad de la formación, que se explican a continuación, son propiedades de gran importancia para la evaluación y el desarrollo de cualquier prospecto.

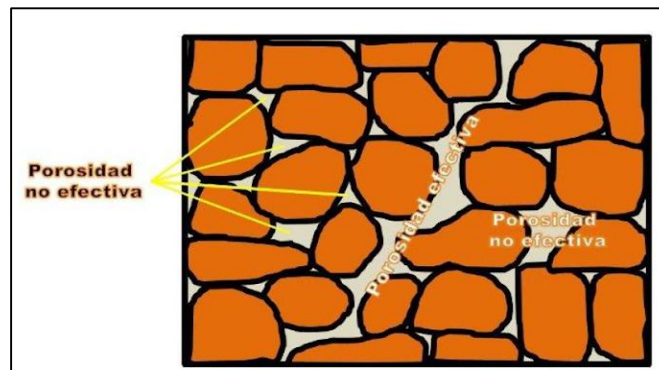
**4.4.2.1 Porosidad.** La porosidad es el porcentaje del volumen total de la roca conformado por espacio poral (North, 1985). Un intervalo óptimo para la explotación de hidrocarburos esta entre 5% a 30% y los poros que conforman la roca deben estar interconectados entre sí, debido a que permiten el almacenamiento de los fluidos presentes en el yacimiento. Dependiendo del tipo de roca este rango puede variar.

La porosidad la podemos clasificar en:

- a) Porosidad total: porosidad relacionada con el volumen total de vacíos que tiene la roca.
- b) Porosidad efectiva: se refiere a la interconexión entre poros, es decir, la permeabilidad. De otro lado, la no efectiva alude al aislamiento presente entre poros, impidiendo el flujo de cualquier recurso existente. Esto se puede observar en la figura 15.

### Figura 15.

*Porosidad efectiva y no efectiva.*



*Nota:* Tomado de [https://steemit.com/stemespanol/@ennyta/estudio de la porosidad como característica petrofísica de las rocas.](https://steemit.com/stemespanol/@ennyta/estudio-de-la-porosidad-como-característica-petrofísica-de-las-rocas)

- c) Porosidad primaria o matricial: es la porosidad que originalmente tiene la roca.
- d) Porosidad secundaria: determinada por la fracturación de la roca o por fenómenos químicos posteriores a su formación.

**4.4.2.2 Saturación de Agua.** La saturación se define como la fracción del volumen total de poros que es ocupada por el líquido en consideración, en este caso, el agua. Esta medida se denota con la letra S y se utilizan varios subíndices de acuerdo con el líquido de interés ( $S_w$  saturación de agua,  $S_o$  saturación de petróleo,  $S_h$  saturación de hidrocarburo, etc.). Teniendo en cuenta que la suma de las saturaciones en un reservorio debe ser el 100%, la presencia de una saturación de agua menor al 100% generalmente implica que la saturación de hidrocarburos es igual al 100% menos la saturación de agua ( $1 - S_w$ ) (Acevedo, 2017).

La determinación de la saturación de los fluidos presentes en los diferentes estratos de un yacimiento puede realizarse, al igual que la porosidad y la permeabilidad, de dos formas diferentes: a través de métodos indirectos realizados por medio de registros de pozos (miden propiedades eléctricas y radioactivas) y métodos directos que son utilizados en el laboratorio (Freire, 2015).

Para calcular la saturación de agua en formaciones limpias se utiliza la ecuación de Archie:

$$S_w = \sqrt{F * \frac{R_w}{R_t}} \quad F = \frac{0.81}{\phi^2}$$

Donde  $R_w$  es resistividad del agua,  $R_t$  es resistividad de la zona profunda,  $F$  es factor de formación y  $\phi$  es porosidad.

**4.4.2.3 Resistividad de la formación.** La resistividad de las formaciones es indicativa de su litología y de su contenido de fluidos, ya que las unidades geológicas conducen la corriente eléctrica solo mediante el agua que contienen. La mayoría de los minerales que constituyen las partes sólidas de los estratos, cuando están absolutamente secos, son aislantes. De la misma manera, cualquier cantidad de petróleo o gas puros que se encuentren en las formaciones, son eléctricamente no conductoras. La resistividad suele medirse mediante registros de pozo inductivos (Freire, 2015).

#### 4.4.4 Cálculo de reservas

Para la estimación de la cantidad de hidrocarburos que potencialmente puedan estar almacenados en un yacimiento, se utilizan distintas metodologías con base en la información geológica y de ingeniería que se tenga disponible. Uno de los métodos más usados para realizar este cálculo se explica a continuación.

**4.4.4.1 Método volumétrico.** Se utiliza para calcular el Hidrocarburo Original En Sitio (POES y GOES) con base en el modelo geológico que geoméricamente describe al yacimiento y a las propiedades de la roca y de los fluidos. El Petróleo Original En Sitio se calcula usando la siguiente ecuación:

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

Donde A es el área del yacimiento en acres, h representa el espesor promedio del yacimiento,  $\phi$  la porosidad,  $Sw$  la saturación de agua y  $Boi$  el factor volumétrico inicial de petróleo, en RB/STB.

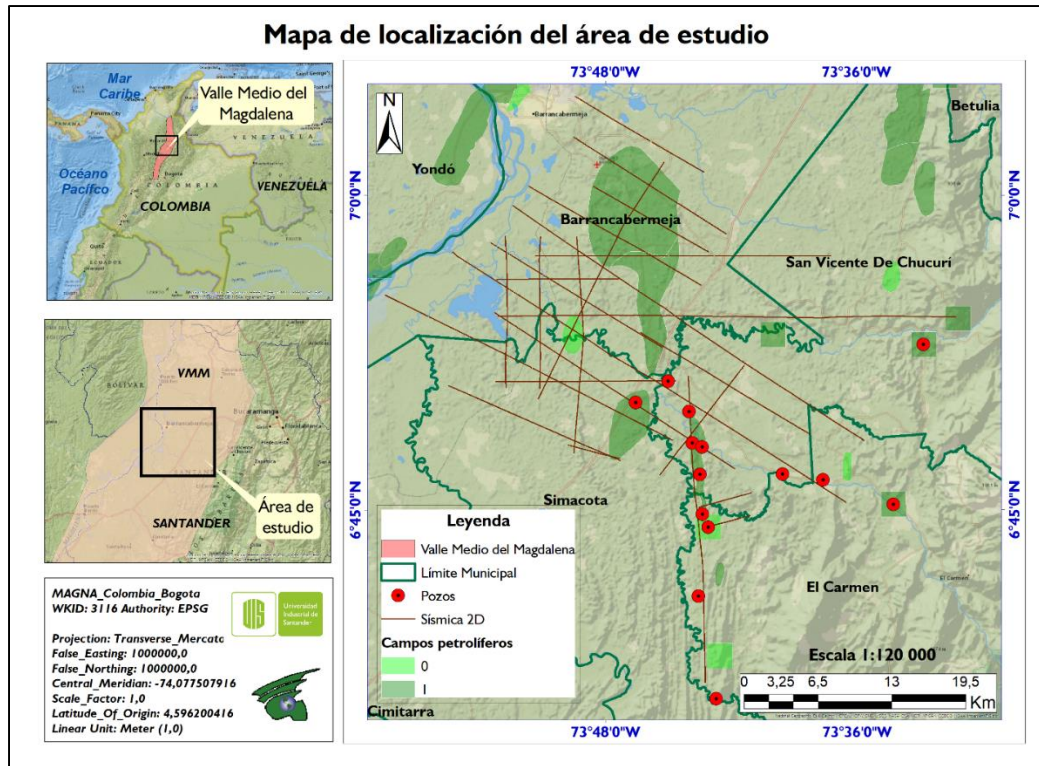
## 5. Aspectos geológicos regionales

### 5.1 Localización del área de estudio

Este trabajo de investigación se enfoca en el área central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el departamento de Santander, al NE de Colombia. La información sísmica y de pozo utilizada en este estudio (Figura 16) se encuentra principalmente sobre los campos La Cirafantas y Colorado, abarcando parte del área de los municipios de San Vicente de Chucurí, El Carmen, Puerto Parra y Simacota.

Figura 16.

Localización del área de estudio.



## 5.2 Generalidades de la cuenca del Valle Medio del Magdalena

La cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) es una cuenca intermontana ubicada entre la Cordillera Central, al oeste, y la Cordillera Oriental, al este. El río Magdalena, que fluye de sur a norte, se extiende a lo largo del valle entre estas cordilleras, y se divide en tres cuencas: Valle Superior, Valle Medio y Valle Inferior del Magdalena. La cuenca VMM se localiza entre las latitudes de las ciudades de Bucaramanga y Bogotá, y está delimitada estructuralmente al norte por el sistema de fallas Espíritu Santo, al noreste por el sistema de fallas Bucaramanga-Santa Marta, al este por el sistema de fallas Bituima y La Salina, al sur por el cinturón plegado de Girardot, al oeste por el basamento de la Cordillera Central y al noroeste por los sedimentos neógenos de la serranía de San Lucas. Las rocas que afloran en la cuenca son principalmente de edad neógena y sedimentos cuaternarios, aunque hacia el este, a medida que se acerca el

piedemonte de la Cordillera Oriental, se van presentando rocas del Paleógeno y Mesozoico (Sarmiento, 2011).

La cuenca del VMM abarca un área de 34.000 Km<sup>2</sup> en la cual se ha desarrollado la industria petrolera, con 41 campos descubiertos y 296 pozos exploratorios (Barrero et al., 2007). Para el periodo 2005-2011, de 57 pozos exploratorios, 25 han sido declarados productores, lo cual indica un factor de 43,86% de éxito, atribuido a las adquisiciones de sísmica 3D en algunas áreas de la cuenca (Sarmiento, 2011).

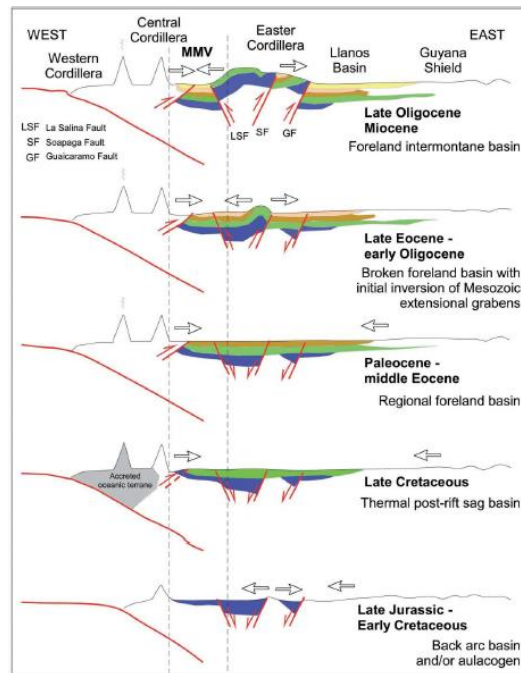
### ***5.2.1 Evolución geológica de la cuenca***

Según Barrero et al. (2007), la formación de la cuenca del VMM involucró distintas etapas o eventos tectónicos que ocurrieron durante el Triásico Tardío, el Cretácico Medio, el Paleógeno Temprano y el Neógeno Medio. Inicialmente, la cuenca estaba asociada al arco magmático que originó el levantamiento de la Cordillera Central, lo que la clasificaba como una cuenca intra-arco; posteriormente, se configuró como una cuenca antepaís, tras la finalización del levantamiento de dicha cordillera y, finalmente, en la actualidad es considerada una cuenca intermontana, luego del levantamiento de la Cordillera Oriental (Lozano & Zamora, 2014).

La historia geológica de la cuenca del VMM inició en el mesozoico, con el origen de los Andes colombianos, producto de las interacciones entre las placas suramericana, Farallón (Nazca y Cocos) y Caribe (Sarmiento, 2011). Como resultado de estos eventos tectónicos, se generó un arco magmático en la Cordillera Central y, asociado al volcanismo explosivo, la formación de rifts elongados localizados en las actuales Cordillera Oriental y cuenca VMM (Caballero et al., 2010).

**Figura 17.**

*Evolución geológica de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.*



*Nota:* Modificado de Horton, et al. (2010). En Sarmiento (2011).

Durante el Triásico tardío y Jurásico medio, las formaciones Jordán y Girón de la Cordillera Oriental fueron depositadas en las cuencas extensionales de tipo rift, ligadas probablemente al rompimiento de Pangea (Sarmiento, 2011). Estas unidades están formadas por estratos volcanogénicos asociados a materiales piroclásticos efusivos y por sedimentos aluviales como areniscas, conglomerados cuarzosos, limolitas y areniscas rojas (Caballero et al., 2010). El sector norte de las cuencas extensionales fue probablemente un aulacógeno relacionado a la separación de Norte y Suramérica, mientras que el ambiente extensional frente al arco magmático puede interpretarse como una cuenca backarc, relacionada al evento de subducción. De modo que, para el Jurásico, el área de la cuenca del VMM era la parte oeste y de menor subsidencia de las cuencas tipo rift (Sarmiento, 2011).

Para el Cretácico, la depositación de potentes secuencias de rocas sedimentarias marinas, gracias a la rápida subsidencia post-rifting, tuvo lugar desde el sur, en cuencas interiores como la de Bogotá, hasta la actual Cordillera Oriental y cuenca VMM. La depositación marina condujo a la formación de calizas en el cretácico temprano y cuarzoareniscas, shales, calizas, chert y algunas fosforitas, en el cretácico tardío. Las unidades representativas de este periodo de sedimentación, tanto en la Cordillera Central como en la Cordillera Oriental y cuenca VMM son las formaciones Los Santos, Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití, La Luna y Umir (Caballero et al., 2010). Algunas de estas unidades participan directamente en la formación del sistema petrolífero de la cuenca VMM, al ser las rocas generadoras de los hidrocarburos en la cuenca.

Durante el Cretácico tardío a Paleoceno tuvo lugar la acreción oblicua de la corteza oceánica de la actual Cordillera Occidental, lo que generó un evento de deformación compresiva que se propagó hacia el norte, produciendo el levantamiento y acortamiento de la Cordillera Central. En el área del VMM se produjo una sedimentación continental, producto del inicio del levantamiento, representada por la formación Lisama, del Paleoceno (Gómez et al., 2005).

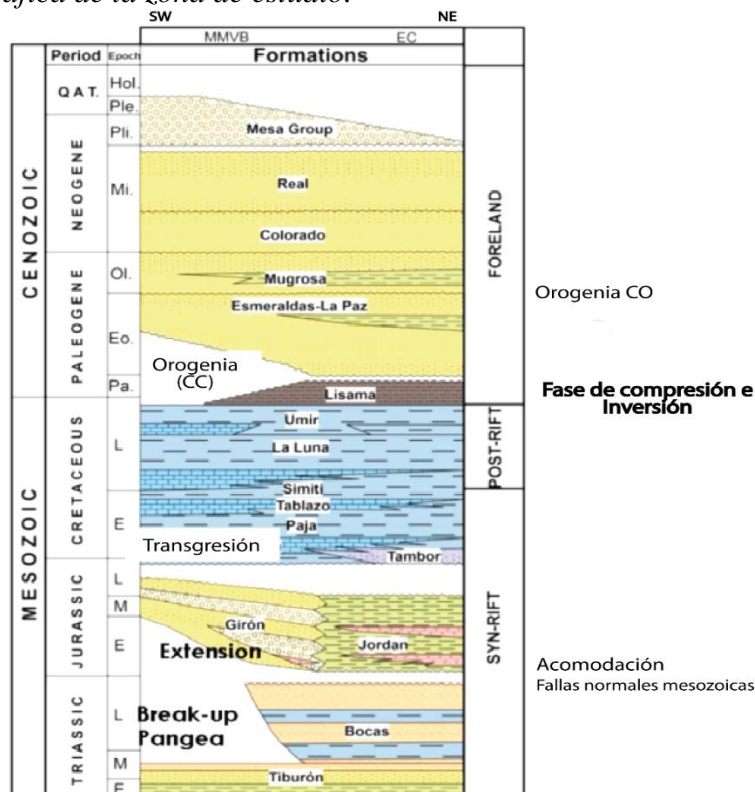
A partir del inicio del régimen compresivo, el cual generó la inversión de las fallas normales formadas durante las etapas de rifting, el estilo estructural consiste principalmente en cabalgamientos con vergencia este. Tras el levantamiento de la Cordillera Central, tiene lugar la formación de una cuenca de antepaís entre esta cordillera y el cratón amazónico, área correspondiente a la actual cuenca VMM, Cordillera Oriental y cuenca Llanos. Durante el Eoceno temprano se registra un período de erosión a gran escala, que borra gran parte del registro estratigráfico del Paleoceno (Fm Lisama), generando una discordancia angular que está presente a nivel regional actualmente en la cuenca VMM. En el Eoceno tardío – Oligoceno temprano, el ambiente de depositación era predominantemente continental y, como resultado de eventos de levantamiento y erosión, se depositaron las formaciones La Paz del Eoceno medio y Esmeraldas, del Eoceno tardío – Oligoceno temprano (Caballero et al., 2010).

En el Oligoceno tardío – Mioceno temprano ocurre el levantamiento de la cordillera Oriental, producido por inversión de antiguas fallas normales de rift Cretácico. Como producto de la inversión y levantamiento esta cordillera, se producen depósitos sintectónicos de facies aluviales, que van desde ríos meándricos hasta abanicos aluviales, correspondientes a las formaciones Mugrosa (Oligoceno temprano a tardío) y Colorado (Oligoceno tardío a Mioceno temprano). La cuenca VMM finalmente se consolida como intermontana, tras la orogenia de la cordillera Oriental y, a medida que esta se levanta y exhuma, la cuenca VMM es rellenada por depósitos continentales de la formación Real (Mioceno medio a superior) y formación Mesa (Plioceno), que son las rocas más jóvenes que conforman actualmente la cuenca, junto con algunos depósitos cuaternarios aluviales (Caballero et al., 2010).

5.2.2 Estratigrafía

Figura 18.

Columna estratigráfica de la zona de estudio.



Nota: Tomada y modificada de Reyes et al. (2022).

A continuación, se describen brevemente las unidades litoestratigráficas cretácicas y terciarias del sector central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, según el informe final del convenio interadministrativo 194 ANH – 014 SGC (2016):

**Formación Rosablanca:** Conformada por calizas terrígenas conglomeráticas, micritas, esparitas, bioesparuditas y bioesparitas con intercalaciones lodosas.

**Formación Paja:** Presenta lodolitas fisiles ligeramente calcáreas, con intercalaciones de biomicritas

**Formación Tablazo:** Está formada por lodolitas calcáreas intercaladas con calizas biomicritas y bioesparitas.

**Formación Simití:** Consta de lodolitas fisiles, macizas, con intercalaciones de calizas lumaquélicas y areniscas calcáreas.

**Formación La Luna:** Formada principalmente por calizas biomicritas y lodolitas calcáreas con intercalaciones de chert negro; presenta también lodolitas calcáreas y silíceas, micritas y lodolitas.

**Formación Umir:** está compuesta por arcillolitas, algunas intercalaciones de limolitas y areniscas de grano fino a medio.

**Formación Lisama:** consiste en paquetes gruesos de arenisca de grano fino a muy fino, intercalados con arcillolita; segmentos gruesos de arcillolita y en la parte superior presenta capas gruesas a muy gruesas de arenisca de grano muy fino con intercalaciones de capas irregulares de arcillolita.

**Formación La Paz:** reposa en discordancia angular con las unidades del Cretácico Superior; está formada por areniscas conglomeráticas con intercalaciones de arcillolitas.

**Formación Esmeraldas:** presenta areniscas de grano fino con intercalaciones de limolitas y arcillolitas.

**Formación Mugrosa:** constituida por areniscas de grano medio a fino, algunas veces grueso a conglomerático, con intercalaciones de lodolitas.

**Formación Colorado:** está conformada por una alternancia de lodolitas y areniscas; presenta también arcillolitas carbonáceas.

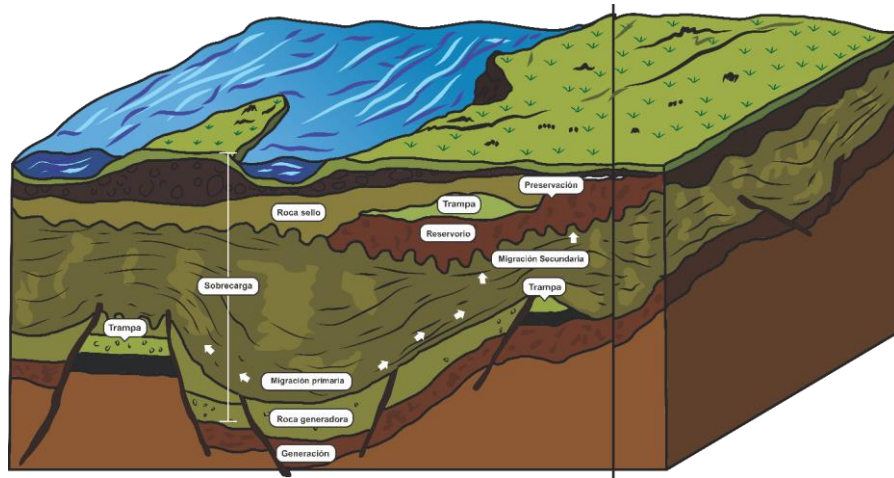
**Grupo Real:** formado por areniscas conglomeráticas, lodolitas arenosas y algunos conglomerados con intercalaciones de arcillolita. En algunos sectores la unidad presenta areniscas tobáceas y material tobáceo.

**Formación Mesa:** se compone de bancos muy gruesos de areniscas arcósicas a gravas de guijos y guijarros con intercalaciones de capas delgadas de arcillolitas.

### 5.3 Sistema Petrolífero de la cuenca del Valle Medio del Magdalena

Inicialmente la depositación de las capas sedimentarias se realizó horizontalmente, pero debido a los movimientos tectónicos presentes en la tierra se ocasionaron cambios en la corteza terrestre y, por consiguiente, se originaron los lugares donde se encuentran las trampas con los hidrocarburos. Por esta razón, es necesario definir un sistema petrolífero, en el cual se reconozcan los elementos geológicos y los procesos que conforman la cuenca estudiada, para determinar la existencia de acumulación de recursos energéticos. En la figura 19 se puede observar el sistema petrolífero de una cuenca.

La cuenca del Valle Medio del Magdalena se caracteriza por ser una cuenca madura según las diferentes exploraciones que se han realizado, generando petróleo y gas, con 6473 perforaciones de pozos en 51 campos. Se destaca por contener La Cira-Infantas, primer campo gigante descubierto en Colombia.

**Figura 19.***Sistema petrolífero.*

*Nota:* Tomado de Ecopetrol (2020).

Este sistema se encuentra integrado por los siguientes elementos:

### **5.3.1. Roca generadora**

Esta roca también recibe el nombre de madre o fuente, es rica en materia orgánica preservada y madurada termalmente, que se encarga de generar hidrocarburos que conforman yacimientos de petróleo o gas que puedan ser explotados por la industria. El tipo de roca generadora se puede definir según su contenido, preservación y tipo de materia orgánica. 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).

Para el Valle Medio del Magdalena, las calizas y lutitas de la Formación La Luna, de edad Cenomaniano-Santoniano inferior, tienen excelentes características como rocas generadoras de hidrocarburos efectivas. Estas incluyen la cantidad de materia orgánica (TOC) que excede el 1%, y tienen un promedio del 3%. Esta es principalmente de kerógeno tipo II (Rueda et al, 1998).

Las formaciones Barremiano-Aptiano y Aptiano superior-Albiano inferior Paja y Tablazo están constituidas en su mayoría por calizas y lutitas calcáreas, cuyas propiedades son muy favorables como rocas madre por su alto contenido de TOC y kerógeno tipo II (Barrero et al., 2007). Para el Cenozoico no se ha reconocido ninguna posible roca generadora.

### **5.3.2. Roca almacén**

También conocida como roca reservorio, presenta la capacidad de almacenar y permitir la circulación de fluidos como petróleo, gas y/o aceite gracias a sus propiedades físicas, porosidad y permeabilidad (Cepsa, 2015).

Para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena la roca reservorio se encuentra principalmente asociada con areniscas del Eoceno medio al Mioceno inferior. Las formaciones que predominan como almacén de hidrocarburos son las Formaciones: Mugrosa y Colorado de edad Oligoceno-Mioceno, que presentan características litológicas preeminentes en areniscas continentales. El ambiente de formación para estas rocas es fluvial. Dentro de sus características petrofísicas se encuentra la permeabilidad con valores que van desde 0 a 100 md y la porosidad que está presente dentro del rango de 10 a 20%, calificada como tipo media (Sarmiento, 2011).

Por otra parte, se encuentran ambientes continentales para las Formaciones: La Paz con edad del Eoceno y Esmeraldas que también pueden ser rocas reservorios en la cuenca. Se pueden identificar por su porosidad promedio de 18% y una permeabilidad similar a la de las Formaciones: Mugrosa y Colorado, descritas anteriormente (Sarmiento, 2011).

### **5.3.3. Roca sello**

Esta roca se caracteriza por ser un sello a las barreras impermeables de la trampa, deteniendo el flujo de la migración de hidrocarburos hacia la superficie. Dentro de sus propiedades esta la baja permeabilidad, impidiendo que los fluidos puedan transportarse ocasionando la acumulación de hidrocarburos en la trampa (Cepsa, 2015).

Según Mojica (2009), para el análisis de la roca sello de la cuenca en estudio se encuentran las Formaciones: Colorado, Esmeraldas, Mugrosa, Lisama de edad Paleógena y unidades del Cretácico, como Símiti y Umir. Debido a que estas rocas tienen espesores y continuidades laterales considerables para ser una barrera impermeable de las trampas.

#### **5.3.4 Trampa**

Es 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). Anteriormente fue descrita en el marco teórico y se hace su respectiva clasificación.

En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena se pueden presentar seis tipos de trampas, dentro de esas se encuentran las trampas estratigráficas, que son el enfoque principal de la investigación. Estas corresponden a cuerpos de arenisca que aprietan contra las rocas sello, producto del truncamiento de los reservorios de la Formación Lisama contra la discordancia del Eoceno medio, los cuales están cubiertos por lutitas que actúan como rocas sello. Otras se ubican en el margen oriental de la Cuenca, formadas por el acuñamiento de la Formación La Paz contra la discordancia del Eoceno medio (Sarmiento, 2011).

#### **5.3.5. Roca sobrecarga**

Volumen de roca que se encuentra sobre la roca generadora y se encargó de sepultarla, por medio de la presión y temperatura ejercida, facilitando el proceso de maduración de los hidrocarburos (Cepsa, 2015).

El espesor de las rocas de sobrecarga varía a lo largo de la Cuenca, con un espesor máximo del orden de 25000 pies en el oeste. La roca de sobrecarga para los intervalos de roca madre de la Formación La Luna, está constituida por las Formaciones: Umir, Lisama, y la sucesión Cenozoica de las Formaciones: Esmeraldas, La Paz, Mugrosa, Colorado y Real. (Sarmiento, 2011).

### **5.3.6 Generación y migración**

Según Cepsa (2015) “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” (p. 1).

Para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la generación de hidrocarburos asociados al Grupo Calcáreo Basal comenzó a finales del Aptiano, mientras que para la Formación La Luna comenzó en el Campaniano. Se encuentran presentes dos picos de expulsión de hidrocarburos, el primero para el Grupo Calcáreo Basal en el Santoniano temprano y el segundo para la Formación La Luna en el Mioceno temprano. Se consideran dos momentos críticos por la sobrecarga de hidrocarburos de la Formación GCB y La Luna, y el segundo por la sobrecarga de hidrocarburos de la Formación La Luna (Sarmiento, 2011).

## **6. Resultados**

Con el fin de identificar posibles áreas prospectivas en trampas estratigráficas en la zona de estudio, la cual abarca un área extensa en la parte central del VMM, se plantea un flujo de trabajo, el cual comienza por realizar el análisis estratigráfico y estructural del área, para posteriormente definir las unidades de interés que podrían participar en el sistema petrolífero, de modo que este constituya una trampa estratigráfica. De este modo, los resultados se centran en investigar el papel de la discordancia del Eoceno en la formación de este tipo de prospectos, y su relación con las unidades terciarias suprayacentes y cretácicas infrayacentes. Para ello se cuenta

con la información descrita en el apartado 3: Base de datos. A partir de esta se realizan correlaciones estratigráficas y estructurales, la interpretación sísmica de las líneas disponibles, la generación de mapas estructurales al tope de los horizontes de interés y la discusión sobre el sistema petrolífero y las posibles trampas estratigráficas, con el apoyo de las líneas sísmicas invertidas, mostrando la distribución de la porosidad efectiva de los reflectores sísmicos.

### 6.1 Análisis estratigráfico

En concordancia con los objetivos de este trabajo, el análisis estratigráfico se centra en las unidades que están en contacto con la superficie de inconformidad más relevante en la cuenca, que separa las unidades cretácicas de las terciarias: la discordancia del Eoceno. Esta representa un límite de secuencia y un cambio en el dominio del ambiente de depositación: de marino controlado principalmente por las fluctuaciones del nivel del mar, a continental, controlado ahora por la actividad tectónica asociada a la orogenia andina. Teniendo en cuenta lo anterior, se enfocará el análisis estratigráfico principalmente en las formaciones La Paz y Esmeraldas, con el objetivo de definir ciclos estratigráficos de alta frecuencia, que mostrarán la continuidad lateral de las facies asociadas a cada unidad y su distribución de N a S y de E a W en el área de estudio; esto con el fin de definir las relaciones estratigráficas que permitan determinar áreas prospectivas en trampas estratigráficas.

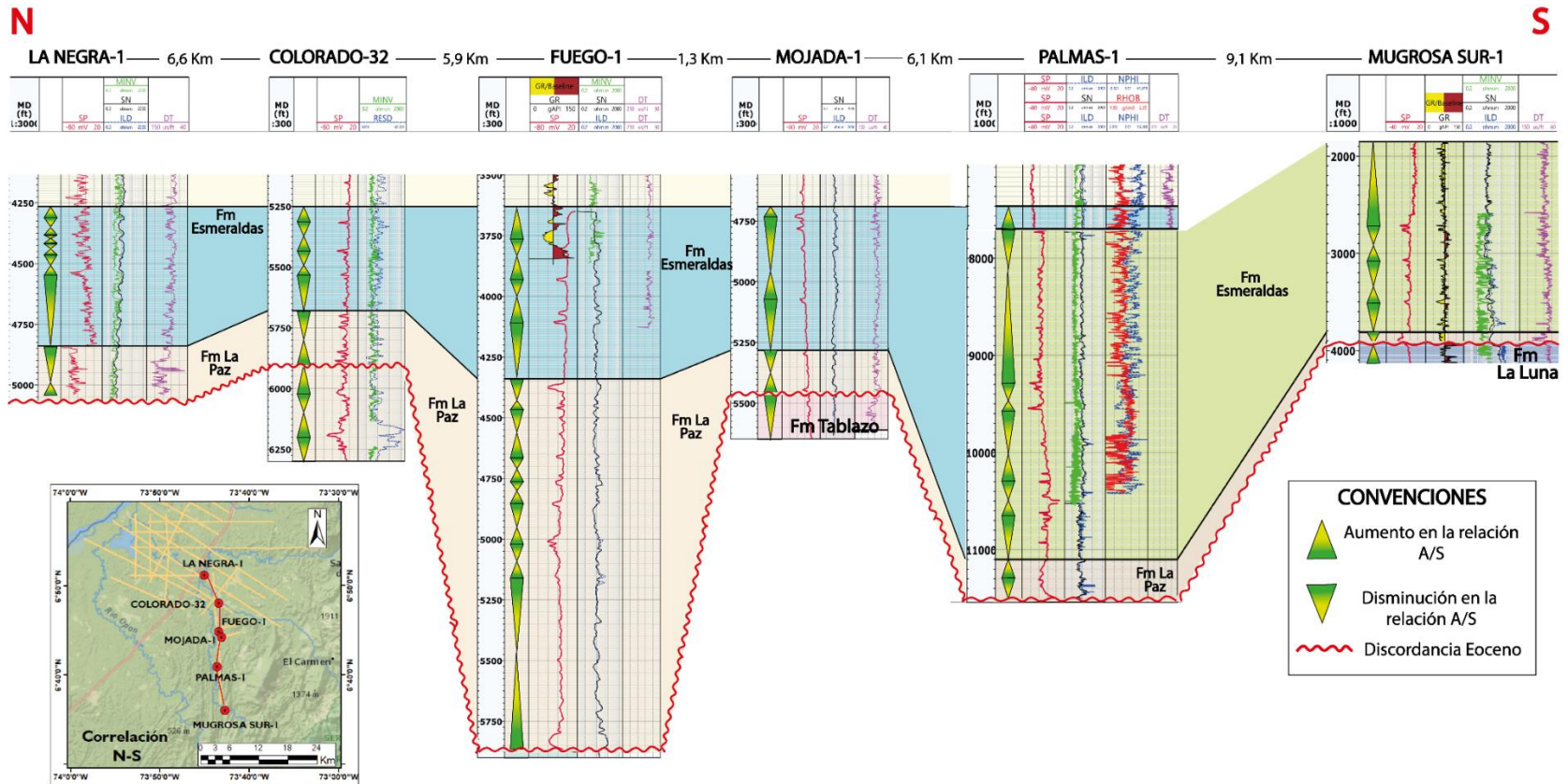
Teniendo en cuenta que, de manera general, las formaciones terciarias en la cuenca de estudio se asocian a un ambiente de sedimentación continental, restringido a un valle fluvial, donde se desarrollaron subambientes como canales principales, canales distributarios, complejos de *crevasse*, llanuras de inundación, suelos, lagos y localmente depósitos aluviales, se asocian estos subambientes a los ciclos de aumento de Acomodación/Suministro de sedimentos (A/S) o disminución de A/S así: cuando aumenta la relación A/S, aumenta la capacidad de acomodación de sedimentos sobre la de suministro, lo que se define por la transición de canales a *crevasse splay* o a llanuras de inundación y lagos; en caso contrario, si disminuye la relación A/S, significa que

el suministro de sedimentos es mayor que el espacio de acomodación para estos, lo que se define por la transición de llanura de inundación y lagos a *crevasse splay* o canales (Olaya & Fajardo, 1998). De esta manera, se ilustran los ciclos estratigráficos en los pozos de la correlación estratigráfica N-S (Figura 20) y E-W (Figura 21), de modo que los ciclos de aumento de A/S representan una tendencia granodecreciente y los ciclos de disminución de A/S, una tendencia granocreciente, lo cual se puede asociar a la respuesta de los registros litológicos (SP y GR).

En la correlación estratigráfica N-S se puede observar que la formación La Paz, la cual representa el inicio del relleno de la cuenca, no se depositó homogéneamente en ella, ya que la paleotopografía, producto de la actividad tectónica del Paleoceno-Eoceno temprano es un factor importante que controla la distribución de los sedimentos y por lo tanto de las facies a lo largo del área de estudio. Es así como se observa que en los pozos La Negra-1 y Colorado-32 se correlaciona el mismo ciclo de A/S, donde hacia la base se interpreta como un depósito de canal, la parte media un *crevasse* y la parte superior nuevamente un canal. Pero al llegar a Fuego-1 la unidad aumenta

Figura 20.

Correlación estratigráfica N-S donde se observan las Formaciones: La Paz y Esmeraldas.



considerablemente su espesor, por lo que aparecen varios ciclos más antiguos que no se depositaron hacia el norte, y que probablemente tengan una relación de *onlap* contra la discordancia del Eoceno.

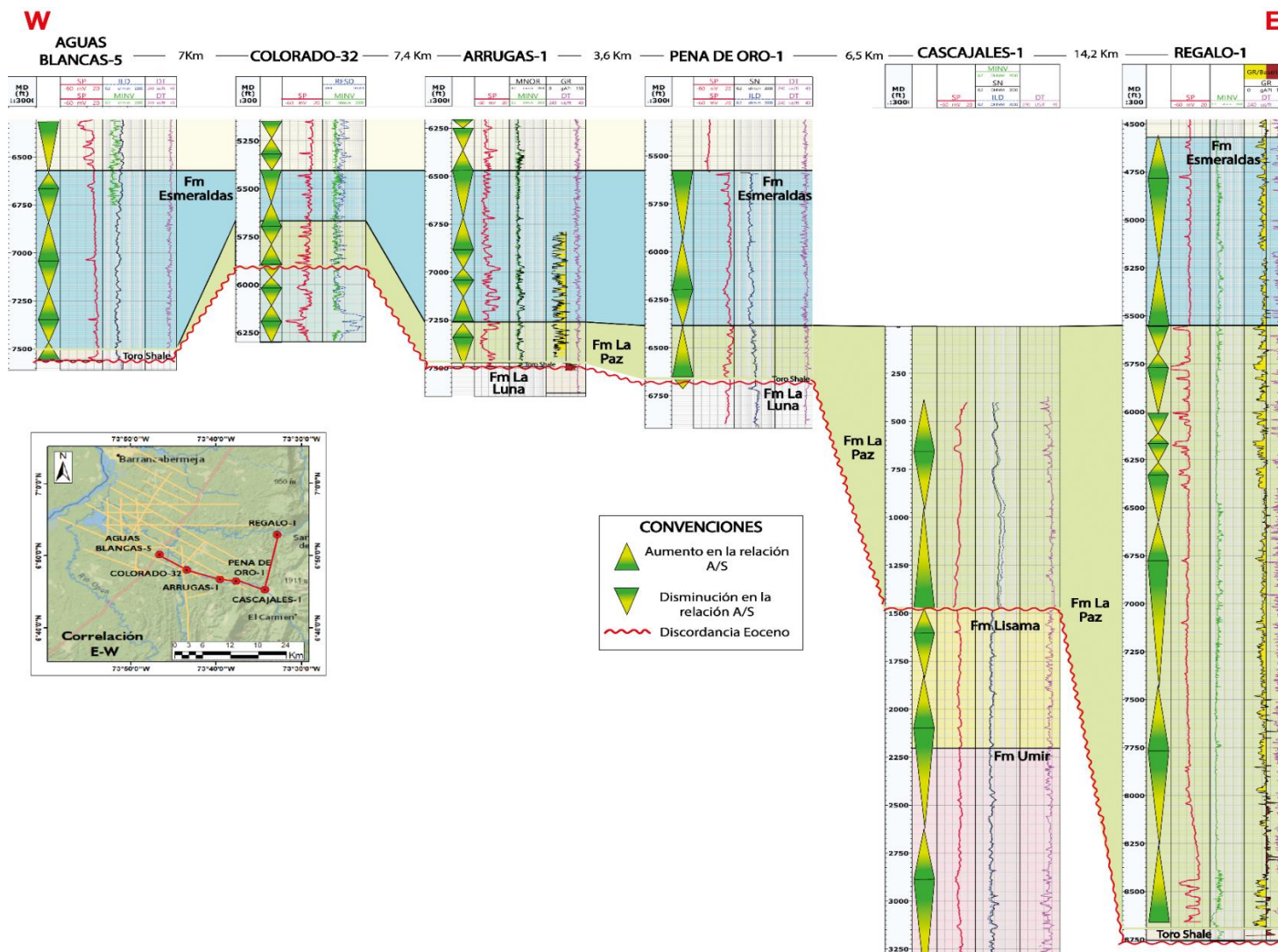
En los pozos Mojada-1 y Palmas-1 vuelve a presentarse el mismo ciclo estratigráfico de los pozos ubicados al norte de Fuego-1; en el extremo sur no se presenta el ciclo completo, pero está presente el paquete de arenas que correspondería a areniscas de canal, pero con un espesor mucho menor que hacia el norte.

El intervalo correspondiente a la formación Esmeraldas se presenta, de manera general, como una intercalación entre arenas de canal y lodolitas (llanuras de inundación), en la que predominan los niveles finos sobre los gruesos, que son más delgados y esporádicos. El tope de esta formación coincide con un aumento de A/S, lo que permite la sedimentación de facies de llanuras de inundación y lagos, y la aparición de un horizonte fosilífero conocido como Los Corros, que es el marcador paleontológico típico del grupo Chorro.

Respecto a la correlación estratigráfica E-W (Figura 21), se observa que, de manera general los ciclos pertenecientes a la edad de la Formación La Paz son mucho más espesos hacia el E, lo cual indica que el depocentro en el área de estudio, para la edad de depositación de esta unidad se encontraba hacia el E; mientras que hacia el oeste se presenta la tendencia contraria, ya que la unidad se adelgaza, por lo cual solo se deposita el ciclo superior. Este representa hacia la base un depósito de canal, la parte media un *crevasse* y la parte superior nuevamente un canal. En el pozo ubicado en el extremo W de la correlación no se interpretó la Formación La Paz, ya que no se logró identificar a partir de los registros litológicos, lo que permite plantear que hacia el W existía un paleoalto que evitó la sedimentación y, por el contrario, aportó parte del material sedimentario

Figura 21.

Correlación W-E de las Formaciones Esmeralda y La Paz.



que se depositó hacia el E. Lo anterior quiere decir que, en la zona de estudio existe una alta probabilidad de encontrar *onlaps* de la Formación La Paz contra el paleoalto mencionado.

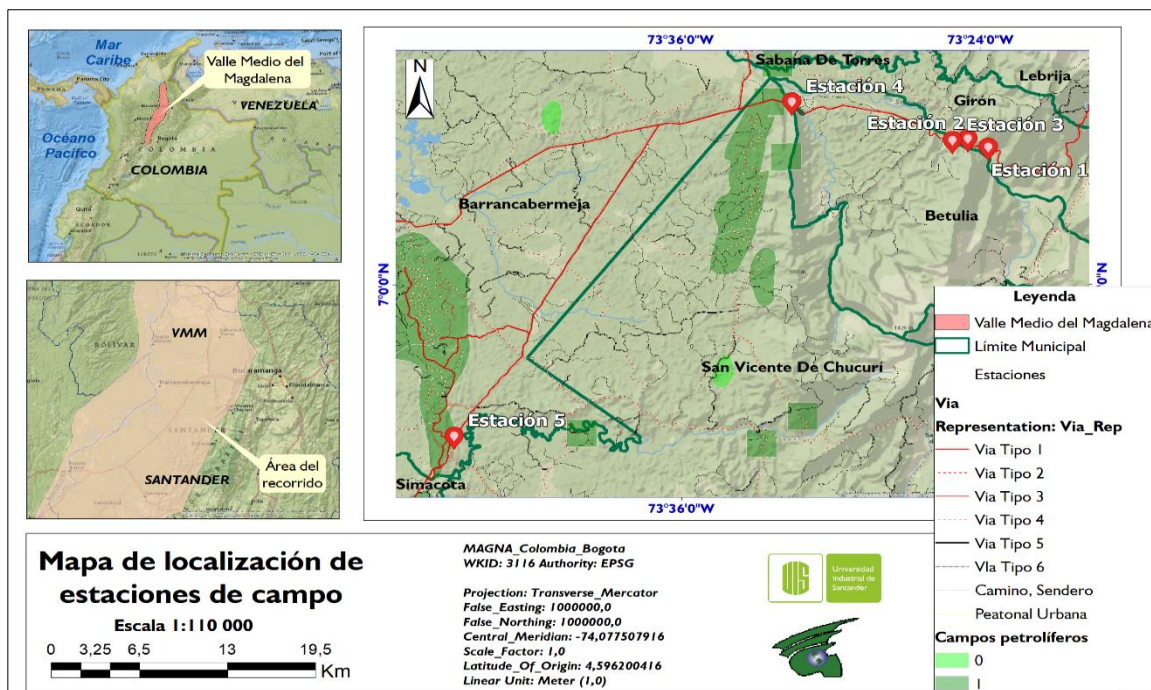
Para la formación Esmeraldas (datum de la correlación), se observa una distribución parecida a la presentada en la correlación N-S: una intercalación entre arenas de canal y lodolitas, en donde el espesor de los intervalos finos es mucho mayor que el de las arenas.

**6.1.1 Trabajo de campo**

El reconocimiento en campo de aspectos litológicos y relaciones estratigráficas de las unidades de interés se realiza con el fin de complementar y correlacionar la información previamente interpretada en los registros de pozo. Durante el recorrido se logró observar rasgos estratigráficos claves para la formación de trampas estratigráficas, como la discordancia del Eoceno; además se reconocieron algunos de los elementos del sistema petrolífero y sus características litológicas.

**Figura 22.**

*Mapa de localización de estaciones del recorrido en campo.*

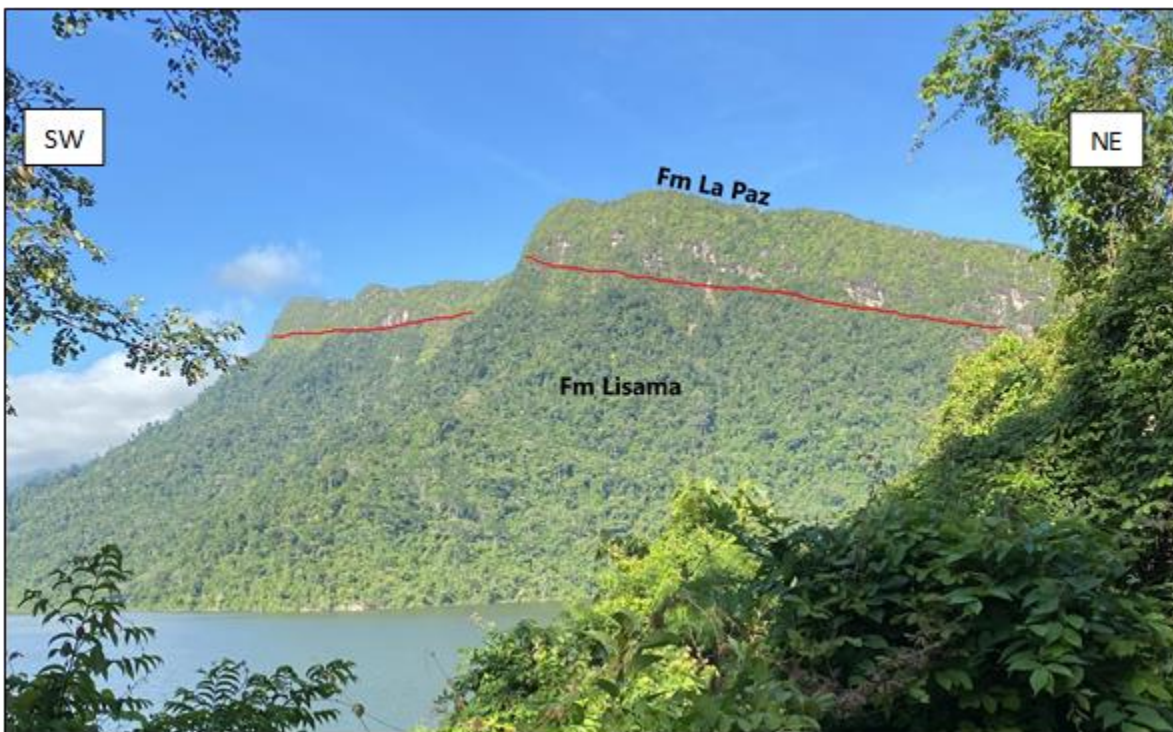


A continuación, se describen las observaciones realizadas en cada una de las estaciones señaladas en el mapa (Figura 22).

Descendiendo por la Antigua vía Bucaramanga – Barrancabermeja, se observó la siguiente panorámica (estación 1):

**Figura 23.**

*Panorámica del contacto entre la Formación Lisama y La Paz en la estación 1.*



Se reconoce el contacto entre la formación Lisama (Paleoceno) y la formación La Paz (Eoceno medio) debido al cambio de pendiente y patrón de la vegetación. La zona corresponde al flanco este del sinclinal de Nuevo Mundo.

Para caracterizar detalladamente el contacto, se tomaron datos estructurales en afloramiento, sobre la misma vía, como se observa en la siguiente imagen:

**Figura 24.**

*Afloramiento de la estación 1.*



Para la formación La Paz, se midió un dato de 176/45 en el afloramiento de la imagen, y su litología asociada es arenisca de grano fino a conglomerática. Por su parte la formación Lisama, cerca del contacto está conformada por lutitas abigarradas, fisiles, de colores rojizo, verdoso y morado grisáceo, como se observa en la Figura 25.

**Figura 25.**

*Formación Lisama en el afloramiento de la estación 1.*



Aproximadamente 8 metros hacia el NE se identificó la continuación del contacto entre las formaciones mencionadas. En este afloramiento, la formación La Paz presenta conglomerados lenticulares hacia la base, lo cual representa la evidencia del carácter erosivo del contacto entre esta y la formación Lisama (discordancia del Eoceno medio). Para la etapa de depositación de los conglomerados, el ambiente sedimentario era de muy alta energía, asociado posiblemente a las corrientes de los ríos en su cauce alto. Esto se puede evidenciar en el tamaño (de guijarro grande a gránulo) de los clastos del conglomerado (Figura 26 muestra de mano). Para la formación Lisama en este afloramiento se midió un dato estructural de 145/57, lo que indica que las capas infrayacentes a la discordancia tienen mayor inclinación que la suprayacente formación La Paz, por lo cual la discordancia es angular.

**Figura 26.**

*Muestra de mano del conglomerado de la base de la Formación La Paz en la estación 1.*



Debido a que la litología suprayacente a la discordancia presenta un alto potencial como roca reservorio, esta es una de las unidades de mayor importancia para la formación de trampas

estratigráficas, cuya efectividad será definida por otros factores como la presencia del sello y timing de generación de hidrocarburos desde la roca madre.

En la estación 2, sobre la vía Bucaramanga – Barrancabermeja, ascendiendo por un desvío desde la margen derecha de la vía, en sentido E – W, se encuentra la Formación Esmeraldas. La litología identificada en la zona se caracteriza por su comportamiento fisil, se encuentran lutitas con coloración grisácea y amarilla. La importancia de esta formación en el sistema petrolífero es su función como sello, ya que la impermeabilidad actúa como una barrera en la migración de los hidrocarburos.

**Figura 27.**

*Afloramiento de la Formación Esmeraldas en la estación 2.*

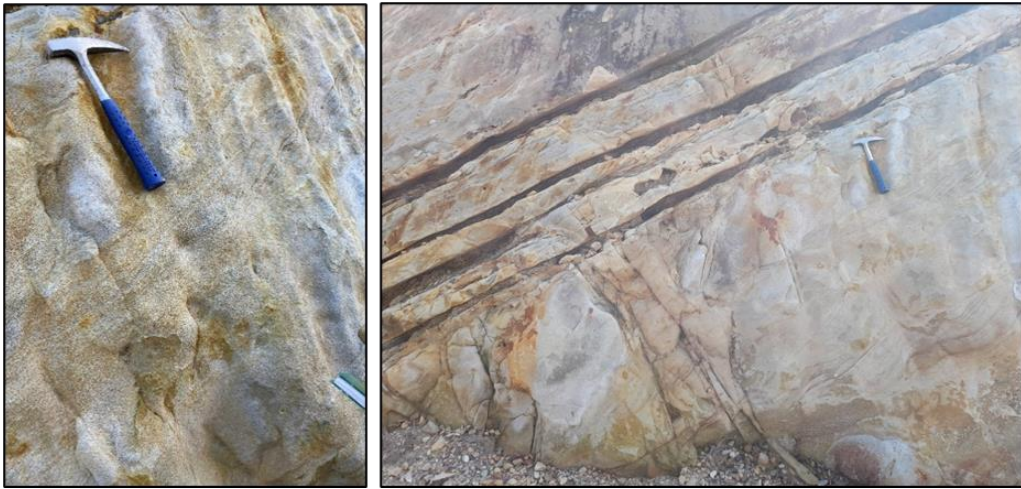


A pesar de que no se observó en campo un contacto neto entre este posible sello y la infrayacente formación La Paz, eventualmente podría existir esta relación en otras zonas del área de estudio, contribuyendo a la formación de las trampas estratigráficas.

En la estación 3, desde la margen derecha de la vía, en sentido E – W se encontró la Formación Esmeraldas, presentando una litología de areniscas con tonalidades grisáceas y amarillas con tamaño de grano arena fina a media. El afloramiento presentaba estratificación cruzada y capas paralelas entre sí, con intercalaciones delgadas de lodolitas.

**Figura 28.**

*Afloramiento de la Formación Esmeraldas en la estación 3.*



El dato estructural de la zona es 228/25 – 217/25. Esta estación aún se encuentra ubicada en el flanco oriental del sinclinal Nuevo Mundo. Teniendo en cuenta que estos paquetes de arena se van adelgazando regionalmente hacia el oeste, podrían constituir la roca reservorio en una zona del área de estudio.

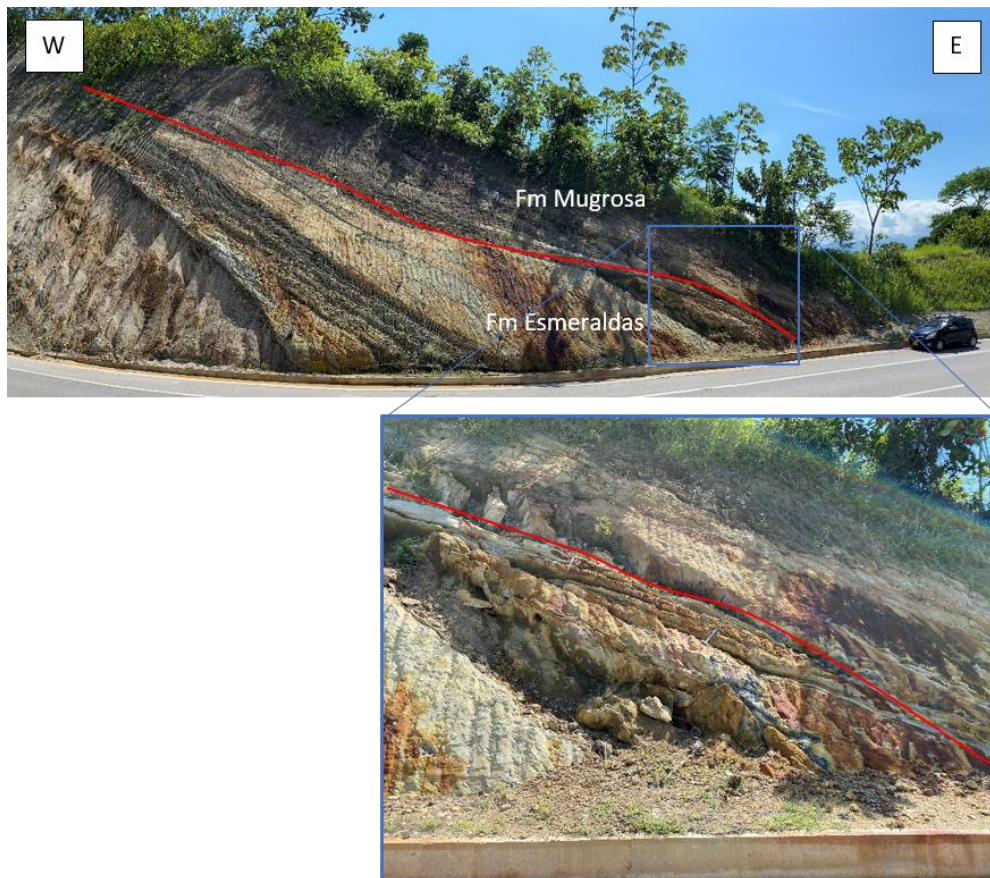
En la estación 4 se encuentra el contacto discordante entre la Formación Esmeraldas y la Formación Mugrosa (Figura 29). Esto se puede observar ya que el afloramiento presenta dos buzamientos diferentes entre las capas superiores y las inferiores:

Dato estructural Fm Mugrosa: 305/30

Dato estructural Fm Esmeraldas: 350/45

**Figura 29.**

*Afloramiento del contacto entre la Formación Esmeraldas y Mugrosa en la estación 4.*



En el afloramiento se encuentran capas delgadas de aproximadamente 3 cm de espesor con alsfaltita, como se observa en la Figura 30. Esto es una evidencia directa de la migración de hidrocarburos posterior a la depositación de las formaciones mencionadas. Además, la coloración de las rocas blanca y amarilla, es producto de la oxidación de los hidrocarburos al entrar en contacto con el hierro de las capas previamente depositadas (Siderita  $\text{FeCO}_3$ ) cuyo resultado es el ácido acético. Por su parte el hierro se reduce a pirita, la cual se observó en nódulos de roca cerca a la discordancia.

**Figura 30.**

*Capas de alsfaltita cerca del contacto entre la Formación Esmeraldas y Mugrosa en la estación 4.*



Esta discordancia es de gran interés en la industria del petróleo para trampas estratigráficas, ya que si se encuentra una roca impermeable suprayaciendo la zona discordante puede dar lugar a una acumulación de hidrocarburos.

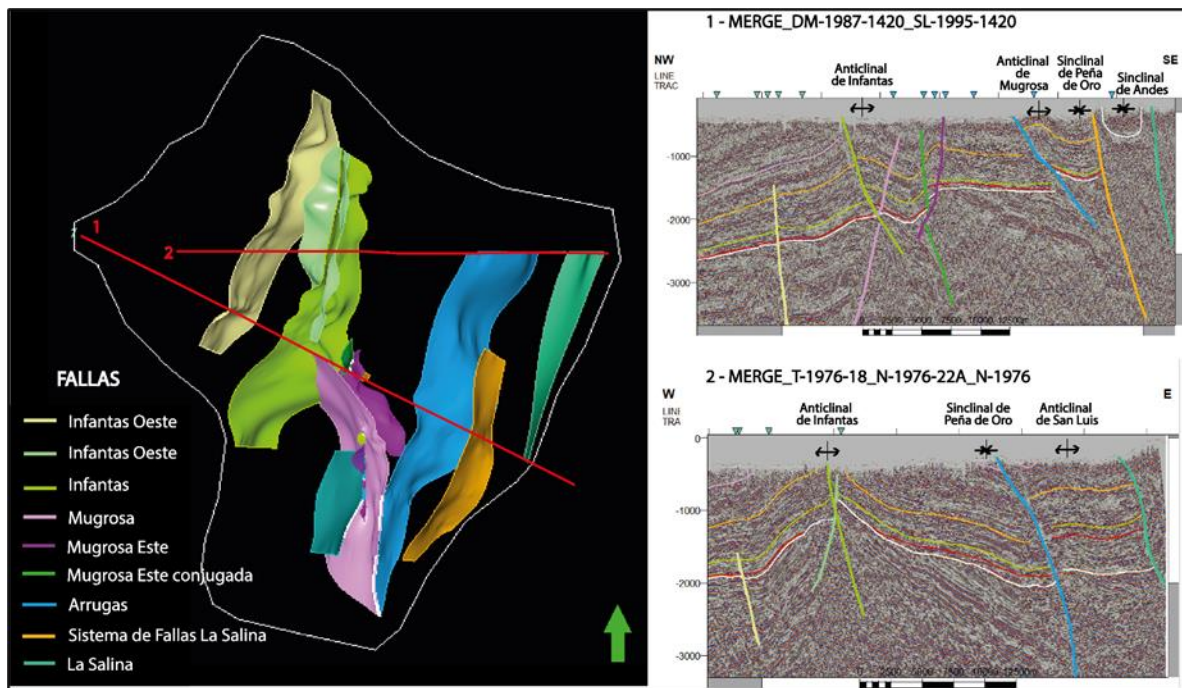
**6.2 Marco estructural**

El área de estudio está fuertemente influenciada por la actividad tectónica correspondiente a la orogenia andina en Colombia, cuyo primer evento erosivo a gran escala que se evidencia en la zona corresponde al inicio del levantamiento de la Cordillera Central, desde el Paleoceno (Gómez et al., 2005). Este evento refleja el inicio de la inversión tectónica de las antiguas fallas normales que formaban la cuenca cretácica, que, junto con la paleotopografía, controlaron la sedimentación y el espesor de las unidades depositadas durante el Eoceno (Formaciones La Paz y

Esmeraldas) (Olaya & Fajardo, 1998). Las principales fallas interpretadas en la zona de estudio, asociadas a este evento de inversión tectónica son las fallas Infantas Oeste e Infantas conjugada, las cuales no se reactivaron en eventos de deformación posteriores, debido a que no afloran en el área. Otras fallas invertidas menores que afectan el cretácico y el Eoceno se identificaron en varias líneas sísmicas del área de estudio, pero por su pequeña extensión no se incluyeron en el modelo realizado (Figura 31).

En el área de estudio, la Cordillera Oriental inicia su levantamiento desde la depositación de los sedimentos de la Formación Esmeraldas (Eoceno tardío – Oligoceno temprano) (Caballero et al., 2010), lo cual coincide con el contacto discordante entre la Formación Esmeraldas y Mugrosa. Este evento tectónico representa el inicio de varios pulsos de levantamiento de esta cordillera, los cuales influyeron directamente en la formación de las demás fallas mostradas en el modelo realizado para el área de estudio (Figura 31). En él se puede observar que, asociados a las fallas más recientes como Infantas, Arrugas y el sistema de fallas La Salina, se forman los principales pliegues de la zona (Anticlinales de infantas, Mugrosa y San Luis y sinclinales de Peña de Oro y Andes). Además, se observa que el desplazamiento de tipo inverso asociado a estas fallas, es mayor hacia el este, ya que es hacia el piedemonte de la Cordillera Oriental donde aumenta la tasa de deformación en el área.

En general, las fallas en el área de estudio son inversas, de alto ángulo, algunas correspondientes a la fase de inversión tectónica del Paleoceno, y otras más recientes asociadas a los pulsos de levantamiento de la Cordillera oriental. El rumbo predominante es NE-SW, con vergencia predominantemente oeste, y algunos cabalgamientos de tipo *BackThrust* o fallas conjugadas.

**Figura 31.***Marco estructural del área de estudio.*

### 6.3 Definición de topes y correlación estructural de pozos

Con el fin de definir correctamente la posición de los topes de las unidades de interés (La Paz, Esmeraldas y Mugrosa) en profundidad en los pozos disponibles, se realizaron dos correlaciones: N-S y E-W. En cada una se desplegaron los registros SP, algunos resistivos, GR y sísmico con el fin de ajustar la posición de algunos topes de acuerdo a los cambios observados para cada límite entre unidades litoestratigráficas. Además, se ilustran datos paleontológicos de acuerdo a lo descrito en los informes geológicos disponibles de algunos de los pozos, los cuales también fueron utilizados como criterio para definir los respectivos topes: el tope de la Formación Mugrosa corresponde con el horizonte fosilífero de Mugrosa, de edad Oligoceno tardío (ICP-Ecopetrol, 1996) y el de la Formación Esmeraldas con el horizonte fosilífero de Los Corros, de edad Eoceno tardío (ICP-Ecopetrol, 1996). En el caso de la Formación La Paz, no se contaba con suficiente

información en los informes de pozo, ya que en la mayoría de ellos se definía el tope del grupo Chorro (formaciones Esmeraldas y La Paz) únicamente. Como criterio para definir este tope de manera interpretativa, se propone que corresponde al paquete de arenas basales del Grupo Chorro.

En la correlación N-S (Figura 32) se puede apreciar de manera general cambios muy notorios de espesor de las unidades conforme se avanza hacia el sur, dados por cambios en el espacio de acomodación de sedimentos en la cuenca o por eventos tectónicos, con la aparición de fallas inversas hacia el sur. Para la formación La Paz, desde el pozo La Negra-1 hasta Fuego-1 se observa un aumento de espesor, lo que sugiere que para la edad de depositación de esta formación (Eoceno medio) existía una fosa en esa zona del área de estudio, la cual va desapareciendo paulatinamente hacia el sur, lo que provoca nuevamente su adelgazamiento. En el pozo Palmas-1, la aparición de la formación La Paz estructuralmente más abajo es consecuencia del movimiento inverso de la Falla Palmas, la cual coloca el bloque norte estructuralmente más arriba del bloque sur. Hacia el extremo sur (pozo Mugrosa Sur-1), la falla de Arrugas ubica nuevamente en un nivel estructural más alto a la formación La Paz, por lo cual disminuye aún más su espesor respecto al que se encontraba en el pozo Palmas-1. En este caso, solamente en este pozo se definía formalmente el tope de esta unidad; en los demás pozos se definió como el intervalo en el que los registros litológicos (SP o GR) indicaban presencia de arenas, principalmente hacia la base del Grupo Chorro. Adicionalmente, se observa que los aumentos en el valor de los registros resistivos casi siempre coinciden con la presencia de manifestaciones de aceite o gas reportado por el pozo. De acuerdo a lo anterior, se puede afirmar que la formación La Paz tiene un alto potencial como reservorio de hidrocarburos, tanto por sus características litológicas como por las variaciones de espesor de norte a sur, lo cual podría sugerir la presencia de algún pinchamiento estratigráfico

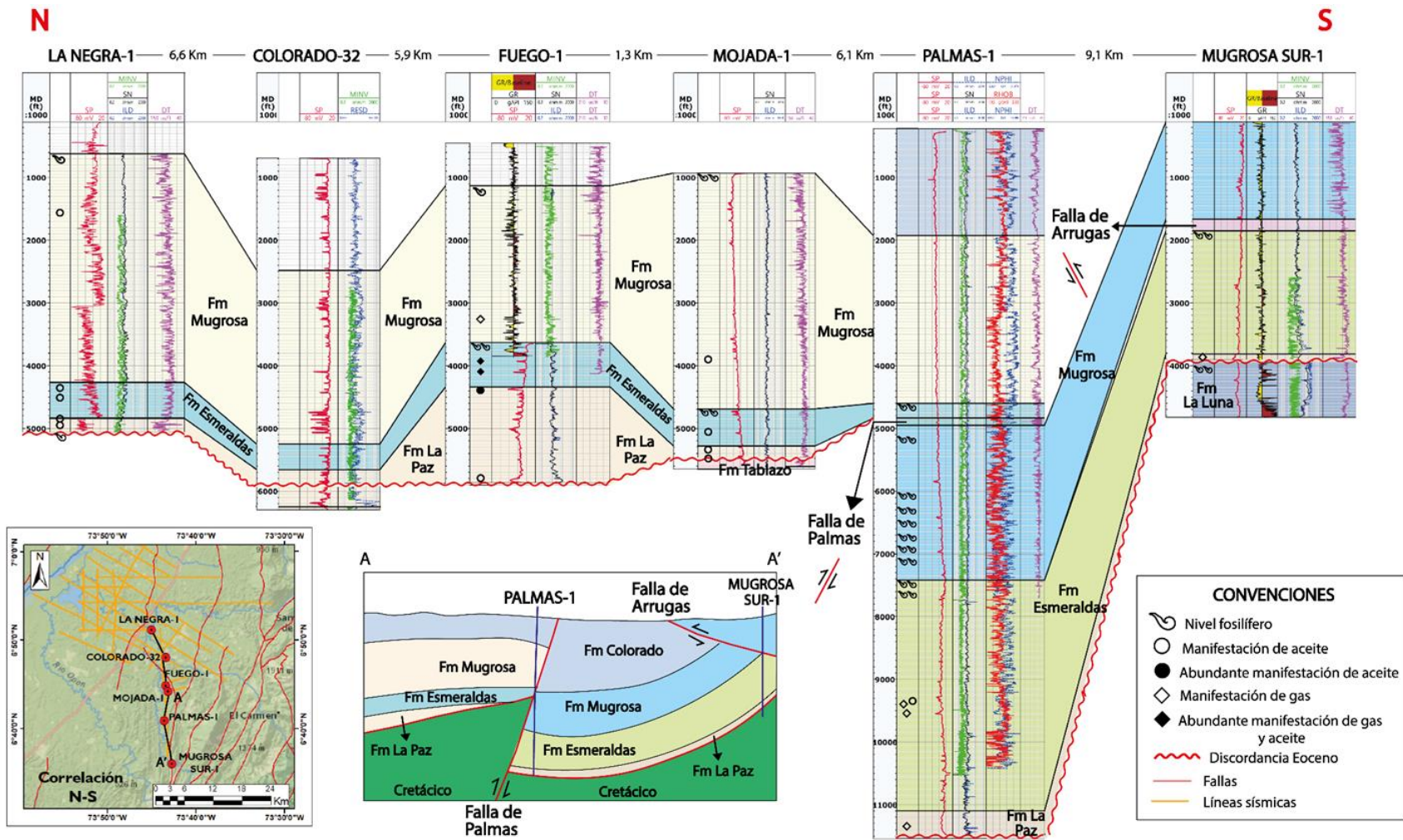
contra la discordancia (*onlap*), principalmente entre los pozos Mojada-1 y Palmas-1. Esta idea podrá ser evaluada de una forma más clara en la interpretación sísmica.

En el caso de la formación Esmeraldas, el tope de esta unidad se definió en los pozos Fuego-1, Mojada-1, Palmas-1 y Mugrosa Sur-1 por la presencia del horizonte fosilífero de Los Corros, reportado en los informes correspondientes. Desde el punto más norte (La Negra-1), hasta antes de llegar al pozo Palmas-1, su espesor no presenta cambios tan notorios, lo que quiere decir que para el Eoceno Tardío la tasa de sedimentación y el espacio de acomodación de los sedimentos fue más o menos constante. Al llegar al pozo Palmas-1, se evidencia un aumento de espesor considerable, lo que podría deberse a que estructuralmente se encuentra en el bloque yacente de la falla de Palmas, que para el Eoceno Tardío correspondería a una fosa, favoreciendo la alta tasa de sedimentación y el gran espesor observado para esta unidad. En el extremo sur del área de estudio (pozo Mugrosa Sur-1) se observa que su espesor sigue siendo considerable, lo que supone un aporte de sedimentos constante hacia el sur. De acuerdo a los registros de pozo y a las manifestaciones de gas y aceite reportadas en los pozos para esta formación, contiene intervalos de interés que podrían formar acumulaciones, ya sea en entrampamientos de tipo estructural o estratigráfico.

La última unidad de interés en la correlación es la Formación Mugrosa. El tope de esta se define en los pozos La Negra-1, Fuego-1, Mojada-1 y Palmas-1 de acuerdo a la presencia del horizonte fosilífero de Mugrosa, de edad Oligoceno Tardío (ICP-Ecopetrol, 1996). Esta formación parece conservar más o menos su espesor desde el pozo La Negra-1 hasta el pozo Palmas-1, donde es cortada por la falla de Palmas. Hacia el sur de este pozo, la falla de Arrugas eleva su posición estructural, de manera que aflora en el pozo Mugrosa Sur-1. Como reservorio de hidrocarburos, también posee algunas manifestaciones de interés, pero debido a que las trampas son de tipo

Figura 32.

Correlación estructural N-S de las Formaciones: La Paz, Esmeraldas y Mugrosa.



estructural, y en su mayoría ya identificadas, esta formación no es el reservorio de interés en este trabajo.

La correlación W-E (Figura 33), al igual que la N-S, permite observar tendencias en los cambios de espesor de las formaciones de interés. Para la Formación La Paz, se presenta un considerable aumento de espesor hacia el este, lo que permite suponer que, para la edad de su depositación, el depocentro de la cuenca en el área de estudio se encontraba hacia el este. Además, se observa que en el punto más oeste de la correlación (pozo Aguas Blancas-5), el paquete de arenas basales no está presente, lo cual podría indicar que hacia el W existía una zona de aporte de sedimentos (paleoalto La Cira) y esta no llegó a depositarse allí. Caso contrario ocurre hacia el E donde se evidencia que en el pozo Cascajales-1 el espesor de esta unidad va aumentando considerablemente, a pesar de que se encuentra estructuralmente mucho más arriba debido al movimiento inverso del sistema de fallas La Salina. En el extremo E su espesor aumenta aún más, y también el de las unidades suprayacentes. El tope de La Paz se encuentra reportado en los pozos Peña de Oro-1, Cascajales-1 y Regalo-1; en los demás pozos se interpretó como el paquete de arenas basales del grupo Chorro, según la respuesta de los registros litológicos. Al igual que en los pozos N-S, se reportan manifestaciones de aceite y gas en algunos intervalos arenosos, lo que confirma nuevamente el potencial de esta unidad como reservorio.

Para la Formación Esmeraldas (tope del grupo Chorro), se define el tope por la presencia del horizonte fosilífero de Los Corros en los pozos Arrugas-1, Peña de Oro-1 y Regalo-1. En el pozo Cascajales-1 no está presente debido a que posiblemente debió erosionarse, dada la posición estructural de La Paz y el fallamiento inverso, pero si está presente en Regalo-1. Al igual que la formación La Paz, contiene algunos intervalos donde se reportaron manifestaciones de aceite, principalmente hacia los pozos Arrugas y Peña de Oro.

Respecto a la Formación Mugrosa, el tope ajustó teniendo en cuenta la presencia del horizonte fosilífero de Mugrosa en los pozos Aguas Blancas-5, Peña de Oro-1 y Regalo-1; en los demás se ajustó de acuerdo a lo reportado en marcadores geológicos de los informes de cada uno. En la correlación, se observa que, contrario a lo que ocurre con la Formación La Paz, esta presenta una disminución en su espesor hacia el E (pozo Regalo-1), lo que sugiere que para la edad de su depositación (Oligoceno), el espacio de acomodación había disminuido hacia el E. A pesar de que esta formación contiene un alto potencial como reservorio de hidrocarburos, y las manifestaciones de estos se reportan en los pozos a lo largo de esta formación, no será considerada como el principal reservorio de interés en este estudio, como se había mencionado con anterioridad

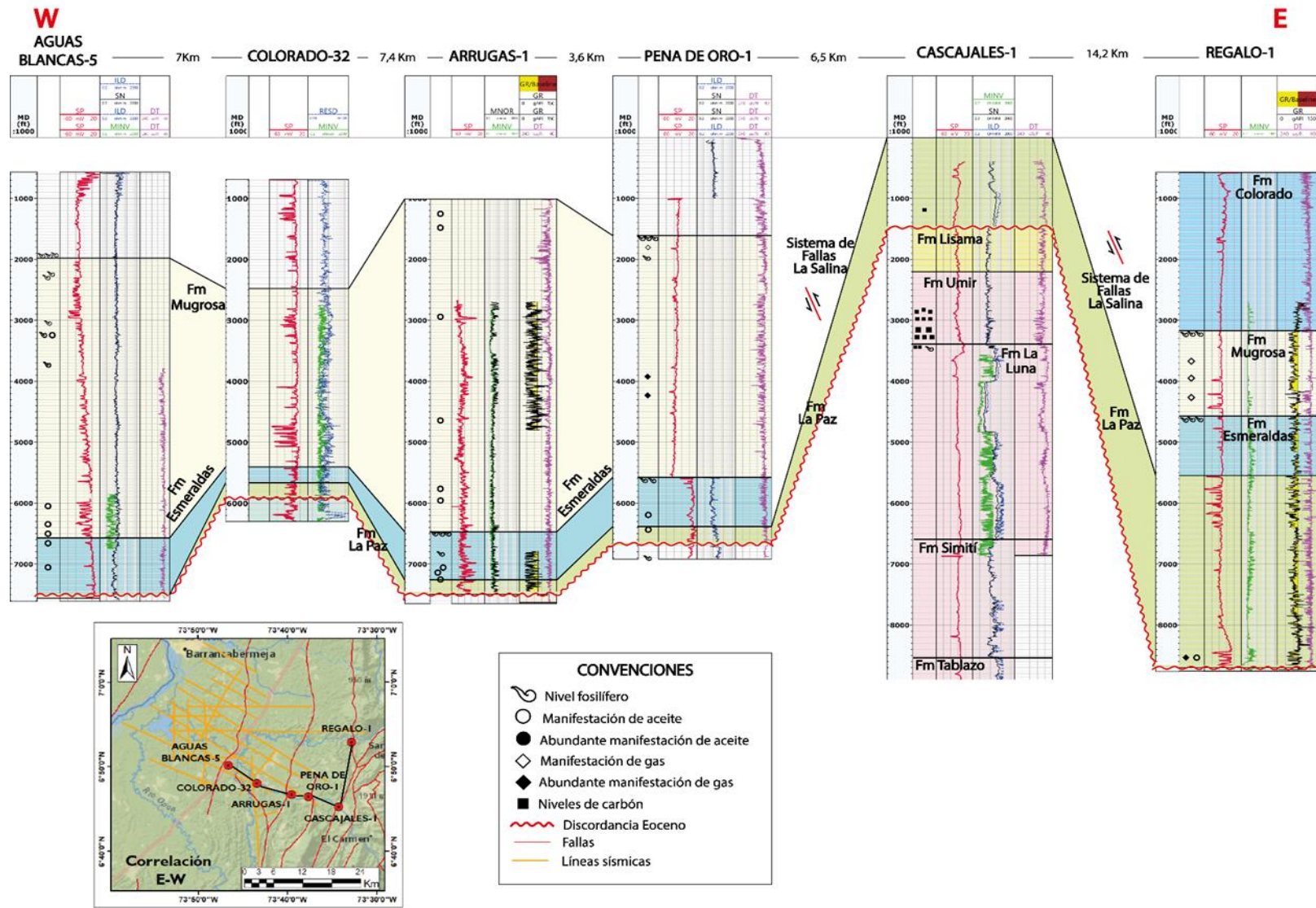
#### **6.4 Interpretación Sísmica.**

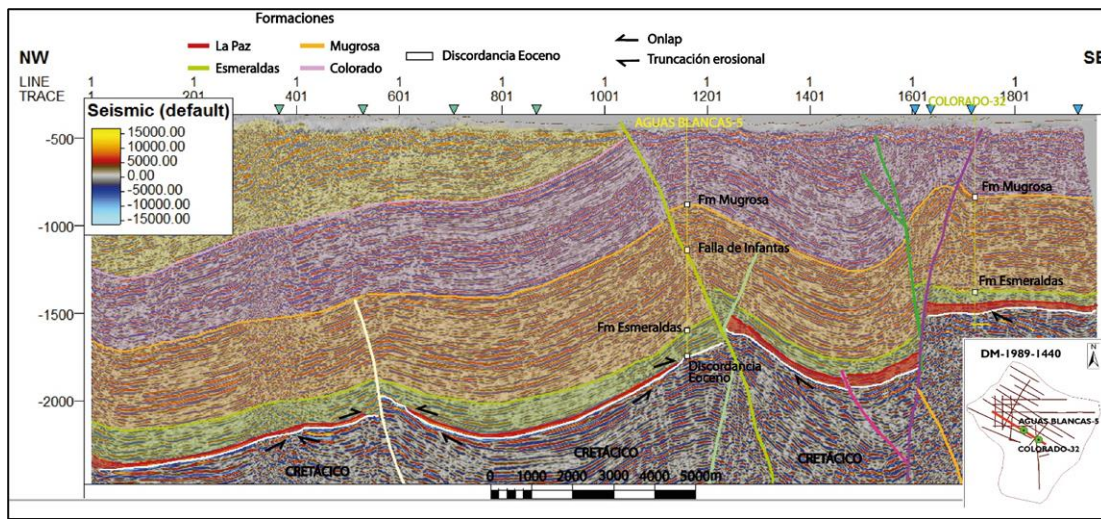
Una vez definidos los topes de las unidades en los 11 pozos a partir de los informes geológicos de pozo y la interpretación de los registros disponibles, se definieron 5 horizontes a interpretar: Discordancia del Eoceno, formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado. No se trazaron horizontes infrayacentes a la discordancia debido a la ausencia de información de pozo necesaria para tal fin.

Debido a que en el área domina un régimen compresivo, se hizo necesaria la interpretación e identificación de los principales rasgos estructurales antes de trazar los horizontes mencionados. Seguidamente de interpretar las principales fallas, se trazaron los horizontes, empezando por las líneas más cercanas a los pozos y siguiendo por las que se van cruzando con estas, hasta cubrir la totalidad de las líneas.

Figura 33.

Correlación estructural N-S de las Formaciones: La Paz, Esmeraldas y Mugrosa.



**Figura 34.***Interpretación sísmica de la línea DM-1989-1440.*

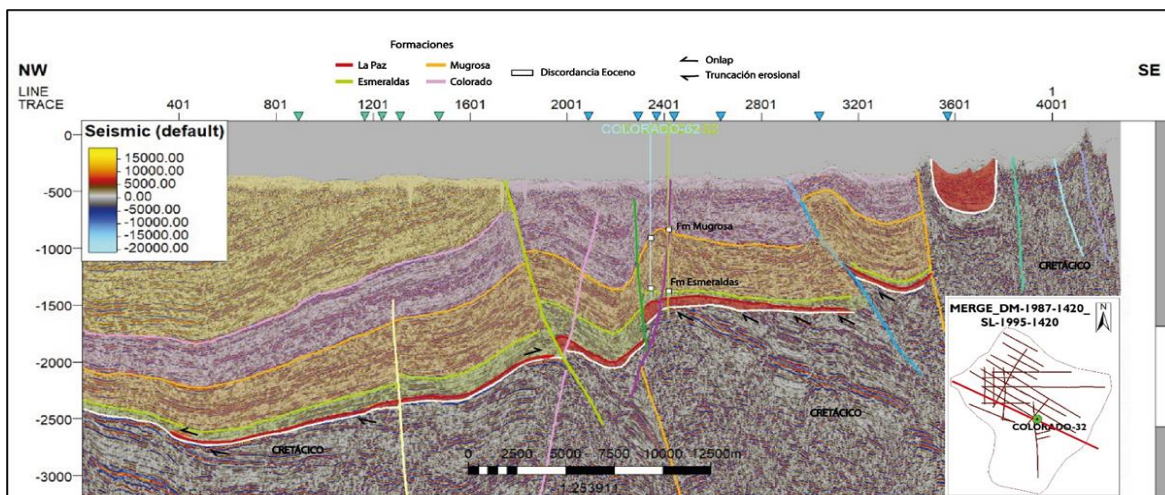
De la interpretación sísmica realizada en el área de estudio, cabe destacar la relación entre la sedimentación y los eventos tectónicos ocurridos a partir del paleoceno, ya que estos controlaron el espesor, la distribución y las facies de la secuencia terciaria. Como se observa en la figura 34, los reflectores interpretados corresponden a discordancias que representan eventos tectónicos ocurridos en la cuenca: la discordancia del Eoceno refleja el gran evento erosivo correspondiente al levantamiento de la Cordillera Central, el cual deformó y truncó erosionalmente las unidades cretácicas. Esto se puede evidenciar en la línea sísmica DM-1989-1440 (Figura 34) en la que se observó que la continuidad de los reflectores infrayacentes a la discordancia está interrumpida por este evento erosivo. También se observa que la formación La Paz presenta un adelgazamiento hacia las zonas estructuralmente más altas donde no ocurrió la depositación de esta unidad, creándose onlaps respecto a la discordancia. Cabe resaltar que esta formación se depositó sintectónicamente al levantamiento de la Cordillera Central (orogenia Andina), lo que posibilitó su pinchamiento en algunas zonas del área de estudio. De acuerdo a lo anterior, la deformación

previa a la sedimentación de la formación La Paz dio lugar a espacios de acomodación diferenciales a lo largo de la cuenca, ya que hacia el este se presentaba un mayor espacio de depositación, y hacia el oeste la formación de altos estructurales, como el paleoalto de La Cira, causó la disminución del espesor de esta de E a W.

La depositación de las formaciones terciarias suprayacentes a la formación La Paz se vio interrumpida por eventos de deformación, aunque menos intensos que el ocurrido en el Eoceno temprano (discordancia del Eoceno). De este modo, el espesor de las formaciones como Mugrosa y Colorado no sigue la misma tendencia observada en la formación La Paz, ya que, con el levantamiento de la Cordillera Oriental, el espacio de acomodación presente al este fue disminuyendo hasta convertirse de un área receptora de sedimentos a un área fuente de los mismos.

### Figura 35.

*Interpretación sísmica de la línea MERGE\_DM-1987-1420\_SL-1995-1420.*



Es por esto las formaciones más recientes aumentan su espesor hacia el oeste del área de estudio y no están presentes en el extremo este, donde las unidades cretácicas afloran indicando la presencia de la cordillera oriental.

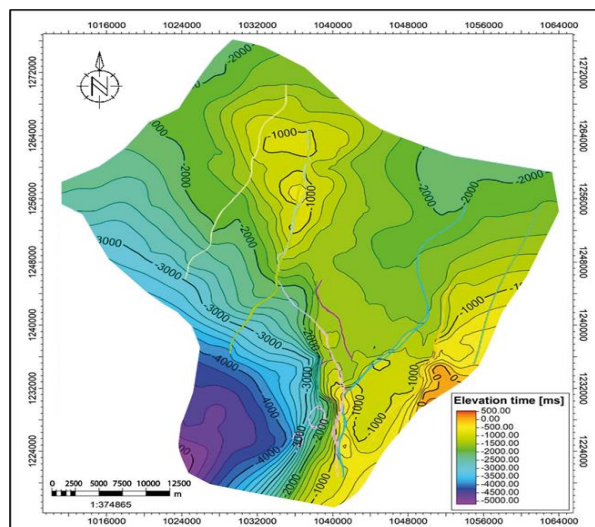
De acuerdo a la interpretación de la geología estructural, las fallas en el área de estudio evidencian diferentes eventos de deformación que tuvieron lugar desde el Cretácico. De esta forma, se identificaron fallas de distinta temporalidad: algunas relacionadas a la inversión tectónica ocurrida desde el Paleoceno, cuyo trazo no aflora en superficie debido a que no se reactivaron con la tectónica más reciente ocurrida en el área. Este es el caso de las fallas mostradas en la línea sísmica MERGE-DM-1987-1420\_SL-1995-1420 (Figura 35), en la que se observa que las más recientes, relacionadas al levantamiento de la Cordillera Oriental y a los últimos pulsos de deformación andina, se encuentran hacia el este (sistema de fallas La Salina y Falla de Arrugas) y hacia la parte central (falla de Infantas); y las fallas más antiguas no reactivadas buzan de forma contraria a estas.

### 6.5 Reconocimiento de posibles trampas estratigráficas

Realizada la interpretación sísmica en el área de estudio, se generó el mapa estructural de la Discordancia de Eoceno (Figura 36), la Formación La Paz (Figura 38) y Esmeraldas (Figura 40).

#### Figura 36.

*Mapa estructural de la Discordancia del Eoceno, en Two Way Time (TWT).*

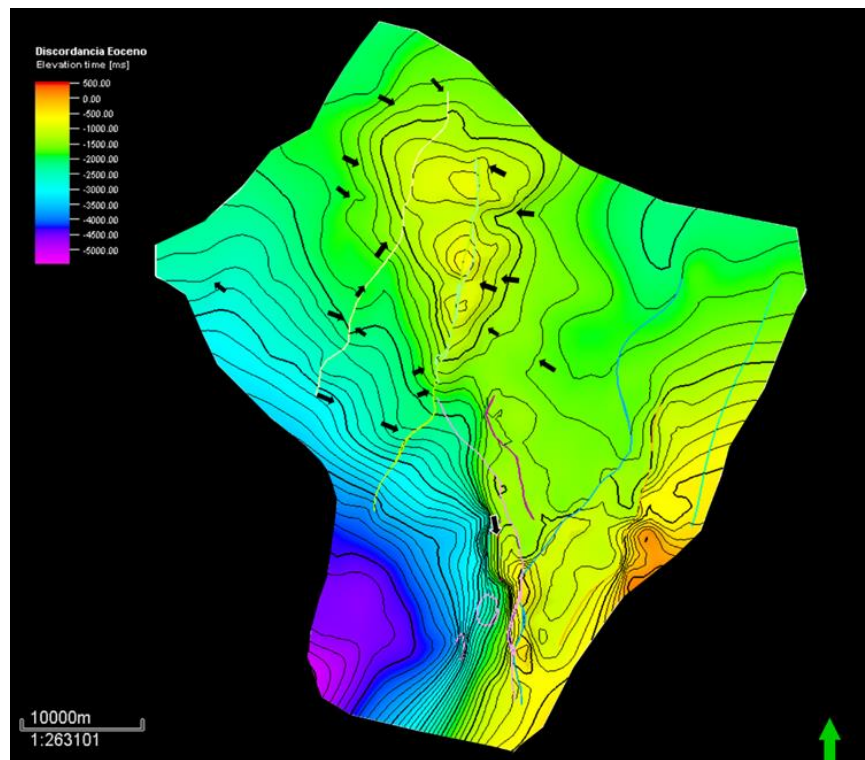


Según lo observado en el mapa estructural asociado a la discordancia del Eoceno, se analiza la relación que existe entre las zonas estructuralmente más elevadas y la formación de trampas estratigráficas debido a la presencia de *onlaps* contra esta superficie. En la zona de estudio el paleoalto de La Cira, que se ubica al NW a un tiempo de elevación de 1000 milisegundos, representa una de las áreas en las que la paleotopografía fue favorable como área de suministro de sedimentos. Esto quiere decir que sobre ella no se depositaron los sedimentos que iniciaron el relleno de la cuenca luego del evento erosivo del Eoceno temprano (Formación La Paz). Sin embargo, se logró interpretar el reflector perteneciente a la formación La Paz en los alrededores de este paleoalto, quedando en relación de *onlap* contra este. Lo anterior significa que estos *onlaps* podrían corresponder a las posibles trampas estratigráficas en la zona de estudio. En la Figura 37 se ilustran los *onlaps* identificados en la interpretación sísmica, algunos de los cuales se encuentran a la misma elevación respecto a la discordancia, lo que sugiere que podría existir una buena continuidad lateral de esta zona prospectiva.

Otro aspecto que influye en la formación de estos *onlaps* es la presencia de fallas inversas, algunas de ellas ya existentes desde antes de la depositación de la formación La Paz, formadas gracias a la inversión tectónica del Paleoceno – Eoceno Temprano. Estas fallas inversas crearon zonas estructuralmente más altas que otras, favoreciendo así la depositación discontinua de los sedimentos terciarios. Por esta razón se observan *onlaps* cercanos a 2 de las fallas principales del área de estudio: Infantas e Infantas Oeste.

**Figura 37.**

*Mapa estructural de la Discordancia del Eoceno con el señalamiento de los onlaps.*



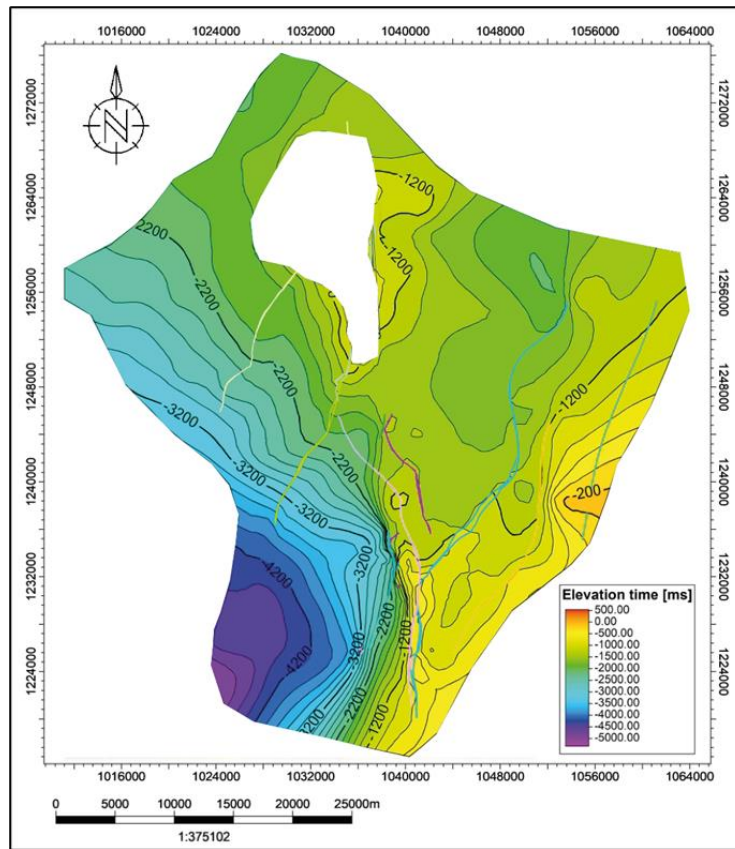
*Nota:* Las flechas negras señalan a los onlaps identificados en la sísmica.

Hacia el sur de la zona solo se observó un *onlap* debido a que las líneas sísmicas se encontraban paralelas al rumbo de las fallas, lo que dificultó la interpretación de la continuidad de los reflectores de interés.

El mapa estructural al tope de la formación La Paz (Figura 38) presenta las elevaciones en tiempo sísmico (milisegundos) y las principales fallas del área de estudio. Este mapa refleja lo mencionado anteriormente acerca de la distribución de esta unidad, por lo cual se observa un área en la que no está presente. Esta correspondería al paleoalto de La Cira, alrededor del cual terminan los reflectores de la formación La Paz en relación de acuñamiento contra este.

**Figura 38.**

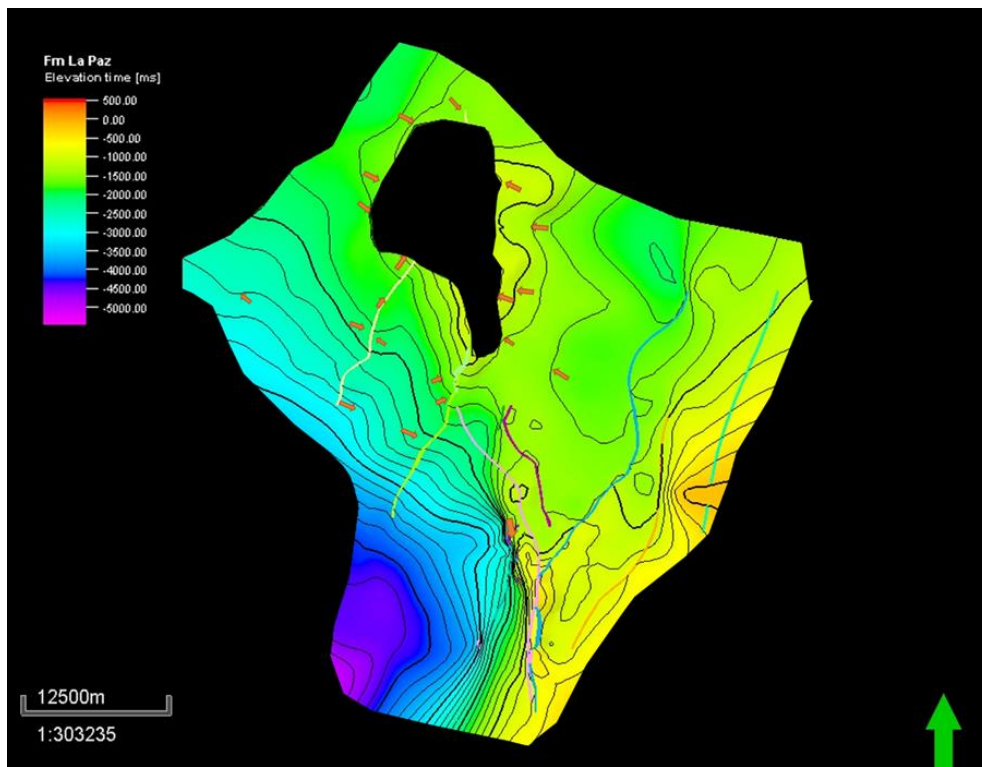
Mapa estructural al tope de Formación La Paz, con las fallas principales de la zona.



De manera general se observa que el nivel estructural del tope de esta formación va elevándose de W a E. La zona más E está altamente influenciada por la tectónica inversa del sistema de fallas La Salina, la cual fue posterior al a edad de sedimentación de La Paz. Esto quiere decir que, para el Eoceno Medio – Tardío esta área era un depocentro y no un área topográficamente elevada como lo es en la actualidad, lo que favoreció un mayor espesor y tasa de sedimentación para esta unidad. En este contexto, no existía una paleotopografía favorable para la formación de *onlaps*.

**Figura 39.**

Mapa estructural al tope de la Formación La Paz con el señalamiento de *onlaps*.

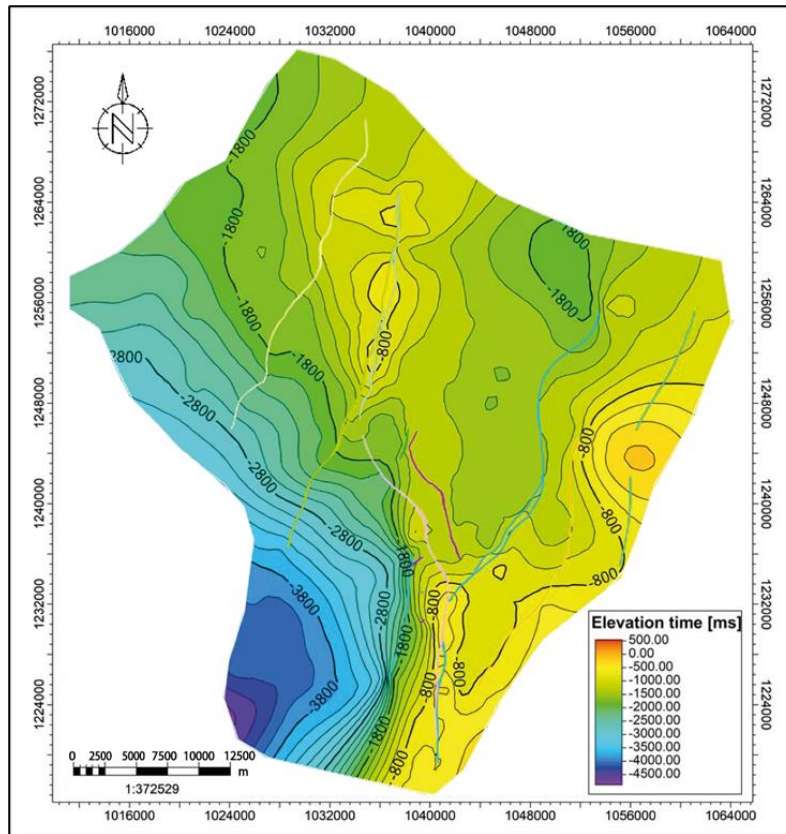


En la Figura 39 se puede observar como la posición de los *onlaps* interpretados se encuentra rodeando el área faltante, que corresponde al paleoalto de La Cira.

El último mapa estructural realizado corresponde al tope de la formación Esmeraldas (Figura 40). En este no se interpretaron reflectores que tuvieran relación de *onlap* contra una superficie estructuralmente más elevada, lo que quiere decir que para la edad de sedimentación de esta unidad aumentó la capacidad de acomodación de sedimentos en la cuenca, logrando depositarse algunas capas sobre el paleoalto de La Cira, impidiendo la presencia de terminaciones de tipo *onlap*. Dada esta condición, esta formación no representaría un potencial significativo como reservorio en trampas estratigráficas, pero sí participaría en la formación de estas trampas como el sello del sistema petrolífero.

**Figura 40.**

*Mapa estructural al tope de la Formación Esmeraldas con las fallas principales de la zona de estudio.*



Por otra parte, se tiene en cuenta las unidades que se encuentran bajo la discordancia, las cuales corresponden a las capas truncadas erosionalmente por esta superficie. Debido a la existencia de reservorios de edad pre-Eocena que han sido reportados por Sarmiento (2011) a lo largo de la cuenca (Formaciones Lisama, Umir, La Luna, Tablazo y Rosablanca) y a la posibilidad de encontrar trampas estratigráficas en reservorios de este tipo, se evalúa a continuación su prospectividad mediante líneas sísmicas suministradas por la EPIS, en las cuales se ha hecho un proceso de inversión sísmica, pudiendo así comprobar este planteamiento. En el siguiente apartado se presentan los resultados expuestos en estas líneas, gracias a las cuales se identifica con detalle el sistema petrolífero.

## 6.6 Análisis del sistema petrolífero

Para el análisis de los componentes del sistema petrolífero y la efectividad de las posibles trampas estratigráficas se visualizó la interpretación sísmica previamente realizada en líneas procesadas por inversión sísmica, mostrando los valores de porosidad efectiva de los reflectores. Se escogió esta propiedad debido a que puede brindar una idea de la posibilidad de acumulación de hidrocarburos y de la efectividad y presencia del sello del sistema petrolífero. Así, los valores altos de porosidad efectiva indican la presencia de un posible reservorio, y los bajos, de un posible sello. De esta manera, se lograron identificar los elementos del sistema petrolífero así:

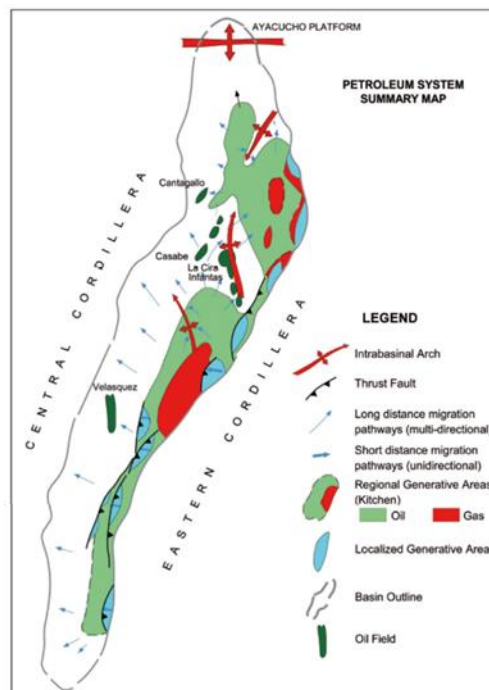
- Roca generadora: para la zona de estudio, y regionalmente en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, esta corresponde a las calizas y lutitas de la Formación La Luna, de edad Cenomaniano-Santoniano inferior, las cuales se caracterizan por tener un promedio de TOC (*Total Organic Carbon*) del 3% y kerógeno tipo II (Rueda et al, 1998).
- Roca reservorio: está conformada por el intervalo de areniscas basales del grupo Chorro, el cual se ha interpretado y definido en este trabajo como la Formación La Paz; bajo la discordancia del Eoceno también se identifican reflectores cretácicos truncados y con una porosidad efectiva lo suficientemente alta como para considerarse reservorio. Esta podría corresponder a niveles de arena probablemente de la Formación Lisama o Umir.
- Roca sello: corresponde a los niveles de lodolitas depositados en ambientes de llanuras de inundación que predominan en la Formación Esmeraldas; también se considera que la superficie de la discordancia de Eoceno, al ser una paleosuperficie expuesta a un evento de erosión a gran escala, correspondería a un paleosuelo impermeable, que actúa como sello inferior de la Formación La Paz y como sello superior de las truncaciones erosionales cretácicas. Además, las

intercalaciones de lutitas de las formaciones cretácicas también serían sellos laterales de los reservorios bajo la discordancia.

- Migración: La migración regionalmente ocurre desde el piedemonte de la Cordillera Oriental hacia el Oeste. En la zona de estudio, ocurre localmente de SW a NE (Figura 41).

### Figura 41.

*Mapa de áreas de generación y vías de migración de hidrocarburos del VMM.*



*Nota:* Tomada de Sarmiento (2011).

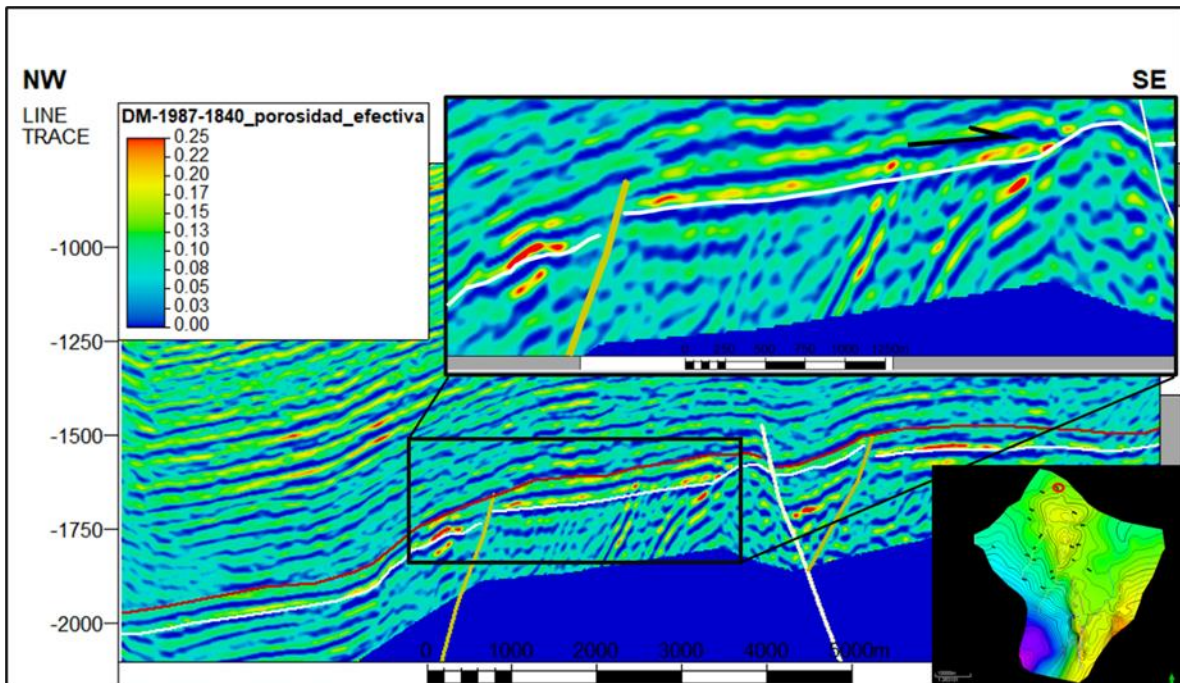
- Trampa: para el área de estudio, se identificaron dos tipos de play estratigráficos: onlaps de la formación La Paz contra el paleoalto La Cira y truncación erosional bajo la discordancia de Eoceno de posibles areniscas cretácicas. Además, como se mostrará a continuación, el componente estructural, en algunos casos, participa en la formación de la trampa, por lo cual esta sería combinada.

### 6.6.1 Análisis por encima de la discordancia de Eoceno

En la línea DM-87-1840 se ubica una de las zonas identificadas como *onlap* de la Formación La Paz contra la discordancia de Eoceno (Figura 42).

#### Figura 42.

*Línea DM-1987-1840 interpretada en porosidad efectiva.*



*Nota:* Línea tomada y modificada de la base de datos suministrada por la EPIS.

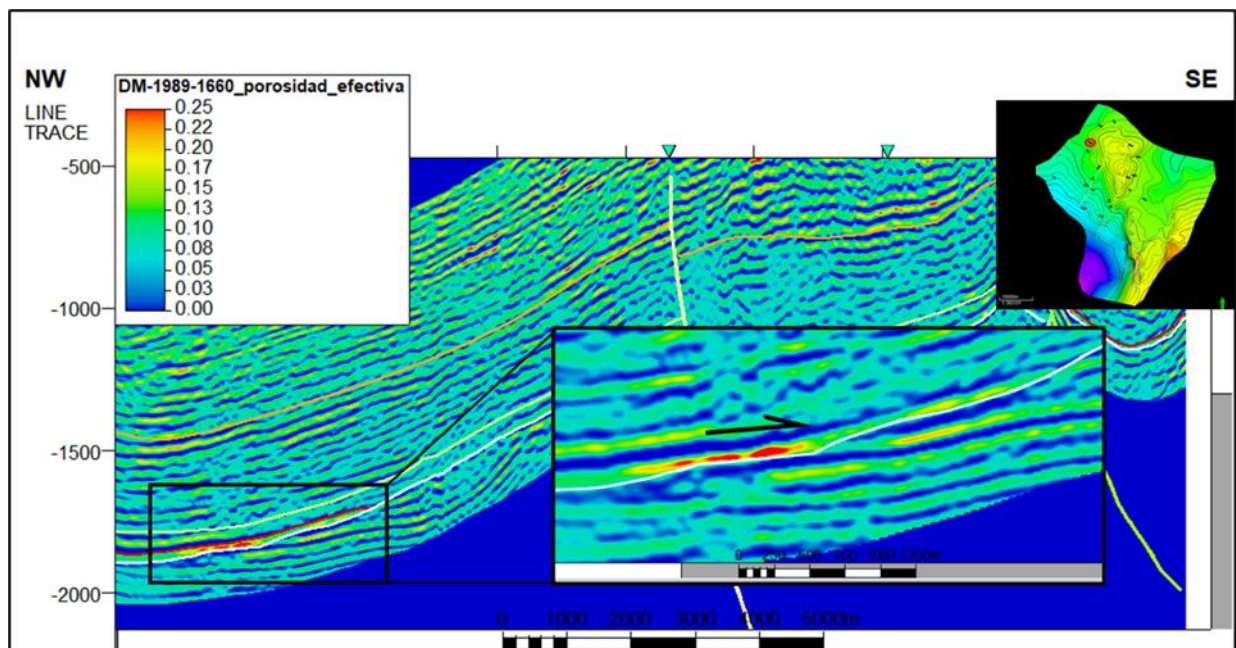
En esta se puede observar que el reflector que está encima de la discordancia, y que en general presenta valores mayores a 0.10 en porosidad efectiva, termina contra una superficie más o menos deformada por el movimiento de una falla inversa a la derecha. Además, la falla presente hacia el NW podría comportarse como sello del reflector que muestra valores muy altos de porosidad efectiva hacia la izquierda; pero esta trampa sería de tipo estructural, por lo que no hace parte del tipo de prospecto estratigráfico que se busca. Por otra parte, en la línea se observan

reflectores bajo la discordancia, correspondientes a las unidades cretácicas, algunos de las cuales muestran valores interesantes de porosidad efectiva, que podrían ser reservorios de interés, dado que presentan sellos y están truncados en la parte superior por la discordancia, lo cual les da la característica de una trampa estratigráfica. Sin embargo, no hay certeza de la unidad a la que podrían pertenecer esos niveles, dado que la información de pozo se encuentra principalmente en el terciario.

En la Figura 43 se observa un reflector, interpretado como la formación La Paz, el cual presenta una posible trampa estratigráfica formada por la terminación de tipo *onlap* buzamiento arriba, contra la discordancia. Se observa que hay presencia de sellos inferior y superior, y lateralmente el reflector va disminuyendo su porosidad efectiva desde valores entre 0.15 y 0.25 hasta valores menores de 0.15.

### Figura 43.

*Línea DM-1989-1660 interpretada en porosidad efectiva.*

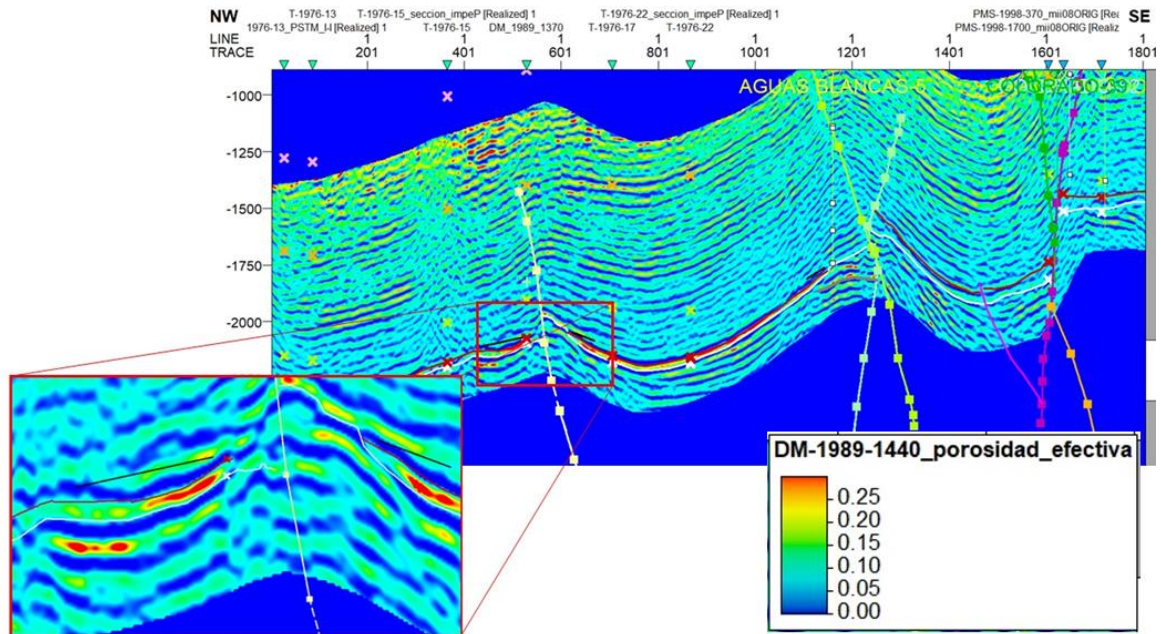


*Nota:* Línea tomada y modificada de la base de datos suministrada por la EPIS.

Esta propiedad va disminuyendo hasta que el reflector tiende a desaparecer contra una superficie sellante.

**Figura 44.**

*Línea DM-1989-1440 interpretada en porosidad efectiva para el onlap del NW.*



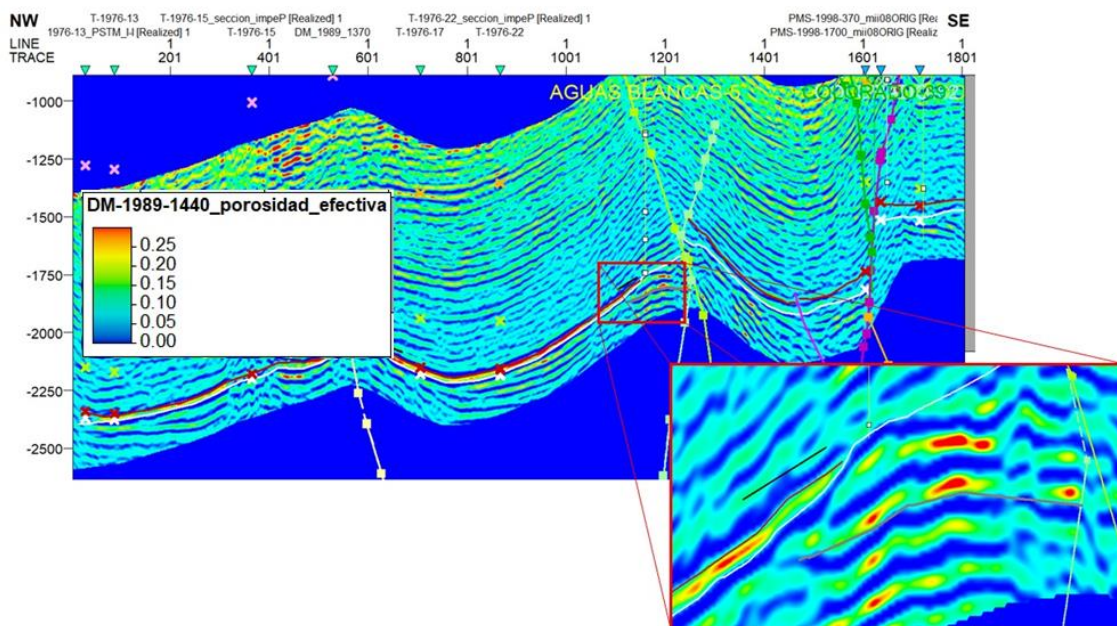
*Nota:* Línea tomada y modificada de la base de datos suministrada por la EPIS.

El análisis de la línea DM\_1989\_1440 en porosidad efectiva evidencia dos acuñamientos sobre la discordancia del Eoceno, los cuales tienen valores altos respecto a los demás reflectores que se observan en la zona. El primer *onlap* está en la Figura 44, señalado por la línea negra que se encuentra antes del pozo Aguas Blancas 5, el cual fue realizado en dirección más SE de los reflectores que tienen alta porosidad efectiva. Esta alta porosidad, puede ser una trampa estratigráfica en la zona de estudio, ya que se observa que alrededor de este reflector se encuentran capas con porosidad baja, las cuales actúan como sello y permiten que el hidrocarburo se acumule.

El segundo *onlap*, se observa en la Figura 45, ubicado al NW con respecto al primer acuñaamiento, este también presenta alta porosidad, la cual se ve reflejada en sus tonalidades roja y amarilla de la línea de porosidad, es señalado con una línea negra y está sobre la discordancia del Eoceno, correspondiente a la Formación La Paz. En este caso, el *onlap* se ve afectado por la falla Infantas Oeste, la cual está dividiéndolo en dos partes, permitiendo la acumulación de hidrocarburos al NW y SE de la falla.

**Figura 45.**

*Línea DM-1989-1440 interpretada en porosidad efectiva para el onlap del SE.*



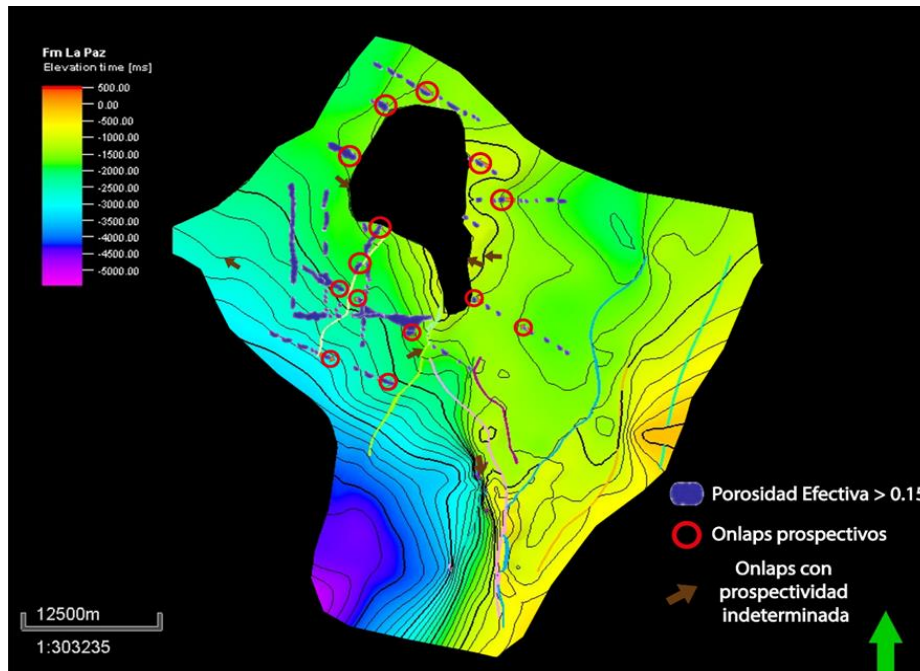
*Nota:* Línea tomada y modificada de la base de datos suministrada por la EPIS.

El análisis general de la prospectividad de las trampas definidas por encima de la discordancia del Eoceno se puede observar en la Figura 46, en la cual se resaltan las zonas con porosidad efectiva mayor a 0.15, correspondientes a la formación La Paz, las cuales representarían

la presencia del reservorio de interés. Sobre el mapa estructural de esta unidad también se presentan los onlaps definidos en la interpretación sísmica realizada previamente. De allí se puede concluir que las zonas en las cuales el *onlap* definido se ubica en una zona de alta prospectividad, representa una posible trampa estratigráfica; mientras que en los onlaps donde no se tiene certeza de alguna de sus propiedades petrofísicas, existe una incertidumbre respecto a su prospectividad.

### Figura 46.

*Mapa estructural de la Formación La Paz ilustrando las zonas con alta porosidad efectiva y los onlaps prospectivos.*



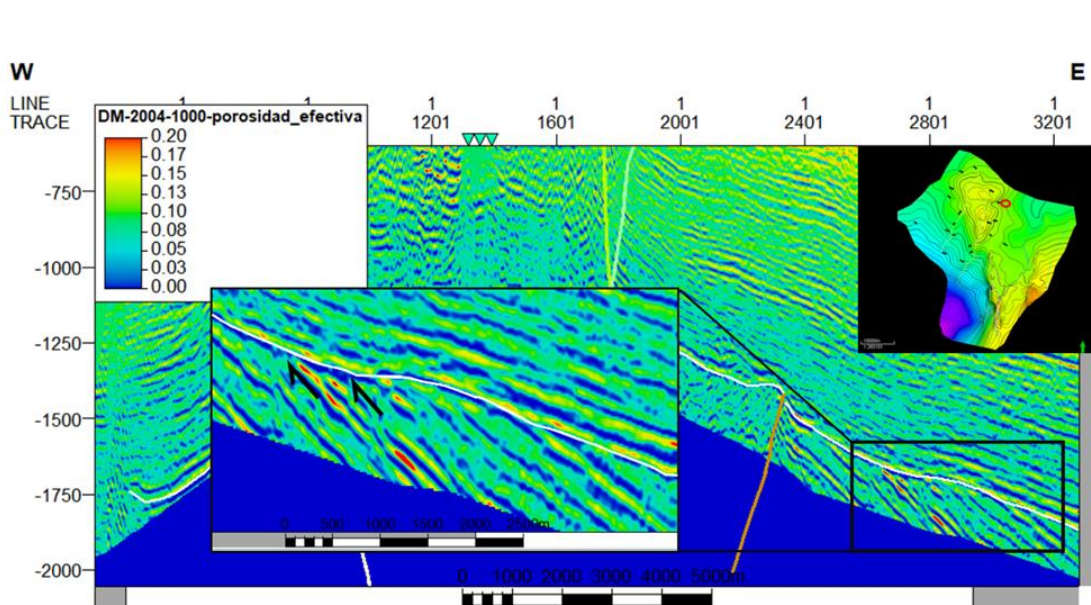
### 6.6.2 Análisis por debajo de la discordancia de Eoceno

En la zona de estudio en la que se obtuvo información más detallada acerca de la porosidad efectiva de las unidades, se logró identificar algunos reflectores truncados erosionalmente bajo la discordancia, los cuales presentan propiedades interesantes como reservorio de hidrocarburos en trampas estratigráficas.

Lo anterior se puede observar en la Figura 47, en la cual resaltan algunos reflectores con colores rojos, indicando valores de 0.2 o mayores de porosidad efectiva. Además, estos están rodeados por sellos laterales (colores azules) y el superior, que vendría siendo la superficie contra la cual ocurre la truncación erosional. Esto indica que las unidades cretácicas presentan intercalaciones de litologías arenosas de mayor porosidad, y no solo participan en el sistema petrolífero como sello o roca fuente.

**Figura 47.**

*Línea DM-2004-1000 interpretada en porosidad efectiva.*



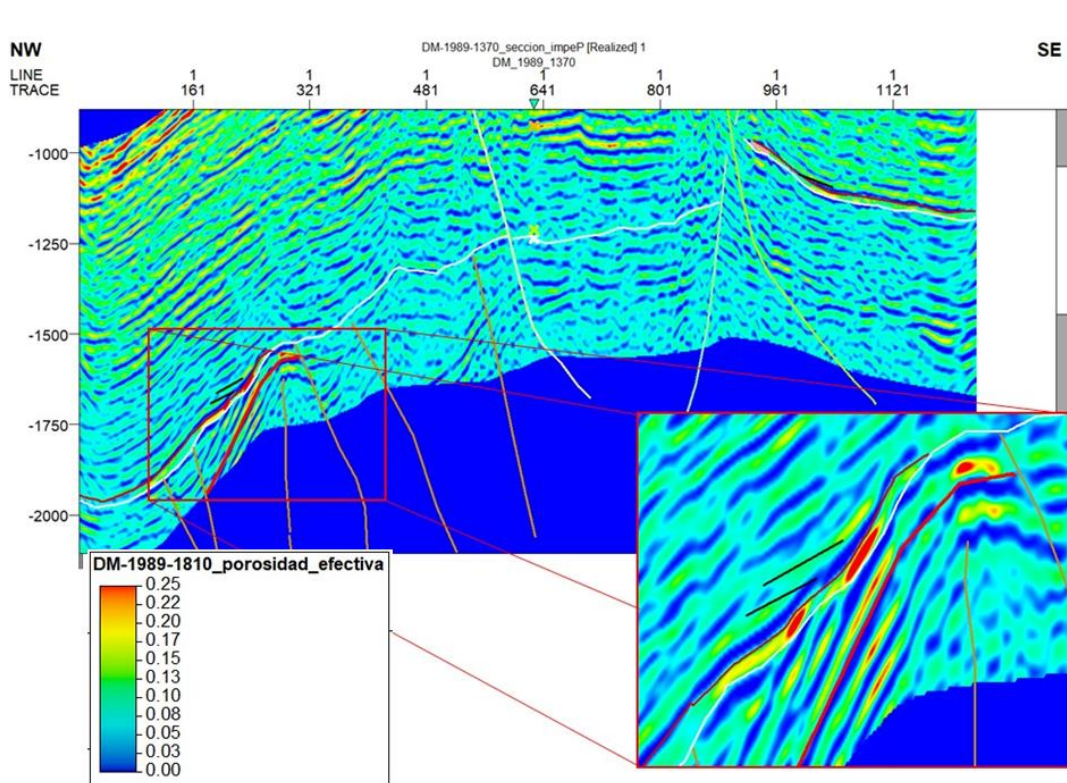
*Nota:* Línea tomada y modificada de la base de datos suministrada por la EPIS.

En la imagen x, se puede observar la línea sísmica DM\_1989\_1810, donde se realizó un análisis de las truncaciones que se encontraban debajo de la discordancia y se observó que la encontrada está asociada al comportamiento estructural influenciado por las fallas de la zona. Se definió como truncación de interés prospectivo ya que presenta altos valores de porosidad con

colores rojo y amarillo; también se observa que las capas laterales forman el sello de esta acumulación de hidrocarburos, por sus colores azules, indicando baja porosidad. Esta truncación es señalada por medio de la línea negra sobre los reflectores azules.

### Figura 48.

*Línea DM-1989-1810 interpretada en porosidad efectiva para la truncación afectada por la falla.*



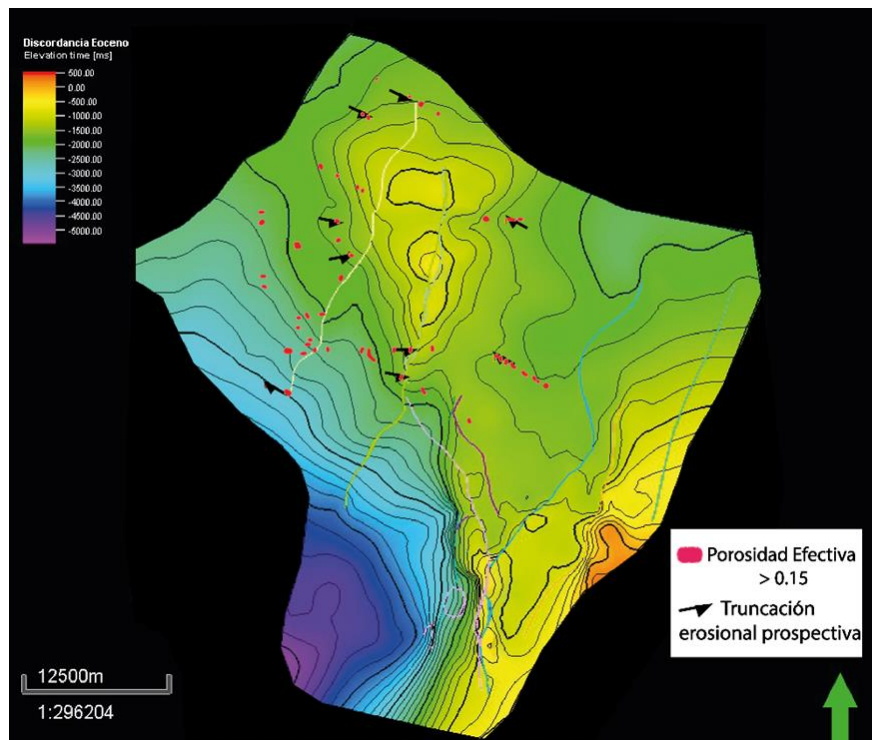
*Nota:* Línea tomada y modificada de la base de datos suministrada por la EPIS.

Para el análisis de las truncaciones prospectivas encontradas en el área de estudio, se realizó el mapa de la Figura 49, donde se ilustra la superficie de la discordancia del Eoceno y las fallas importantes de la zona. De esta manera, se encontraron similitudes entre la ubicación de algunos *onlaps* con las truncaciones, este es el caso de las que se encuentran al NW del mapa; otras de ellas

están asociadas a las fallas de la zona y se ubican en el área central de la imagen. Se podría encontrar relación con el Paleocalte de La Cira y las ubicaciones de la mayoría de las truncaciones, ya que algunas de ellas, al igual que los *onlaps*, se encuentran rodeando esta estructura. También se resaltan las zonas en las cuales se obtuvieron valores de porosidad efectiva mayores al 15%.

### Figura 49.

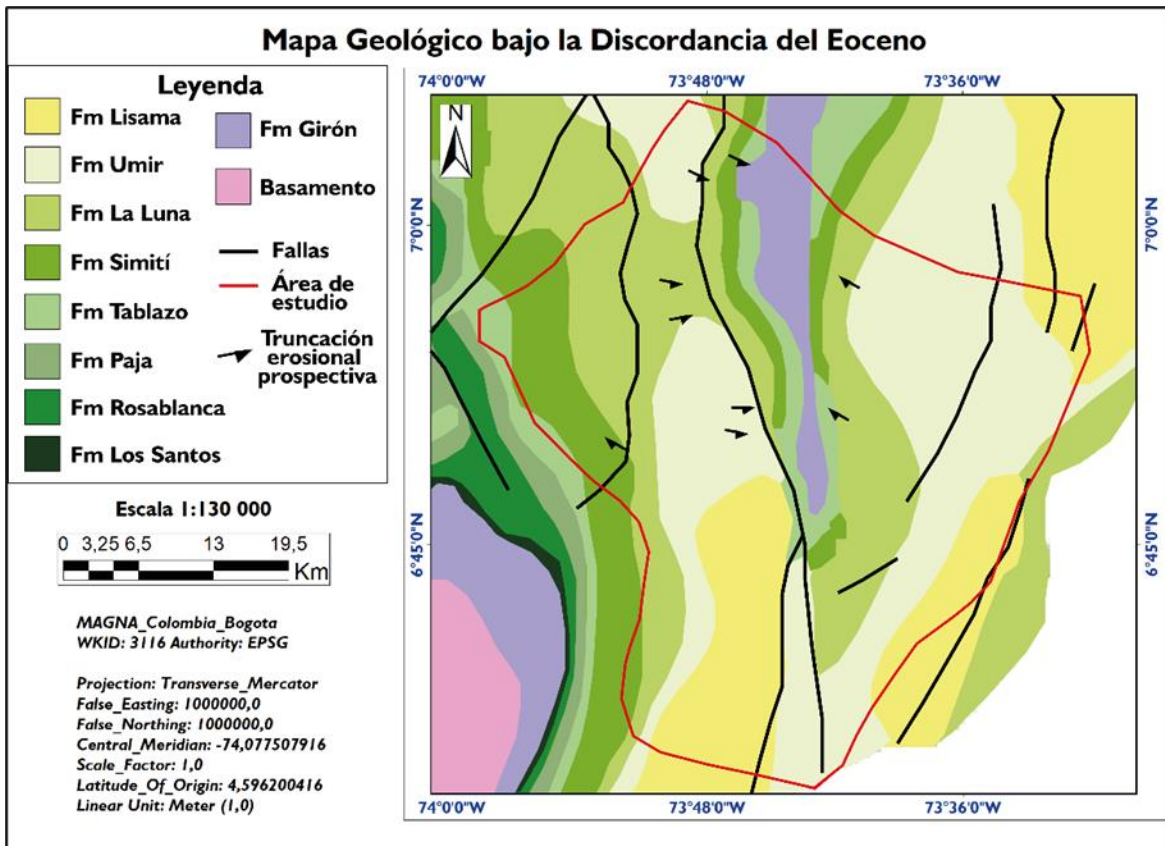
*Mapa estructural de la Discordancia del Eoceno donde se observan las truncaciones prospectivas del Cretácico.*



Con el fin de identificar las unidades a las cuales pertenecen las truncaciones erosionales prospectivas que se proponen en la Figura 49, se utilizó el mapa geológico bajo la discordancia del Eoceno, propuesto en Sarmiento (2011), como se muestra en la Figura 50:

**Figura 50.**

Mapa de unidades litoestratigráficas bajo la Discordancia del Eoceno.



*Nota:* Tomado y modificado de Sarmiento (2011).

De acuerdo con la Figura 50, las unidades en las cuales se presentan los reflectores identificados con alto potencial de reservorios en trampas estratigráficas (truncación erosional bajo la discordancia del Eoceno) son las formaciones Simití, La Luna y Umir. Esto permite plantear la existencia de niveles, ya sea arenosos o calcáreos fracturados con la existencia de porosidad secundaria en estas unidades cretácicas. Adicionalmente, cabe destacar la presencia de otra de las unidades consideradas por Sarmiento (2011) como potencial reservorio truncado por la discordancia del Eoceno: la Formación Lisama. Esta se extiende hacia el sur y sureste del área de estudio, área en la cual no se pudo definir con certeza la presencia de este tipo de reservorio, debido

a que no se cuenta con la data de pozo o sísmica en el dominio de la porosidad efectiva o de alguna otra propiedad petrofísica que permita hacer una estimación aproximada de su potencial.

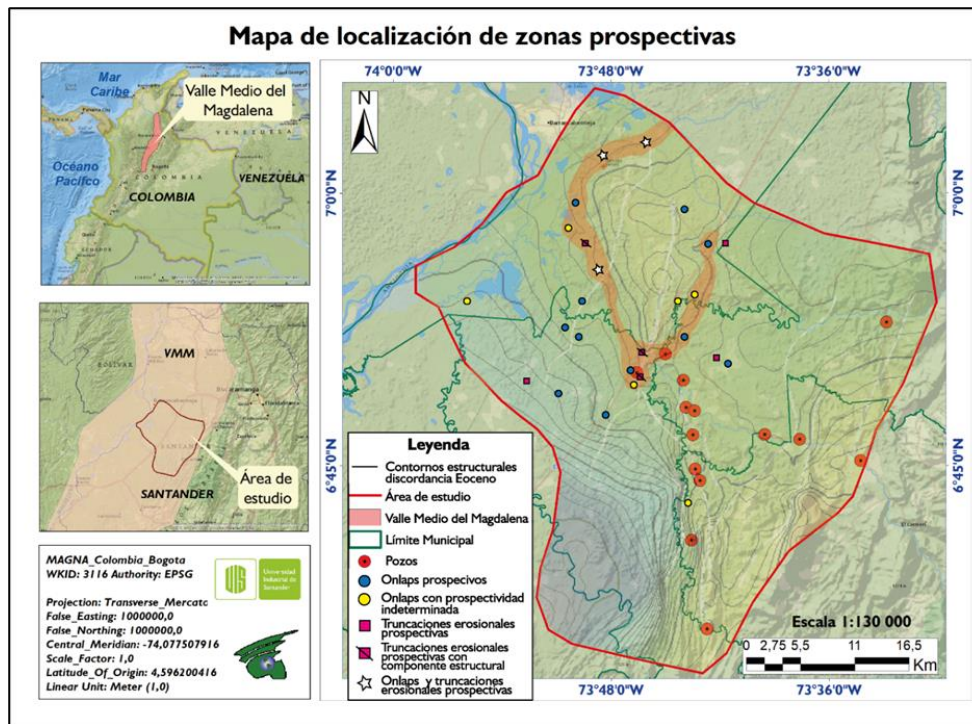
### **6.7 Análisis final: Definición de zonas prospectivas y cálculos volumétricos**

El análisis final de este trabajo, respecto a la identificación de zonas con alto potencial prospectivo en trampas estratigráficas se resume en la Figura 51. En esta se ilustran todas las posibles zonas de interés prospectivo en trampas estratigráficas, definidas como resultado del trabajo realizado. Los onlaps prospectivos se definen como reservorios pertenecientes a la Formación La Paz, que presentan relación de *onlap* contra la discordancia del Eoceno y que poseen un sello con alta probabilidad de generar una acumulación de hidrocarburos; los *onlaps* con prospectividad indeterminada hacen referencia a reflectores interpretados en las líneas sísmicas en amplitud como *onlaps*, para los cuales no fue posible definir su potencial debido a la ausencia de data sísmica o de pozo; las truncaciones erosionales prospectivas son las unidades cretácicas mencionadas anteriormente como posibles reservorios truncados, evaluados mediante la imagen sísmica en el dominio de la porosidad efectiva. En algunos de ellos se identifican fallas sellantes cercanas, que hacen posible la formación de una trampa, en este caso combinada.

Por último, existen tres prospectos (señalados como onlaps y truncaciones erosionales prospectivas) en los cuales se presenta un alto potencial prospectivo tanto encima como debajo de la discordancia en el mismo punto, lo cual podría representar una mayor probabilidad de éxito exploratorio que los anteriores. Cabe destacar que, en general, el contorno estructural que rodea el paleoalto de La Cira (Figura 51) es la zona de mayor prospectividad del área de estudio, lo que sugiere una buena continuidad lateral de las posibles acumulaciones propuestas.

**Figura 51.**

Mapa de localización de zonas prospectivas del área de estudio.



Con el fin de realizar una estimación aproximada de la cantidad de recursos prospectivos propuestos en este trabajo, se definieron tres áreas de interés: una suprayaciendo (A1) y dos infrayaciendo la discordancia del Eoceno (A2 y A3). Para cada una de ellas se calculó el POES (Petróleo Original en Sitio) de acuerdo al método volumétrico. A continuación, se presentan los cálculos para el área 1 (Figura 52), suprayaciendo la discordancia:

**Tabla 4.**

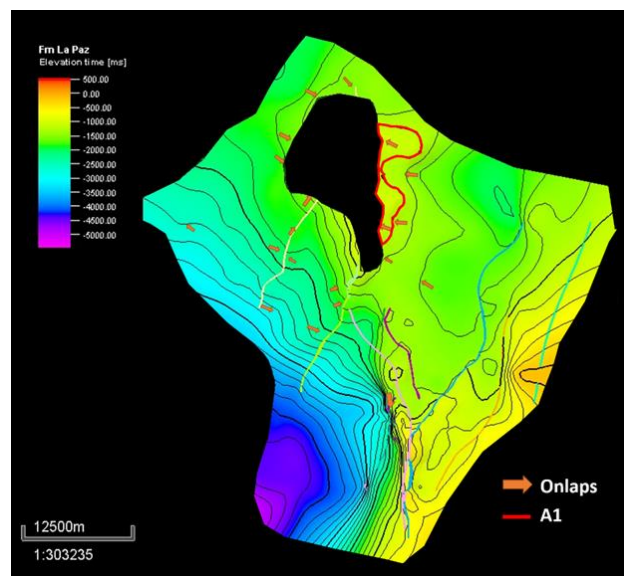
*Cálculo del POES por encima de la discordancia del Eoceno*

	Área (Acres)	H (Pies)	$\Phi$ (Porosidad)	Sw	Boi	POES (BO)	Factor de Recobro	Recursos recuperables (BO)
A1	7660	210	0.215	0.496	1.1	1,229,346,052	0.2	245,869,210

Como se observa en la Tabla 4, la estimación volumétrica aproximada se realizó teniendo en cuenta parámetros petrofísicos y geométricos. El área seleccionada se calculó a partir del mapa estructural de la Formación La Paz (Figura 52), teniendo en cuenta el cierre de uno de los contornos contra el área definida como el paleoalto de La Cira y la presencia de onlaps prospectivos.

### Figura 52.

*Representación del área A1 en el mapa estructural de la Formación La Paz.*

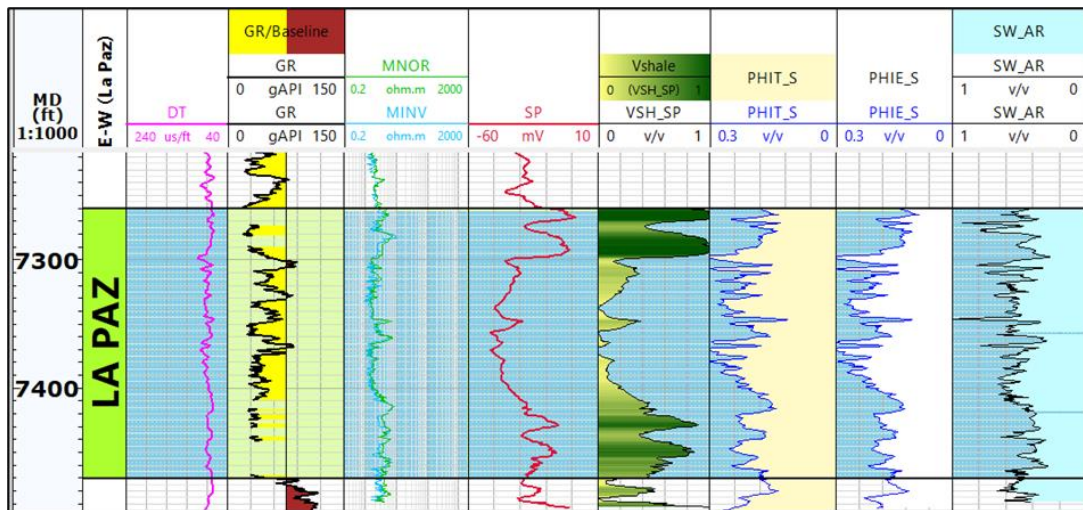


El parámetro H representa el espesor aproximado de las arenas de la Formación La Paz consideradas como el reservorio, el cual fue tomado del pozo Arrugas-1. Las propiedades petrofísicas de porosidad ( $\Phi$ ) y saturación de agua ( $S_w$ ) fueron calculadas a partir de los registros de pozo de Arrugas-1, siguiendo un flujo de trabajo en el software Techlog 2015. Allí se generó el registro de porosidad total (PHIT) para el intervalo de la formación La Paz, el cual fue calculado a partir del registro sísmico; la porosidad efectiva (PHIE) fue calculada a partir de la curva de porosidad total generada y el volumen de shale (generado a partir del registro SP). La saturación

de agua ( $S_w$ ) se generó mediante el método de Archie, utilizando las curvas de porosidad total y de los registros resistivos originales del pozo.

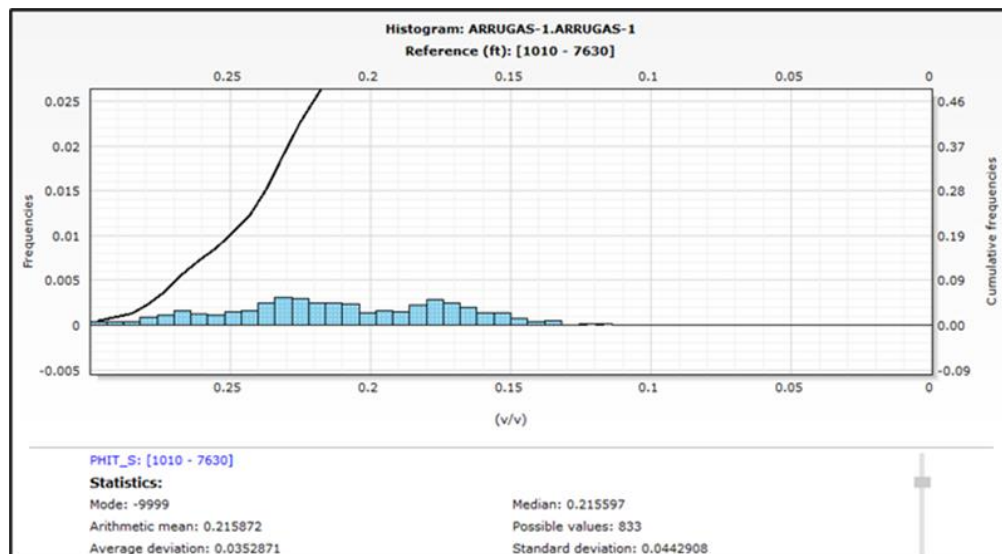
**Figura 53.**

*Registros de pozo utilizados para realizar el cálculo volumétrico del potencial suprayacente a la discordancia del Eoceno.*



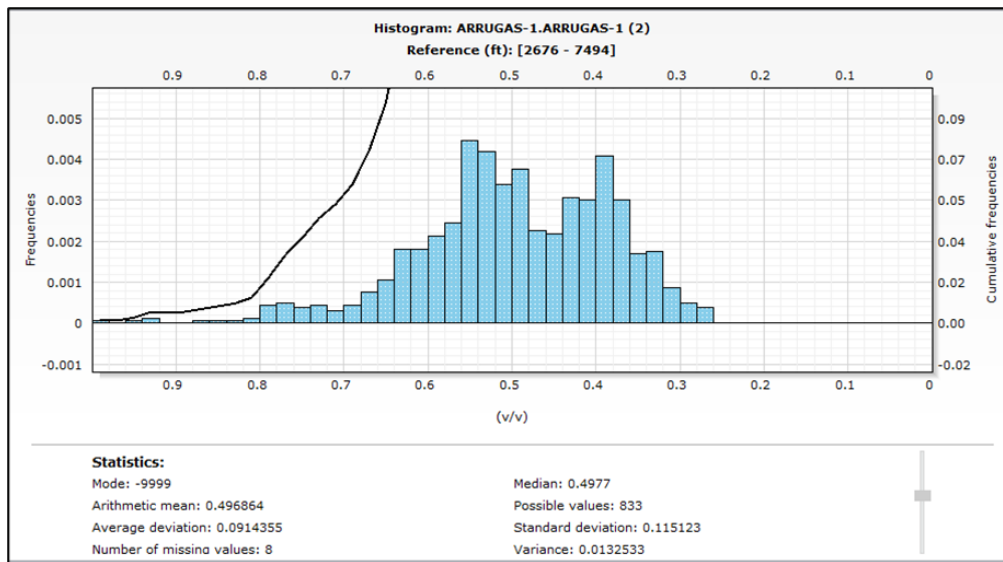
**Figura 54.**

*Valor promedio de porosidad del intervalo perteneciente a la Formación La Paz.*



**Figura 55.**

*Valor promedio de saturación de agua del intervalo perteneciente a la Formación La Paz.*



Los valores  $\Phi$  y  $S_w$  utilizados en el cálculo son los valores promedio de las curvas generadas en el software. Utilizando un valor estimado en 1.1 para el factor volumétrico inicial de petróleo, el POES resultante es de 1229,3 MMBLS. Teniendo en cuenta un factor de recobro del 20%, los recursos recuperables totales serían de 245,8 MMBLS aproximadamente.

Los resultados del cálculo volumétrico aproximado para las áreas 2 y 3 (Figura 56) se muestran en la Tabla 5:

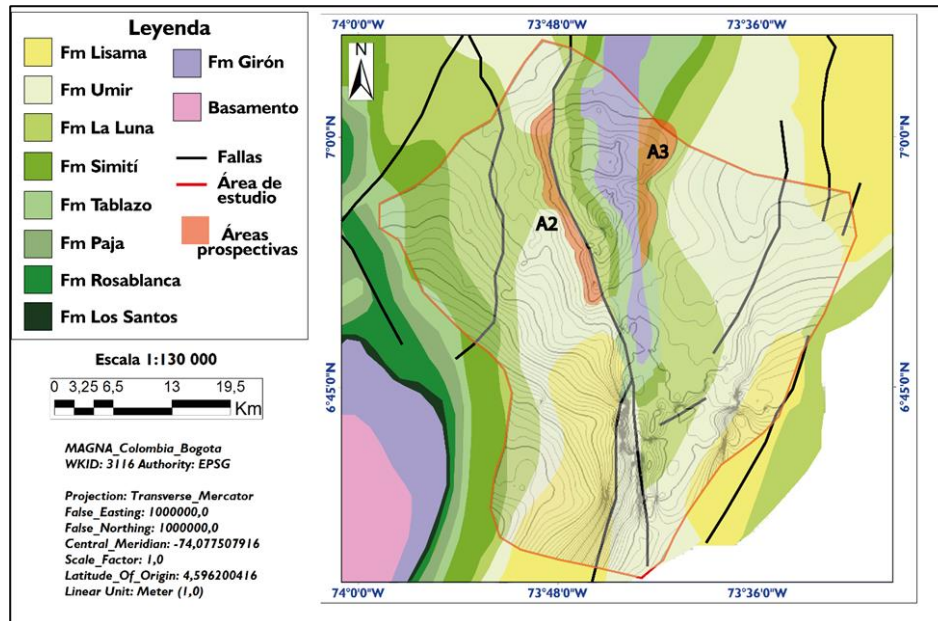
**Tabla 5.**

*Cálculo del POES por debajo de la discordancia del Eoceno.*

	Área (Acres)	H (Pies)	$\Phi$ (Porosidad)	$S_w$	Boi	POES (BO)	Factor de Recobro	Recursos recuperables (BO)
A2	6926	75	0.16	0.5	1.1	293,083,135	0.2	58,616,627
A3	10531	75	0.08	0.5	1.1	222,816,813	0.2	44,563,363
							TOTAL	103,179,989

**Figura 56.**

*Representación de las áreas A2 y A3 en el mapa de subfloramientos y contornos estructurales de la discordancia del Eoceno.*

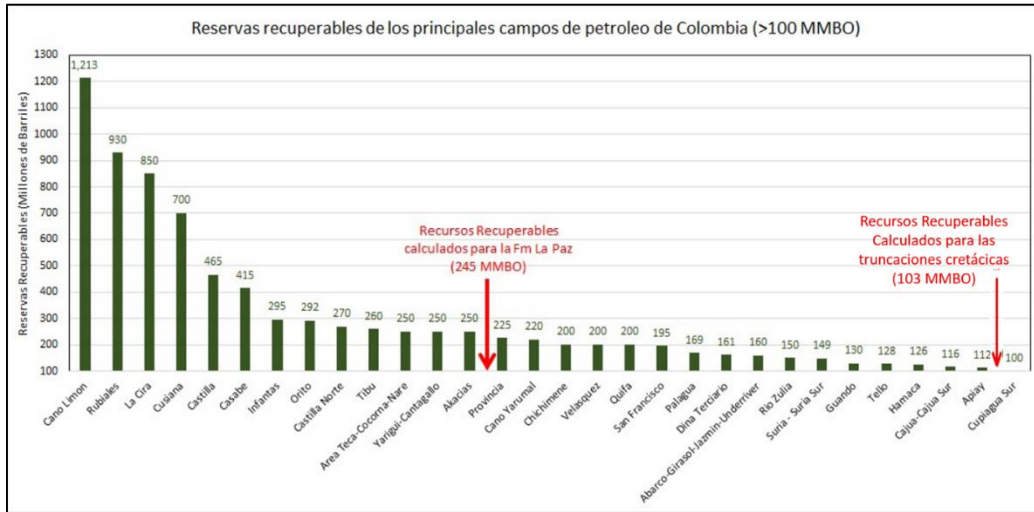


En este caso, el área A2 se seleccionó teniendo en cuenta la presencia de truncaciones erosionales prospectivas y un posible cierre estructural, como se observa en la Figura 56, que representa los contornos estructurales de la discordancia del Eoceno sobre el mapa geológico bajo esta superficie. El área A3 se definió paralela a un contorno estructural que cierra contra la Formación Girón, dado que esta se considera como basamento económico. Los parámetros petrofísicos y geométricos fueron estimados de manera similar a lo explicado anteriormente para el área A1, con apoyo de los registros del pozo Cascajales-1. El total de recursos recuperables, teniendo en cuenta un factor de recobro del 20% es de 103,1 MMBLS aproximadamente, en los reservorios cretácicos truncados erosionalmente bajo la discordancia del Eoceno.

Con el fin de dimensionar el tamaño de los recursos calculados, se ubican en la gráfica de la Figura 57, donde se compara con la cantidad de reservas de los principales campos del país, al año 2019.

**Figura 57.**

*Comparación de los recursos recuperables calculados con las reservas recuperables de los principales campos petroleros de Colombia.*



*Nota:* Tomado y modificado de IHS (2019).

Es importante mencionar que los resultados obtenidos del cálculo volumétrico son preliminares y hacen referencia a recursos prospectivos, es decir, cantidades potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas.

### 7. Conclusiones

Con base en la interpretación sísmica realizada, se evidenció que en la superficie correspondiente a la discordancia del Eoceno se encuentran posibles trampas estratigráficas, identificadas por encima de esta, a través de los onlaps de la Formación La Paz contra el alto estructural de La Cira, el cual es una de las principales expresiones paleogeográficas del área de

estudio. Así mismo, se observaron reflectores que muestran las truncaciones erosionales de las Formaciones Cretácicas Tablazo, Simití, La Luna y Umir contra esta superficie erosiva.

Las truncaciones y *onlaps* asociados a la superficie discordante anteriormente mencionada, constituyen el tipo de trampa estratigráfica señalada en este trabajo, con potencial de acumulación de hidrocarburos en la región central del Valle Medio del Magdalena.

Las correlaciones estratigráficas elaboradas en el presente trabajo muestran que el espacio de acomodación de los sedimentos de la Formación La Paz (de edad Eoceno medio) aumenta considerablemente hacia el E y disminuye hacia el W. Este comportamiento indica que, para la edad de la depositación de esta formación, la cuenca se profundizaba hacia el E. Por otra parte, las correlaciones estructurales muestran que la posición estructural de las formaciones La Paz y Esmeraldas se eleva de W a E, hacia donde van presentándose las fallas inversas más recientes (sistema de Fallas La Salina).

En general, las fallas en el área de estudio son inversas, de alto ángulo, algunas correspondientes a la fase de inversión tectónica del Paleoceno y otras más recientes asociadas a los pulsos de levantamiento de la Cordillera Oriental (Caballero et al., 2010). El rumbo predominante es NE-SW, con vergencia predominantemente oeste, y algunos cabalgamientos de tipo *BackThrust* o fallas conjugadas.

Se estudiaron las características sedimentológicas y estratigráficas en campo correspondientes a las unidades del área de estudio: Formaciones Lisama, La Paz, Esmeraldas y Mugrosa aflorantes por la vía Bucaramanga-Barrancabermeja. Además, se encontró el contacto discordante entre las Formaciones Esmeraldas y Mugrosa, y la discordancia del Eoceno, identificándose esta última por su etapa de depositación de conglomerados, cuyos clastos varían de guijarro grande a gránulo.

A partir de la interpretación de los horizontes sísmicos de interés, se construyeron los mapas estructurales de tres superficies: la discordancia del Eoceno, el tope de la Formación La Paz y el tope de la Formación Esmeraldas. Sobre los dos primeros se logró identificar tres estructuras prospectivas y delimitar sus correspondientes áreas, mientras que sobre el mapa de la Formación Esmeraldas no se observaron reflectores sísmicos de interés prospectivo; en su lugar esta unidad participa como el sello de las trampas de tipo *onlap*.

Los cálculos volumétricos presentados, realizados con el apoyo de los registros de los pozos Arrugas-1 (para la Formación La Paz) y Cascajales-1 (para las Formaciones Cretáceas), y las áreas definidas en los mapas estructurales realizados, arrojaron valores de 245 y 103 MMBLS por encima y por debajo de la discordancia del Eoceno, respectivamente. Estas cifras son comparables con las reservas de los campos Provincia y Apiay, indicando la importancia económica que pueden tener los campos asociados a trampas estratigráficas.

La definición del tope de la Formación La Paz se realizó de manera interpretativa, basada en la respuesta de los registros litológicos (GR y SP) en los pozos en los cuales esta no estaba definida en su totalidad, utilizando como criterio que esta unidad correspondía al paquete de arenas basales del Grupo Chorro; esto con el fin de obtener más puntos de amarre de este horizonte en las líneas sísmicas.

## 8. Recomendaciones

- Se sugiere realizar un análisis petrofísico más detallado, utilizando registros de pozos más cercanos al área prospectiva definida, con el fin de reducir la incertidumbre en los cálculos volumétricos y definir mejor su potencial.

- Revisar el potencial de la Formación Lisama bajo la discordancia del Eoceno, hacia el sur y sureste del área de estudio, ya que se han probado con éxito plays de esta unidad en otras zonas de la cuenca.
- Las fallas cretácicas invertidas más antiguas de la zona de estudio pueden formar posibles trampas estructurales y combinadas, por lo que se recomienda una interpretación más detallada de estas estructuras.
- Para definir mejor la continuidad lateral de las zonas prospectivas identificadas en líneas 2D, se sugiere realizar una reinterpretación en sísmica 3D y la aplicación de atributos sísmicos para corroborar patrones que evidencien la presencia de los reservorios de interés propuestos.

**Referencias bibliográficas**

- Acevedo, R. L. (2017). Evaluación del potencial petrolífero de un bloque ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en Colombia. [Tesis de pregrado no publicada]. Universidad Industrial de Santander.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y Servicio Geológico Colombiano (SGC) (2016). Informe final del convenio interadministrativo 194 ANH – 014 SGC de 2016, entre la agencia nacional de hidrocarburos y el servicio geológico colombiano.
- Allen, P. a., & Allen, J. R. (2013). Basin Analysis, 3<sup>rd</sup> Edition. In *Climate Change 2013 - The Physical Science Basis* (Vol. 53). <http://ebooks.cambridge.org/ref/id/CBO9781107415324A009>
- Badley, M., (1985). *Practical seismic interpretation*. Boston: Internat. Human Resources Development Corp.
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. A., & Martínez, J. F. (2007). Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. *Agencia Nacional de Hidrocarburos*, 1, 92. [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian\\_sedimentary\\_basins.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf)
- Bedoya, J., Mier, R., & Cruz, L. (2016). *Análisis multiescala de ciclicidades en registros de pozo a partir de la transformada de ondícula, aplicado al campo Colorado*. *Boletín de Geología*, 38(2), 101–108. <https://doi.org/10.18273/revbol.v38n2-2016007>
- Caballero, V., Parra, M., & Mora Bohórquez, A. (2010). Levantamiento De La Cordillera Oriental De Colombia Durante El Eoceno Tardío – Oligoceno Temprano: Proveniencia

Sedimentaria En El Sinclinal De Nuevo Mundo, Valle Medio del Magdalena. Boletín de Geología, 32, 45–77.

Cepsa (s.f). El origen del petróleo. Cepsa.

[https://www.cepsa.com/stfls/CepsaCom/Coorp\\_Comp/Infograf%C3%ADas/Enlaces-infografias/El-origen-del-petroleo-cepsa.pdf](https://www.cepsa.com/stfls/CepsaCom/Coorp_Comp/Infograf%C3%ADas/Enlaces-infografias/El-origen-del-petroleo-cepsa.pdf)

De la Cruz Rodríguez, Arcadio (2007). Química Orgánica Vivencial.

Del, M., Basada, M. V. M. M., Información, E. N., Mario, J., Prada, B., Mario, J., & Prada, B.

(2010). Caracterización geológica en áreas de exploración del valle medio del Magdalena (v.m.m.) basada en información estratigráfica, sísmica y petrofísica.

Ecopetrol S.A. (2014). El petróleo y su mundo. Unidad de Comunicaciones Corporativas de

Ecopetrol. <https://www.ecopetrol.com.co/wps/wcm/connect/aafcca72-30ac-4320-9294-177abfcde944/el-petroleo-y-su-mundo>

comprimido.pdf?MOD=AJPERES&attachment=true&id=1588040270272#:~:text=El%20petr%C3%B3leo%2C%20considerado%20el%20energ%C3%A9tico,se%20consume%20en%20el%20mundo.&text=El%20petr%C3%B3leo%20puede%20hallarse%20en%20estado%20gaseoso%20o%20l%C3%ADquido.&text=160%20litros%20de%20petr%C3%B3leo.

Freire, V.H. (2015). Determinación y análisis de parámetros petrofísicos mediante perfiles eléctricos en la formación hollín del campo sachá para determinar las reservas totales de petróleo. (Tesis de pregrado). Universidad tecnológica Equinoccial, Quito.

Garduza, V.M. (2019). Manual de Registros Geofísicos de Pozo y algunas Aplicaciones (Vol. LXI). Ciudad de México: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, A.C.

[http://itpe.mx/wp-content/uploads/2020/06/Manual\\_de\\_Registros\\_Geofisicos-1.pdf](http://itpe.mx/wp-content/uploads/2020/06/Manual_de_Registros_Geofisicos-1.pdf)

Gómez, E., Jordan, T. E., Allmendinger, R. W., Hegarty, K., & Kelley, S. (2005). Syntectonic Cenozoic sedimentation in the northern middle Magdalena Valley Basin of Colombia and implications for exhumation of the Northern Andes. *Geological Society of America Bulletin*, 117(5-6), 547-569.

Gutierrez, M. A., & Nur, A. (2000). 3-D seismic interpretation of late tertiary structural heterogeneities in the mature giant oil field La Cira-Infantas, Middle Magdalena Valley Basin (Colombia). 2000 SEG Annual Meeting, Figure 2.

Hyne, N. J. (2012). *Nontechnical guide to petroleum geology, exploration, drilling & production*. PennWell Books, LLC.

Horton, B. K., Saylor, J. E., Nie, J., Mora, A., Parra, M., Reyes-Harker, A., & Stockli, D. F. (2010). Linking sedimentation in the northern Andes to basement configuration, Mesozoic extension, and Cenozoic shortening: Evidence from detrital zircon U-Pb ages, Eastern Cordillera, Colombia. *Bulletin*, 122(9-10), 1423-1442. En ANH, *Petroleum Geology of Colombia Middle Magdalena Basin* (pag. 24).

ICP-Ecopetrol (1996). *Palinoestratigrafía del Terciario - VMM*, in Dep., E., ed.: *Evaluación estratigráfica del Terciario en el Valle Medio del Magdalena y prospectividad: Piedecuesta*, Laboratorio de Bioestratigrafía.

Kau (2015). *Petroleum Traps* (Online). Disponible:

<http://www.kau.edu.sa/Files/0054337/Subjects/types%20of%20oil%20traps.pdf>

- Londoño, J. M., Quintero, S., Vallejo, K., Muñoz, F., & Romero, J. (2019). Seismicity of Valle Medio del Magdalena basin, Colombia. *Journal of South American Earth Sciences*, 92 (July 2018), 565–585. <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2019.04.003>
- Lozano, E., & Zamora, N. (2014). Anexo N Compilación De La Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena. Servicio Geológico de Colombia, 13. <http://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/210524725111400.pdf>
- Mier-Umaña, R., Palmera Henao, T. S., Luna-Osorio, J. S., & Delgado-Blanco, L. A. (2016). Stratigraphic analysis and calculation of reserves in the Colorado field, MMV, Colombia. *Boletín de Ciencias de La Tierra*, 40, 24–31. <https://doi.org/10.15446/rbct.n40.51378>
- Mitchum Jr, R. M., Vail, P. R., & Thompson III, S. (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level: Part 2. The depositional sequence as a basic unit for stratigraphic analysis: Section 2. Application of seismic reflection configuration to stratigraphic interpretation.
- Morales, L.G. (1958). Geología general y presencia de petróleo en el valle medio del Magdalena, Colombia: América del Sur.
- Morales, Y. P., y Ortiz, L. M. (2013). Petrografía Y Construcción De Un Atlas De Rocas Sedimentarias Terrígenas Y Carbonatadas Pertenecientes a La Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena, Colombia. 1, 333.
- Nemčok, M., Schamel, S., & Gayer, R. (2005). Thrustbelts: Structural architecture, thermal regimes and petroleum systems. In *Thrustbelts: Structural Architecture, Thermal Regimes and Petroleum Systems* (Vol. 9780521822). <https://doi.org/10.1017/CBO9780511584244>

- Norman, J (2012). Nontechnical guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling and production. Third Edition.
- Norh, F. K. (Ed.). (1985). *Petroleum Geology*. Springer Netherlands.
- Olaya, I (2021). Cursos teórico-practico de interpretación sísmica 2021. Conferencia llevada a cabo en la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia.
- Olaya, I (2021). Estratigrafía de secuencias en estratos marinos y continentales, ejemplos en corazonces, registros y sísmica de Colombia. Conferencia llevada a cabo en la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia.
- Olaya, I. y Fajardo, A. (1998). Evaluación de la secuencia terciaria del Valle Medio del Magdalena – Informe Final.
- Onajite, E., (2014). *Seismic Data Analysis Techniques in Hydrocarbon Exploration*. Waltham: Elsevier.
- Ortiz, L. L. (2020). Estratigrafía sísmica secuencial y caracterización geomorfológica de las unidades cenozoicas en la plataforma Gorgon, cuenca North Carnarvon, Australia [Tesis de pregrado no publicada]. Universidad Industrial de Santander.
- Ortiz, J. L. (2008). Modelo estratigráfico del campo Gala para la formación Colorado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. [Tesis de pregrado no publicada]. Universidad Industrial de Santander.
- Posamentier, H. W., & Allen, G. P. (1999). *Siliciclastic sequence stratigraphy: concepts and applications (Vol. 7, p. 210)*. Tulsa, Oklahoma: SEPM (Society for Sedimentary Geology).
- Ramón, J. C., & Cross, T. (1997). Estratigrafía Secuencial en Estratos Continentales [PAPER IN SPANISH] Sequence Stratigraphy in Continental Strata.  
[https://archives.datapages.com/data/colombia\\_acggp/simp6/tomo2/031.htm](https://archives.datapages.com/data/colombia_acggp/simp6/tomo2/031.htm)

- Reyes-Harker, A., Agudelo, W. M., Guevara, S. E., & Sandoval, J. R. (2010). Seismic innovation challenges for developing stratigraphically complex mature oil fields: An example from VMM, Colombia. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings, 1, 799–806. <https://doi.org/10.2118/138933-ms>
- Reyes, M., Kley, J., Mora, A., Bello-Palacios, D., Vargas, A., Carvajal-Torres, J., Osorno, J. (22 de abril de 2022). Structural model and kinematic analysis of the La Cira Basement-high, Middle Magdalena Valley, Colombia [Video]. <https://www.aapg.org/videos/ice/articleid/63102>
- Rodríguez, J. R. (2007). Ingeniería Básica de Yacimientos. Puerto La Cruz. Venezuela, 98.
- Rodríguez Rincón, J. D., & Mary Luz, R. D. (2018). Análisis facial y caracterización petrográfica de las secciones estratigráficas cantera cerro La Venta y cantera Ramos. 56. <https://miig.sgc.gov.co/Paginas/Resultados.aspx?k=3401201010454076260000000000>
- Sarmiento, L. (2011). *Petroleum Geology of Colombia Middle Magdalena Basin (Vol. 11)*. [https://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Metodos-de-Visualizacion/PETROLEUM%20GEOLOGY%20OF%20COLOMBIA/VOLUMEN\\_11\\_MIDDLE-MAGDALENA\\_BASIN.pdf](https://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Metodos-de-Visualizacion/PETROLEUM%20GEOLOGY%20OF%20COLOMBIA/VOLUMEN_11_MIDDLE-MAGDALENA_BASIN.pdf)
- SEPM Strata (29 de marzo de 2021). Physical Accommodation [Imagen]. <http://www.sepmstrata.org/Terminology.aspx?id=physical%20accommodation>
- SPE / WPC / AAPG / SPEE. (2007). Sistema de gestión de recursos petroleros — 2007. [http://oilproduction.net/files/spanish\\_PRMS\\_2009.pdf](http://oilproduction.net/files/spanish_PRMS_2009.pdf)
- Vail, P. R. (1987). Seismic stratigraphy interpretation using sequence stratigraphy: Part 1: Seismic stratigraphy interpretation procedure.

Van Wagoner, J. C., Mitchum Jr, R. M., Posamentier, H. W., & Vail, P. R. (1987). Seismic stratigraphy interpretation using sequence stratigraphy: Part 2: key definitions of sequence stratigraphy.ol

Vera Torres, J. A. (1994). *Estratigrafía: principios y métodos* (No. 551.7 VER).

Vining, B. A., & Pickering, S. C. (2010). Petroleum Geology: From Mature Basins to New Frontiers. In Proceedings of the 7th Petroleum Geology Conference.

Weimer, P., & Slatt, R. M. (2004). Petroleum systems of deepwater settings. Society of Exploration Geophysicists and European Association of Geoscientists and Engineers.