

Análisis de la prospectividad de hidrocarburos en las formaciones cretácicas del Campo
Escuela Colorado

Johan Steven Corrales Arroyave y Zayime Castellanos Moreno

Trabajo de Grado para Optar el título de Geólogo(a)

Director

Mario García González

Geólogo PhD

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Geología

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

A Dios por ser quién me ha dado las fuerzas y me ha permitido culminar esta meta, iluminando mi camino y rodeándome de personas que me han acompañado y apoyado.

A la iglesia por ser guía y soporte.

A mis padres, Pedro y Zoraida por su sacrificio y entrega, por estar presente en cada momento de mi vida y ser el ejemplo y la motivación para seguir adelante, muchas gracias.

A mi hermana Gabriela, por ser mi compañera fiel y la razón por la cual ser mejor cada día.

A mis amigos y compañeros de la universidad, por su apoyo y por ser los protagonistas de tantos momentos de alegría.

A todos y cada uno de los que me acompañaron en este camino, muchas gracias.

Zayime Castellanos Moreno

Dedicatoria

A mis padres Jose y Sandra, porque son los mejores, por su sacrificio y esfuerzo, por ser mi apoyo, mi guía e inspiración en todo lo que realizo, este logro es de ustedes.

A mi tío-abuelo mono, quien con su cariño y su indispensable ayuda hizo posible este logro tan importante en mi vida, sé que estaría orgulloso. Siempre estará en mi corazón.

A mi amor Diana, mi compañera de vida, que siempre está presente, por su apoyo incondicional y constante inspiración, porque sin ella este logro tampoco sería posible.

A mi abuela Martha y tía Luz por el apoyo brindado, por acogerme como su hijo, por su cariño y entrega.

A mi hermano Brahim, por ser fuente de inspiración, porque juntos les daremos a nuestros padres todo lo que se merecen.

A mis amigos Roberto, Yessenia, Camila y Rolo por ser parte de este proceso de aprendizaje y por los grandes recuerdos que construimos juntos.

Johan Steven Corrales Arroyave

Agradecimientos

A PhD Geol. Mario García Gonzáles, nuestro director de proyecto de grado, por contar con nosotros, por su acompañamiento, disposición y aporte de conocimientos para el desarrollo de esta tesis.

A Msc Geol. Mauricio Andrés Vásquez Pinto y al Geol. Mateo Acuña Uribe por su tiempo y contribución al desarrollo de este proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander, a la Escuela de Geología y a cada uno de nuestros docentes por brindarnos el espacio de aprendizaje y contribuir en nuestro crecimiento personal y profesional.

A nuestra familia y amigos, por su valiosa compañía y apoyo en este camino.

Tabla de contenidos

	Pág.
Introducción.....	16
1. Planteamiento del problema	17
2. Objetivos.....	18
2.1 Objetivo general	18
2.2 Objetivos específicos.....	18
3. Localización.....	19
4. Marco Teórico	20
4.1 Geoquímica.....	20
4.1.1 Madurez de la materia orgánica.....	20
4.1.2 Carbono orgánico Total (TOC)	22
4.1.3 Pirólisis Rock Eval	23
4.1.4 Pico S1 (Cantidad de Hidrocarburo)	23
4.1.5 Pico S2 (Potencial generador de Hidrocarburo).....	23
4.1.6 Pico S3 (Cantidad de CO ₂)	23
4.1.7 Temperatura Máxima (T _{max})	24
4.1.8 Índice de Hidrógeno (IH)	24
4.1.9 Índice de producción (IP)	25
4.1.10 Reflectancia de la Vitrinita (R _o).....	25
4.2 Interpretación sísmica.....	27
4.3 Antecedentes.....	30
5. Marco Geológico regional	32
5.1 Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM).....	32

5.1.1 Evolución Geológica	33
5.2 Estratigrafía Regional	35
5.2.1 Formación Girón (J3g)	37
5.2.2 Formación Los Santos (K1ls)	37
5.2.3 Formación Cumbre (K1c).....	38
5.2.4 Formación Rosablanca (K1r).....	38
5.2.5 Formación Paja (K1p)	39
5.2.6 Formación Tablazo (K1t)	40
5.2.7 Formación Simití (K1s).....	40
5.2.8 Formación La Luna (K2l).....	41
5.2.9 Formación Umir (K2u).....	43
5.2.10 Formación Lisama (P1l)	44
5.2.11 Formación La Paz (P2p).....	45
5.2.12 Formación Esmeraldas (P2e).....	45
5.2.13 Formación Mugrosa (P3m).....	46
5.2.14 Formación Colorado (N1c).....	46
5.2.15 Grupo Real (N1r).....	47
5.2.16 Grupo Mesa (N2m).....	48
5.3 Geología estructural.....	48
5.3.1 Falla de Infantas.....	49
5.3.2 Falla de Arrugas.....	50
5.3.3 Falla Colorado	50
5.3.4 Anticlinal de Colorado.....	51
6. Metodología.....	52
6.1 Análisis sísmico.....	53

6.1.1 Facies sísmicas	57
6.1.2 Atributos sísmicos	60
6.1.2.1 Atributo de caos.....	60
6.1.2.2 Atributo de varianza.	63
6.1.2.3 Atributo Structural smooth.	64
6.2 Interpretación sísmica.....	65
6.2.1 Estructural.....	66
6.2.2 Horizontes.....	67
6.2.3 Conversión de tiempo a profundidad.....	69
6.3 Modelamiento Geoquímico	72
6.3.1 Modelo geoquímico 1D.....	72
6.3.2 Modelo geoquímico 2D.....	78
7. Análisis de Resultados.....	80
7.1 Interpretación sísmica.....	80
7.1.1 Interpretación estructural.....	84
7.2 Modelamiento geoquímico.....	87
7.2.1 Modelo 1D.....	87
7.2.1.1 Historia de subsidencia.....	87
7.2.1.2 Temperatura.....	88
7.2.1.3 Reflectancia de Vitrinita (Ro).....	89
7.2.1.4 Flujo de Calor (HF).	90
7.2.2 Modelo 2D.....	91
7.2.2.1 Evolución de la Cuenca.	91
7.2.2.2 Temperatura.....	94
7.2.2.3 Reflectancia de Vitrinita (%Ro).	96

7.2.2.4 Tasa de transformación (TR).....	97
7.2.2.5 Rutas de Migración.....	99
8. Discusión	100
9. Conclusiones.....	104
10. Recomendaciones	105
Referencias Bibliográficas.....	106

Lista de figuras

Figura 1. Mapa de localización de la zona de estudio.....	19
Figura 2. Evolución termal de la materia orgánica.....	22
Figura 3. Picos de gas vs temperatura, provenientes del pirolisis rock eval	24
Figura 4. Diagrama esquemático del Método Sísmico de Reflexión	27
Figura 5. Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	33
Figura 6. Evolución geológica.....	35
Figura 7. Columna estratigráfica de la cuenca del VMM (a) y diagrama de Wheeler (b)	36
Figura 8. Zona occidental del corte 3.11	49
Figura 9. Corte regional donde se observa el Anticlinal de Colorado.....	51
Figura 10. Ubicación de las líneas sísmicas en el Campo Colorado.	55
Figura 11. Proyecto sísmico listo con sus cuatro líneas sísmicas.....	55
Figura 12. Líneas sísmicas DM-1987-1470 y PMS-1998-370.....	56
Figura 13. Líneas sísmicas DM-1989-1440 y PMS-1998-1700.....	56
Figura 14. Tipos de reflexiones sísmicas.	58
Figura 15. Terminaciones de reflexiones.	59
Figura 16. Atributo de caos en líneas sísmicas DM-1987-1470 y PMS-1998-370.....	62
Figura 17. Atributo de caos en líneas sísmicas DM-1989-1440 y PMS-1998-1700.....	62
Figura 18. Atributo de varianza en líneas sísmicas DM-1987-1470 y PMS-1998-370. ...	63
Figura 19.	64
Figura 20. Atributo de varianza en líneas sísmicas PMS-1998-1700 y PMS-1998-370... 65	
Figura 21. Interpretación estructural en línea sísmica DM-1989-1440.....	67
Figura 22. Interpretación de horizontes en línea sísmica DM-1989-1440 con fallas.....	69
Figura 23. Línea sísmica DM-1989-1470 interpretada y migrada a profundidad.	71
Figura 24. Valores para realizar el modelo geoquímico 1D en la zona de estudio.	73
Figura 25. Gráfica Paleo-batimetría (PWD) del pozo Infantas-1613.....	74
Figura 26. Gráfica de la temperatura media global de superficie, basado en Wygrala 1989.	75
Figura 27. Gráfica temperatura de superficie agua-sedimento (SWIT) del pozo infantas- 1613.	75

Figura 28. Gráfica Flujo de calor (HF) del pozo infantas-1613.....	76
Figura 29. Regresión lineal de los BHT del Campo Escuela Colorado para la Calibración de T°	77
Figura 30. Valores de %Ro y %Ro corregido en los miembros de la Formación La Luna en la Quebrada La Sorda. Adaptado de Carvajal, 2004.....	77
Figura 31. Horizontes de la sísmica DM-1989-1440 para el modelo 2D del campo Escuela Colorado.....	79
Figura 32. Capas de la sísmica DM-1989-1440 para el modelo 2D del campo Escuela Colorado.	79
Figura 33. Línea sísmica DM-1989-1440 interpretada.	81
Figura 34. Línea sísmica DM-1989-1470 interpretada.	82
Figura 35. Línea sísmica interpretada PMS-1998-1700.....	83
Figura 36. Línea sísmica PMS-1998-370 interpretada.....	84
Figura 37. Corte geológico esquemático derivado de línea sísmica DM-1989-1440.	85
Figura 38. Corte geológico esquemático derivado de línea sísmica PMS-1998-1700.....	86
Figura 39. Mapa estructural del Campo Escuela Colorado.....	87
Figura 40. Diagrama de historia de subsidencia para la Cuenca VMM según el pozo Infantas - 1613.....	88
Figura 41. Diagrama de Temperatura (°C) vs Profundidad en base al pozo Infantas 1613.	89
Figura 42. Diagrama de Reflectancia de vitrinita (%Ro) vs Profundidad (m).....	90
Figura 43. Diagrama de evolución Flujo de Calor (mW/m ²) a través del tiempo.	91
Figura 44. Evolución geológica del campo Colorado en base a la imagen sísmica 1440. 92	
Figura 45. Evolución geológica del campo Colorado en base a la imagen sísmica 1700. 94	
Figura 46. Diagrama de Temperatura de la línea sísmica 1440.	95
Figura 47. Diagrama de Temperatura de la línea sísmica 1700.	95
Figura 48. Diagrama de Reflectancia de Vitrinita de la línea sísmica 1440.	96
Figura 49. Diagrama de Reflectancia de Vitrinita de la línea sísmica 1440.	97
Figura 50. Diagrama de tasa de transformación (TR) de la línea sísmica 1440.....	98
Figura 51. Diagrama de tasa de transformación (TR) de la línea sísmica 1700.....	98
Figura 52. Gráfica de vías de Migración de la línea sísmica 1440.....	99

Figura 53. Gráfica de vías de Migración de la línea sísmica 1700.....	100
Figura 54. Corte esquemático con características del Campo Escuela Colorado y línea sísmica 1440.	100
Figura 53. Diagrama de madurez termal a través del tiempo.....	103

Lista de Tablas

Tabla 1. Parámetros geoquímicos.....	26
Tabla 2. Información suministrada.....	53

Lista de apéndices

- Apéndice A.** Línea sísmica DM-1989-1440 interpretada y migrada a profundidad..... 112
- Apéndice B.** Línea sísmica PMS-1998-1700 interpretada y migrada a profundidad. 113
- Apéndice C.** Línea sísmica PMS-1998-370 interpretada y migrada a profundidad. 114

Resumen

Título: Análisis de la prospectividad de hidrocarburos en las formaciones cretácicas del Campo Escuela Colorado *

Autores: Johan Steven Corrales Arroyave y Zayime Castellanos Moreno**

Palabras Clave: Prospectividad, Hidrocarburos, Campo Escuela Colorado, Líneas sísmicas, Geoquímica Orgánica.

Descripción:

Las reservas de Hidrocarburos probadas actualmente en el país son cifras críticas a mediano plazo, según la Agencia Nacional de Hidrocarburos y teniendo en cuenta que gran parte de nuestra economía depende de este sector, se hace necesario continuar con estudios geológicos que aporten a la búsqueda de nuevos yacimientos petrolíferos. El presente proyecto de investigación busca analizar la prospectividad de Hidrocarburos en las Formaciones Cretácicas pertenecientes al Campo Escuela Colorado (CEC) y así identificar yacimientos no convencionales que aporten a la reserva energética. Este propósito se llevó a cabo mediante la interpretación estratigráfica y estructural de 4 líneas sísmicas pertenecientes al CEC con el fin de conocer la configuración geológica de las Formaciones cretácicas, así mismo se realizaron modelos geoquímicos 1D y 2D para encontrar la madurez termal de las Formaciones generadoras que se encuentran en este Campo.

Los resultados obtenidos en este proyecto evidencian que la secuencia estratigráfica cretácica en el CEC se presenta completa en relación con la estratigrafía general del Valle Medio de Magdalena, donde está afectada por fallas inversas de alto ángulo y además por la Falla Colorado de cabalgamiento que comunica las formaciones Cenozoicas con las formaciones cretácicas superiores. Respecto a la madurez termal de las formaciones generadoras se identifica que la Formación La Luna se encuentra en ventana de generación de aceite temprana y media, la Formación Tablazo en ventana de generación de gas húmedo y la Formación Rosablanca en ventana de generación de gas seco, donde sus características litológicas, estructurales y la profundidad a la que se encuentran dichas formaciones muestran que son altamente prospectivas para yacimientos no convencionales tipo Shale Oil y Shale Gas.

*Trabajo de Grado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Director: Mario García González. Geólogo PhD.

Abstract

Title: Analysis of hydrocarbon prospectivity in the cretaceous formations of the Escuela Colorado Field*

Authors: Johan Steven Corrales Arroyave and Zayime Castellanos Moreno**

Key Words: Prospectivity, Hydrocarbons, Escuela Colorado Field, Seismic Lines, Organic Geochemistry.

Description:

The Hydrocarbon reserves currently proven in the country are critical figures in the medium term, according to the National Hydrocarbons Agency and taking into account that a large part of our economy depends on this sector, it is necessary to continue with geological studies that contribute to the search for new oil fields. This research project seeks to analyze the prospectivity of Hydrocarbons in the Cretaceous Formations belonging to the Escuela Colorado Field (CEC) and thus identify unconventional reservoirs that contribute to the energy reserve. This purpose was carried out through the stratigraphic and structural interpretation of 4 seismic lines belonging to the CEC in order to know the geological configuration of the cretaceous formations, as well as 1D and 2D geochemical models were made to find the thermal maturity of the generating formations found in this field.

The results obtained in this project show that the Cretaceous stratigraphic sequence in the CEC is complete in relation to the general stratigraphy of the Middle Magdalena Valley, where it is affected by high-angle reverse faults and also by the Colorado thrust fault that communicates the Cenozoic formations with the upper cretaceous formations. Regarding the thermal maturity of the generating formations, it is identified that the La Luna Formation is in the early and middle oil generation window, the Tablazo Formation in the wet gas generation window and the Rosablanca Formation in the dry gas generation window, where their lithological and structural characteristics and the depth at which these formations are found show that they are highly prospective for unconventional reservoirs such as Shale Oil and Shale Gas.

*Bachelor Thesis

** Faculty of Physical-Chemical Engineering, School of Geology. Director: Mario García González. Geologist PhD.

Introducción

Actualmente Colombia atraviesa un déficit en hidrocarburos ya que las reservas probadas de crudo y gas tienen un estimado de vida media entre 9.8 y 6.2 años respectivamente, según la ANH; es debido a esto que se hace necesario continuar con estudios geológicos que aporten a la búsqueda de nuevos yacimientos petrolíferos.

La cuenca del Valle Medio del Magdalena es una de las mayores cuencas productoras de hidrocarburos en Colombia, donde se encuentran localizados diversos campos petrolíferos, uno de estos es el Campo Escuela Colorado (CEC) el cuál se empezó a explorar en la década de los años 20, teniendo su máxima producción en el año 1961, sin embargo, esta fue decayendo hasta llegar a la actualidad donde no representa productividad (Ecopetrol 2003; en Zafra, 2013).

Los estudios realizados en este campo se han enfocado principalmente a las formaciones más jóvenes pertenecientes al Cenozoico, no haciendo énfasis en la secuencia cretácica que subyace a estas y que podrían tener un potencial de hidrocarburos. Teniendo en cuenta lo anterior, este trabajo busca analizar la prospectividad del campo Escuela Colorado enfocado a los yacimientos no convencionales de las formaciones cretácicas, llevando a cabo análisis estructurales por medio de métodos sísmicos y, además, una caracterización geoquímica con base en estudios realizados de estas formaciones en superficie.

1. Planteamiento del problema

El campo Escuela Colorado ubicado en la cuenca del VMM, históricamente ha sido una zona de gran interés para la producción de hidrocarburos, en donde se ha explotado el sistema petrolífero conformado por las Formaciones Esmeraldas, Mugrosa y Colorado que comprende edades del Paleógeno-Neógeno (Zafra, 2013) y que actualmente no es productivo. Teniendo en cuenta la necesidad de aumentar las reservas de hidrocarburos en el país, ya que nuestra economía depende en gran medida de este sector, se hace indispensable estudiar otras formaciones para identificar si aún hay potencial explotable de hidrocarburos en este campo. Con base en esto, este trabajo busca analizar las formaciones que subyacen a las anteriormente mencionadas, que principalmente corresponden a las unidades cretácicas del Campo Escuela Colorado para identificar su prospectividad de hidrocarburos.

Diversos estudios como los realizados por Zafra (2013), Chajin (2013), Anaya et.al (2016) entre otros, en el Campo Escuela Colorado se han enfocado principalmente a las formaciones pertenecientes al Cenozoico, donde se destacan los modelos estructurales que dan una visión general de la disposición del subsuelo y de las unidades que lo componen; es por esto que con este estudio se busca analizar las formaciones cretácicas, que no han sido consideradas, y que podrían ser de interés para la industria petrolera. Lo anterior, se pretende desarrollar por medio del análisis estructural de trabajos previamente realizados y con la caracterización geoquímica análoga de la secuencia cretácica que parte de estudios previos llevados a cabo a estas formaciones en superficie.

2. Objetivos

2.1 Objetivo general

Estudiar la prospectividad de hidrocarburos en la secuencia cretácica del campo Escuela Colorado.

2.2 Objetivos específicos

Reinterpretar estructuralmente el campo escuela colorado, enfocado a la secuencia cretácica, mediante información sísmica, de pozos y de geología de superficie, y así mismo, realizar cortes geológicos esquemáticos de este campo.

Elaborar un modelo geoquímico 1D con base en información de pozos cercanos al Campo Escuela Colorado, para conocer la historia de subsidencia.

Realizar un modelo geoquímico 2D a partir de información sísmica y de pozos de la zona de estudio, a fin de conocer la evolución de la cuenca sedimentaria en el Campo Escuela Colorado.

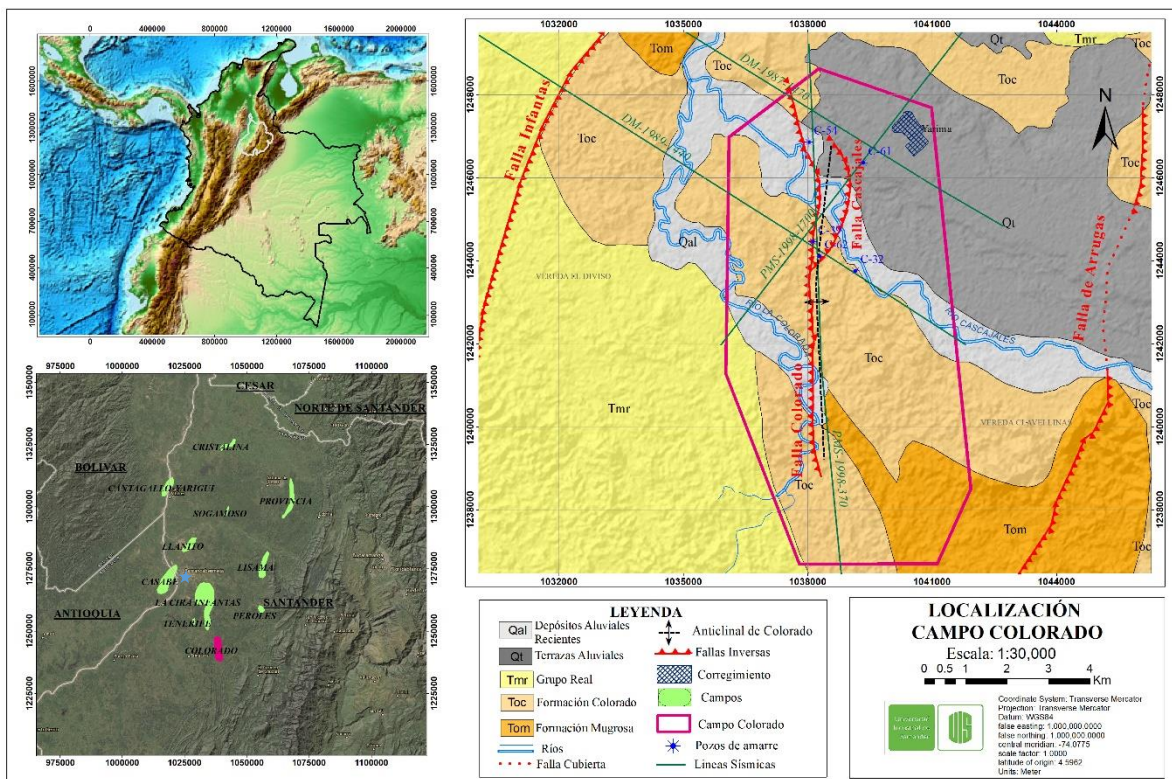
Calcular el flujo de calor actual teniendo en cuenta información de temperaturas de fondo del VMM, para predecir la madurez de las rocas fuente y así mismo, reconstruir este flujo desde el Cretácico inferior hasta la actualidad en la cuenca.

3. Localización

El Campo Escuela Colorado (CEC) se encuentra ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en el piedemonte occidental de la Cordillera Oriental. Geográficamente en el departamento de Santander al sur este del municipio de Barrancabermeja (figura 1), su extensión comprende el corregimiento de Yarima del municipio de San Vicente de Chucurí, y parte del municipio Carmen del Chucurí.

Figura 1.

Mapa de localización de la zona de estudio.



Nota. Mapa de localización del Campo Escuela Colorado con la geología de la zona y las líneas sísmicas utilizadas en este proyecto.

4. Marco Teórico

Para la elaboración del presente trabajo investigativo es necesario tener en cuenta conocimientos teóricos acerca de procedimientos y términos geoquímicos, principios y funcionamiento de sísmica de reflexión, así como también, un conocimiento previo de la geología de la zona de estudio que serán utilizados para la realización de los objetivos propuestos.

4.1 Geoquímica

Estos parámetros definen la cantidad y madurez de la materia orgánica, además de su potencial generador en rangos de presión y temperatura.

4.1.1 *Madurez de la materia orgánica*

La materia orgánica proviene de los restos de organismos, donde, la asociación de diferentes tipos de organismos define la clase de materia orgánica resultante e incorporada a los sedimentos, esta materia orgánica puede evolucionar (madurar) por efecto principalmente térmico, donde el potencial de generación de hidrocarburos depende del grado de madurez en el que se encuentra la materia orgánica. Esta materia orgánica se encuentra en partículas diseminadas en las rocas sedimentarias y se conoce como kerógeno, que es insoluble en los solventes orgánicos comunes. Se clasifica en 4 tipos según su ambiente de depósito y composición (Tabla 1). El Kerógeno Tipo I es generado principalmente en ambientes lacustres, el Kerógeno Tipo II es generado en ambientes marinos reductores de profundidad media, el Kerógeno Tipo III proviene de restos vegetales depositados en ambientes marinos o continentales y el Kerógeno tipo VI se genera a partir de materia orgánica residual presente

en sedimentos más antiguos (McCarthy et al., 2011). La evolución de la materia orgánica se divide en tres fases: Diagénesis, Catagénesis y Metagénesis (figura 2), que Quiroga & Gainza (1990) la definen de la siguiente manera:

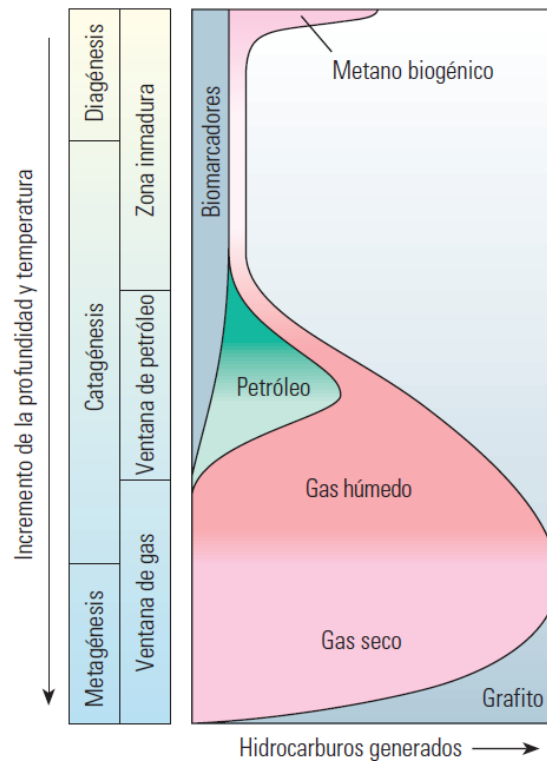
- **Diagénesis:** Es el proceso de consolidación de una roca después de su sedimentación, se puede dar por presión, recristalización o cementación, en esta etapa la transformación de elementos ligantes contenidos en las soluciones químicas son el resultado de la acción biológica y termocatalítica, dichas transformaciones se producen a temperaturas inferiores de 50 – 70° C favorecidas por la acción catalítica de algunos minerales principalmente arcillosos que rompen las cadenas orgánicas débiles formando CO₂ y CH₄ biogénico, dando lugar a un gas precoz. El límite entre la diagénesis y catagénesis es aceptado en 0,5 de Ro% (reflectancia de la vitrinita).
- **Catagénesis:** Etapa en la que la materia orgánica comienza su maduración para generar petróleo o gas, se produce a partir de los 60-70 °C.

Esta categoría se diferencia en dos fases según la intensidad de la temperatura, la primera hace referencia a la formación de los hidrocarburos líquidos, conocida como la ventana del petróleo que se ubica entre los 70 y 130°C, sin embargo esta temperatura puede variar dependiendo del tipo de kerógeno que se encuentre en la roca; la segunda fase se denomina ventana de gas y se caracteriza por la formación de gas húmedo en un rango de temperatura de 110 – 150 °C, donde al producirse nuevas rupturas en el kerógeno restante y en los hidrocarburos ya formados, se hacen cada vez más livianos y posteriormente serán representados por gas húmedo y finalmente por gas seco o metano. El límite de la catagénesis y el estado inferior de la Metagénesis se da en un rango de la reflectancia de la vitrinita de 0,5 – 2%.

- **Metagénesis:** Es la última etapa de madurez de la materia orgánica y se da a partir a de temperaturas mayores a los 150°C , donde la materia entra a un estado de fuerte evolución en la cual solo se encuentra metano como gas termoquímico y algún residuo estable de hidrocarburos aromáticos, los cuales incluso pueden ser destruidos formando H_2S y N_2

Figura 2.

Evolución termal de la materia orgánica



Nota. Evolución termal de la materia orgánica. Adaptado de Boyer, Suárez-rivera, Lewis & Waters (2007).

4.1.2 Carbono orgánico Total (TOC)

Técnica que determina la cantidad de carbono orgánico en una muestra, teniendo en cuenta los componentes orgánicos kerógeno y bitumen (Peters & Cassa, 1994). Esta se expresa en % peso.

4.1.3 Pirólisis Rock Eval

Es un método analítico definido como el calentamiento de la materia orgánica (MO) en ausencia de oxígeno, para producir compuestos orgánicos, es decir, simula el proceso natural de la madurez termal de la materia orgánica. Este calentamiento permite primero identificar los compuestos libres (bitumen) y posteriormente romper los productos pirolíticos de la MO insoluble (kerógeno); este procedimiento proporciona información sobre la cantidad, tipo y madurez térmica de la materia orgánica presente en la roca, indicando la cantidad relativa del carbono, hidrógeno y oxígeno (Peters, 1986).

Esta técnica genera diferentes datos que son descritos por Peters & Cassa (1994) y son representados mediante una gráfica con 3 picos (figura 3):

4.1.4 Pico S1 (Cantidad de Hidrocarburo)

Es la medida de los hidrocarburos libres que se pueden volatizar sin necesidad de craquear el kerógeno, se expresa (mg HC/g roca).

4.1.5 Pico S2 (Potencial generador de Hidrocarburo)

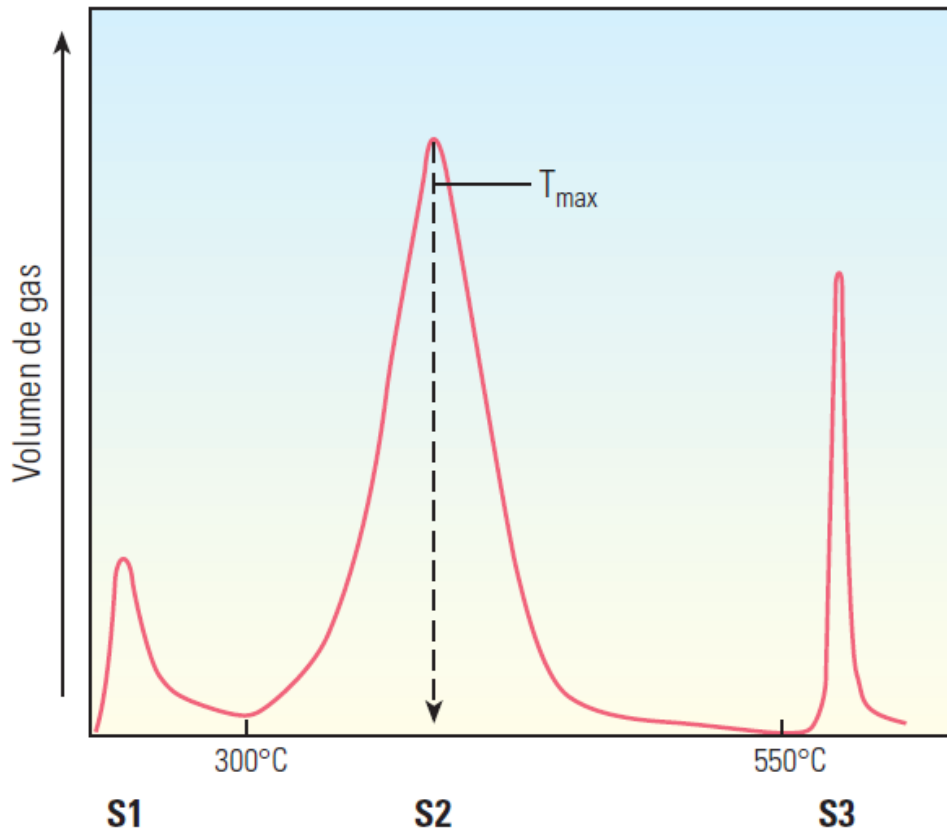
Hace referencia a los hidrocarburos producidos por el craqueo del kerógeno (mg Hc/g roca) y los hidrocarburos pesados, representa el potencial actual de una roca para generar hidrocarburos.

4.1.6 Pico S3 (Cantidad de CO₂)

Representa la cantidad de CO₂ generado por el craqueo del kerógeno en la pirolisis, se expresa en mg CO₂/g Roca.

Figura 3.

Picos de gas vs temperatura, provenientes del pirolisis rock eval



Nota. Picos de gas vs temperatura, provenientes del pirolisis rock eval. Adaptado de Boyer et al. (2007).

4.1.7 Temperatura Máxima (T_{max})

Se considera una medida de la madurez térmica del kerógeno y corresponde a la temperatura máxima alcanzada por el horno y se mide en °C.

4.1.8 Índice de Hidrógeno (IH)

Indica la cantidad de hidrógeno disponible en el kerógeno, por lo tanto, indica el potencial de la roca para generar petróleo. Valores altos de IH indican un mayor potencial

para generar hidrocarburos líquidos. Se calcula teniendo en cuenta la siguiente relación: $IH = (S2/TOC \times 100)$ y se expresa en mg HC/g TOC

4.1.9 Índice de producción (IP)

Indica que tanto hidrocarburo ha producido una roca generadora. Se calcula teniendo en cuenta la relación $IP = S1/(S1 + S2)$

4.1.10 Reflectancia de la Vitrinita (Ro)

La vitrinita es un compuesto orgánico, reconocido en el carbono mineral, que proviene de la transformación de la materia orgánica vegetal. Inicialmente, tiene un potencial para formar petróleo y consta de fragmentos humificados/gelificados de macerales (Quiroga & Gainza, 1990).

La vitrinita es utilizada para medir la madurez térmica de una roca y para establecer una medida cuantitativa y reproducible del grado de diagénesis orgánica, donde se miden los fragmentos macerales dispersos (vitrinita) en la roca sedimentaria, siendo el poder reflector la cantidad de luz que refleja la vitrinita bajo condiciones estandarizadas, teniendo en cuenta que a mayor grado de alteración térmica, la fracción de luz incidente reflejada por la vitrinita es mayor (Quiroga & Gainza, 1990) .

Los intervalos de valores de los parámetros geoquímicos mencionados anteriormente provenientes de los análisis de pirolisis rock eval y la reflectancia de la vitrinita se evidencian en la Tabla 1.

Tabla 1.*Parámetros geoquímicos*

Potencial petrolífero (a)	TOC (%wt)	Pirólisis Rock Eval (mg HC/ g roca)		Bitumen (ppm)	Hidrocarburo
		S1	S2		
Pobre	0 - 0.5	0 - 0.5	0 - 2.5	<500	<300
Media	0.5 - 1	0.5 - 1	2.5 - 5	500 - 1000	300 - 600
Bueno	1 - 2	1 - 2	5 - 10	1000 - 2000	600 - 1200
Muy bueno	2 - 4	2 - 4	10 - 20	2000 - 4000	1200 - 2400
Excelente	>4	>4	>20	>4000	>2400

Tipo de kerógeno (b)	Índice de Hidrógeno (mg HC/ TOC)	S2/S3	Atomic H/C	Producto expulsado
I	>600	>15	>1.5	Petróleo
II	300 - 600	10 - 15	1.2 - 1.5	Petróleo
II/III	200 - 300	5 - 10	1.0 - 1.2	Petróleo y gas
III	50 - 200	1 - 5	0.7 - 1.0	Gas
IV	<50	<1	<0.7	Nada

Estado de Madurez Térmica (c)	Ro (%)	Madurez Tmax (°C)	Índice de madurez térmica	Generación	
				Bitumen (mg / g roca)	IP (S1/S1+S2)
Inmaduro	0.20 - 0.60	<435	1.5 - 2.6	<50	<0.10
Temprana	0.60 - 0.65	435 - 445	2.6 - 2.7	50 - 100	0.10 - 0.15
Máxima	0.65 - 0.90	445 - 450	2.7 - 2.9	150 - 250	0.25 - 0.40
Tardía	0.90 - 1.35	450 - 470	2.9 - 3.3	-	-
Sobremadura	>1.35	>470	>3.3	-	-

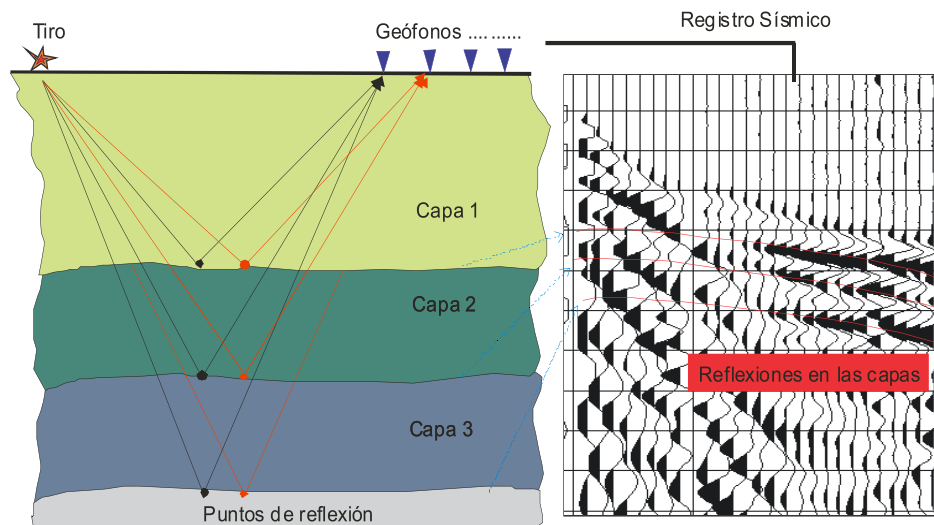
Nota. Parámetros geoquímicos que muestran: (a) Potencial petrolífero (cantidad) de una roca generadora inmadura; (b) Tipos de kerógeno (calidad) y productos expulsados y (c) Nivel de madurez térmica. Adaptado de Peters & Cassa (1994).

4.2 Interpretación sísmica

La sísmica de reflexión se trata básicamente de generar ondas sísmicas utilizando fuentes como grandes mazos, explosivos o camiones vibradores, y a partir de equipos de grabación de alta tecnología se mide el tiempo transcurrido desde la generación de la onda hasta que la misma es captada por los receptores (Geófonos) que se encuentran ubicados en la superficie. La respuesta sísmica es medida por la reflexión generada en un límite de cambio en impedancia acústica de acuerdo con las propiedades de la capa superior e inferior al límite, y la naturaleza del pulso producido (Herron, 2011) (figura 4).

Figura 4.

Diagrama esquemático del Método Sísmico de Reflexión



Nota. Diagrama esquemático del Método Sísmico de Reflexión. Adaptado de Herron (2011).

Los principios básicos para la interpretación sísmica parten del conocimiento y entendimiento de los siguientes conceptos (Kastillo y Raura, 2013) :

Impedancia Acústica: Es la resistencia que oponen los estratos del subsuelo a las ondas que se propagan a través de estos. Está dada por la multiplicación del valor local de la velocidad de la onda P con la densidad de la roca.

Amplitud (A): Es una función de los contrastes de impedancia acústica de las interfaces o estratos y el espaciamiento entre ellos. La respuesta de las amplitudes en las trazas sísmicas varía con los cambios de la impedancia acústica pero un mismo valor de amplitud puede ser producto de distintas litologías.

Frecuencia (f): Número de ondas que pasan por un punto en un segundo. Relaciona factores geológicos como el espaciamiento entre reflectores, cambios laterales de velocidad interválica y presencia de fluidos.

Continuidad: Es el parámetro por el cual un evento sísmico puede ser reconocido en trazas sucesivas. Estos eventos repetidos crean alineaciones que dan característica de continuidad a lo largo de las secciones sísmicas, de esta forma dicha continuidad se asocia con la homogeneidad de los estratos.

Reflector Sísmico: Es una interfase entre capas de propiedades acústicas, ópticas o electromagnéticas contrastantes, un reflector sísmico podría representar un cambio litológico, una falla o una discordancia.

Traza Sísmica: Representa un registro de la respuesta de la tierra a la energía sísmica que pasa a través de las capas del subsuelo, desde la fuente y de regreso al receptor.

Dirección Cross-Line: Es la dirección perpendicular a las líneas receptoras.

Dirección In-Line: Es la dirección paralela a las líneas receptoras.

Líneas receptoras: Es la línea a lo largo de la cual son plantados los receptores, distanciados regularmente.

Longitud de Onda (λ): Distancia entre los dos puntos equivalentes más próximos.

Periodo (T): Tiempo que tarda una onda en pasar por un punto.

El propósito básico de la interpretación sísmica es determinar la información geológica, como la estructura, estratigrafía y/o propiedades de las rocas (Liner, 2004). Son muy pocas las ocasiones en que se puede estar seguro de la validez o precisión de una interpretación. Casi siempre son posibles algunas formas alternativas de interpretar los datos. Sin embargo, esta ambigüedad en la interpretación sísmica es menor que en la mayoría de los datos geofísicos y geológicos. La única prueba de una interpretación es la congruencia con los datos sísmicos y con toda la información disponible, incluyendo datos gravimétricos, datos magnéticos, geología superficial, registro de pozos, etc.

De forma general, durante la interpretación sísmica se reconocen patrones para asociarlos con modelos análogos conocidos o representaciones esquemáticas de la geología real y de forma básica se interpretan dos tipos de superficies primarias: Horizontes y Fallas (Herron, 2011), así mismo, los eventos coherentes vistos en los registros o líneas sísmicas son reflexiones provenientes de contrastes de impedancia acústica en el subsuelo, estos contrastes están asociados con estratificaciones que representan la estructura geológica.

Por tanto, el trazo de las curvas de tiempo de llegada de eventos coherentes está muy relacionado con la estructura geológica, y teniendo en cuenta los efectos de velocidad y migración, se obtiene una imagen que muestra o representa esta estructura. Por otro lado, el

detalle sísmico (amplitud, forma de onda, etc.) está relacionado con el detalle geológico, es decir, a la estratigrafía y la naturaleza de los fluidos intersticiales (Sheriff y Geldart, 1995).

4.3 Antecedentes

Para llevar a cabo el presente proyecto de investigación, se realizó una revisión minuciosa de diferentes fuentes de información, artículos científicos, planchas cartográficas geológicas con sus respectivas memorias explicativas y tesis de pregrado de diversos autores, con el objetivo de adquirir y afianzar todos los conocimientos posibles, ya sea de tipo geológico general, geofísico o geoquímico y aplicarlos en todo el proceso de elaboración del trabajo investigativo.

A continuación, se hace un breve resumen de algunos de los trabajos más significativos en el aporte de conocimiento preliminar.

La información de la plancha geológica “Geología de la Plancha 119, Barrancabermeja” propuesta por Gómez et al. (2008), como la memoria explicativa de esta misma “Cartografía geológica y muestreo geoquímico escala 1:100.000 de la plancha 119 – Barrancabermeja”, se utilizó como punto de partida en la obtención del conocimiento previo de la zona, de su cartografía, estructuras geológicas y disposición de las formaciones, de la mano con el libro “Estudios geológicos y paleontológicos sobre el Cretácico en la región del embalse del río Sogamoso, Valle Medio del Magdalena” (Etayo et al., 2020) que realiza una importante investigación donde revisa la estratigrafía del Cretácico en el Valle Medio del Magdalena y precisa el conocimiento existente sobre las formaciones Rosa Blanca, La Paja, Tablazo, Simití y La Luna, con la particularidad y la novedad de que la cartografía geológica se hace a escala de 1:50.000.

Ochoa (2010) parte de la interpretación preliminar del Anticlinal de Colorado, donde menciona a Ecopetrol (2003). Allí realiza un análisis estructural del CEC, reinterpretando la sísmica que se realizó en 2003 y se obtuvo como resultado que este campo se compone de un pliegue asimétrico, una falla inversa (Falla Colorado) que corta dicho pliegue y un sistema de fallas satélites (9 fallas inversas) las cuales cortan a la estructura anticlinal generando los 10 bloques estructurales identificados a lo largo del campo.

Chajín et al. (2013) en su artículo técnico llamado “Reinterpretación del modelo estructural del CEC, VMM, Colombia” desarrolló una reinterpretación del modelo estructural propuesto por Ecopetrol (2003) y Ochoa (2010), analizando 4 líneas sísmicas que atraviesan el CEC, identificando topes de formaciones pertenecientes al Cenozoico hasta la discordancia del Eoceno, sin realizar un enfoque a formaciones del Cretácico. Concluyó que se presentan 5 fallas satélites asociadas a una falla principal inversa llamada Falla de Colorado, contenida en el Anticlinal de Colorado y un marcado retrocabalgamiento que cambia el modelo de fallas anteriormente propuesto.

Zafra (2013) realiza un análisis general del CEC en su trabajo de grado “Cartografía geológica del Campo Colorado a escala 1:25.000”, en donde aparte de la geología de superficie detallada que llevó a cabo, también se enfocó en hacer una caracterización estructural identificando que el Anticlinal de Colorado está afectado transversalmente por fallas normales con componente de rumbo sinistral.

Jimenez et al. (2016) en el artículo “Variaciones en el estilo estructural relacionado con anisotropías de basamento en el Valle Medio del Magdalena” analiza el porqué de las variaciones en el estilo estructural del Valle Medio del Magdalena y donde definieron 3 dominios estructurales en el área (dominio este, central y oeste) concluyendo que los

dominios central y oeste se caracterizan por la presencia de fallas inversas con vergencia al oeste que involucran de manera general rocas del Cretácico inferior y rocas del Paleógeno-Neógeno.

Anaya et al. (2018) en su artículo “Modelo estructural del Campo Escuela Colorado a partir de modelos análogos” llevó a cabo 15 modelos de simulación de una cuña crítica para definir las características estructurales en un ambiente compresivo como el caso del VVM en donde se ubica el CEC. Concluyó que, con base en las características estructurales definidas en los 15 modelos experimentales, es posible definir el CEC dentro de un estilo estructural de piel delgada, caracterizado por fallas inversas con desarrollo de pliegues por propagación de falla y retrocabalgamientos.

No se observaron estructuras con componente de rumbo o deformación no coaxial, por lo que los resultados difieren de las interpretaciones realizadas en los modelos de Ecopetrol (2003) y Zafra (2013) y que los resultados concuerdan con el modelo estructural propuesto por Chajín, et al. (2013) para el CEC.

5. Marco Geológico regional

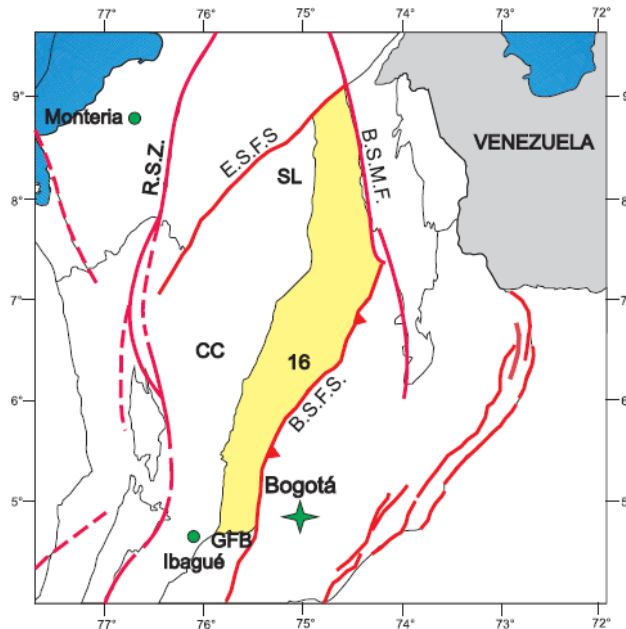
5.1 Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM)

La cuenca del Valle medio del Magdalena es una cuenca intra-montaña, ubicada entre las cordilleras Central y Oriental de los Andes Colombianos, con una extensión de 32.000 km². (ANH, 2012). Sus límites están definidos por estructuras geológicas, hacia el norte por el Sistema de Fallas del Espíritu Santo (E.S.F.S); al sur por el Cinturón Plegado de Girardot

(GFB); al noreste por el Sistema de Fallas Bucaramanga – Santa Marta (B.S.M.F); al sureste por los Sistemas de Fallas Bituima y La Salina (B.S.F.S) y su límite occidental está definido por la Serranía San Lucas (SL) y la Cordillera Central (CC) (figura 5) (Barrero et al., 2007).

Figura 5.

Cuenca del Valle Medio del Magdalena



Nota. Cuenca del Valle Medio del Magdalena, donde se observan sus límites estructurales y geológicos. Adaptado de Barrero et al. (2007).

5.1.1 Evolución Geológica

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es una cuenca compleja, formada como resultado de varios eventos extensivos y compresivos que evolucionó a través de diferentes etapas estrechamente relacionadas a los eventos tectónicos del margen oeste de Suramérica (Cooper et al., 1995).

En el Triásico Temprano comienza la apertura del Paleocaribe por la formación de una fosa tectónica de hundimiento, con actividad volcánica más o menos intensa que separa a Norte y Suramérica, donde para finales del Triásico e inicios del Jurásico se inicia un

proceso de rifting continental asociado a la ruptura de Pangea (Royero & Clavijo, 2001), en el Triásico Tardío y Jurásico Tardío tuvo lugar un volcanismo explosivo y una depositación continental asociada a la formación de un graben supracontinental, donde se depositan las Formaciones Jordán, Bocas, Norean y Girón (Bayona et.,al 2020; Clavijo et., al 2008; Fabre 1983, en Mojica & Franco, 1990).

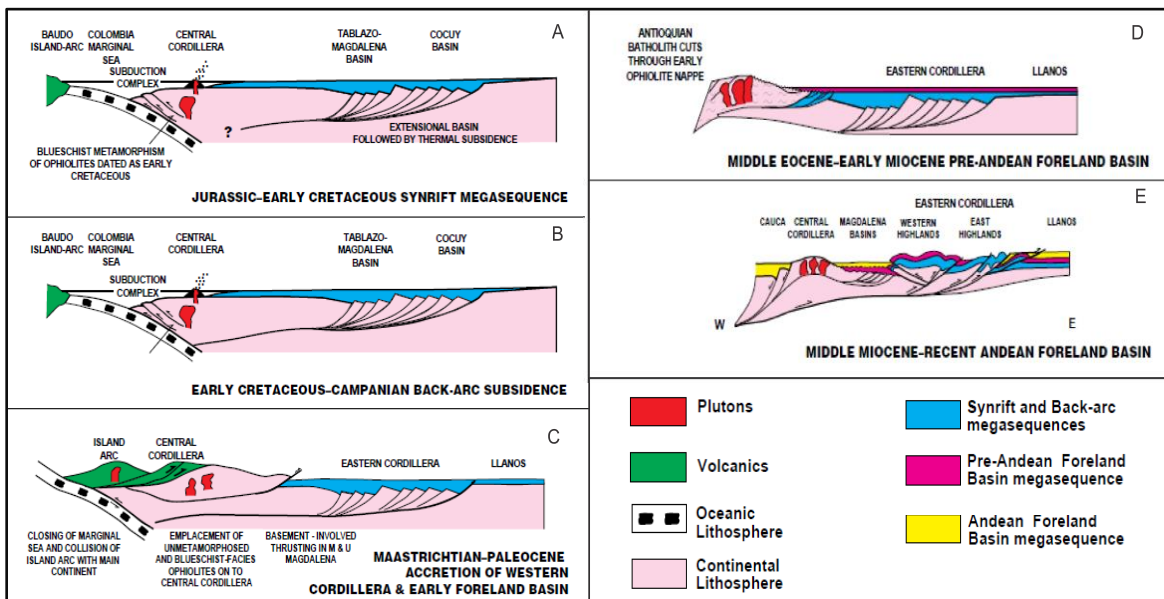
En el Cretácico inferior la sedimentación continental termina con la depositación de la Formación Los Santos, dando paso de manera gradual a una ingresión marina que inunda las entradas de las ramificaciones del paleorift del Magdalena (Royero & Clavijo, 2001) depositando la Formación Cumbre. Posteriormente, se da la depositación en ambientes marinos de plataforma y someros las formaciones pertenecientes al grupo Calcáreo Basal (Formación Tablazo, Paja y Rosablanca) y la Formación Simití; en el Cenomaniano-Turoniano se da un evento de transgresión marina que da inicio a la depositación de la Formación la Luna (Sarmiento, 2011). En el Cretácico Tardío y comienzos del Paleoceno, se produce el inicio del retiro del mar, acompañado de un levantamiento diferencial (Royero & Clavijo, 2001) finalizando la depositación de la Formación Umir. Más adelante, se da una inversión de esfuerzos que inicia una etapa compresiva asociada a la acreción de la Cordillera Occidental, así mismo en el Paleoceno medio ocurre el levantamiento del Macizo de Santander relacionado con el inicio del levantamiento de la Cordillera Oriental; esta etapa compresiva marca un cambio en la depositación de la cuenca del VMM de rocas marinas a continentales, donde se deposita la Formación Lisama en un ambiente continental (Bayona et al., 2013, Royero & Clavijo, 2001 y Cooper et al., 1995).

Durante el Eoceno hasta el Oligoceno en un ambiente continental se depositan las Formaciones La Paz y Esmeraldas en una cuenca antepaís (Caballero, 2010). En el Oligoceno

al Mioceno temprano se depositan las Formaciones Mugrosa y Colorado, en el Mioceno medio a tardío se produce una fase de compresión más intensa que genera plegamiento y fallamiento de los sedimentos ya depositados, así mismo, la reactivación de fallas que pasan de ser normales a inversas (Mojica & Franco, 1990; Royero & Clavijo, 2001). Finalmente, durante el Mioceno Tardío al Pleistoceno la Cuenca VMM es rellenada por depósitos continentales a medida que la Cordillera Oriental se levanta y exhuma dando lugar a la depositación del Grupo Real y la Formación Mesa (figura 6) (Caballero, 2010).

Figura 6.

Evolución geológica



Nota. Evolución geológica regional de la cordillera Oriental, cuenca del VMM y la cuenca Llanos. Adaptado de Cooper (1995).

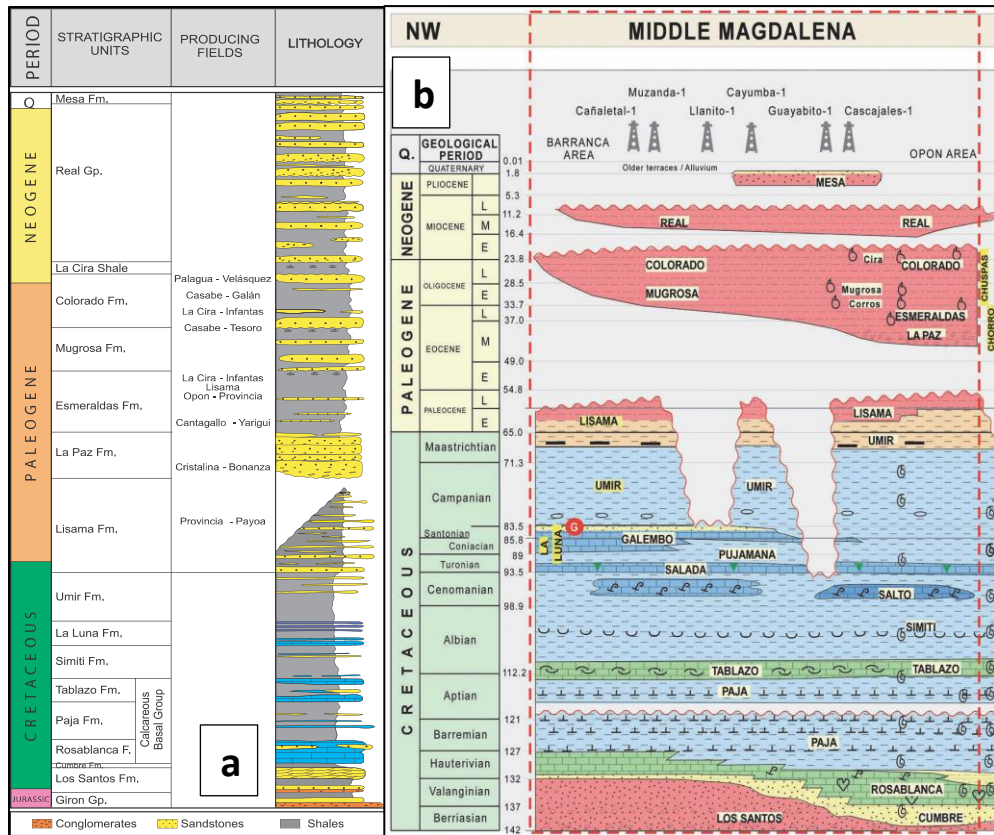
5.2 Estratigrafía Regional

La estratigrafía de la cuenca del VMM inicia en un basamento cristalino, que infrayace el basamento económico Paleozoico (Formación Floresta, Diamante, Tiburón y Bocas) que se propaga en sentido W, incluyendo la Cordillera Central, que subyace una secuencia sedimentaria depositada desde el Jurásico hasta el Neógeno (Lozano & Zamora,

2014). La secuencia sedimentaria inicia en el Jurásico con rocas de ambiente fluvial (Formación Jordán, Fm Girón y Los Santos), donde suprayaciendo se encuentran rocas cretácicas de ambientes marinos someros (Formación Cumbre, Rosablanca, Paja y Tablazo, Simití y la Luna), posteriormente, en el Cretácico superior al Paleoceno se depositan rocas producto de ciclos regresivos - transgresivos (Formación Umir y Formación Lisama) y finalmente se encuentran rocas continentales de un ambiente fluvial y lacustre pertenecientes al Paleógeno – Neógeno (figura 7) (Etayo-Serna, 1968;Caballero, et al., 2010; Rolón, 2004 en Jimenez et al., 2016).

Figura 7.

Columna estratigráfica de la cuenca del VMM (a) y diagrama de Wheeler (b)



Nota. Columna estratigráfica de la cuenca del VMM (a) y diagrama de Wheeler (b) donde se evidencian erosiones. Adaptado de Barrero et al. (2007) y Sarmiento (2011).

5.2.1 Formación Girón (J3g)

Descrito por primera vez bajo el nombre “Giron Series” por Hettner en 1892, donde Langenheim en 1954 establece su sección tipo en la angostura del Río Lebrija con un espesor de 4650 m (Cediel, 1968 en Royero & Clavijo, 2001), se caracteriza por presentar capas gruesas de areniscas de grano medio, grueso a ligeramente conglomerático de color rojo en tonalidades violáceas, grisáceas y verdosas en estratificación cruzada con interestratificaciones de limolitas y lodolitas de color rojo violáceo y grisáceo y algunos niveles delgados conglomeráticos con guijos de cuarzo de hasta 4 cm. Se depositó en un ambiente continental, fluvial a lacustre-fluviátil. Fm Girón comprende una edad de Jurásico superior y suprayace en una discontinuidad stratigráfica a las Formaciones Bocas y Jordán e infrayace concordantemente a la Formación Los Santos (Royero & Clavijo, 2001 y Etayo et al., 2020).

5.2.2 Formación Los Santos (K1ls)

Definida por primera vez como Formación Tambor por H. D. Hedberg in 1931 (en Morales et al. 1958), redefinida por Laverde en 1985 como Formación Los Santos. Esta formación está constituida por capas tabulares de areniscas conglomeráticas, lodolitas rojo-grisáceas y cuarzoareniscas gris amarillentas, con estratificación cruzada con un espesor de 218 m (Royero & Clavijo, 2001)El ambiente de sedimentación de esta unidad es de depósitos fluviales acumulados por corrientes trenzadas (Clavijo, 1985; Laverde y Clavijo, 1985; Laverde, 1985; en Royero & Clavijo, 2001).

La Formación Los Santos es de edad Berriasiano (Etayo-Serna et al., 2020), suprayace a la Fm Girón en una discontinuidad regional, mientras que su contacto superior

es concordante con la Formación Cumbre (Laverde y Clavijo, 1985 y Royero & Clavijo, 2001).

5.2.3 Formación Cumbre (K1c)

Descrita inicialmente por Renzoni en 1969, pero re-descrita por Mendoza en 1985 en su sección tipo en el Alto de Cumbre en la carretera entre Arcabuco y Moniquirá, Boyacá. Esta unidad se encuentra también en Santander con un espesor variable entre 25 y 53 m (Royero & Clavijo, 2001) y se caracteriza por presentar lodolitas fosilíferas de color negro en capas medianas con laminación plana-paralela mediana, intercaladas con areniscas de cuarzo fino y medio de color gris claro, de edad Berriasiano (Etayo-Serna et al., 2020).

La Formación Cumbre es de un ambiente de dominio marginal sobre una llanura costera aluvial y su contacto inferior con la Formación Los Santos es concordante, mientras que su contacto superior con la Formación Rosablanca es transicional (Royero & Clavijo, 2001).

5.2.4 Formación Rosablanca (K1r)

Descrita originalmente por Wheeler (1929) (en Morales et al. 1958), quién le dio ese nombre por el cerro Rosa blanca que se encuentra cerca de la sección tipo ubicada en el Cañón del Río Sogamoso, próximo de la localidad el Tablazo, pero debido a la construcción de la presa hidroeléctrica del río Sogamoso se causó la inundación de esa zona, entonces se dispuso un neoestratotipo la quebrada Lagunetas (La Hondura), se caracteriza por presentar en su parte inferior calizas y dolomías grises con niveles oolíticos, en la zona media alternancia de wackstone y packstone con mudstone calcáreos y lodolitas terrígenas y presencia de thalassinoides y hacia la parte superior areniscas ferruginosas y calizas con bivalvos, con un espesor de 373 m en el neoestratotipo (Etayo-Serna et al., 2020), se depositó

en un ambiente marino somero con un espesor que varía de 150 a 425 m (Royero & Clavijo, 2001).

La Formación Rosa Blanca comprende una edad Cretácica inferior, Berrasiano-Hauteriviano, y se encuentra suprayaciendo a la Formación Cumbre en un contacto neto y su contacto superior es una paraconformidad con la Formación Paja (Etayo-Serna et al., 2020). Etayo-Serna et al. (2020), propone cinco miembros para la Formación Rosa Blanca, de base a techo, son: Miembro Lagunetas, Miembro Carrizal, Miembro Zo, Miembro El Sapo y Miembro Zapatoca.

5.2.5 Formación Paja (K1p)

Nombrada por Wheeler en 1929 (en Morales et al. 1958), quién establece su sección tipo en la quebrada La Paja con un espesor de 288 m en esta localidad; está constituida por una intercalación de rocas calizas tipo mudstone, grises oscuras en capas medianas a gruesas en su mayoría plano paralelas, con lodolitas calcáreas y terrígenas con materia orgánica, así mismo, presencia de láminas de yeso en la parte inferior de la secuencia y ocurrencias de calizas tipo Wackestone en la parte media; se encuentran concreciones y fósiles de amonitas en toda la formación. (Etayo-Serna et al., 2020).

La Formación Paja se depositó en un ambiente marino somero intermareal hasta supramareal y se encuentra suprayaciendo a la Formación Rosa Blanca en una paraconformidad plano paralela y su límite superior es transicional con la Formación Tablazo. Comprende una edad Cretácica inferior entre el Barremiano inferior – Albiano inferior (Etayo-Serna et al., 2020). Royero y Clavijo (2001), establece que su espesor varía entre 125 a 625 m.

5.2.6 Formación Tablazo (K1t)

Propuesta por Wheeler (en Morales et al. 1958), para describir las rocas presentes en el cerro El Tablazo, en el área El Tablazo, siendo este su localidad tipo. Etayo et al. (2020) detalla esta unidad además de en su localidad tipo, en la quebrada La Paja y en la vía principal San Vicente de Chucurí – Lebrija, cerca a la quebrada La Molinilla debido a que un segmento de roca se encuentra cubierto en la sección tipo, tiene un espesor de 270 m y se caracteriza por presentar calizas tipo mudstone con lodolitas calcáreas y presencia de materia orgánica, a medida que se avanza estratigráficamente aparecen capas gruesas de calizas tipo packestone y wackestone que ocasionalmente se intercalan con paquetes de arenitas de cuarzo, arcillolita y lodolita. La Formación Tablazo se depositó en un ambiente marino somero, entre la rampa interna y supramareal, en una laguna comunicada con el mar y rodeada por un banco de arena; pertenece al Albiano inferior y su contacto inferior es transicional con la Formación Paja y el contacto superior con la Formación Simití es neto, mediante observaciones geomorfológicas (Etayo-Serna et al., 2020).

5.2.7 Formación Simití (K1s)

Descrita por Morales et al., (1958) en su localidad tipo a la orilla sur de la Ciénaga de Simití, Bolívar siendo una unidad compuesta por una intercalación de shales grises a negros, carbonosos y levemente calcáreos y con presencia de concreciones calcáreas de hasta 3 m), con capas delgadas de areniscas y calizas grises, arcillosas y fosilíferas localmente. Su ambiente de depositación es marino nerítico de aguas intermedias a profundas, con una variación en el espesor de 250 – 650 m (Royero & Clavijo, 2001). En el área del embalse de Hidrosogamoso consta de capas gruesas de lodolitas negras, intercaladas con capas medianas

de arenitas de cuarzo y calizas tipo wackestone en capas medianas a gruesas y con un espesor de 125 m. Etayo (1986) establece una edad Albiano medio – superior.

El contacto inferior de la Formación Simití es concordante con la Formación Tablazo sin embargo, Mantilla et al., (2006) (en Sarmiento et al., 2015) menciona que en la localidad tipo no hay evidencia de la Formación Tablazo y que el contacto existente es entre las Formaciones Paja y Simití, siendo una paraconformidad; en cuanto al contacto superior, la Formación Simití subyace a la Formación La Luna y se ha determinado una relación de disconformidad entre sus límites (Etayo-Serna et al., 2020 y Royero & Clavijo, 2001).

5.2.8 Formación La Luna (K2l)

La Formación La Luna deriva su nombre por la quebrada la Luna, en la Serranía de Perijá en Venezuela, (Hedberg and Sass, 1937; en: Morales et al., 1958), donde Morales et al (1958) establece este nombre para agrupar las formaciones Salada, Pujamana y Galembo descritas por Wheeler (1929) en la zona alta del Río Sogamoso, por la “similitud estratigráfica” de las rocas aflorantes en la cuenca del VMM con las ubicadas en la Serranía de Perijá, aceptando entonces dichas formaciones como miembros de La Formación La Luna en Colombia. (Etayo-Serna et al., 2020).

Debido a la construcción del embalse de Hidrosogamoso, Etayo-Serna et al. (2020) decide re describir estas unidades en la quebrada Aguablanca, en la vereda La Renta, Lebrija y en la carretera que desprende de la vía Lebrija-San Vicente de Chucurí, donde establece los miembros Salada, Pujamana y Galembo de la Formación La Luna como formaciones debido a sus características litológicas, como lo había descrito inicialmente Wheeler (1929), y

además propone una nueva formación denominada La Renta, a continuación se describirán las características de cada formación.

- **Formación Salada**

Consta en su parte inferior por capas de calizas tipo Wackestone y lodolitas calcáreas con materia orgánica de color negro, con presencia de concreciones micriticas de tamaño métrico y en la zona superior se encuentran capas de lodolitas calcáreas y no calcáreas, oscuras y se hallan algunas impresiones de amonita y lamelibranquios; posee un espesor de 118 metros en la quebrada Aguablanca. Su límite inferior es concordante con la Formación Simití y el superior es concordante transicional con la Formación Pujamana (Etayo-Serna et al., 2020). La edad de la presente formación es del Turoniano inferior, establecido por bioestratigrafía (Villamil 1996; en Etayo-Serna et al., 2020).

- **Formación Pujamana:**

Se caracteriza por presentar intercalaciones de arcillolitas y lodolitas moscovíticas oscuras, plano paralelas con cuarzoarenitas de textura muy fina, limolitas y calizas tipo mudstone, se hallan impresiones de amonitas y lamelibranquios, tiene un espesor de 57 m en la quebrada Aguablanca. Su límite inferior es concordante transicional con la Formación Salada y el superior es concordante y neto con la Formación Galembo, presenta una edad de Turoniano superior (Etayo-Serna et al., 2020).

- **Formación Galembo:**

Presenta calizas tipo mudstone y wackestone de foraminíferos planctónicos, grisáceas a pardas, con contenidos de materia orgánica y arcillas, se encuentran intercaladas con capas delgadas de chert negro; estas capas presentan abundantes concreciones que desprenden

olores a hidrocarburos, que dan un aspecto ondulado a las capas. Sus contactos son netos y concordantes, tanto el inferior con la Formación Pujamana como el superior con la Formación la Renta. Es de edad Coniaciano inferior - Santoniano y tiene un espesor de 96 m en la Quebrada Aguablanca (Etayo-Serna et al., 2020).

- **Formación La Renta:**

Consta de capas delgadas y gruesas de calizas tipo mudstone y wackestone grisáceas, con contenido de materia orgánica y presencia de chert negro, muy similar a la Formación Galembo, la diferencia está en que en la base se encuentran capas medianas y gruesas de fosforitas de peloides potencialmente explotables. La Formación La Renta tiene un espesor de 45 m y su límite inferior es concordante y neto con la Formación Galembo y el límite superior es discordante (disconformidad) con La Formación Umir (Etayo-Serna et al., 2020); su edad corresponde al Campaniano y fue atribuida mediante estudios micropaleontológicos debido a los foraminíferos (Petters, 1955; en Etayo-Serna et al. 2020).

El ambiente de formación para las formaciones Salada, Pujamana, Galembo y La Renta corresponde a un ambiente marino somero de costa afuera, en la rampa homoclinal, y en presencia de niveles de oxígeno bajo (Etayo-Serna et al., 2020).

5.2.9 Formación Umir (K2u)

La Formación Umir fue propuesta por Huntley (1917) (en Morales et al. 1958) al describir las rocas de la Quebrada Umir, a 3 km del cerro Umir en el departamento de Santander. Se caracteriza por presentar capas finas de lodolitas grises a negras silíceas intercaladas con capas medias de areniscas de grano fino y fragmentos líticos y mantos de carbón explotables que se hacen más frecuentes en la zona media superior (G. Sarmiento et

al., 2015), su espesor varía de 1000 a 1400m y su contacto inferior es discordante (disconformidad) con la Formación La Luna (Formación Renta según la nueva propuesta de Etayo-Serna et. al 2020) y concordante con la Formación Lisama, pero en algunas zonas este contacto es erosivo.

La Formación Umir es de edad Maastrichtiano y su ambiente de depositación muestra un evento de regresión marina, en llanuras intermareales y supramareales, en mares restringidos por barras litorales y así mismo en su parte superior un ambiente de lagoon afectado por mareas altas (INGEOMINAS, 2008).

5.2.10 Formación Lisama (P11)

Propuesta por Link (1925) (en Morales et al. 1958), en su localidad tipo la Quebrada La Lisama, un afluente del Río Sogamoso en el departamento de Santander, se caracteriza por presentar una intercalación de lodolitas moteadas de colores rojas, café y gris con areniscas grises a verdosas de grano fino a medio que aumentan su tamaño de grano a grueso en el tope de la formación, también se encuentran mantos de carbón poco desarrollados; comprende una edad del Paleógeno y un espesor de 1125m (Morales et al., 1958). Su contacto inferior es concordante y transicional con la Formación Umir y su contacto superior es discordante con la Formación La Paz y neto erosivo al norte de la cuenca (Morales et al., 1958 y Sarmiento et al., 2015).

El ambiente de depositación de la Formación Lisama es transicional de ambientes marino somero a continental en depósitos deltáicos y planicies aluviales (Moreno et al. 2011, Nie et al. 2012; en Sarmiento et al., 2015).

5.2.11 Formación La Paz (P2p)

Nombrada por geólogos de la Tropical Oil Company en 1920 (en Morales et al. 1958) y deriva su nombre por el cerro La Paz que se encuentra entre el cruce del Río Sogamoso y el Río Lebrija, su sección tipo se encuentra ubicado en la angostura del Río Lebrija, por la vía férrea Puerto Wilches-Bucaramanga. Consta de areniscas conglomeráticas, grises claras y macizas limolitas y lutitas que se presentan en intercalaciones eventuales hacia la base de la formación, su espesor es aproximadamente de 1000 m (Morales et al., 1958).

Es de edad Eoceno superior y su límite inferior es discordante con la Formación Lisama, siendo neto erosivo al norte de la cuenca y el límite superior es concordante y transicional con la Formación Esmeraldas (Morales et al., 1958); el ambiente de depositación e la Formación La Paz es continental fluvial de abanicos aluviales y ríos trenzados (Sarmiento et al., 2015).

5.2.12 Formación Esmeraldas (P2e)

Nombrada por primera vez por geólogos de la compañía Gulf Oil, debido al caserío Esmeraldas cercano a su localidad tipo, que se encuentra sobre el Río Sogamoso en el flanco oriental del sinclinal NM, está compuesta por areniscas de grano medio a fino de colores grises y verdosos intercalados con limolitas y lutitas moteadas de colores grises, rojizos y pardos y con algunas capas de carbón (Morales et al., 1958); su espesor es variable desde 1255m en la sección tipo y se adelgaza hacia el oeste y hace al norte del VMM, llegando a los 500m. Su contacto inferior con la Formación La Paz es concordante y el superior es discordante con la Formación Mugrosa, comprende la edad del Eoceno superior y su

ambiente de depositación es continental fluvial de ríos meándricos, llanuras aluviales y llanuras lacustres ocasionalmente con aporte marino (Sarmiento et al., 2015).

5.2.13 Formación Mugrosa (P3m)

Propuesta por A.K Mc Gill (en Morales et al. 1958) debido a la quebrada Mugrosa donde se encuentra su localidad tipo. Se caracteriza por presentar en su base una intercalación de arenisca cuarzosa de grano medio a fino de colores grisáceos y verdosos con lodolitas grises y areniscas conglomeráticas, en la parte media por lutitas moteadas azules opacas y marrones, con intercalaciones de areniscas de grano fino a grueso y lutitas verdosas y en el tope lodolitas moteadas y fosilíferas y ocasionalmente se encuentra glauconita (Ward. 1973, Morales et al. 1958; en Gómez et al., 2008), tiene un espesor variable de 1330 m a 600 m, disminuyendo hacia el norte del VMM. El límite inferior con la Formación Esmeraldas es discordante (inconformidad regional según Morales et al., 1958) y su límite superior con la Formación Colorado es concordante, su ambiente de depósito es continental fluvial de ríos meándricos y llanuras aluviales(Sarmiento et al., 2015) y pertenece al Eoceno superior-Oligoceno inferior (Royero & Clavijo, 2001).

5.2.14 Formación Colorado (N1c)

Nombrada por A.K Mc Gill en 1929 (en Morales et al. 1958), para describir las rocas presentes en el Río Colorado en la concesión de Mares, correspondiendo a la parte superior del Grupo Chuspas (Royero & Clavijo, 2001). Se caracteriza por presentar lutitas moteadas de colores rojos, púrpuras, grises intercaladas con capas de areniscas de grano fino a grueso de diferentes espesores, en la parte superior de esta formación se encuentra un horizonte de 100 m denominado “La Cira” y consta de lutitas carbonosas grises a negras intercaladas con

areniscas verdes de grano medio, su espesor es de 1250 m y aumenta hacia el este en la Cordillera Oriental alcanzando los 2500 m. La Formación Colorado descansa concordantemente sobre la Formación Mugrosa y su contacto superior es discordante con el Grupo Real, perteneciendo al Oligoceno superior –Mioceno inferior (Morales et al., 1958). Su ambiente de depósito es fluvial, en abánicos aluviales canaliformes de ríos trenzados (Sarmiento et al., 2015).

5.2.15 Grupo Real (N1r)

Su nombre lo establece Wheeler en 1935 (en Morales et al. 1958), quién describe las rocas ubicadas en la estación Bandera Real, al norte del río Opón y a 2 km al oeste de la Quebrada Real. Está conformada por 5 formaciones que de base a techo son: La Formación Lluvia que se caracteriza por presentar conglomerados con cantos de liditas, fragmentos de carbón y minerales ferruginosos arcillosos, hacia la base, y una alternancia de areniscas conglomeráticas con lutitas moteadas; La Formación Chonrotales Shale presenta lutitas moteadas grises y rojas con capas delgadas de areniscas; La Formación Hiel que son capas de areniscas con fragmentos de carbón; La Formación Enrejado Shale que muestra una intercalación de lutitas moteadas varicoloradas y capas delgadas de areniscas; y finalmente en el techo del Grupo Real se encuentra la Formación Bagre que consta de areniscas conglomeráticas con presencia de maderas carbonizadas y restos de hojas; el ambiente de depósito de esta unidad abarca la llanura costera deltaica y la llanura de inundación fluvial (INGEOMINAS, 2008).

Tiene un espesor de 3600 m y se le ha asignado la edad de Mioceno superior; sus contactos son discordantes tanto con la Formación Colorado que la subyace y con El Grupo Mesa que la suprayace (Morales et al., 1958).

5.2.16 Grupo Mesa (N2m)

El nombre mesa hace referencia al carácter geomorfológico de estos sedimentos que al erosionarse generan planicies con aspecto de mesas, diferentes autores han utilizado el nombre Formación Mesa para describir diferentes depósitos (INGEOMINAS, 2008).

Weiske (1922) y Butler (1942) (en Morales et al. 1958) usan el término Formación Mesa para describir los sedimentos presentes en la población de Honda en el Tolima, sin embargo, Morales et al. (1958) nombra como Grupo Mesa los sedimentos que se encuentran sobre el Mioceno superior en el VMM que se caracterizan por ser rocas volcánicas y sedimentarias que consta de areniscas tobaceas, tobas andesíticas, aglomerados, sedimentos de grano fino y material piroclástico como andesitas, dacitas y cenizas con fragmentos de cuarzo y filita, hacia el tope del grupo Mesa se encuentran gravas, arenas intercalados con limos. Este grupo tiene un espesor de 575 metros y es de edad Plioceno – Pleistoceno, su ambiente de depósito es fluvial y aluvial con influencia de actividad volcánica.

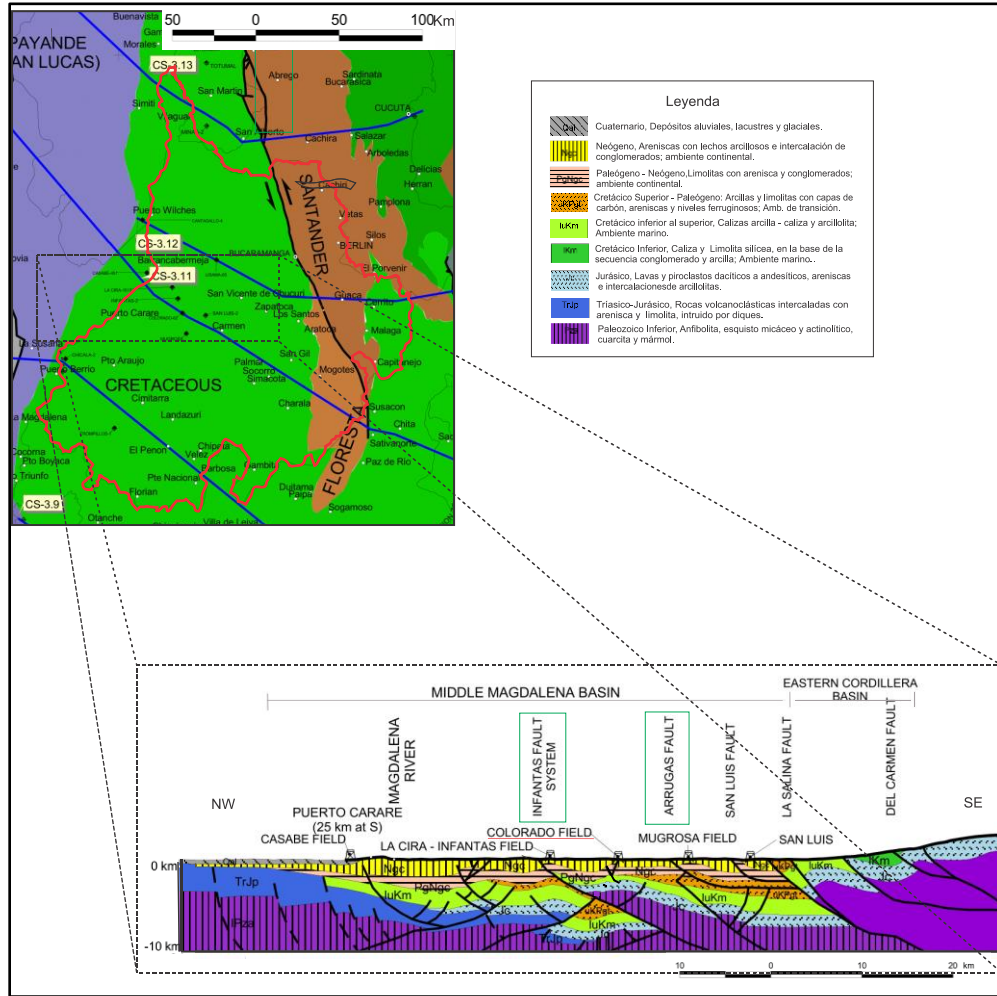
5.3 Geología estructural

La cuenca del VMM ha sido formada por diferentes eventos geológicos, siendo una depresión tectónica asimétrica con un borde pasivo al occidente caracterizado por una geometría monoclinial, pero con un margen compresional hacia el oriente, aumentando la deformación de manera continua (Mojica & Franco, 1992); esta cuenca se divide estructuralmente en 3 sectores: el sector oriental donde predominan sistemas de cabalgamiento con vergencia al oeste; el sector central, con fallas normales fosilizadas índice de su poca deformación y el sector occidental con fallas inversas transpresivas y de vergencia hacia el este (Córdoba et al. 2001; en Jimenez et al., 2016).

El CEC se encuentra ubicado al occidente de la falla regional La Salina y entre la falla Infantas y la falla de Arrugas.

Figura 8.

Zona occidental del corte 3.11



Nota. Zona occidental del corte 3.11, donde se muestra las principales fallas que limitan al Campo Escuela Colorado (que corresponde en el corte al Colorado Field) de manera regional. Adaptado de INGEOMINAS (2003).

5.3.1 Falla de Infantas

La falla Infantas tiene una longitud aproximada de 50 km y regionalmente se extiende desde el Río Opón en el sur de la falla, hasta el Río Sogamoso en su parte Norte (Zafra,

2013). Es una falla inversa con rumbo norte-sur y vergencia hacia el oeste, de carácter lístrico con superficies de despegues estructurales en capas pre-jurásicas. La Falla Infantas ha colocado en superficie Formaciones Cenozoicas, incluso en algunos sectores estos contactos son sedimentos de la misma Formación (INGEOMINAS, 2008).

5.3.2 Falla de Arrugas

La Falla de Arrugas se desprende de la Falla La Salina y se extiende por más de 40 km hacia el norte, limita el flanco occidental del Sinclinal de Peña de Oro (Zafra , 2013). Es una falla inversa con vergencia hacia el oeste y una dirección general noreste-suroeste, en el norte de la falla se encuentra en contacto superficial con el Grupo Real y hacia el sur la falla aumenta en desplazamiento vertical poniendo en contacto la Formación Mugrosa en su bloque colgante con la Formación Colorado que se encuentran en el bloque yacente de la Falla de Arrugas (INGEOMINAS, 2008).

El CEC se encuentra en una zona triangular controlada por un retrocabalgamiento de la Falla Colorado, tiene un estilo estructural de piel delgada, con fallas inversas que vergen hacia el oeste, desarrollo de pliegues por propagación de falla y retrocabalgamientos en las zonas más lejanas al frente de deformación de la Cordillera Oriental. El CEC se encuentra afectado por dos fallas de tipo inverso: La Falla Cascajales y la Falla de Colorado (Anaya et al., 2018), siendo esta última el mayor rasgo estructural que afecta al anticlinal de Colorado (Chajin et al., 2013).

5.3.3 Falla Colorado

La Falla Colorado, es la estructura principal que configura al CEC, es una falla inversa con dirección Norte-Sur y una vergencia hacia el NW y con un retrocabalgamiento

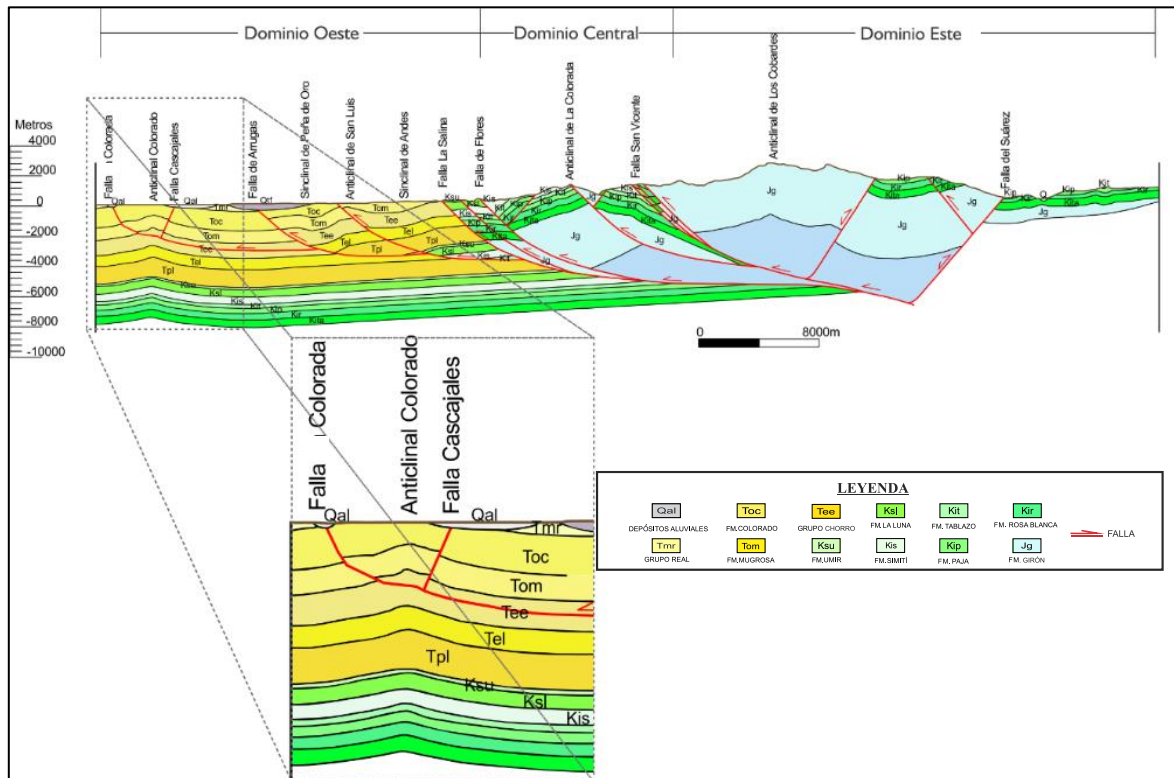
con vergencia hacia el Este; a esta falla se encuentran asociadas 5 fallas de tipo inverso con planos curvos, donde 2 fallas se ubican hacia el sur y las otras tres fallas hacia el norte del campo, formando bloques semicirculares (Chajin et al., 2013).

5.3.4 Anticlinal de Colorado

Es la estructura sobre la que está el CEC, un anticlinal asimétrico, con eje en dirección N-S y cabeceo hacia el norte, donde su flanco más extenso buza hacia el oriente y el más corto al occidente con inclinaciones entre 25-45° y se ubica en el bloque colgante de la falla inversa de Colorado (Chajin et al., 2013).

Figura 9.

Corte regional donde se observa el Anticlinal de Colorado



Nota. Corte regional donde se observa el Anticlinal de Colorado y las principales fallas que lo configuran. Adaptado de Anaya et al. (2018); Macías & Cabanzo (2017) y Jaimes & López (2015).

6. Metodología

La metodología llevada a cabo para la realización del presente proyecto investigativo y el cumplimiento de los objetivos propuestos se ha dividido en 4 etapas que serán descritas:



Fase de consulta bibliográfica

Constituye la etapa inicial del trabajo investigativo en el que se hace una revisión bibliográfica con el fin de recopilar diversos trabajos de investigación, libros y artículos científicos que competen la zona de interés y la temática de investigación.

Fase análisis y selección de información

En esta fase se hace un análisis de la bibliografía encontrada y se selecciona aquella que es más significativa y confiable para el desarrollo del proyecto y así tener información concreta acerca de la geología regional y de la zona de estudio. De la misma manera, un marco teórico que permita clarificar los conceptos y principios fundamentales para llevar a cabo la interpretación sísmica y el modelamiento geoquímico, todo esto con el propósito de cumplir los objetivos propuestos, ya que no es posible realizar una campaña de campo en la que podríamos adquirir nuestra propia información.

Fase procesamiento de datos

En la tercera etapa se organizará la información sísmica y geoquímica con el fin de llevar a cabo el procesamiento de los datos en los programas respectivos.

Fase de resultados

En esta fase se hará un análisis de los datos obtenidos en las anteriores etapas, se realizará la interpretación sísmica y el modelamiento geoquímico con la información recolectada y finalmente se organizarán los resultados para la elaboración del proyecto.

6.1 Análisis sísmico

Para llevar a cabo la interpretación sísmica del CEC se empleó el software Petrel 2017 y se contó con la información contenida en la tabla 2.

Tabla 2.

Información suministrada

Información	Cantidad	Características
Líneas Sísmicas	(4) Archivos .SGY	DM-1989-1440: Línea sísmica con buena calidad (sin distorsión sísmica). PMS-1998-1700: Línea sísmica con calidad medianamente buena (poca distorsión sísmica). PMS-1998-370: Línea sísmica con regular a mala calidad (alta distorsión sísmica). DM-1987-1470: Línea sísmica con buena calidad. (sin distorsión sísmica).
Registros de Pozos	(68) Archivos .LAS	No se tienen los registros Sónico (DT) ni Densidad (RHOB) para ningún archivo .LAS
Tablas Tiempo-Profundidad	(75) Archivos .TXT	Las tablas tiempo-profundidad contienen los mismos datos para todos los pozos.
Resúmenes de Pozos	(76) Archivos .DOC	Información de perforación, datos, coordenadas y altura de la mesa rotaria.

Cabe recalcar que los datos suministrados como la interpretación previa y la información anteriormente mencionada abarcan únicamente desde el Cuaternario hasta el Eoceno, por lo tanto, la interpretación de las formaciones Cretácicas, que son nuestro objetivo principal, se debió realizar por otros métodos diferentes a los empleados con los pozos del campo (pozos perforados solo hasta la profundidad del Eoceno).

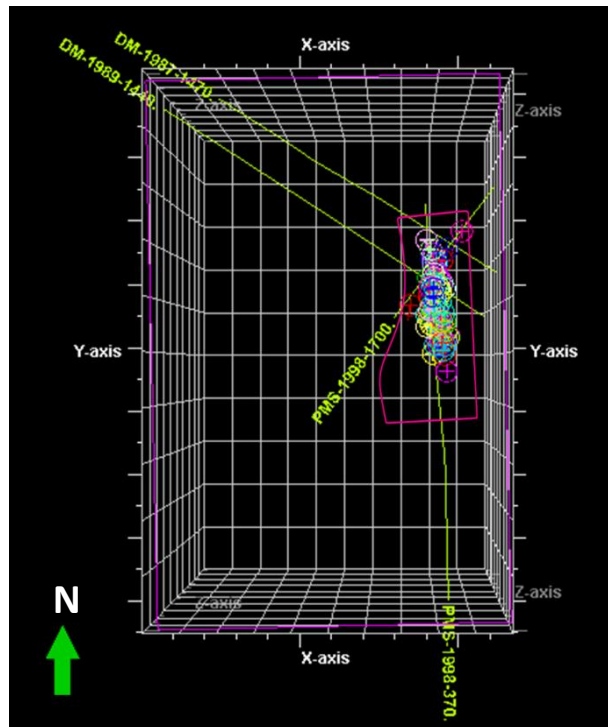
Para comenzar con el montaje del proyecto sísmico, se debió enlazar las diferentes líneas con un datum (WGS_1984) ya que estas no pertenecían a un mismo programa, esto con el fin de nivelarlos a un mismo tiempo los reflectores de las imágenes sísmicas.

Por otro lado, al carecer de registros sínicos y de densidad para realizar sismogramas sintéticos, el amarre sísmica-pozo se realizó tomando las distancias desde cada pozo hasta la línea sísmica más cercana, en particular empleando los pozos Colorado-32 (C-32), Colorado-39 (C-39), Colorado-54 (C-54), Colorado-61 (C-61) y Colorado-62 (C-62) (figura 1) a la línea sísmica PMS-1998-370, que es la línea que corta el campo en dirección norte-sur y a su vez es paralela al rumbo de las estructuras principales.

Como paso final, al tener esta línea sísmica amarrada a los pozos en cuestión, se realiza el amarre del total de las líneas sísmicas, para esto se toma la línea sísmica (PMS-1998-370) que se encuentra amarrada con los pozos (Colorado-32, Colorado-39, Colorado-54, Colorado-61 y Colorado-62) y se compara en una sección compuesta con las líneas que la cortan (DM-1989-1440, DM-1987-1470 y PMS-1998-1700), de esta manera la línea que está amarrada se deja inmóvil y las líneas adyacentes en la sección se cuadran hasta que coincidan. Después de estos pasos se obtiene el proyecto sísmico montado y ajustado (figura 10 y 11) y las cuatro líneas sísmicas listas para comenzar con su interpretación correspondiente (figura 12 y 13).

Figura 10.

Ubicación de las líneas sísmicas en el Campo Escuela Colorado.



Nota. Ubicación y orientación de las líneas sísmicas (color amarillo). DM-1987-1470 y DM-1989-1440 con orientación NW-SE, PMS-1998-1700 con orientación SW-NE y PMS-1998-370 con orientación N-S; con sus 68 pozos en el Campo Escuela Colorado (perímetro de color magenta).

Figura 11.

Proyecto sísmico listo con sus cuatro líneas sísmicas.

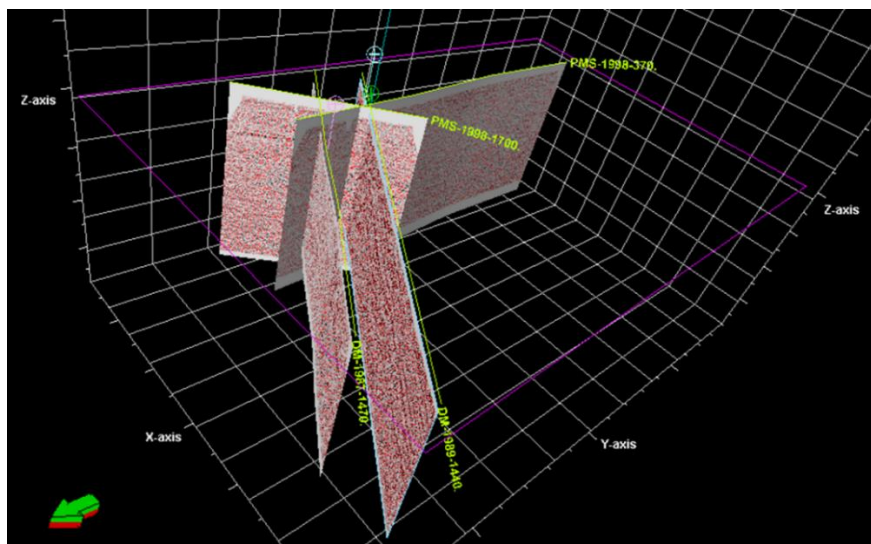
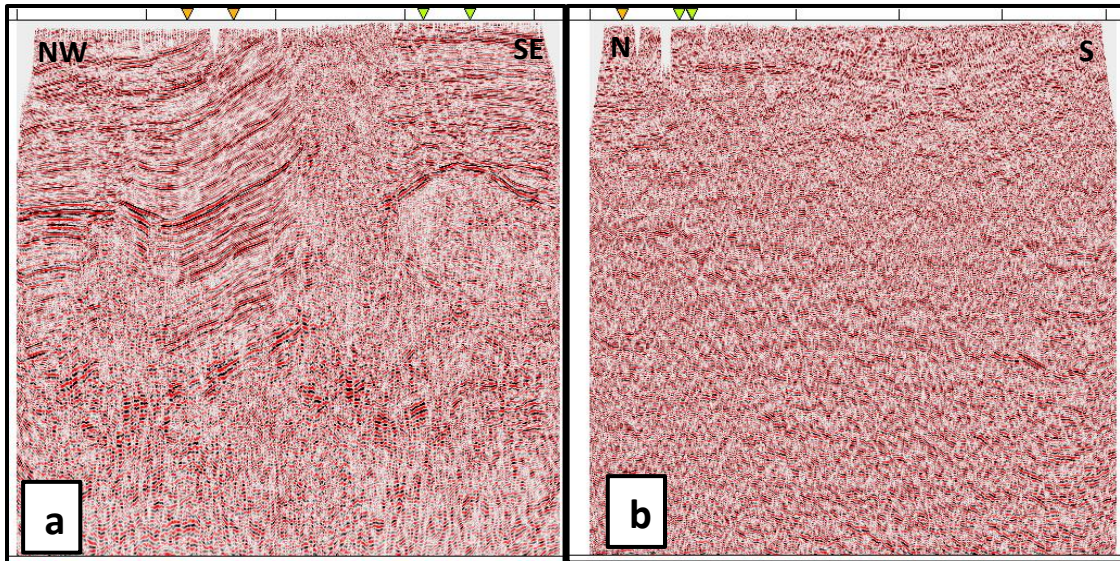


Figura 12.

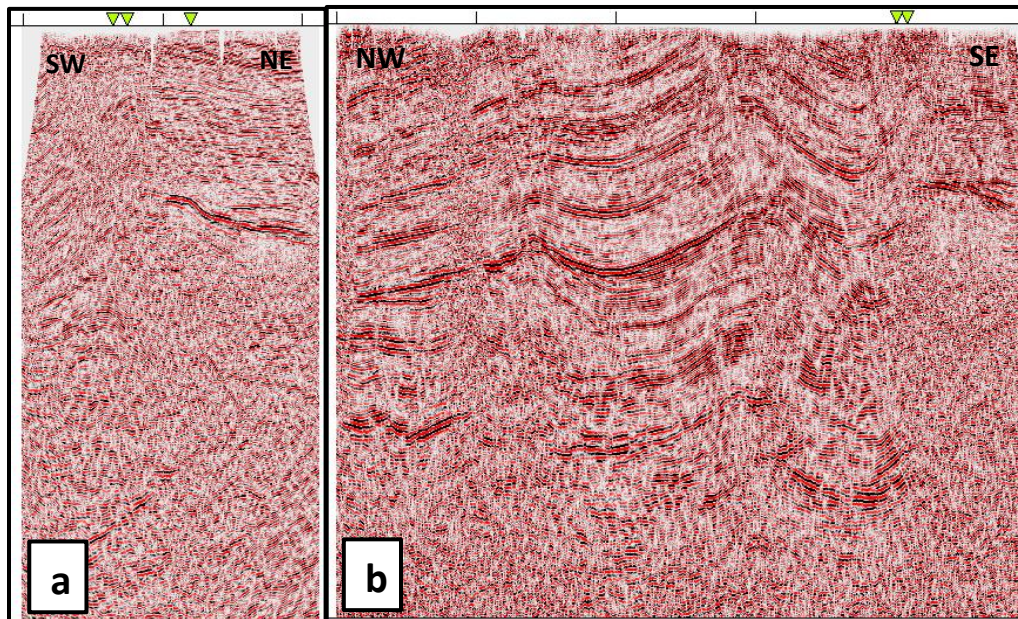
Líneas sísmicas DM-1987-1470 (a) y PMS-1998-370 (b)



Nota. Líneas sísmicas en tiempo DM-1987-1470 (a) y PMS-1998-370 (b) sin interpretar. Símbolos en forma de triángulos invertidos muestran el lugar donde “cortan” las demás líneas sísmicas.

Figura 13.

Líneas sísmicas PMS-1998-1700 (a) y DM-1989-1440 (b)



Nota. Líneas sísmicas en tiempo DM-1989-1440 (a) y PMS-1998-1700 (b) sin interpretar.

Para la interpretación sísmica, tanto estructural como estratigráfica, se tuvo en cuenta la geología de la cuenca del VMM, comparando la secuencia regional con datos sísmicos y de pozos de campos petrolíferos cercanos al CEC, con el objetivo de entender la distribución y comportamiento de formaciones y fallas geológicas que pueden o no estar presentes en la zona de estudio.

Debido a que los pozos del CEC solo llegan a profundidades del Eoceno, la interpretación geológica se realizó por medio de facies sísmicas de la mano con atributos sísmicos.

6.1.1 Facies sísmicas

La interpretación de estratigrafía sísmica se basa en identificar los diferentes tipos de reflexiones y/o sets de reflexiones, su geometría, distribución, continuidad y terminaciones. La arquitectura, geometría y características, plasman información importante de los cambios laterales en ambientes depositacionales en respuesta a los cambios del nivel mar y/o subsidencia (Roksandić, 1978). Los patrones más importantes por identificar son la configuración y terminaciones de los reflectores, para luego caracterizar las secuencias estratigráficas asociadas a dichos patrones, permitiendo reconstruir la evolución de la cuenca.

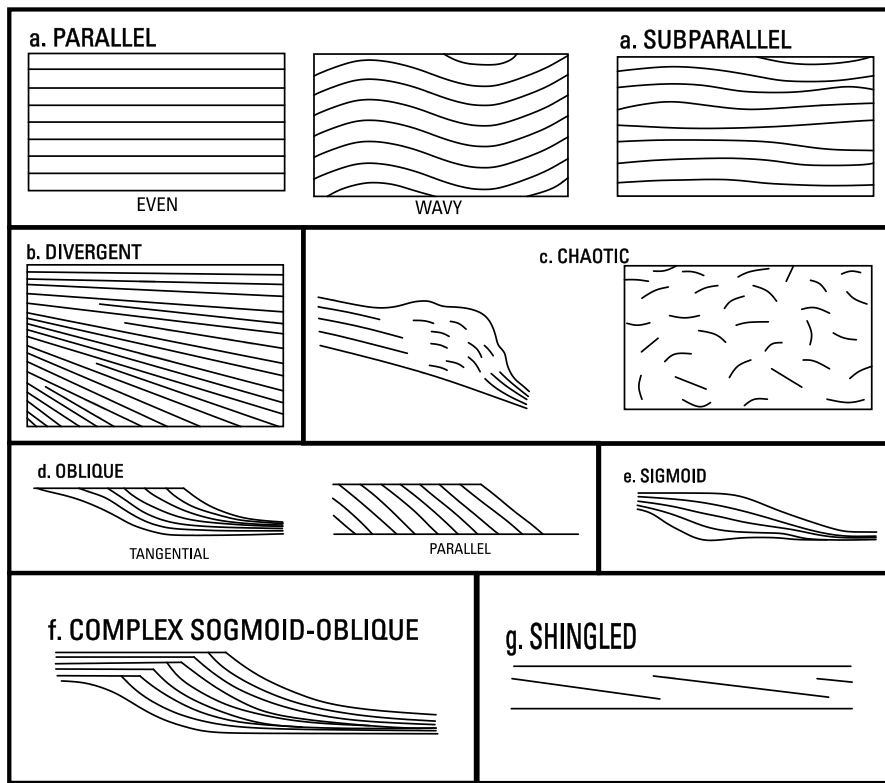
Las facies sísmicas están definidas en base a la configuración, continuidad, amplitud y frecuencia de las reflexiones. La característica más obvia de las facies sísmicas es la configuración de las reflexiones, los cuales dan información sobre patrones que siguen las capas, procesos erosionales y depositacionales, complejos de canales y deformación contemporánea (figura 14) (Reading. H. G., 1998).

las reflexiones sísmicas se pueden clasificar de la siguiente manera (Mitchum, Vail & Sangree, 1997, en Reading. H. G., 1998):

- Paralelas y subparalelas, Divergentes, Sigmoides, Oblicuas, Complejo sigmoidea-oblicua, forma de “tejas” y Caóticas.

Figura 14.

Tipos de reflexiones sísmicas.



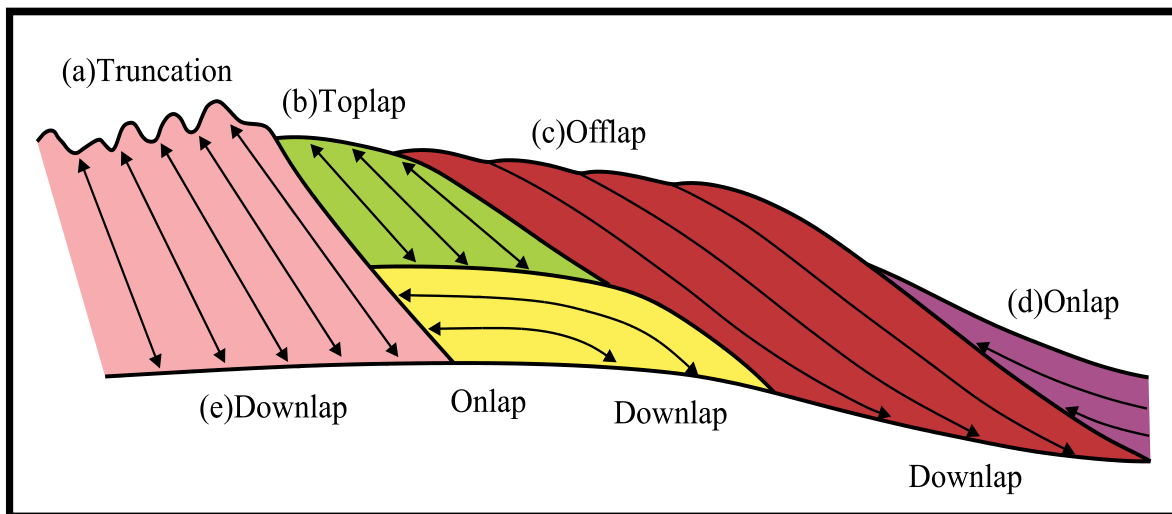
Nota. (a) Indican velocidades uniformes de depositación sobre un hundimiento uniforme de plataforma o una cuenca estable, (b) indican variaciones laterales en la velocidad de depositación o inclinación de la superficie de depositación, (c) se presentan en estructuras de deformación contemporáneas, en complejos de canales y zonas de alto plegamiento o de fallas, (d) representan subsidencia relativamente baja en la cuenca, un “still-stand” del nivel del mar y alto suministro de sedimentos, (e) se interpreta como una rápida subsidencia en la cuenca, y/o aumento del nivel del mar con respecto a bajo suministro de sedimentos, permitiendo que las capas topset (topset debds) agraden simultáneamente con la progradación foreset, (f) Son intercalaciones o alternancias de configuración sísmicas sigmoideas y oblicuas progradacionales, (g) : Es una configuración similar a la oblicua paralela, excepto que los espesores de la unidad son solo el punto de resolución sísmica y sugieren progradación en aguas someras. Adaptado de Mitchum, Vail & Sangree (1997), en Reading. H. G. (1998).

Por otro lado, las terminaciones son otro parámetro significativo en cuanto a las facies sísmicas, ya que en la estratigrafía la individualización de las secuencias deposicionales se hace a partir de los patrones de terminaciones de reflexiones, cuyos principales tipos son onlap, downlap, toplap, truncamiento o conformidades (figura 15).

Más allá de la delimitación de secuencias deposicionales, la interpretación de los patrones internos de reflexión que componen las facies sísmicas puede predecir el tipo de litología, procesos de sedimentación y las características deposicionales que componen determinada unidad estratigráfica (Catuneanu, 2006).

Figura 15.

Terminaciones de reflexiones.



Nota. (a) Es una superficie obvia de erosión, donde reflectores de alto buzamiento “chocan” contra un reflector de menor buzamiento, (b) Son las terminaciones de reflexiones contra una superficie suprayacente, principalmente como resultado de no-depositación (sedimentary bypassing) con tal vez poca erosión, (c) Este término es usado por intérpretes sísmicos para patrones de reflexiones generados de estratos progradantes en aguas profundas y terminaciones en cuencas profundas, (d) Es una base discordante en la que reflexiones horizontales terminan progresivamente contra un reflector o superficie de mayor buzamiento o inclinación, (e) La terminación de reflexiones en una base discordante, donde reflexiones inclinados terminan contra una superficie horizontal y/o inclinada en la parte inferior de la secuencia. Adaptado de Catuneanu, (2006).

6.1.2 Atributos sísmicos

Los atributos sísmicos hacen referencia a cualquier medida de los datos sísmicos, cuyo objetivo es mejorar o cuantificar visualmente un cierto tipo de característica de interés por el intérprete (Chopra & Marfurt, 2007). De este modo los atributos sísmicos revelan o cuantifican un cierto número de características, relaciones y patrones en los datos sísmicos, que sin ellos no serían tan sencillos de visualizar. En definitiva, los atributos sísmicos descomponen los datos sísmicos en atributos constituyentes.

En la interpretación sísmica estos atributos son muy importantes ya que permiten el acondicionamiento de los datos sísmicos para la atenuación del ruido aleatorio y de esta forma facilitar la visualización de la configuración estructural del subsuelo, facilitan durante la interpretación el realce de características estratigráficas del subsuelo que no pueden ser detectados a simple vista por el intérprete o mediante técnicas convencionales de interpretación. A pesar de esto, un solo atributo no tiene la confiabilidad de indicar una determinada heterogeneidad tanto litológica como estructural, por lo tanto, es necesario emplear varios de estos en conjunto, para tener una perspectiva más asertiva del subsuelo.

Para llevar a cabo la interpretación de las cuatro líneas sísmicas del Campo Escuela Colorado (CEC) se aplicaron los atributos de caos, varianza y structural smooth presentes en el software Petromod 2017, que son útiles para identificar litología y rasgos estructurales.

6.1.2.1 Atributo de caos. El atributo caos, como su nombre lo evidencia, está relacionado con la "falta de organización" dentro de una ventana de interpretación sísmica. Este atributo mide qué tan consistente es la orientación de buzamiento y azimuth estimada usando el método del componente principal.

Las mediciones estimadas con baja consistencia están relacionadas con un patrón de señal caótico. Los patrones caóticos se utilizan para mejorar fallas, discontinuidades, cuerpos de sal y reflectores con textura caótica.

Se pueden identificar tres características principales que el atributo de caos puede mejorar: fallas / discontinuidades, intrusión de lutitas y textura caótica dentro de los reflectores (Gómez et al., 2020).

Este atributo se aplicó mediante el software para las cuatro líneas sísmicas disponibles del CEC, dando como resultado una detección relativamente buena de las estructuras y de la textura caótica de los reflectores más significativos, esto se puede evidenciar por la escala de colores, en donde los tonos amarillos-rojos representan zonas en que las trazas tienen poca similitud entre sí y el color blanco muestra áreas con apreciable continuidad (figuras 16 - 17).

La línea sísmica DM-1987-1470 (figura 16-a) exhibe un buen resultado al aplicar este atributo de caos, allí se aprecian con claridad las diversas discontinuidades, caso contrario al de la línea PMS-1998-370 (figura 16-b) en donde no se muestra rasgos estructurales importantes, esto debido a su pobre calidad (baja continuidad de reflectores). Para la línea sísmica PMS-1998-1700 (figura 17-a) también se observa una pobre evidencia estructural muy limitada en la parte superior. Por último, en la línea DM-1989-1440 (figura 17-b) es evidente la buena diferencia de trazas que resalta de gran forma las estructuras allí presentes, recalando que esto no se limita a la zona superior de la imagen, sino que también muestra estos rasgos en zonas más profundas.

Figura 16.

Atributo de caos en líneas sísmicas en tiempo DM-1987-1470 (a) y PMS-1998-370 (b)

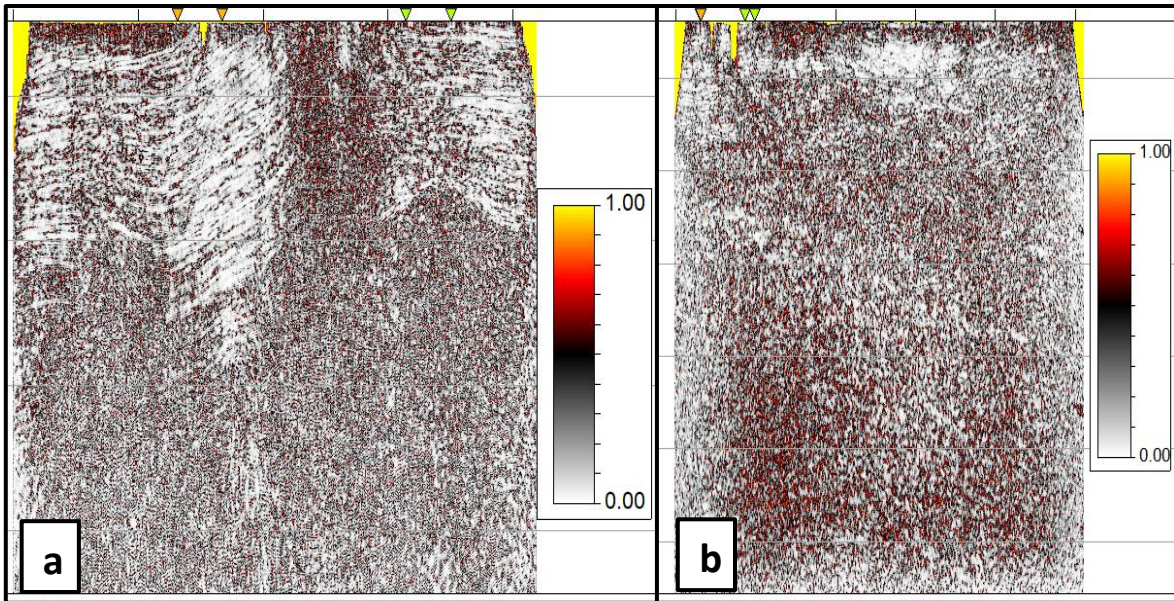
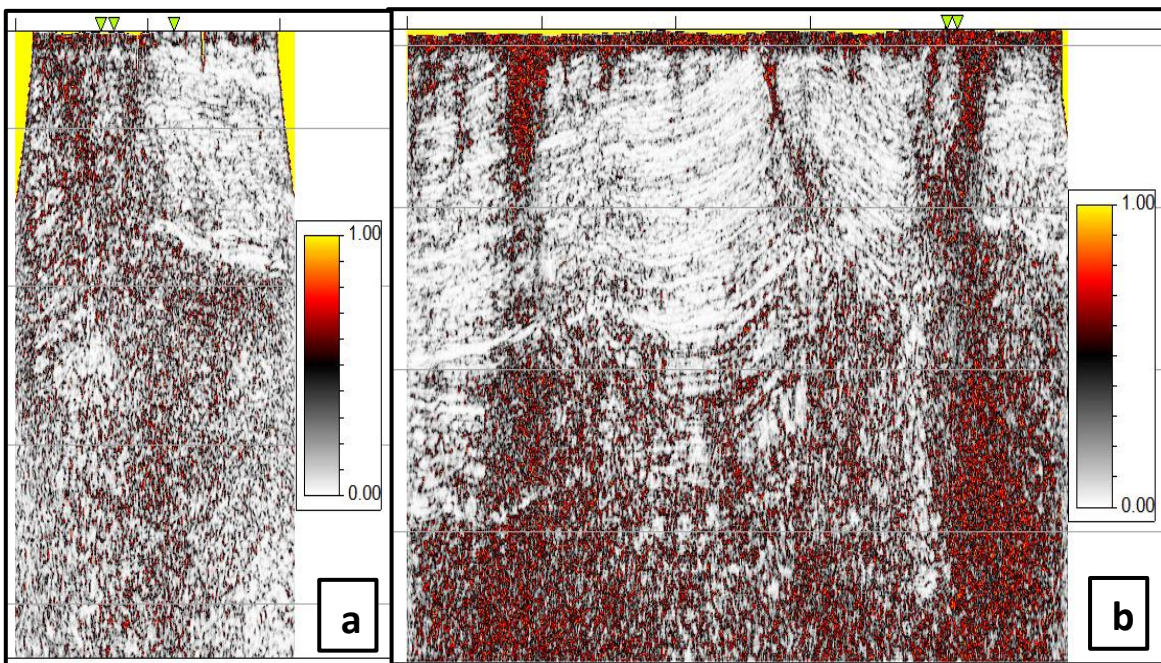


Figura 17.

Atributo de caos en líneas sísmicas en tiempo PMS-1998-1700 (a) y DM-1989-1440 (b)



6.1.2.2 Atributo de varianza. Este atributo resalta o aísla las discontinuidades de amplitud en datos sísmicos gracias al cálculo de la varianza estadística de la población normalizada con un suavizado vertical opcional. En otras palabras, la Varianza mide las diferencias de amplitud a partir de un valor medio calculado en función de la ventana horizontal definida por el intérprete. Se ha demostrado que el atributo de varianza ayuda a obtener imágenes estructurales y de canales, también se utiliza para mostrar directamente las principales zonas de fallas, fracturas, discontinuidades y los límites de la secuencia principal (Pigott et al., 2013). Al aplicar el atributo de varianza a las cuatro líneas sísmicas, se obtuvo que en la DM-1987-1470 y en la DM-1989-1440 (figura 18a y 19b) la varianza muestra relativamente buenos resultados, a diferencia de las líneas PMS-1998-370 y PMS-1998-1700 (figura 19a y 18b) en las cuales no se evidencia muchas variaciones a lo largo de la imagen. Las discontinuidades de amplitud dan como respuesta alto valores de Varianza (naranjas y rojos) debido a los cambios bruscos de las amplitudes lateralmente, mientras que las estructuras continuas se asocian a coloraciones más oscuras.

Figura 18.

Atributo de varianza en líneas sísmicas en tiempo DM-1987-1470 (a) y PMS-1998-370 (b)

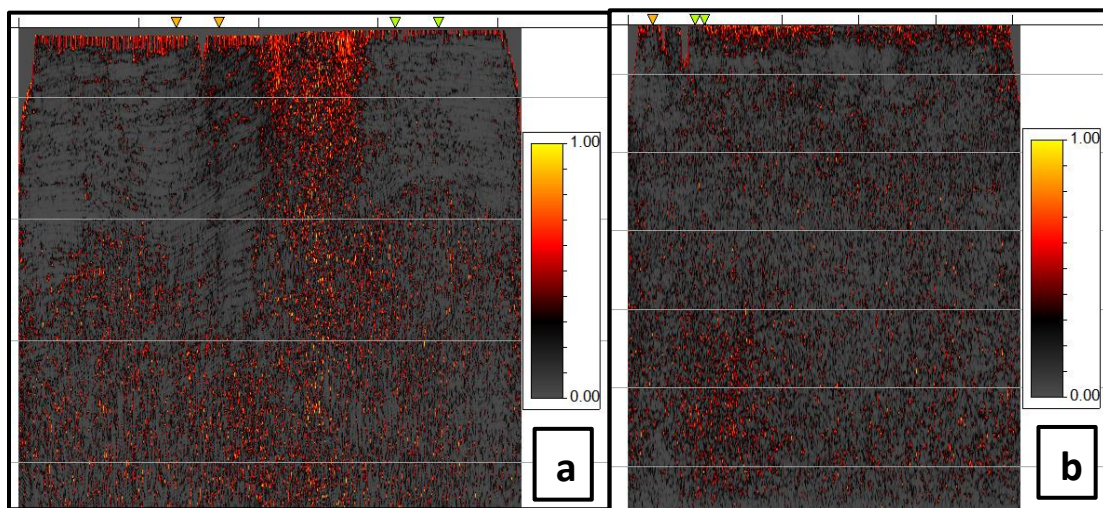
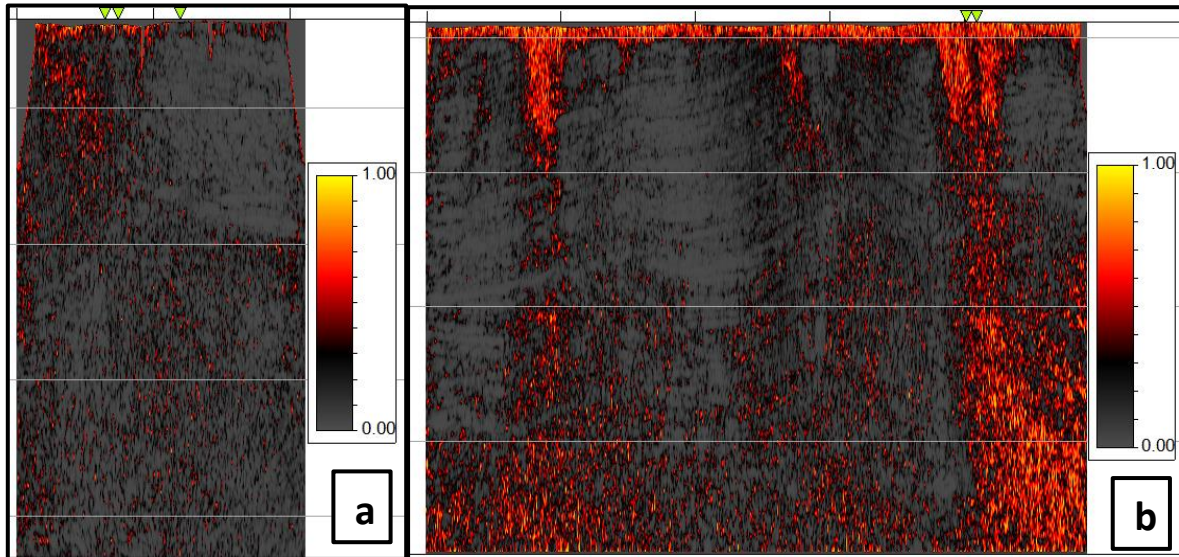


Figura 19.

Atributo de varianza en líneas sísmicas en tiempo PMS-1998-1700 (a) y DM-1989-1440 (b)

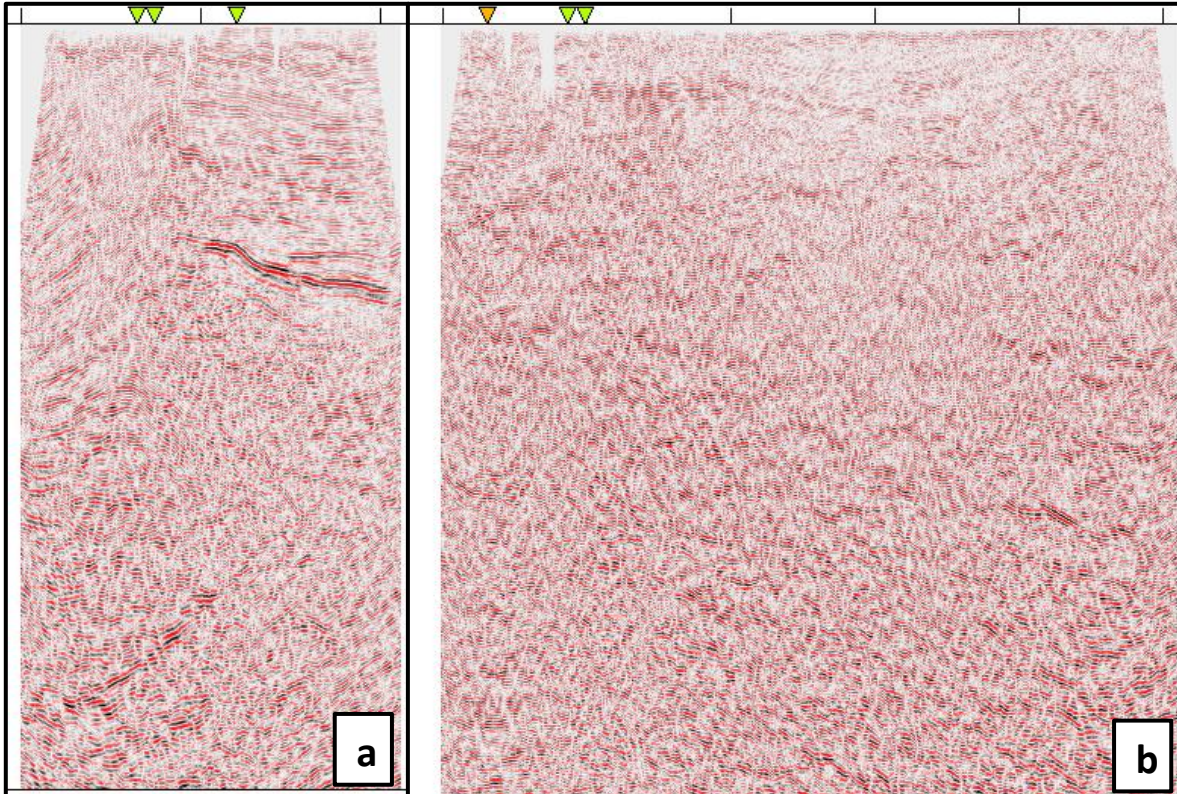


6.1.2.3 Atributo *Structural smooth*. Este atributo es un método de procesamiento de señales volumétricas que aplica un filtro gaussiano para reducir el contenido de ruido de los datos de entrada. Este atributo realiza un filtrado orientado a la estructura ya que tiene en cuenta las orientaciones estimadas del lecho, por el método de estimación de componentes principales. Un filtro orientado a la estructura reduce el contenido de ruido sin perder información relacionada con los bordes dentro de los datos, además, es un atributo que permite visualizar las terminaciones estratigráficas, las variaciones laterales y las variaciones de facies sísmicas, excelente para utilizarlo como una herramienta en la interpretación estructural y estratigráfica (Sarhan y Safa, 2017).

En el caso de este atributo, solo se empleó para las líneas sísmicas con más distorsión y con peores resultados (PMS-1998-1700 y PMS-1998-370) a la hora de aplicar caos y varianza, esto con el objetivo principal de poder visualizar de una mejor forma las terminaciones estratigráficas (figura 20a y 20b).

Figura 20.

Atributo structural smooth en líneas sísmicas en tiempo PMS-1998-1700 (a) y PMS-1998-370 (b)

**6.2 Interpretación sísmica**

Una vez montado el proyecto sísmico y después de aplicar los diferentes atributos a las 4 líneas sísmicas, se inicia con la interpretación total del campo, empezando por la geología estructural y después con la interpretación de horizontes teniendo en cuenta sus diferentes características.

6.2.1 Estructural

La interpretación estructural se llevó a cabo de la mano con los diferentes atributos aplicados a cada una de las cuatro líneas sísmicas, esto con el objetivo de poder visualizar de forma certera las diferentes discontinuidades que probablemente nos indican el paso de una falla o estructura geológica.

Es importante observar en las líneas sísmicas originales como posiblemente los reflectores pierden continuidad lateral de forma abrupta, presentándose un salto al bloque siguiente dependiendo de la estructura, por lo que es de vital importancia llevar el control del salto de estas para tenerlo en cuenta al momento de interpretar los horizontes.

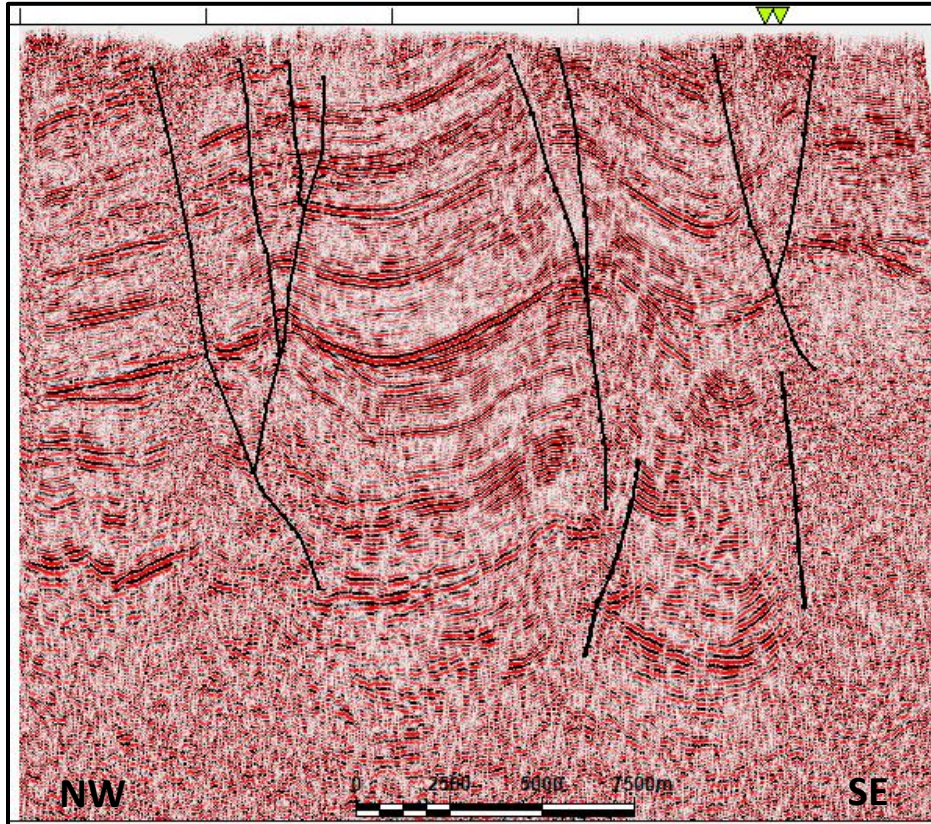
Cabe aclarar que se tuvo como referencia las interpretaciones estructurales previas del CEC, que abarcan desde la actualidad hasta el Eoceno.

Adicionalmente, el estudio tectónico revisado en el marco geológico da una idea de cómo es la distribución de las fallas y estructuras que seguramente se presentan en el Campo Escuela Colorado.

Teniendo en cuenta lo anterior, se comienza a interpretar y trazar las fallas fácilmente visibles e importantes para luego continuar con las fallas de menor salto y continuidad, las cuales son más difíciles de interpretar o seguir dentro de la línea sísmica y así obtener el resultado ilustrado en la figura 21.

Figura 21.

Interpretación estructural en línea sísmica en tiempo DM-1989-1440 (escala horizontal en metros).



Este procedimiento se aplica para las demás líneas sísmicas, lo que se puede observar en el apartado de análisis en las páginas 76, 77, 78 y 79.

6.2.2 Horizontes

Durante la interpretación sísmica y seguimiento de los horizontes de interés, podemos tener reflectores continuos o discontinuos, los cuales se pueden seguir con poca o mucha dificultad dependiendo de la calidad de la información sísmica. En los casos donde la imagen presenta mucha distorsión (mala calidad sísmica) como en las líneas PMS-1998-370 y PMS-1998-1700 se acudió al atributo estructural smooth, que aparte de ser muy útil para la

interpretación estructural, también es conveniente para visualizar de una mejor forma las terminaciones estratigráficas y reducir el ruido en la sísmica.

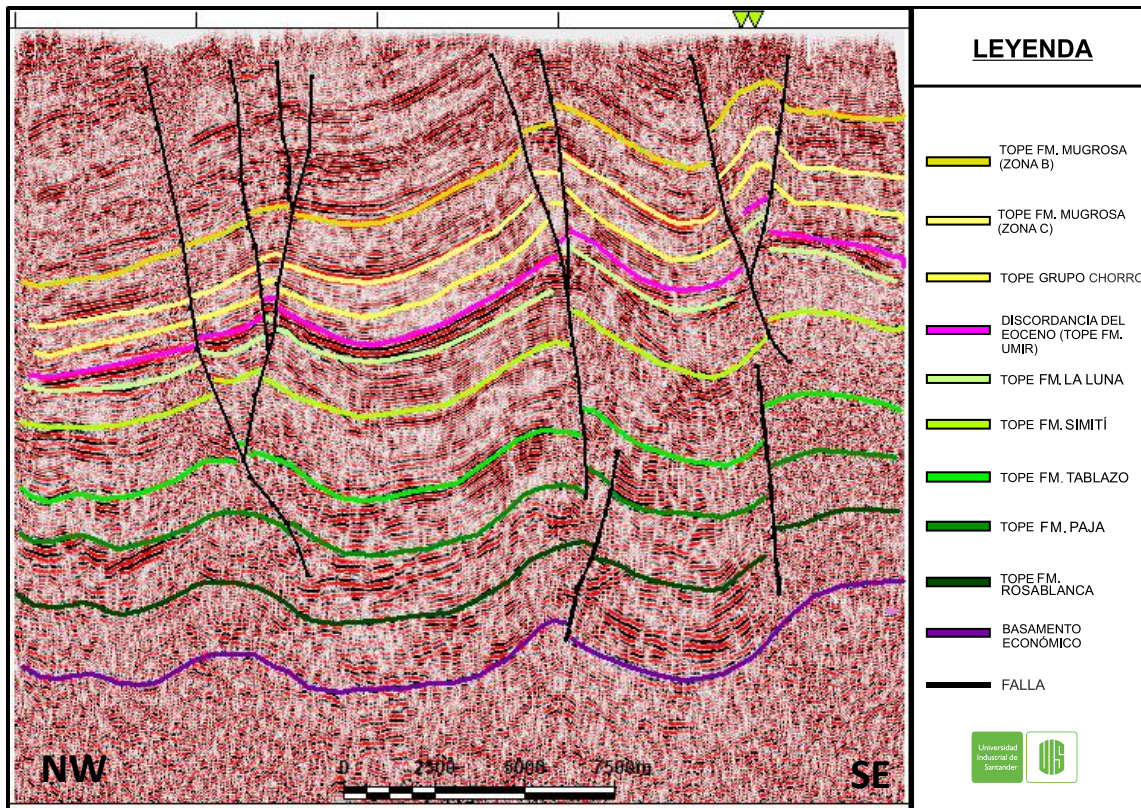
La interpretación de los diferentes horizontes (topes de formaciones) se llevó a cabo teniendo en cuenta los saltos de falla que resultaron de la interpretación estructural. Para los horizontes presentes en la parte superior que van desde la actualidad hasta el Eoceno, se tuvo en cuenta las interpretaciones previas del campo, en donde para definir de cual reflector es el indicativo de determinada unidad, se realizó un amarre sísmica-pozo, lo que permite visualizar sus topes sobre la sísmica y así tener un punto de partida, recalcando que esto aplica únicamente para los topes de las formaciones que están presentes dentro del rango perforado por los pozos de amarre (hasta el Eoceno).

Por otro lado, para la interpretación de los horizontes más antiguos al Eoceno (formaciones Cretácicas) que son prioridad en nuestro estudio, se realizó su identificación e interpretación por medio de facies sísmicas como se explicaba anteriormente, esto debido a que no se cuenta con algún pozo en el CEC que abarque la profundidad en las que estas formaciones están presentes.

Por lo tanto, con lo mencionado previamente de la mano con información geológica regional y de campos petrolíferos cercanos, se interpretaron las cuadro líneas sísmicas, obteniendo como resultado el ejemplo ilustrado en la figura 22.

Figura 22.

Interpretación de horizontes en línea sísmica en tiempo DM-1989-1440 con fallas.



El resultado de la interpretación de las demás líneas sísmicas, con sus leyendas y análisis correspondientes se encuentran en el apartado de análisis en las páginas 76, 77, 78 y 79.

6.2.3 Conversión de tiempo a profundidad

Poder conocer la información de profundidad y espesores de las diferentes formaciones geológicas presentes en las cuatro líneas sísmicas, más precisamente en el área que abarca el CEC, nos permite adquirir los datos necesarios que se emplearán posteriormente en el análisis y modelamiento geoquímico 2D.

Teniendo en cuenta que se carece de pozos a profundidades en las que están presentes las formaciones Cretácicas, no fue posible llevar a cabo el procedimiento habitual que se

realiza para migrar las líneas sísmicas interpretadas de tiempo a profundidad, es decir, el modelo de velocidades que se adquiere comúnmente de información de pozos no se pudo obtener en el área de estudio, por lo tanto, para llevar a cabo este modelo de velocidades sísmicas, se emplearon las encontradas en Sánchez et al. (2012) para las formaciones Cretácicas del VMM.

Cabe recalcar que es necesario entender dos conceptos básicos de velocidad que son de frecuente uso en las conversiones a profundidad, como lo es la velocidad de intervalo (V_{int}) y la velocidad RMS.

La Velocidad de intervalo (V_{int}) hace referencia a la velocidad que tiene un intervalo rocoso y puede ser obtenida indirectamente de datos de velocidades conocida para cada tipo de cuerpo rocoso, o calculada por medio de mediciones realizadas en pozo y la Velocidad RMS son velocidades físicas. Estas para los pequeños desplazamientos y capas horizontales paralelas, se puede asumir la trayectoria de los rayos verticales y por lo tanto la velocidad de apilamiento es aproximadamente igual a la velocidad de RMS y normalmente aumenta con la profundidad (Ortíz, 2015).

Dicho lo anterior, las velocidades encontradas en Sánchez et al. (2012) son las RMS, por lo que mediante la ecuación de Dix (1) se convierten a velocidades de intervalo, ya que éstas son las que se necesitan para llevar a cabo el modelo de velocidades en el software utilizado y de esta manera poder migrar las líneas sísmicas de tiempo a profundidad, obteniendo como resultado unos espesores estimados para cada una de las formaciones presentes en el área de estudio.

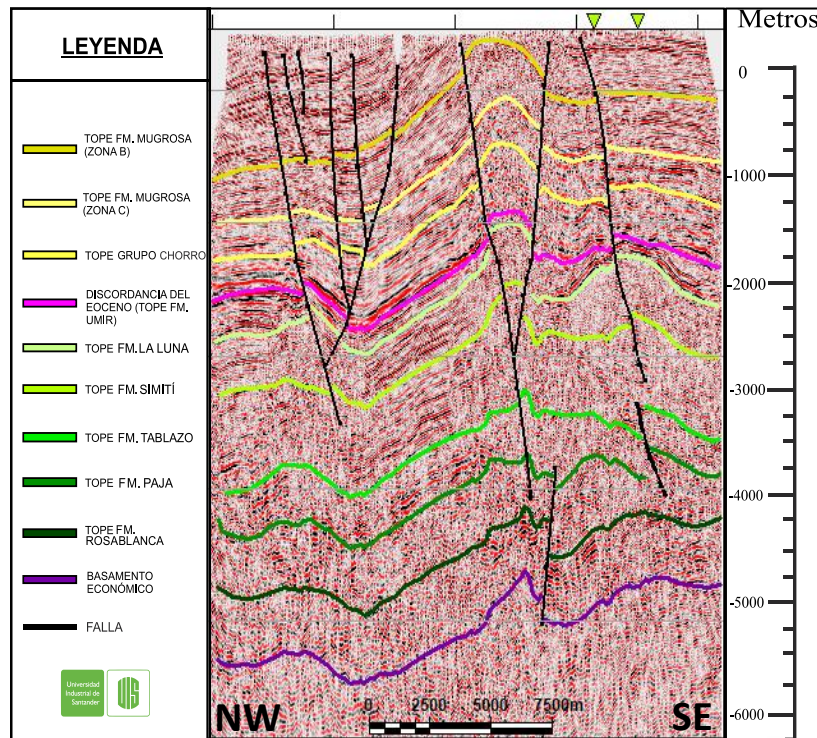
$$V_{int} = \sqrt{\frac{V_n^2 t_n - V_{n-1}^2 t_{n-1}}{t_n - t_{n-1}}} \quad (1)$$

Donde: V_n = Velocidad interválica entre las capas $n-1$ y n ; t_n = tiempo doble de offset cero; V_n = Velocidades RMS hasta el evento n .

Teniendo en cuenta que el modelo realizado se basa en velocidades de las formaciones de interés cerca de la zona de estudio, se realizó un control de las velocidades de intervalo obtenidas para observar que estas fueran congruentes con el rango de velocidades teóricas existentes para cada tipo de roca (Telford & Sheriff, 1990; Kohnen 1974, en Haagsma 2013; Oldenburg et al., 2017), además, se analizó que a la hora de migrar la sísmica a profundidad, esta no presentara una distorsión significativa en sus fallas y horizontes, ya que esto daría indicios de poca congruencia y confiabilidad al modelo de velocidades creado previamente para llevar a cabo la migración. Después de realizado lo anterior, se obtiene la sísmica en profundidad como se puede apreciar en la figura 23.

Figura 23.

Línea sísmica DM-1989-1470 interpretada y migrada a profundidad.



Las demás líneas sísmicas migradas a profundidad se pueden apreciar en apéndice A, B y C.

6.3 Modelamiento Geoquímico

Para la realización del modelo geoquímico se utilizó el programa Petromod de la compañía Schlumberger que es un software que combina información sísmica, de pozo y geológica para modelar la evolución de una cuenca sedimentaria, este programa permite inferir cómo se ha producido el yacimiento de hidrocarburos teniendo en cuenta sus etapas de generación, migración y entrapamiento, además proporciona un registro de la evolución estructural y el historial de temperatura y presión de la cuenca. (Schlumberger, s.f.)

6.3.1 Modelo geoquímico 1D

Para el modelamiento 1D se utilizó la versión PetroMod 2012.2, donde la información geológica proviene del pozo Infantas-1613, ubicado en un campo cercano a la zona de estudio y que se usará como referencia para modelar la evolución de la cuenca.

Para la realización de este modelo es necesario asignar unos parámetros de entrada que consisten en las características litológicas, espesores, edades de depositación y erosión de las formaciones y parámetros geoquímicos; así mismo se necesitan unas condiciones de límite que son las que definen las condiciones energéticas básicas para realizar la temperatura y el historial de la roca fuente y así mismo para la madurez de la materia orgánica a través del tiempo, estas condiciones son la paleo-batimetría (PWD), la temperatura de interface agua-sedimento (SWIT) y el flujo de calor (HF) (Makame, 2017); a continuación se describirán los datos usados para los parámetros anteriormente mencionados.

a. Parámetros de entrada

Los datos correspondientes al tipo de litología de las unidades fueron descritos en el capítulo 3.3 y las edades de depositación de las mismas y sus tiempos de erosión fueron tomadas de Cooper et al., (1995); Etayo-Serna et al., (2020), Sarmiento (2011) y Morales et al.,(1958).

Los valores de Índice de Hidrógeno (HI) y % Carbono orgánico total (TOC) fueron sacados de Sarmiento (2011) y Aguilera et al., (2010) y la cinética de generación Behar_et_al(1997)_TII-S(MontSh), así mismo el elemento del sistema petrolífero (PSE) que ocupa cada formación fue determinada a partir de las características litológicas y geoquímicas encontradas en la bibliografía mencionada. En la figura 24 se muestran los valores usados para llevar a cabo el modelo.

Figura 24.

Valores para realizar el modelo geoquímico 1D en la zona de estudio.

Formación	Tope (m)	Base (m)	Espesor (m)	Erodado (m)	Edad Depositación (Ma)		Edad Erosión (Ma)		Litología	PSE	%TOC	Cinética	HI (mgHC/gTOC)
					Desde	Hasta	Desde	Hasta					
Grupo Real-Mesa	0	0	0	500	14	8	5	3	Siltstone (organic lean)	Overburden Rock			
Colorado	0	1068	1068	200	25	14	3	0	Sandstone (arkose, quartz r	Reservoir Rock			
Mugrosa	1068	1292	224		34	25			Sandstone (arkose, quartz r	Reservoir Rock			
Esmeraldas - La Paz	1292	1292	0	600	46	38	38	34	Siltstone (organic lean)	Seal Rock			
Lisama	1292	1292	0	800	67	56	25	20	Siltstone (organic rich, typic	Reservoir Rock			
Umir	1292	1292	0	700	83	67	20	14	Shale (organic lean, silty)	Overburden Rock			
Galembo	1292	1569	277		88	83			Limestone (ooid grainstone)	Source Rock	6.4	Behar_et_a	600
Pujamana	1569	1794	225		92	88			Limestone (shaly)	Source Rock	6.4	Behar_et_a	600
Salada	1794	1920	126		94	92			Limestone (organic rich - 10	Source Rock	6.4	Behar_et_a	600
Simití	1920	2575	655		110	94			Shale (organic rich, typical)	Seal Rock			
Tablazo	2575	2818	243		116	110			Limestone (organic rich - 10	Source Rock	3.5	Behar_et_a	400
Paja	2818	2939	121		128	116			Shale (black)	Seal Rock			
Rosablanca	2939	3241	302		140	128			Limestone (ooid grainstone)	Source Rock	2.5	Behar_et_a	200
Cumbre - Los Santos	3241	3362	121		147	142			Sandstone (quartzite, very c	Reservoir Rock			
Grupo Girón	3362	3820	458		170	147			Sandstone (arkose, clay rich	Underburden Rock			
Basamento	3820	4062	242		230	210			Schist	Underburden Rock			

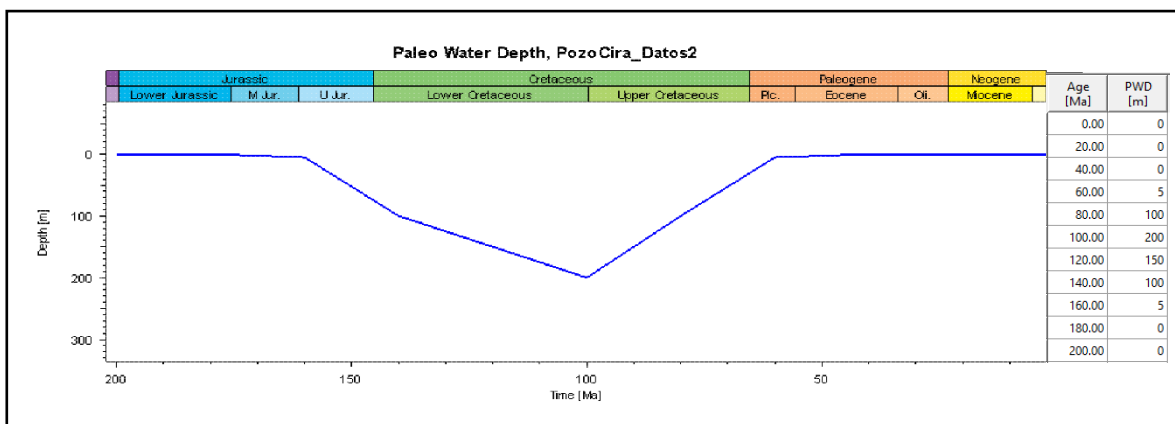
b. Condiciones de límite

- **Paleo-batimetría (PWD)**

Son los datos que se relacionan con el nivel del mar y que determinan la profundidad a la cual se sedimentó una formación respecto al fondo marino a través del tiempo geológico. Estos valores fueron tomados de Sarmiento (2011), donde las formaciones Cretácicas son de ambiente marino y transicional y las cenozoicas de ambiente continental, es por esto el cambio en la curva (figura 25).

Figura 25.

Gráfica Paleo-batimetría (PWD) del pozo Infantas-1613.



- **Temperatura de interface (SWIT)**

Son los valores que señalan la temperatura global promedio de la superficie de la tierra en cualquier punto geográfico, a través de la historia geológica entre la interface agua-sedimento (figura 27) (Suárez R, 2016). Estos valores de temperatura son generados automáticamente por el software con la herramienta SWIT y depende de la localización donde se desarrolla el proyecto. La localización del área de estudio está en una latitud de 6° en el hemisferio Norte de Sudamérica (figura 26).

Figura 26.

Gráfica de la temperatura media global de superficie, basado en Wygrala 1989.

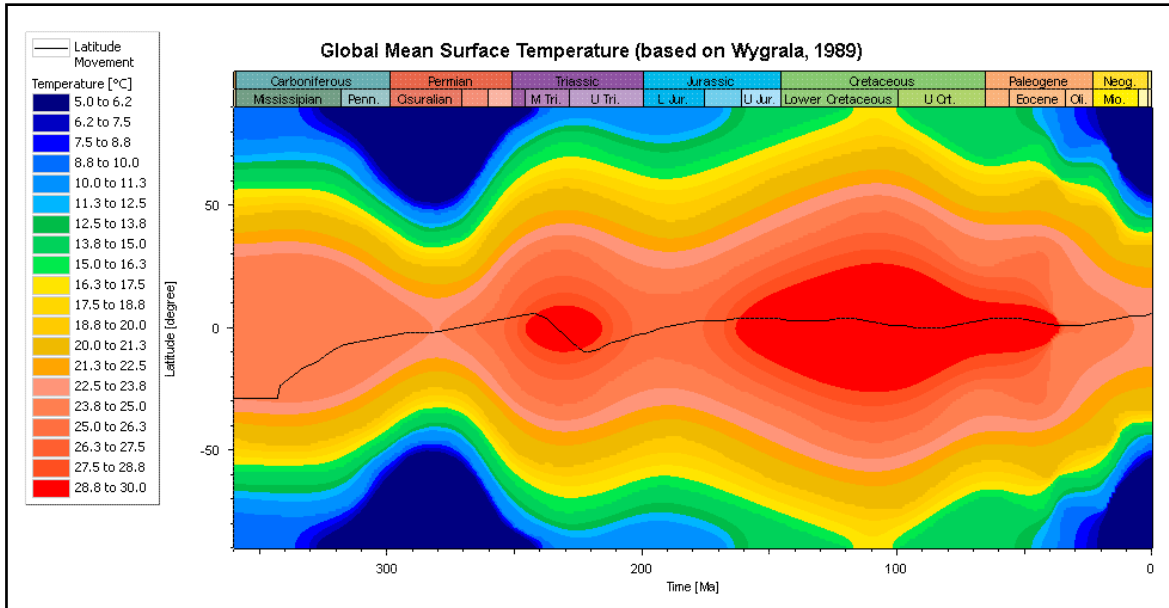
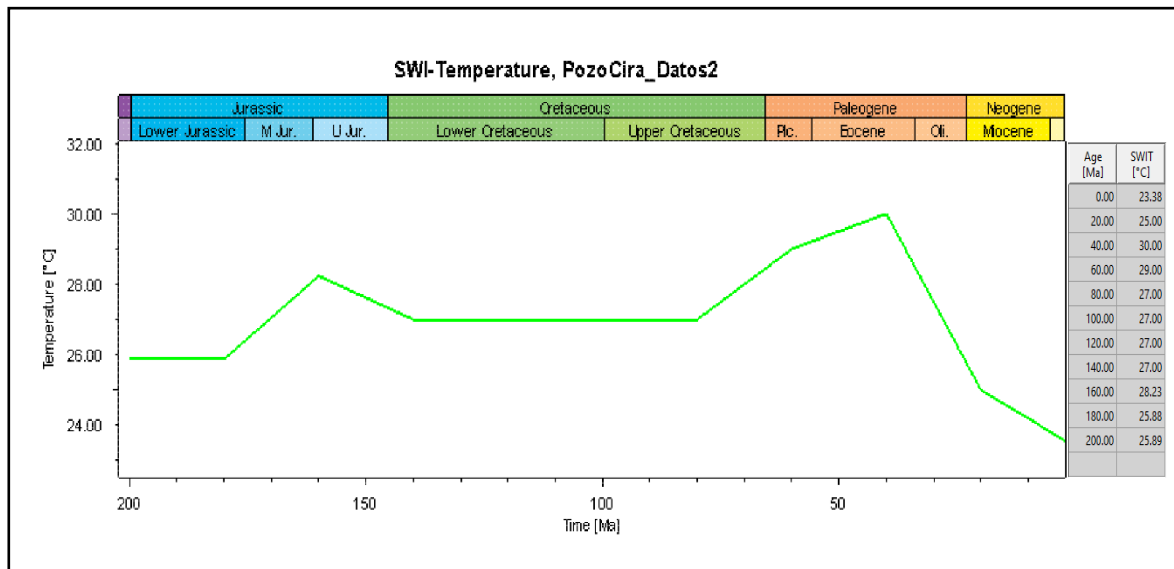


Figura 27.

Gráfica temperatura de superficie agua-sedimento (SWIT) del pozo infantas-1613.



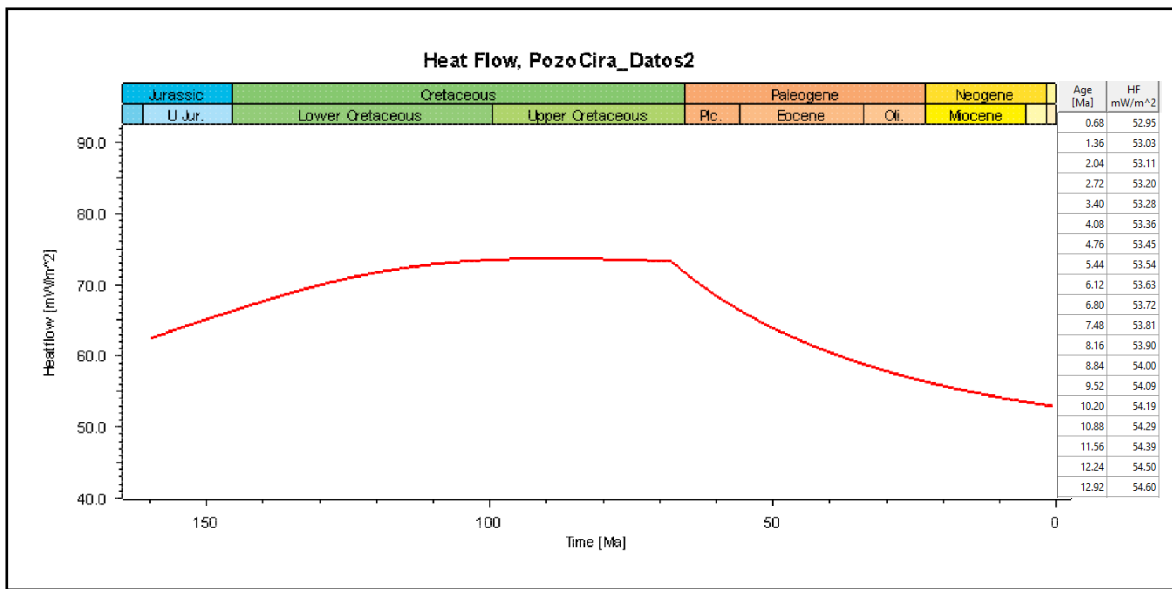
Nota. Está gráfica se basada en la temperatura media global de superficie mostrada en la Figura 26.

- **Flujo de Calor (HF)**

Los datos obtenidos en el flujo de calor permiten predecir la madurez de la roca generadora teniendo en cuenta la historia de evolución de la cuenca. El flujo de calor es calculado mediante el modelo de McKenzie del software Petromod 12, donde se estableció una fase Syn-Rift de los 160 Ma a 68 Ma y una fase Post-Rift desde los 68 Ma hasta los 0 Ma, de acuerdo con la interpretación de Cooper et al., (1995) y la revisión bibliográfica acerca de la evolución geológica del área de estudio que se especifica en el capítulo 3.1 (figura 28).

Figura 28.

Gráfica Flujo de calor (HF) del pozo infantas-1613.



c. Calibración

Al modelo de temperatura se le realizó una calibración teniendo en cuenta los valores de Bottom Hole Temperature (BHT) de 40 pozos perforados en el CEC, estos pozos llegan a una profundidad máxima de 2150 m ya que solo perforan la secuencia Cenozoica en dicho Campo. Los valores se calcularon con la regresión lineal de los datos de BHT (Figura 29).

Figura 29.

Regresión lineal de los BHT del Campo Escuela Colorado para la Calibración de T°.

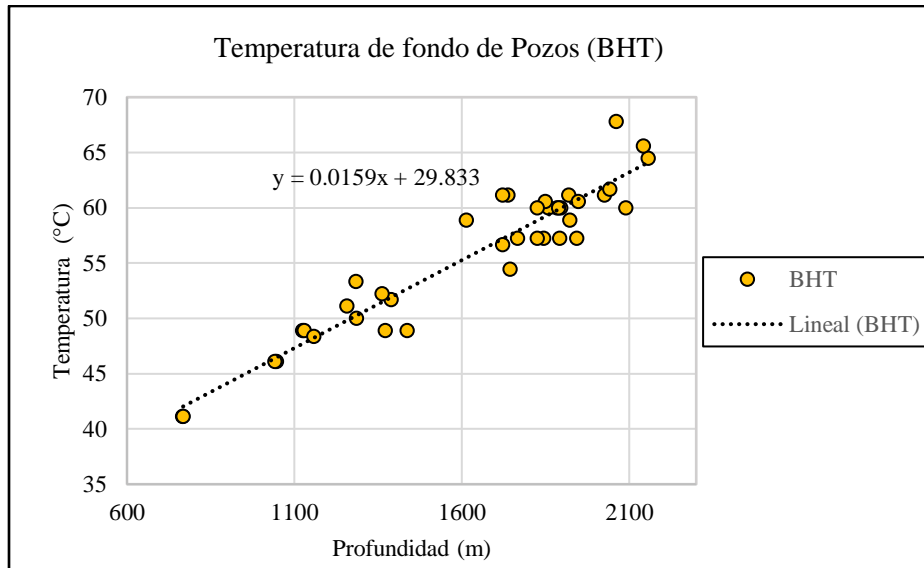
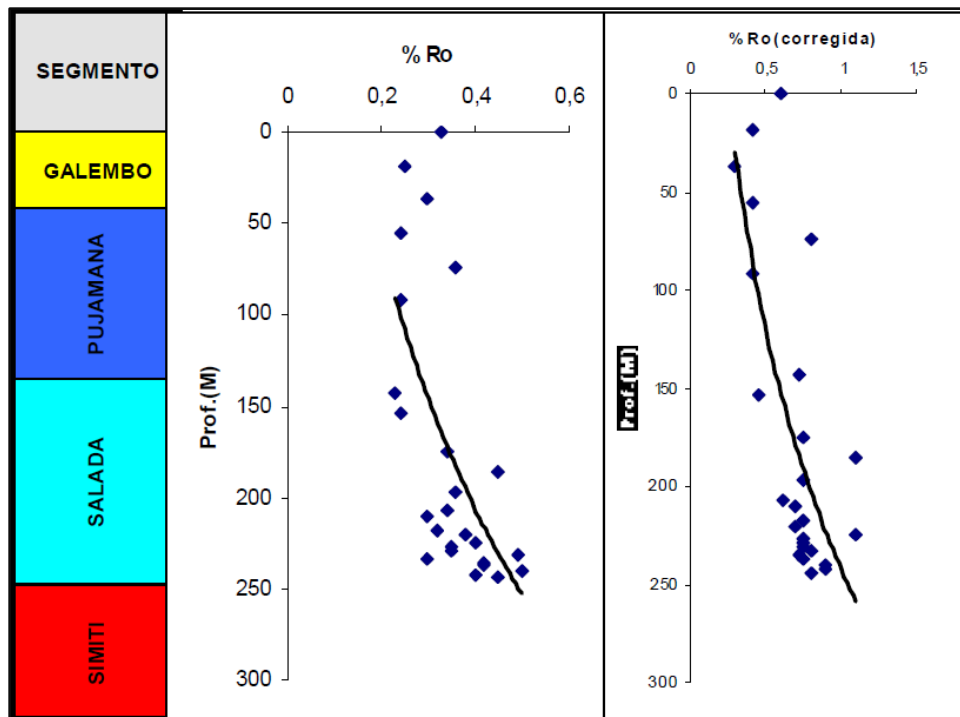


Figura 30.

Valores de %Ro y %Ro corregido en los miembros de la Formación La Luna en la Quebrada La Sorda. Adaptado de Carvajal, 2004.



Para el modelo de Reflectancia de la vitrinita (R_o) se hizo una calibración con datos tomados de Carvajal (2004), quién realiza un trabajo basado en muestras de superficie en una Sección de la Quebrada la Sorda, estos análisis pertenecen a los miembros de la Formación la Luna y fueron corregidos por el autor según el criterio de Lo (1993) ya que en esta zona se presenta supresión de la vitrinita. (Figura 30).

6.3.2 Modelo geoquímico 2D

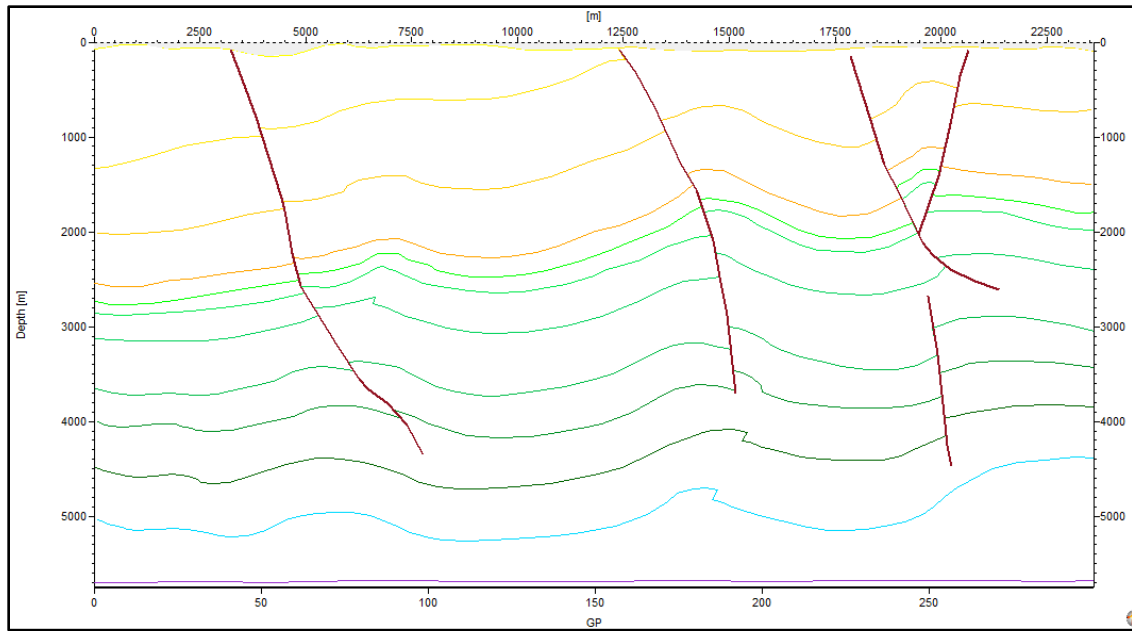
Para el modelamiento 2D se utilizó el software PetroMod.v11.IES, donde se desarrolló la evolución deposicional de la cuenca, basado en la interpretación de las líneas sísmicas PMS-1998-1700 y DM-1989-1440 que son las secciones que presentan la geometría más clara en la zona de estudio.

Para la construcción del modelo se introducen las secciones en formato de imagen y se le asigna su extensión y profundidad en metros, posteriormente se delimitan los horizontes interpretados en la sísmica y se asignan del basamento hacia las formaciones más superficiales, así mismo se incluyen las fallas principales. (figura 31)

Posteriormente se asignan las facies de cada formación, teniendo en cuenta su litología, el elemento que ocupa en el sistema petrolífero y los datos geoquímicos si los posee, luego se asignan las edades de depositación y los eventos erosivos a cada horizonte. Los datos geológicos y geoquímicos utilizados para este modelo son los mismos que se utilizaron para el modelo 1D mostrados en la figura 24 y respecto a las fallas se asignaron de tipo abierto a partir de los 20 m.a. Para llevar a cabo el modelo de evolución de la cuenca se discriminan los eventos erosivos (Cooper et al., 1995 y Sarmiento, 2011) creando inconformidades en los horizontes pertinentes.

Figura 31.

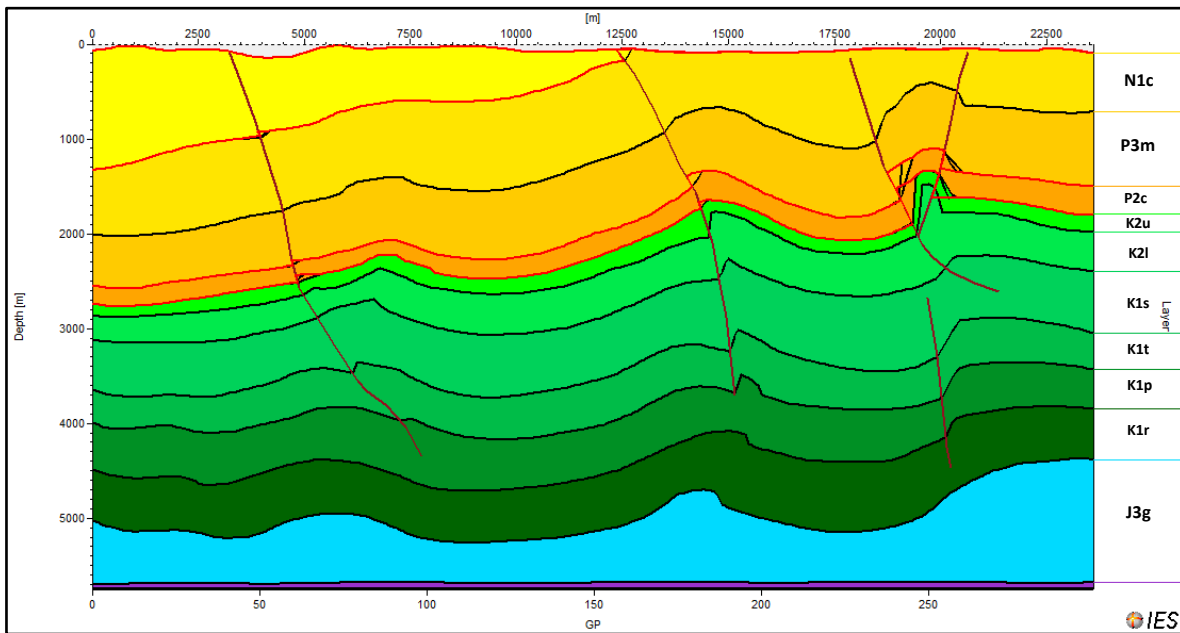
Horizontes de la sísmica DM-1989-1440 para el modelo 2D del Campo Escuela Colorado.



Nota. Las líneas de color rojo oscuro representan las fallas principales interpretadas en la imagen sísmica.

Figura 32.

Capas de la sísmica DM-1989-1440 para el modelo 2D del Campo Escuela Colorado.



Nota: Los horizontes en rojo son los eventos erosivos o inconformidades de las formaciones en la zona de estudio.

Se introdujeron los datos de las condiciones de límite empleadas en el modelo 1D, se procede a realizar el Grid y se revisa que las facies y las edades sean correctas para cada horizonte. Finalmente, en la ventana simulator, se simula la sección con un método de migración de hidrocarburos híbrido obteniendo el modelo 2D de la zona de estudio.

7. Análisis de Resultados

7.1 Interpretación sísmica

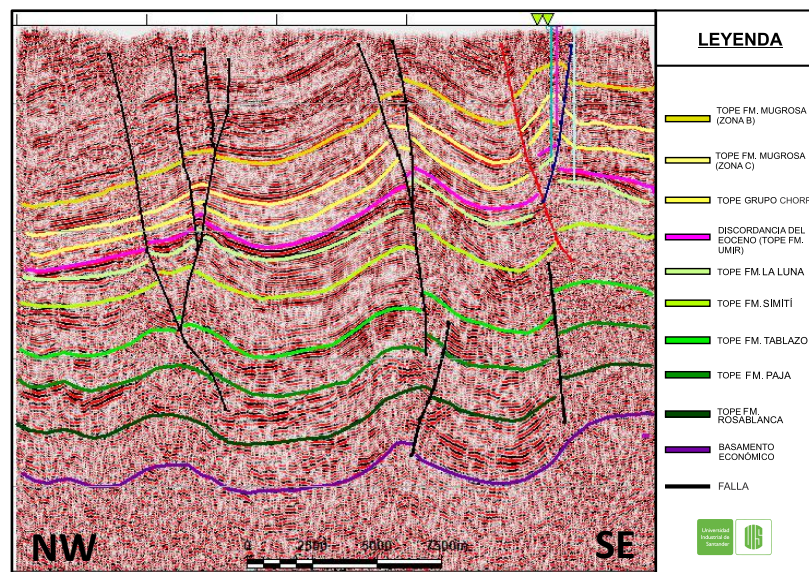
La interpretación sísmica realizada para este proyecto se basa en 4 líneas sísmicas (DM-1989-1440, PMS-1998-1700, PMS-1998-370, DM-1987-1470) en las que se identificaron los horizontes pertenecientes a las Formaciones Mugrosa y Grupo Choro (Formación Esmeralda – Formación La Paz), como parte de la secuencia Cenozoica y las Formaciones Umir, La Luna, Simití, Tablazo, Paja y Rosablanca pertenecientes a la secuencia Cretácica. Las formaciones cenozoicas se interpretaron respecto a los amarres sísmica-pozo realizados en el campo y las formaciones cretácicas se identificaron según las facies sísmicas, donde se tuvo en cuenta las formaciones depositadas en la Cuenca del VMM y su ocurrencia en zonas cercanas al CEC.

En la interpretación realizada no se identifica la Formación Lisama ya que esta no es continua en toda la cuenca, esto es basado en revisión bibliográfica de Campos cercanos que muestran la erosión de dicha unidad, como en el Campo La Cira-Infantas, Casabe y Llanito ((Madero et al., 2010),(ANH, 2012),(López & Vargas, 2019)), así mismo, Cortes (2012) muestra que el Campo Tenerife ubicado al NW del CEC cuenta con el pozo (Tenerife-1) que evidencia la ausencia de la Formación Lisama y alcanza a perforar la Formación Umir, que está en contacto con el Grupo Chorro (Fm Esmeralda y Fm La Paz) separados por la

discordancia del Eoceno, tal como aparece en nuestra zona; se toma esta referencia ya que este pozo está ubicado en la parte oeste de la línea sísmica DM-1987-1470 utilizada en este proyecto. La figura 33 muestra la línea sísmica DM-1989-1440 interpretada de rumbo NW-SE, donde en la secuencia estratigráfica se identifican de base a tope el Basamento Económico que hace referencia a la Fm Girón y Fm Los Santos, la Fm Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití, La Luna y La Fm Umir (siendo el tope de esta la discordancia del Eoceno); el Grupo Chorro y la Fm. Por otro lado, se observan que las fallas presentes en la zona son de tipo inverso y algunas alcanzan a desplazar las Formaciones cretácicas, así mismo se identifican fallas presentes en profundidad que afectan el Grupo Calcáreo Basal. La actividad tectónica de estas fallas genera diversos pliegues como el anticlinal observado en la zona SE de la imagen sísmica (Anticlinal de Colorado) que está restringido por las Fallas Colorado (color rojo) y Cascajales (color azul) pertenecientes al CEC.

Figura 33.

Línea sísmica DM-1989-1440 interpretada.

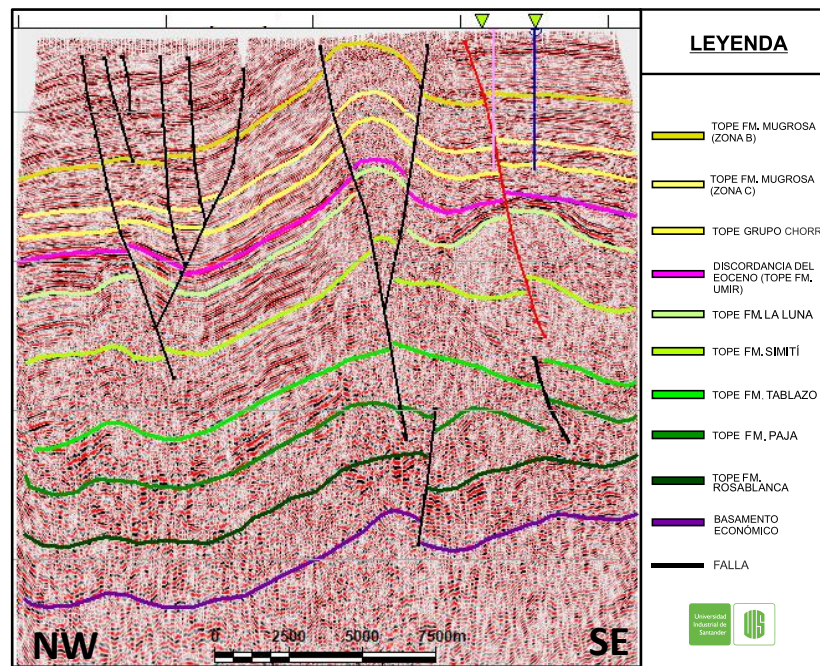


Nota. El horizonte magenta (Tope Formación Umir) corresponde a la discordancia del Eoceno. La primera línea vertical (aguamarina) entre las fallas Colorado (roja) y Cascajales (azul) hace referencia al pozo C-62, la línea rosa al C-54 y la línea celeste al pozo C-32.

La línea sísmica DM-1989-1470 interpretada (figura 34) muestra la secuencia estratigráfica anteriormente mencionada en la interpretación de la figura 33, esta línea está ubicada al norte del Campo y es paralela a la sísmica DM-1989-1440, es por esto, que se observa una misma configuración estructural, a diferencia de la Falla Cascajales que no afecta esta zona del Campo, por lo tanto, no se observa el Anticlinal de Colorado.

Figura 34.

Línea sísmica en tiempo DM-1989-1470 interpretada.

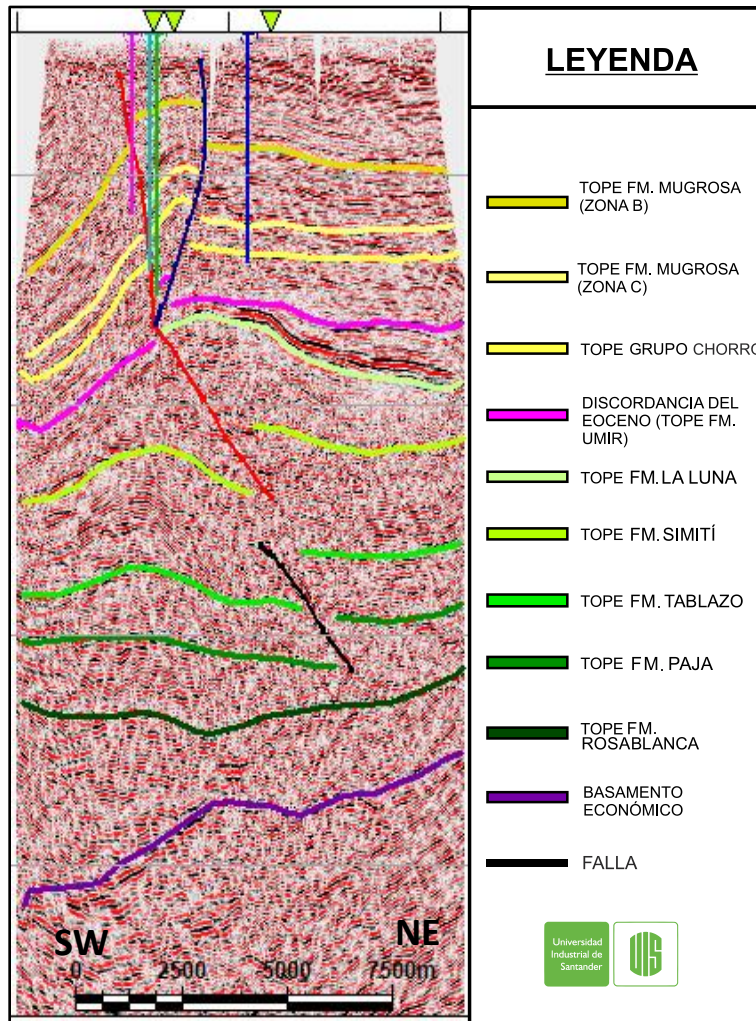


Nota: El CEC se encuentra ubicado en la zona de los pozos C-54 (rosa) y C-61 (azul) y la Falla Colorado (rojo) al SE de la línea sísmica. El horizonte magenta (Tope Formación Umir) corresponde a la discordancia del Eoceno.

La figura 35 perteneciente a la línea sísmica interpretada PMS-1998-1700 con rumbo SW-NW es perpendicular a las líneas sísmicas DM-1989-1440 y DM-1987-1470; aquí se observa la secuencia estratigráfica anteriormente mencionada a excepción de la Formación Umir que presenta un acuñaamiento y al llegar a la falla Colorado se pierde su registro, esta línea sísmica muestra el anticlinal de Colorado y las Fallas Colorado y Cascajales. Esta línea sísmica abarca específicamente la zona norte del CEC.

Figura 35.

Línea sísmica en tiempo interpretada PMS-1998-1700.



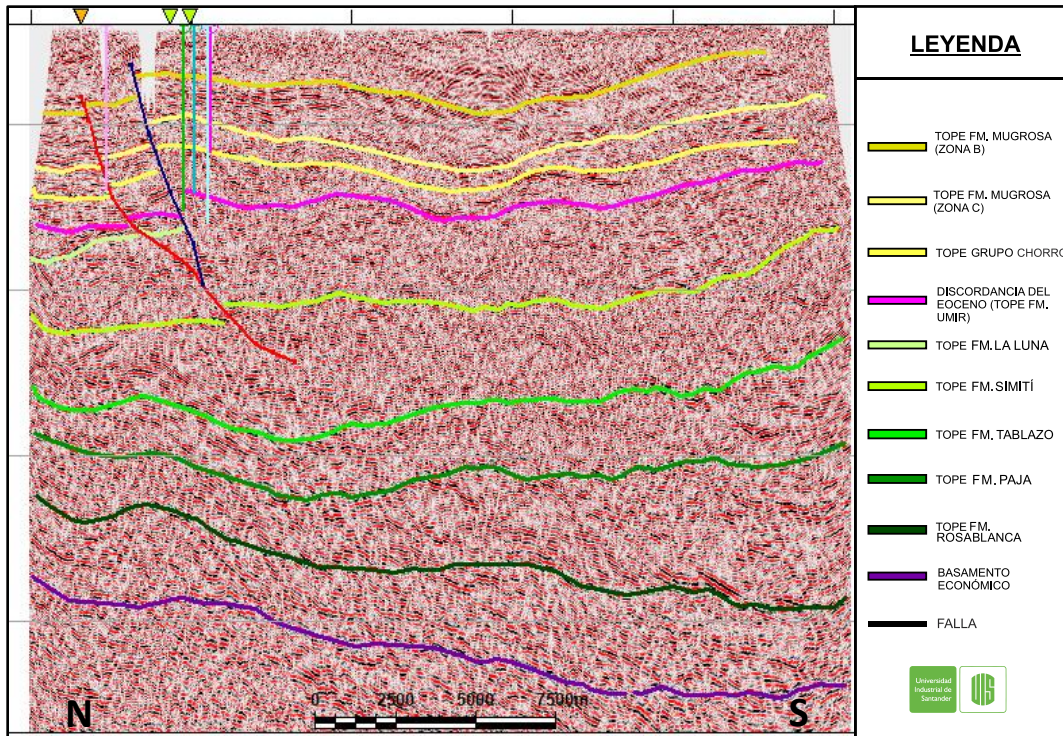
Nota. Campo Escuela Colorado con pozos C-54 (rosa), C-62 (aguamarina), C-39 (verde) y C-61 (azul) y fallas principales (roja-falla Colorado, azul-falla cascajales). Al costado izquierdo de la línea sísmica la Fm Umir no se encuentra, quedando bajo la discordancia (horizonte magenta) la Fm La luna.

La interpretación de la línea sísmica PMS-1998-370 interpretada con rumbo N-S (figura 36) muestra la misma secuencia estratigráfica que la imagen perteneciente a PMS-1998-1700, debido a que en esta también se acuña la Formación Umir llegando hasta la falla Cascajales y perdiendo su registro hacia el sur del campo. Esta línea sísmica presenta un rumbo similar al eje del anticlinal de Colorado, por lo tanto, no se evidencia la geometría plegada entre las Fallas Colorado y Cascajales.

Teniendo en cuenta la interpretación de las 2 líneas anteriores (Figura 35, 36) se infiere que la Formación Umir se encuentra restringida a la zona NE del campo, puesto que no se registra hacia el sur de la interacción de las fallas Colorado-Cascajales.

Figura 36.

Línea sísmica PMS-1998-370 interpretada.



Nota. Campo Escuela Colorado con pozos C-39 (verde), C-62 (aguardamarina), C-32 (celeste) y C-54 (magenta) y fallas principales (roja-falla Colorado, azul-falla cascajales). Al costado derecho de la línea sísmica la Fm Umir no se encuentra, quedando bajo la discordancia (horizonte magenta) la Fm La luna.

7.1.1 Interpretación estructural

Partiendo de la interpretación sísmica realizada en este proyecto y de los estudios llevados a cabo previamente, se observa que el régimen tectónico de esta zona de la cuenca del VMM es compresivo y que dio origen a las fallas inversas que observamos en las líneas sísmicas. La estructura principal de la zona de estudio (el CEC) es el Anticlinal Colorado que

presenta un rumbo N-S siendo un pliegue por propagación de falla generado por la falla principal (Colorado) inversa y es afectado también por la Falla Cascajales.

La Falla Colorado es una falla de cabalgamiento que presenta un rumbo N-S con una vergencia hacia el oeste, esta zona se caracteriza por presentar retrocabalgamientos que dan como resultado la formación de fallas con vergencia hacia el este y que en la imagen sísmica podemos identificar como la Falla Cascajales (Figura 37). Así mismo, se puede evidenciar que el plano de la falla Colorado afecta las formaciones Cretácicas llegando hasta la Formación Simití.

Las fallas presentes a mayor profundidad que abarcan las formaciones Cretácicas desde Simití a Rosablanca (Figura 37) son de componente inverso y de alto ángulo, producto de la evolución estructural de la cuenca donde se dio la inversión tectónica de las fallas que originalmente eran de tipo normal y afectaban la secuencia Cretácica.

Figura 37.

Corte geológico esquemático derivado de línea sísmica DM-1989-1440.

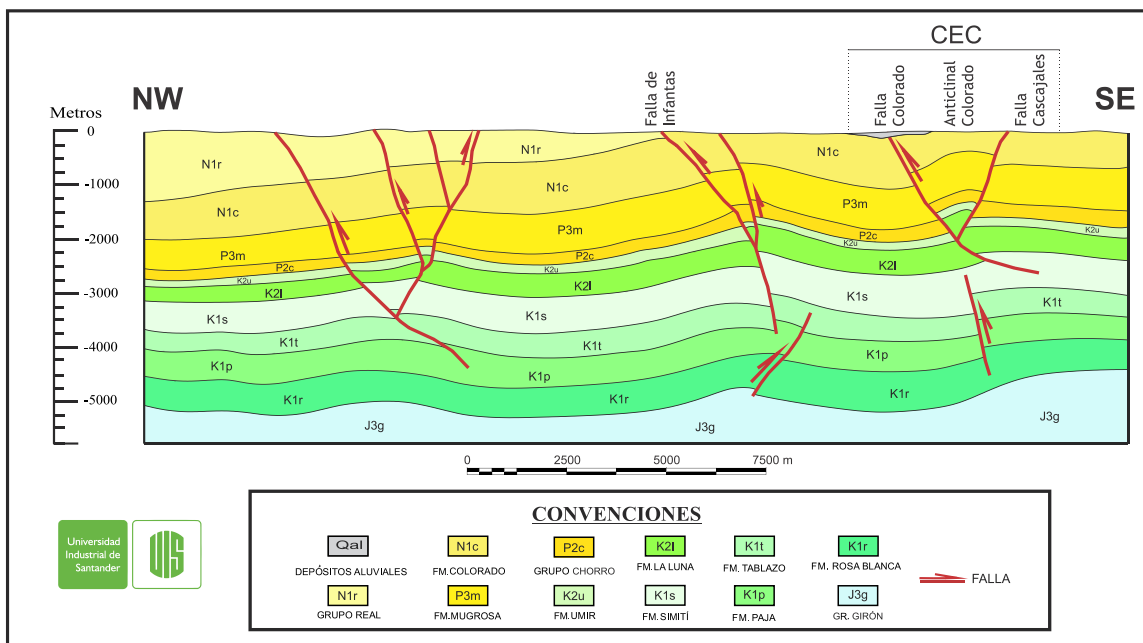
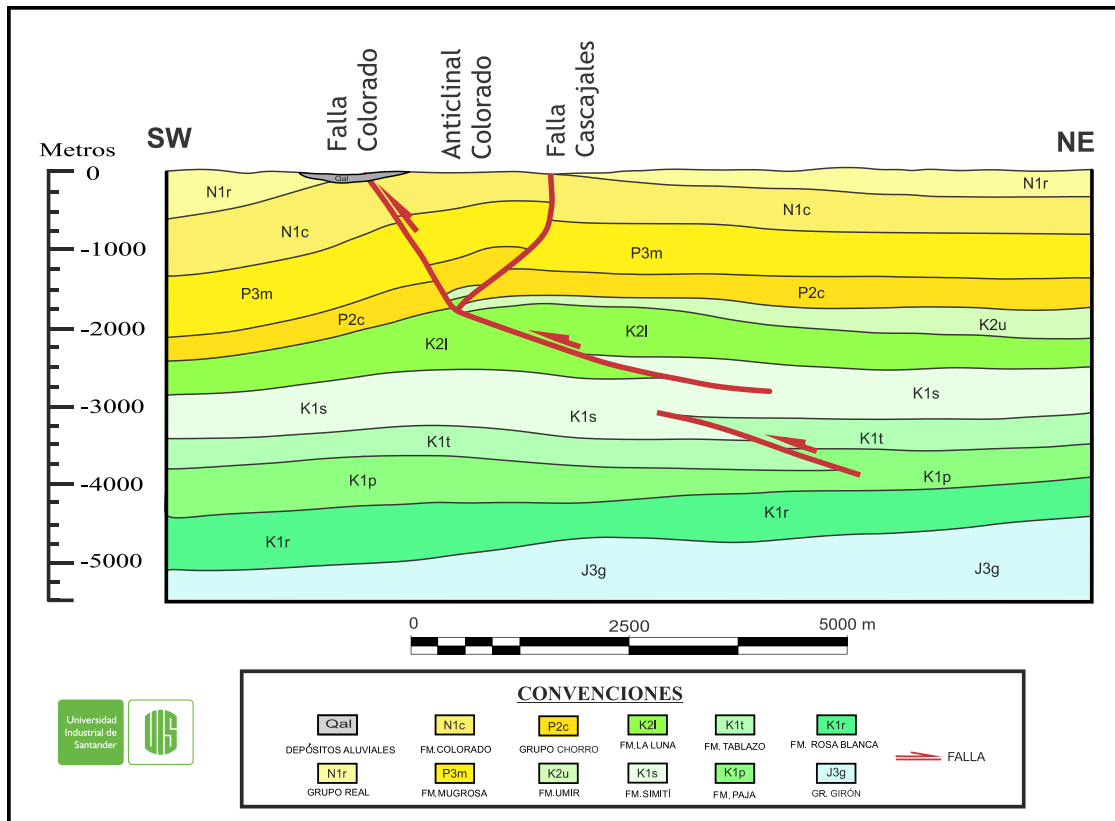


Figura 38.

Corte geológico esquemático derivado de línea sísmica PMS-1998-1700.

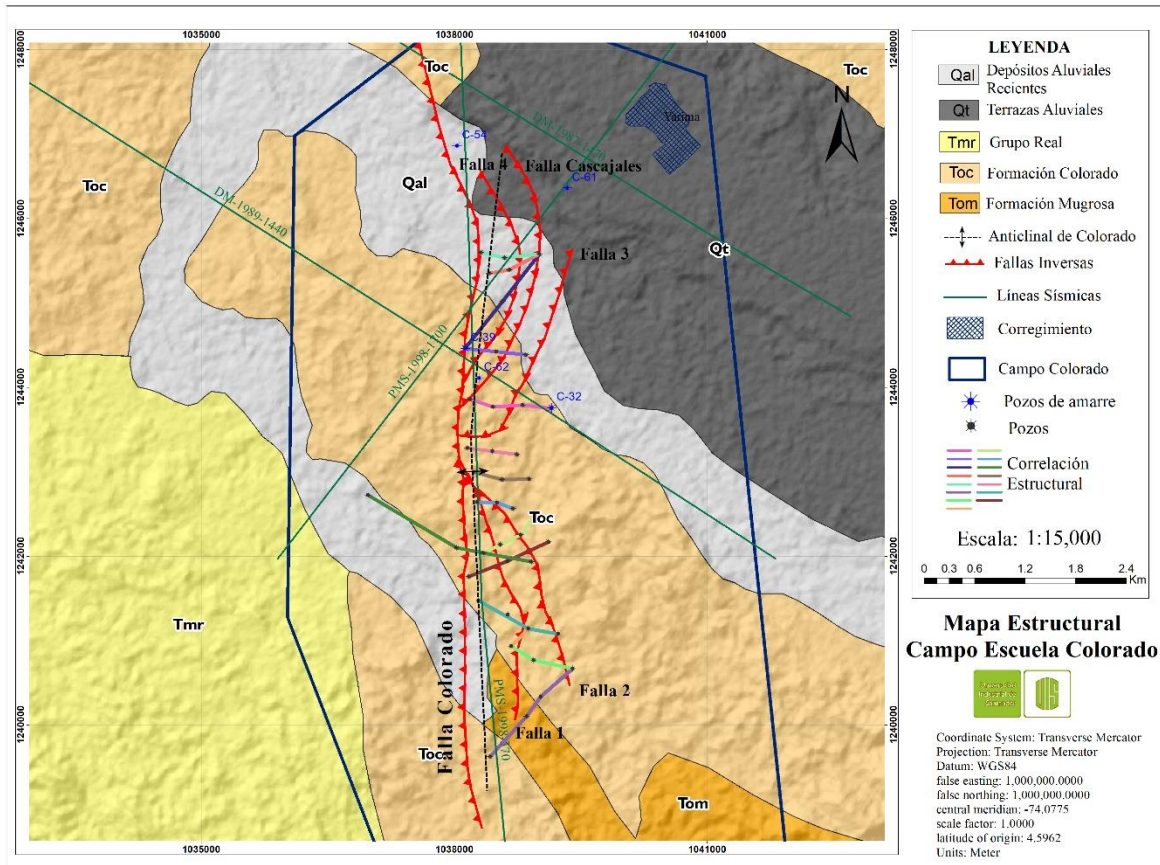


Chajín (2013) por medio de correlaciones estructurales de los pozos pertenecientes al CEC establece un modelo estructural para este campo, donde la falla principal (Colorado) tiene 5 fallas satélites, entre estas la Falla Cascajales, de componente inverso generando bloques semicirculares (figura 39), sin embargo, estas fallas no se observan en las líneas sísmicas .

A continuación, se muestra el mapa estructural del CEC con sus área delimitada por un polígono y su respectiva geología superficial, esto generado a partir de correlaciones estructurales realizadas por medio de registros de pozo en Chajin (2013).

Figura 39.

Mapa estructural del Campo Escuela Colorado.



Nota. Mapa estructural del Campo Escuela Colorado generado a partir de correlaciones estructurales. Adaptado de Chajin (2013).

7.2 Modelamiento geoquímico

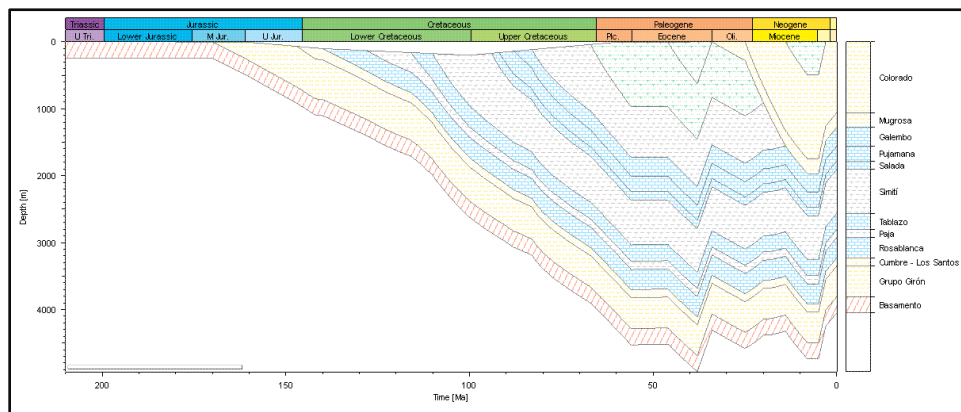
7.2.1 Modelo 1D

7.2.1.1 Historia de subsidencia. La historia de subsidencia representada en la figura 40 del pozo infantas-1613 empieza con un basamento económico que infrayace a la Fm Girón, posteriormente se depositan las formaciones Cretácicas iniciando la secuencia con las formaciones Los Santos y Cumbre, seguido de las formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití, La Luna y Umir en un ambiente marino.

La formación de ambiente transicional que muestra el cambio de marino a continental es la Formación Lisama en el límite Cretácico – Paleógeno continuando con las formaciones de ambiente continental como el Grupo Chorro que están erosionadas, donde se encuentra la discordancia del Eoceno medio asociada a un levantamiento que se dio en la cuenca del VMM (figura 40). Posteriormente, continua la subsidencia con la depositación de las formaciones Mugrosa, Colorado y Real, de esta última formación no hay registro debido a eventos erosivos (figura 7b) que se dieron en la cuenca con relación al levantamiento de la cordillera Oriental en el Mioceno Medio (Sarmiento, 2011 y Cooper, 1995).

Figura 40.

Diagrama de historia de subsidencia para la Cuenca VMM según el pozo Infantas - 1613.

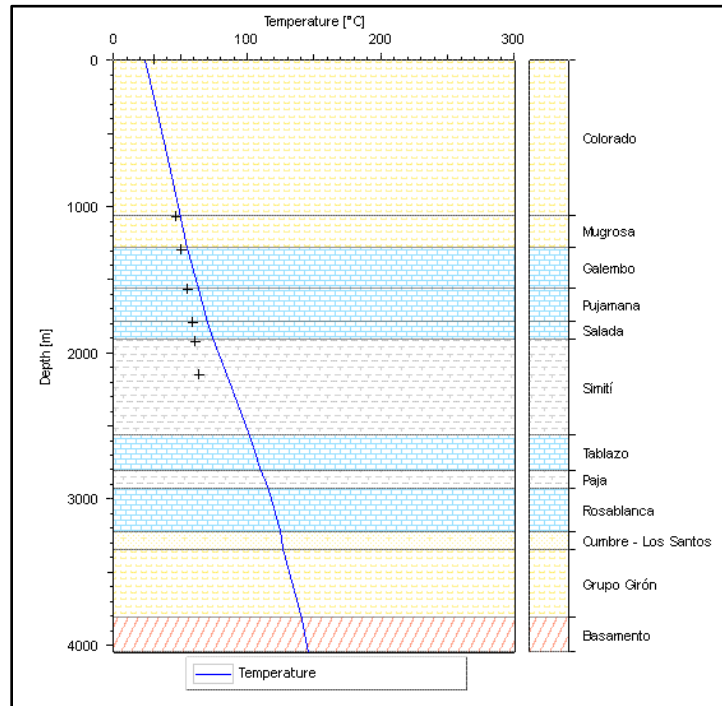


7.2.1.2 Temperatura. La gráfica generada de Temperatura (°C) Vs Profundidad (m) para el pozo Infantas 1613, evidencia que para el miembro Galembo (1287 - 1547 m) la temperatura varía de 55,24 a 62,92 °C, para el miembro Pujamana (1547 - 1771 m) la temperatura está en el rango de 62,92 a 69,05 °C y para el miembro Salada (1771 - 1896 m) la temperatura varía de 69,05 a 74, 42 °C. Por otro lado, para la Formación Tablazo (2598 – 2802 m) se obtiene un rango de temperatura de 102,05 a 109,72°C y para la Formación Rosablanca (2929 – 3211 m) (Figura 41).

Esta grafica fue calibrada con los valores de BHT del CEC, evidenciando una similitud con la grafica generado por Petromod, por lo que los datos son confiables.

Figura 41.

Diagrama de Temperatura (°C) vs Profundidad en base al pozo Infantas 1613.

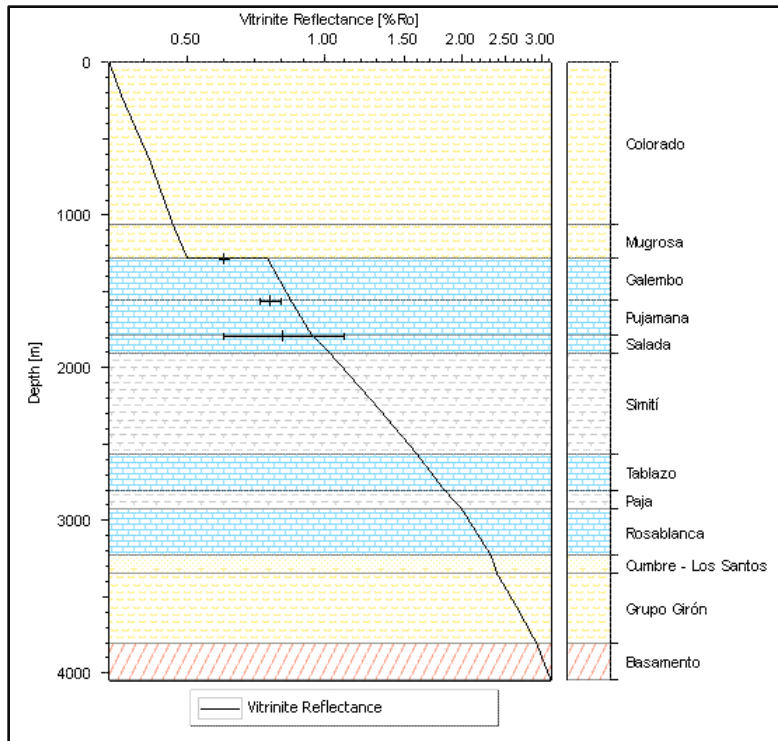


Nota. Los símbolos de cruz sobre la imagen representan los datos de calibración tomados de los BHT de los pozos del Campo Escuela Colorado.

7.2.1.3 Reflectancia de Vitrinita (Ro). El modelo de reflectancia de vitrinita para el pozo Infantas 1613 dio como resultado que para el Miembro Galembo (1283 – 1551 m) de la Formación La Luna, los valores %Ro varían entre 0.75 – 0.84 %, para el Miembro Pujamana (1551 – 1776 m) los valores oscilan entre 0.84 – 0.93 % y el Miembro Salada (1776 – 1905 m) el porcentaje de Ro varía entre 0.93 y 1.03 %. Por otro lado, para la Formación Tablazo (2566 – 2804 m) se obtuvo valores de 1.60 – 1.85 %Ro y para la Formación Rosablanca (2931 – 3227 m) los porcentajes de Ro varían de 2.01 – 2.32 %.

Figura 42.

Diagrama de Reflectancia de vitrinita (%Ro) vs Profundidad (m).



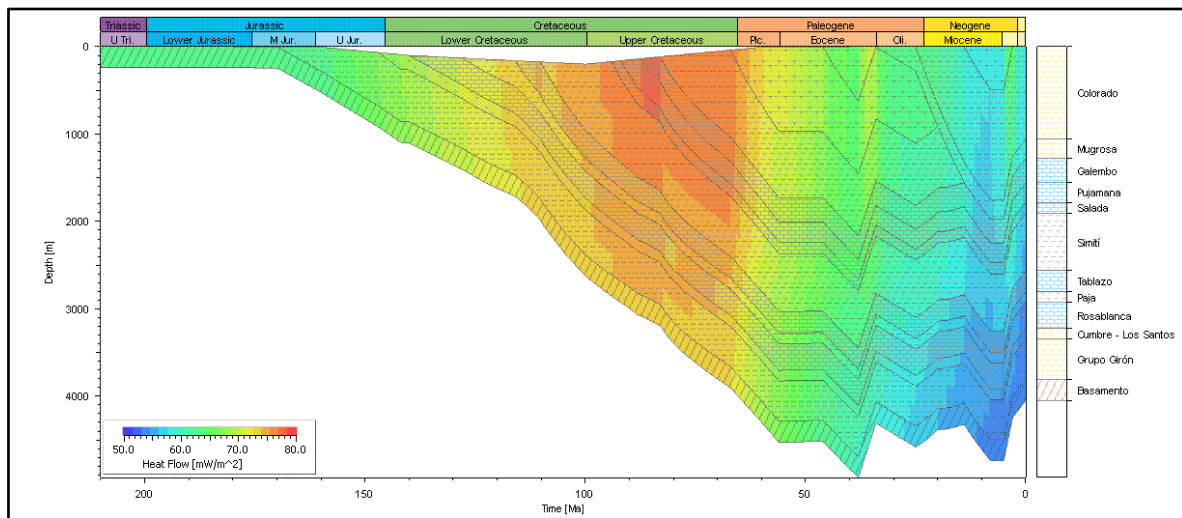
Nota. Los símbolos de cruz y los rangos sobre la imagen representan los datos de calibración tomados de Carvajal (2004).

7.2.1.4 Flujo de Calor (HF). Este modelo nos muestra la variación del flujo de calor (HF) en la cuenca del VMM a través del tiempo geológico. El valor obtenido a los 199 Ma que corresponde al límite tríasico- jurásico es de $62.56 \frac{mW}{m^2}$, posteriormente este flujo aumenta y a los 145 Ma, en el límite Jurásico-Cretácico es de $67.14 \frac{mW}{m^2}$. En el límite Cretácico inferior-Cretácico superior (99 Ma) el flujo de calor es de $75.13 \frac{mW}{m^2}$, mientras que para finales del Cretácico (65 Ma) este flujo es de $75.43 \frac{mW}{m^2}$, resaltando que en el intervalo de 87 a 83 Ma la cuenca alcanzó sus valores máximos en un rango de 77 a $77.25 \frac{mW}{m^2}$.

En el Paleógeno este valor tiende a disminuir donde en la mitad del período (44 Ma) es de $66.11 \frac{mW}{m^2}$, y a finales de este e inicios del Neógeno (23 Ma) el flujo aumenta registrándose un valor de $69 \frac{mW}{m^2}$. A partir del Neógeno hasta el cuaternario los valores disminuyen llegando a $58.78 \frac{mW}{m^2}$, siendo este el flujo actual, a excepción del Plioceno (4.66 a 2.90 Ma) que el flujo sufre una variación tomando valores de $61.48 - 63.54 \frac{mW}{m^2}$.

Figura 43.

Diagrama de evolución Flujo de Calor (mW/m^2) a través del tiempo.



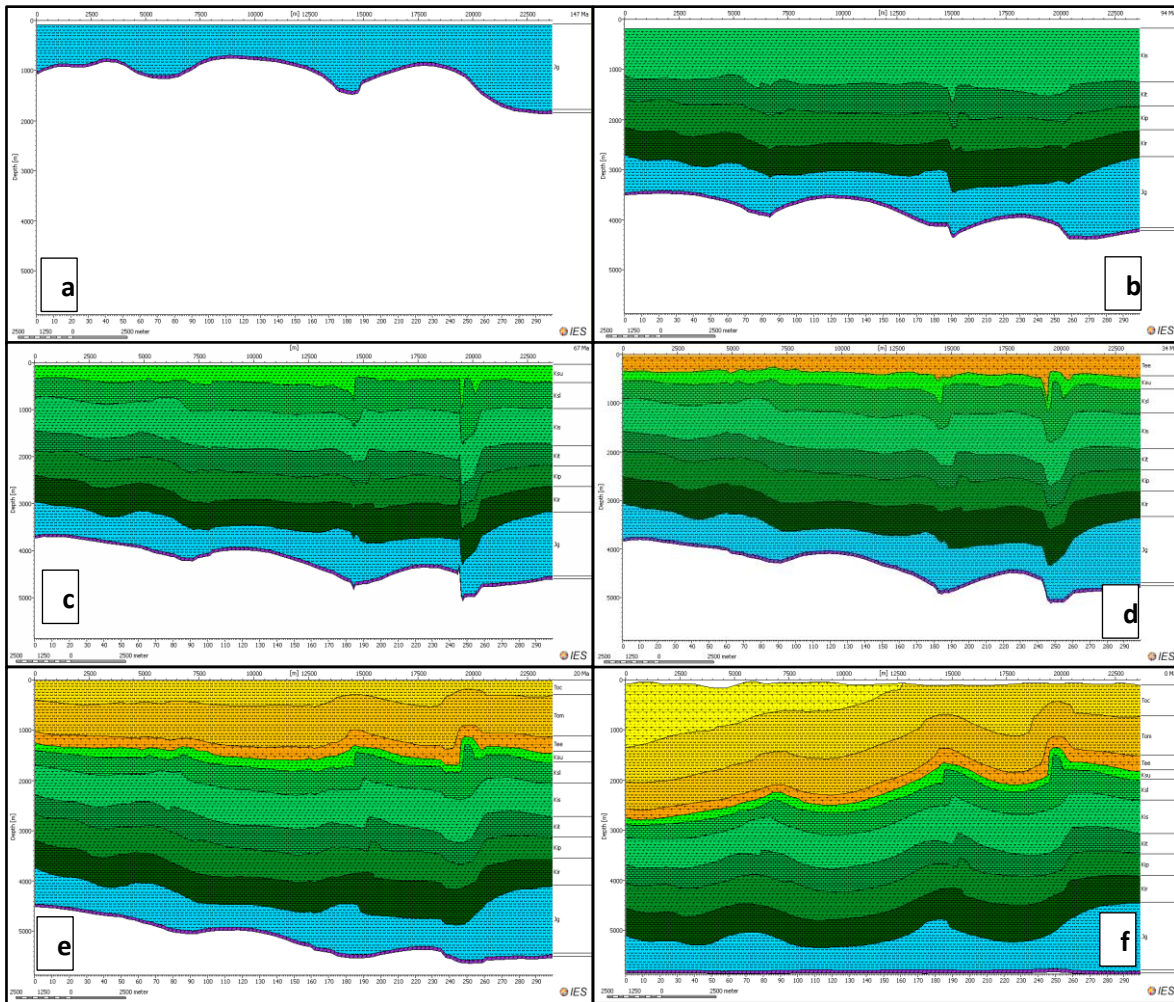
7.2.2 Modelo 2D

Para llevar a cabo el modelo 2D se utilizaron 2 líneas sísmicas interpretadas del Campo.

7.2.2.1 Evolución de la Cuenca. a. Imagen Sísmica 1440: A partir de la línea sísmica 1440 se realizó la evolución de la cuenca donde se observa la depositación y deformación de las formaciones Cretácicas y cenozoicas que éstas han sufrido a través del tiempo.

Figura 44.

Evolución geológica del campo Escuela Colorado en base a la imagen sísmica 1440.



Nota. La zona comprendida en el eje x entre los 19000 m a 23000 m en las imágenes corresponden al Campo Escuela Colorado. La Figura a) 147Ma, figura b) de 94 Ma, figura c) 67 Ma, figura d) 34 Ma, figura e) 20 Ma, figura f) 0 Ma.

En la figura 44a se observa parte de la cuenca hace 147 Ma, donde ya se ha depositado el Fm Girón, posteriormente en la figura 44b a los 94 Ma se observa la secuencia Cretácica inferior (Fm Rosablanca, Paja, Tablazo y Simití de base a tope) con una leve deformación debido a los eventos extensivos que sufría la cuenca en este período de tiempo, posteriormente a los 67 Ma (figura 44c) se completa la depositación de las formaciones Cretácicas (Fm La Luna y Umir).

A los 34 Ma (figura 44d) se muestra la depositación del Grupo Chorro (Formación Esmeralda – La Paz), en contacto con la Formación Umir mostrando un cambio de ambiente marino a continental; así mismo no se registra en la imagen la Formación Lisama debido al evento erosivo que se dio en el Eoceno medio, esto no fue posible plasmarlo en la imagen debido a que el software es una versión antigua y no permite ilustrar estos eventos.

En la figura 44e a los 20Ma se aprecia la depositación de las formaciones Mugrosa y Colorado, y así mismo la inversión tectónica que da como resultado la creación de anticlinales que afectan principalmente a las formaciones Cenozoicas y finalmente, en la actualidad (figura 44f) se observa la secuencia depositada junto a la Formación Real y un fallamiento inverso con vergencia al occidente.

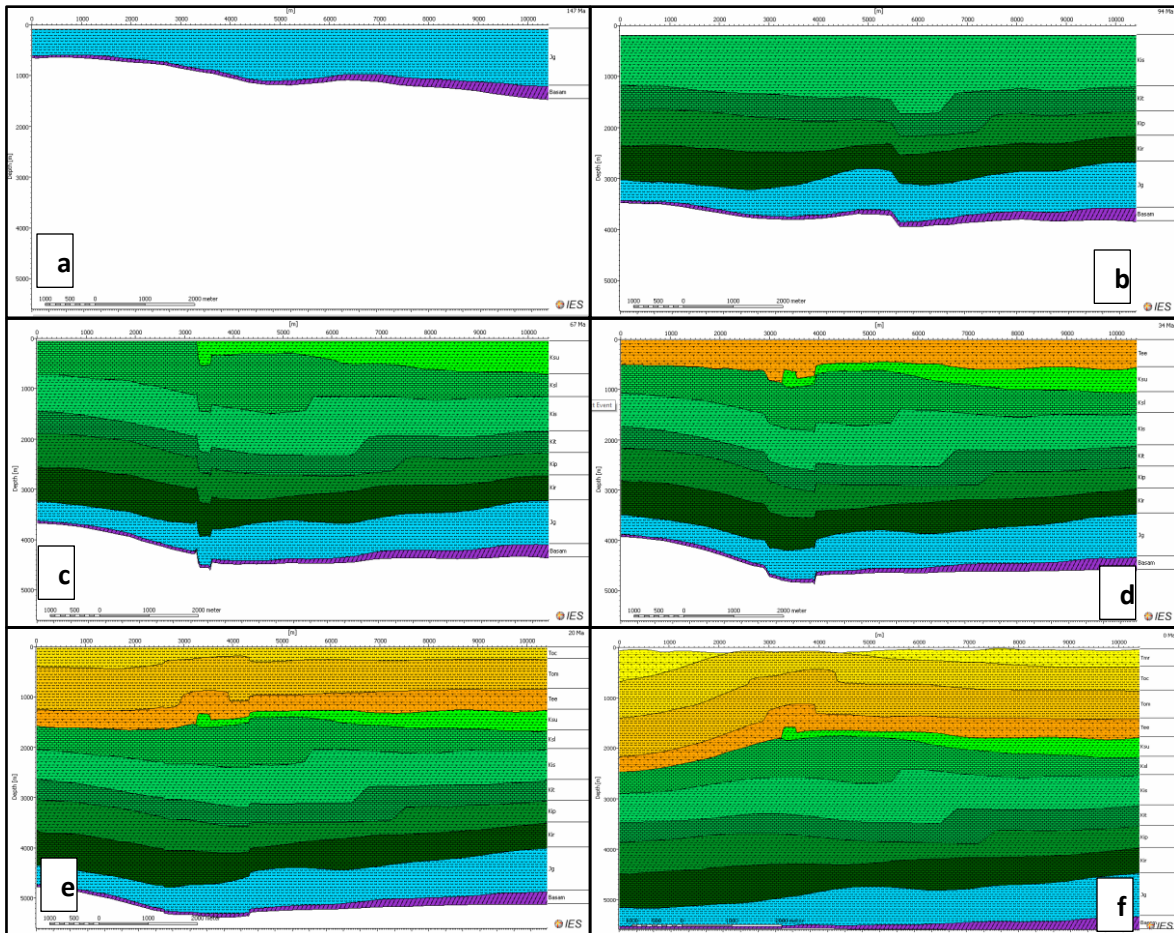
b. Imagen Sísmica 1700:

A continuación, se mostrará la evolución geológica proveniente de la imagen sísmica 1700 que tiene un rumbo casi perpendicular a la línea anterior (SW-NE).

En la figura 45a, b y c se observan la depositación del Fm Girón y las formaciones Cretácicas que han sufrido eventos extensionales y que han deformado sus horizontes y en la figura 45d se evidencia el acuñamiento de la Formación Umir y el contacto con el Grupo Chorro debido a eventos erosivos y tectónicos. En las figuras 45d y f se observa la secuencia cenozoica afectada por un anticlinal siendo este el CEC. Este anticlinal fue generado por la Falla Colorado, sin embargo, no se observa en la imagen debido a que el software petromod 11 presenta un error al trazar las fallas, ya que las distorsiona. Cabe aclarar que la figura 45 que derivó de la línea sísmica PMS-1998-1700 hace referencia al área completa del CEC, es decir, lo visto en la imagen es netamente de la zona de estudio.

Figura 45.

Evolución geológica del campo Escuela Colorado en base a la imagen sísmica 1700.

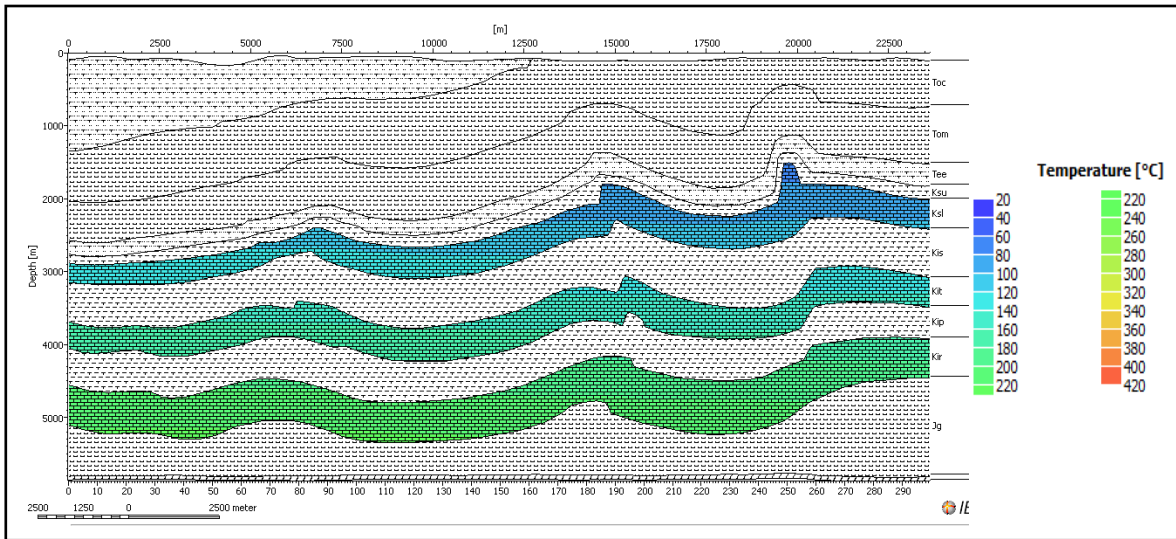


Nota. Esta imagen sísmica abarca la zona Norte del Campo Escuela Colorado en un rumbo SW-NE. La Figura a) 147Ma, figura b) 94 Ma, figura c) 67 Ma, figura d) 34 Ma, figura e) 20 Ma, figura f) 0 Ma.

7.2.2.2 Temperatura. El modelo 2D de la línea sísmica 1440 mostró que la temperatura actual de la Formación la Luna en toda el área que abarca la imagen varía de 75°C en su miembro superior a 135°C en la parte basal de su miembro inferior; la Formación Tablazo presenta unos valores de temperatura que oscilan entre 126° - 175°C y la Formación Rosablanca tiene una temperatura de 170°C en su parte superior y 222°C en su zona más profunda.

Figura 46.

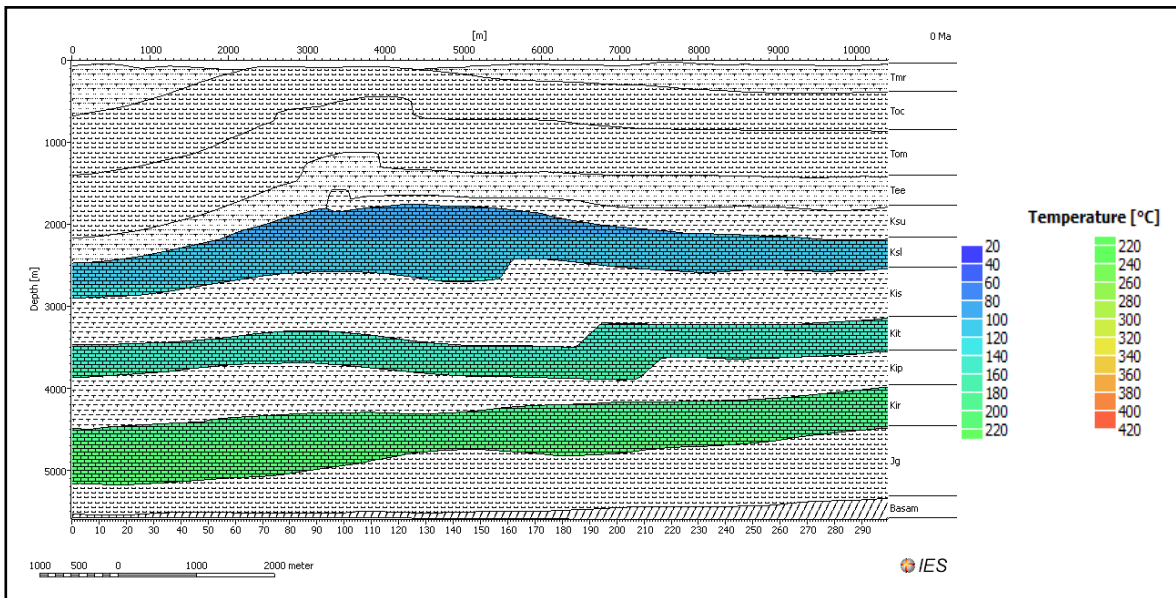
Diagrama de Temperatura de la línea sísmica 1440.



Nota. Las formaciones resaltadas corresponden a las formaciones generadoras.

Figura 47.

Diagrama de Temperatura de la línea sísmica 1700.



Nota. Las formaciones resaltadas en la figura son las formaciones generadoras.

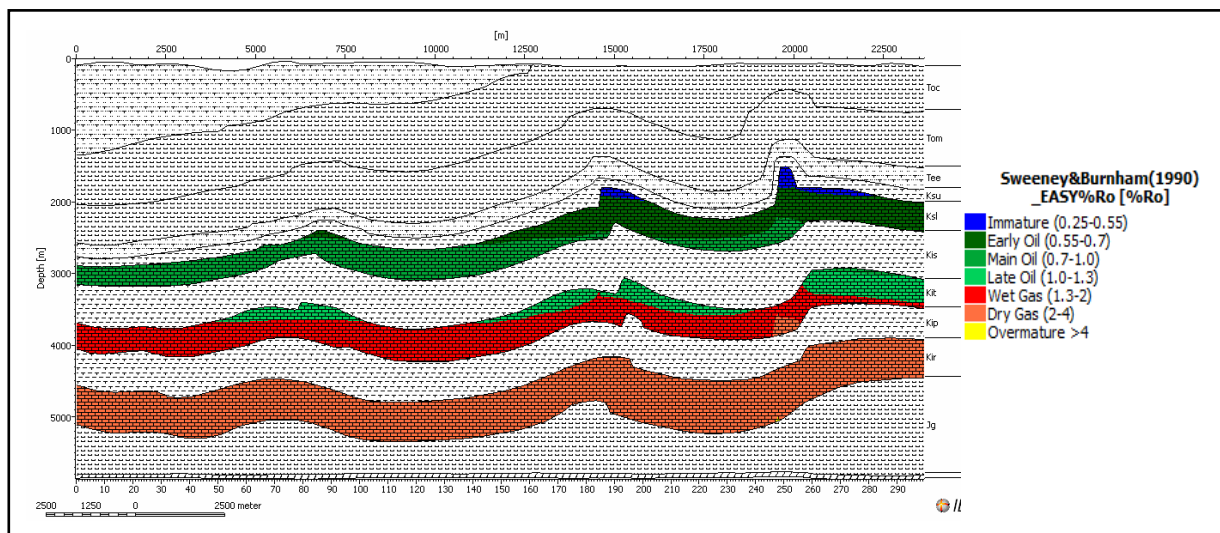
El modelo 2D de la línea sísmica 1700 (figura 47) mostró que la temperatura actual de la Formación la Luna en el CEC varía de 83°C en su miembro superior a 120°C en la parte basal de su miembro inferior; la Formación Tablazo presenta valores de temperatura que oscilan entre 143° - 167°C y la Formación Rosablanca tiene una temperatura de 184°C en su parte superior y 214°C en su zona más profunda.

7.2.2.3 Reflectancia de Vitrinita (%Ro). Los valores de reflectancia de vitrinita para la línea sísmica 1440 y 1700 se realizaron mediante la corrección Sweeney&Burnham(1990)_EASY%Ro.

Los valores obtenidos en la línea sísmica 1440 para la Formación la Luna, muestran que está en ventana de generación de aceite temprana e intermedia y una pequeña zona del miembro superior es aún inmaduro, así mismo, la Formación Tablazo alcanza valores de %Ro que la sitúan en ventana de generación de aceite tardía y gas húmedo, mientras que la Formación Rosablanca se encuentra en fase de gas seco (figura 48).

Figura 48.

Diagrama de Reflectancia de Vitrinita de la línea sísmica 1440.

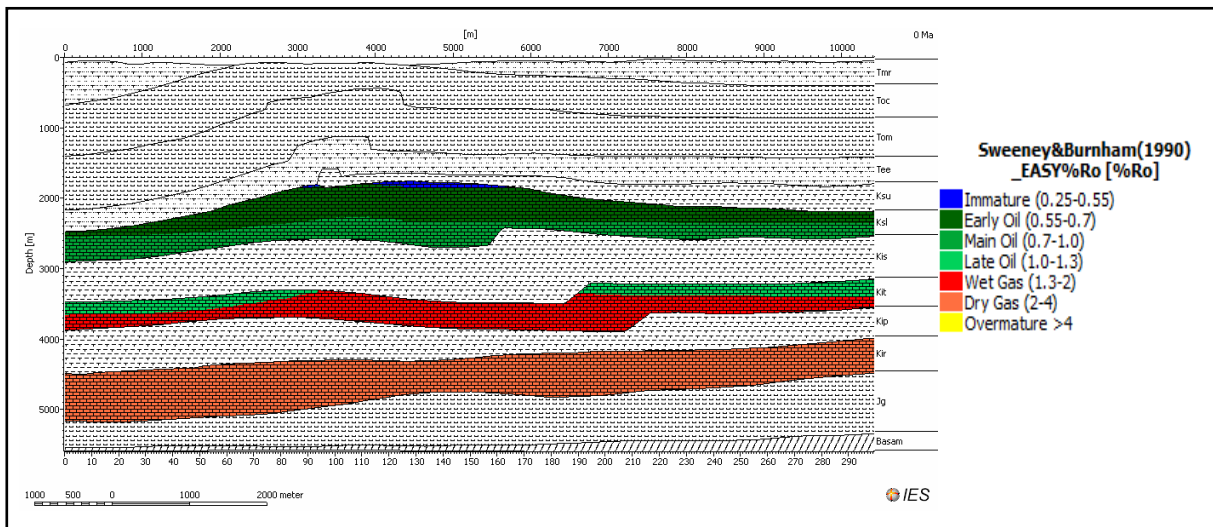


Nota. Las formaciones resaltadas en la figura son las formaciones generadoras.

Por otro lado, los valores obtenidos en la línea sísmica 1700 para la Formación la Luna en el CEC, muestran que está en ventana de generación de aceite, como en la línea sísmica 1440, de igual forma, la Formación Tablazo alcanza valores de %Ro que la sitúan en ventana de generación de aceite tardía y gas húmedo predominando este último, mientras que la Formación Rosablanca se encuentra en fase de gas seco (figura 49).

Figura 49.

Diagrama de Reflectancia de Vitrinita de la línea sísmica 1440.



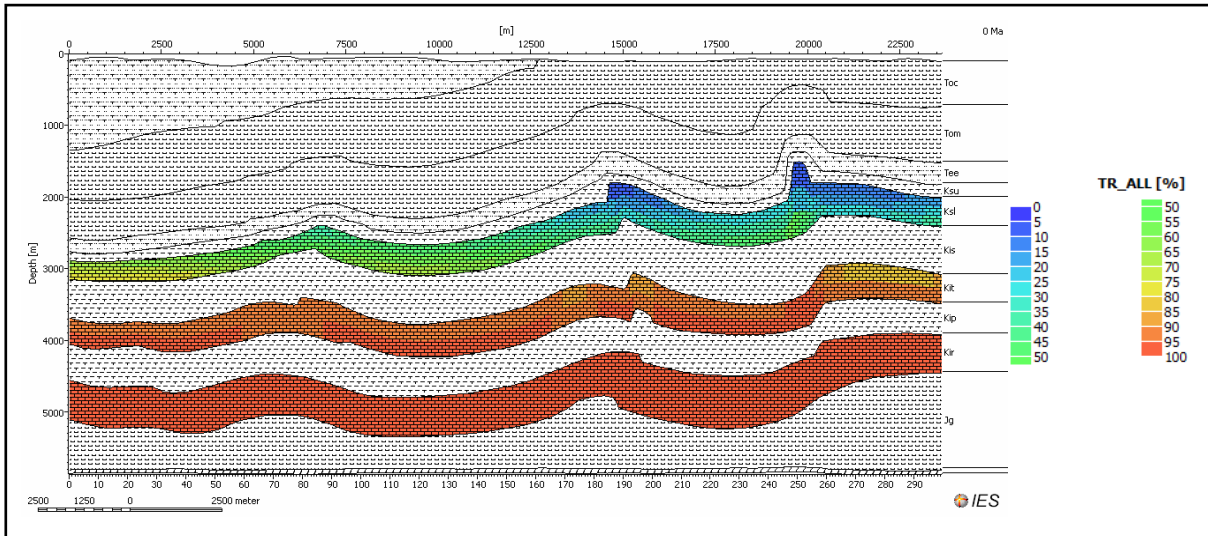
Nota. Las formaciones resaltadas en la figura son las formaciones generadoras.

7.2.2.4 Tasa de transformación (TR). Para evaluar la generación de hidrocarburos se utiliza la tasa de transformación TR (Transformation Ratio) de la materia orgánica, que indica el porcentaje de hidrocarburo generado en relación con la capacidad original que posee la roca (Suárez R, 2016). Se utilizó la cinética Behar_et_al(1997)_TII-S(MontSh) para encontrar la tasa de transformación de las rocas generadoras en la línea sísmica 1440 y 1700. En la línea sísmica 1440 la tasa de transformación (TR) actual en la Formación la Luna alcanza un valor máximo de 72%, la tasa de la Formación Tablazo registra un valor de 94%, mientras que la Formación Rosablanca obtuvo un valor de 99% (figura 50).

Para la línea sísmica 1700 la tasa de transformación alcanzada por la Formación La Luna en el CEC es de 57%, así mismo, la Formación Tablazo obtiene un valor de 96% y la Formación Rosablanca de 99% (figura 51).

Figura 50.

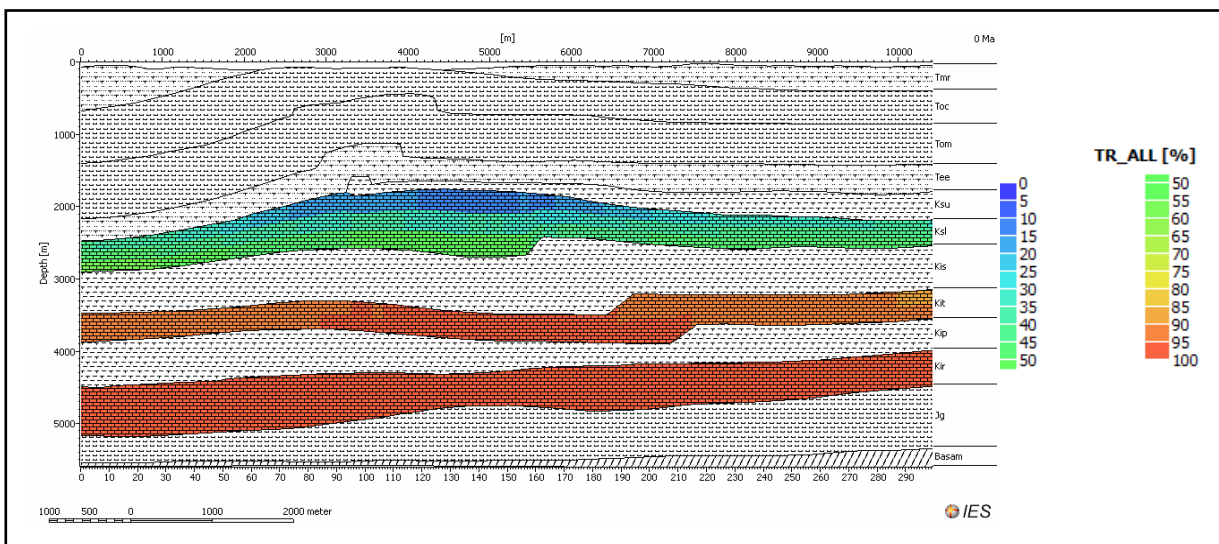
Diagrama de tasa de transformación (TR) de la línea sísmica 1440.



Nota. Las formaciones resaltadas en la figura son las formaciones generadoras.

Figura 51.

Diagrama de tasa de transformación (TR) de la línea sísmica 1700.



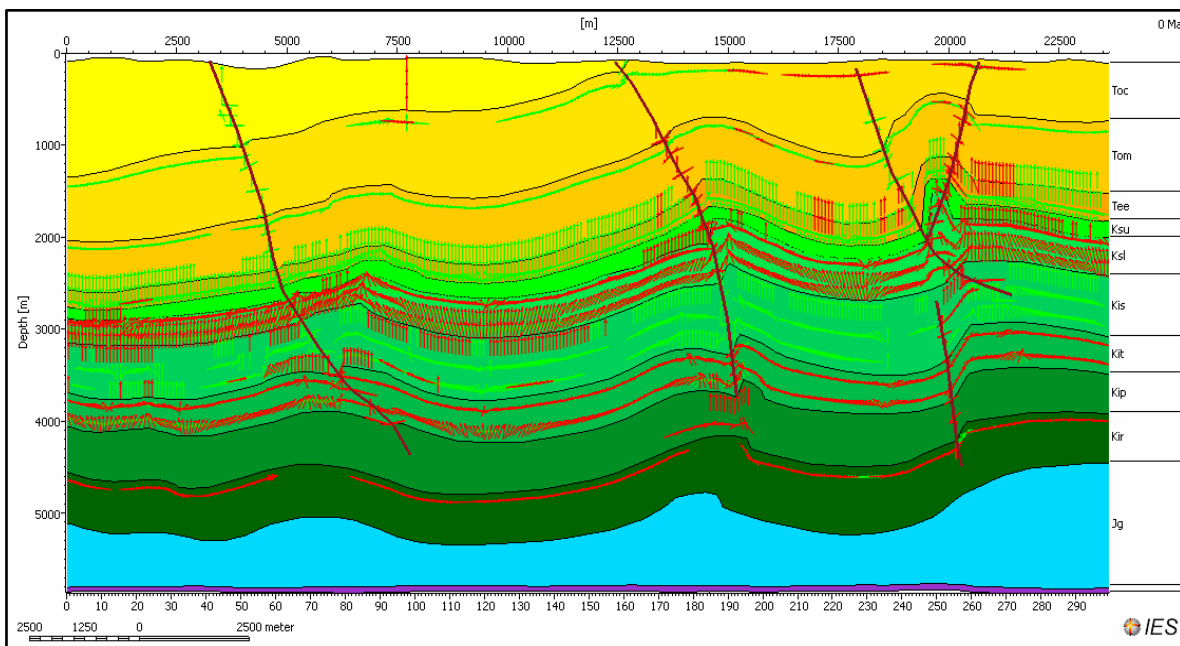
Nota. Las formaciones resaltadas en la figura son las formaciones generadoras.

7.2.2.5 Rutas de Migración. Las figuras 52 y 53 representan las vías de migración generadas por el programa de las líneas sísmicas 1440 y 1700 respectivamente, donde los vectores de color verde muestran las posibles rutas de migración de aceite y los vectores rojos las vías de gas.

Se evidencia que, para las 2 líneas sísmicas, las vías principales son las fallas inversas que atraviesan la zona, donde se observa que a partir de la Formación Rosablanca hay migración mayoritariamente de gas, mientras que en la Formación Tablazo se presenta gas y crudo que migra a las formaciones suprayacentes y en la Formación La Luna que es principal generadora de aceite, se da una migración hacia las formaciones Cenozoicas.

Figura 52.

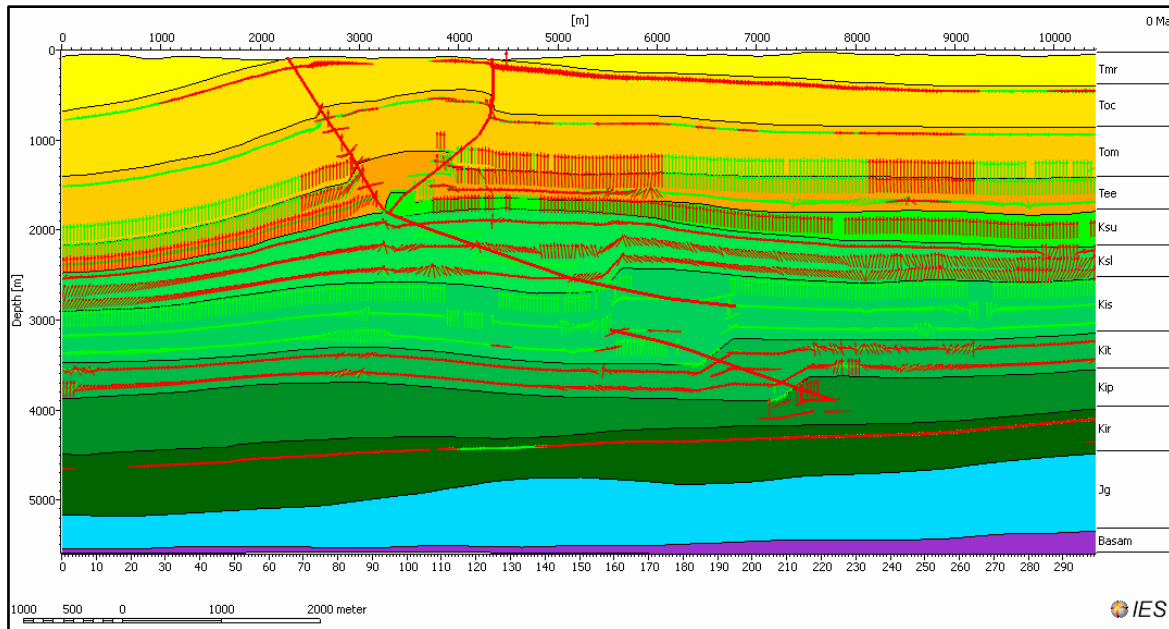
Gráfica de vías de Migración de la línea sísmica 1440.



Nota. Los vectores en verde indican migración de aceite y los vectores rojos migración de gas, las líneas vinotinto representan las fallas principales.

Figura 53.

Gráfica de vías de Migración de la línea sísmica 1700.



Nota. Los vectores en verde indican migración de aceite y los vectores rojos migración de gas, las líneas vinotinto representan las fallas principales.

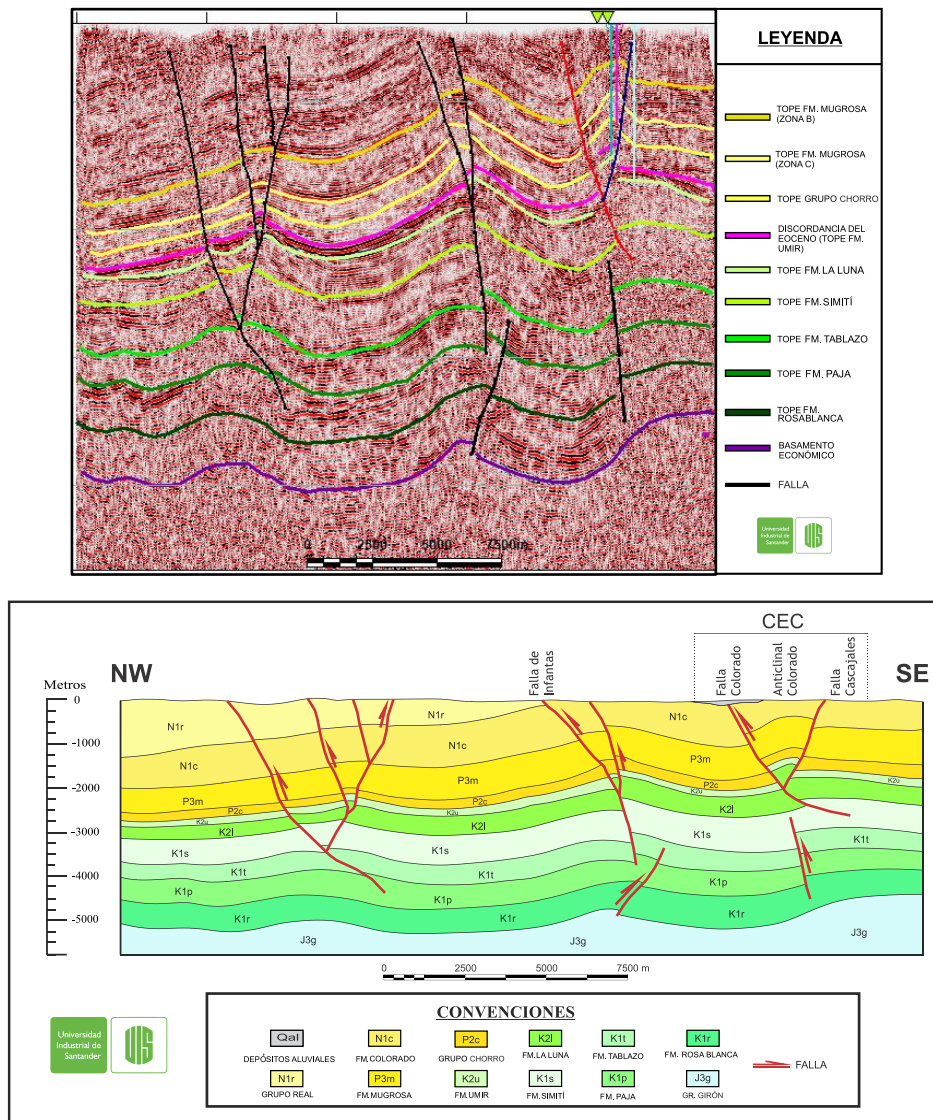
8. Discusión

Los resultados obtenidos a partir del análisis de la interpretación de las líneas sísmicas llevados a cabo en el Campo Escuela Colorado (CEC), muestra que la interacción de las fallas principales (Falla Colorado y Falla Cascajales) afectan áreas de las formaciones Umir y la Luna. Así mismo, se identifica que la Falla Colorado tiene una profundidad mayor evidenciando un comportamiento de despegue en la Formación Simití, asociado a estructuras definidas por deformación con retrocabalgamientos en un estilo estructural de piel delgada como lo menciona Anaya et al. (2018).

Se infiere que la Formación Lisama presenta un acuñamiento a lo largo de la cuenca razón por la cual no hay registro de esta en el CEC ni al NW de la zona de estudio, esto se comprueba con la ausencia del registro de esta formación en los campos más cercanos al Colorado. Teniendo en cuenta los puntos anteriormente mencionados se propone el cambio en el corte regional realizado y modificado por Jaimes & Lopez (2015) y Jiménez et al. (2016).

Figura 54.

Corte esquemático con características del Campo Escuela Colorado y línea sísmica 1440.

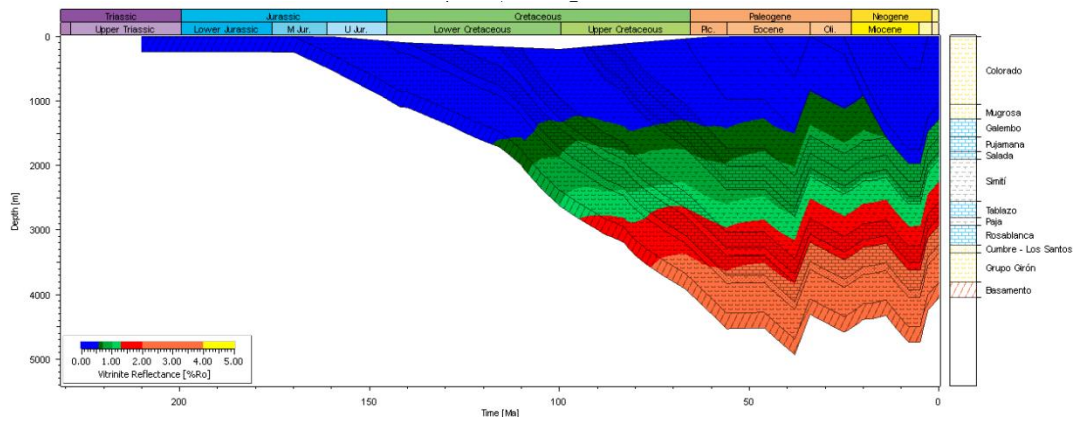


Con base en la información estratigráfica aportada por Cooper et al., (1995), Sarmiento (2011), Etayo et al., (2020) y los estudios realizados en el CEC se hizo la reconstrucción de la historia de subsidencia de un pozo virtual (Infantas 1613) que muestra la depositación de la Formación Girón y sobre esta la depositación de las formaciones cretácicas en un período de enterramiento hasta inicios del Paleógeno, posteriormente se da la depositación de la Formación Lisama y el Grupo Chorro, que son afectadas, junto a la Fm Umir, en el Eoceno por un levantamiento en la cuenca generando un evento erosivo que borra su registro en esta zona de la cuenca del VMM; luego se da otro periodo de subsidencia depositando las Formaciones Mugrosa, Colorado y Real y en el Mioceno se genera otro levantamiento en la cuenca que coincide con la inversión tectónica regional, erosionando la Formación Real.

Teniendo en cuenta la historia de flujo de calor, la cual fue calcula con base a la evolución tectónica, el Software calculó la historia termal de las formaciones y de esta manera se encontró la madurez de las rocas Generadoras (Figura #), donde la Formación Rosablanca inicia su ventana de generación de aceite a los 105 Ma que se prolonga hasta los 71 Ma, pasando a ventana de gas húmedo hasta los 55 Ma, a partir de esta edad y hasta la actualidad la Fm Rosablanca se encuentra en ventana de generación de gas seco. La Formación Tablazo entra en ventada de generación de aceite a los 95 Ma hasta los 65 Ma y a partir de inicios del Paleógeno y hasta la actualidad la Fm. Tablazo se encuentra en etapa de gas húmedo. Finalmente, la Fm. La Luna inicia en ventana de generación de aceite temprana a los 74 Ma hasta los 62 Ma, a partir de esta edad hasta la actualidad la formación se presenta en ventana intermedia de generación de aceite.

Figura 55.

Diagrama de madurez termal a través del tiempo.



Teniendo en cuenta la información sísmica y de pozos en el CEC y en zonas cercanas a este se realiza la evolución geológica de este campo donde se evidencia que las Formaciones generadoras llegaron a su madurez antes de la generación del anticlinal en el cual se encuentra el CEC, donde sus principales rutas de migración son las fallas Colorado y Cascajales (Figura 52 y 53), que comunican las formaciones generadoras cretácicas, principalmente la Fm. La Luna, con las formaciones Cretácicas.

Finalmente, teniendo en cuenta los modelos realizados en la cuenca y en el CEC se observa que los niveles de madurez termal son favorables para la Formación La Luna y las demás rocas generadoras, por lo tanto, se establece que el CEC si tiene prospectividad en la secuencia cretácica.

9. Conclusiones

El CEC se caracteriza por estar en un régimen compresivo y presentar un estilo estructural de piel delgada, con retrocabalgamientos que generan fallas de vergencia opuesta al sistema general de deformación del área, donde su falla principal (Falla Colorado) tiene una vergencia hacia el oeste y presenta un despegue en la Formación Simití, así mismo se encuentran fallas inversas de alto ángulo que afectan a las formaciones Simití, Tablazo, Paja y Rosablanca.

De acuerdo con el modelo de historia de subsidencia del VMM y a la evolución de la cuenca en el CEC, se evidencian los diferentes eventos regionales de deformación y de erosión que sucedieron en el Eoceno afectando las formaciones Lisama y Esmeralda-La Paz y en el Plioceno/Pleistoceno a las formaciones Real y Mesa.

La madurez termal de la Formación La Luna se encuentra en etapa de generación de aceite temprana y media a una profundidad aproximada de 2000 m; la Formación Tablazo en fase de generación de aceite tardío y gas húmedo a una profundidad aproximada de 3150 m y la Formación Rosablanca en ventana de gas seco a una profundidad de 4050 m, teniendo en cuenta que la calibración realizada con la temperatura de fondo (BHT) proporciona una buena confiabilidad para el modelo.

El potencial de hidrocarburos de las Formaciones Cretácicas del Campo Colorado se considera altamente prospectivo en las rocas generadoras debido a sus espesores,

características geoquímicas y litológicas, donde pueden ser considerados como yacimientos no convencionales tipo Shale gas y Shale oil.

Mediante el modelo geoquímico 2D se puede apreciar que las fallas son las principales vías de Migración de hidrocarburos en el CEC, ya que comunican las rocas generadoras con la secuencia cenozoica, evidenciando así el funcionamiento del sistema petrolífero convencional.

10. Recomendaciones

Realizar un pozo a mayor profundidad en el CEC, para de esta manera determinar con mayor certeza los topes y profundidades de las formaciones Cretácicas interpretadas en las líneas sísmicas.

Adquirir nuevas líneas sísmicas para mejorar la calidad de las imágenes y detallar con mayor precisión la geología estructural de la zona, así mismo poder obtener información en el sur del Campo, ya que esta zona no presenta líneas limitando la visión de la geología en el área de estudio.

Realizar estudios geoquímicos de las formaciones Cretácicas generadoras en el CEC o en zonas cercanas donde estas formaciones se encuentren en superficie para calibrar los modelos geoquímicos propuestos.

Referencias Bibliográficas

- Aguilera, R., Sotelo, V., Burgos, C., Arce, C., Gómez, C., Mojica, J., Castillo, H., Jiménez, D., & Osorno, J. (2010). Organic Geochemistry Atlas of Colombia. Second Edition. *Earth Sciences Research Journal*, 14(Special), 164.
- Anaya, C., Jiménez, G., & Martínez-Sánchez, D. A. (2018). Modelo estructural del Campo Escuela Colorado a partir de modelos análogos. *Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales*, 42(165), 402-409.
- ANH. (2012). Cuenca valle medio del magdalena - Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. In *Anh*.
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. A., & Martinez, J. F. (2007). Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. In *Agencia Nacional de Hidrocarburos - A.N.H.- (Issues 978-958-98237-0-5)*.
- Bayona, G., Bustamante, C., Nova, G. & Salazar-Franco, A.M. 2020. Jurassic evolution of the northwestern corner of Gondwana: Present knowledge and future challenges in studying Colombian Jurassic rocks. In: Gómez, J. & Pinilla-Pachon, A.O. (editors), *The Geology of Colombia, Volume 2 Mesozoic*. Servicio Geológico Colombiano, Publicaciones Geológicas Especiales 36, p. 171–207. Bogotá.
- Bayona, G., Cardona, A., Jaramillo, C., Mora, A., Montes, C., Caballero, V., ... & Valencia, V. (2013). Onset of fault reactivation in the Eastern Cordillera of Colombia and proximal Llanos Basin; response to Caribbean–South American convergence in early Palaeogene time. *Geological Society, London, Special Publications*, 377(1), 285-314.
- Boyer, C., Suárez-rivera, R., Lewis, R. E., & Waters, G. (2007). Producción de gas desde su origen. *Oilfield Review*, 36–49.
- Caballero, V. (2010). *Evolución tectono-sedimentaria del Sinclinal de Nuevo Mundo*,

- Cuenca Sedimentaria Valle Medio, Colombia, Durante el Oligoceno Mioceno.* 157.
- Carrera Ortíz, D. (2015). *Sección balanceada del flanco occidental de la Cordillera Oriental en las inmediaciones de los municipios Villarrica y Cunday en la sub-cuenca de Girardot valle superior del Magdalena* (Bachelor's thesis, Universidad EAFIT).
- Carvajal Ortiz, H. (2004). *NUEVAS CONSIDERACIONES ACERCA DEL ESTADO DE MADUREZ TERMAL DE LA FORMACIÓN LA LUNA EN EL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA, COLOMBIA. HUMBERTO.* Universidad Industrial de Santander.
- Catuneanu, O. (2006). *Principles of sequence stratigraphy.* Elsevier.
- Chajín, P., Mier, R., & Palmera, T. D. L., Luna, J.(2013). Reinterpretación del modelo estructural del Campo Escuela Colorado, VMM, Colombia. In XV Congreso Colombiano de Petróleo y Gas. Noviembre (Vol. 20).
- Chopra, S., & Marfurt, K. (2007). Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. *Interpretation Journal - SEG*, 59-83.
- Clavijo, J., Mantilla, L., Pinto, J., Bernal, L., & Pérez, A. (2008). Evolución geológica de la Serranía de San Lucas, norte del Valle Medio del Magdalena y noroeste de la Cordillera Oriental. *Boletín de Geología*, 30(1), 45-62.
- Cooper, M. A., Addison, F., Alvarez, R., Coral, M., Graham, R. ., Hayward, A. B., Howe, S., Martinez, J., Naar, J., Peñas, R., Pulham, A., & Taborda, A. (1995). Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia: Reply. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 79(10), 1421–1443.
- Cortes Gómez, D. M. (2012). *Estimación de densidad y tendencia de las fracturas utilizando ondas P.* [Universidad Nacional de Colombia].
- Etayo-Serna, F., Montoya Arenas, D., Moreno Sánchez, G., Terraza Melo, R., & Guzmán

- Ospitia, G. (2020). *Estudios geológicos y paleontológicos sobre el Cretácico en la región del embalse del río Sogamoso, Valle Medio del Magdalena: Vol. XXIII.*
- Gómez-Herrera, J. E., Rodríguez-Morán, O., Fajardo-Fernández, Y., Hernández-León, J., del Toro, J. A. A., Domínguez-Sardiñas, Z., & de la Fuente, L. J. (2020). Metodología y aplicación de atributos sísmicos en la modelación de facies para zonas potencialmente productoras de gas. Área Santa Cruz-Jibacoa, Cuba. *Boletín de Geología*, 42(2), 69-87.
- Gómez, L. A., Patiño, A., Renzoni, G., Beltrán, A., Quintero, C., & Manrique, M. (2008). *Cartografía Geológica y Muestreo Geoquímico escala 1:100.000 de las Planchas 119 Barrancabermeja, 134 Puerto Parra, 149 Puerto Serviez y 150 Cimitarra del Valle Medio del Río Magdalena 11. 95.*
<http://aplicaciones1.sgc.gov.co/sicat/html/ConsultaBasica.aspx>
- Haagsma, A. J. (2013). Seismic refraction analysis of East River Flats, Minneapolis, Minnesota.
- Herron, D. A. (2011). First steps in seismic interpretation. Society of Exploration Geophysicists.
- INGEOMINAS. (2003). UPPER CRUST MODELS OF COLOMBIA. *Ministerio de Minas y Energía.*
- INGEOMINAS. (2008). *Cartografía Geológica y Muestreo Geoquímico escala 1:100.000 de las Planchas 119 Barrancabermeja, 134 Puerto Parra, 149 Puerto Serviez y 150 Cimitarra del Valle Medio del Río Magdalena 11.*
- Jaimes Castiblanco, E., & López Hernpandez, O. (2015). *CONTRIBUCIÓN AL CONOCIMIENTO GEOLÓGICO DEL SECTOR SUROESTE DE LA PLANCHA 120-III-C, VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.* Universidad Industrial de Santander.
- Jimenez, G., López, O., Jaimes, L., & Mier Umaña, R. (2016). Variaciones en el estilo

- estructural relacionado con anisotropías de basamento en el Valle Medio del Magdalena. *Revista de La Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales*, 40(155), 312–319.
- Kastillo Estrella, G. S., & Raura Salinas, J. L. (2013). Adquisición e interpretación sísmica 3d en el campo llumpak del oriente ecuatoriano.
- Liner, C. L. (2004). *Elements of 3D Seismology*: Pennwell Corporation. Tulsa, Oklahoma.
- López moreno, m. Á., & vargas vargas, I. I. (2019). *Determinación de la configuración del estado mecánico de completamiento, basado en los parámetros de inyección de polímero para la reducción de la degradación mecánica* (Vol. 167). Fundación Universidad de América.
- Lozano, E., & Zamora, N. (2014). *Compilación de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. SGC*, 1–27.
- Macías, Y., & Cabanzo, M. (2017). *Análisis y caracterización estructural de zonas transversales en el bloque colgante de la Falla del Suárez*. Universidad Industrial de Santander.
- Madero, H. D., Rueda, J. P., Ortiz, A., & Colegial, J. D. (2010). Análisis Estratigráfico para las arenas de la Formación Mugrosa en área piloto del Campo Llanito. *Boletín de Geología*, 32(1), 27-44.
- Makame, A. A. (2017). *2D Petroleum System Modelling of two Seismic lines in the Western Part of the Hammerfest Basin* (Issue August).
- McCarthy, K., Rojas, K., Niemann, M., Palmowski, D., Peters, K., Stankiewicz, A. 2011. La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. *Oilfield Review*. Schlumberger, nro 23, p 36-47.
- Mojica, J., & Franco, R. (1992). Estructura y evolución tectónica del valle Medio y Superior

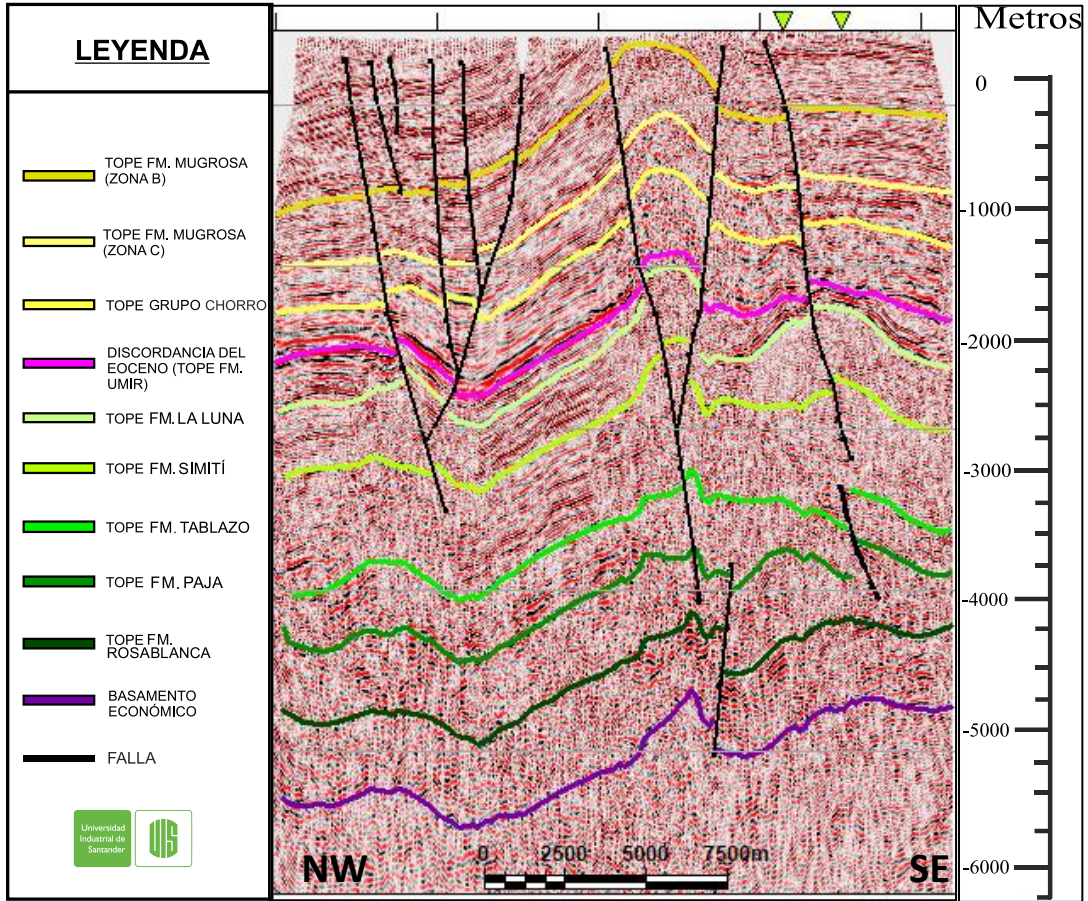
- de Magdalena, Colombia. *Geol. Colomb*, 17, 41–64.
- Morales, L. G., Podesta, D. J., Hatfield, W. C., Tanner, H., Jones, S. H., Barker, M. H., J., O. D., Moler, C. E., Dubois, E. P., Jacobs, C., & Goss, C. R. (1958). General geology and oil occurrences of middle Magdalena Valley, Colombia. *Habitat of Oil*, 641–695.
- OCHOA, H. (2010). Análisis Estructural del Campo Colorado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio, Colombia [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas.
- Oldenburg, D. Jones, F. Heagy, L. Cockett, R. Astic, T. Devriese, S & Kang, S. (2017). Physical Properties Seismic velocity. GPG. https://gpg.geosci.xyz/content/physical_properties/seismic_velocity_duplicate.html
- Peters, K. E. (1986). Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 70(3), 318–329. <https://doi.org/10.1306/94885688-1704-11d7-8645000102c1865d>
- Peters, K. E., & Cassa, M. R. (1994). Applied Source Rock Geochemistry. En: Magoon, L.B & Dow, W.G, eds., *The Petroleum System-from source to trap*. AAPG, 93-120.
- Pigott, J. D., Kang, M. H., & Han, H. C. (2013). First order seismic attributes for clastic seismic facies interpretation: Examples from the East China Sea. *Journal of Asian Earth Sciences*, 66, 34-54.
- Quiroga Castaños, A., & Gainza, L. R. (1990). Curso sinóptico de geoquímica del petróleo. YPFB, 11(4), 303-506.
- Reading. H. G., 1998, *Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy*: Reino Unido, Blackwell Science Ltd, 704 páginas.
- Roksandić, M. M. (1978). Seismic facies analysis concepts. *Geophysical Prospecting*, 26(2), 383-398.

- Royero, M. J., & Clavijo, J. (2001). Memoria explicativa del mapa geológico generalizado del departamento de Santander, escala 1:400.000. *Ingeominas*, 256. <https://doi.org/10.1016/j.ceramint.2018.01.234>
- Sánchez, J., Horton, B. K., Tesón, E., Mora, A., Ketcham, R. A., & Stockli, D. F. (2012). Kinematic evolution of Andean fold-thrust structures along the boundary between the Eastern Cordillera and Middle Magdalena Valley basin, Colombia. *Tectonics*, 31(3).
- Sarhan, M. A., & Safa, M. G. (2017). Application of Seismic Attributes for Detecting Different Geologic Features within Kafr El Sheikh Formation, Tamsah Concession, Nile Delta Basin. *Scientific Journal for Damietta Faculty of Science*, 7.
- Sarmiento, G., Puentes, J., & Sierra, C. (2015). Evolución Geológica y estratigráfica del sector norte del VMM. *Geología Norandina*, 12, 51–83.
- Sarmiento, L. . (2011). Geology and Hydrocarbon Potential Regional Geology of Colombia. *ANH*, 11, 193.
- Schlumberger*. (s.f.). Obtenido de <https://www.software.slb.com/products/petromod>
- Sheriff, R. E., & Geldart, L. P. (1995). Exploration seismology. Cambridge university press.
- Suárez R, C. O. (2016). *Arenas basales del Cretáceo inferior, potencial roca hidrocarburífera en la región central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia* [Universidad Nacional de Colombia].
- Zafra, E. (2013). Cartografía geológica del Campo Colorado a escala 1: 25.000. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.

Apéndices

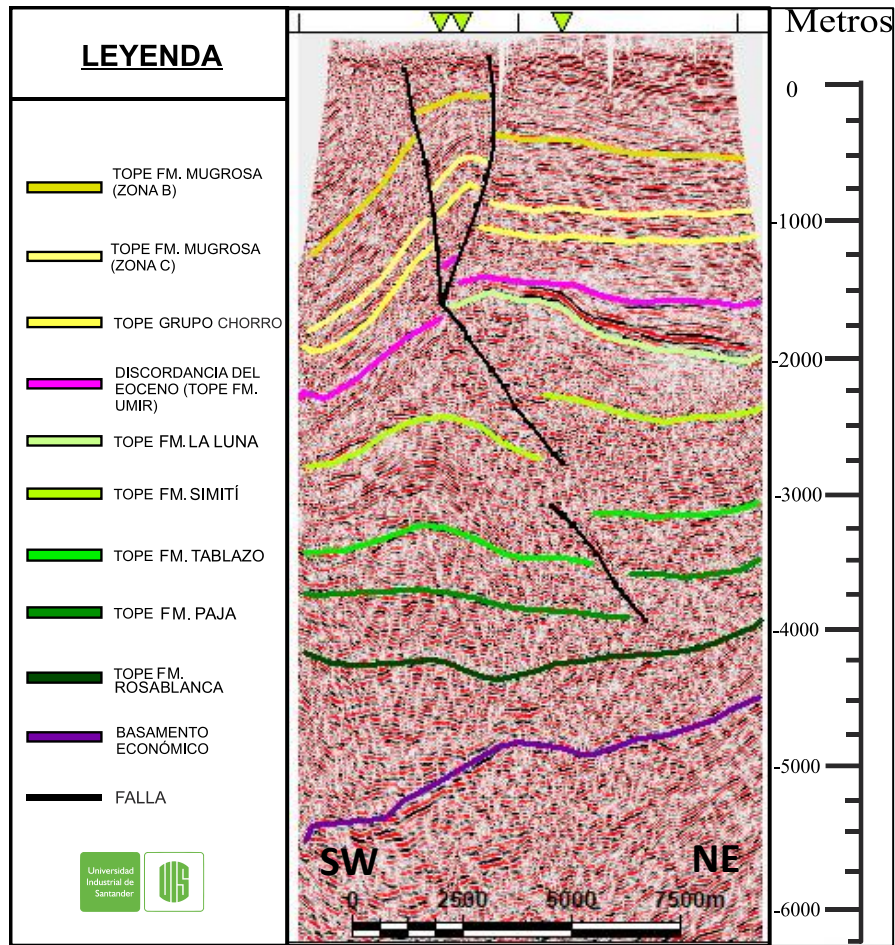
Apéndice A.

Línea sísmica DM-1989-1470 interpretada y migrada a profundidad.



Apéndice B.

Línea sísmica PMS-1998-1700 interpretada y migrada a profundidad.



Apéndice C.

Línea sísmica PMS-1998-370 interpretada y migrada a profundidad.

