

**Análisis de Sistemas Petrolíferos en la Faja Plegada de la Zona Axial de la Cordillera  
Oriental Colombiana.**

**Brayan Nicolás Tarazona Díaz**

**Trabajo de Grado para optar al título de:  
Geólogo**

**Director:**

**Andrés Roberto Mora Bohórquez**  
PhD en Geología.

**Co-director:**

**Jorge Eduardo Pinto Valderrama**  
Geólogo candidato a PhD.  
Docente Escuela de Geología, UIS.

**Juan Sebastián Carvajal Torres**  
Geólogo Bsc.

**Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas  
Escuela de Geología  
Bucaramanga**

**2017**

## DEDICATORIA

A Dios, gracias por ponerme en el viaje de la vida.

Papá, mamá, gracias por el amor incondicional, por ser mi ejemplo, mi guía; por creer en mí, por

darme la oportunidad de brotar y echar raíces.

A mi hermana Karen, por ser mi apoyo, por enseñarme lo valioso de la vida, por ser mi amiga,

mi todo.

A Gaby, Luciana, Victoria, mi familia, ustedes han sido mi sustento de lucha en cada paso que

doy.

A mi angelito, ese que me cuida desde lejos.

A Vodka por acompañarme siempre.

**Nicolás**

## AGRADECIMIENTOS

Al Doctor Andrés Mora, por darme la oportunidad de ser parte de este increíble proyecto y guiarme en este proceso de aprendizaje.

A Jorge Eduardo Pinto, Juan Sebastián Carvajal, Nelson Sánchez y José Porras por toda la colaboración y el tiempo invertido en este proyecto.

A Melissa, por haber sido mi compañía, amiga y tutora en los primeros años de carrera.

A los profesores de la escuela de Geología de la Universidad Industrial de Santander, por depositar sus conocimientos y ayudar a forjar el profesional que soy hoy en día.

La corriente del río nos va poniendo en distintos caminos con su avanzar, pero es grato chocarse con rocas tan increíbles en su recorrido. Cabeza de piña (Paula), Yuya, Silvia, Alejis, Mariana, Paula Melendez, Juli, Carvi, Contri, Freddy, Dilan, Cristian, Flori, Luki. Por todas las experiencias, por la incondicionalidad, por querer estar y ser parte de esa familia que se tiene la dicha de escoger, a los conejos, simplemente gracias...

A mis amigos del colegio, Mao, Tatis, Reyes, quien iba a pensar que íbamos a llegar tan lejos... juntos.

## Tabla de Contenido

Introducción .....	24
1. Objetivos.....	25
1.1. Objetivo General .....	25
1.2. Objetivos Específicos.....	25
2. Planteamiento del Problema .....	26
2.1. Justificación del Problema .....	27
2.2. Alcances del Trabajo.....	28
3. Localización del Área de Estudio.....	29
4. Marco Conceptual .....	30
4.1. Evolución Geológica.....	30
4.2. Sistema Petrolífero .....	37
4.2.1. Roca Generadora.....	37
4.2.2. Roca Reservorio.....	37
4.2.3. Roca Sello .....	38
4.2.4. Trampas.....	38
4.2.5. Roca Sobrecarga .....	39
4.3. Geología Estructural.....	40
5. Marco teórico.....	45

5.1.	Estructuras Anticlinales con Cierre Estructural en Cuatro Direcciones y “Plunge” o “Inmersión” en una Dirección. ....	45
5.2.	Sistema Petrolífero .....	48
5.3.	Cocinas de Hidrocarburos .....	49
5.4.	Secciones Estructurales 2D .....	51
5.5.	Modelado de Cuencas Sedimentarias.....	55
6.	Metodología .....	57
6.1.	Etapa 1. Recopilación, Selección y Organización de Información.....	57
6.1.1.	Información Bibliográfica:.....	57
6.1.2.	Selección de Información: .....	58
6.2.	Etapa 2. Definición del Área de Estudio .....	58
6.2.1.	Criterio 1: Preservación de un Espesor Considerable de Roca.....	59
6.2.2.	Criterio 2: Presencia de Trampas Estructurales Potenciales de Hidrocarburos.....	61
6.2.3.	Criterio 3: Presencia de Sinclinales Profundos Adyacentes a las Trampas Estructurales.....	63
6.3.	Etapa 3. Determinación de Trampas Estructurales Presentes a lo largo del Área de Estudio, localizada en la Zona Axial de la Cordillera Oriental. ....	65
6.3.1.	Criterio 1: Estructuras Anticlinales con Cierre en Cuatro Direcciones (4-way dip closure) y en Tres Direcciones (3-way dip closure), con “plunge” o “inmersión” en una Dirección. ....	66
6.3.2.	Criterio 2: Presencia de los Elementos que Conforman un Sistema Petrolífero en las Estructuras Previamente Seleccionadas.....	66

6.3.3.	Criterio 3: Existencia de “Cocinas de Hidrocarburos” Adyacentes a los Anticlinales con Cierre en Cuatro y Tres Direcciones.....	67
6.4.	Etapa 4. Construcción y Balanceo de Secciones Estructurales 2D .....	67
6.5.	Etapa 5. Elaboración del Modelamiento 1D .....	76
6.5.1.	Datos de Entrada.....	78
6.5.2.	Condiciones Limite.....	80
6.5.3.	Calibración.....	86
7.	Resultados y Discusión.....	93
7.1.	Zona de Estudio Determinada .....	93
7.2.	Trampas Estructurales Determinadas en el Área de Estudio, Localizada en la Zona Axial de la Cordillera Oriental.....	95
7.2.1.	Anticlinal de Suesca.....	97
7.2.2.	Anticlinal de San José.....	99
7.2.3.	Anticlinal de Nemocón .....	101
7.2.4.	Anticlinal de Guatavita .....	103
7.2.5.	Anticlinal de Sopó-Sesquilé.....	105
7.3.	Procesos de Generación y Expulsión de Hidrocarburos en la Zona de Estudio. ....	107
7.3.1.	Historia de Subsistencia.....	111
7.3.2.	Cocina de Suesca .....	114
7.3.3.	Cocina de Checua-Lenguazaque.....	122

7.3.4.	Cocina de Sesquilé.....	129
7.4.	Sincronismo en los Procesos de Generación, Expulsión y Migración de Hidrocarburos en la Zona de Estudio. ....	151
8.	Conclusiones.....	158
9.	Recomendaciones.....	163
	Referencias bibliográficas.....	165

## Lista de Figuras

- Figura 1.** En el recuadro verde se observa la localización del área de estudio, ubicada sobre la Zona Axial de la cordillera oriental colombiana. cordillera oriental (CO), cordillera central (CC), cordillera occidental (COC)..... 29
- Figura 2.** Interacción entre placas tectónicas en el borde nor-occidental de suramérica. Adaptado de Parra et al. (2009)..... 30
- Figura 3.** Estratigrafía regional a lo largo del tiempo geológico y patrones de llenado en la cuenca de la cordillera oriental, el flanco del valle medio del magdalena y la cuenca llanos. en el recuadro rojo se observa la estratigrafía utilizada para la zona de estudio. Adaptado de Mora et al. (2010).  
..... 32
- Figura 4.** Modelo secuencial de desarrollo tectónico regional para la cordillera oriental, el valle medio del magdalena y la cuenca llanos. Adaptado de Cooper et al. (1995). ..... 33
- Figura 5.** Paleoelevación inferida de reconstrucciones altitudinales de vegetación basada en las características del polen y asociaciones paleobotánicas en las secciones del salto del tequendama-i y ii, rio frio-17, subachoque-39, facatativa-13 y guasca-103. núcleos sedimentológicos funza-2. las secciones están localizadas en zonas aledañas a la cuenca de bogotá. Adaptado de Mora et al. (2008)..... 36
- Figura 6.** Corte geológico combinado con el modelo digital de elevación mostrando las principales fallas de la cordillera oriental y los principales dominios en los que se divide. hacia el este el piedemonte llanero, al este el valle del magdalena y en la parte central, la Zona Axial, en donde se ubica la zona de estudio (recuadro rojo). Adaptado de mora et al. (2008). 41

**Figura 7.** Dirección general de las principales fallas regionales y los límites regionales que separan la cordillera oriental de las cuencas del valle medio del Magdalena y llanos. Ubicación de la zona de trabajo (recuadro amarillo). Adaptado de García y Jiménez (2015). ..... 42

**Figura 8.** Principales estructuras presentes en la zona de estudio. Modificado de mapa geológico tomado y modificado de las planchas 209 (Montoya y Reyes, 2003) y 228 (Buitrago y Terraza, 2008) del Servicio Geológico Colombiano. .... 44

**Figura 9.** Anticlinal cerrado en cuatro direcciones (4-way dip closure). Adaptado de Dolson (2016). .... 46

**Figura 10.** A. Contornos estructurales esquemáticos de un “thrust fold” típico mostrando la posición del empuje subyacente. Los cierres longitudinal y transversal están descritos separadamente. B. Sección transversal longitudinal. Restauración de un pliegue mostrando el acortamiento en la dirección transversal. Adaptado de Gay (1999). .... 47

**Figura 11.** Estructura típica de un “thrust fold” mostrando las causas del estrés en las componentes longitudinales y transversales. Adaptado de Gay (1999). .... 47

**Figura 12.** Elementos esenciales de un sistema petrolífero. Adaptado de Tissot y Welte (1978). ..... 48

**Figura 13.** Cocinas de hidrocarburos o depresiones generadoras de petróleo. Adaptado de Demaison (1984). .... 49

**Figura 14.** Depresiones generadoras de hidrocarburos localizadas seguidamente de altos estructurales. Adaptado de Tissot y Welte (1978). .... 50

**Figura 15.** Rutas de migración secundaria en las cocinas de hidrocarburos. a. efecto de una cocina elongada sobre la dirección de migración. b. la migración se concentra en altos regionales

en el área de drenaje de la cuenca y podría atravesar largas distancias desde la cocina de hidrocarburos. Adaptado de Demaison (1984). ..... 51

**Figura 16.** Coherencia en la longitud de las capas. Adaptado de Dahlstrom (1969). ..... 52

**Figura 17.** Inconsistencias en secciones estructurales en la columna izquierda (sufijo e). correcciones en la columna derecha (sufijo s), (a) el bloque colgante está sobre el nivel regional (línea punteada), (b) el bloque colgante está por debajo del nivel regional. (c) los ángulos de “cutoff” del bloque colgante son mucho menores que los correspondientes ángulos de “cutoff” en el bloque yacente. (d) estratos diferentes están truncados en las correspondientes rampas del bloque colgante y yacente. Adaptado de Wilkerson y Dicken (2001). ..... 54

**Figura 18.** Modelamiento de cuencas y sistemas petrolíferos (bpsm) reconstruye la depositación de la roca generadora, reservorio, sello y sobrecarga y los procesos de entrampamiento y acumulación generación, migración y acumulación del pasado (izquierda) al presente (derecha). Adaptado de Mubarak et al. (2009). ..... 56

**Figura 19.** En los recuadros de color negro se observan los sectores de la cordillera oriental donde se encuentran aflorando rocas del cenozoico, lugares donde se dio la preservación de un gran espesor de roca. .... 60

**Figura 20.** En color azul se observan las trampas estructurales seleccionadas preliminarmente mediante el análisis de la geología de superficie de la cordillera oriental. .... 62

**Figura 21.** Sinclinales profundos seleccionados mediante la geología superficial realizada por el icp (2009) ..... 64

**Figura 22.** Modelo de elevación digital cargado en el software move 2013.1, el cual fue usado para construir las secciones estructurales. .... 69

<b>Figura 23.</b> Mapa geológico de la cordillera oriental icp (2009) usado como base para la construcción de las secciones estructurales. ....	69
<b>Figura 24.</b> Contactos de las unidades geológicas presentes en la zona de estudio (recuadro negro) .....	70
<b>Figura 25.</b> Datos de buzamiento vistos en planta en el software move para la zona de estudio. 72	
<b>Figura 26.</b> Distribución y localización de las 5 secciones estructurales construidas en la zona de estudio .....	73
<b>Figura 27.</b> Proyección de contactos de las unidades y datos de buzamiento en la topografía. ..	74
<b>Figura 28.</b> Horizontes y fallas construidos a lo largo de la sección estructural.....	75
<b>Figura 29.</b> Flujo de trabajo usado para realizar el modelamiento 1D. ....	77
<b>Figura 30.</b> Perfil batimétrico generalizado fuente: tomado de caro y serrano (2014). ....	81
<b>figura 31.</b> ejemplo de la gráfica de paleo water depth/pwd para el pseudopozo CL-1 .....	81
<b>figura 32.</b> grafica de la medida global de la temperatura (Basaso en Wygrala, 1989) para el área de estudio. ....	82
<b>Figura 33.</b> Ejemplo de emperatura de interfase agua-sedimento para el pseduopozo cl-1. ....	83
<b>Figura 34.</b> Ejemplo de los datos de entrada del módulo “crustal model” en la herramienta de mckensie hf.....	84
<b>Figura 35.</b> Flujo de calor al tope del basamento en distintos lugares de colombia. valle medio (VM), cordillera oriental (CO), llano (LLA). Adaptado de Sarmiento (2001). ....	85
<b>Figura 36.</b> Ubicación de pseudopozos simulados (puntos en color negro) en el mapa geotérmico de colombia realizado por vargas et al. (2009). Adaptado de Vargas et al. (2009). ....	87
<b>Figura 37.</b> Ubicación de pseudopozos (puntos en color negro) en el mapa de temperatura media anual entre 1981-2010 (ideam, 2014). Adaptado de IDEAM, 2014.....	88

<b>Figura 38.</b> <i>Calculo de reflectancia de vitrinita a partir de datos de termocronología, mediante la gráfica presentada por Barker y Pawlewics (1994).</i> .....	89
<b>Figura 39.</b> <i>Ejemplo de calibración de los datos de reflectancia de vitrinita con el flujo de calor para el pseudopozo CL-1.</i> .....	90
<b>Figura 40.</b> <i>Ejemplo de la curva de flujo de calor a lo largo del tiempo geológico para el pseudopozo CL-1.</i> .....	90
<b>Figura 41.</b> <i>Metodología de trabajo.</i> .....	92
<b>Figura 42.</b> <i>El recuadro negro enmarca la zona de estudio. dentro de él, se observan en color negro los pliegues y en color rojo las fallas. mapa tomado y modificado del mapa realizado por el grupo de geología estructural, proyecto de cuencas subandinas, Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), 2009.</i> .....	94
<b>Figura 43.</b> <i>Trampas estructurales y cocinas determinadas en el área de estudio, localizada en la Zona Axial de la Cordillera Oriental, siguiendo los criterios anteriormente expuestos.</i> .....	96
<b>Figura 44.</b> <i>Anticlinal de Suesca (AS), formando una trampa estructural con cierre estructural en cuatro direcciones y mostrando “plunge” hacia el sur. en color rojo se observa el trazo de la sección estructural A-A’.</i> .....	97
<b>Figura 45.</b> <i>Sección estructural A-A’ ubicada lo largo del Anticlinal de Suesca y áreas adyacentes.</i> .....	98
<b>Figura 46.</b> <i>Anticlinal de San José (ASJ), formando una trampa estructural con cierre estructural en cuatro direcciones y mostrando “plunge” hacia el sur. en color rojo se observa el trazo de la sección estructural B-B’.</i> .....	99
<b>Figura 47.</b> <i>Sección estructural B-B’ ubicada a lo largo del Anticlinal de San José y áreas adyacentes.</i> .....	100

**Figura 48.** *Anticlinal de Nemocón (AN), formando una trampa estructural con cierre estructural en cuatro direcciones y mostrando “plunge” hacia el sur. en color rojo se observa el trazo de la sección estructural C-C’..... 101*

**Figura 49.** *Sección estructural C-C’ ubicada a lo largo del Anticlinal de Nemocón y áreas adyacentes..... 102*

**Figura 50.** *Anticlinal de Guatavita (AG), formando una trampa estructural con cierre estructural en cuatro direcciones y mostrando “plunge” hacia el sur. en color rojo se observa el trazo de la sección estructural D-D’..... 103*

**Figura 51.** *Sección estructural D-D’ ubicada a lo largo del Anticlinal de Guatavita y áreas adyacentes..... 104*

**Figura 52.** *Anticlinal de Sopo-Sesquilé (ASS), formando una trampa estructural con cierre estructural en cuatro direcciones y mostrando “plunge” hacia el sur. en color rojo se observa el trazo de la sección estructural E-E’ ..... 105*

**Figura 53.** *Sección estructural E-E’ ubicada a lo largo del anticlinal de Sopó-Sesquilé y áreas adyacentes..... 106*

**Figura 54.** *Mapa de localización de los modelos 1d realizados en la zona de estudio. (AS) Anticlinal de Suesca, (AN) Anticlinal de Nemocón, (ASJ) Anticlinal de San José, (AG) Anticlinal de Guatavita, (ASS) Anticlinal de Sopo-Sesquilé.....110*

**Figura 55.** *Historia de subsidencia para los 19 pseudopozos construidos en la zona de estudio para el escenario 1..... 112*

**Figura 56.** *Historia de subsidencia para los 19 pseudopozos construidos en la zona de estudio para el escenario 2..... 113*

<b>Figura 57.</b> Grafica de temperatura de los pseudopozos modelados para el escenario 1, localizados en la cocina de Suesca. las cruces de color negro corresponden a los valores de calibración de BHT calculados.....	115
<b>Figura 58.</b> Grafica de temperatura de los pseudopozos modelados para el escenario 2, localizados en la cocina de Suesca. las cruces de color negro corresponden a los valores de calibración de BHT calculados.....	116
<b>Figura 59.</b> Graficas de reflectancia de vitrinita de los pseudopozos modelados para el escenario 1, localizados en la cocina de Suesca.....	117
<b>Figura 60.</b> Graficas de reflectancia de vitrinita de los pseudopozos modelados para el escenario 2, localizados en la cocina de Suesca.....	118
<b>Figura 61.</b> Evolución de la tasa de transformación a lo largo del tiempo geológico para los pseudopozos localizados en la cocina de Suesca. ....	119
<b>Figura 62.</b> Expulsión de hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico para los pseudopozos localizados en la cocina de Suesca.....	121
<b>Figura 63.</b> Grafica de temperatura de los pseudopozos modelados para el escenario 1, localizados en la cocina de Checua-Lenguazaque. las cruces de color negro corresponden a los valores de calibración de BHT calculados. ....	123
<b>Figura 64.</b> Grafica de temperatura de los pseudopozos modelados para el escenario 2, localizados en la cocina de Checua-Lenguazaque. las cruces de color negro corresponden a los valores de calibración de BHT calculados. ....	124
<b>Figura 65.</b> Graficas de reflectancia de vitrinita de los pseudopozos modelados para el escenario 1, localizados en la cocina de Checua-Lenguazaque.....	125

<b>Figura 66.</b> Graficas de reflectancia de vitrinita de los pseudopozos modelados para el escenario 2, localizados en la cocina de Checua-Lenguazaque .....	125
<b>Figura 67.</b> Evolución de la tasa de transformación a lo largo del tiempo geológico de los pseudopozos construidos para el escenario 1, localizados en la cocina de Checua-Lenguazaque. ....	126
<b>Figura 68.</b> Evolución de la tasa de transformación a lo largo del tiempo geológico de los pseudopozos construidos para el escenario 2, localizados en la cocina de Checua-Lenguazaque. ....	127
<b>Figura 69.</b> Expulsión de hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico para los pseudopozos del escenario 1, localizados en la cocina de Checua-Lenguazaque.....	128
<b>Figura 70.</b> Expulsión de hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico para los pseudopozos del escenario 1, localizados en la cocina de Checua-Lenguazque.....	128
<b>Figura 71.</b> Grafica de temperatura de los pseudopozos modelados para el escenario 1, localizados en la cocina de Sesquilé. las cruces de color negro corresponden a los valores de calibración de BHT calculados.....	130
<b>Figura 72.</b> Grafica de temperatura de los pseudopozos modelados para el escenario 2, localizados en la cocina de Sesquilé. las cruces de color negro corresponden a los valores de calibración de BHT calculados.....	131
<b>Figura 73.</b> Graficas de reflectancia de vitrinita de los pseudopozos modelados para el escenario 1, localizados en la cocina de Sesquilé.....	133
<b>Figura 74.</b> Graficas de reflectancia de vitrinita de los pseudopozos modelados para el escenario 2, localizados en la cocina de Sesquilé.....	134

<b>Figura 75.</b> evolución de la tasa de transformación a lo largo del tiempo geológico de los pseudopozos construidos para el escenario 1, localizados en la cocina de Sesquilé.	135
<b>Figura 76.</b> Evolución de la tasa de transformación a lo largo del tiempo geológico de los pseudopozos construidos para el escenario 2, localizados en la cocina de sesquilé.	136
<b>Figura 77.</b> Expulsión de Hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico para los pseudopozos del escenario 1, localizados en la cocina de Sesquilé.....	132
<b>Figura 78.</b> Expulsión de hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico para los pseudopozos del escenario 2, localizados en la cocina de Sesquilé	138
<b>Figura 79.</b> Grafica de temperatura de los pseudopozos modelados para el escenario 1, localizados en la cocina de Sisga. las cruces de color negro corresponden a los valores de calibración de BHT calculados.	140
<b>Figura 80.</b> Grafica de temperatura de los pseudopozos modelados para el escenario 2, localizados en la cocina Sisga. las cruces de color negro corresponden a los valores de calibración de BHT calculados. ....	141
<b>Figura 81.</b> Graficas de reflectancia de vitrinita de los pseudopozos modelados para el escenario 1, localizados en la cocina de Sisga. ....	143
<b>Figura 82.</b> Graficas de reflectancia de vitrinita de los pseudopozos modelados para el escenario 2, localizados en la cocina de Sisga. ....	144
<b>Figura 83.</b> Evolución de la tasa de transformación a lo largo del tiempo geológico de los pseudopozos construidos para el escenario 1, localizados en la cocina de Sisga. ....	146
<b>Figura 84.</b> Evolución de la tasa de transformación a lo largo del tiempo geológico de los pseudopozos construidos para el escenario 2, localizados en la cocina de Sisga. ....	147

- Figura 85.** Expulsión de hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico para los pseudopozos del escenario 1, localizados en la cocina de Sisga..... 149
- Figura 86.** Expulsión de hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico para los pseudopozos del escenario 2, localizados en la cocina de Sisga..... 150
- Figura 87.** Mapa de generación de hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico para los modelos simulados en el escenario 1 de la Formación Chipaque. (AS) anticlinal de Suesca, (AN) anticlinal de Nemocón, (ASJ) anticlinal de San José, (AG) anticlinal de Guatavita, (ASS) anticlinal de Sopó-Sesquilé..... 152
- Figura 88.** Mapa de generación de hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico para los modelos 1d simulados en el escenario 2 de la Formación Chipaque. (AS) anticlinal de Suesca, (AN) anticlinal de Nemocón, (ASJ) anticlinal de San José, (AG) anticlinal de Guatavita, (ASS) anticlinal de Sopó-Sesquilé..... 153
- Figura 89.** Mapa de expulsión de hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico para los modelos 1d simulados en el escenario 1 de la Formación Chipaque. (AS) anticlinal de Suesca, (AN) anticlinal de Nemocón, (ASJ) anticlinal de San José, (AG) anticlinal de Guatavita, (ASS) anticlinal de Sopó-Sesquilé..... 154
- Figura 90.** Mapa de expulsión de hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico para los modelos 1d simulados en el escenario 2 de la Formación Chipaque. (AS) anticlinal de Suesca, (AN) anticlinal de Nemocón, (ASJ) anticlinal de San José, (AG) anticlinal de Guatavita, (ASS) anticlinal de Sopó-Sesquilé..... 155

## Lista de Tablas

<i>Tabla 1. Ejemplo de archivo de datos de buzamiento, los cuales fueron insertados al software move 2013.1 y se obtuvieron de las planchas 209 y 228 del servicio geológico colombiano.....</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 2. Fuente de las edades usadas para la elaboración de los modelos 1d.....</i>	<i>78</i>
<i>Tabla 3. Edades de deposición, erosión y espesor para todas las formaciones, elementos que conforman el sistema petrolífero y propiedades geoquímicas para el modelamiento 1d.....</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 4. Ubicación y nomenclatura de los 19 pseudopozos modelados a lo largo de la zona de estudio.....</i>	<i>109</i>

## Apéndices

*Apéndice 1. Historias de Subsistencia de los pseudopozos construidos para los escenarios 1.*

*Apéndice 2. Historias de Subsistencia de los pseudopozos construidos para los escenarios 2.*

*Apéndice 3. Mapa de Generación de hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico para los modelos 1D simulados en el escenario 1 de la formación Chipaque.*

*Apéndice 4. Mapa de Generación de hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico para los modelos 1D simulados en el escenario 2 de la formación Chipaque.*

*Apéndice 5. Mapa de Expulsión de hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico para los modelos 1D simulados en el escenario 1 de la formación Chipaque.*

*Apéndice 6. Mapa de Expulsión de hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico para los modelos 1D simulados en el escenario 2 de la formación Chipaque*

## Resumen

**TITULO:** ANÁLISIS DE SISTEMAS PETROLÍFEROS EN LA FAJA PLEGADA DE LA ZONA AXIAL DE LA CORDILLERA ORIENTAL COLOMBIANA\*.

**AUTOR:** BRAYAN NICOLÁS TARAZONA DÍAZ\*\*.

**PALABRAS CLAVE:** ZONA AXIAL DE LA CORDILLERA ORIENTAL, TRAMPAS ESTRUCTURALES, COCINAS, SECCIONES ESTRUCTURALES, MODELAMIENTO GEOQUIMICO.

### DESCRIPCIÓN:

Mediante el mapa de geología superficial realizado por el Instituto Colombiano del Petróleo - ICP en el año 2009, se determinó un área potencialmente prospectiva de hidrocarburos, siguiendo tres criterios, la cual se ubica en la faja plegada de la Zona Axial de la Cordillera Oriental Colombiana. En ella, se seleccionaron estructuras anticlinales que conformaran trampas estructurales con cierre en 4 y 3 direcciones, e inmersiones en sus ejes de pliegue en una o dos direcciones. Las cuales corresponden a los anticlinales de Suesca, Nemocón, San José, Sopó-Sesquilé y Guatavita. Mediante secciones estructurales balanceadas 2D, se reconstruyó su geometría con la menor incertidumbre posible, tomando como base mapas de geología de superficie, modelos de elevación digital y datos de campo publicados. Además, mediante información estratigráfica, sedimentológica, geoquímica, estructural, termocronología y de evolución termal, se simuló 19 modelos 1D, aplicando dos escenarios límite, a lo largo de los sinclinales de Suesca, Checua - Lenguaque, Sesquilé y Sisga, los cuales se encuentran ubicados adyacentes a dichas estructuras anticlinales; y mediante los resultados obtenidos se construyeron mapas de generación y expulsión de hidrocarburos que permitieron cuantificar cualitativamente la evolución de los sistemas petrolíferos asociados a la faja plegada de la Zona Axial de la Cordillera Oriental Colombiana.

---

\*Trabajo de Grado

\*\*Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geología. Director: Andrés Roberto Mora Bohórquez, PhD.

## Abstract

**TITLE:** ANALYSIS OF PETROLEUM SYSTEMS IN THE FOLDED BELT OF THE AXIAL ZONE OF THE COLOMBIAN EASTERN CORDILLERA \*.

**AUTHOR:** BRAYAN NICOLÁS TARAZONA DÍAZ \*\*

**KEYWORDS:** AXIAL ZONE OF THE EASTERN CORDILLERA, STRUCTURAL TRAPS, KITCHENS, STRUCTURAL SECTIONS, GEOCHEMICAL MODELING.

### DESCRIPTION:

Through Surface geology was determined a potencial prospective area of hydrocarbons, located in the Axial Zone of the Eastern Cordillera. In it, were selected anticline structures that form structural traps with four and three way dip closure, and *plunge* in one or two directions. Those structures correspond to the Suesca, Nemocón, San José, Sopó-Sesquilé and Guatavita anticlines. With 2D balanced structural sections, was reconstructed their geometry with the less uncertainty possible, based on surface geology, digital elevation models and published field data. In addition, along to the Suesca, Checua - Lenguazaque, Sesquilé and Sisga synclines, wich are located adjacent to the anticlines structures, nineteen 1D models were simulated applying two limit settings, using stratigraphical, sedimentological, geochemical, thermochronological and thermal evolution information. Finally through the obtained results, maps of generation and expulsion were built in order to qualify the evolution of petroleum systems associated with the folded belt of the Axial Zone of the Eastern Cordillera of Colombia.

---

\*Bachelor Thesis.

\*\*Faculty of Physicochemical Engineering. School of Geology. Director: Andrés Roberto Mora Bohórquez, PhD.

## Introducción

La Zona Axial de la Cordillera Oriental de Colombia se encuentra entre los cinturones invertidos de la cuenca del Valle del Magdalena y el piedemonte llanero, dentro de los departamentos de Cundinamarca y Boyacá. Dicho sector ha sido objeto de investigación de gran cantidad de estudios (sedimentológicos, estratigráficos, geoquímicos, estructurales, geofísicos, mineralógicos, etc.), que han demostrado la presencia de recursos tales como: esmeraldas, materiales para construcción, carbones e hidrocarburos, entre otros. Este proyecto, se localiza al NE de la ciudad de Santa fe de Bogotá al interior de esta zona. Geológicamente, se caracteriza por la presencia de rocas principalmente Cretácicas y Paleógenas preservadas en su mayoría en anticlinales de baja amplitud y separados por sinclinales de longitud de onda amplia.

En la zona de estudio se encuentran estructuras anticlinales que conforman trampas de tipo estructural con cierre en 4 y 3 direcciones, como consecuencia de la evolución de la zona a lo largo del tiempo geológico. Además, algunas de ellas, presentan “*plunge*” o inmersión en una dirección. Dichas características permiten que estas estructuras sean atractivas para la industria petrolera, ya que podrían contener hidrocarburos almacenados en su interior.

En el presente estudio se reconstruyó la geometría de los anticlinales con la menor incertidumbre posible, empleando secciones estructurales balanceadas, tomando como base, geología de superficie, modelos de elevación digital y datos de campo publicados. Además, mediante información estratigráfica, sedimentológica, geoquímica, termocronológica y de evolución termal, se simuló modelos 1D, a lo largo de los sinclinales adyacentes a dichas estructuras, con el fin de cuantificar la evolución de los sistemas petrolíferos asociados a la faja plegada de la Zona Axial de la Cordillera Oriental, y así, poder predecir la existencia de cocinas activas en el área de estudio actualmente.

## 1. Objetivos

### 1.1. Objetivo General

Combinar el entendimiento evolutivo, diagramas de subsidencia 1D y modelos estructurales que permitan evaluar la prospectividad remanente en áreas potenciales de la Zona Axial de la Cordillera Oriental Colombiana.

### 1.2. Objetivos Específicos

- Selección de áreas de la Cordillera Oriental, donde: se conserve un espesor considerable de roca. Haya la existencia de estructuras que constituyan trampas y, además, cuenten con sinclinales que hayan alcanzado grandes profundidades.
- Definición de aproximadamente dos estructuras con inmersiones fuertes en sus ejes de pliegue en dos o una dirección (*plunge*) y/o cierres contra fallas o todo aquello que defina trampas estructurales potencialmente prospectivas de hidrocarburos. Mediante información geológica de superficie, modelos de elevación digital (DEM), informes y datos de campo.
- Trazo y construcción de secciones estructurales 2D y curvas de subsidencia 1D con el fin de evaluar el potencial de prospectividad de la Zona Axial de la Cordillera Oriental.
- Análisis de los procesos de Generación y expulsión de hidrocarburos, con el fin de determinar la existencia de cocinas activas en áreas potencialmente prospectivas de la Zona Axial de la Cordillera Oriental.

## 2. Planteamiento del Problema

La Cordillera Oriental corresponde a un cinturón plegado con doble vergencia, el cual se origina como resultado de una inversión tectónica que inició en el Paleoceno y que tuvo su momento de mayor deformación durante la orogenia Andina en el Mioceno al Reciente; debido a la compleja evolución, la deformación no se dio con la misma intensidad en toda la cordillera. Por tanto, exhibe tres dominios estructurales con un nivel de riesgo exploratorio característico. Los dominios estructurales de los piedemontes constituyen las áreas de mayor interés exploratorio en rocas reservorio del Cretácico y Cenozoico temprano. Por otro lado, la Zona Axial de la Cordillera Oriental no solo, cuenta con atributos geológicos que la hacen atractiva para la exploración de minerales como el carbón, las esmeraldas o el cemento; sino también para la industria de los hidrocarburos. Ya que, presenta pliegues sinclinales con longitudes de onda y amplitudes mayores que sus adyacentes anticlinales, donde se encuentran rocas generadoras, reservorio y sello con alto potencial hidrocarburífero, las cuales fueron depositadas durante el periodo Cretácico y Paleógeno. Dichas rocas conforman uno de los sistemas petrolíferos más prospectivos del país, no obstante, es importante identificar el momento en que las rocas generadoras expulsaron los hidrocarburos y detectar hacia que estructuras pudo migrar. También, es de suma importancia resolver que parte del hidrocarburo generado migró, pero se perdió debido a procesos erosivos durante el levantamiento de la Cordillera Oriental. Por ende, este trabajo pretende realizar una metodología combinando diagramas de subsidencia 1D y secciones estructurales balanceadas que permitan evaluar la prospectividad remanente en áreas potenciales de la Zona Axial de la Cordillera Oriental de Colombia.

## 2.1. Justificación del Problema

Es común que en determinadas zonas del planeta (ej., La Zona Axial de la Cordillera Oriental de Colombia), los pliegues relacionados con cabalgamientos constituyan trampas de hidrocarburos, albergando tanto gas como petróleo. Este fue uno de los primeros criterios exploratorios en la industria petrolera. Sin embargo, aunque el análisis de cuencas se hace con mejores técnicas, muchas áreas fueron descartadas con el paso de los años debido a las tendencias exploratorias que dominaban la industria, este es el caso de la Cordillera Oriental Colombiana. Es por ello, que la escasez de reservas de petróleo disponibles actualmente ha despertado el interés de los geocientíficos, quienes han recurrido a nuevas técnicas y al mejoramiento del conocimiento para la difícil tarea exploratoria. Aun así, descartan el retomar áreas que hoy podrían no ser generadoras de petróleo, pero olvidan analizar su evolución geológica, y detallar momentos críticos de generación y expulsión de hidrocarburos, los cuales hoy probablemente se encuentran atrapados en las estructuras que forman el relieve. Este trabajo, busca aumentar el nivel de conocimiento acerca de los parámetros que han controlado las acumulaciones de hidrocarburos en la zona, combinando técnicas como: modelos estructurales y diagramas de subsidencia 1D, las cuales, son importantes en las actividades de exploración de recursos energéticos dado que permiten identificar áreas de interés y dimensionar el tamaño de reservas potenciales. Aparte de las razones anteriormente mencionadas, este trabajo brindará a una mejor comprensión de las características geológicas y fortalecerá la escasa actividad investigativa en esta zona del país.

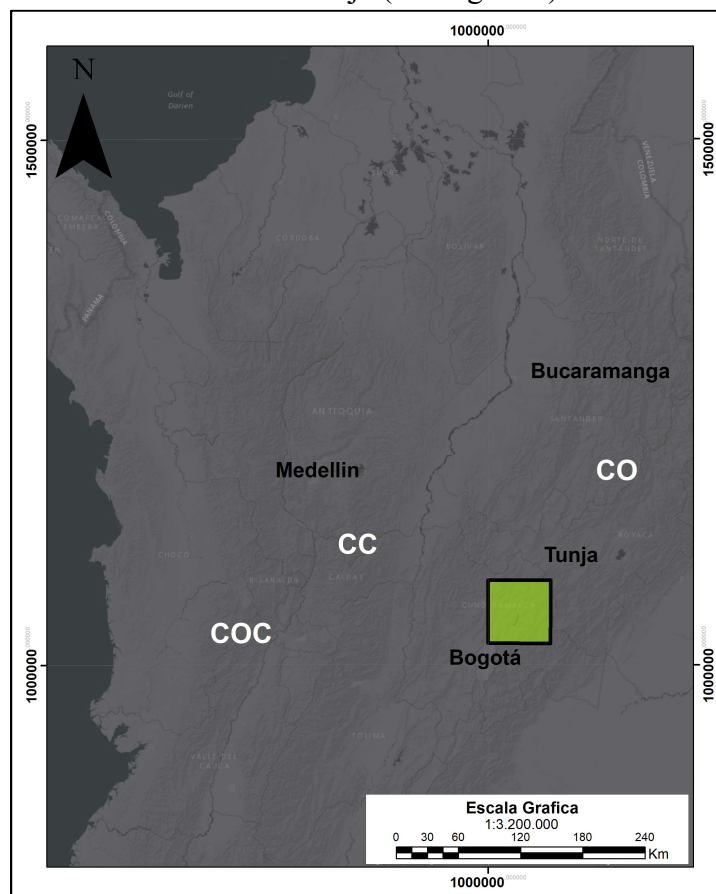
Con base en lo anterior, el principio básico de este proyecto se sustenta en detectar todo aquello que defina trampas estructurales, para luego utilizar los modelos 1D con el fin de analizar si hay cocinas activas o recientes, adyacentes a las trampas estructurales en mención.

## **2.2. Alcances del Trabajo**

Con la realización de este trabajo se pretende combinar el entendimiento evolutivo, secciones estructurales y curvas de subsidencia 1D, con el fin de identificar todo aquello que defina trampas estructurales, observar su geometría, para luego utilizar los modelos 1D y analizar la existencia de cocinas activas o recientes, adyacentes a las trampas estructurales en mención.

### 3. Localización del Área de Estudio

El área de estudio se localiza en la región central de Colombia, en el departamento de Cundinamarca, entre las ciudades de Tunja y Bogotá. Morfológicamente, se sitúa sobre la Zona Axial de la Cordillera Oriental, la cual corresponde a una las tres ramificaciones en las que se divide la Cordillera de los Andes en Colombia y se extiende en dirección suroeste-nordeste desde el Macizo Colombiano hasta la serranía de Perijá (Ver figura 1).



**Figura 1.** En el recuadro verde se observa la localización del área de estudio, ubicada sobre la Zona Axial de la Cordillera Oriental Colombiana. Cordillera Oriental (CO), Cordillera Central (CC), Cordillera Occidental (COC).

## 4. Marco Conceptual

### 4.1. Evolución Geológica

Dentro del marco tectónico global, Colombia está situada en la esquina nor-occidental de Suramérica en un sector de triple convergencia entre el borde NW de la placa de Sur América y las placas Caribe y Nazca (Ver figura 2) (Branquet, 2002). Dicha difícil interacción entre placas, ha provocado distintos procesos de subducción, obducción y acreción de terrenos oceánicos en el margen W y NW de Colombia desde el Paleozoico que dio lugar a la presente configuración del sistema Andino compuesto por tres principales cinturones montañosos, las Cordilleras: Occidental, Central y Oriental, y otras elevaciones topográficas aisladas que incluyen al N, la sierra nevada de santa marta y las serranías de Baudo y La Macarena al W y SE respectivamente (Cortes et al, 2006).



**Figura 2.** Interacción entre placas tectónicas en el borde nor-occidental de Suramérica. Adaptado de Parra et al. (2009).

La Cordillera Occidental está formada por rocas de corteza oceánica (rocas ultramáficas, gabros, basaltos toleíticos y rocas sedimentarias), arcos volcánicos y rocas plutónicas que fueron acrecionados al margen NW de Sur America a lo largo de la falla de Romeral en el Mesozoico (Barrero (1979), Alvarez (1983), Duque Caro (1990) en Dengo y Covey, 1993). Al E de la falla de Romeral se encuentra la Cordillera Central, subyacida por corteza continental (Duque Caro, 1984 en Dengo y Covey, 1993) y consiste principalmente de rocas metamórficas Precámbricas y Paleozoicas suprayacidas por rocas sedimentarias clásticas Mesozoicas, rocas volcánicas calcoalcalinas y calizas (Alvarez (1983); Case et al. (1990) en Dengo y Covey, 1993). Las Cordilleras Central y Occidental han sido intruidas por plutones graníticos del terciario. La Cordillera Oriental, como la Cordillera Central, se encuentra subyacida por corteza continental y contiene rocas Paleozoicas metasedimentarias, pero difieren en que contiene una secuencia espesa de rocas sedimentarias clásticas depositadas en el “*rift*” de edad Jurásico-Cretácico temprano, sedimentos marinos del Cretácico tardío y depósitos Cenozoicos clásticos, los cuales cubren toda la Cordillera Oriental (Dengo y Covey, 1993).

El basamento colombiano puede ser dividido en tres zonas separadas por megasuturas: la primera al este, que corresponde al Escudo de Guyana limitado al oeste por el sistema de fallas del borde llanero. La segunda, la provincia central, definida por las cordilleras Oriental, Valle del Magdalena y la parte Este de la Cordillera Central constituidas principalmente por rocas con afinidad de corteza continental y limitada al oeste por la sutura de Romeral. La tercera zona, al Oeste, donde afloran rocas con afinidad de corteza oceánica acrecionadas al continente (Cooper et al., 1995; Cortes et al., 2006).

Mora et al (2010), mediante un corte que se extiende desde el flanco occidental de la Cordillera Oriental hasta la Cuenca de los Llanos Orientales, expone las rocas presentes dichas zonas, las cuales se pueden agrupar de acuerdo al ambiente tectónico que predominaba en la Cordillera Oriental cuando se depositaron (Ver figura 3).

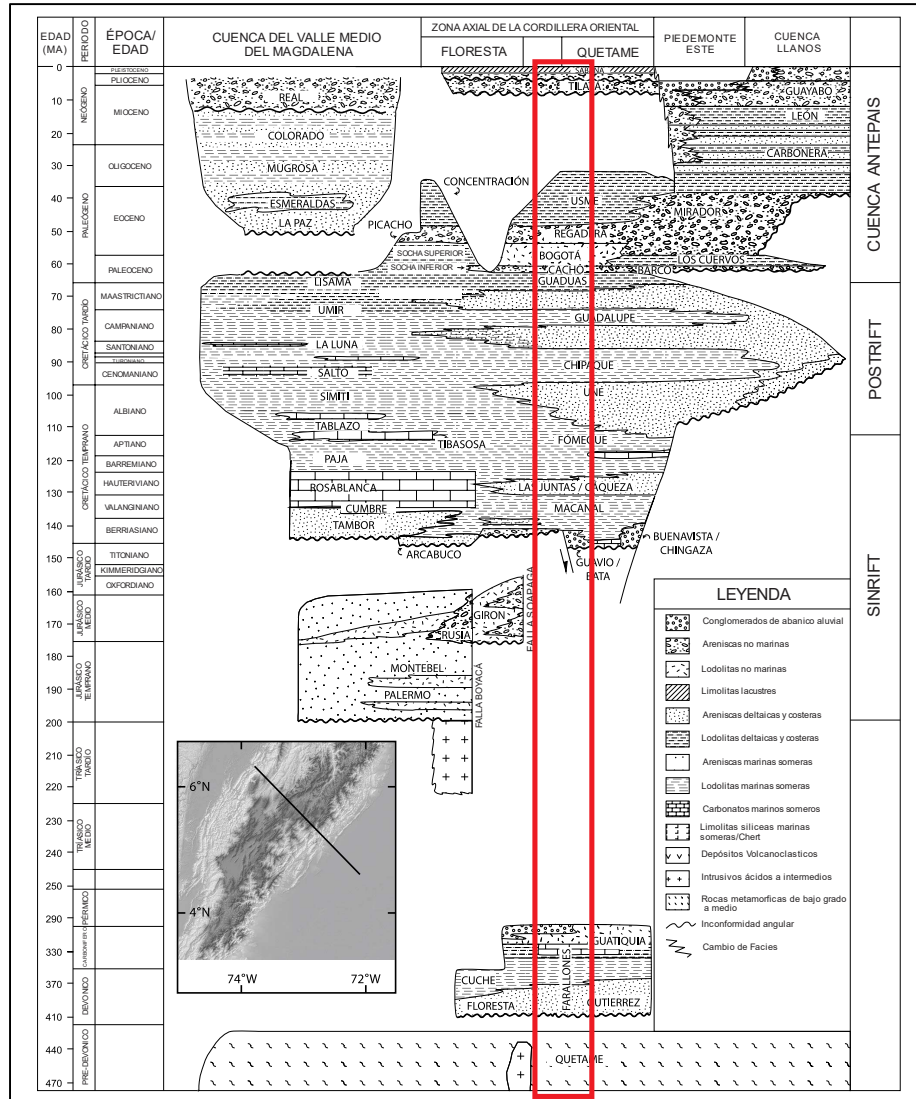
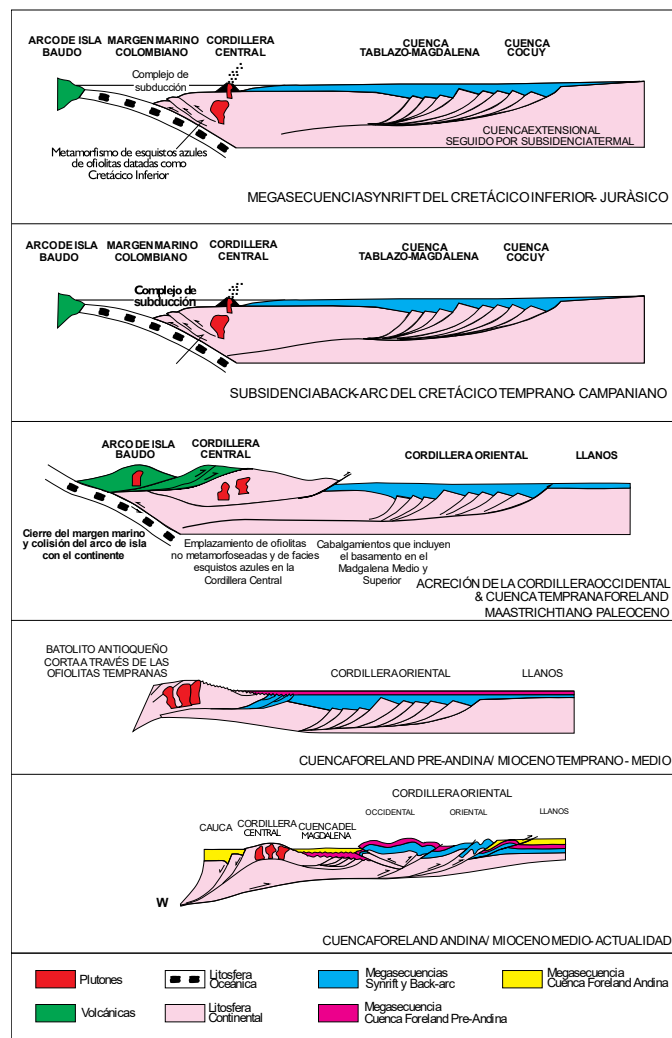


Figura 3. Estratigrafía regional a lo largo del tiempo geológico y patrones de llenado en la cuenca de la Cordillera Oriental, el flanco del Valle Medio del Magdalena y la cuenca Llanos. En el recuadro rojo se observa la estratigrafía utilizada para la zona de estudio. Adaptado de Mora et al. (2010).

En la zona, se encuentran unidades con edades que van desde el Pre-Devónico hasta el reciente. La cartografía de estas rocas incluye el grupo Quetame, de edad Pre-Devónico, el grupo farallones de edad Paleozoico y unidades Mesozoicas y Cenozoicas que corresponden a las formaciones Palermo, Montebel, La Rusia, Girón, Arcabuco, Guavio, Buenavista, Lutitas de Macanal, las juntas, Fomeque, Une, Chipaque, Arenisca Dura, Plaeners, Arenisca de Labor y Tierna, Guaduas, Cacho, Bogotá, La Regadera, Usme, Tilata, Marichuela, Subachoque, Sabana y depósitos coluviales y lacustres.



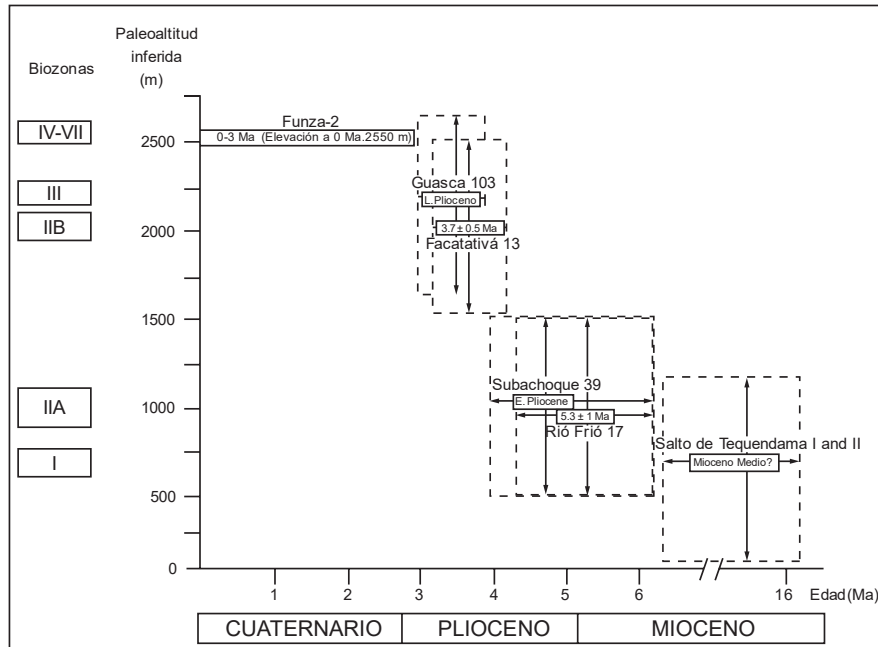
**Figura 4.** Modelo secuencial de desarrollo tectónico regional para la Cordillera Oriental, el Valle Medio del Magdalena y la cuenca Llanos. Adaptado de Cooper et al. (1995).

En el modelo de evolución propuesto por Cooper et al. (1995) Para la Cordillera Oriental, el Valle Medio del Magdalena y la cuenca Llanos (Ver figura 4), muestra que durante los periodos Triásico-Jurásico el área de la Cordillera Oriental, estuvo tectónicamente activa formando una cuenca continental extensional de tipo “*rift*” (Sarmiento-Rojas *et al.*, 2006) relacionada con la separación de Norte y Suramérica en el Proto-Caribe y la cual marcó la deposición de las formaciones Palermo, Montebel, La Rusia y Girón. Durante el Cretácico temprano se depositan las formaciones: Arcabuco, Guavio, Buenavista, Lutitas de Macanal, las juntas, y la base del Grupo Villeta (formación Fomeque y la base de la formación Une), las cuales se asocian a procesos de sedimentación transgresiva en ambientes marinos someros durante el Barremiano al Aptiano Inferior. Dichas unidades marcan la transición entre una configuración tectónica tipo “*syn-rift*” que se mantuvo activa desde el Triásico-Jurásico hasta finales del Cretácico inferior, a una de tipo “*post-rift*” (Sarmiento-Rojas *et al.*, 2006; Terraza *et al.*, 2008; Terraza *et al.*, 2010). A partir del Aptiano - Albiano, el fallamiento de tipo Normal cesó y se inicia una fase de subsidencia termal “*post-rift*” (Fabre, 1985; Colletta, 1990; Cooper et al., 1995; Sarmiento-Rojas et al., 2006, generando una cuenca marina de tipo “*Back arc*”, la cual cubrió toda la Cordillera Oriental (Dengo y Covey, 1993). El máximo ascenso relativo del nivel del mar se registró durante el Cenomaniano tardío, Turoniano y Coniaciano, depositando en un ambiente deltaico la parte superior de la Formación Une, esta formación está suprayacida por shales de la Formación Chipaque, depositada bajo condiciones anoxicas durante el Turoniano, siendo la principal roca generadora de hidrocarburos en la cuenca (Sarmiento-Rojas *et al.*, 2006; Cooper et al., 1995). El grupo Guadalupe, compuesto por las formaciones: Arenisca Dura, Plaeners y La Arenisca de Labor y Tierna, concluye la sedimentación del Mesozoico a raíz de un descenso relativo del nivel del mar, en condiciones inicialmente marino someras y luego variaron a deltaicas y fluviales. Las facies de

mayor afinidad continental del Cretácico, ocurren en el Maastrichtiano tardío-Paleoceno, con la depositación de las arcillas y los carbones de la Formación Guaduas y las Formaciones Cacho, Bogotá y La Regadera (Montoya y Reyes, 2005) debido a la transición de un margen pasivo a un margen convergente, ya que, durante el Maastrichtiano-Paleógeno, un arco volcánico colisionó oblicuamente con el margen noroeste de Sur América, acrecionando terrenos de afinidad oceánica y formando la cordillera occidental; así mismo, provocó la deformación y el levantamiento de la Cordillera Central y la formación de una cuenca de tipo “Foreland” en el área que hoy se conoce como Cordillera Oriental, este evento precede el levantamiento Andino (Colletta et al., 1990; Cooper et al., 1995; Branquet et al., 2002).

En el Eoceno medio se da una fase de deformación importante que marco el fin de la sedimentación del Paleógeno (Cooper *et al.*, 1995; Montoya & Reyes, 2005) conocida como la orogenia Pre-andina (Duque-Caro (1980), Villamil & Restrepo (1997) en Montoya y Reyes (2005)). Posteriormente, en el Mioceno Medio, ocurre una fase de inversión tectónica de antiguas fallas normales (Jurásico-Cretácico inferior) reactivadas como cabalgamientos, que marca la máxima deformación ocurrida en la cordillera oriental (Dengo & Covey 1993; Cooper, et al., 1995; Hoorn et al. 1995; Toro et al., 2004; Bayona et al. 2008a; Mora et al, 2010), posiblemente por la colisión del terreno choco y de Panamá, con el margen noroeste de Sur América (Duque-Caro, 1990), produciendo un rápido levantamiento de la Cordillera Oriental, la separación de la cuenca del Valle del Magdalena y de los llanos orientales (Cooper et al., 1995), y la formación de cuencas intracordillera, entre ellas, la cuenca de la Sabana de Bogotá, donde se depositaron las formaciones Tilata y Marichuela, de edad Plioceno (Montoya & Reyes, 2005). Finalmente se depositan la Formación Subachoque, Sabana, Chia, y depósitos coluviales, aluviales y lacustres recientes como producto final de la inversión del “*rift*” (Terraza *et al.*, 2010).

Según Mora et al (2008), por resultados obtenidos de paleoflora, la fase de máxima exhumación de la Cordillera Oriental tuvo lugar entre 6 ma. y 3 ma. Posteriormente, la Cordillera se mantuvo con similares elevaciones hasta la actualidad, debido a que no hay indicadores de polen que indiquen levantamientos en áreas adyacentes a la cuenca de la Sabana de Bogotá durante los últimos 3 ma (Ver Figura 5).



**Figura 5.** Paleoelevación inferida de reconstrucciones altitudinales de vegetación basada en las características del polen y asociaciones paleobotánicas en las secciones del Salto del Tequendama-I y II, Río Frio-17, Subachoque-39, Facatativa-13 y Guasca-103. Núcleos sedimentológicos Funza-2. Las secciones están localizadas en zonas aledañas a la cuenca de Bogotá. Adaptado de Mora et al. (2008).

## 4.2. Sistema Petrolífero

**4.2.1. Roca Generadora.** La secuencia Cretácea de la Cordillera Oriental presenta rocas como shales, limolitas y calizas, las cuales presentan contenidos de TOC que varían entre 0,5 y 6%, y son potenciales rocas generadoras de petróleo y gas según el grado de maduración termal (García et al., 2009). La formación La Luna es una fuente muy prolífica en Colombia y Venezuela, y se encuentra también en la cuenca de la Sabana de Bogotá. Localmente se ha denominado formación Chipaque o Frontera y es considerada como importante roca generadora, ya que muestra niveles de maduración de la materia orgánica que evidencian la generación de hidrocarburos. Por debajo de la formación Chipaque se encuentran rocas con alto potencial generador como los shales intermedios de la Formación Une, los shales y Carbonatos de la Formación Fomeque y los shales de la Formación Lutitas de Macanal (ANH, 2008). En el Terciario también son de importancia las Formaciones Usme y Concentración.

**4.2.2. Roca Reservorio.** Las unidades con mejores características de reservorio potencial situadas en la cuenca de la Sabana de Bogotá, se encuentran en secuencias Cretácicas y Cenozoicas. Las rocas reservorio corresponden a areniscas de ambientes deltaicos a costeros de las formaciones Une (Miembro Superior e Inferior) y las formaciones Labor y Tierna, y Dura pertenecientes al Grupo Guadalupe, aunque estas últimas están expuestas en la mayoría de las estructuras. Las unidades consideradas como reservorio de edad Cenozoico son las formaciones Cacho y Regadera de origen fluvial. Estas formaciones consideradas como reservorio se encuentran en su mayoría cubiertas por capas ricas en shales (Lobo-Guerrero, 1983).

**4.2.3. Roca Sello.** Los abundantes niveles arcillosos y lodosos que se presentan en toda la secuencia sedimentaria de la cuenca pueden actuar como roca sello en un momento dado. Las rocas con potencial de sello corresponden a shales marinos a paralicos de las formaciones Guaduas, Plaeners, Chipaque y Une Medio. Otra formación considerada como sello es la formación Bogotá. Estas unidades se encuentran intercalados en su mayoría con las areniscas de los niveles reservorio (ANH, 2008).

**4.2.4. Trampas.** Según Lobo-Guerrero (1983), como resultado de la máxima deformación producida por el levantamiento de la Cordillera Oriental durante el Plioceno, se erodó la mayor parte de las rocas reservorio hacia los márgenes, formando cuencas intramontanas en la parte central de la cordillera (cuenca de la Sabana de Bogotá). Las trampas potenciales en la cuenca son de tipo estructurales y Estratigráficas. Las estructurales esta asociadas a anticlinales relacionados a fallas de cabalgamiento que despegan de unidas inferiores o por de la reactivación de fallas normales, producto del evento deformacional mencionado anteriormente. Por otro lado, Mora et al. (2013), sugiere que los pliegues en esta zona se generaron entre 30 ma. y 20 ma. producto de una fase de “buckling”, antes de la inversión tectónica de la Cordillera Oriental, ocurrida entre el Mioceno temprano y 3 ma.

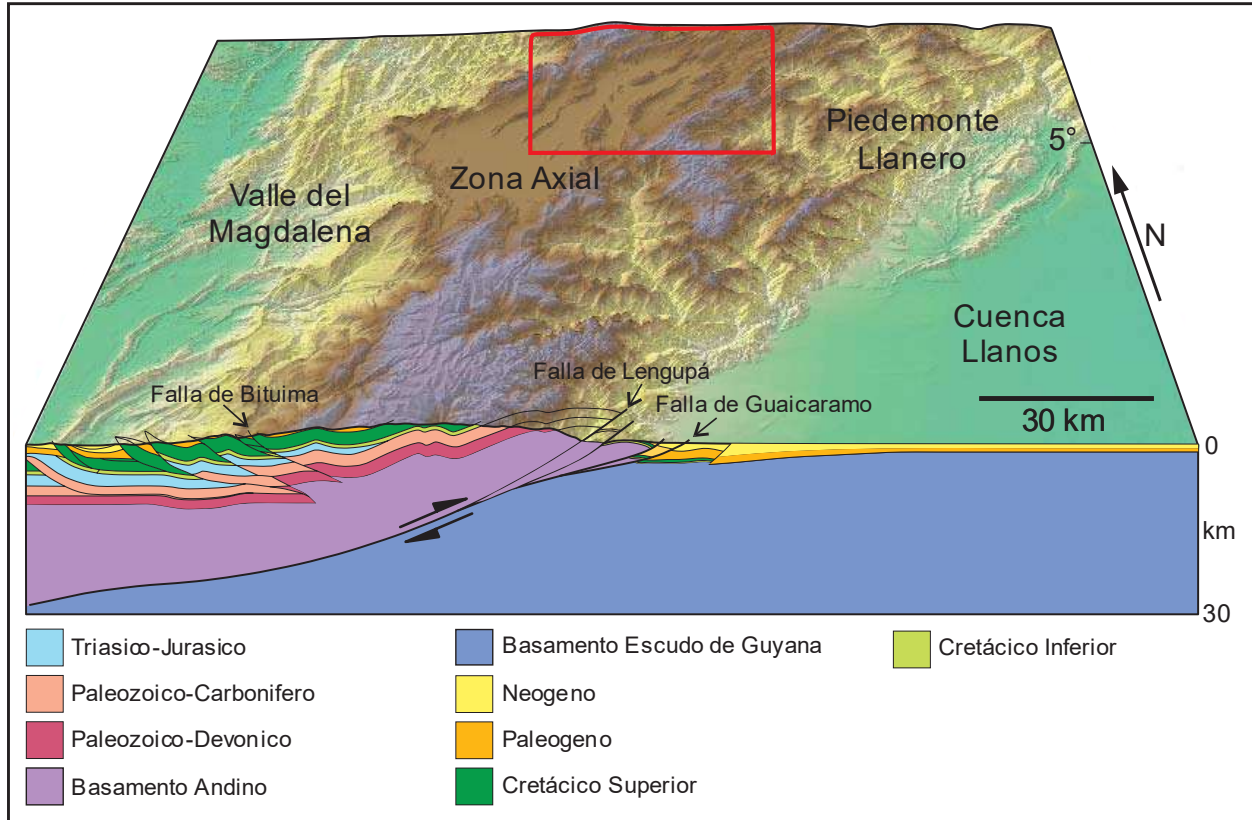
Otro tipo de trampas estructurales pueden ser las causadas por la intrusión de los diapiros de sal, que generan acuñaamientos y adelgazamientos en las unidades que van atravesando.

Las trampas de origen estratigráfico están poco estudiadas, pero podrían también constituir grandes reservorios en la cuenca de la Sabana de Bogotá (Lobo-Guerrero, 1983).

**4.2.5. Roca Sobrecarga.** Las unidades sobrecarga en la Cordillera Oriental, en su mayoría corresponden a la secuencia de rocas del Cenozoico (García et al., 2009).

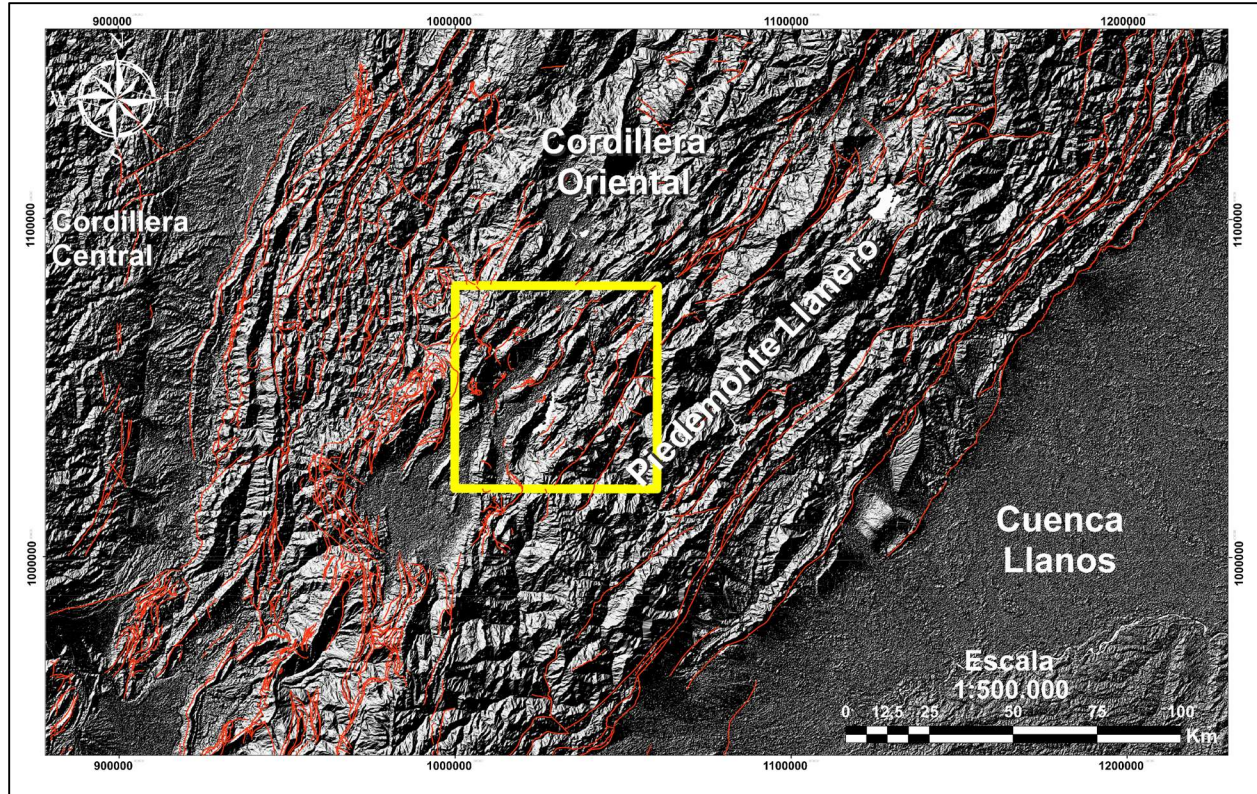
### 4.3. Geología Estructural

La geología estructural de la cuenca de la Sabana de Bogotá es un reflejo de complejos procesos sufridos por la Cordillera Oriental a lo largo del tiempo geológico. La figura 6, muestra un corte de las principales estructuras que controlan la Cordillera Oriental y los tres dominios en los que puede ser dividida. Hacia el oeste y este, se encuentran los cinturones plegados marginales que corresponden al Valle del Magdalena y el Piedemonte Llanero, respectivamente, los cuales involucran exhumación de basamento. Por otro lado, en la parte central de la Cordillera, se encuentra la Zona Axial, conformada por la cuenca de la Sabana de Bogotá, que corresponde a un relieve bajo ubicado en el centro de un sistema montañoso, donde afloran rocas sedimentarias Cretácicas y Cenozoicas. El acortamiento en la cuenca de la Sabana de Bogotá es menor y se relaciona inicialmente a una etapa de plegamiento que posteriormente, pasó lentamente a una fase de fallamiento (Julivert, 1970 en Mora et al., 2008). Sin embargo, la cuenca se encuentra topográficamente alta, con elevaciones de más de 2500 m. El flanco oeste de la Cordillera Oriental, constituye un cinturón donde aflora el basamento con vergencia oeste y con desplazamientos de más de 20 km. El flanco este es parecido al oeste, debido a que formó un cinturón plegado con vergencia al este, donde el acortamiento está concentrado. En el este, los cabalgamientos levantaron rocas del basamento a grandes elevaciones de casi 4 km. En contraste, el bajo relieve y la ausencia de estructuras importantes en la cuenca de la Sabana de Bogotá, indican que esta región no fue levantada por apilamiento tectónico dentro de la cuenca, sino que fue pasivamente emergida por las principales estructuras a ambos flancos (Valle Medio y Piedemonte Llanero) (Mora et al., 2008).



**Figura 6.** Corte geológico combinado con el modelo digital de elevación mostrando las principales fallas de la Cordillera Oriental y los principales dominios en los que se divide. Hacia el este el Piedemonte Llanero, al oeste el Valle del Magdalena y en la parte central, la Zona Axial, donde se ubica la zona de estudio (Recuadro rojo). Adaptado de Mora et al. (2008).

En la figura 7, se puede observar un modelo de sombras donde se muestra la dirección hacia el nor-este (NE) de las principales estructuras regionales, los límites regionales que separan la Cordillera Oriental de las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Llanos.

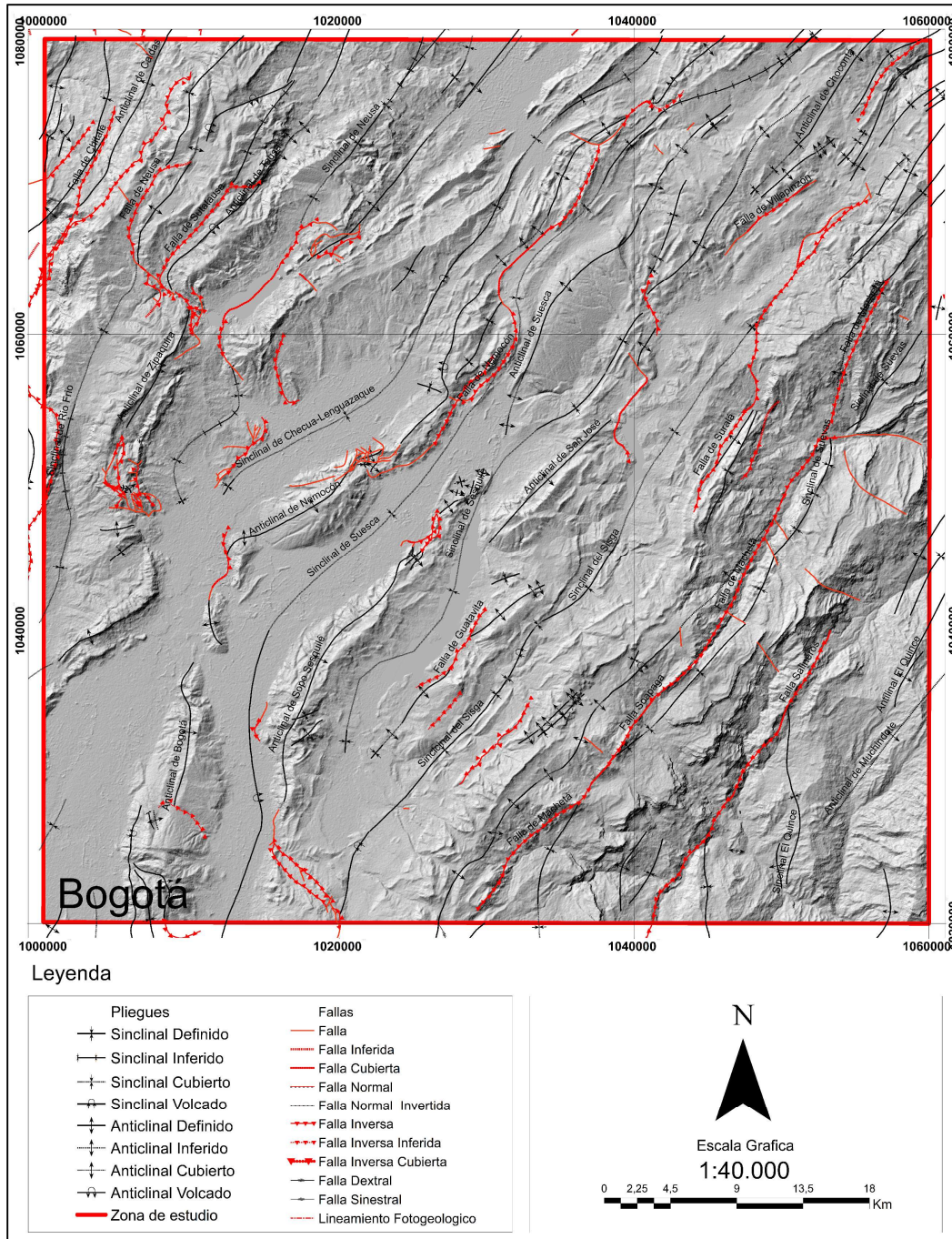


**Figura 7.** Dirección general de las principales fallas regionales y los límites regionales (color rojo), que separan la Cordillera Oriental de las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Llanos. Ubicación de la zona de trabajo (recuadro amarillo). Adaptado de García y Jiménez (2016).

Según Julivert (1963), en La Sabana de Bogotá hay una gran cantidad de combinación de mecanismos de tectónica de zócalo. Fenómenos de inyección de masas de sal (halocinesis), fenómenos gravitatorios y erosión, es decir, una tectónica de fallas que cortan un zócalo basculado, conformando sinclinales amplios y anticlinales estrechos, asimétricos, con sus flancos invertidos, tumbados, conformados por unidades del Cretácico y Paleógeno; inyección salina y discordancias angulares.

Velandia (2002), muestra el esquema estructural de la Sabana de Bogotá, donde propone la existencia de fallas bajo la cobertera Cuaternaria, las cuales son de dos tipos: 1) Fallas longitudinales, con orientación al NE y se refieren principalmente a cabalgamientos y retrocabalgamientos, que no solo conforman alturas y depresiones topográficas extendidas en el mismo sentido; sino también pueden ser fallas inversas como resultado de una tectónica de transpresión. 2) Fallas transversales en sentido NW, las cuales se interpretan como rampas laterales de las fallas de cabalgamiento, o como fallas de rumbo. La interacción entre las fallas longitudinales y transversales configuró un paleorelieve de unidades Cretácicas y Paleógenas que posteriormente fue cubierto por depósitos inconsolidados del Neógeno y Cuaternario.

Las principales estructuras localizadas en la zona de estudio se mencionan a continuación (Ver figura 8):

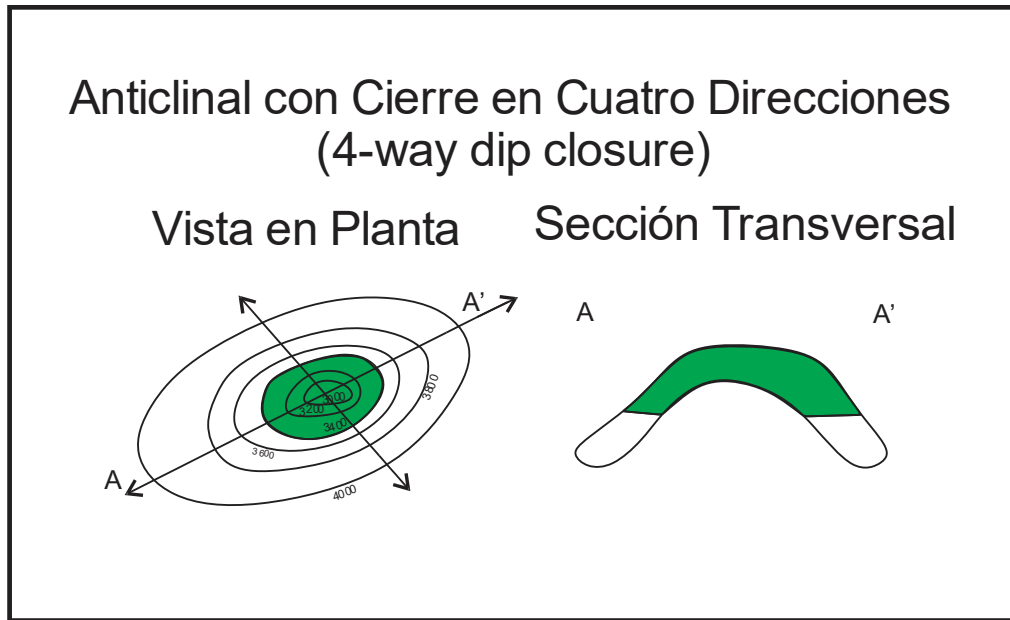


**Figura 8.** Principales estructuras presentes en la zona de estudio. Adaptado de las planchas 209 (Montoya y Reyes, 2003) y 228 (Corredor y Terraza, 2015) del Servicio Geológico Colombiano.

## 5. Marco teórico

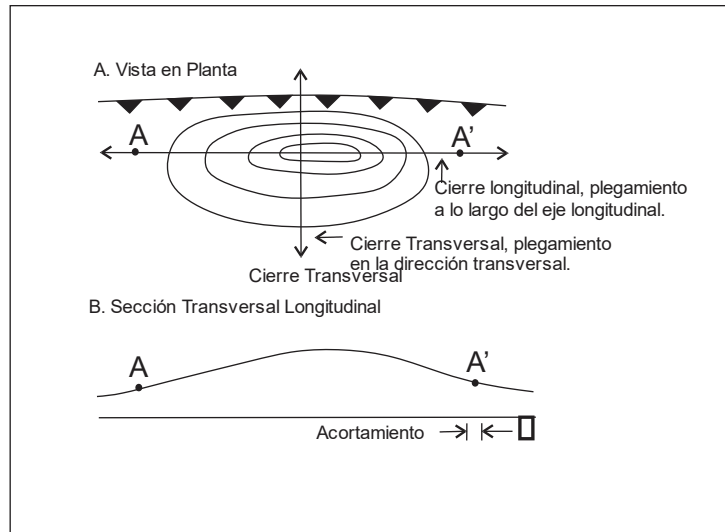
### 5.1. Estructuras Anticlinales con Cierre Estructural en Cuatro Direcciones y “Plunge” o “Inmersión” en una Dirección.

Las estructuras anticlinales con cierre en cuatro direcciones (*four-way dip closure*), constituyen la principal base científica para encontrar hidrocarburos y corresponden al primer tipo de trampa reconocida, la más comúnmente buscada, la que menor riesgo posee a la hora de perforar y en donde se ha encontrado la mayor parte del petróleo del mundo (Demaison y Huizinga, 1991). Para reconocer este tipo de estructuras en un mapa, se debe considerar que son un tipo de trampa estructural. Según Dolson (2016) se caracterizan por ser asimétricas y los reservorios están plegados en domos o anticlinales cerrados (Ver figura 9). Las acumulaciones están controladas principalmente por la capacidad que posea la roca sello frente al cierre estructural del relieve. El término “cierre” se desarrolló para referirse a los mapas de contornos estructurales para Anticlinales, es decir, cuando los contornos se cierran en un círculo u ovalo alrededor de un alto, la trampa se considera cerrada en cuatro direcciones (Dolson, 2016).



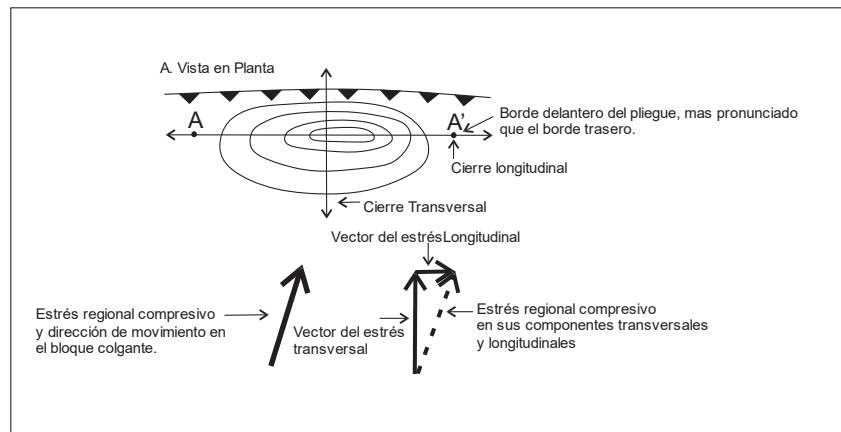
**Figura 9.** Anticlinal cerrado en cuatro direcciones (4-way dip closure). Adaptado de Dolson (2016).

Además de lo anterior, se debe tener en cuenta la presencia de un “*plunge*” al final de estos anticlinales denominado “*cierre longitudinal*”, el cual se da a lo largo del eje longitudinal como resultado de un movimiento de rumbo que acompaña el plegamiento (Ver figura 10A). Gay (1999) basa su conclusión al hecho que hay acortamiento en la dirección longitudinal probado por su plegamiento en esa dirección (Ver figura 10B). Algunos autores atribuyen este evento a un estrés transpresivo.



**Figura 10.** A. Contornos estructurales esquemáticos de un “thrust fold” típico mostrando la posición del empuje subyacente. Los cierres longitudinal y transversal están descritos separadamente. B. Sección transversal longitudinal. Restauración de un pliegue mostrando el acortamiento en la dirección transversal. Adaptado de Gay (1999).

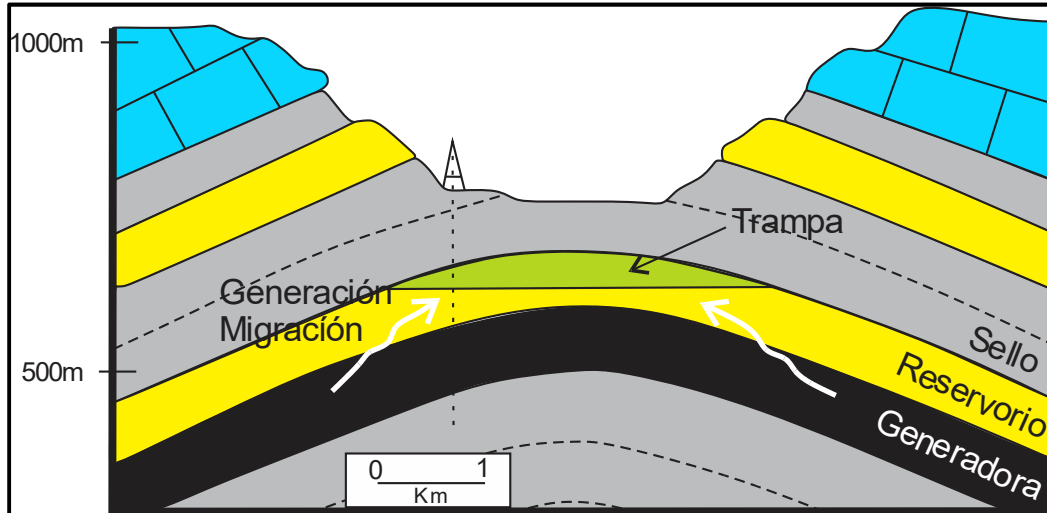
Gay (1999), sugiere que la ubicación de la inmersión más pronunciada del cierre longitudinal (*plunge*) muestra la dirección del movimiento, dicha inmersión en ambas direcciones ocurre en el frente, o en el borde de avance del pliegue (Ver figura 11).



**Figura 11.** Estructura típica de un “Thrust fold” mostrando las causas del estrés en las componentes longitudinales y transversales. Adaptado de Gay (1999).

## 5.2. Sistema Petrolífero

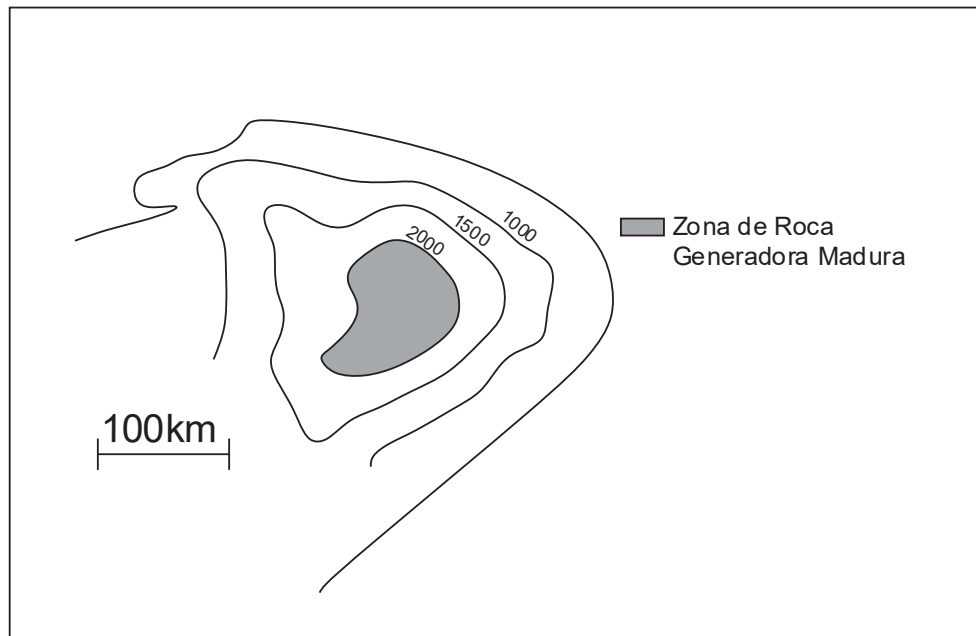
El término “oil system” fue introducido inicialmente por Dow (1974) y se basa en el concepto de “correlación de roca fuente de petróleo”. El termino sistema petrolífero fue usado por primera vez por Perrodon (1980). Independientemente, Demaison (1984) idea la cuenca generadora y Ulmishek (1986) identifica un sistema petrolífero independiente. Magoon y Dow (1994) formalizaron los criterios para identificar, mapear y nombrar sistemas petrolíferos y los definieron como todos los elementos esenciales (roca generadora, roca reservorio, roca sello y roca sobrecarga) y procesos (generación-migración-acumulación y formación de la trampa) genéticamente relacionados que puedan proporcionar “shows”, rezumaderos y acumulaciones de petróleo. Esos elementos y procesos esenciales deben estar correctamente puestos en tiempo y espacio para que la materia orgánica incluida en una roca generadora pueda ser convertida en una acumulación de petróleo.



**Figura 12.** Elementos esenciales de un del sistema petrolífero Adaptado de Tissot y Welte (1978).

### 5.3. Cocinas de Hidrocarburos

Un paso fundamental en la determinación de la ocurrencia de hidrocarburos por métodos geoquímicos, es evaluar si una trampa ha tenido migración de petróleo proveniente de zonas donde la roca generadora ha alcanzado un nivel de madurez suficiente, de ahí nace el concepto de “cocina de hidrocarburos” o “depresiones generadoras de petróleo”, que se refiere a áreas del subsuelo donde la roca generadora ha alcanzado las condiciones apropiadas de presión y temperatura para generar hidrocarburos (Demaison, 1984) (Ver figura 13).

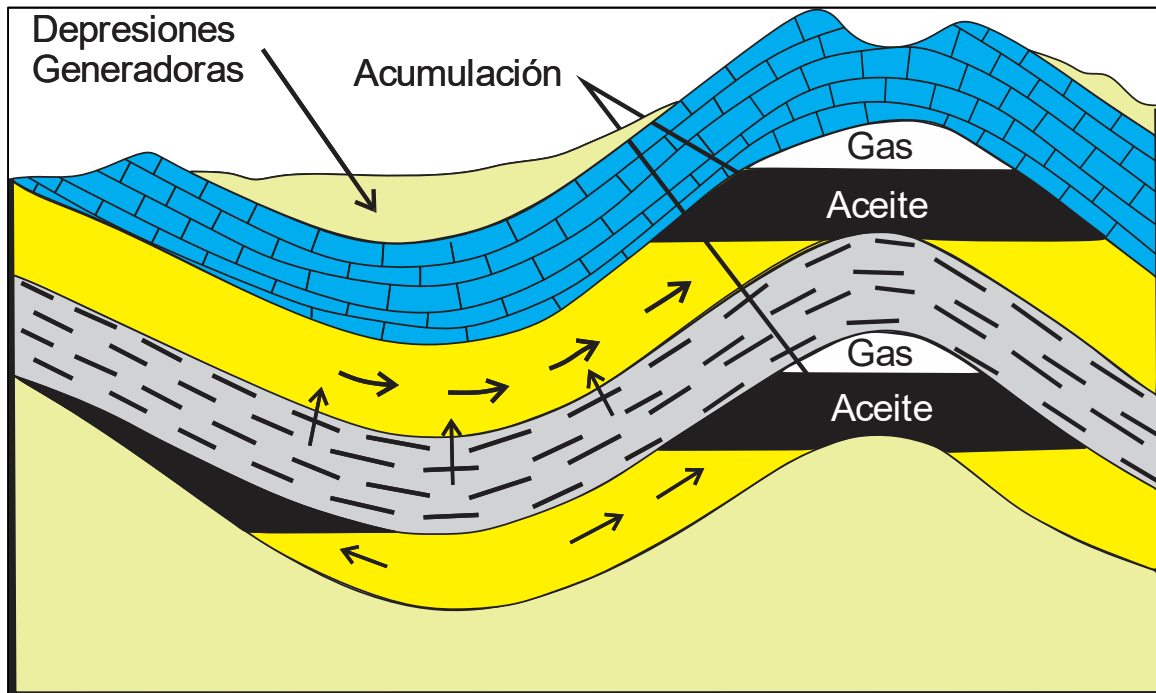


**Figura 13.** Cocinas de hidrocarburos o depresiones generadoras de petróleo. Adaptado de Demaison (1984).

Según Demaison (1984) estas depresiones tienen las siguientes características:

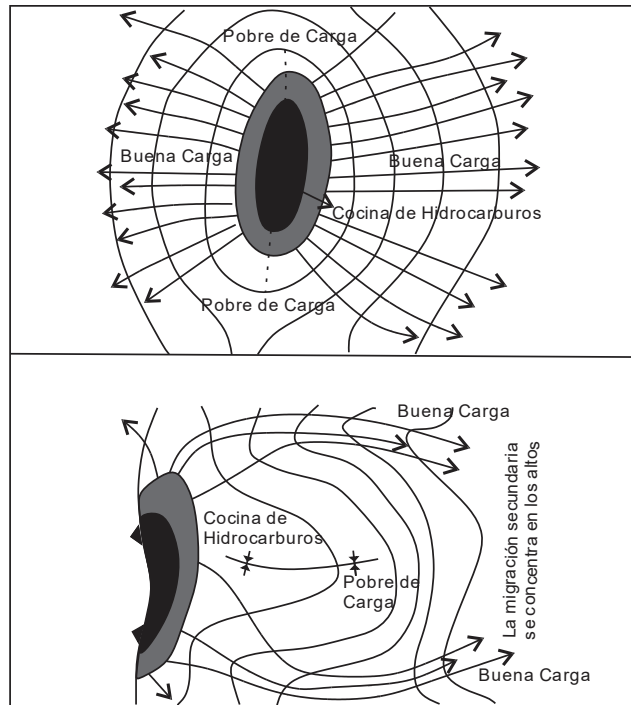
- Son zonas con ocurrencia concentrada de petróleo (áreas con alto potencial) y se pueden mapear por medio de la integración de varios métodos (Geofísica, Geoquímica y Geología). Las más grandes acumulaciones de petróleo tienden a estar localizadas cerca o en el centro de “depresiones

generadoras de petróleo” o en altos estructurales colindando con “cocinas generadoras de hidrocarburos” (Ver figura 14).



**Figura 14.** Depresiones generadoras de hidrocarburos localizadas seguidamente de altos estructurales. Adaptado de Tissot y Welte (1978).

-El rango de las distancias de migración comúnmente tiende a ser mayor que cientos de millas y están limitadas por las áreas de drenaje las estructuras individuales (Ver figura 16).

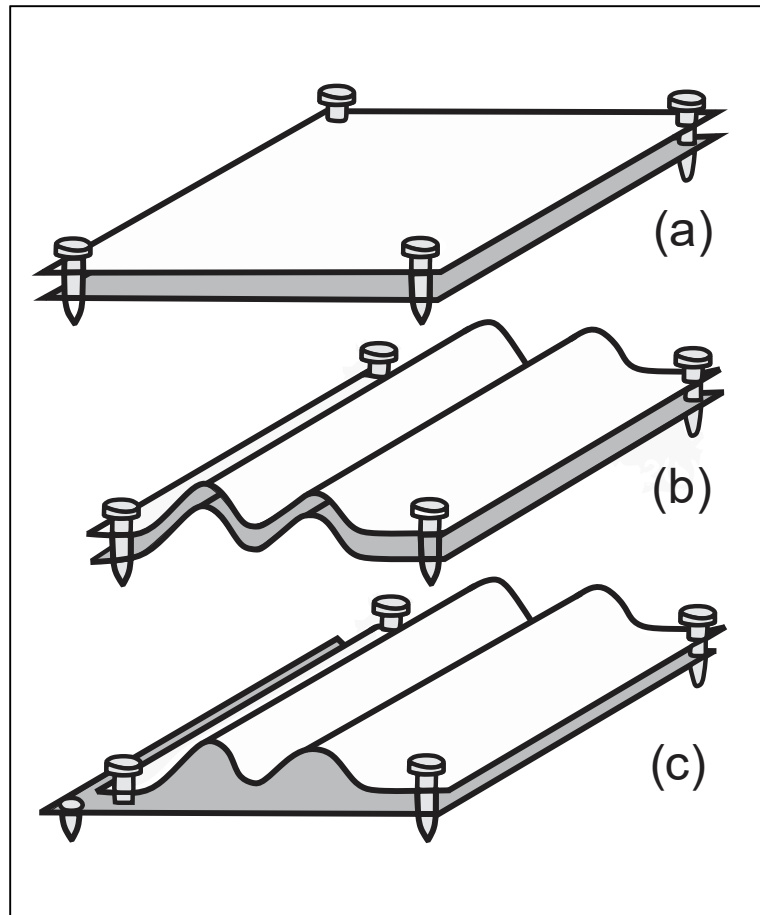


**Figura 15.** Rutas de migración secundaria en las cocinas de hidrocarburos. A. efecto de una cocina elongada sobre la dirección de migración. B. La migración se concentra en altos regionales en el área de drenaje de la cuenca y podría atravesar largas distancias desde la cocina de hidrocarburos. Adaptado de Demaison (1984).

#### 5.4. Secciones Estructurales 2D

La construcción de secciones geoméricamente correctas a partir de observaciones limitadas de superficie ha sido el principal problema para geólogos y geofísicos durante los últimos años. Las técnicas y principios de construcción de secciones se describen en trabajos de Bally et al. (1966); Dhalstrom (1969); Boyer y Elliott (1982); Suppe, 1985; Woodward (1987); Wilckerson y dicken (1997 y 2001). De estos estudios surgió la construcción de secciones geológicas balanceadas cuya principal premisa es la idea de la compatibilidad. Este concepto implica que una estructura deformada puede ser geoméricamente llevada a un estado no deformado sin que se produzca

pérdida ni ganancia de material, lo anterior fue planteado inicialmente como la conservación del volumen de roca por Goguel (1952) en Dahlstrom (1969). Dalhstrom (1969) la considera igual a la ley de la conservación de la materia propuesta por los físicos y demuestra que el volumen, superficie y longitud de las capas de rocas debe ser igual para todas las secciones, como se muestra en la figura 16:



**Figura 16.** Coherencia en la longitud de las capas. Adaptado de Dahlstrom (1969).

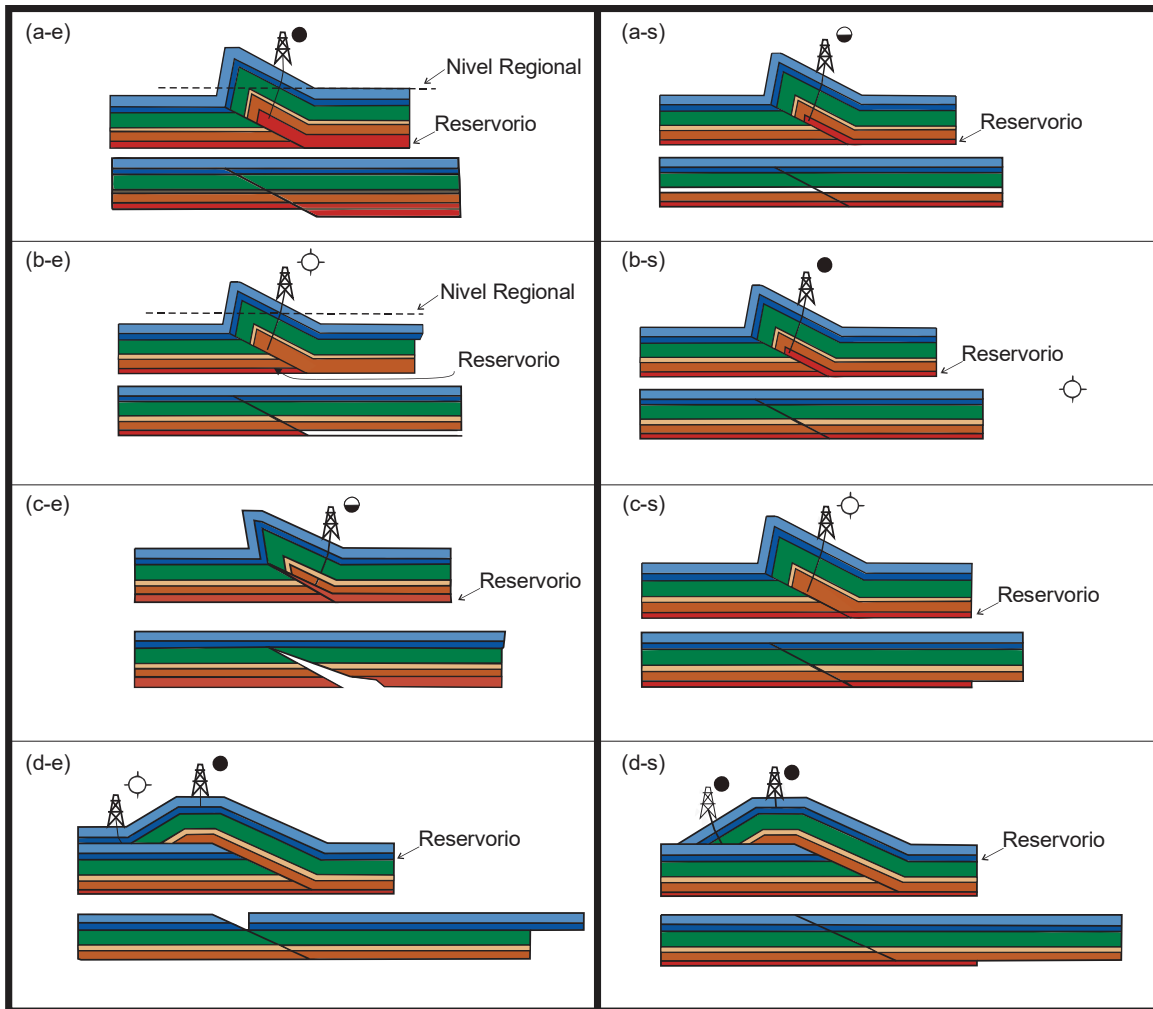
Según Wilkerson y Marshak (1997) una sección estructural balanceada es válida si se cumple que: 1. la geometría interpretada refleja las estructuras observadas en la realidad para el área de interés. 2. Ser retrodeformable, es decir que a las estructuras se les puede retirar los efectos de la

deformación (Fallas y pliegues) hasta una posición inicial sin que aparezcan anomalías inaceptables. 3. El volumen de roca debe ser conservado entre la sección deformada y la sección inicial. 4. La historia cinemática debe describir el desarrollo de estructuras de un estado sin deformar a un estado deformado.

Wilkerson y dicken (2001) plantean los siguientes criterios para comprobar si una sección está balanceada:

- No hay movimiento fuera del plano de la sección estructural
- El área de la sección es constante, no se pierde el volumen o hay compactación diferencial.
- El plegamiento está relacionado con fallas
- No hay cizalla simple distribuida a lo largo de una sección, ya que todas las unidades deben sufrir el mismo acortamiento.
- La longitud de rampas y despegues tanto en los bloques yacente como colgante debe ser la misma.
- No deben existir rocas metamórficas
- La secuencia estratigráfica debe ser continua (sin inconformidades)
- Las fallas siempre cortan estratigráficamente hacia arriba en la dirección del transporte tectónico.

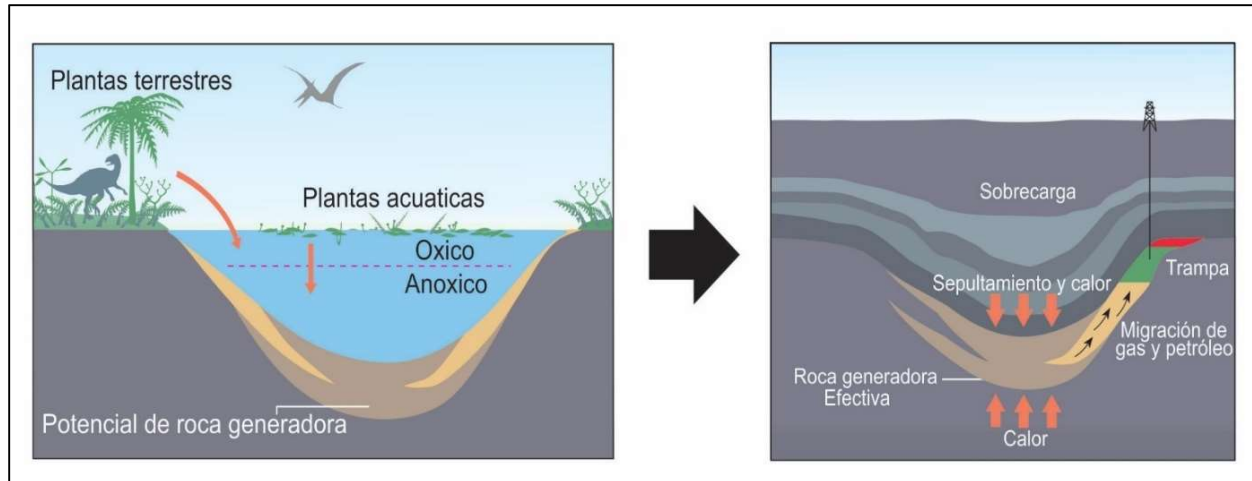
En la figura 17, se muestra algunos ejemplos básicos de errores o inconsistencias que se pueden presentar a la hora de construir una sección estructural balanceada, con su respectiva corrección.



**Figura 17.** Inconsistencias en secciones estructurales en la columna izquierda (sufijo e). Correcciones en la columna derecha (sufijo s), (a) el bloque colgante está sobre el nivel regional (línea punteada), (b) el bloque colgante está por debajo del nivel regional. (c) los ángulos de “cutoff” del bloque colgante son mucho menores que los correspondientes ángulos de “cutoff” en el bloque yacente. (d) estratos diferentes están truncados en las correspondientes rampas del bloque colgante y yacente. Adaptado de Wilkerson y Dicken (2001).

## 5.5. Modelado de Cuencas Sedimentarias

El modelamiento de cuencas y sistema petrolífero, con sus siglas en inglés (*BPSM*), es el termino más usado para describir el modelamiento de una serie de procesos que incluyen generación, expulsión y entrapamiento, además de mostrar la evolución de una cuenca a través del tiempo (Ver figura 18) (Waples, 1994). El *BPSM*, simula el proceso de generación de hidrocarburos para calcular la carga, el volumen de hidrocarburos para ser entrapados, los fluidos involucrados, la ubicación de las acumulaciones y sus propiedades. La escala de distancia va de decenas a cientos de kilómetros y los periodos pueden alcanzar los cientos de millones de años. Este modelamiento brinda procesos dinámicos de suma importancia incluyendo la deposición de sedimentos, tipo de fallamientos, subsidencia, maduración del kerogeno y el flujo de fluidos, entre otros. El modelamiento 1D examina la historia de subsidencia en un punto de ubicación.



**Figura 18.** Modelamiento de cuencas y sistemas petrolíferos (BPSM) reconstruye la depositación de la roca generadora, reservorio, sello y sobrecarga y los procesos de entrapamiento y acumulación generación, migración y acumulación del pasado (izquierda) al presente (Derecha). Adaptado de Mubarak et al. (2009).

El diagrama de subsidencia recoge la evidencia sedimentológica y paleontológica en la roca sobrecarga para reconstruir la historia de subsidencia o historia termal de la roca generadora desde el principio hasta el final de la generación, expulsión y acumulación de petróleo. La simulación del diagrama de subsidencia puede ser usada para predecir la reflectancia de la vitrinita en cualquier profundidad o tiempo en el modelo (Mubarak et al., 2009). La historia de subsidencia de los sedimentos de la cuenca contiene información acerca de la profundidad y la preservación de la materia orgánica, relacionada con las temperaturas y la presiones a la cuales los sedimentos fueron expuestos y el tiempo de duración.

## 6. Metodología

La metodología que se usó en este trabajo para cumplir la totalidad de los objetivos planteados, constó de varias fases, las cuales se listan a continuación (Ver figura 41):

### 6.1. Etapa 1. Recopilación, Selección y Organización de Información

En esta fase se colectó la mayor cantidad de información disponible, donde se incluye: información bibliográfica para el entendimiento y comprensión de conceptos, y geológica que tenga relación con la zona de estudio.

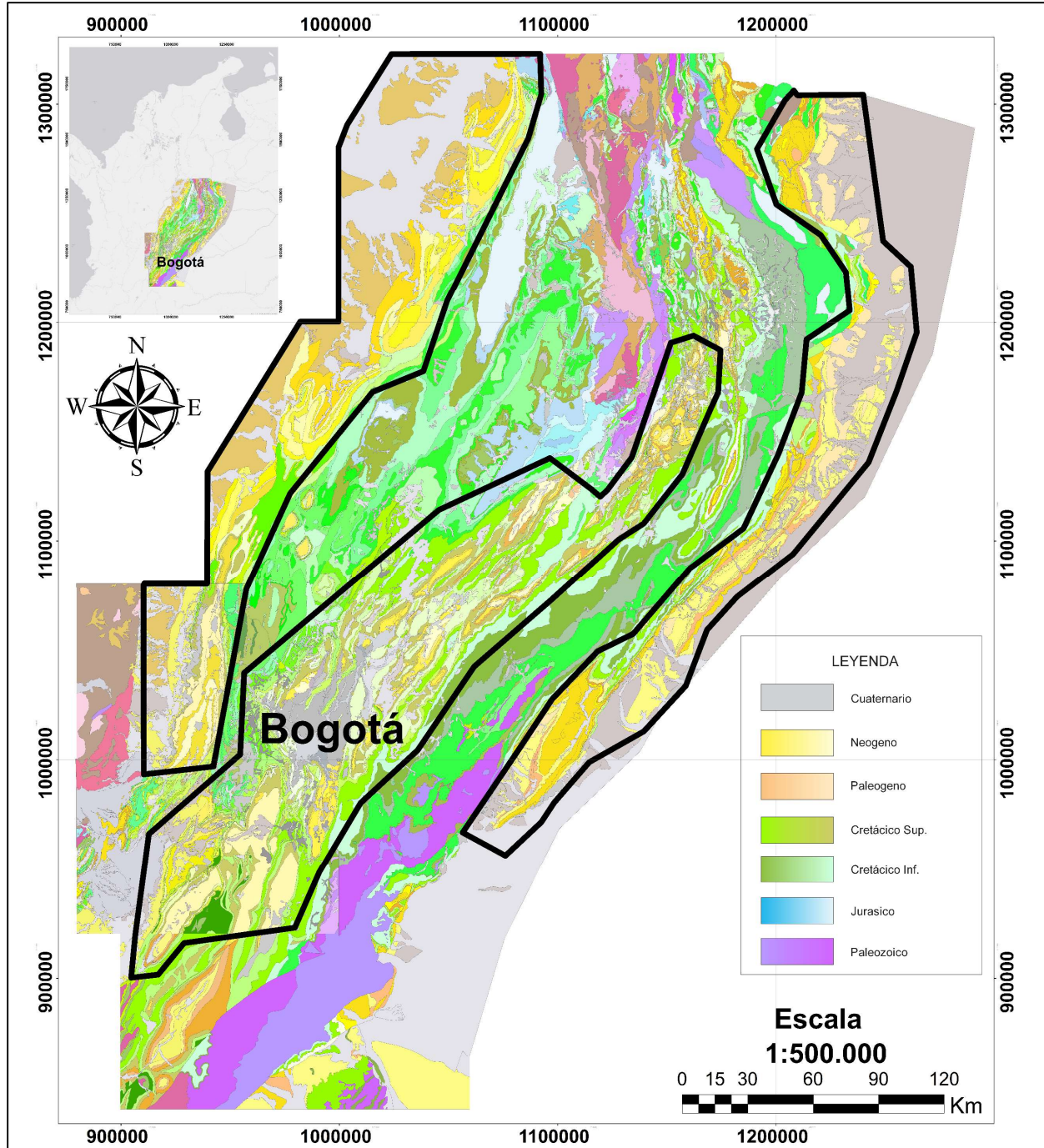
**6.1.1. Información Bibliográfica:** Se realizó una revisión exhaustiva de estudios geológicos realizados en la zona, tanto a nivel regional como local, donde se tuvieron en cuenta boletines, revistas, artículos científicos, libros, tesis y páginas web, relacionados con la geología, evolución geológica, marco tectónico regional, estratigrafía, geología estructural de la zona, etc. Dicha búsqueda y recopilación de información se realizó desde la base de datos disponible de la Universidad Industrial de Santander, del centro de información técnica (CIT), perteneciente al instituto colombiano del petróleo (ICP) de Ecopetrol S.A. y de recursos electrónicos.

**6.1.2. Selección de Información:** Teniendo una amplia gama de información, se procedió a realizar la selección del material. Para esto, se evaluó la relación que tuviera la información con el área de estudio y la importancia para la realización de este trabajo.

## **6.2. Etapa 2. Definición del Área de Estudio**

Inicialmente se tomó como base el mapa geológico realizado por el grupo de geología estructural del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) para el proyecto de cuencas subandinas en el año 2009. En él, se aplicaron los criterios descritos a continuación, cabe resaltar que el área seleccionada corresponde a la intersección entre dichos criterios.

**6.2.1. Criterio 1: Preservación de un Espesor Considerable de Roca.** La Cordillera Oriental expone más de cuatro kilómetros de sección de basamento, suprayacido por aproximadamente tres kilómetros de roca, principalmente sedimentarias. En el mapa geológico de la Cordillera Oriental, se realizó una búsqueda de sectores donde se conserva un gran volumen de roca, es decir, lugares donde se encuentre aflorando rocas con edades geológicas relativamente jóvenes (Cenozoico), que, contengan y permitan la preservación de unidades geológicas que conforman los elementos de los sistemas petrolíferos en la Cordillera Oriental, los cuales son principalmente de edad Cretácico. En toda la Cordillera, se seleccionaron 3 sectores, uno en el centro, que cubre en su mayoría la Zona Axial, otro hacia el este, sobre el piedemonte llanero, y uno al oeste, que comprende una parte del Valle Medio del Magdalena (Figura 19).

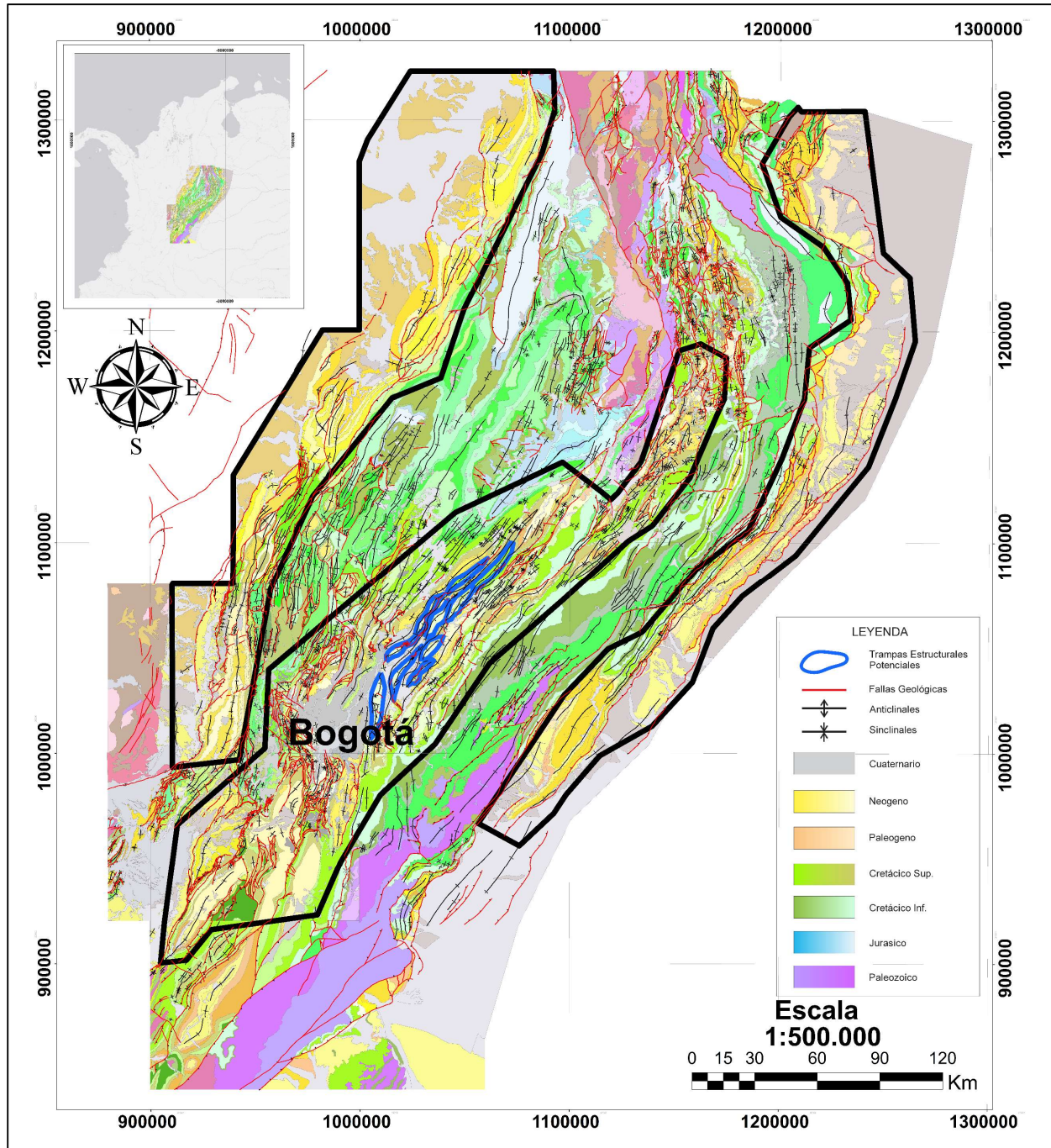


**Figura 19.** En los recuadros de color negro se observan los sectores de la Cordillera Oriental donde se encuentran aflorando rocas del Cenozoico, lugares donde se dio la preservación de un gran espesor de roca.

### **6.2.2. Criterio 2: Presencia de Trampas Estructurales Potenciales de Hidrocarburos.**

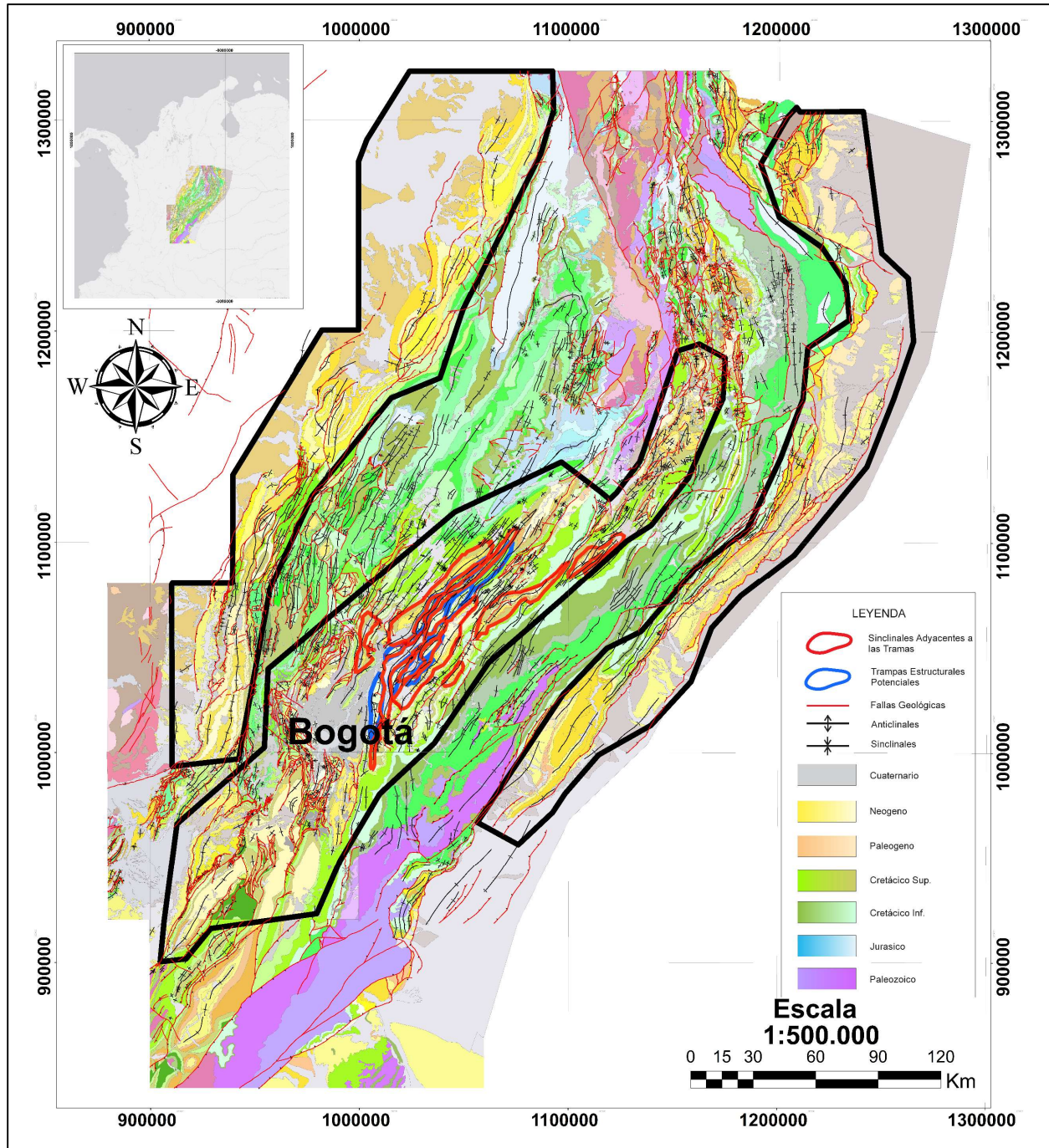
Las tres zonas obtenidas en el numeral anterior fueron examinadas tomando como base la geología de superficie de la Cordillera Oriental, para de manera preliminar detectar todo aquello que defina trampas estructurales potenciales, ya que, son estructuras que sirven como obstáculo en el subsuelo para que los hidrocarburos no se propaguen, hacen posible su acumulación e impiden su migración hacia superficie. Dichas trampas son de gran importancia debido a la necesidad que ha tenido la humanidad para buscar y extraer estos recursos naturales.

Las trampas potenciales definidas se encuentran en su totalidad en la zona que comprende la Zona Axial de la Cordillera Oriental y son en su mayoría anticlinales asociados a fallas de cabalgamiento que despegan de unidades inferiores y desplazan las formaciones almacenadoras. Las dos zonas ubicadas a ambos costados fueron descartadas debido a que por medio de geología superficial no es claro determinar trampas estructurales prominentes en su interior (Ver figura 20).



**Figura 20.** En color azul se observan las trampas estructurales seleccionadas preliminarmente mediante el análisis de la geología de superficie de la Cordillera Oriental.

**6.2.3. Criterio 3: Presencia de Sinclinales Profundos Adyacentes a las Trampas Estructurales.** Según el mapa geológico del mapa geológico del ICP (2009), los sinclinales de la Zona Axial de la Cordillera Oriental son cavidades donde afloran unidades relativamente de edades geológicas jóvenes (Paleógeno) que, favorecen la preservación de las unidades que conforman los sistemas petrolíferos en la región. Sumado a esto, si en dichos sinclinales se dan los procesos geológicos necesarios, se pueden alcanzar las condiciones adecuadas de presión y temperatura para la generación de hidrocarburos. Es por eso que la determinación de dichos espacios es fundamental para evaluar si la trampa tuvo carga de hidrocarburos, proveniente de lugares donde la roca generadora ha alcanzado un nivel de madurez suficiente. Por lo expuesto anteriormente, en este apartado se seleccionaron depocentros adyacentes a las trampas estructurales seleccionadas en el numeral anterior (Ver figura 21).



**Figura 21.** Sinclinales profundos seleccionados mediante la geología superficial realizada por el ICP (2009)

### **6.3. Etapa 3. Determinación de Trampas Estructurales Presentes a lo largo del Área de Estudio, localizada en la Zona Axial de la Cordillera Oriental.**

El estudio e interpretación de las diferentes estructuras que constituyen trampas geológicas, es de gran importancia en la industria petrolera, ya que, permite predecir el mecanismo en que se dieron las posibles acumulaciones de hidrocarburos usando diversos métodos de exploración. La probabilidad de que existan dichas trampas y sean efectivas es muy baja, es por eso que sobre la zona definida en el numeral anterior (6.2), se aplicó una metodología que incluye: el tipo de trampa, su distribución espacial y la calidad de las unidades geológicas que la conforman. Dichas características favorecen a que su delimitación sea más perceptible.

Cabe resaltar que para definir dichas estructuras se usó únicamente el modelo de elevación digital (DEM) y el mapa de geología superficial de la Cordillera Oriental realizado por el ICP en el año 2009, ya que, no se contó con líneas sísmicas, información de pozos u otro tipo de datos de la zona.

**6.3.1. Criterio 1: Estructuras Anticlinales con Cierre en Cuatro Direcciones (*4-way dip closure*) y en Tres Direcciones (*3-way dip closure*), con “*plunge*” o “*inmersión*” en una Dirección.** En este trabajo se determinaron trampas que corresponden a estructuras anticlinales con cierre en cuatro direcciones (*4-way dip closure*) y en tres direcciones (*3-way dip closure*) con “*plunge*” o “*inmersión*” en una dirección (Gay, 1999), las cuales son trampas estructurales, asimétricas, donde los reservorios están plegados en domos o anticlinales, en el caso de los anticlinales en cuatro direcciones, ó chocando contra una falla para los anticlinales con cierre en tres direcciones. Generalmente, las acumulaciones están controladas principalmente por la capacidad que posee la roca sello frente al cierre estructural del relieve. Además, se debe tener en cuenta la presencia de un “*plunge*” al final de estos anticlinales denominado “cierre longitudinal”, el cual se da a lo largo del eje longitudinal como resultado de un movimiento de rumbo que acompaña el plegamiento (Gay, 1999).

**6.3.2. Criterio 2: Presencia de los Elementos que Conforman un Sistema Petrolífero en las Estructuras Previamente Seleccionadas.** Después de haber seleccionado las estructuras anticlinales con cierre en cuatro (*4-way dip closure*) y tres direcciones (*3-way dip closure*), respectivamente, con “*plunge*” o “*inmersión*” en una dirección, se observará que las estructuras posean los elementos que conforman el sistema petrolífero (Roca generadora, reservorio, sello), este es un criterio fundamental, ya que la presencia de dichos elementos, determina la capacidad que tienen o no las estructuras de almacenar o entrapar hidrocarburos.

Las rocas generadoras en la zona de estudio corresponden a unidades del Cretácico Superior (formaciones Chipaque, Plaeners y Guaduas), aunque en su mayoría la formación Guaduas se

encuentra aflorando o está totalmente erosionada; de igual forma toda la secuencia de lodolitas y shales del Cretácico inferior (Fomeque y Lutitas de Macanal tienen las propiedades necesarias para considerarse como generadoras. Los intervalos rocosos que muestran mejores condiciones para ser considerados reservorio, corresponden a las arenitas de las formaciones Une, Labor y Tierna, las cuales presentan buena porosidad. De igual forma, las unidades litoestratigráficas que contienen espesores considerables de shale (formaciones Chipaque, Plaeners, Guaduas) pueden actuar como excelentes sellos (ANH, 2008)

**6.3.3. Criterio 3: Existencia de “Cocinas de Hidrocarburos” Adyacentes a los Anticlinales con Cierre en Cuatro y Tres Direcciones.** La existencia de “cocinas de hidrocarburos” adyacentes a los anticlinales con cierre en cuatro y en tres direcciones, es otro criterio fundamental para determinar si las trampas son efectivas ya su presencia define si hubo o no, carga en la estructura. Por medio del mapa geológico del área realizado por el ICP (2009), en el área de trabajo, se examinó si alrededor de dichas estructuras se sitúan “cocinas de hidrocarburos”, las cuales corresponden a sinclinales donde la roca generadora pudo haber alcanzado un nivel de madurez suficiente para generar petróleo y posteriormente migrar a las trampas vecinas (Demaison, 1984).

#### **6.4. Etapa 4. Construcción y Balanceo de Secciones Estructurales 2D**

A partir de lo mencionado en el numeral 5.4, se elaboraron un total de 5 secciones 2D, con el fin de reconstruir la geometría de los 5 anticlinales determinados como trampas estructurales con cierre en 4 y 3 direcciones. Además, fueron útiles para calcular espesores de las formaciones Dura,

Plaeners, y Labor y tierna, los cuales fueron usados para la realización de los modelos 1D en el *software Petromod 2012.2*.

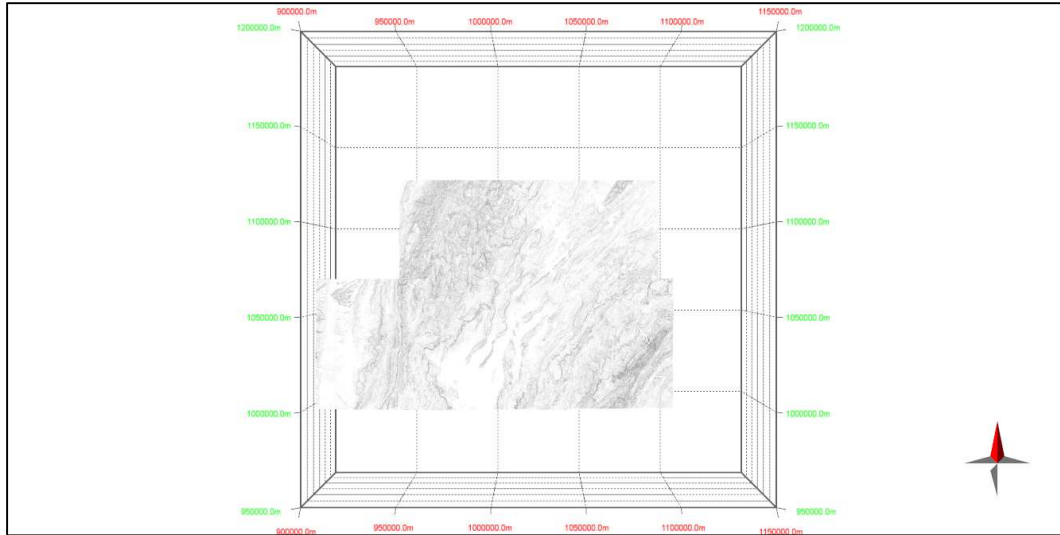
Las secciones estructurales fueron construidas con una licencia educativa del *software Move 2013.1* de la empresa *Midland Valley*, el cual trabaja con el método de *Kink*. Dicho método es usado para la reconstrucción de pliegues angulares, donde el espesor de las capas y la longitud de estas se preserva, además las capas horizontales no son distorsionadas (Sánchez, 2006).

Cabe resaltar que la construcción de los cortes se llevó a cabo usando como insumos, el mapa geológico realizado por el ICP (2009), el modelo de elevación digital (DEM) y datos estructurales tomados la plancha 209 y 228 del Servicio Geológico Colombiano.

La primera fase, fue verificar que los datos a usar, estuvieran en formatos compatibles con el *software Move 2013.1*, sin embargo, algunos de ellos fueron proporcionados en formatos no soportados por el *software*, los cuales tuvieron que ser adecuados para poder ser usados.

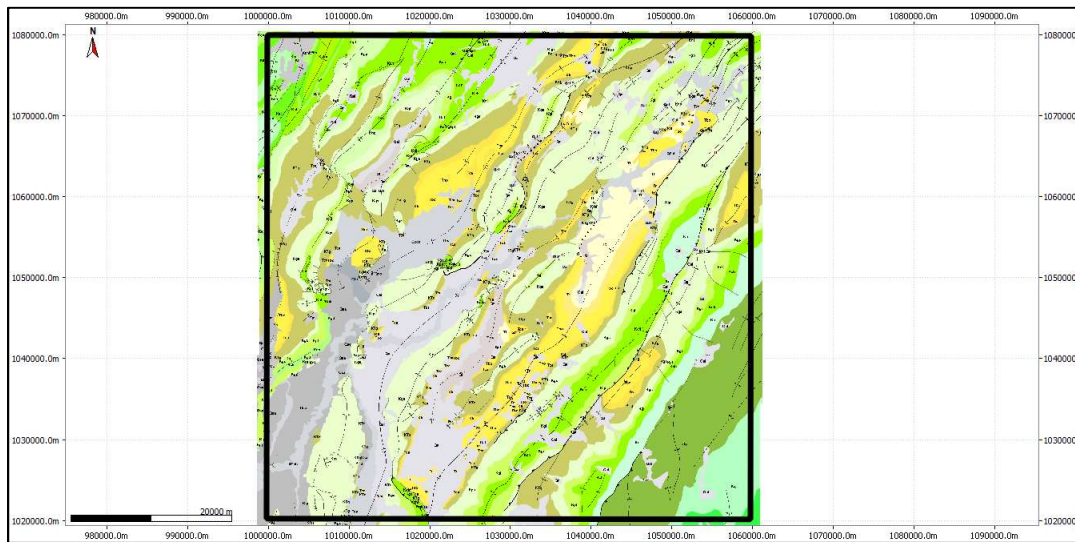
El proceso de construcción de secciones se realizó siguiendo los siguientes pasos:

- a) Carga del modelo digital de elevación (DEM) de la Cordillera Oriental al *software Move 2013.1*, obtenido mediante el *software Global mapper* (Ver figura 22).



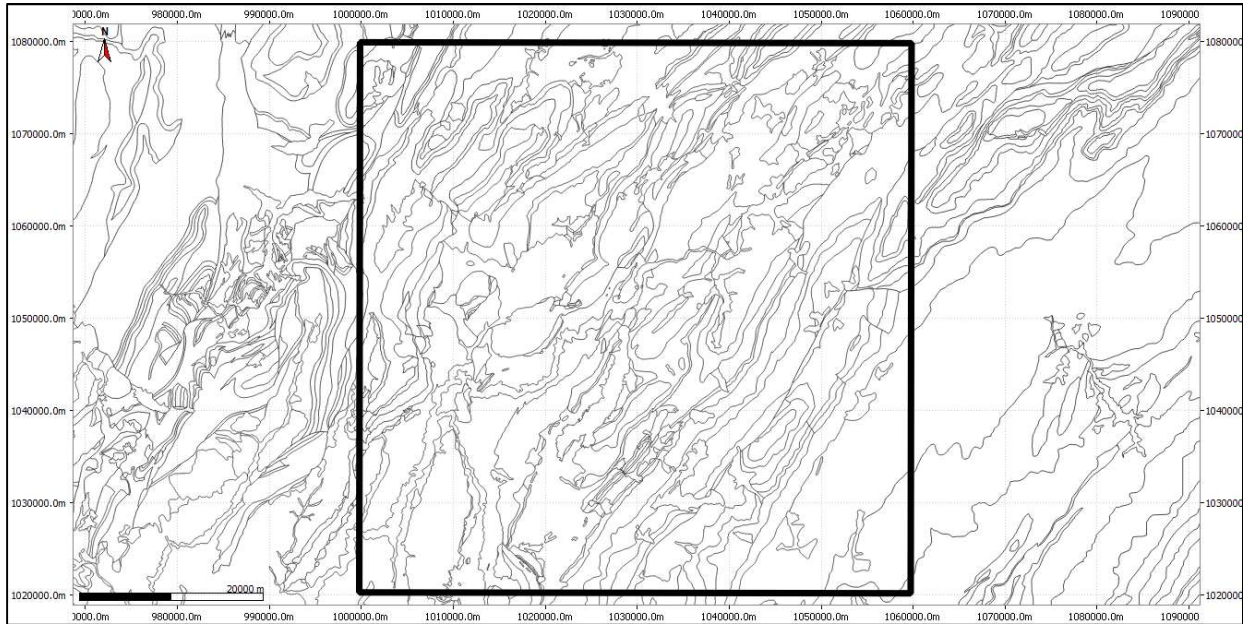
**Figura 22.** Modelo de elevación digital cargado en el software Move 2013.1, el cual fue usado para construir las secciones estructurales.

- b) Carga del mapa geológico de la Cordillera Oriental realizado por el ICP (2009), se insertó el archivo en formato *shape (.shp)* (Ver figura 23).



**Figura 23.** Mapa geológico de la Cordillera Oriental ICP (2009) usado como base para la construcción de las secciones estructurales.

- c) Montaje de los contactos de las unidades geológicas en formato shape (.shp) correspondiente a los contactos de las unidades geológicas presentes en el área de estudio (Ver figura 24).

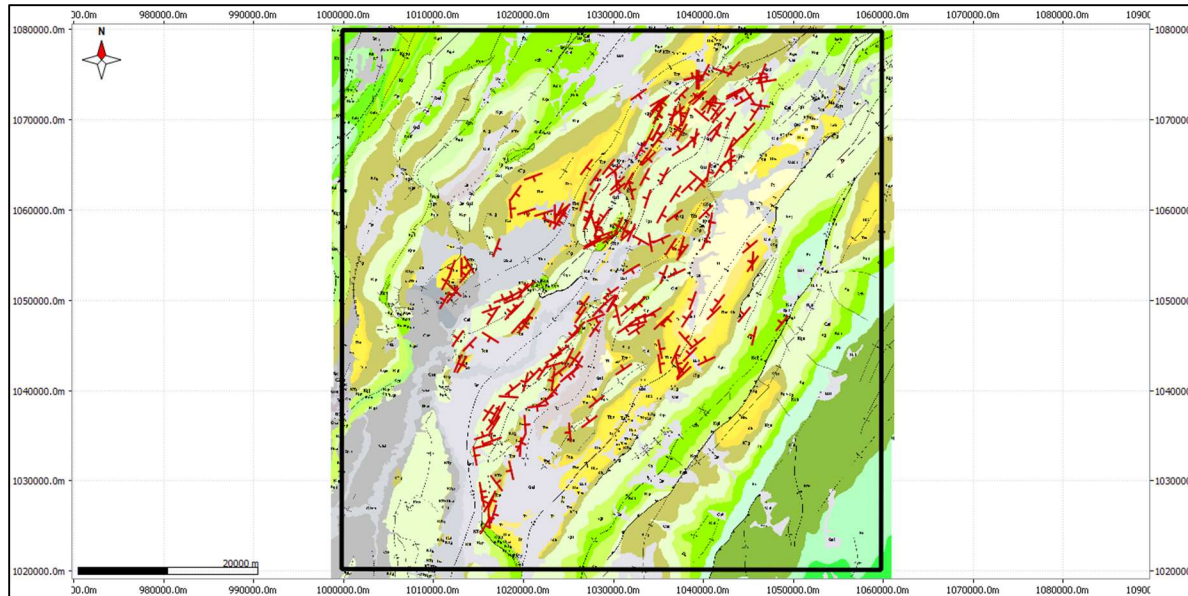


**Figura 24.** Contactos de las unidades geológicas presentes en la zona de estudio (recuadro negro)

- d) Se realizó una tabla de Excel de 260 los datos de buzamiento obtenidos de las planchas 209 (Montoya y Reyes, 2003) y 228 (Corredor y Terraza, 2015) del Servicio Geológico Colombiano, posteriormente en Move 2013.1, se inserta el archivo en un formato de texto (.txt), el cual tiene las características de: a que zona pertenece coordenadas, dip azimuth, dip (Ver tabla 1).

**Tabla 1.** Ejemplo de archivo de datos de buzamiento, los cuales fueron insertados al software Move 2013.1 y se obtuvieron de las planchas 209 y 228 del Servicio Geológico Colombiano.

ID	X	Y	Dip Azimut	Dip	Azimut
Asuesca1	1034302,019	1056476,712	440	25	350
Asuesca2	1033243,684	1056688,379	209	22	119
Asuesca3	1035550,855	1056836,546	156	20	66
Asuesca4	1036609,19	1055989,878	123,69	40	33,69
Asuesca5	1037775,476	1056042,795	106	50	16
Asuesca6	1037870,726	1055333,71	306	50	216
Asuesca7	1031827,54	1057376,25	319	25	229
Asuesca8	1032189,491	1057535,001	293	80	203
Asuesca9	1031465,59	1057966,802	291	80	201
Asuesca10	1030760,738	1058271,602	295	28	205
Asuesca11	1029855,156	1056999,483	324	35	234
Asuesca12	1028584,095	1056655,524	338	20	248
Asuesca13	1027800,927	1056211,023	332	25	242
Asuesca14	1029070,929	1057269,359	340	18	250
Asuesca15	1028308,928	1057883,193	101	10	11
Asuesca16	1027360,395	1058779,251	297	15	207
Asuesca17	1027998,599	1058588,533	431	30	341
Asuesca18	1029116,465	1059243,378	305	20	215
Asuesca19	1027590,346	1059741,876	290	25	200
Asuesca20	1036996,491	1059419,273	144	35	54
Asuesca21	1035555,794	1059549,804	118	80	28
Asuesca22	1034006,391	1061317,647	288	20	198
Asuesca23	1037096,202	1061856,34	123	10	33
Asuesca24	1035852,657	1063827,49	296,82	15	206,82
Asuesca25	1038551,413	1062729,467	136	30	46
Asuesca26	1039517,144	1063708,427	220	20	130
Asuesca27	1037638,599	1066702,193	327	22	237
Asuesca28	1038969,667	1067846,254	136	60	46
Asuesca29	1039325,268	1068050,724	280	30	190
Asuesca30	1037817,36	1068708,789	301	60	211



**Figura 25.** Datos de buzamiento vistos en planta en el software Move para la zona de estudio

- e) Se construyeron en total 5 secciones estructurales, el trazo de cada una ellas, se realiza teniendo en cuenta que las secciones corten de manera perpendicular el eje de las estructuras de interés (definidas en el numeral 6.3) y siguiendo la dirección del transporte tectónico. La sección 1 del proyecto se encuentra ubicada más al norte del área de estudio y sección 10, ubicada más al sur.

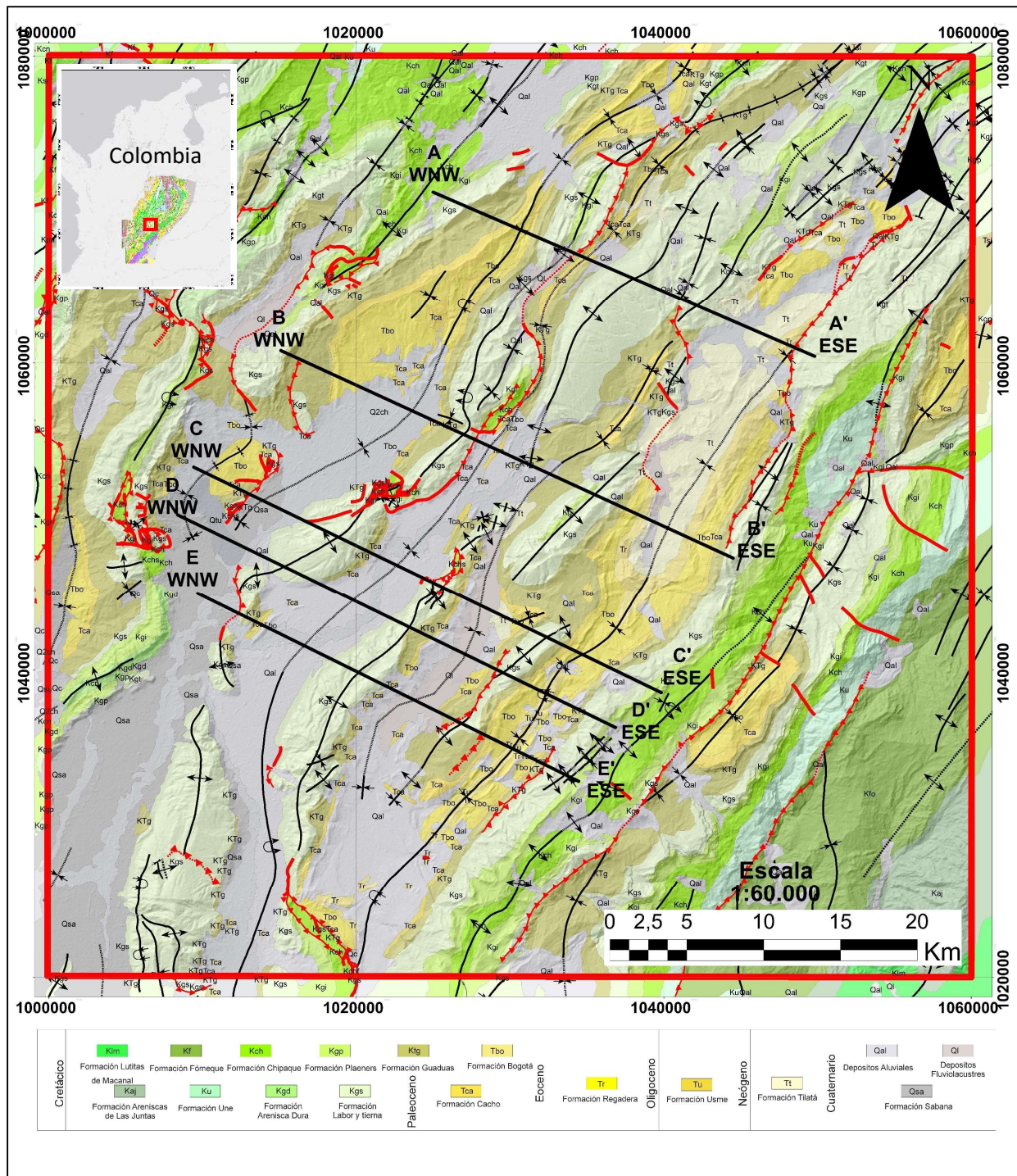
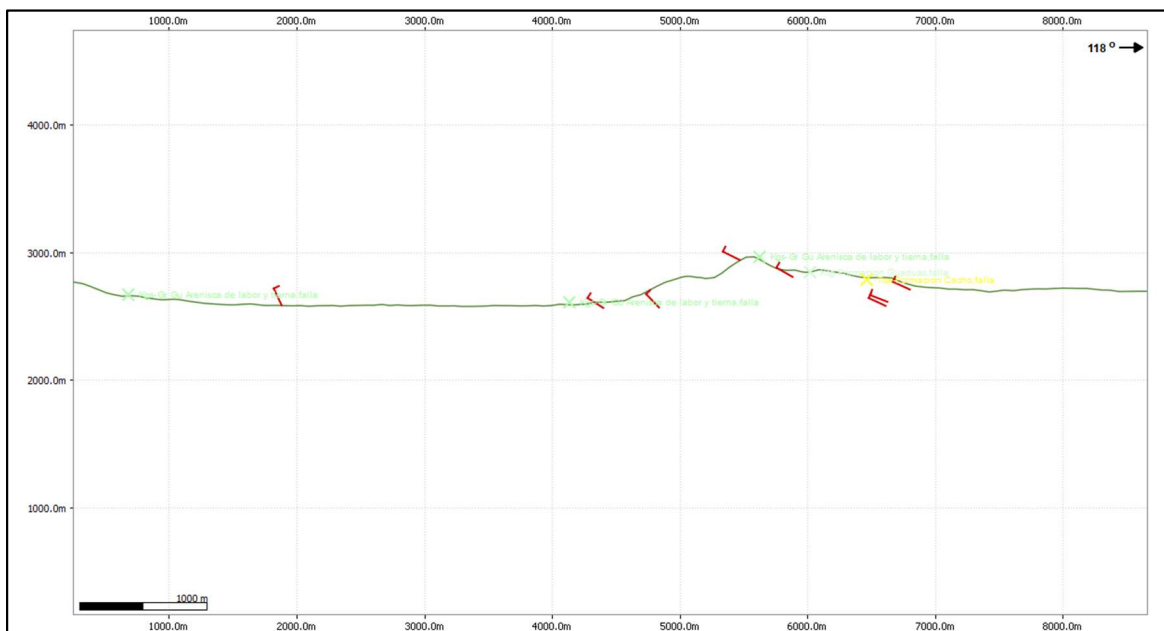


Figura 26. Distribución y localización de las 5 secciones estructurales construidas en la zona de estudio.

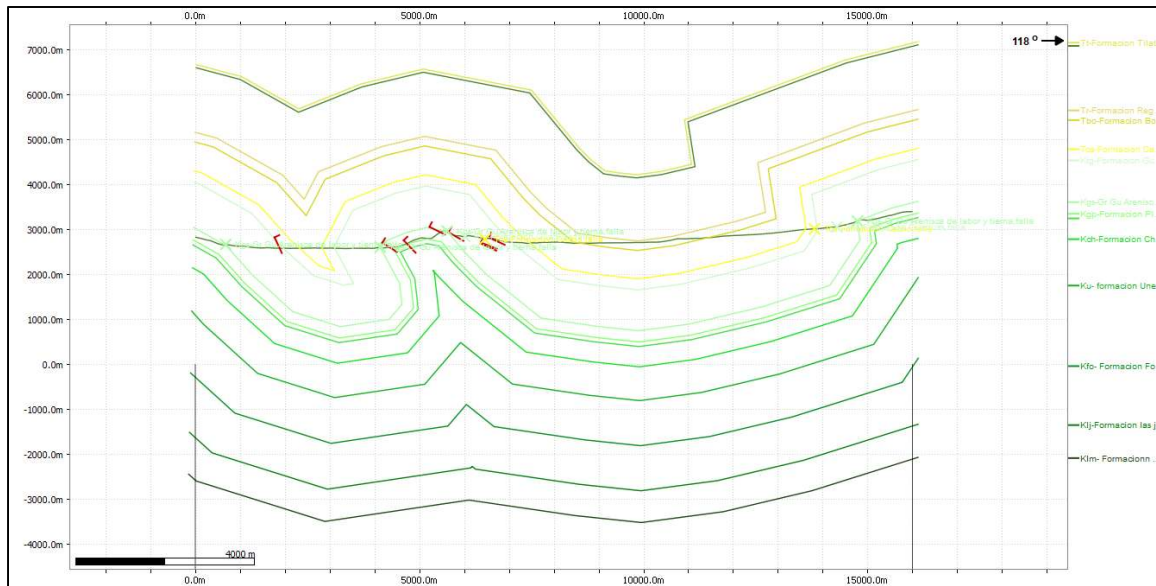
- f) Se proyectaron los contactos de las unidades geológicas y los datos de buzamiento y las secciones estructurales construidas, al modelo digital de Elevación (DEM) en el software Move 2013.1.
- g) Se trazaron los contactos de las unidades y los datos de buzamiento (anteriormente proyectados) a la topografía (Ver figura 27).



**Figura 27.** Proyección de contactos de las unidades y datos de buzamiento en la topografía.

- h) Construcción de capas y fallas. Desde la sección. En *Create Lines-Horizon*, se selecciona desde donde se quiere empezar el horizonte, hasta donde se quiere terminar, siguiendo la dirección para cada dominio de buzamiento colocados a lo largo de la sección. Posteriormente con base en el horizonte previamente realizado, con la herramienta *Horizons from template*, se

construyen los demás horizontes para todo el corte en su totalidad mediante el método “Kink” (Ver figura 28).



**Figura 28.** Horizontes y fallas construidos a lo largo de la sección estructural.

- i) Se realizó el balanceo respectivo a cada sección construida usando el algoritmo de movimiento de falla de dos dimensiones “Fault Parallel Flow” del software *Move* y se comprobó que el salto de falla y el espesor es el mismo para todos los horizontes de una misma sección.

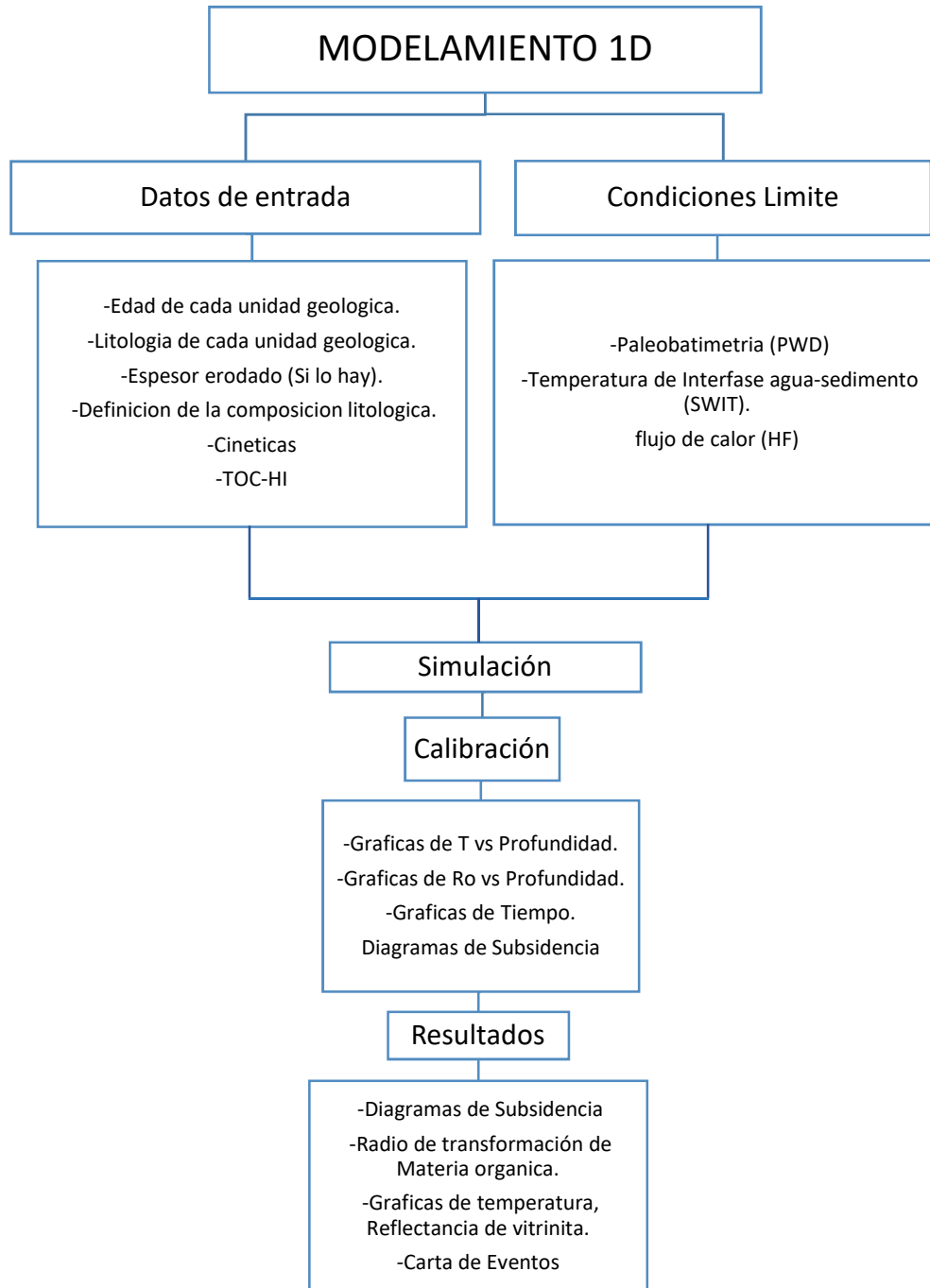
## 6.5. Etapa 5. Elaboración del Modelamiento 1D

Para la realización del modelamiento de cuencas 1D en este trabajo, se usó la licencia educativa del software Petromod 2012.2 perteneciente a la compañía Schlumberguer.

Petromod integra información geológica, sísmica, de pozos y geoquímica para modelar la evolución de una cuenca sedimentaria, y proporciona un registro completo de la evolución estructural, la historia de temperatura y presión, así como el “timing” entre los procesos de generación, migración, expulsión, acumulación y eventuales pérdidas de hidrocarburo, a través del tiempo geológico. (Schlumberguer, 2012).

El modelado de los sistemas petrolíferos es un componente vital para la evaluación del riesgo de cuenca a prospecto. Puede ser aplicado durante todas las etapas de exploración, desde cuencas sin ningún tipo de control, hasta áreas bien exploradas (Schlumberguer, 2012).

Para realizar el modelamiento 1D, se siguió el siguiente flujo de trabajo:



**Figura 29.** Flujo de trabajo usado para realizar el modelamiento 1D.

**6.5.1. Datos de Entrada.** Los datos de entrada son los parámetros necesarios para la construcción del modelo 1D, abarcan información tal como: edades, espesores y litologías de las unidades geológicas, si lo hay, tiempo y espesor erodado, y propiedades geoquímicas de las rocas como el contenido orgánico total (TOC) e índice de hidrogeno (HI), tipo de kerogeno de las rocas generadoras, cinéticas de generación.

Las edades geológicas, espesores y erosiones de las unidades presentes en el área de estudio fueron tomados de distintos trabajos realizados en la zona de estudio como se muestra en la tabla 2. Además, se establecieron las facies litológicas (Ver Capítulo 4.1).

**Tabla 2.** Fuente de la información de entrada usada para la elaboración de los modelos 1D

UNIDAD GEOLÓGICA	LITOLOGÍA	ESPESOR	EDAD DE DEPOSICIÓN	ESPEORES ERODADOS Y EDADES DE EROSIÓN
CHIA	Bayona et al. (2009). Informe interno de Ecopetrol.	<b>Secciones estructurales construidas en este trabajo</b>	Bayona et al. (2009). Informe interno de Ecopetrol	Bayona et al. (2009). Informe interno de Ecopetrol
TUNJUELITO				
SABANA				
TILATÁ				
USME				
REGADERA				
BOGOTÁ				
CACHO				
GUADUAS				
LABOR Y TIERNA				
PLAENNERS				
DURA				
CHIPAQUE				
UNE				
FOMEQUE				
ARENISCA DE LAS JUNTAS				
LUTITAS DE MACANAL				
BATÁ				
GRUPO FARALLONES				

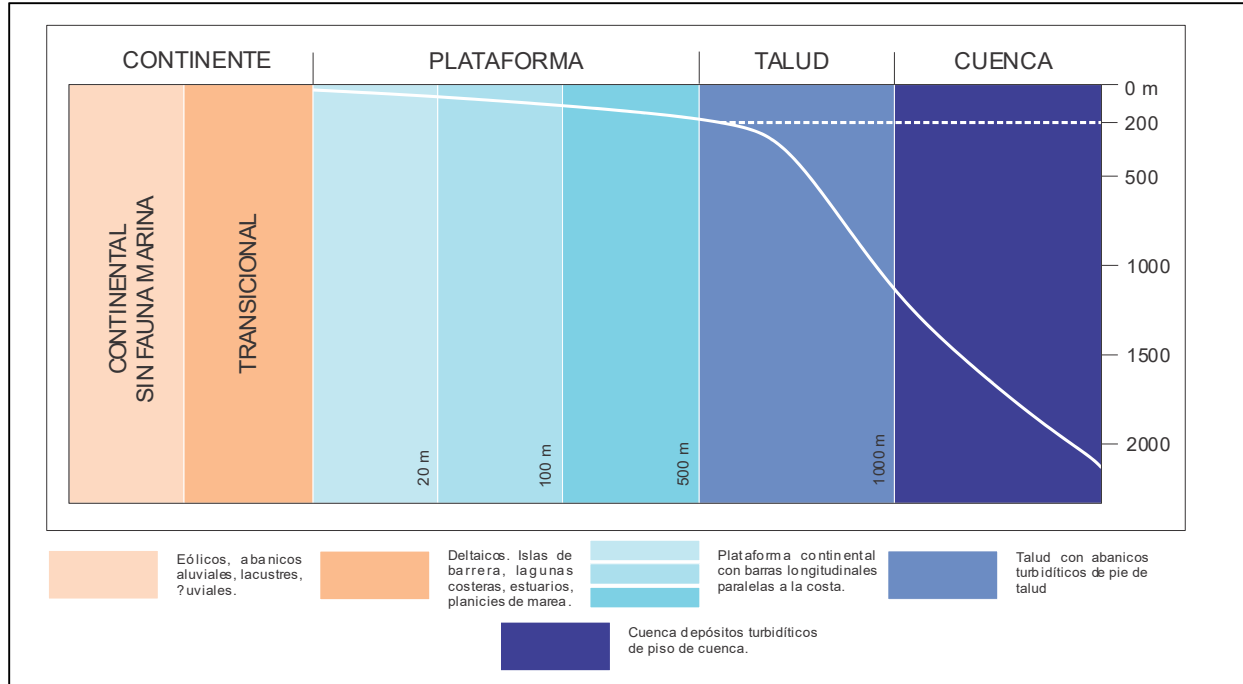
Las unidades que conforman los elementos del sistema petrolífero fueron definidos a partir de información colectada de literatura (Ver capítulo 4.3) y a su vez, a las rocas generadoras, se les asignaron valores de 6% TOC, 700 [mgHC/gTOC] de HI y un kerogeno Tipo II, obtenido por el ambiente de depositación. La cinética fue determinada a partir del ambiente de depósito de cada formación considerada como generadora, mediante el módulo de Kinetics del Software Petromod 2012.2 se atribuyó una cinética de generación *Behar\_et\_al (1997) TII(PB)* kerogeno tipo II para las formaciones Lutitas de Macanal, Fomeque y Chipaque.

**Tabla 3.** Edades de deposición, erosión y espesor para todas las formaciones, elementos que conforman el sistema petrolífero y propiedades geoquímicas para el modelamiento 1D.

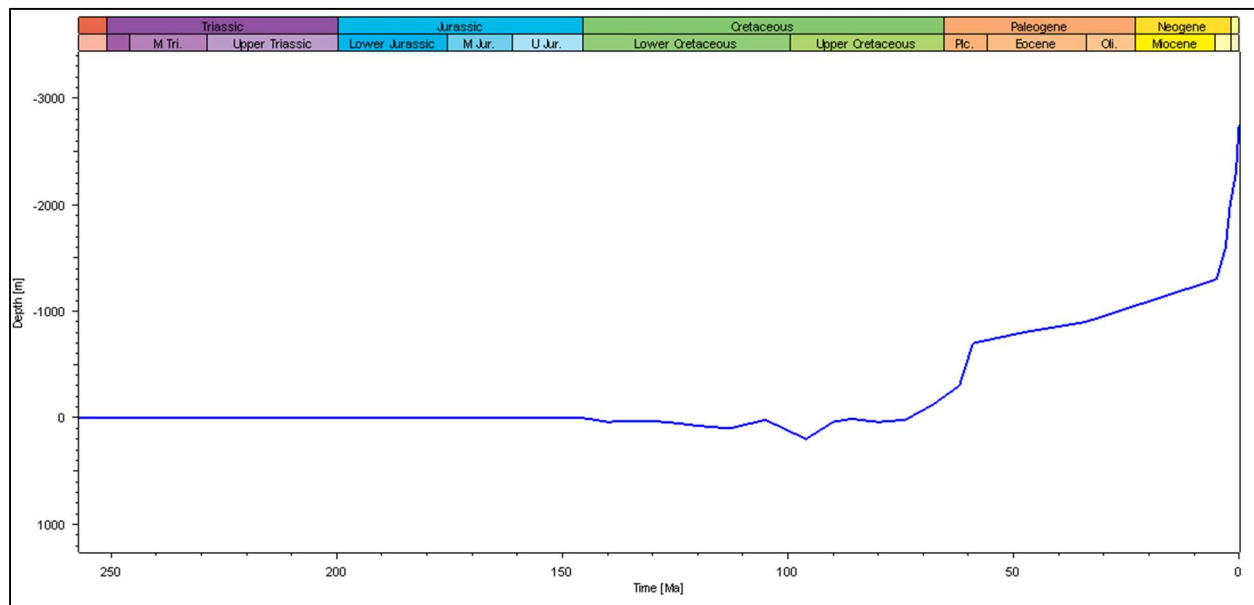
Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Erodec [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI [mgHC/gTOC]
Tunjuelito	-2749	-2709	40		2.50	0.70			Conglomerate (typical)	Overburden Rock			
Sabana	-2709	-2559	150		3.00	2.50			Siltstone (organic lean)	Overburden Rock			
Tilatá	-2559	-2476	83		5.00	3.00			Sandstone (subarkose, typical)	Overburden Rock			
Usme	-2476	-1976	500		34.00	27.00			Shale (typical)	Overburden Rock			
Regadera	-1976	-1496	480		48.00	34.00			Sandstone (quartzite, typical)	Overburden Rock			
Bogotá	-1496	-896	600		59.00	48.00			Siltstone (organic rich, typical)	Overburden Rock			
Cacho	-896	-724	172		62.00	59.00			Sandstone (quartzite, typical)	Overburden Rock			
Guaduas	-724	366	1090		68.00	62.00			Siltstone (organic lean)	Seal Rock			
Labor_tierna	366	616	250		74.00	68.00			Sandstone (quartzite, typical)	Reservoir Rock			
Plaenners	616	716	100		80.00	74.00			Shale (typical)	Seal Rock			
Dura	716	1166	450		86.00	80.00			Sandstone (quartzite, typical)	Reservoir Rock			
Chipaqué	1166	2066	900		90.00	86.00			Shale (typical)	Reservoir Rock			
Chipaqué_Generador	2066	2193	127		96.00	90.00			Shale (organic lean, typical)	Source Rock	6.00	Behar_et_al(1997)_TII(PB)	700.00
Une	2193	3193	1000		105.00	96.00			Sandstone (quartzite, typical)	Reservoir Rock			
Fomeque	3193	4193	1000		120.00	105.00			Shale (typical)	Reservoir Rock			
Fomeque_Generador	4193	4393	200		127.00	120.00			Shale (typical)	Source Rock	6.00	Behar_et_al(1997)_TII(PB)	700.00
Juntas	4393	5303	910		132.00	127.00			Sandstone (quartzite, typical)	Reservoir Rock			
Macanal	5303	7978	2675		136.00	132.00			Shale (black)	Reservoir Rock			
Macanal_Generador	7978	8238	260		140.00	136.00			Shale (organic rich, typical)	Source Rock	6.00	Behar_et_al(1997)_TII(PB)	700.00
Batá	8238	9398	1160		145.00	140.00			Conglomerate (typical)	Underburden Rock			
Grupo_Farallones	9398	11628	2230		419.00	298.00			Quartzite	Underburden Rock			
Basamento	11628	11928	300		500.00	419.00			Granite (500 Ma old)	Underburden Rock			

**6.5.2. Condiciones Limite.** La calibración de las condiciones límite para la simulación (*Paleo Water Depth (PWD)*, *Sediment Water Interface Temperature (SWIT)* y *Heat Flow History (HF)*) se efectúa con módulos internos del programa usando otra serie de datos de entrada: temperatura de fondo de pozo (*Bottom Hole Temperature - BHT*) y reflectancia de la vitrinita (%Ro), flujo de calor a lo largo del tiempo geológico, entre otros. A continuación, se describe como se calibró cada una de estos parámetros.

**6.5.2.1. Paleobatimetria (*Paleo Water Depth/PWD.*)** La paleobatimetria corresponde a la variación relativa del mar producto del ambiente marino en el cual se produjo la depositación de una unidad a lo largo del tiempo geológico. Influye de distintas maneras, una de ellas es la compactación, pues impone una carga adicional a los sedimentos que una cuenca, también puede tener efectos en la carga y en la predicción de las presiones en especial en ambientes de aguas profundas. Esta condición se calibró mediante el perfil batimétrico adaptado de Caro y Serrano (2014) en Alvarez y Hernández (2017) (Ver figura 30) y con las profundidades de los diferentes ambientes de depositación reportadas por Bayona et al. (2008a). Las unidades cretácicas en la zona de estudio, se depositaron en su mayoría en ambientes de tipo marino y transicional. Mientras que las cenozoicas son de carácter continental. dichos valores fueron tomados del trabajo de Bayona et al. (2008a).

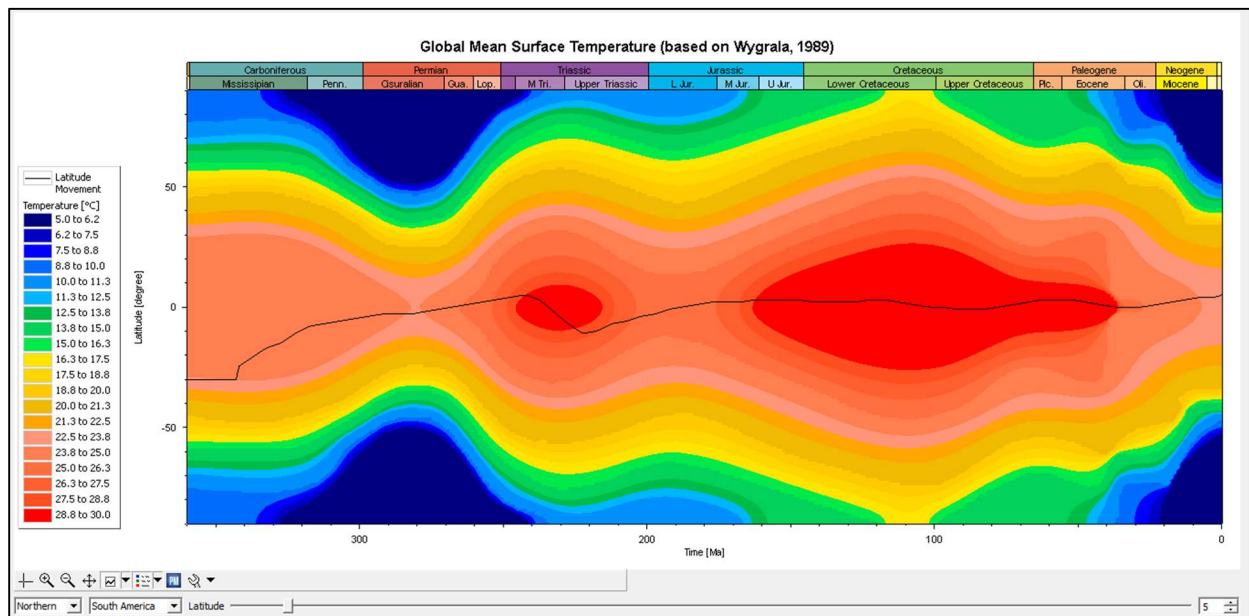


**Figura 30.** Perfil batimétrico generalizado. Adaptado de Caro y Serrano (2014) en Alvarez y Hernández (2017).

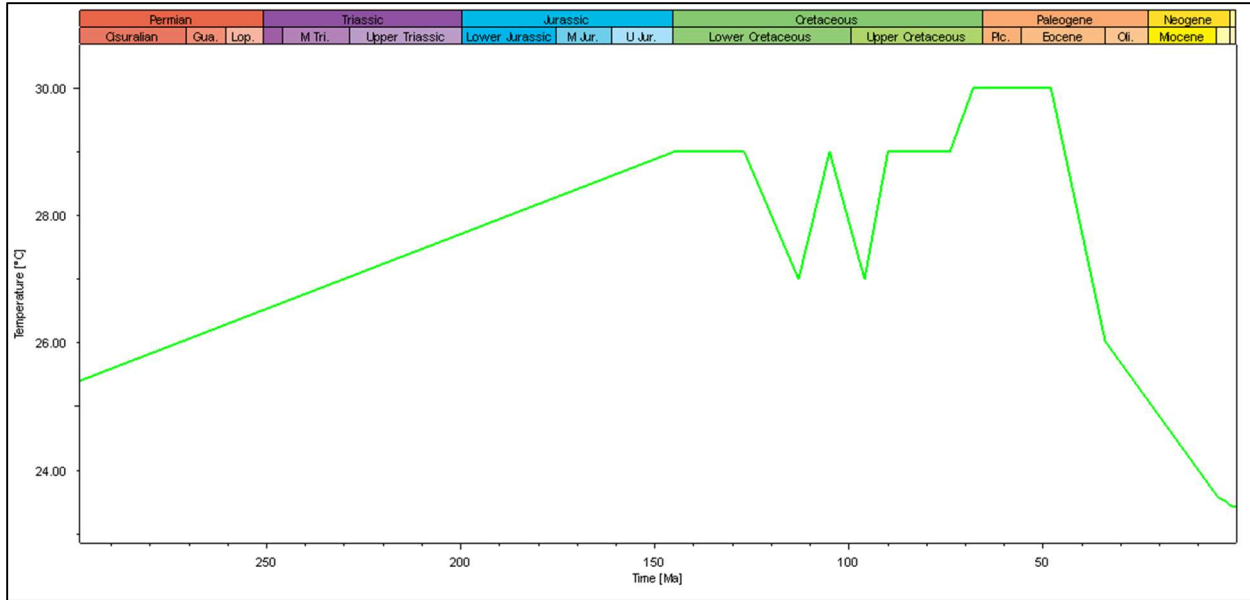


**Figura 31.** Ejemplo de la gráfica de Paleo Water Depth/PWD para el pseudopozo CL-1

**6.5.2.2. Temperatura de Interfase Agua-Sedimento (*Sediment Water Interface Temperature/SWIT*).** La temperatura de interfase agua-sedimento corresponde a la temperatura promedio de la superficie en cualquier punto geográfico a través del tiempo geológico. Está condicionada por la paleolatitud, el paleoclima y la paleo profundidad de la tabla de agua. Estos valores son generados automáticamente por medio del módulo de SWIT (basado en Wygrala, 1989) de Petromod, al cual se le ingresa la latitud del área de estudio como se observa en la figura 32. Para este trabajo la zona de trabajo se encuentra ubicada en una latitud de 5° en el hemisferio Norte de Suramérica.



**Figura 32.** Grafica de la Medida Global de la Temperatura (Basado en Wygrala, 1989) para el área de estudio.

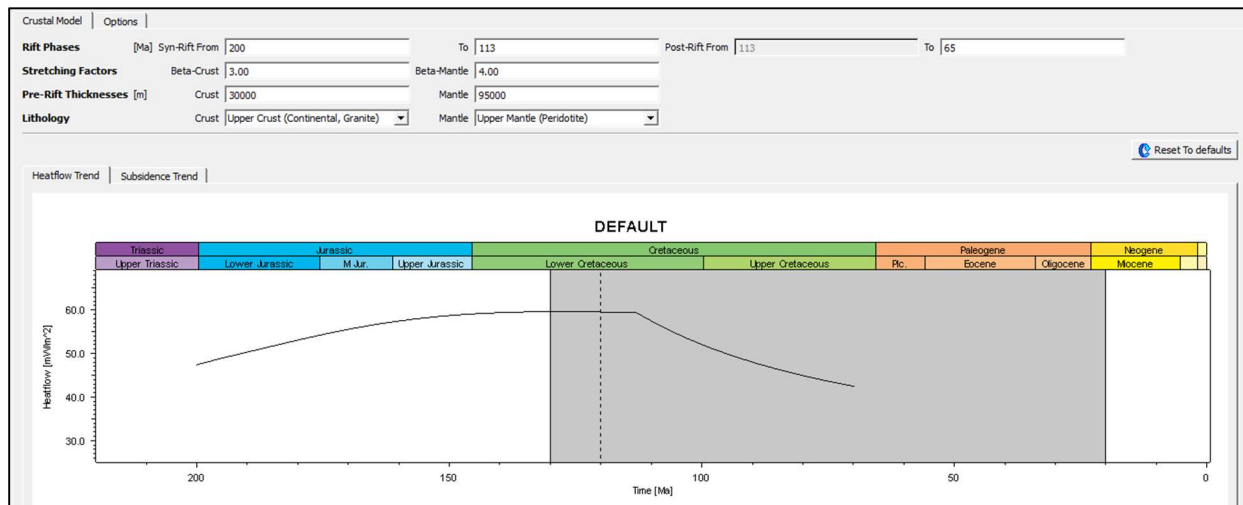


**Figura 33.** Ejemplo de emperatura de Interfase Agua-Sedimento para el pseduopozo CL-1.

**6.5.2.3. Flujo de Calor (*Heat Flow/HF*).** El flujo de calor permite calcular la madurez de las rocas a partir de la historia evolutiva de la cuenca y es de gran importancia en la predicción de la carga de hidrocarburos, ya que, los procesos de generación, migración, acumulación y preservación están principalmente controladas por la temperatura, en donde la presión juega un papel secundario (Allen & Allen, 2013).

La historia termal de la Cordillera Oriental puede ser dividida en 2, la primera Pre-Cenozoica, asociada a etapas de extensión litosférica, la cual presenta eventos desde el Triásico hasta finales del Cretáceo (Sarmiento, 2001). La segunda parte que comprende todo el Cenozoico está asociada a la fase de inversión tectónica y levantamiento de la Cordillera Oriental (García, 2007).

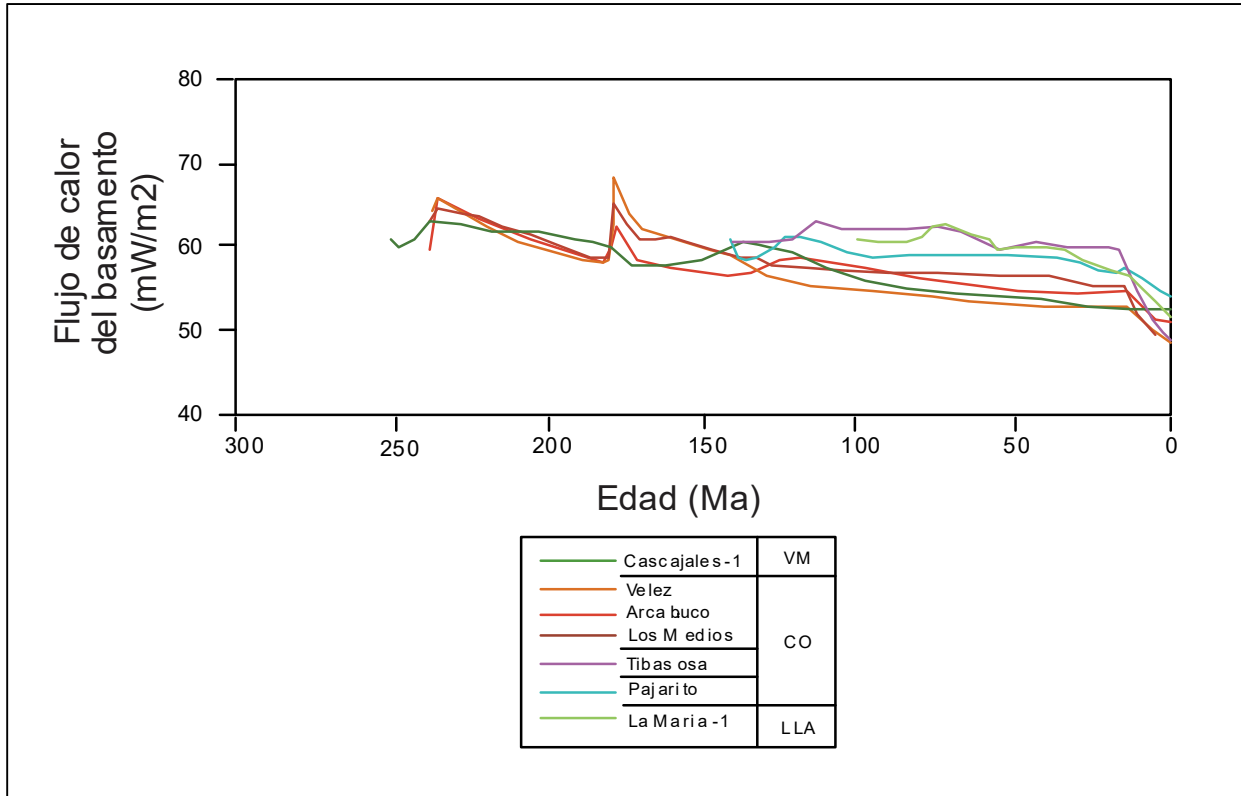
La reconstrucción de la primera fase, fue realizada mediante el módulo “Crustal Model” de la herramienta de Mckenzie HF en Petromod, la cual necesita datos de entrada de fase “*Syn-Rift*”, “*Post-Rift*” y factores de estiramiento de la corteza y el manto. Basado en Mora et al. (2010), para este proyecto se estableció una fase de “*Syn-Rift*” desde los 200 ma. a 120 ma. y una fase de “*Post-Rift*” que va desde los 120 ma. hasta los 65 ma. Para los valores de los factores  $\beta$  y  $\delta$ , que expresan el adelgazamiento de la corteza y del manto litosférico respectivamente, se tomaron para cada punto de interés del trabajo de Sarmiento (2001) en el caso que el punto de interés no tuviera correspondiente, en este trabajo se usó el que estuviera más cercano (Ver figura 34).



**Figura 34.** Ejemplo de los datos de entrada del módulo “Crustal Model” en la herramienta de Mckenzie HF

El software no realiza la reconstrucción del flujo térmico de la segunda parte automáticamente, que va abarca la etapa de “*Post-rift*” a la actualidad. Dicho intervalo corresponde a las fases de inversión tectónica y generación de cuencas de tipo Foreland en el Cenozoico. Sarmiento (2001), modela el flujo térmico del tope del basamento en varios puntos

de Colombia. Para este trabajo se escogió los valores de la curva modelada en Arcabuco (Ver figura 35), la cual se encuentra más cercana de la zona de estudio.



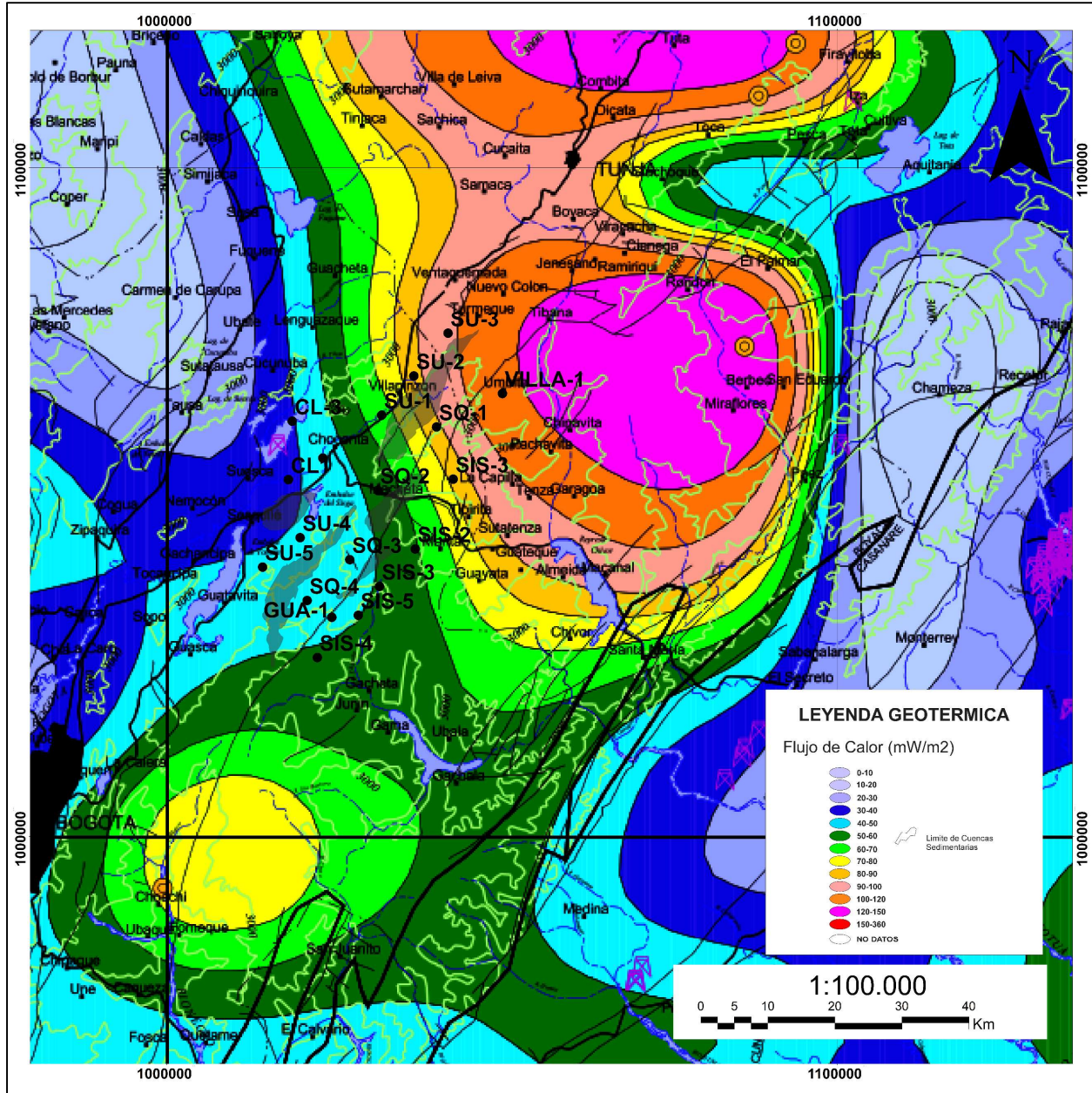
**Figura 35.** Flujo de calor al tope del basamento en distintos lugares de Colombia. Valle Medio (VM), Cordillera Oriental (CO), Llano (LLA). Adaptado de Sarmiento (2001).

**6.5.3. Calibración.** El proceso de calibración se realizó mediante la herramienta *Wells* de PetroMod, en este módulo se creó un pozo con el mismo nombre y se añadió información útil para hacer los modelos más confiables. La calibración de la historia térmica se hizo con temperaturas de fondo de pozo (*BHT*) para el gradiente geotérmico actual, datos de reflectancia de vitrinita y temperaturas de trazas de fisión de Apatito (AFT), Zircón-Helio (ZHe) y Zircón (ZFT).

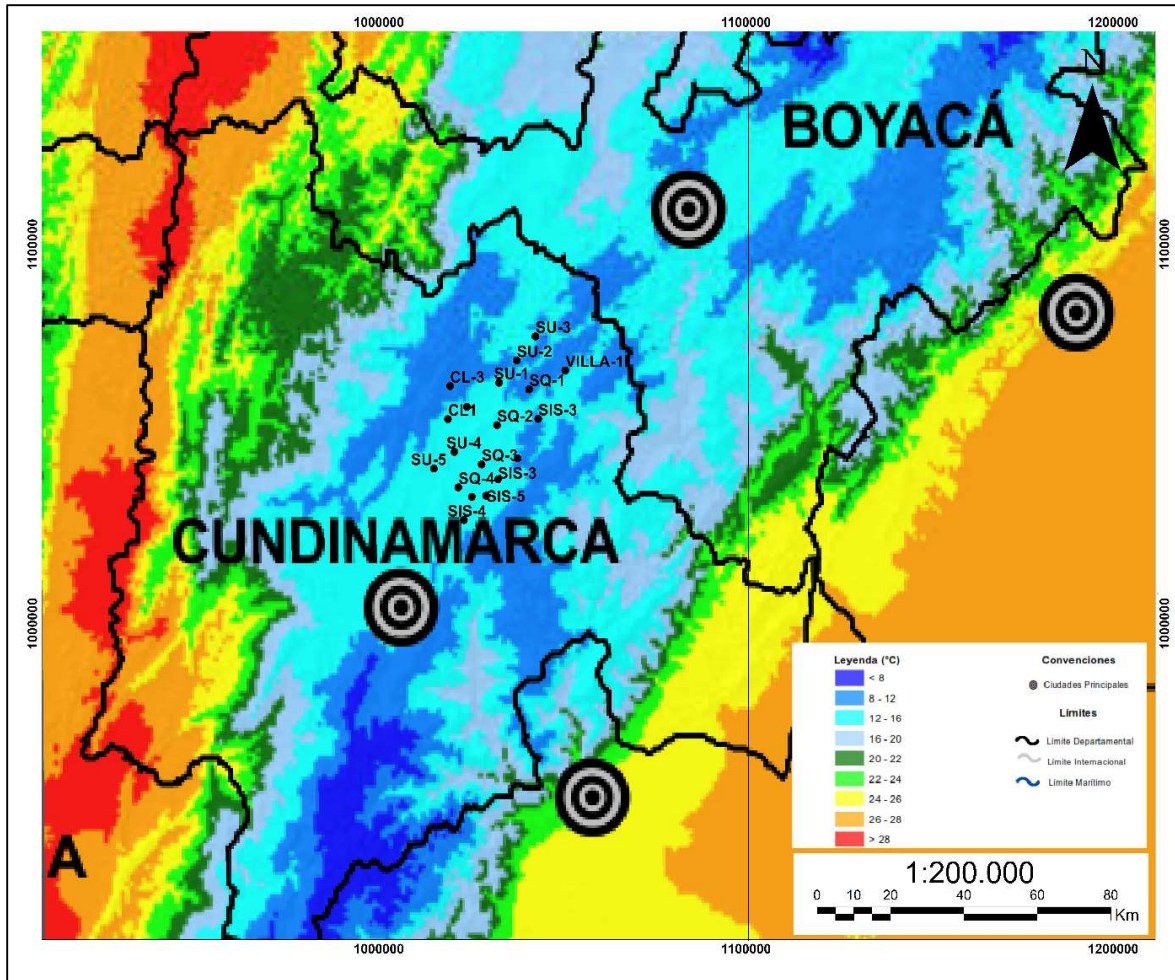
En la zona de estudio ninguno de los pseudopozos contó con valores de *BHT* disponibles, por lo tanto, se usó la siguiente fórmula para calcular dichos valores (Gómez y Gonzales, 2002):

$$T = ((\text{Gradiente } (^{\circ}\text{C}/\text{Km}) \times \text{Profundidad (Km)}) + T_{\text{superficie}} (^{\circ}\text{C}))$$

Los valores de gradiente geotérmico y temperatura media actual, se calcularon graficando la ubicación de los pseudopozos sobre el mapa geotérmico de Colombia (Alfaro et al. (2000) en Vargas et al. (2009)) (Ver figura 36) y el mapa de temperatura media anual entre 1981-2010 (IDEAM, 2014) (Ver figura 37), respectivamente. La profundidad se varió de uno en uno, hasta llegar a cinco kilómetros.



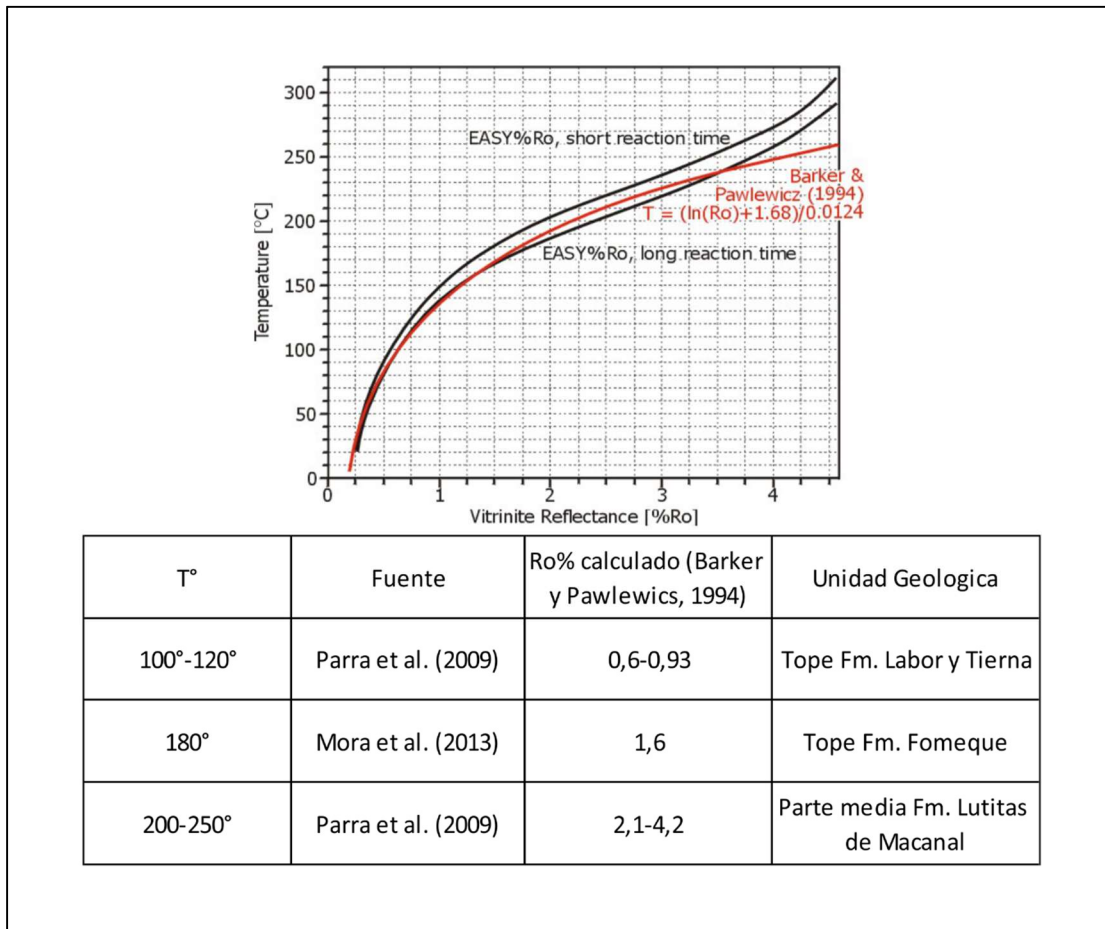
**Figura 36.** Ubicación de Pseudopozos simulados (puntos en color negro) en el Mapa Geotérmico de Colombia realizado por Alfaro et al. (2000) en Vargas et al. (2009).



**Figura 37.** Ubicación de Pseudopozos (puntos en color negro) en el Mapa de Temperatura Media Anual entre 1981-2010. Adaptado de IDEAM, 2014.

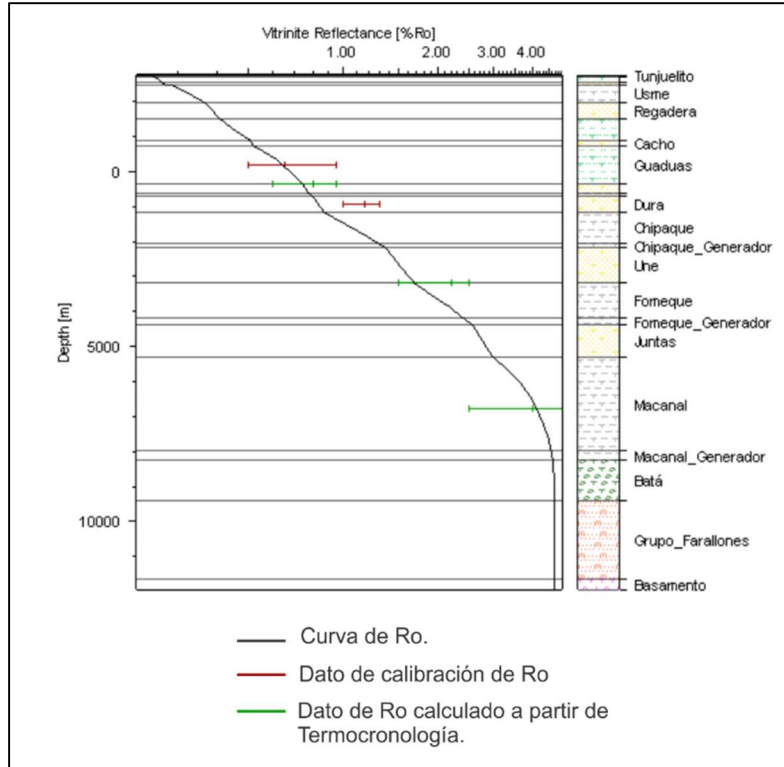
Datos para la calibración de reflectancia de vitrinita (Ro%) fueron extraídos de análisis de laboratorio confidenciales de la compañía Ecopetrol S.A.; por medio de la figura de Temperatura vs Reflectancia de vitrinita (Ro), presentada por Barker y Pawlewics (1994), se realizó el cálculo

de reflectancia de vitrinita a partir de datos de termocronología (AFT, ZHe, Z) publicada en trabajos anteriores (Ver figura 38).



**Figura 38.** Calculo de Reflectancia de Vitrinita a Partir de Datos de Termocronología, mediante la gráfica presentada por Barker y Pawlewics (1994).

Posteriormente la curva de flujo de calor realizada mediante el programa, se escala empíricamente hasta que los valores de reflectancia de vitrinita y temperatura ajusten con los datos reales medidos directamente en las rocas (Ver figura 39). Finalmente se obtiene la curva de flujo de calor a lo largo del tiempo geológico (Ver figura 40).



**Figura 39.** Ejemplo de calibración de los datos de reflectancia de vitrinita con el flujo de calor para el pseudopozo CL-1.



**Figura 40.** Ejemplo de la curva de flujo de calor a lo largo del tiempo geológico para el pseudopozo CL-1.

**6.5.4. Construcción de Mapas de generación y expulsión de hidrocarburos para la Formación Chipaque.** Se construyeron 4 mapas de generación y expulsión de hidrocarburos para la Formación Chipaque. Dichos mapas se crearon en el software *ArcGIS 10.1* con una licencia educativa. Los mapas de generación de hidrocarburos se realizaron interpolando los resultados obtenidos en los modelos 1D de los 19 pseudopozos simulados para los escenarios 1 y 2, a distintas edades. Se midió la generación del hidrocarburo, en razón de la cantidad de materia orgánica transformada a lo largo del tiempo geológico. En los mapas se muestra el valor de tasa de transformación acumulado para cada edad.

Para elaborar los mapas de expulsión hidrocarburos se siguió la misma metodología, con la diferencia que en dichos mapas se muestra el volumen expulsado de hidrocarburos para cada rango de tiempo. Lo anterior se hizo, restando el volumen de hidrocarburo expulsado de la edad más antigua, a la más joven para cada rango de: 70-60 ma., 60-50 ma, 50-30 ma., 30-20 ma, 20-15 ma, 15-0 ma.

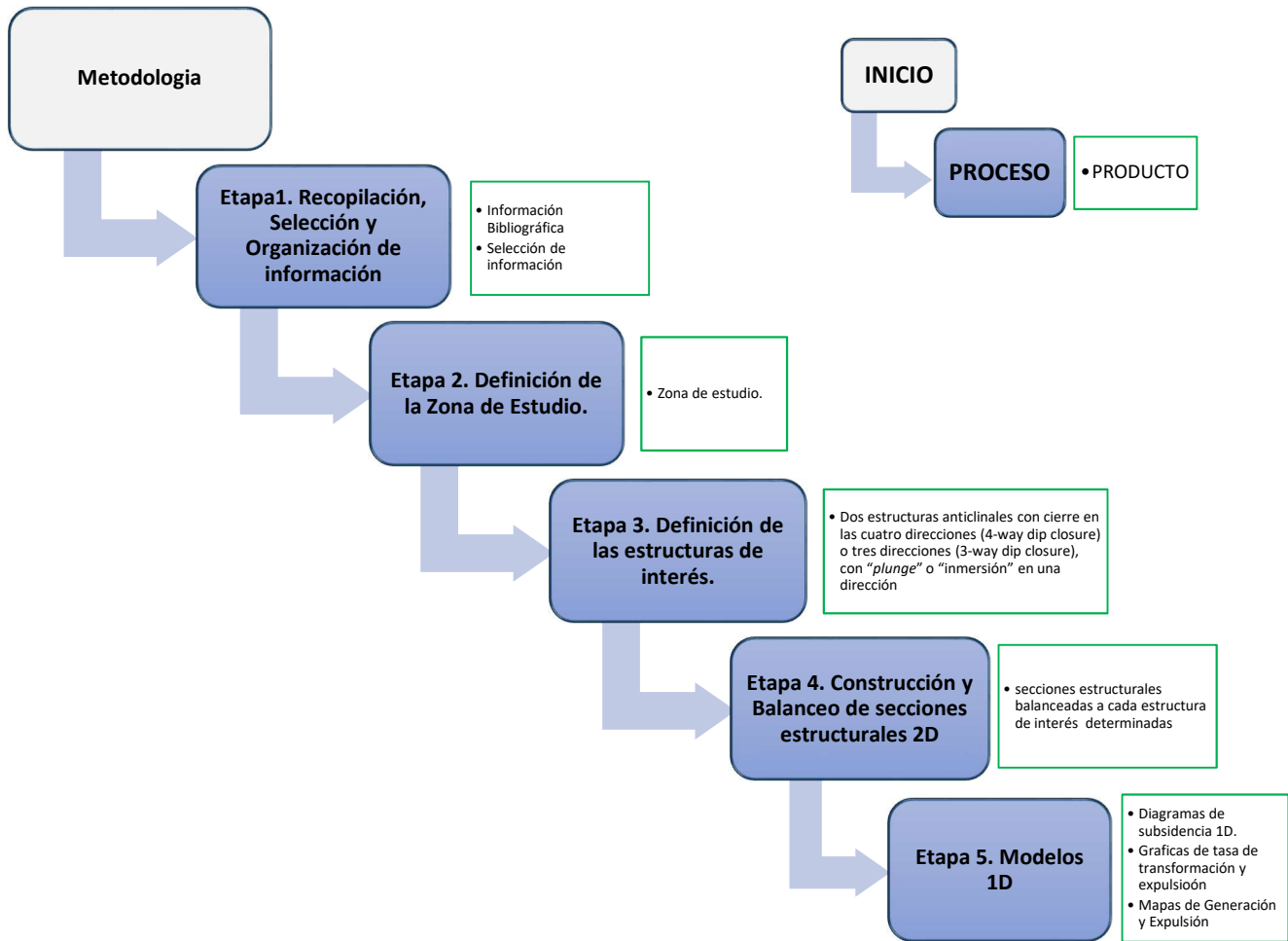


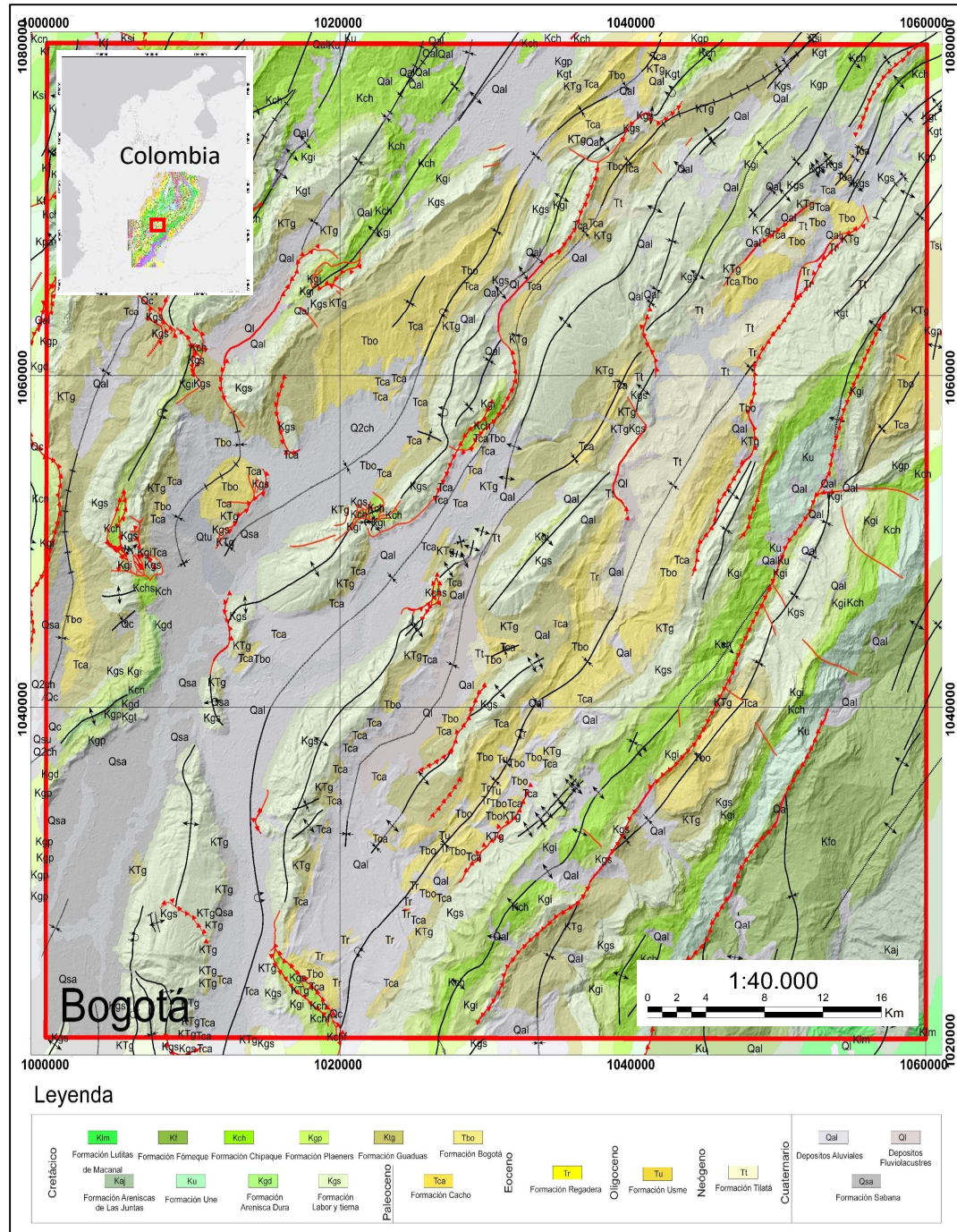
Figura 41. Metodología de Trabajo.

## 7. Resultados y Discusión

### 7.1. Zona de Estudio Determinada

Después de aplicar los criterios: i) Preservación de un espesor considerable de roca, ii) Presencia de Trampas Estructurales Potenciales de Hidrocarburos y iii) Presencia de Sinclinales Profundos Adyacentes a las Trampas Estructurales. El área de estudio determinada, se encuentra al nor-este de la ciudad de Santa Fe de Bogotá y al sur-oeste de la ciudad de Tunja, dentro de la faja plegada de la Zona Axial de la Cordillera Oriental, la cual está limitada por los cinturones invertidos del Valle del Magdalena, al W y el Piedemonte llanero, al E (Mora et al., 2010).

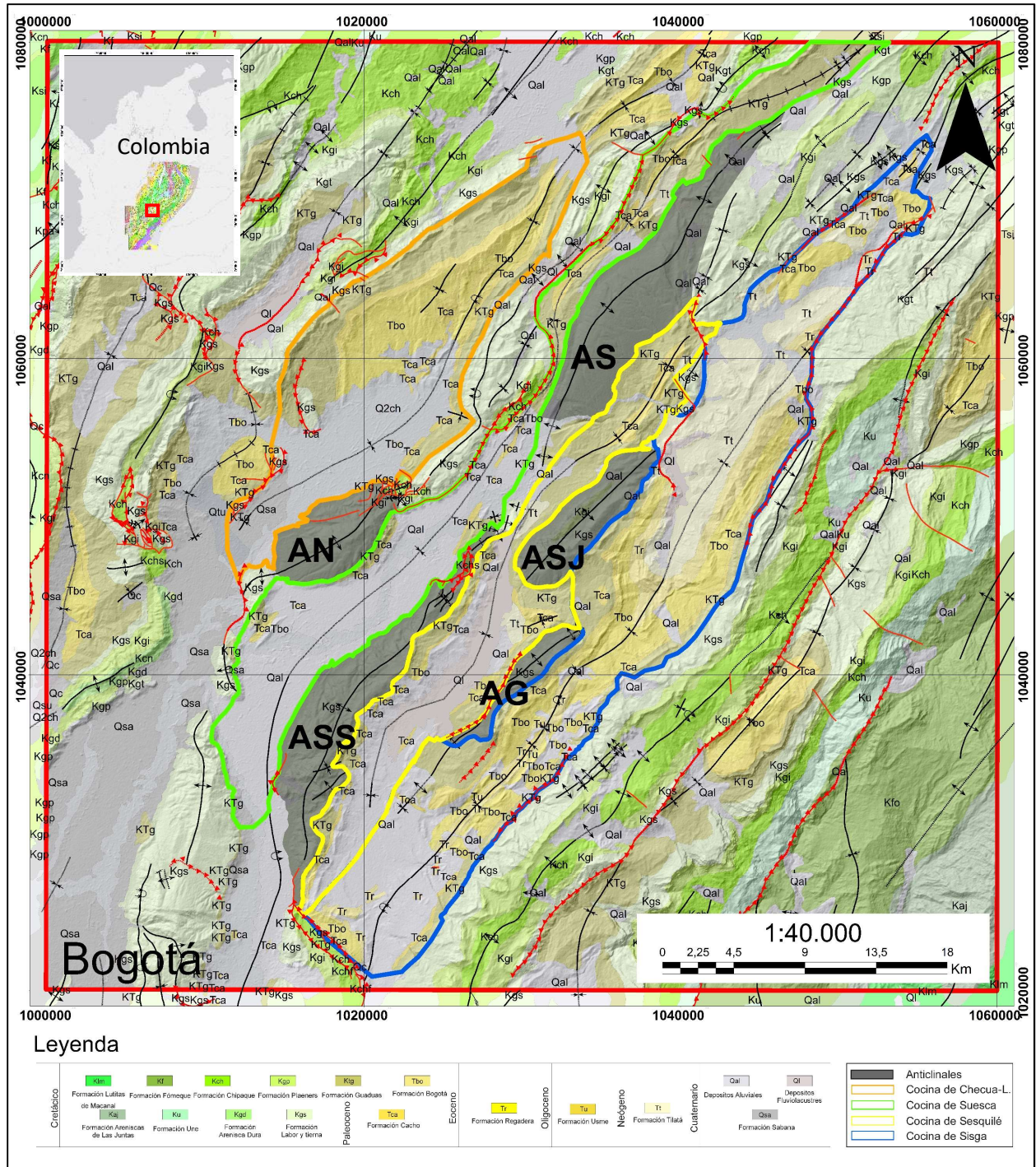
Geológicamente, la zona de estudio se ubica en la subcuenca de la Sabana de Bogotá (Ver figura 42), la cual está limitada por el sistema de fallas de Supatá, al W y la falla de Macheta, al E, y se prolonga al norte siguiendo el sistema de fallas de Soapaga - Boyacá hasta la latitud de Paz del Río. La cuenca de la Sabana de Bogotá corresponde regionalmente a un amplio sinclinorio dominado por una secuencia sedimentaria de edades que van desde el Paleozoico y donde se ha preservado la mayor parte de las rocas Cenozoicas y Cretácicas, dispuestas en anticlinales de baja amplitud y separados por sinclinales de longitud de onda amplia (fondo plano), algunos invertidos, asimétricos, con sus ejes en sentido NE. Lo anterior es producto de la inversión de antiguas fallas normales con despegue en unidades sedimentarias del Cretácico Inferior a Medio (Mora et al., 2010).



**Figura 42.** El recuadro rojo enmarca la zona de estudio. Dentro de él, se observan en color negro los pliegues y en color rojo las fallas. Mapa tomado y modificado del mapa realizado por el grupo de geología estructural, proyecto de cuencas subandinas, Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), 2009.

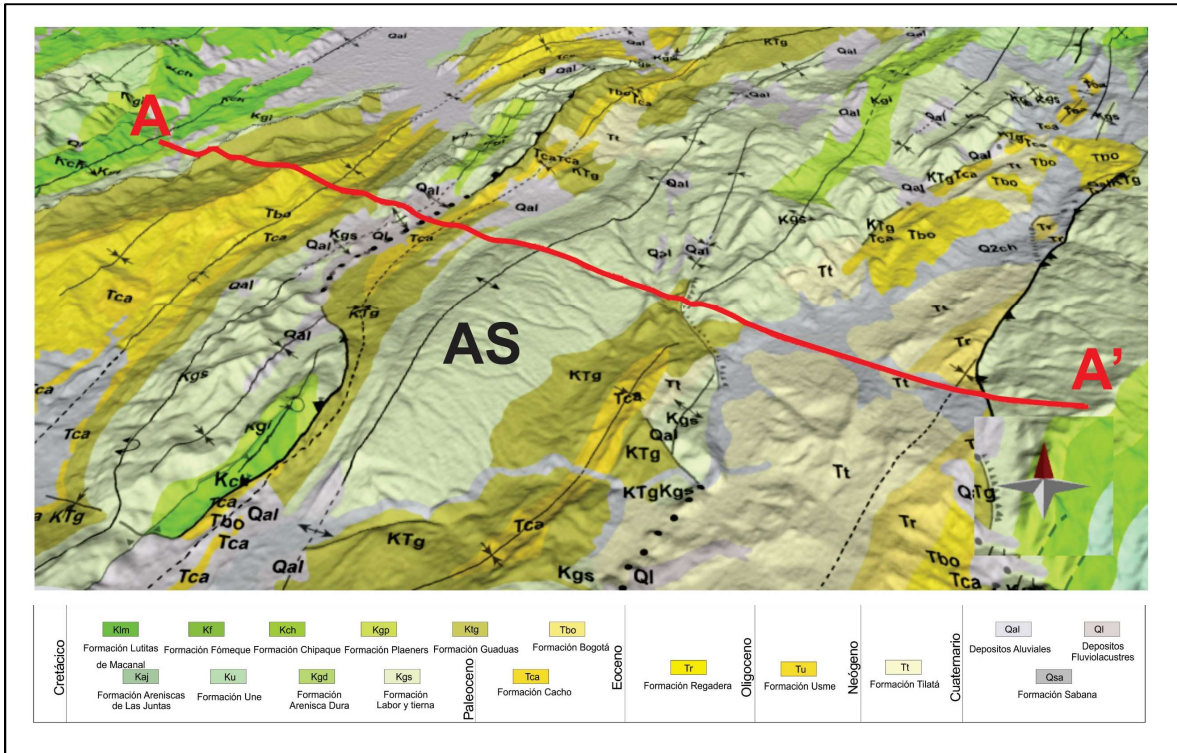
## 7.2. Trampas Estructurales Determinadas en el Área de Estudio, Localizada en la Zona Axial de la Cordillera Oriental

Tras emplear los criterios: 1) Estructuras Anticlinales con Cierre en Cuatro direcciones (4-way dip closure) y en tres direcciones (3-way dip closure) con “*plunge*” o “inmersión” en una dirección. 2) Presencia de los Elementos que Conforman un Sistema Petrolífero en las Estructuras Previamente Seleccionadas. 3) Existencia de “Cocinas de Hidrocarburos” adyacentes a los Anticlinales con Cierre en Cuatro y en Tres Direcciones. Las estructuras que conforman trampas estructurales determinadas en el área de estudio, localizada en la Zona Axial de la Cordillera Oriental son: el anticlinal de Suesca, el anticlinal de Checua-Lenguazaque, el anticlinal de Sesquilé y el Anticlinal de Sisga. De igual forma se delimitaron cuatro cocinas, que corresponden a los Sinclinales de Suesca, Checua-Lenguazaque, Sesquilé y Sisga (Ver figura 43).



**Figura 43.** Trampas estructurales y cocinas determinadas en el área de estudio, localizada en la Zona Axial de la Cordillera Oriental, siguiendo los criterios anteriormente expuestos.

**7.2.1. Anticlinal de Suesca.** El anticlinal de Suesca se prolonga del centro al nor-este de la zona de estudio, al norte del municipio de Suesca, Cundinamarca.

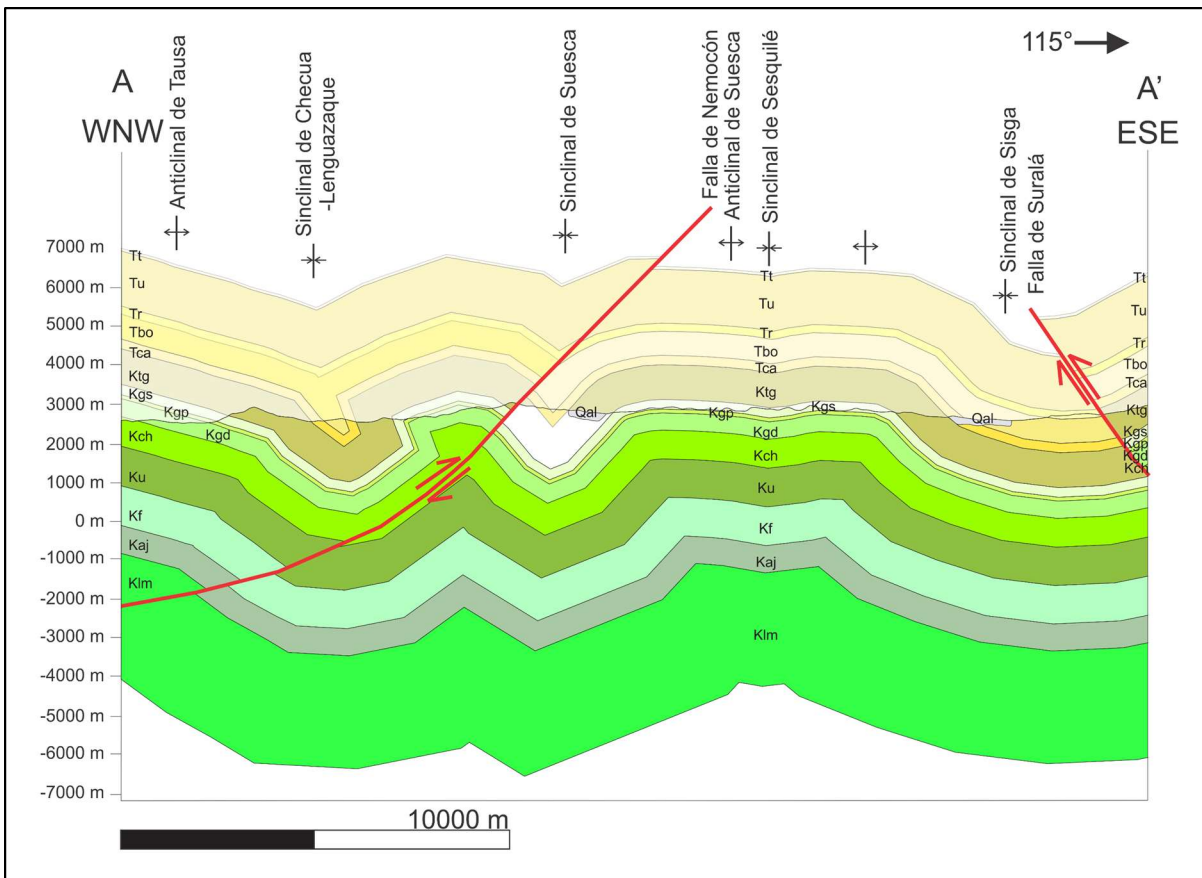


**Figura 44.** Anticlinal de Suesca (AS), formando una trampa estructural con cierre estructural en cuatro direcciones y mostrando “plunge” hacia el sur. En color rojo se observa el trazo de la sección estructural A-A’.

La figura 45, muestra el anticlinal de Suesca, el cual morfológicamente, es asimétrico, apretado, su eje tiene inclinación NW y el flanco oriental se encuentra menos inclinado que el occidental. Esta estructura conforma una trampa estructural con cierre en cuatro direcciones (4 way dip closure), ya que, en su núcleo aflora la Formación Labor-Tierna (Maastrichtiano inferior) y alrededor de ella se encuentra la Formación Guaduas (Maastrichtiano-Paleoceno), evidenciando la existencia de un cierre en los contornos alrededor de un alto. Además de lo anterior, el anticlinal

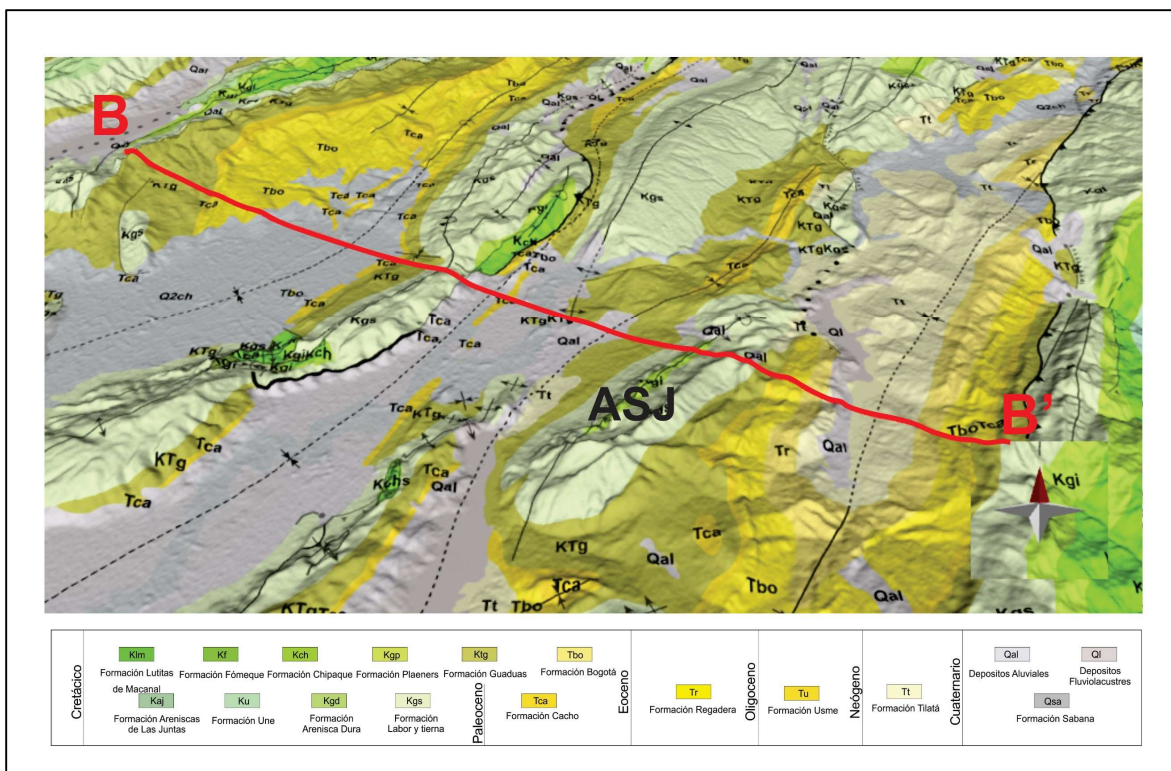
muestra “*plunge*” hacia la parte sur (Ver figura 44). Los elementos que probablemente conforman el sistema petrolífero en la estructura son: formaciones Chipaque, Fomeque y Lutitas de Macanal (rocas generadoras), formaciones Dura y Une (rocas reservorio), Formación Plaeners (roca sello).

Las cocinas adyacentes a la estructura son, el sinclinal de Suesca al oeste y el sinclinal de Sesquilé al este, en los cuales la Formación Cacho aflora en el núcleo de ambas estructuras (Ver figura 45).



**Figura 45.** Sección estructural A-A' ubicada lo largo del Anticlinas de Suesca y áreas adyacentes.

**7.2.2. Anticlinal de San José.** El anticlinal de San José está ubicado en la parte central de la zona de estudio, al este del municipio de Sesquilé, Cundinamarca. Por su morfología, corresponde a una estructura asimétrica, presenta un eje con una dirección NE, su flanco occidental es más inclinado que el flanco oriental. En ambos flancos se encuentran las formaciones Labor-Tierna y unidades de edad Paleoceno (Ver figura 47).

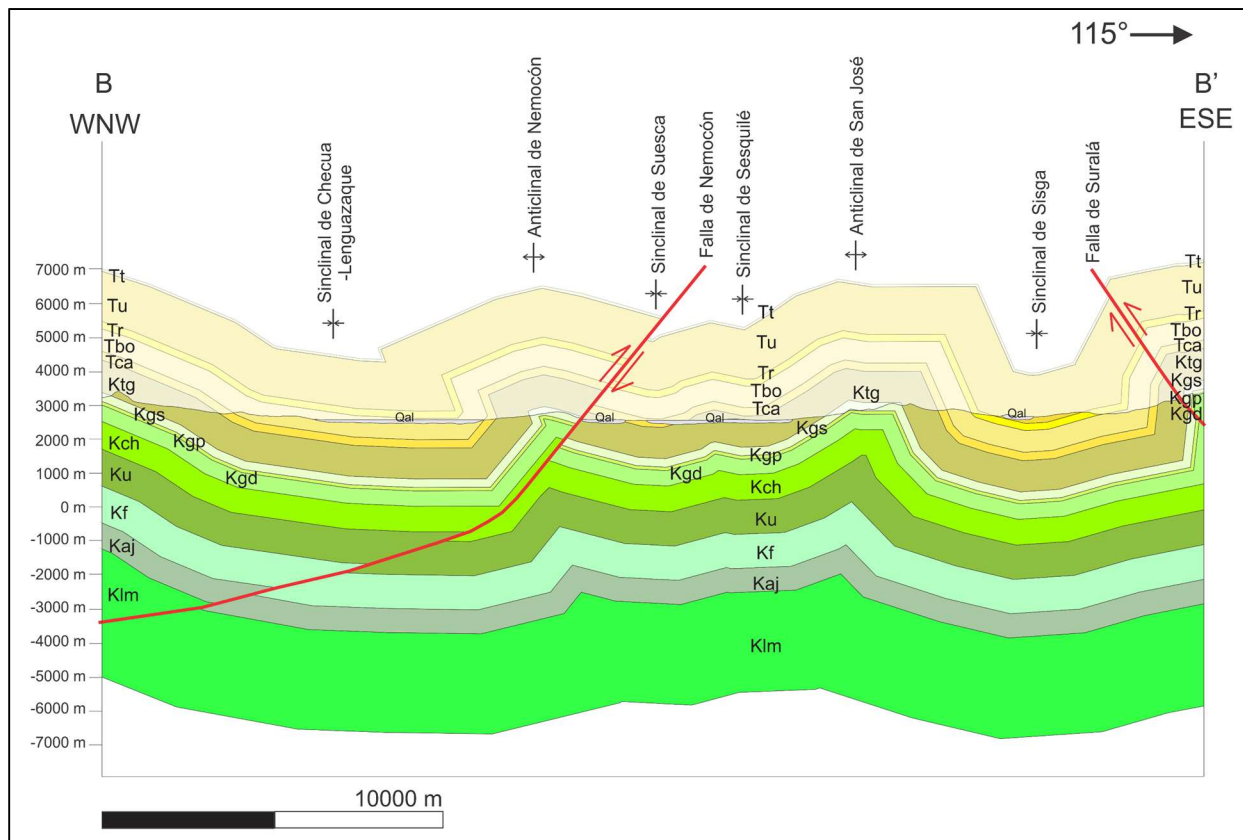


**Figura 46.** Anticlinal de San José (ASJ), formando una trampa estructural con cierre estructural en cuatro direcciones y mostrando “plunge” hacia el sur. En color rojo se observa el trazo de la sección estructural B-B’.

La estructura corresponde a una trampa estructural con cierre en cuatro direcciones (4-way dip closure), debido a que en su núcleo se encuentra la formación Plaeners (Maastrichtiano inferior) suprayacida por la Formación Labor y Tierna, mostrando que los contornos se cierran en las cuatro

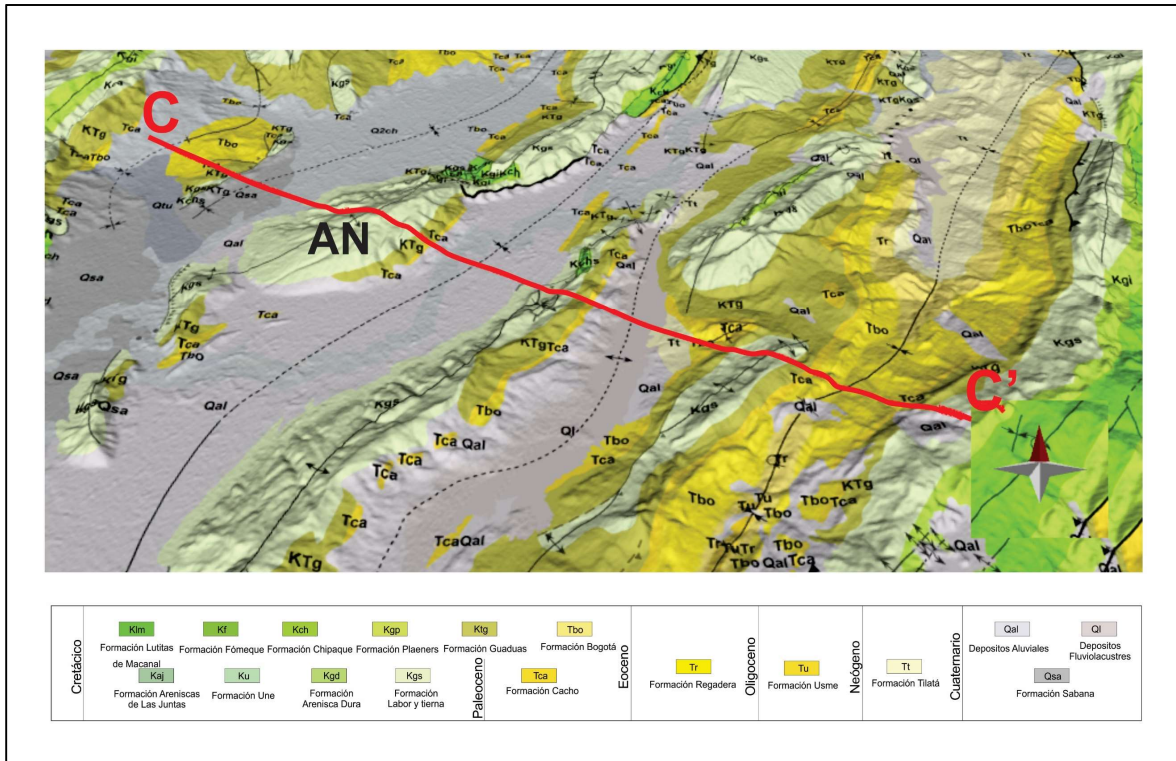
direcciones alrededor de un alto. Igualmente, el anticlinal de San José presenta “*plunge*” hacia la parte sur (Ver figura 46). Los elementos que probablemente conforman el sistema petrolífero en la estructura son: formaciones Chipaque, Fomeque y Lutitas de Macanal (rocas generadoras), formación Une (rocas reservorio), Formación Chipaque (roca sello).

Las cocinas adyacentes a la estructura son, el sinclinal de Sesquilé al oeste y el sinclinal de Sisga al este, en las cuales en sus núcleos afloran depósitos cuaternarios y la Formación Usme, respectivamente.



**Figura 47.** Sección estructural B-B' ubicada a lo largo del Anticlinal de San José y áreas adyacentes.

**7.2.3. Anticlinal de Nemocón.** El anticlinal de Nemocón se encuentra ubicado al oeste de la zona de estudio, al sur del municipio de Nemocón. Esta estructura se encuentra afectado fallas regionales que lo dividen en tres segmentos (Ver figura 49).



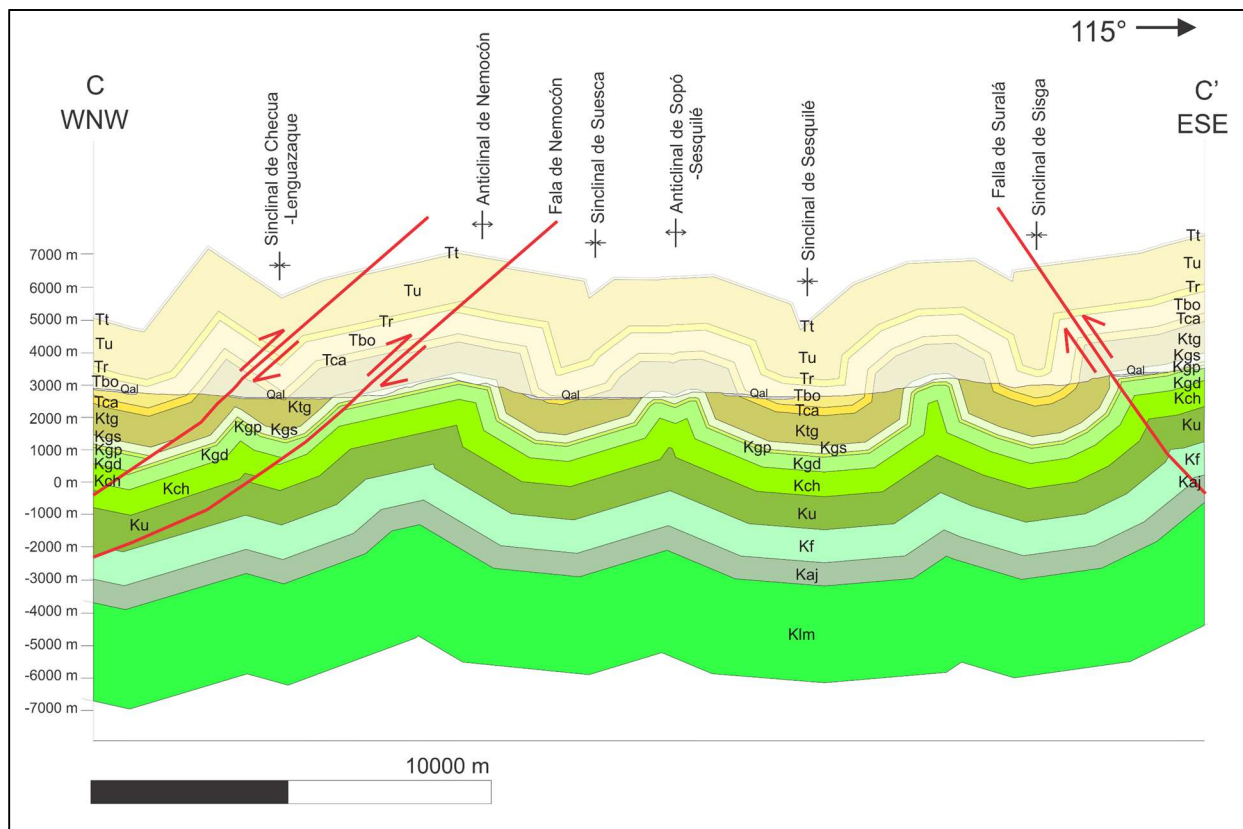
**Figura 48.** Anticlinal de Nemocón (AN), formando una trampa estructural con cierre estructural en cuatro direcciones y mostrando “plunge” hacia el sur. En color rojo se observa el trazo de la sección estructural C-C’.

El segmento sur (de interés para este trabajo), se caracteriza por ser una estructura asimétrica, presenta un eje con dirección NE y hacia el sur presenta “plunge”. Corresponde a una trampa estructural con cierre en tres direcciones (3-way dip closure), debido a que en su núcleo se encuentra la formación Labor y Tierna (Maastrichtiano inferior), suprayacida por la Formación Guaduas (Maastrichtiano inferior - Paleoceno), evidenciando que los contornos se cierran en tres

direcciones y hacia el flanco oeste de la estructura, se presenta un choque con la falla de Nemocón (Ver figura 49).

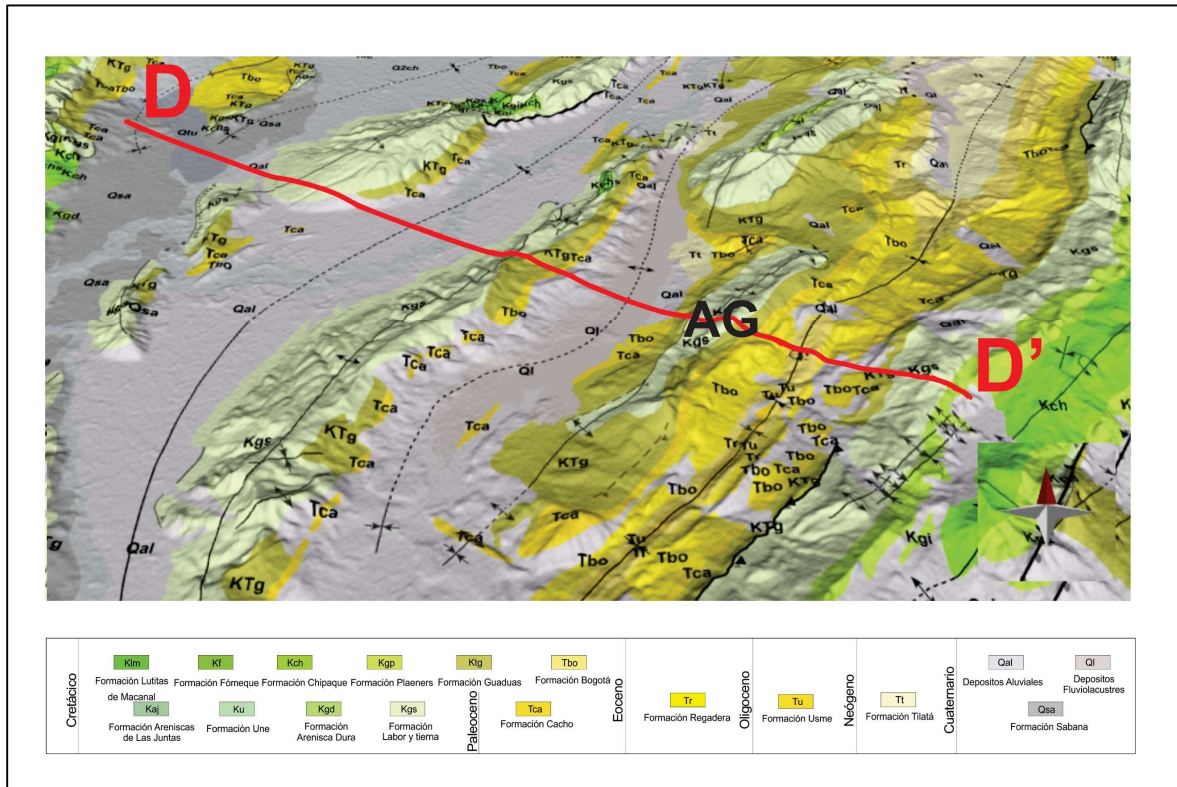
Los elementos que probablemente conforman el sistema petrolífero en la estructura son: formaciones Chipaque, Fomeque y Lutitas de Macanal (rocas generadoras), formaciones Une y Dura (rocas reservorio), Formación Plaeners (roca sello).

Las cocinas adyacentes a la estructura son, el sinclinal de Checua-Lenguazaque al oeste y el sinclinal de Suesca al este, en las cuales afloran depósitos cuaternarios en el núcleo de ambas estructuras.



**Figura 49.** Sección estructural C-C' ubicada a lo largo del Anticlinal de Nemocón y áreas adyacentes.

**7.2.4. Anticlinal de Guatavita.** En este trabajo se da este nombre al anticlinal localizado al sur de la zona de estudio y al norte del municipio que lleva su mismo nombre. Esta estructura es asimétrica, presenta su flanco este invertido, su eje tiene dirección NE y posee “*plunge*” hacia el sur (Ver figura 51).



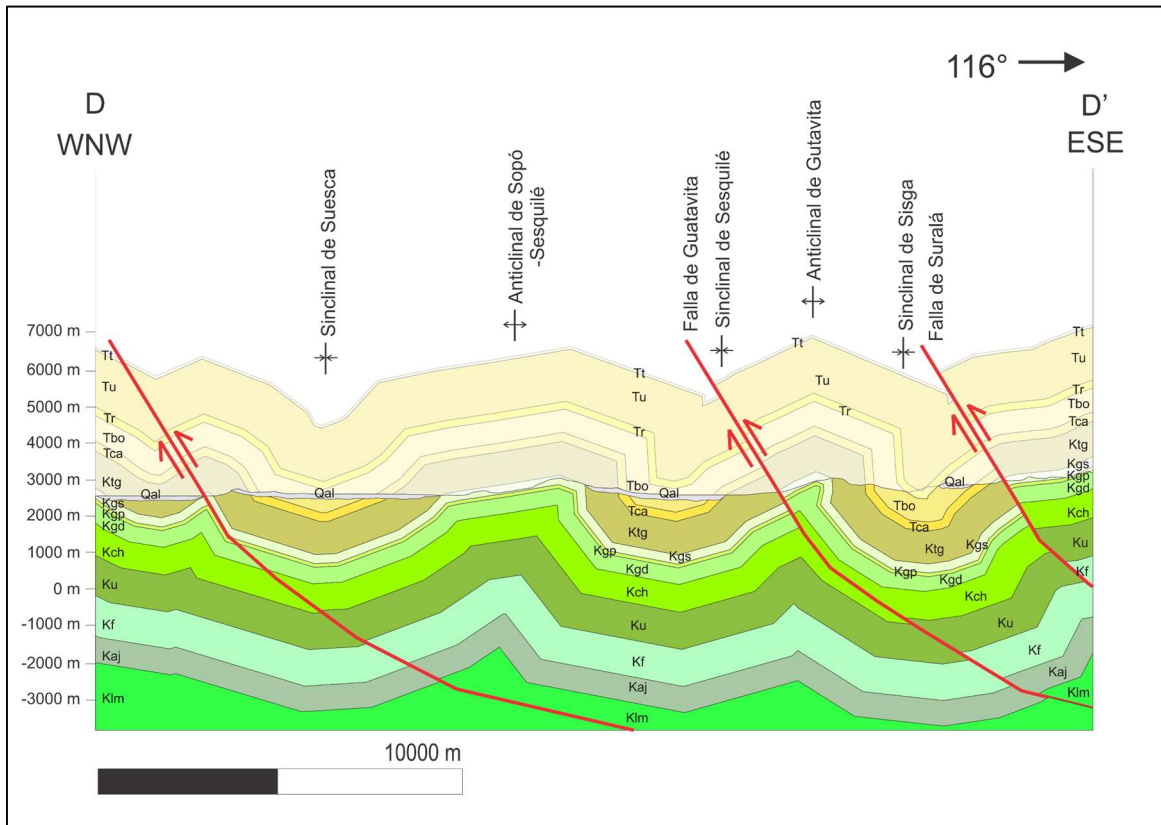
**Figura 50.** Anticlinal de Guatavita (AG), formando una trampa estructural con cierre estructural en cuatro direcciones y mostrando “*plunge*” hacia el sur. En color rojo se observa el trazo de la sección estructural D-D’.

Corresponde a una trampa estructural con cierre en tres direcciones (3-way dip closure), debido a que se observa cierre en tres direcciones en las unidades que afloran a lo largo de ella y en el flanco oeste se presente un choque con la falla de Guatavita (Ver figura 51). En su núcleo aflora

la Formación Labor y tierna de edad Maastrichtiano inferior, suprayacida por la Formación Guaduas de edad Maastrichtiano inferior-Paleoceno.

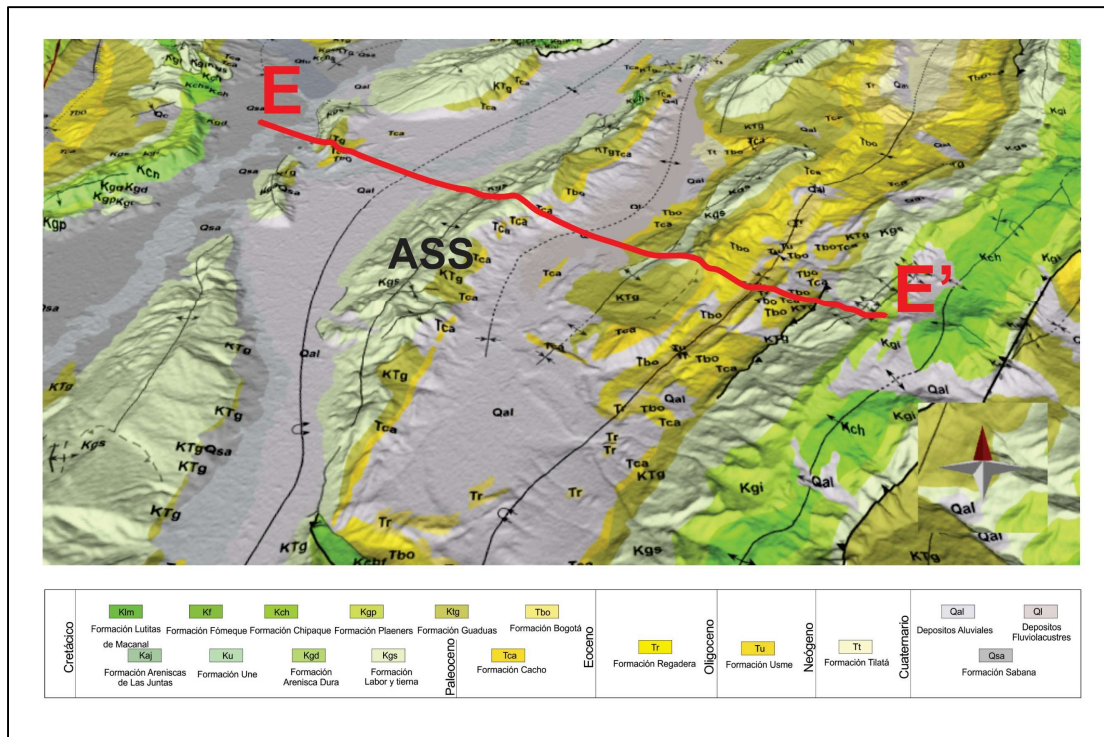
Los elementos que probablemente conforman el sistema petrolífero en la estructura son: formaciones Chipaque, Fomeque y Lutitas de Macanal (rocas generadoras), formaciones Une y Dura (rocas reservorio), Formación Plaeners (roca sello).

Las cocinas adyacentes a la estructura son, el sinclinal de Sesquilé al oeste y el sinclinal de Sisga al este, en las cuales afloran depósitos cuaternarios y la formación Regadera en el núcleo respectivamente.



**Figura 51.** Sección estructural D-D' ubicada a lo largo del Anticlinal de Guatavita y áreas adyacentes.

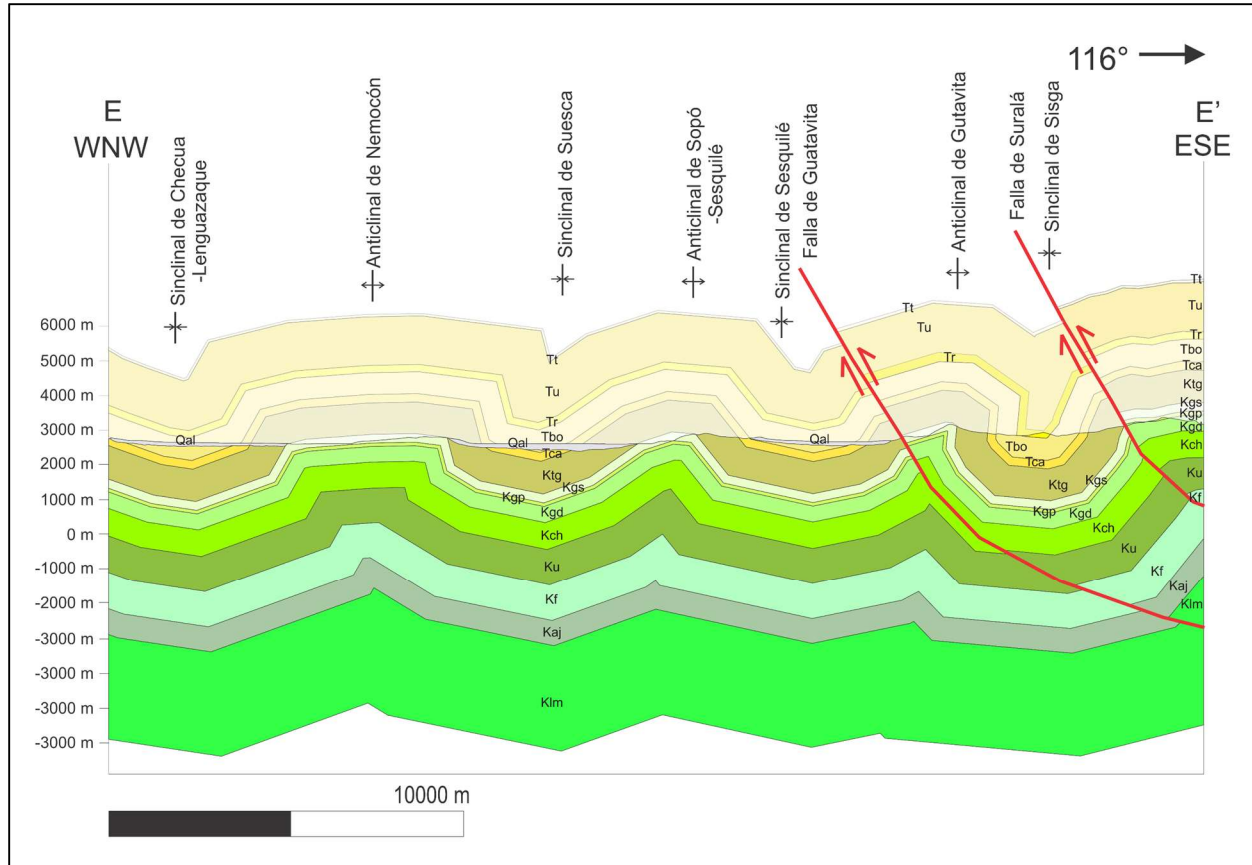
**7.2.5. Anticlinal de Sopó-Sesquilé.** El anticlinal de Sopó-Sesquilé se extiende desde el centro hacia el sur-oeste de la zona de estudio, al oeste del municipio de Chía. Es asimétrica, su eje tiene dirección NE y su flanco oriental se encuentra más inclinado que el occidental. Hacia el sur, presenta “*plunge*”. Corresponde a una trampa estructural con cierre en cuatro direcciones (4 way dip closure), ya que, en su núcleo aflora la formación Labor y Tierna (Maastrichtiano inferior), suprayacida por la Formación Guaduas (Maastrichtiano inferior-Paleoceno), hacia la parte este el cierre de los contornos es visible, pero al oeste es difuso, debido a depósitos cuaternarios que afloran en esa zona (Ver figura 51 y 52).



**Figura 52.** Anticlinal de Sopo-Sesquilé (ASS), formando una trampa estructural con cierre estructural en cuatro direcciones y mostrando “*plunge*” hacia el sur. En color rojo se observa el trazo de la sección estructural E-E’.

Los elementos que probablemente conforman el sistema petrolífero en la estructura son: formaciones Chipaque, Fomeque y Lutitas de Macanal (rocas generadoras), formaciones Une y Dura (rocas reservorio), Formación Plaeners (roca sello).

Las cocinas adyacentes a la estructura son, el sinclinal de Suesca al oeste y el sinclinal de Sesquilé al este, en las cuales afloran depósitos cuaternarios en el núcleo de ambas estructuras.



**Figura 53.** Sección estructural E-E' ubicada a lo largo del Anticlinal de Sopó-Sesquilé y áreas adyacentes.

### 7.3. Procesos de Generación y Expulsión de Hidrocarburos en la Zona de Estudio.

Se simuló un total de 19 pseudopozos y se agruparon de la siguiente forma: en el sinclinal de Suesca se establecieron cinco pseudopozos, tres en el sinclinal de Checua-Lenguazaque, siete en el sinclinal de Sisga y cuatro en el sinclinal de Sesquile. Para cada uno, se elaboraron modelos 1D en el Software *Petromod 2012.2* aplicando dos posibles contextos:

- **Escenario 1:** Depositación de una secuencia de rocas con edades que van desde el Pre-Devónico hasta la actualidad, asignando un espesor de la Formación Usme de 1400 metros.
- **Escenario 2:** Sedimentación de una secuencia de rocas con edades que van desde el Pre-Devónico hasta la actualidad, con una variación del espesor de la Formación Usme a 500 metros.

Lo anterior se llevó a cabo con el fin de determinar la existencia, o no, de cocinas activas en la zona de estudio para dos escenarios límite, mediante el análisis de los procesos de generación y expulsión de hidrocarburos. Para simular la generación de hidrocarburos, en este trabajo se representa como la cantidad de materia orgánica transformada en hidrocarburos (transformation ratio, Hanstschel & Kauerauf, 2009) de las principales rocas generadoras, las cuales corresponden a las formaciones Lutitas de Macanal, Fomeque y Chipaque.

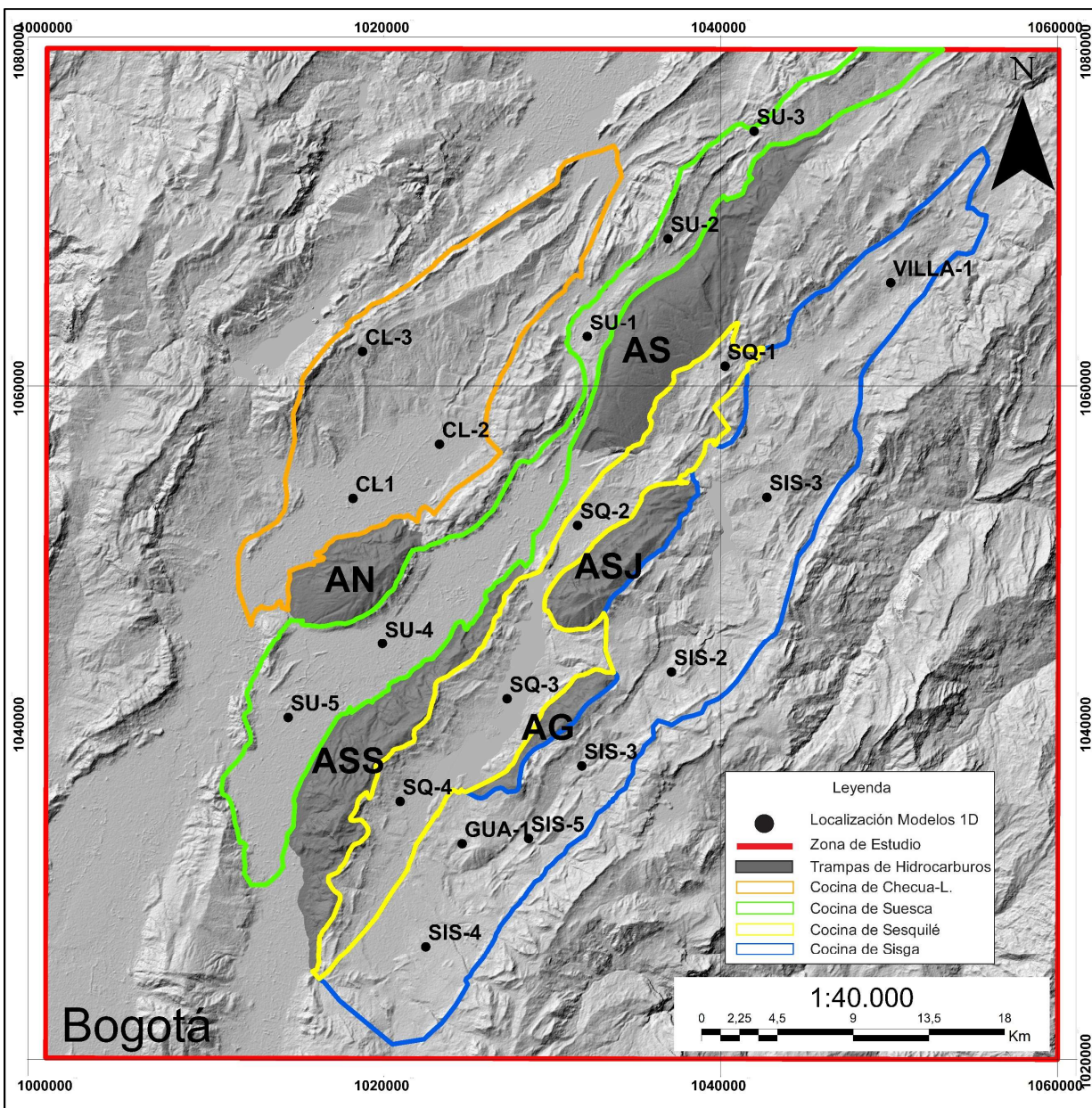
Para las formaciones generadoras, se definió un valor del 30% de su volumen total como un espesor efectivo generador, los cuales fueron denominados “*Macanal\_Generador*”,

“*Fomeque\_Generador*” y “*Chipaque\_Generador*” para cada uno de los modelos. Dicha distribución, fue determinada con base a descripciones litológicas tomadas de bibliografía consultada en este trabajo, ya que no el 100% de las litologías que conforman dichas unidades tienen las propiedades mínimas para poder ser consideradas como generadoras de hidrocarburos.

Como se observa en la tabla 4, la nomenclatura usada para los modelos se definió por la ubicación de los mismos en cada sinclinal. para el primer escenario corresponde: (CL) Checua Lenguaque, (SU) Suesca, (SQ) Sesquile, (SIS) Sisga. Al final de cada sigla se asignó un numero dependiendo de la cantidad de pseudopozos. Para el segundo, se usó la misma nomenclatura, con la diferencia que se agregó la letra A y la ubicación es la misma de los pseudopozos modelados para el primer escenario.

**Tabla 4.** Ubicación y nomenclatura de los 19 pseudopozos modelados a lo largo de la zona de estudio.

UBICACIÓN	COCINA DE HIDROCARB UROS	NOMBRE PSEUDOPOZO (ESCENARIO 1)	NOMBRE PSEUDOPOZO (ESCENARIO 2)	X(Este)	Y(Norte)	Z (m)
<b>SINCLINAL DE SUESCA</b>	COCINA DE SUESCA	SU-1	SU-1A	1.032.080,5	1.062.934,7	2.933
		SU-2	SU-2A	1.036.878,5	1.068.782,1	2.992
		SU-3	SU-3A	1.041.988,3	1.075.158,4	2.802
		SU-4	SU-4A	1.019.912,1	1.044.682,7	2.584
		SU-5	SU-5A	1.014.319,2	1.040.291,6	2.589
<b>SINCLINAL DE SISGA</b>	COCINA DE SISGA	SIS-1	SIS-1A	1.042.748,3	1.053.396,1	2.723
		SIS-2	SIS-2A	1.037.083,2	1.042.991,6	2.859
		SIS-3	SIS-3A	1.031.756,5	1.037.418,4	2.767
		SIS-4	SIS-4A	1.022.485,1	1.026.689,3	2.771
		SIS-5	SIS-5A	1.028.593,7	1.033.112,6	2.706
		VILLA-1	VILLA-1A	1.050.098,7	1.066.168,8	2.754
		GUA-1	GUA-1A	1.024.648,6	1.032.806,6	2.855
<b>SINCLINAL DE CHECUA- LENGUAZAQUE</b>	COCINA DE CHECUA- LENGUAZAQ UE	CL-1	CL-1A	1.018.164,7	1.053.330,6	2.600
		CL-3	CL-3A	1.023.303,3	1.056.547,0	2.600
		CL-2	CL-2A	1.018.734,6	1.062.042,0	3.076
<b>SINCLINAL DE SESQUILÉ</b>	COCINA DE SESQUILÉ	SQ-1	SQ-1A	1.040.263,9	1.061.170,9	2.855
		SQ-2	SQ-2A	1.031.502,9	1.051.734,3	2.594
		SQ-3	SQ-3A	1.027.318,7	1.041.400,2	2730,8
		SQ-4	SQ-4A	1.020.965,5	1.035.312,1	2.637



**Figura 54.** Mapa de localización de los modelos 1D realizados en la zona de estudio. (AS) Anticlinal de Suesca, (AN) Anticlinal de Nemocón, (ASJ) Anticlinal de San José, (AG) Anticlinal de Guatavita, (ASS) Anticlinal de Sopó-Sesquilé.

**7.3.1. Historia de Subsistencia.** La reconstrucción de la historia de subsidencia para los pseudopozos simulados en la zona de estudio, muestra como basamento el Grupo Quetame, sobre el cual tiene lugar el Grupo Farallones. Durante el Cretácico Inferior se produce la depositación de las formaciones Batá, Lutitas de Macanal, Arenisca de las Juntas, Fomeque, Une, Chipaque, Dura, Plaeners y Labor y tierna. La transición Cretácico – Paleógeno está registrada por la Formación Guaduas, la cual suprayace la secuencia Cretácica, y marca el cambio de ambientes marinos a continentales. Posteriormente se depositan las unidades paleógenas, Cacho, Bogotá, Regadera y Usme, en este punto se da la mayor profundidad de subsidencia en la cuenca. Entre el Mioceno medio y 3 ma. se da el mayor pulso de levantamiento de la Cordillera Oriental, favoreciendo los procesos erosivos en algunas zonas que afectan la secuencia depositada en cada pseudopozo construido, y la depositación en otros sectores de sedimentos Cuaternarios correspondientes a las formaciones Tilatá, Sabana, Tunjuelito y Chía (Ver figuras 55 y 56)

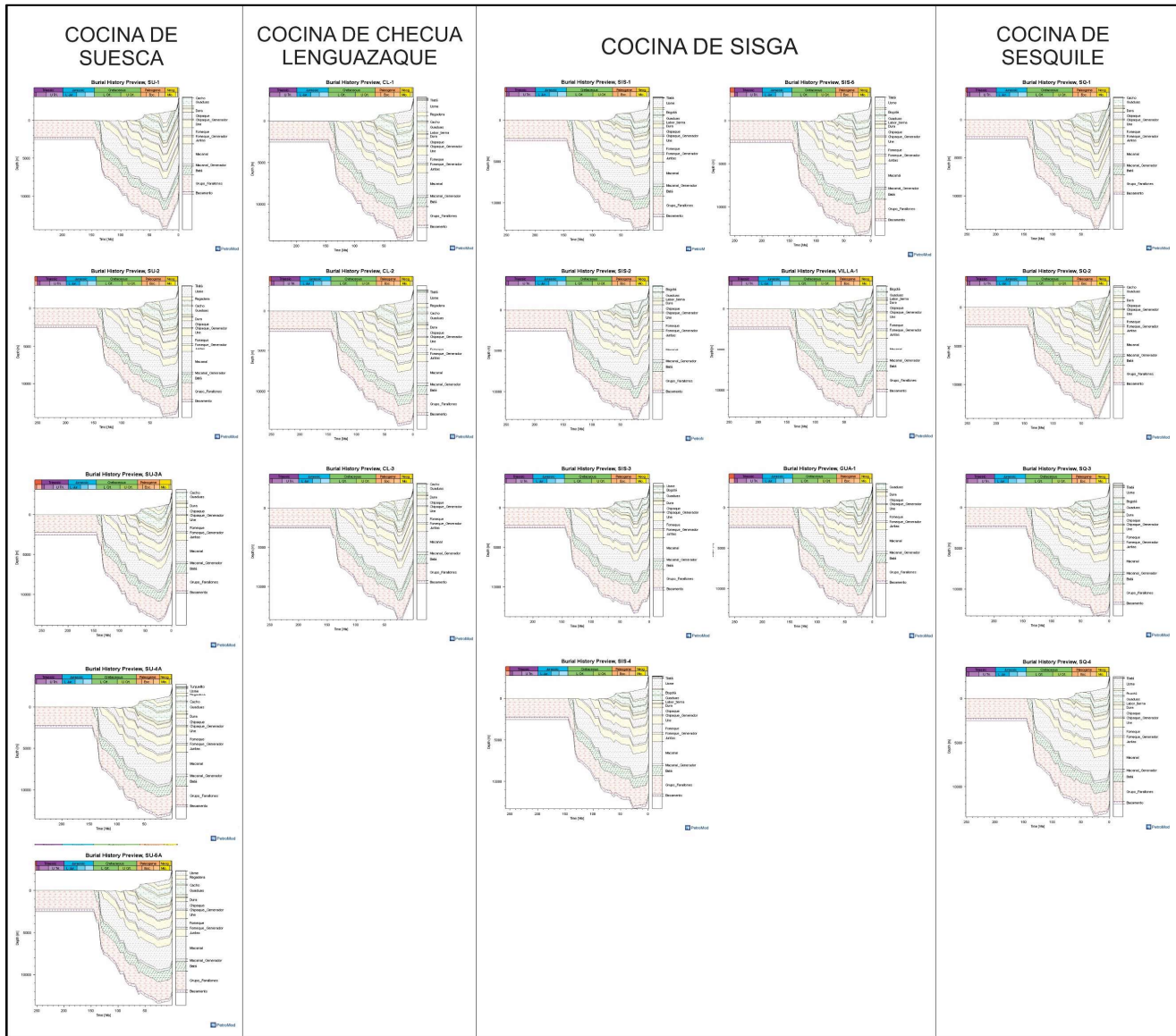


Figura 55. Historia de subsidencia para los 19 pseudopozos construidos en la zona de estudio para el escenario 1 (APÉNDICE 1).

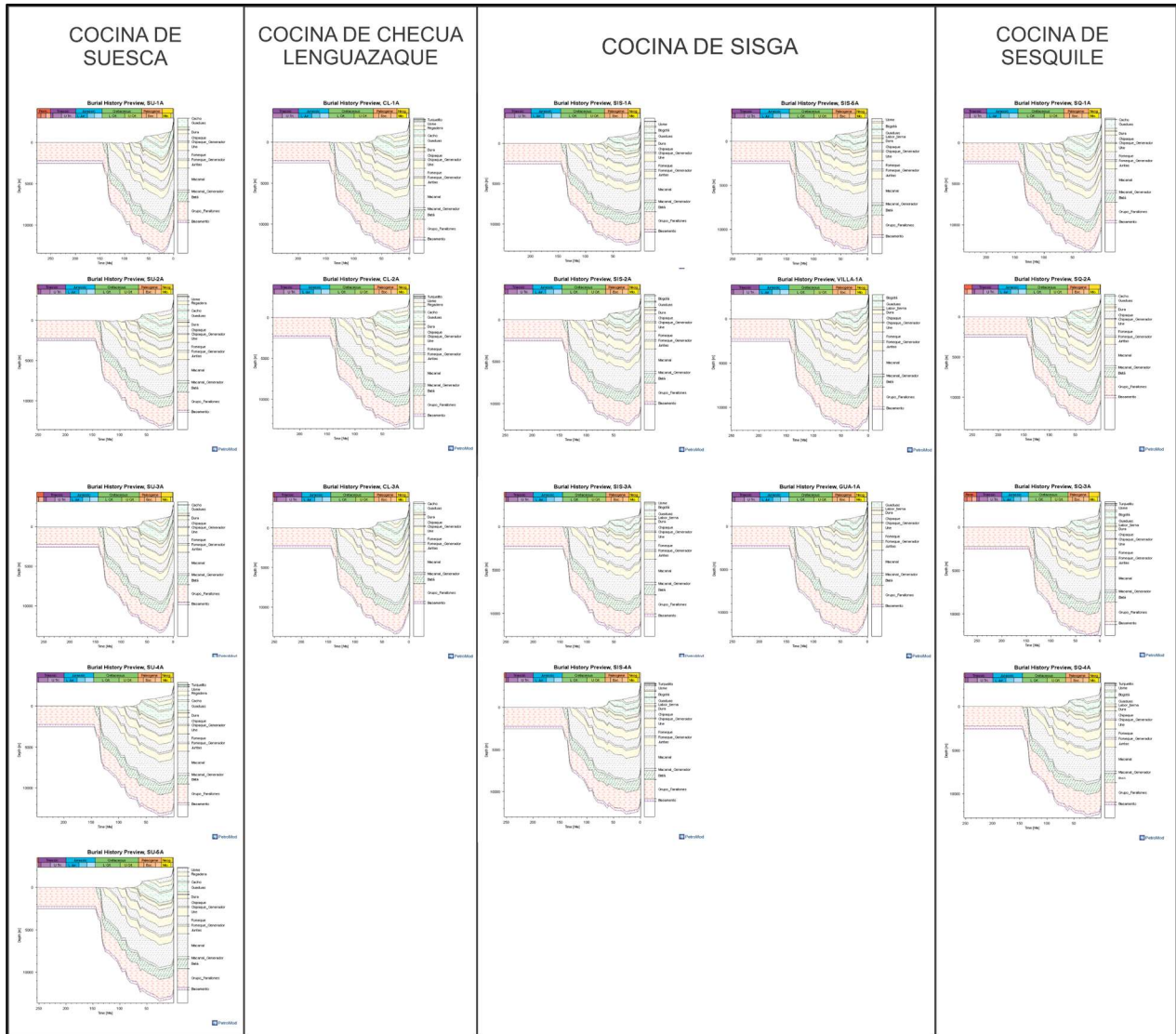


Figura 56. Historia de subsidencia para los 19 pseudopozos construidos en la zona de estudio para el escenario 2 (APÉNDICE 2).

A continuación, se muestran los procesos de generación y expulsión para las cocinas presentes en la zona de estudio:

**7.3.2. Cocina de Suesca.** La cocina de Suesca corresponde al sinclinal de Suesca, se extiende de nor-este a sur-este de la zona de estudio y en ella se ubican los pseudopozos SU-1, SU-2, SU-3, SU-4, SU-4, SU-5, SU-1A, SU-2A, SU-3A, SU-4A, SU-4A, SU-5A.

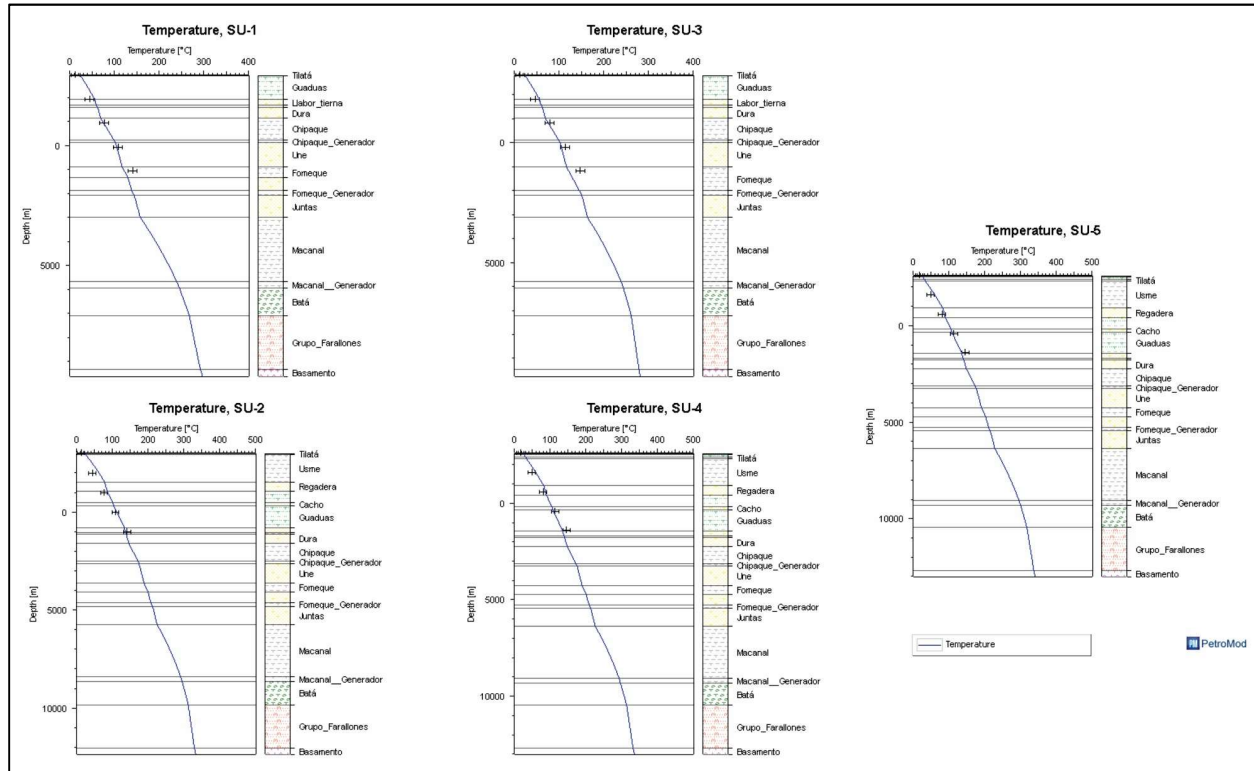
**7.3.2.1. Temperatura.** Se generaron gráficas de temperatura para los pseudopozos ubicados a lo largo de la cocina de Suesca. Cabe resaltar que la temperatura fue calibrada con datos de temperaturas de fondo de pozo (*BHT*) calculadas mediante la fórmula presentada en la sección 6.5.3.

Las figuras 57 y 58, muestran la variación de la temperatura con respecto a la profundidad que alcanzan las diferentes formaciones en la actualidad (0 ma.) para cada punto de interés. Se observa que los modelos construidos para el escenario 1 tienen, en general, valores mayores de temperatura que los modelos construidos para el escenario 2, debido, a que los primeros tienen mayor carga litostática, representada por 1000 metros adicionales que tiene la Formación Usme, y, por ende, alcanzan una mayor profundidad de subsidencia.

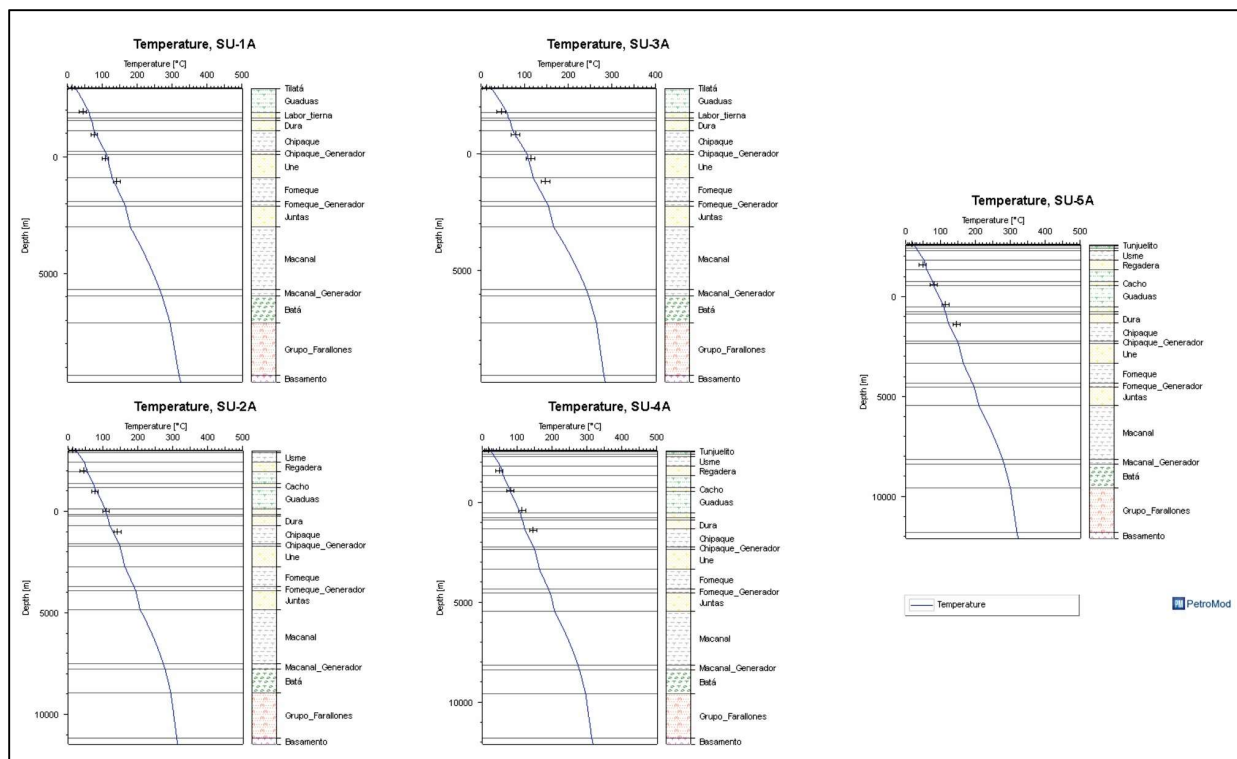
Además, se observa que los pseudopozos ubicados al sur de la cocina de Suesca, presentan mayor temperatura, ya que alcanzan mayores profundidades, cabe resaltar que la profundidad es directamente proporcional a la temperatura.

En promedio para los puntos modelados, a la base de los intervalos generadores se tiene: La Formación Lutitas de Macanal presenta temperaturas que oscilan entre 240-300°C. La

Formación Fomeque, valores de entre 140-210°C y la Formación Chipaque, temperaturas de entre 100-175°C.



**Figura 57.** Grafica de temperatura de los pseudopozos modelados para el escenario 1, localizados en la cocina de Suesca. Las cruces de color negro corresponden a los valores de calibración de BHT calculados.

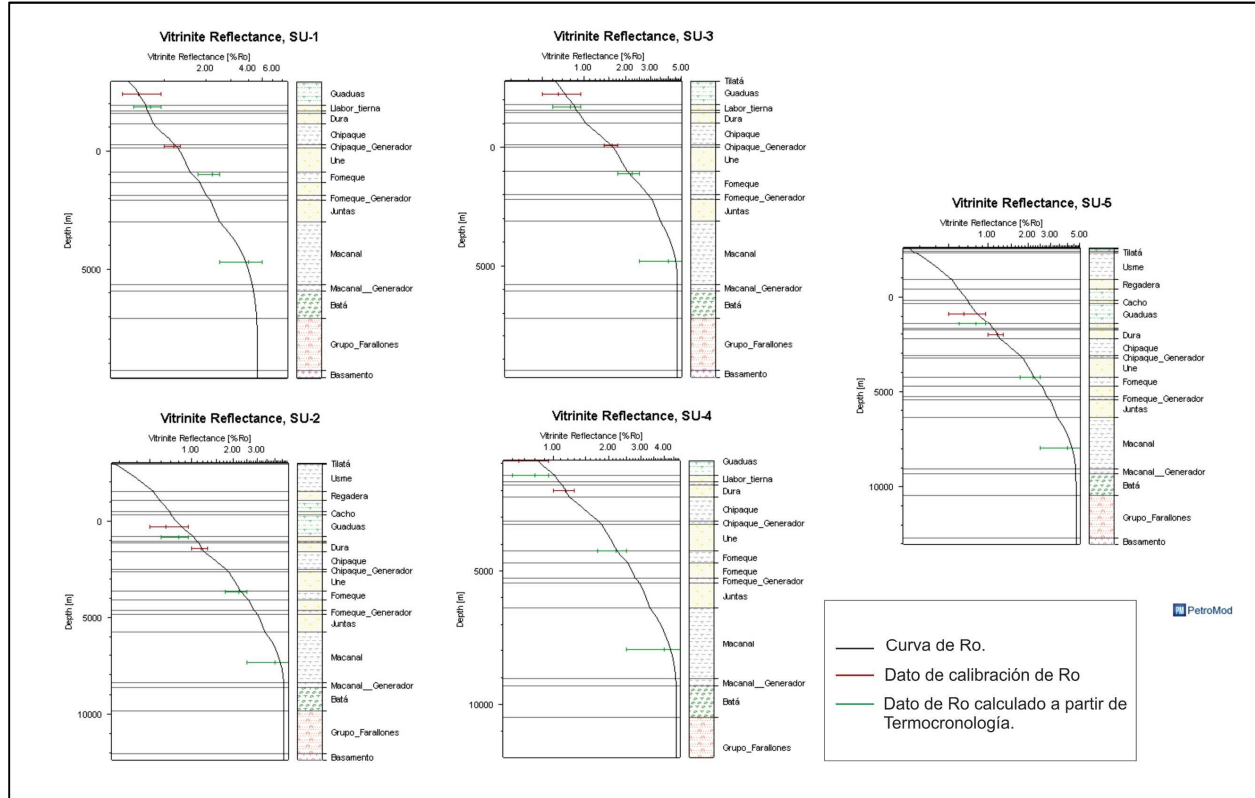


**Figura 58.** Grafica de temperatura de los pseudopozos modelados para el escenario 2, localizados en la cocina de Suesca. Las cruces de color negro corresponden a los valores de calibración de BHT calculados

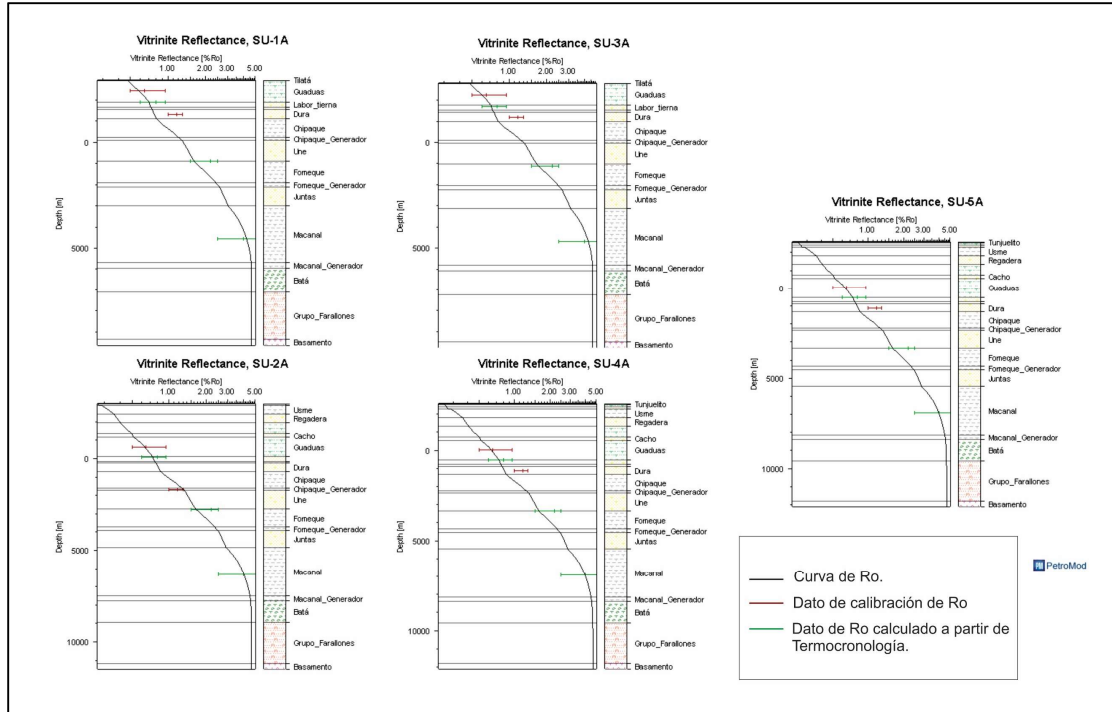
**7.3.2.2. Reflectancia de Vitrinita.** Según las figura 59 y 60, para la Formación Lutitas de Macanal, todos los modelos construidos muestran valores de entre 4,4-4,6 %Ro. La Formación Fomeque, presenta valores de %Ro de 2-2,9, lo que indica que ambos intervalos se encuentran en estado de metagenesis, según la grafica de generacion de hidrocarburos presentada por Tissot et al. (1974).

Para la Formación Chipaque, los pseudopozos SU-2, SU-3, SU-4 SU-5, presentan %Ro de 1,5-1,9, ubicandola en catagenesis, en ventana de generación de gas humedo. En los pseudopozos SU-1,SU-1A, SU-2A, SU-3A, SU-4A y SU-5A, presenta valores de madurez

termal de 1,18-1,25, lo que indica que la Formación Chipaque se encuentra en catagenesis, en ventana de generación de aceite.



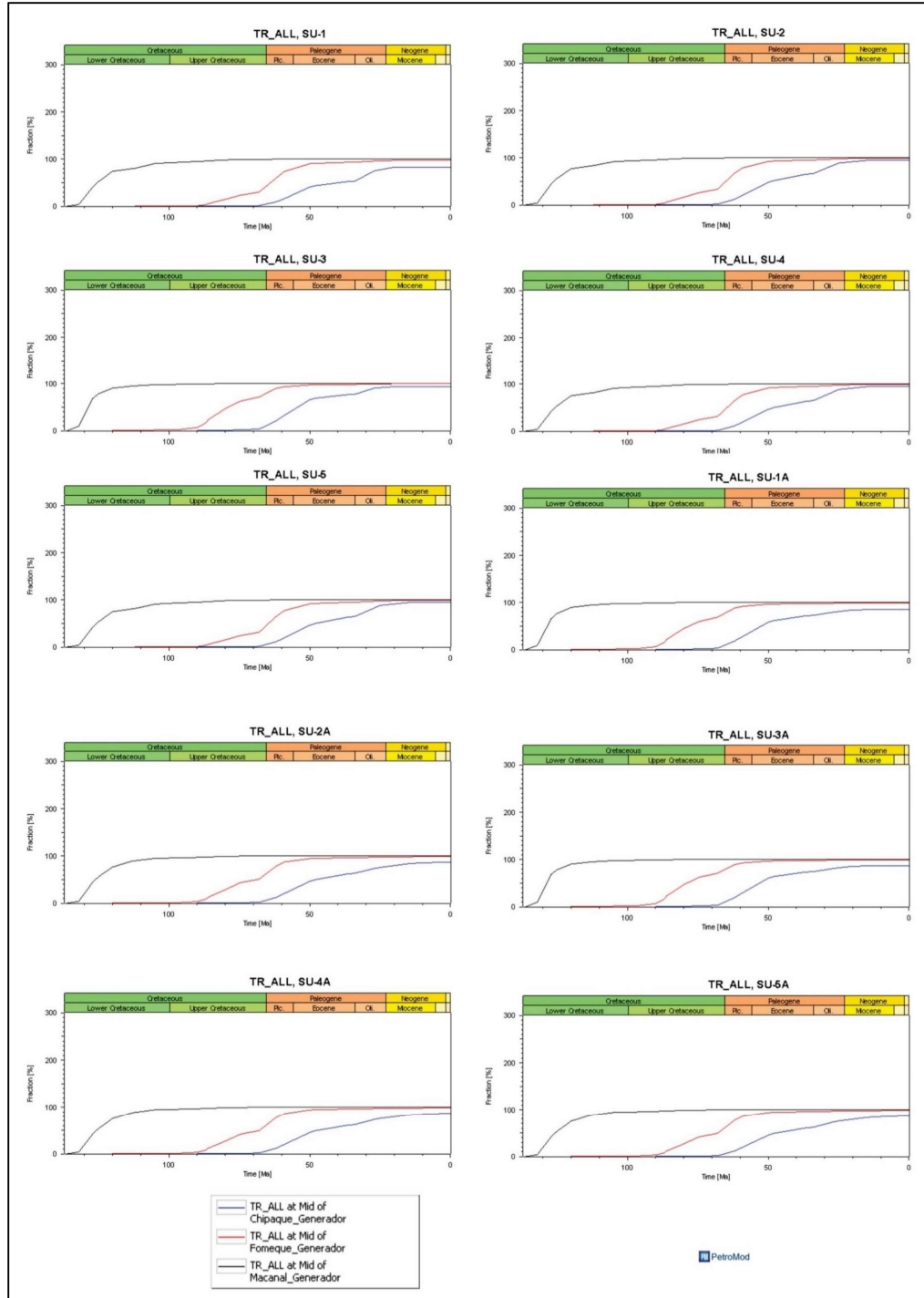
**Figura 59.** Graficas de Reflectancia de Vitrinita de los pseudopozos modelados para el escenario 1, localizados en la cocina de Suesca



**Figura 60.** Graficas de Reflectancia de Vitrinita de los pseudopozos modelados para el escenario 2, localizados en la cocina de Suesca.

**7.3.2.3. Generación de Hidrocarburos.** Según las figuras 61, en los pseudopozos localizados en la cocina de Suesca se registró la máxima tasa de transformación de materia orgánica en la actualidad (0 ma.) para lo intervalos generadores de las formaciones Lutitas de Macanal, Fomeque y Chipaque. Las formaciones Lutitas de Macanal y Fomeque han generado el 100% del hidrocarburo en la totalidad de los pseudopozos construidos.

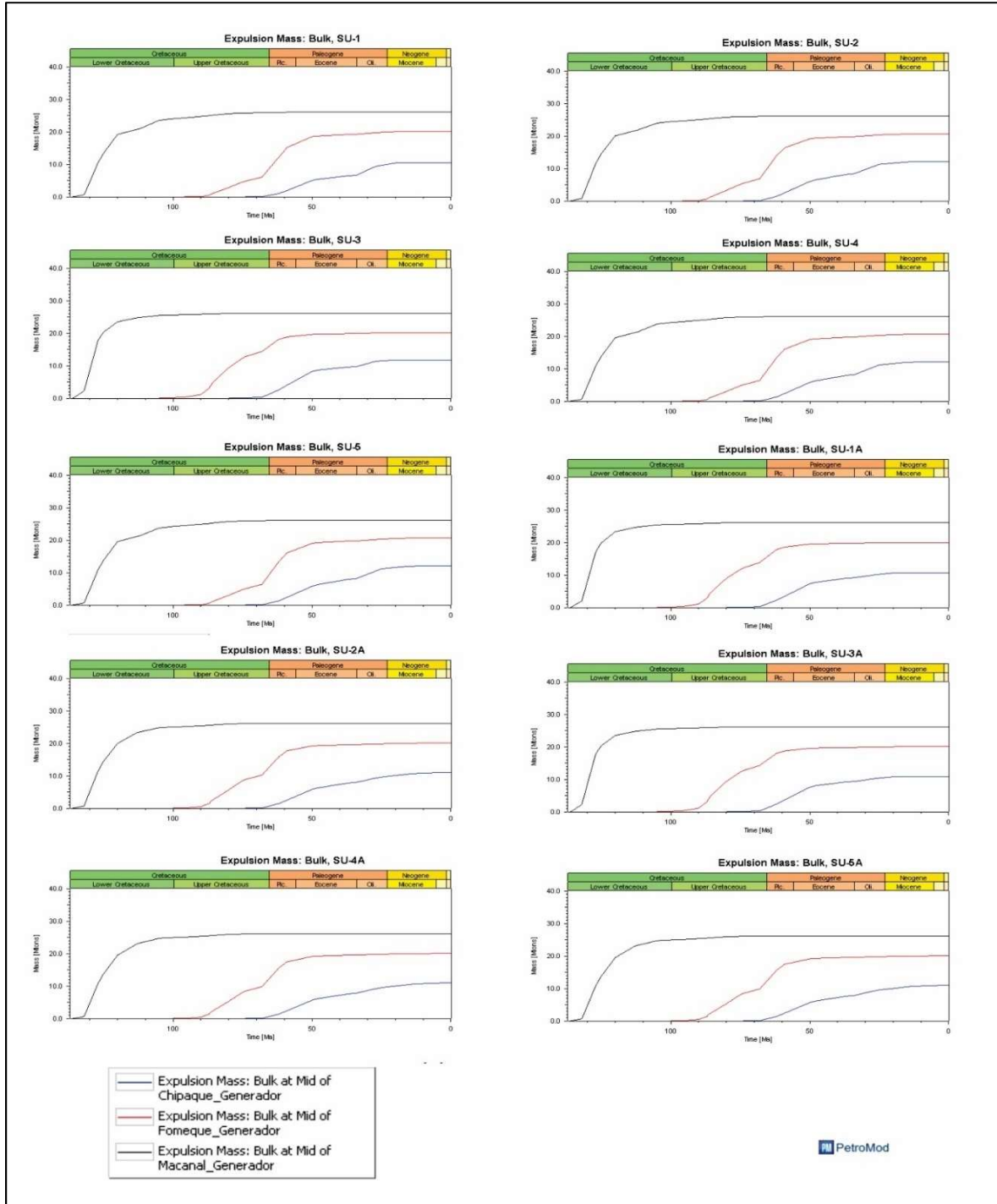
La Formación Chipaque, en los pseudopozos modelados para el escenario 1 (SU-2, SU-3, SU-4, SU-5), muestra una generación de hidrocarburo de 94-95%, a excepción de SU-1, que muestra un 81%. Los pseudopozos modelados para el escenario 2, muestran tasas de transformación de entre 84-87%.



*Figura 61. Evolución de la tasa de transformación a lo largo del tiempo geológico para los pseudopozos localizados en la cocina de Suesca.*

**7.3.2.4. Expulsión de Hidrocarburos.** Con el modelamiento usado para la realización de este proyecto, no es posible obtener resultados de estimación de volumen de hidrocarburos expulsados, debido a que el modelo 1d, es una técnica cualitativa. lo que se obtuvo, corresponde a una estimación de los intervalos en los cuales se pudieron expulsar volúmenes a lo largo del tiempo geológico.

En los pseudopozos modelados para el escenario 1 y 2, la Formación Lutitas de Macanal, presenta el mayor pulso de expulsión de hidrocarburos a edades tempranas, entre el Valanginiano (135 ma.) y finales del Albiano (100 ma.). Mientras que la Formación Fomeque, muestra su pico de expulsión entre el Turoniano (90 ma.) y el Eoceno temprano (50 ma.). La Formación Chipaque, exhibe su cresta de expulsión entre el Maastrichtiano (65 ma.) y el Mioceno temprano (18 ma.) (Ver figuras 62).



**Figura 62.** Expulsión de Hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico para los pseudopozos localizados en la cocina de Suesca.

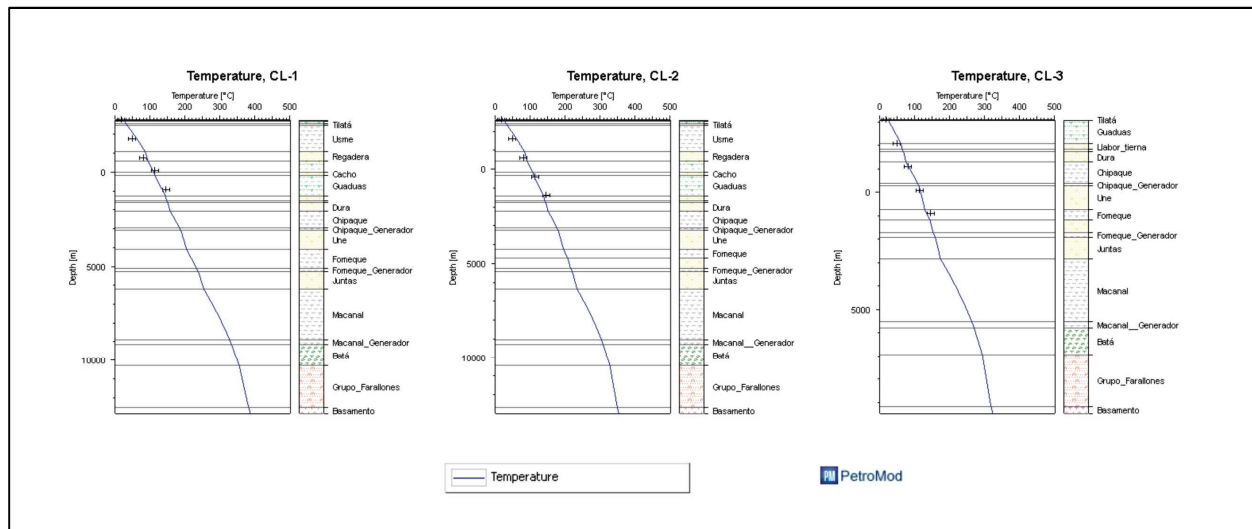
**7.3.3. Cocina de Checua-Lenguazaque.** La cocina de Checua-Lenguazaque corresponde al sinclinal de Checua-Lenguazaque, ubicado al nor-oeste de la zona de estudio y en él, se encuentran los pseudopozos CL-1, CL-2, CL-3, CL-1A, CL-2A y CL-3A.

**7.3.3.1. Temperatura.** Se generaron gráficas de temperatura para los pseudopozos ubicados a lo largo de la cocina de Checua-Lenguazaque. La temperatura fue calibrada con datos de temperaturas de fondo de pozo (*BHT*) calculadas mediante la fórmula presentada en la sección 6.5.3.

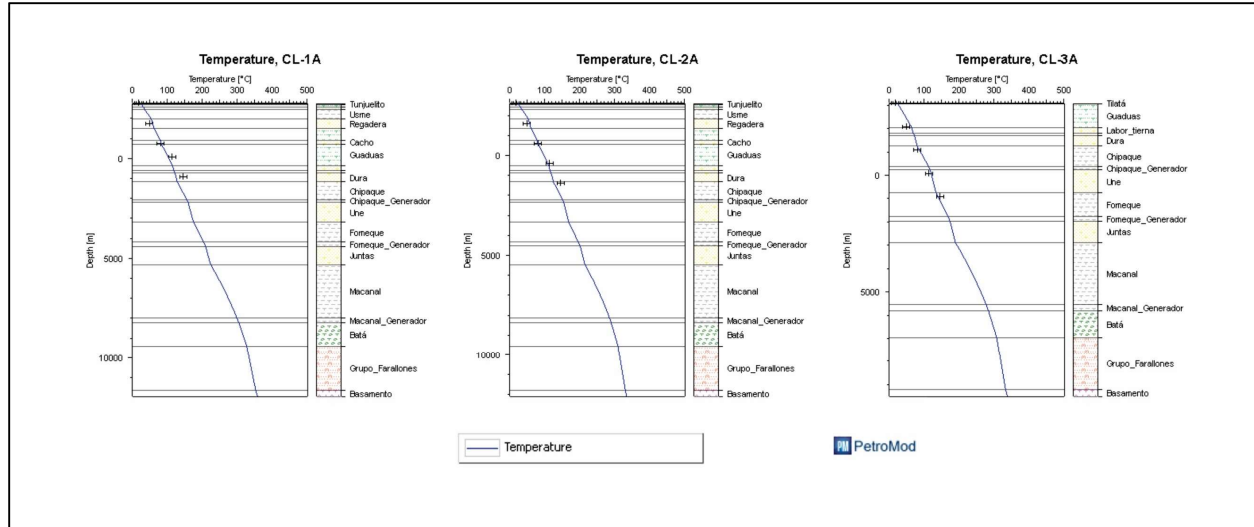
Las figuras 63 y 64, muestran la variación de la temperatura con respecto a la profundidad que alcanzan las diferentes formaciones en la actualidad (0 ma.) para cada punto de interés. Se observa que los modelos construidos para el escenario 1 tienen en general, valores mayores de temperatura que los modelos construidos para el escenario 2, a excepción del pseudopozo CL-3, el cual presenta valores de temperatura menores que su equivalente el pseudopozo CL-3A. El primer caso, se obtiene debido a que los pseudopozos creados para el escenario 1, tienen mayor carga litostática, representada por 1000 metros adicionales que tiene la Formación Usme, y, por ende, alcanzan una mayor profundidad de subsidencia. El segundo caso, se explica por medio del cambio de espesores erodados, los cuales alteran el modelo térmico.

De igual forma, se observa que los pseudopozos ubicados al sur de la cocina de Checua-Lenguazaque, presentan mayores temperaturas con respecto a los del norte, debido a que alcanzan una mayor profundidad de subsidencia y la temperatura es directamente proporcional a la profundidad.

En promedio para los puntos modelados, a la base de los intervalos generadores se tiene: La Formación Lutitas de Macanal presenta temperaturas que oscilan entre 280-330°C. La Formación Fomeque, valores de entre 155-240°C y la Formación Chipaque, temperaturas de entre 110-180°C.



**Figura 63.** Grafica de temperatura de los pseudopozos modelados para el escenario 1, localizados en la cocina de Checua-Lenguazaque. Las cruces de color negro corresponden a los valores de calibración de BHT calculados.

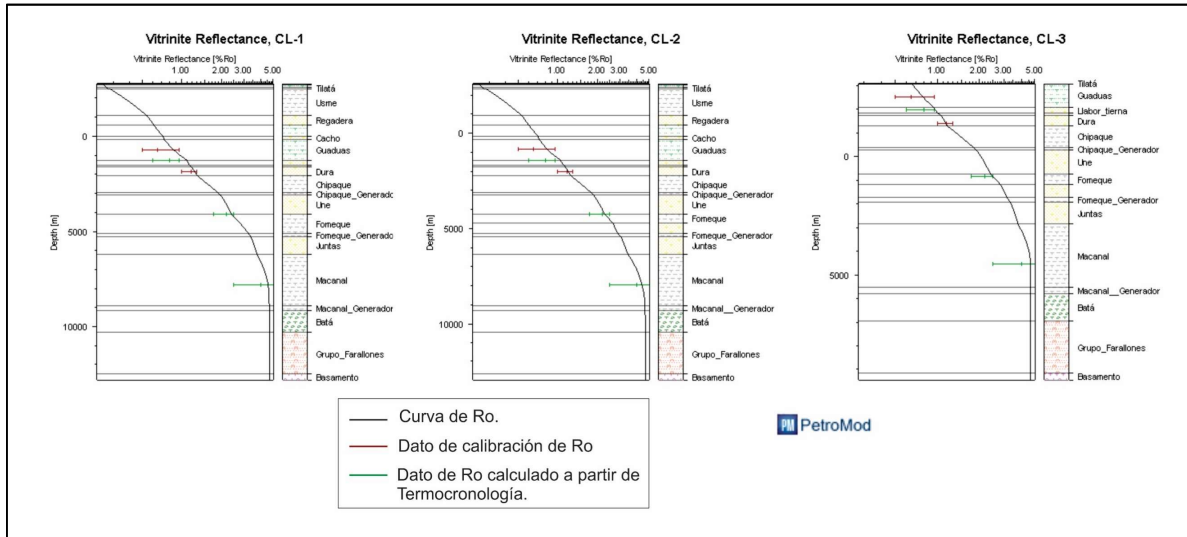


**Figura 64.** Grafica de temperatura de los pseudopozos modelados para el escenario 2, localizados en la cocina de Checua-Lenguazaque. Las cruces de color negro corresponden a los valores de calibración de *BHT* calculados.

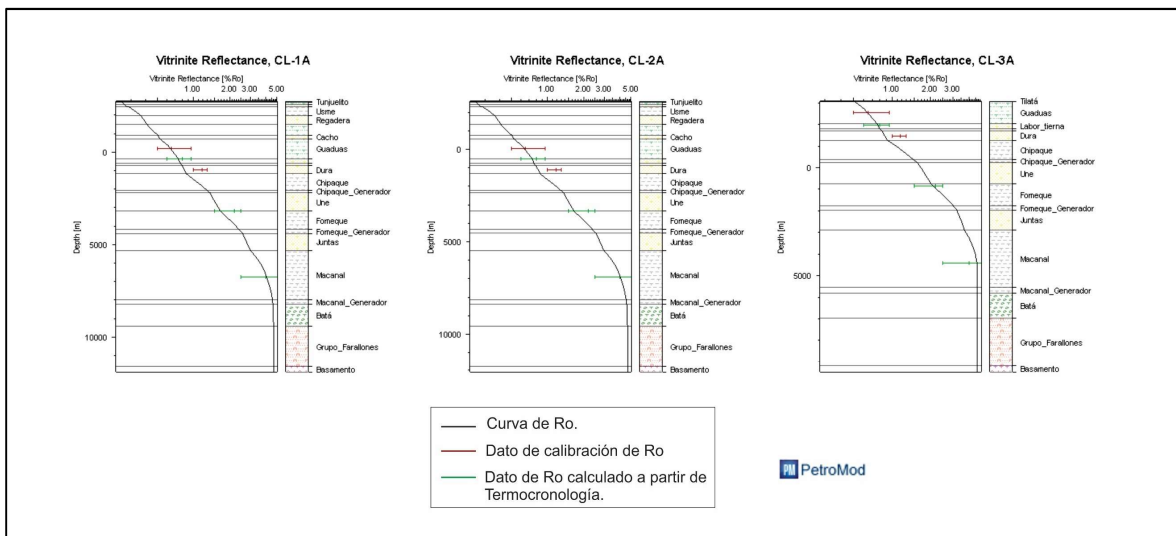
**7.3.3.2. Reflectancia de Vitrinita.** La reflectancia de la vitrinita ( $R_o$ ) es una herramienta de diagnóstico clave para evaluar la madurez termal; Los pseudopozos construidos para el escenario 1 muestran en general valores de reflectancia de vitrinita ( $\%R_o$ ) mayores que los construidos para el escenario 2 (Ver figura 65 y 66). Para la Formación Lutitas de Mananal, en la totalidad de los modelos muestra valores de entre 4,5-4,6  $\%R_o$ . La Formación Fomeque, presenta valores de  $\%R_o$  de entre 2,4-3,1. Lo anterior indica que ambos intervalos se encuentran en metagenesis, según la grafica de generacion de hidrocarburos presentada por Tissot et al. (1974).

Para la Formación Chipaque, en los pseudopozos CL-2, CL-3, y CL-3A, presenta  $\%R_o$  de entre 1,5-1,9, hallandose en catagenesis, en ventana de generación de gas humedo según Tissot et al. (1974). Los pseudopozos CL-2, CL-1A y CL-2A, presentan valores de madurez termal

de entre 1,1-1,4, lo que indica que estos pozos están en catagenesis, en ventana de generación de aceite.



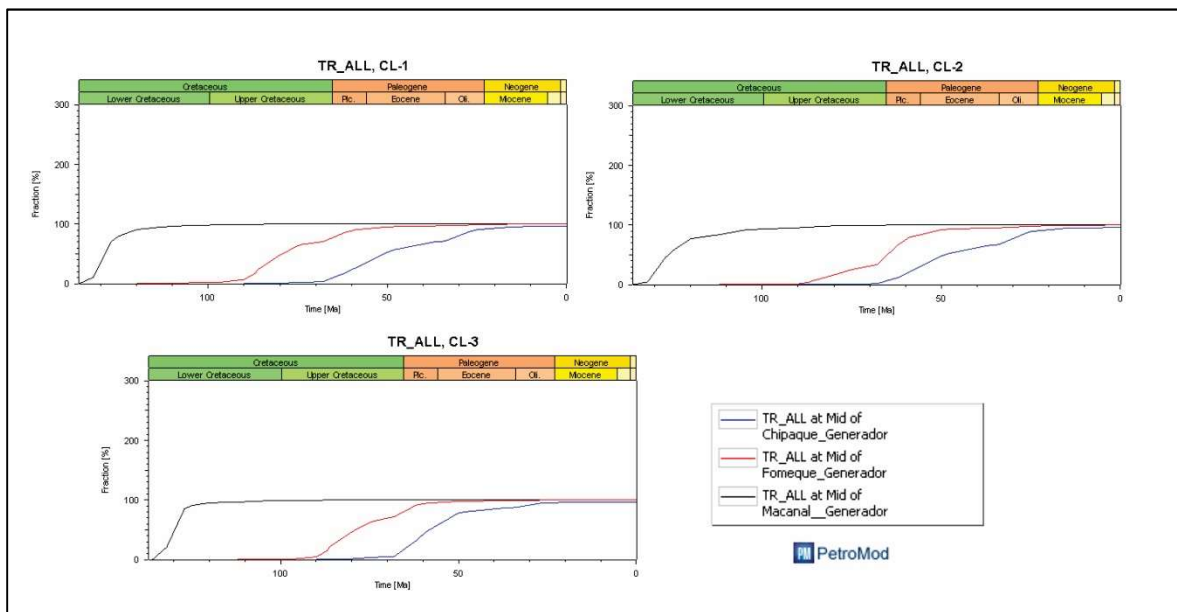
**Figura 65.** Graficas de Reflectancia de Vitrinita de los pseudopozos modelados para el escenario 1, localizados en la cocina de Checua-Lenguazaque.



**Figura 66.** Graficas de Reflectancia de Vitrinita de los pseudopozos modelados para el escenario 2, localizados en la cocina de Checua-Lenguazaque.

**7.3.3.3. Generación de Hidrocarburos.** En los pseudopozos localizados en la cocina de Checua-Lenguazaque se registró la máxima tasa de transformación de materia orgánica en la actualidad (0 ma.) para lo intervalos generadores de las formaciones Lutitas de Macanal, Fomeque y Chipaque.

Según las figuras 67 y 68, las formaciones Lutitas de Macanal y Fomeque han generado el 100% del hidrocarburo en todos los pseudopozos. La Formación Chipaque, en los pseudopozos modelados para el escenario 1 (CL-1, CL-2, CL-3), muestran ha generado entre 96-97%. Mientras que los pseudopozos modelados para el escenario 2, muestran tasas de transformación de entre 87-92%.



**Figura 67.** Evolución de la tasa de transformación a lo largo del tiempo geológico de los pseudopozos construidos para el escenario 1, localizados en la cocina de Checua-Lenguazaque.

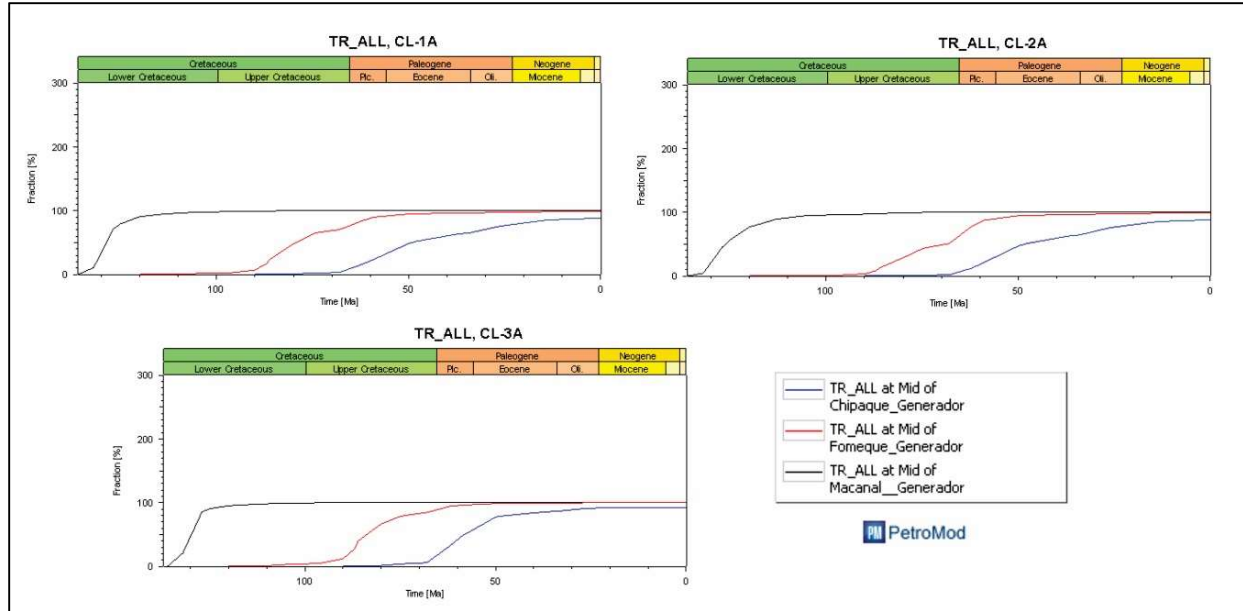
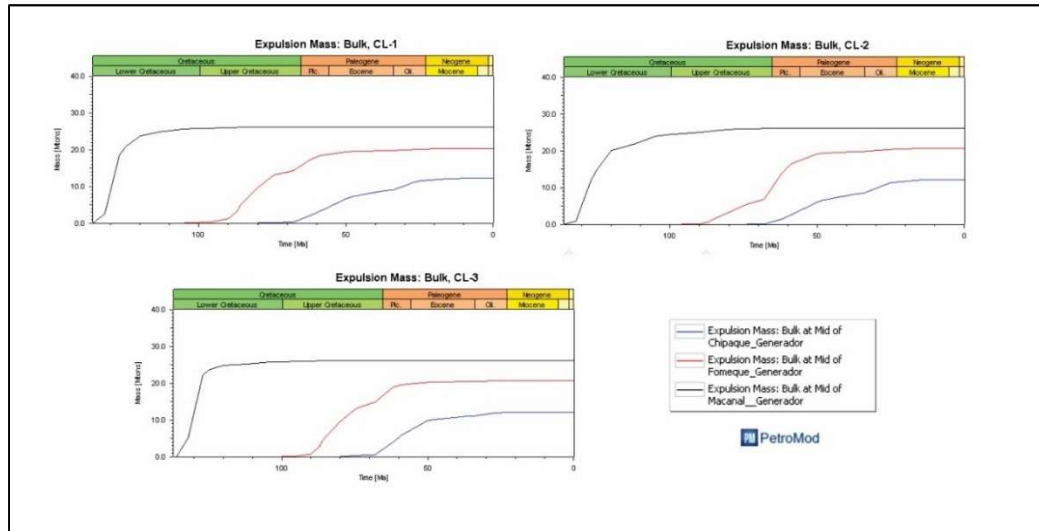


Figura 68. Evolución de la tasa de transformación a lo largo del tiempo geológico de los pseudopozos construidos para el escenario 2, localizados en la cocina de Checua-Lenguazaque.

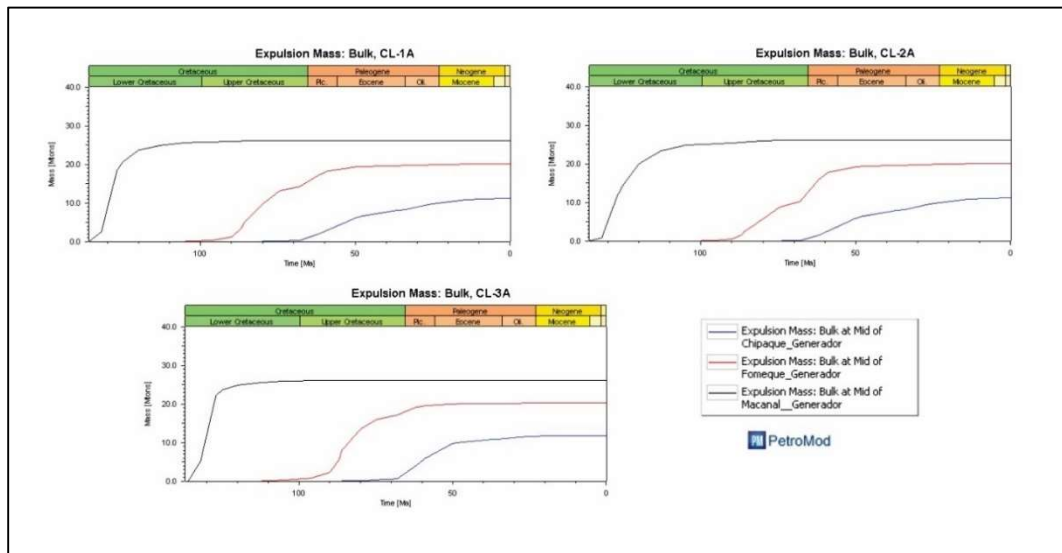
**7.3.3.4. Expulsión de Hidrocarburos.** Con el modelamiento usado para la realización de este proyecto, no es posible obtener resultados de estimación de volumen de hidrocarburos expulsados, debido a que el modelo 1d, es una técnica cualitativa. lo que se obtuvo, corresponde a una estimación de los intervalos en los cuales se pudieron expulsar volúmenes a lo largo del tiempo geológico.

Como se muestra en las figuras 69 y 70, en general, los pseudopozos modelados para el escenario 1 y 2, muestran que, para la Formación Lutitas de Macanal, se presenta el mayor pico de expulsión de hidrocarburos a edades tempranas, entre el Valanginiano (135 ma.) y finales del Albiano (105 ma.). La Formación Fomeque, muestra su pulso de expulsión, entre el

Cenomaniano (100 ma.) y el Eoceno temprano (50 ma.). Mientras que, la Formación Chipaque, tiene su cresta de expulsión entre el Maastrichtiano (69 ma.) y el Mioceno temprano (18 ma.).



**Figura 69.** Expulsión de Hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico para los pseudopozos del escenario 1, localizados en la cocina de Checua-Lenguazaque.



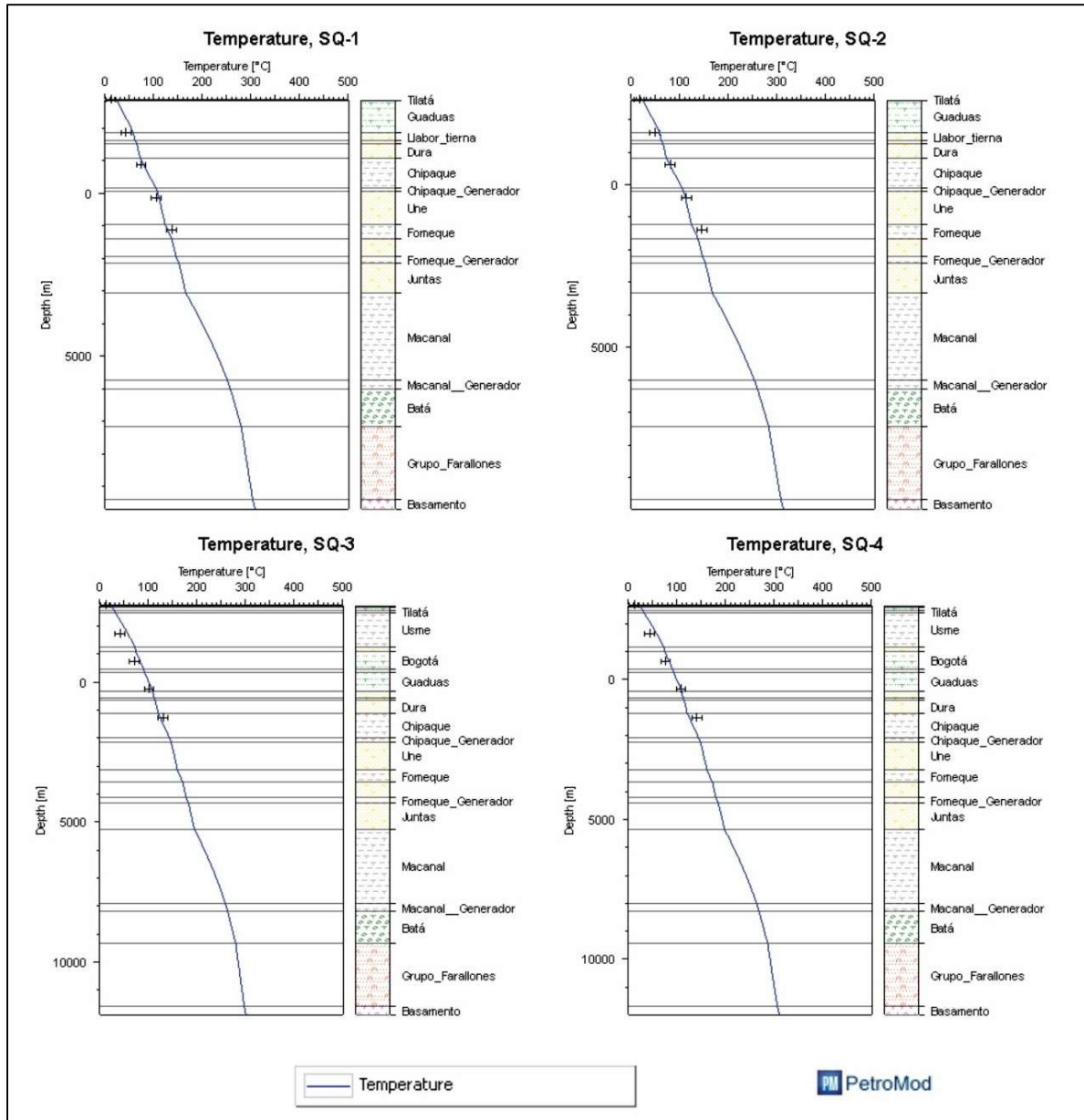
**Figura 70.** Expulsión de Hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico para los pseudopozos del escenario 1, localizados en la cocina de Checua-Lenguazaque.

**7.3.4. Cocina de Sesquilé.** La cocina de Sesquilé corresponde al sinclinal de Sesquilé, ubicado en la parte central de la zona de estudio y en él, se encuentran los pseudopozos SQ-1, SQ-2, SQ-3, SQ-4, SQ-1A, SQ-2A, SQ-3A y SQ-4A.

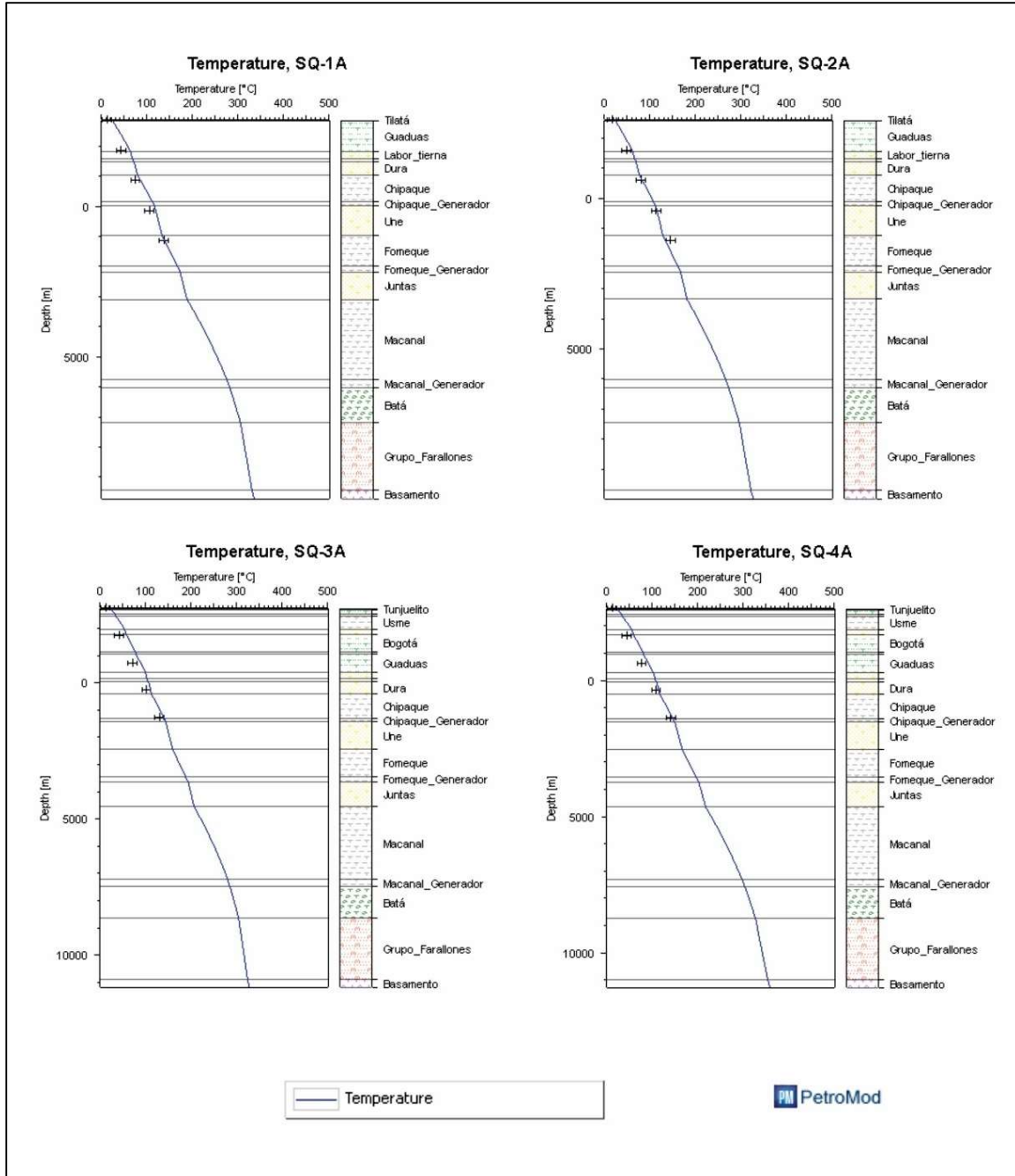
**7.3.4.1. Temperatura.** Se construyeron gráficas de temperatura para los pseudopozos ubicados a lo largo de la cocina de SQ-1, SQ-2, SQ-3, SQ-4. La temperatura fue calibrada con datos de temperaturas de fondo de pozo (*BHT*) calculadas mediante la fórmula presentada en la sección 6.5.3.

La variación de la temperatura con respecto a la profundidad que alcanzan las diferentes formaciones en la actualidad (0 ma.) para cada punto de interés se muestra en las figuras 71 y 72. En ellas se observa que los modelos del escenario 2 tienen generalmente, valores mayores de temperatura hacia la base de las unidades Lutitas de Macanal y Fomeque en comparación de los modelos del escenario 1. La excepción es la Formación Chipaque que presenta valores similares de temperatura en todos los pseudopozos realizados para ambos escenarios.

En promedio para los puntos modelados, a la base de los intervalos generadores se tiene: La Formación Lutitas de Macanal presenta temperaturas que oscilan entre 260-300°C. La Formación Fomeque, valores de entre 155-205°C y la Formación Chipaque, temperaturas de entre 100-150°C.



**Figura 71.** Grafica de temperatura de los pseudopozos modelados para el escenario 1, localizados en la cocina de Sesquilé. Las cruces de color negro corresponden a los valores de calibración de BHT calculados.

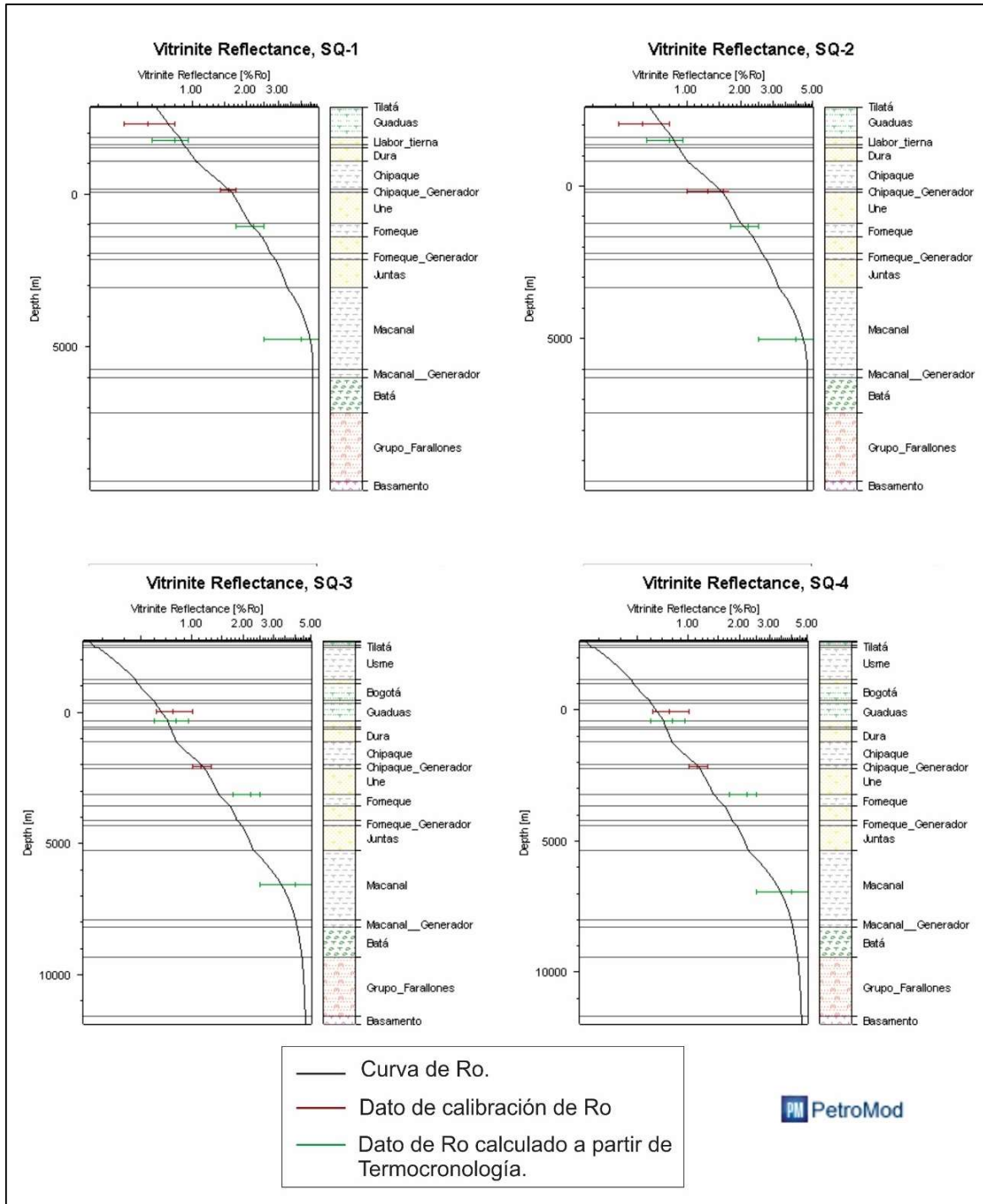


**Figura 72.** Grafica de temperatura de los pseudopozos modelados para el escenario 2, localizados en la cocina de Sesquilé. Las cruces de color negro corresponden a los valores de calibración de BHT calculados.

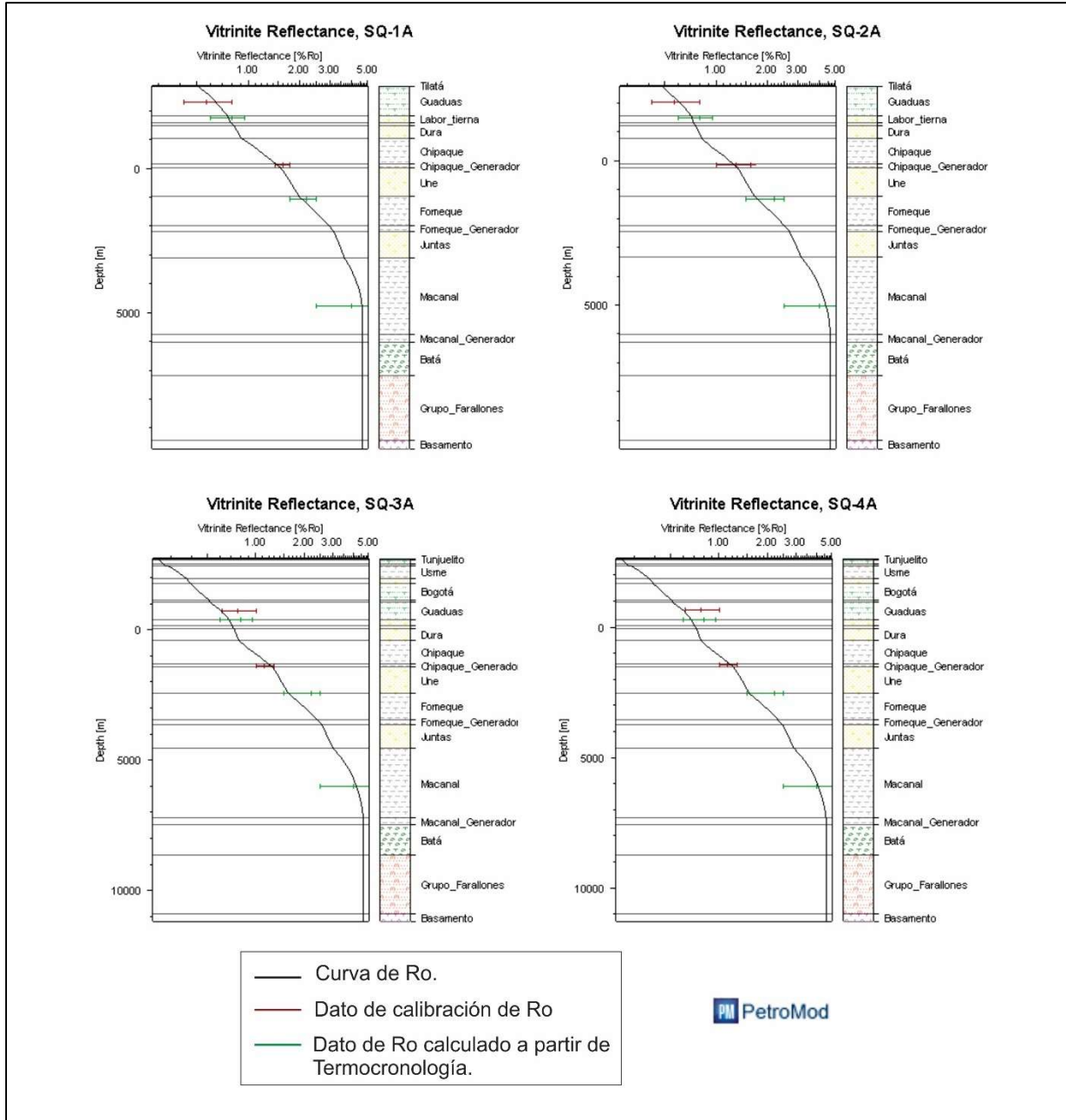
**7.3.4.2. Reflectancia de Vitrinita.** La reflectancia de la vitrinita ( $R_o$ ) es una herramienta clave para evaluar la madurez termal; la Formación Lutitas de Mananal, en todos los pseudopozos modelados, muestra valores de  $\%R_o$  de entre 4,0-4,7  $\%R_o$ . La Formación Fomeque, en los pseudopozos SQ-1, SQ-2, SQ-1A, SQ-2A, SQ-3A y SQ-4A, presenta valores de  $\%R_o$  de entre 2,3-2,9, ubicándola en metagenesis, según la grafica de generacion de hidrocarburos presentada por Tissot et al. (1974) (Ver figura 73 y 74).

La Formación Fomeque en SQ-3 y SQ-4, presenta valores de  $\%R_o$  de entre 1,8-2,0, ubicándola en catagenesis, en ventana de generación de gas húmedo.

Para la Formación Chipaque, los pseudopozos SQ-3, SQ-4, SQ-2A, SQ-3A y SQ-4A, presentan  $\%R_o$  de entre 1,1-1,3, situándola en catagenesis, en ventana de generación de gas humedo según Tissot et al. (1974). Los pseudopozos SQ-1 y SQ-2, SQ-1A presentan valores de madurez termal de entre 1,4-1,7, lo que indica que estos pozos están en catagenesis, en ventana de generación de gas humedo (Ver figura 73 y 74).

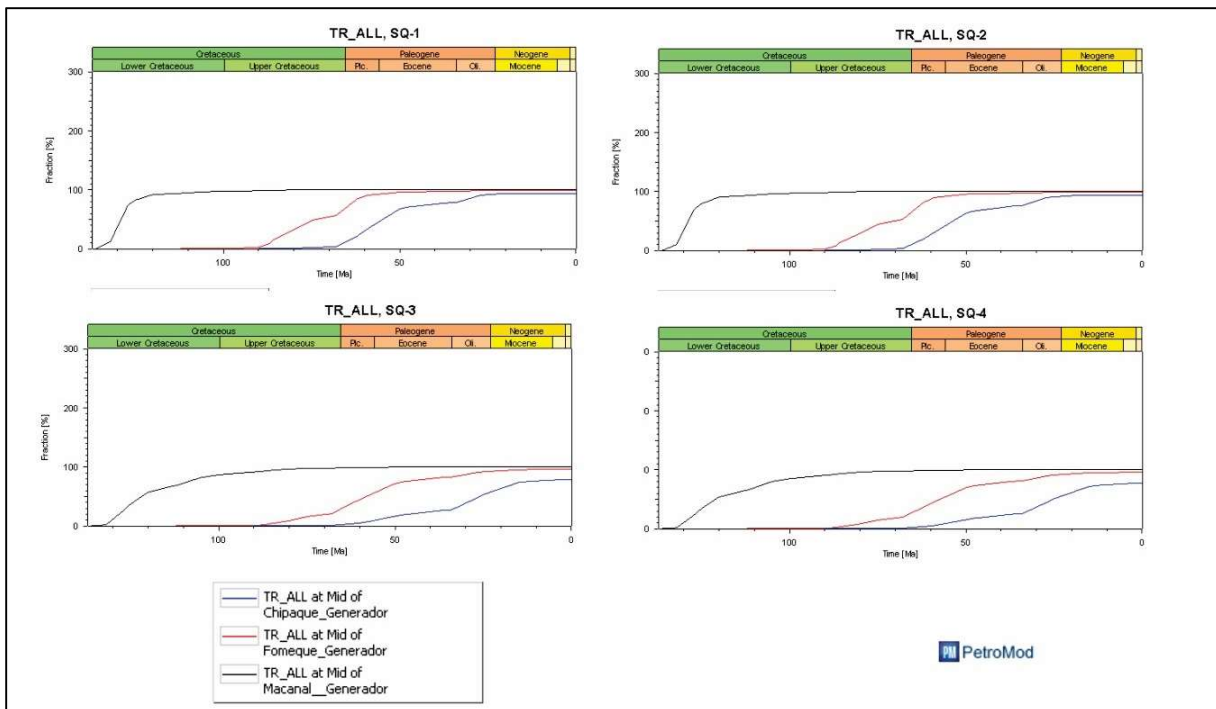


**Figura 73.** Graficas de Reflectancia de Vitrinita de los pseudopozos modelados para el escenario 1, localizados en la cocina de Sesquilé.

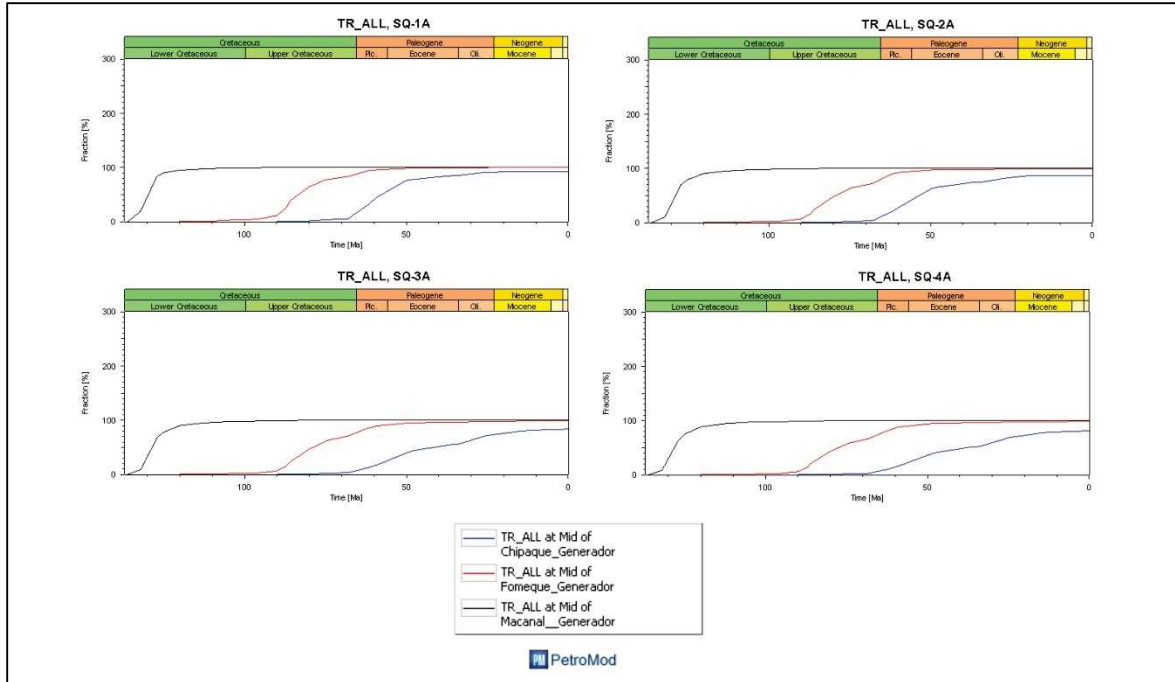


**Figura 74.** Graficas de Reflectancia de Vitrinita de los pseudopozos modelados para el escenario 2, localizados en la cocina de Sesquilé.

**7.3.4.3. Tasa de Transformación de la Materia Orgánica.** En los pseudopozos localizados en la cocina de Sesquilé se registró la máxima tasa de transformación en la actualidad (0 ma.) para lo intervalos generadores de las formaciones Lutitas de Macanal, Fomeque y Chipaque. Las formaciones Lutitas de Macanal y Fomeque han generado el 100% del hidrocarburo en todos los pseudopozos. Por otro lado, la Formación Chipaque, en los pseudopozos SQ-1 Y SQ-2, tiene ha generado entre 92-94%. En los pseudopozos SQ-3 Y SQ-4 genera entre 77-88% de los hidrocarburos. En los pseudopozos SQ-1A, SQ-2A, SQ-3A, SQ-4A, muestra de entre 81-90% en la tasa de transformación (Ver figura 75 y 76).



**Figura 75.** Evolución de la tasa de transformación a lo largo del tiempo geológico de los pseudopozos construidos para el escenario 1, localizados en la cocina de Sesquilé.

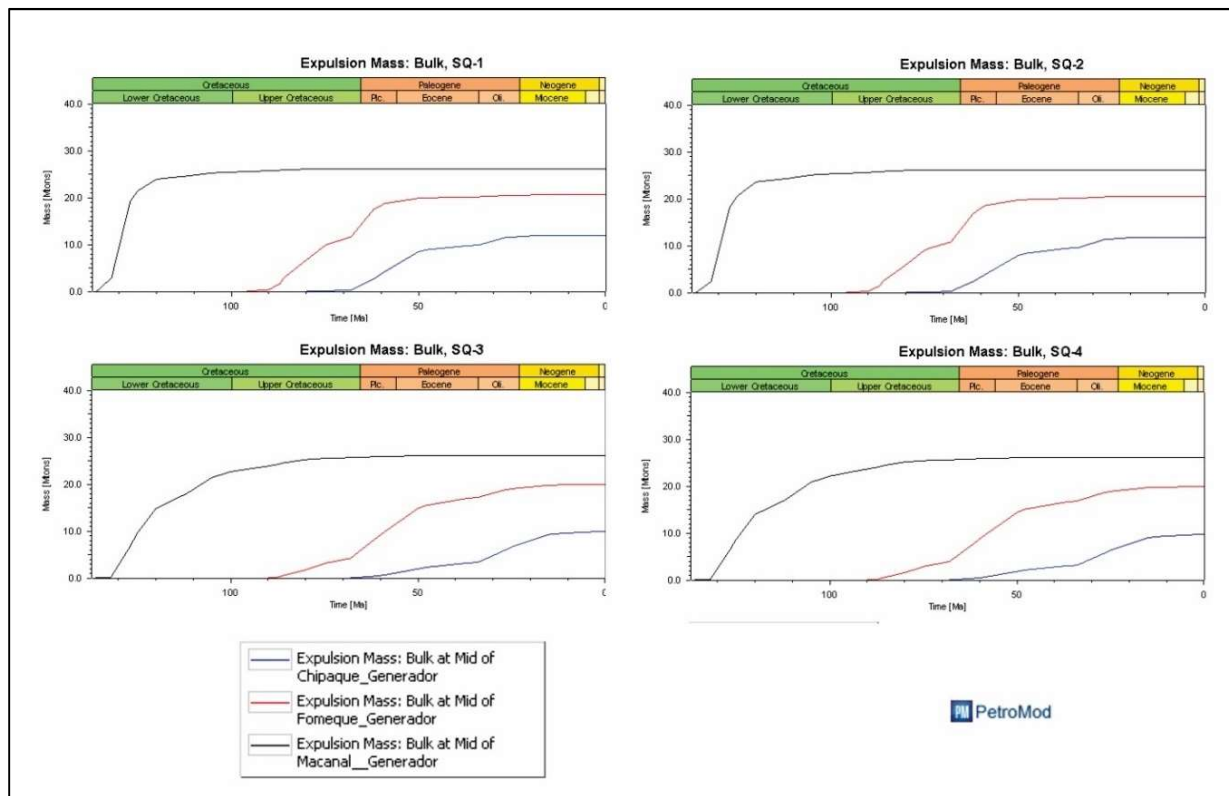


**Figura 76.** Evolución de la tasa de transformación a lo largo del tiempo geológico de los pseudopozos construidos para el escenario 2, localizados en la cocina de Sesquilé.

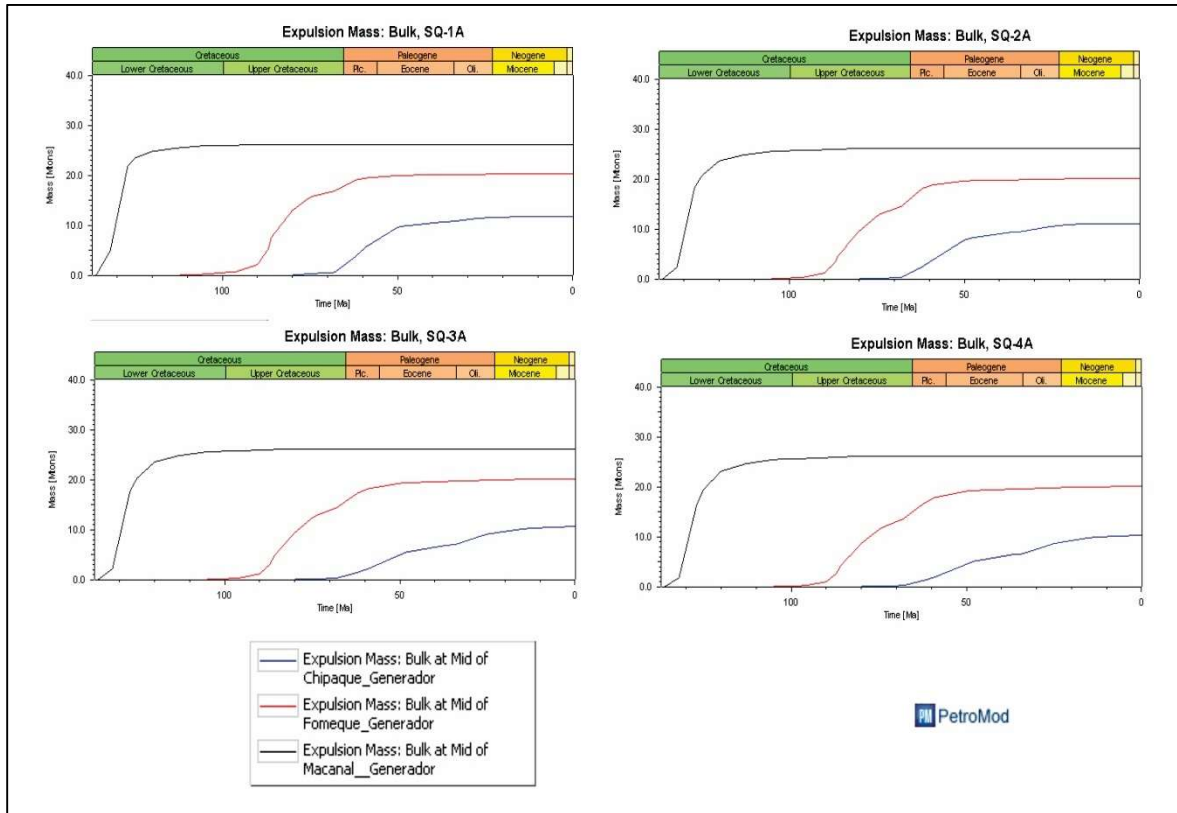
**7.3.4.4. Expulsión de Hidrocarburos.** Con el modelamiento usado para la realización de este proyecto, no es posible obtener resultados que muestren volúmenes expulsados, debido a que el modelo 1d, es un modelo cualitativo. lo que se obtuvo, corresponde a una estimación de los intervalos en los cuales se pudieron expulsar volúmenes a lo largo del tiempo geológico.

Como se muestra en las figuras 77 y 78, en general, los pseudopozos modelados para el escenario 1 y 2, muestran que, para la Formación Lutitas de Macanal, se presenta el mayor pico de expulsión de hidrocarburos a edades tempranas, entre el Valanginiano (135 ma.) y finales del Albiano (100 ma.), excluyendo en el pseudopozo SQ-4, que muestra su pulso de expulsión entre el Hauteriviano (130 ma.) y el Campaniano (80 ma.). La Formación Fomeque, muestra su

pulso de expulsión, entre el Cenomaniano (100 ma.) y el Eoceno temprano (50 ma.), a excepción del pseudopozo SQ-4, donde muestra su pulso de entre el Coniaciano (87 ma.) y el Mioceno temprano (20 ma.). La Formación Chipaque, tiene su cresta de expulsión entre el Maastrichtiano (68 ma.) y el Mioceno temprano (20 ma.), a excepción del pseudopozo SQ-4, donde muestra su pulso entre Paleoceno temprano (64 ma.) y el Mioceno temprano (15 ma.) (Ver figura 77 y 78).



**Figura 77.** Expulsión de Hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico para los pseudopozos del escenario 1, localizados en la cocina de Sesquilé.



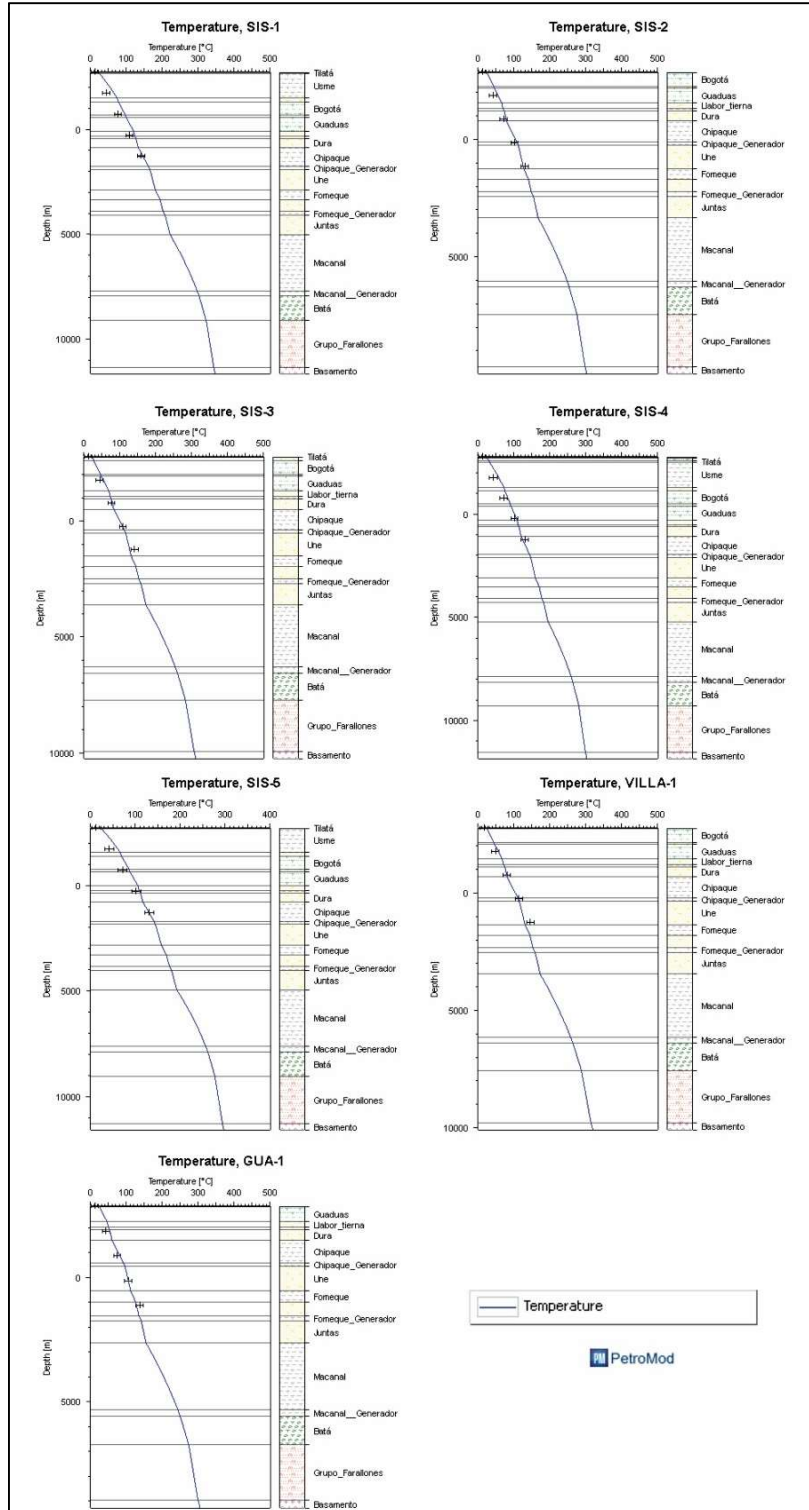
**Figura 78.** Expulsión de Hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico para los pseudopozos del escenario 2, localizados en la cocina de Sesquilé

**7.3.5. Cocina de Sisga.** La cocina de Sisga corresponde al sinclinal de Sisga. Se extiende del nor-este al sur-oeste de la zona de estudio y en él, se encuentran los pseudopozos SIS-1, SIS-2, SIS-3, SIS-4, SIS-5, VILLA-1, GUA-1. SIS-1A, SIS-2A, SIS-3A, SIS-4A, SIS-5A, VILLA-1A, GUA-1A.

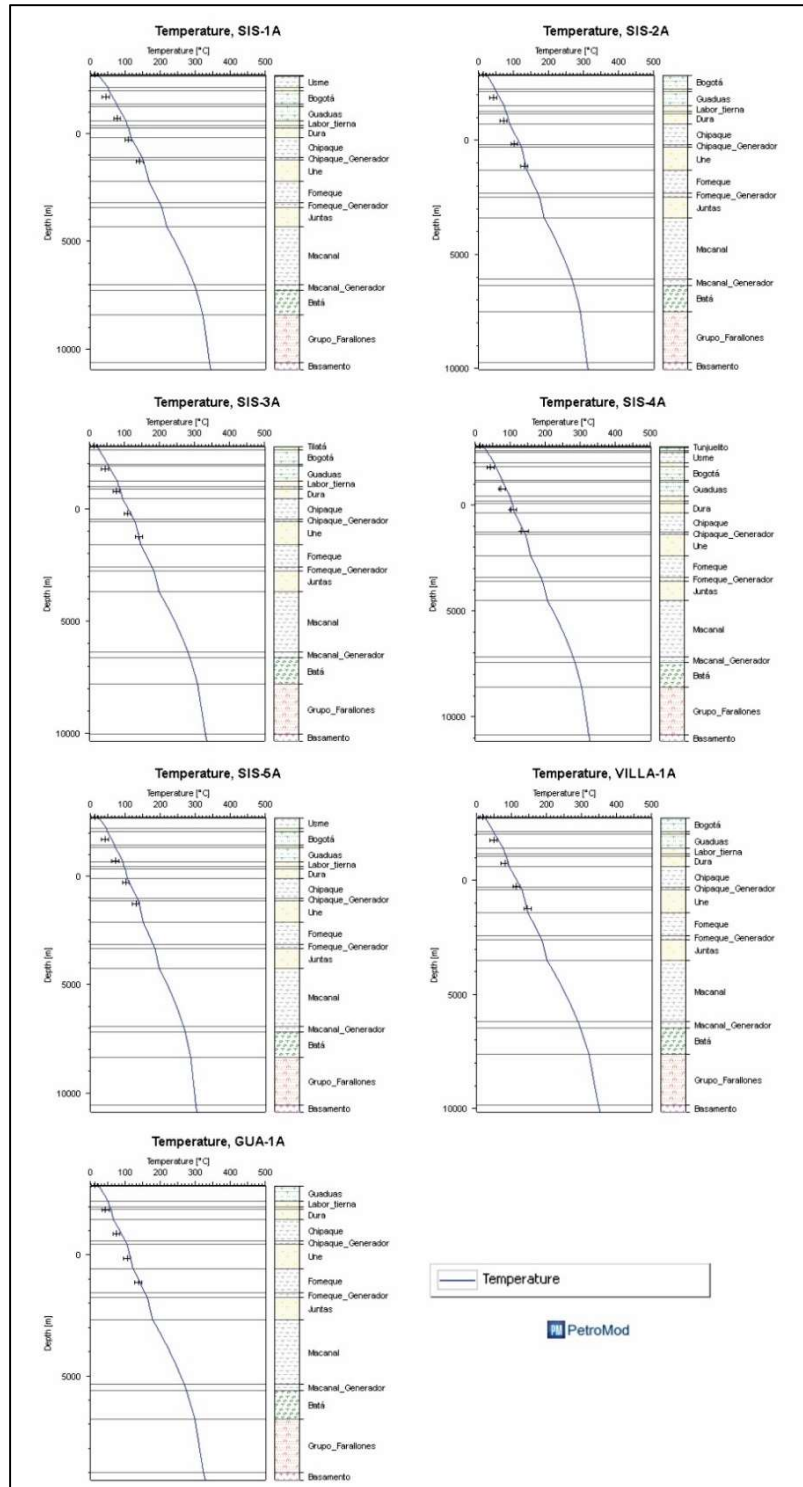
**7.3.5.1. Temperatura.** Se generaron gráficas de temperatura para los pseudopozos ubicados a lo largo de la cocina de Sisga. Cabe resaltar que la temperatura fue calibrada con datos de temperaturas de fondo de pozo (*BHT*) calculadas mediante la fórmula presentada en la sección 6.5.3.

Las figuras 79 y 80, muestran la variación de la temperatura con respecto a la profundidad que alcanzan las diferentes formaciones en la actualidad (0 ma.) para cada punto de interés. Se observa que los modelos construidos para el escenario 2 tienen en general, valores mayores de temperatura que los modelos construidos para el escenario 1, a excepción del pseudopozo SIS-1, el cual presenta valores de temperatura similares que su equivalente el pseudopozo SIS-1A, modelado para el escenario 2.

En promedio para los puntos modelados, a la base de los intervalos generadores, se tiene: La Formación Lutitas de Macanal presenta temperaturas que oscilan entre 250-300°C. La Formación Fomeque, valores de entre 138-200°C y la Formación Chipaque, temperaturas de entre 95-160°C.



**Figura 79.** Grafica de temperatura de los pseudopozos modelados para el escenario 1, localizados en la cocina de Sisga. Las cruces de color negro corresponden a los valores de calibración de BHT calculados.



**Figura 80.** Grafica de temperatura de los pseudopozos modelados para el escenario 2, localizados en la cocina Sisga. Las cruces de color negro corresponden a los valores de calibración de BHT calculados.

**7.3.5.2. Reflectancia de Vitrinita.** La reflectancia de la vitrinita ( $R_o$ ) es una herramienta de diagnóstico clave para evaluar la madurez termal; Las figuras 81 y 82, muestran que los pseudopozos construidos para el escenario 1, muestran en general valores de reflectancia de vitrinita ( $\%R_o$ ) similares que los construidos para el escenario 2, en el intervalo generador de la Formación Lutitas de Mananal con valores de  $\%R_o$  de entre 4,5-4,7  $\%R_o$ , lo que indica que se encuentra en estado de metagenesis.

La Formación Fomeque, en los pseudopozos SIS-1, GUA-1, SIS-1A, SIS-2A, SIS-3A, SIS-4A, SIS-5A, VILLA-1A y GUA-1A, presenta valores de  $\%R_o$  de entre 2,0-3,1. Lo que muestra que en estos pseudopozos se encuentra en metagenesis. Por otro lado, en los pseudopozos SIS-2, SIS-3, SIS-4 y SIS-5, presenta valores de  $\%R_o$  de entre 1,8-2,0, apuntando que se encuentra en estado de catagenesis, en ventana de generación de gas humedo.

La Formación Chipaque en todos los pseudopozos modelados para ambos escenarios presenta  $\%R_o$  de entre 1-1,4, ubicandola en estado de catagenesis, en ventana de generación de aceite. A excepción del Pseudopozo SIS-1, en el cual tiene valores valores de madurez termal de entre 1,5-1,7, ubicandola en estado de catagenesis, en ventana de generación de gas humedo.

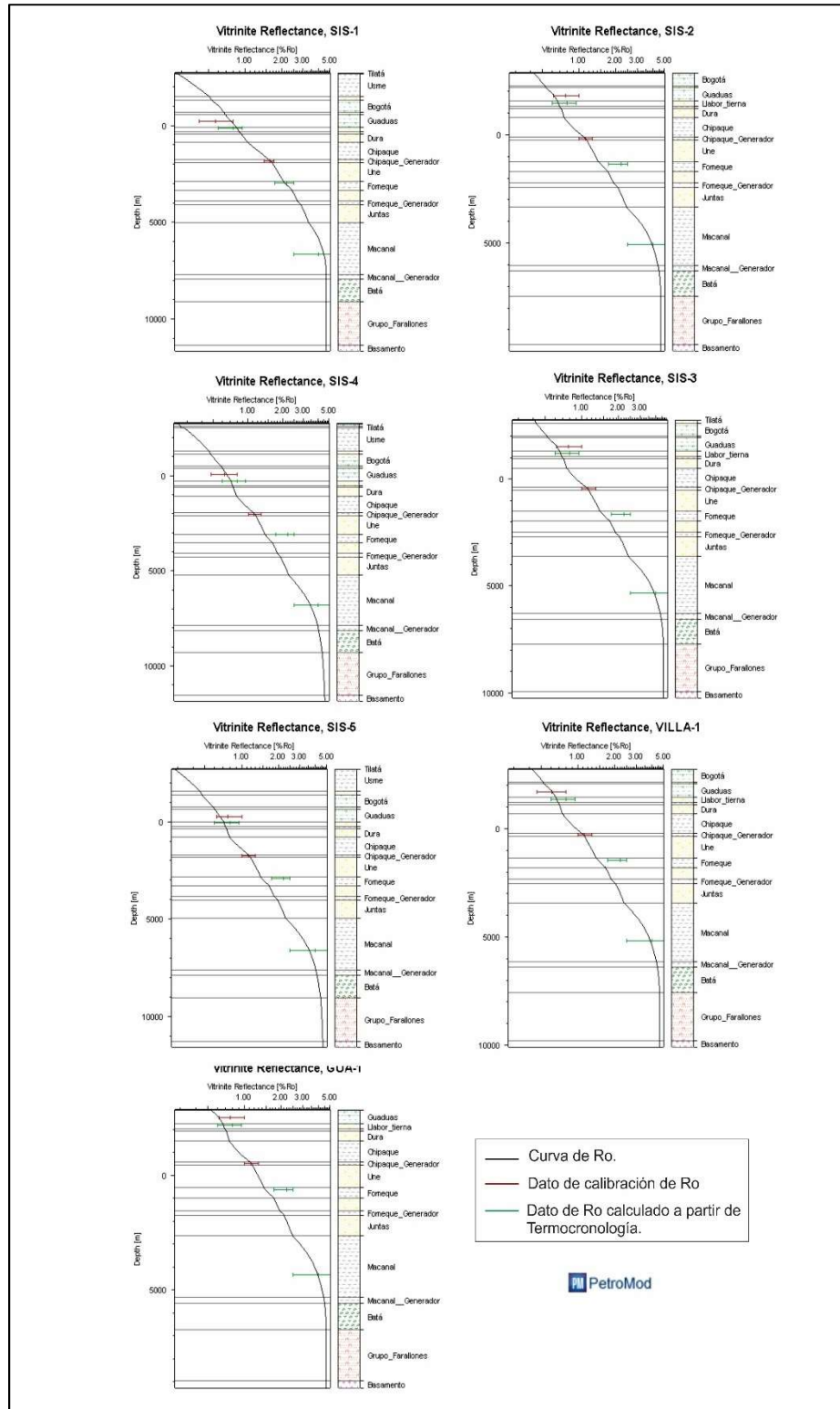


Figura 81. Graficas de Reflectancia de Vitrinita de los pseudopozos modelados para el escenario 1, localizados en la cocina de Sisga.

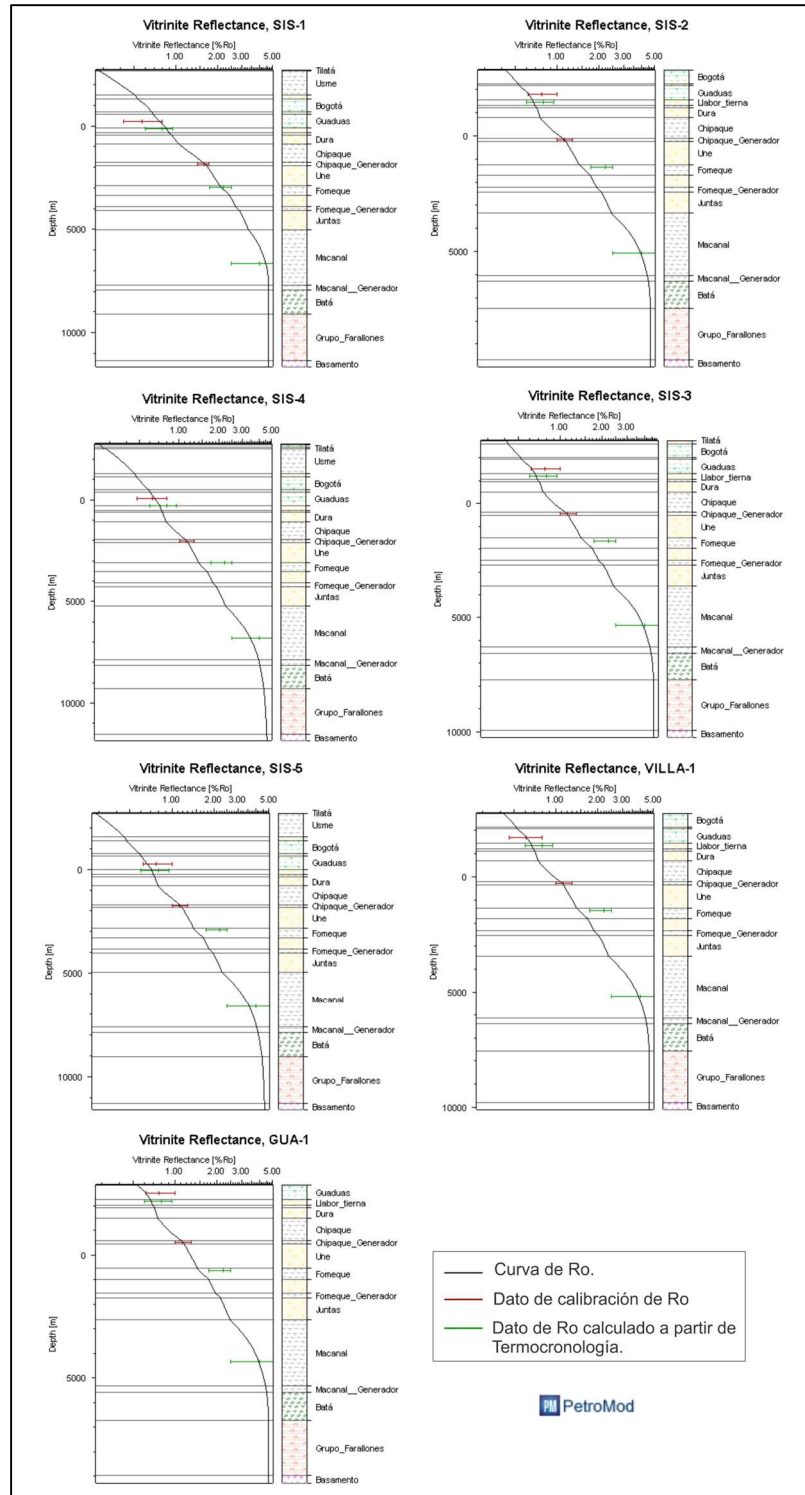
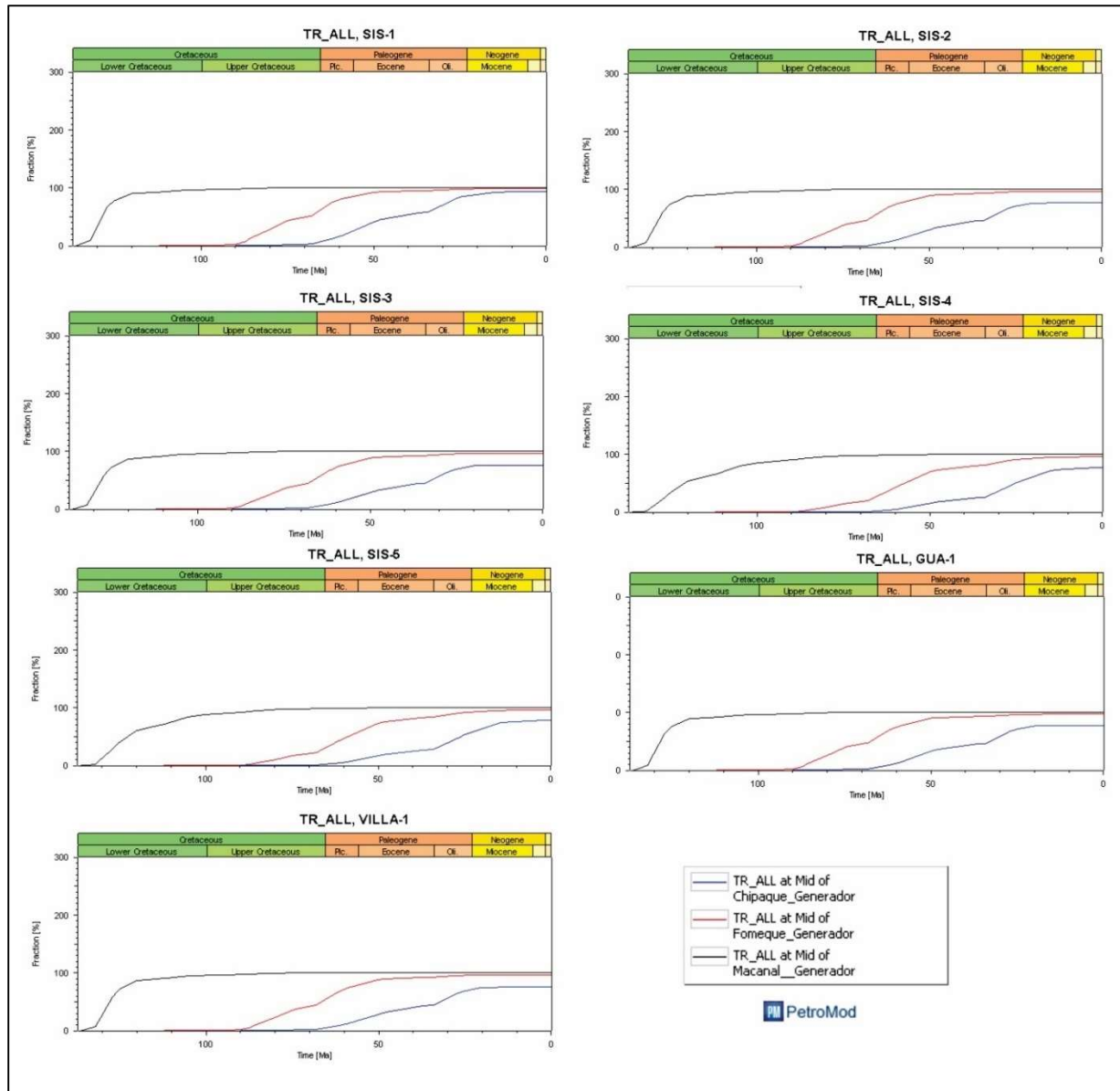


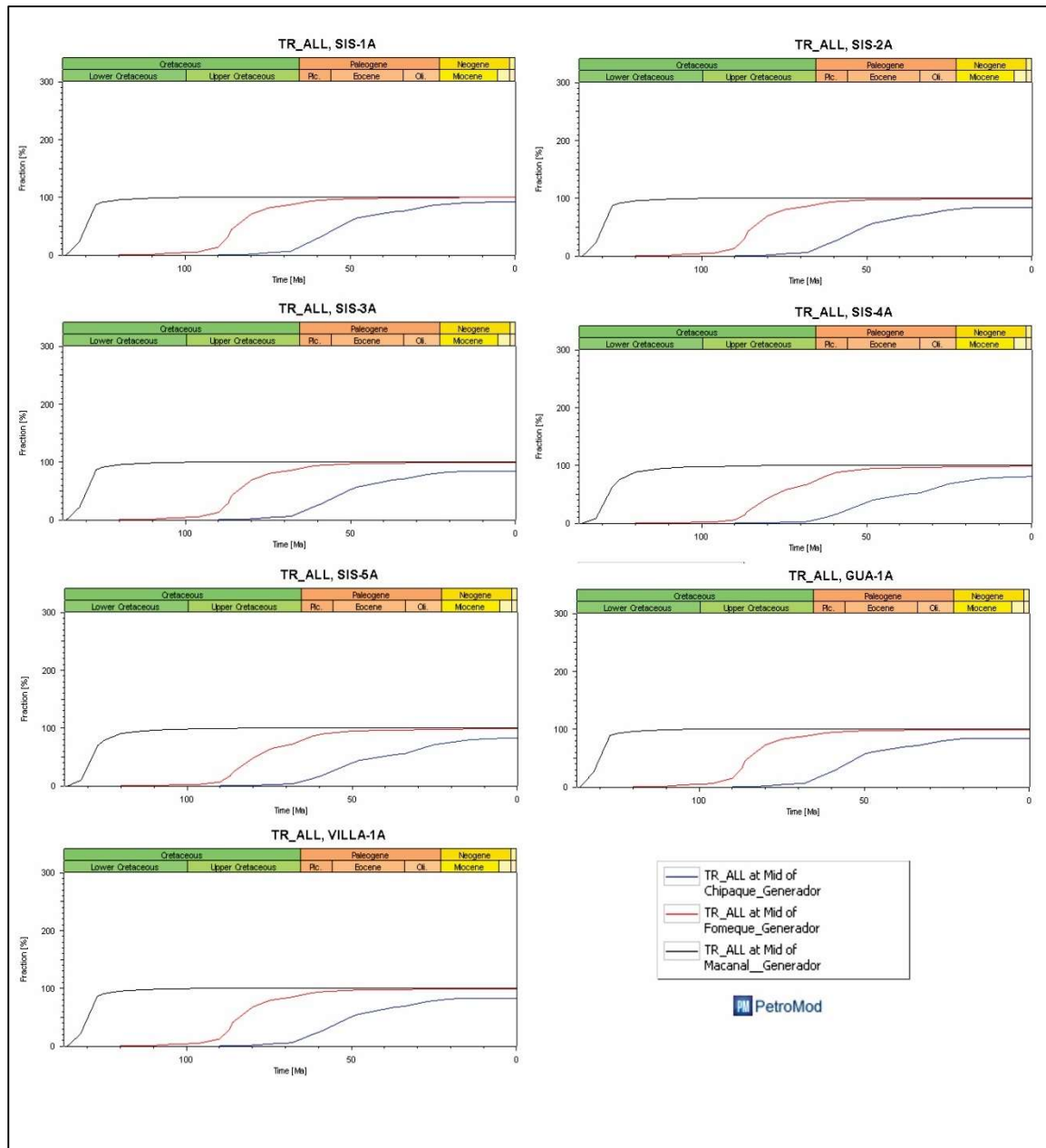
Figura 82. Graficas de Reflectancia de Vitrinita de los pseudopozos modelados para el escenario 2, localizados en la cocina de Sisga.

**7.3.5.3. Tasa de Transformación de la Materia Organica.** En los pseudopozos localizados en la cocina de Sesquilé se registró la máxima tasa de transformación en la actualidad (0 ma.) para lo intervalos generadores de las formaciones Lutitas de Macanal, Fomeque y Chipaque. Las formaciones Lutitas de Macanal y Fomeque han generado alrededor del 100% del hidrocarburo en todos los pseudopozos construidos (Ver figura 84 y 85).

La Formación Chipaque, en los pseudopozos SIS-1 y SIS-1A, muestra una tasa de ha generado el 91-92% del hidrocarburo. En SIS-2, SIS-3, SIS-4, SIS-5, VILLA-1 y GUA- 1, muestra generó 77-76%. Por otro lado, en los pseudopozos SIS-2A y SIS-3A, SIS-4A, SIS-5A, VILLA-1A, GUA- 1A, presenta valores de tasa de transformación de entre 83-86% (Ver figura 83 y 84).



**Figura 83.** Evolución de la tasa de transformación a lo largo del tiempo geológico de los pseudopozos construidos para el escenario 1, localizados en la cocina de Siga.

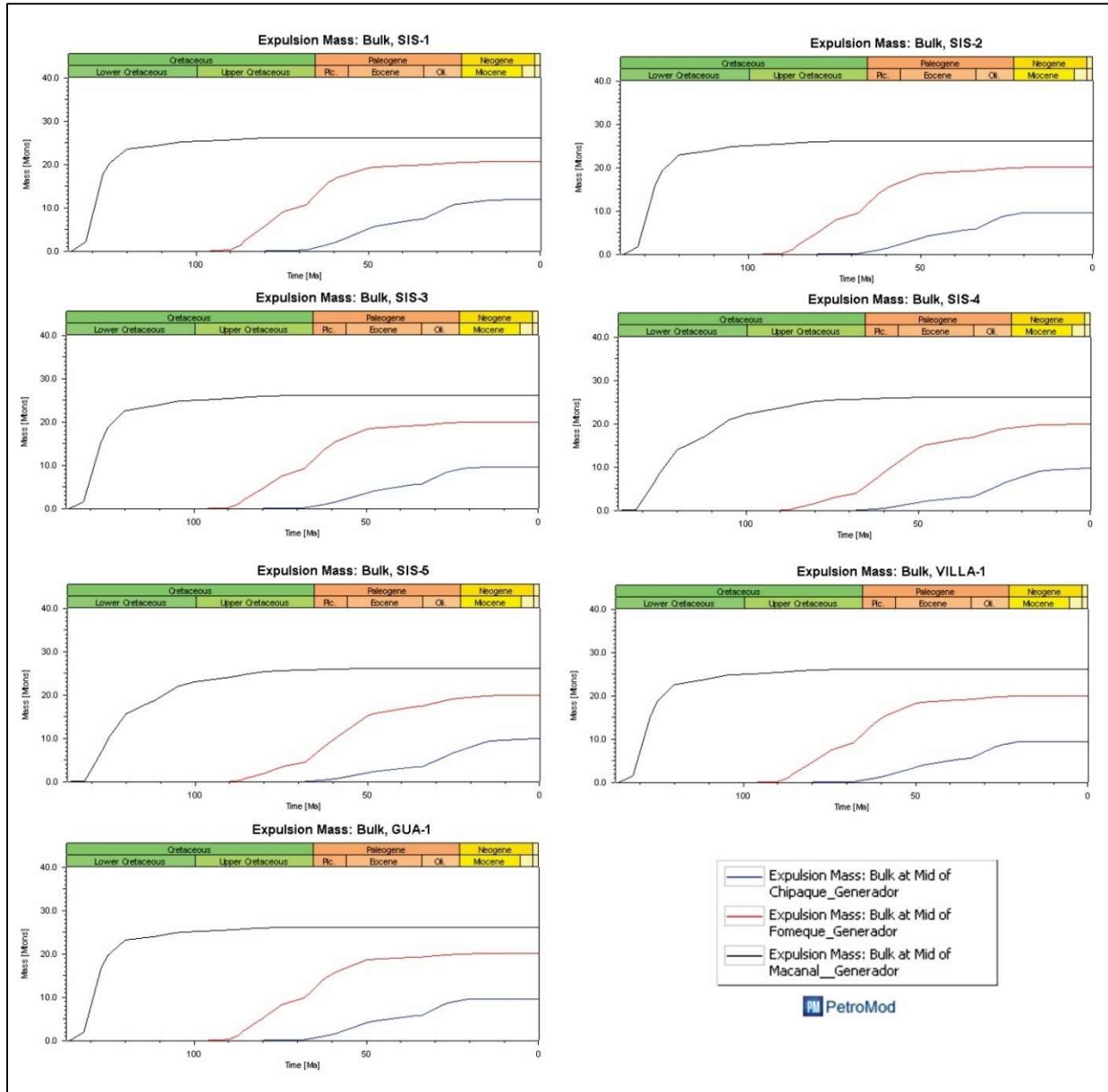


**Figura 84.** Evolución de la tasa de transformación a lo largo del tiempo geológico de los pseudopozos construidos para el escenario 2, localizados en la cocina de Sisga.

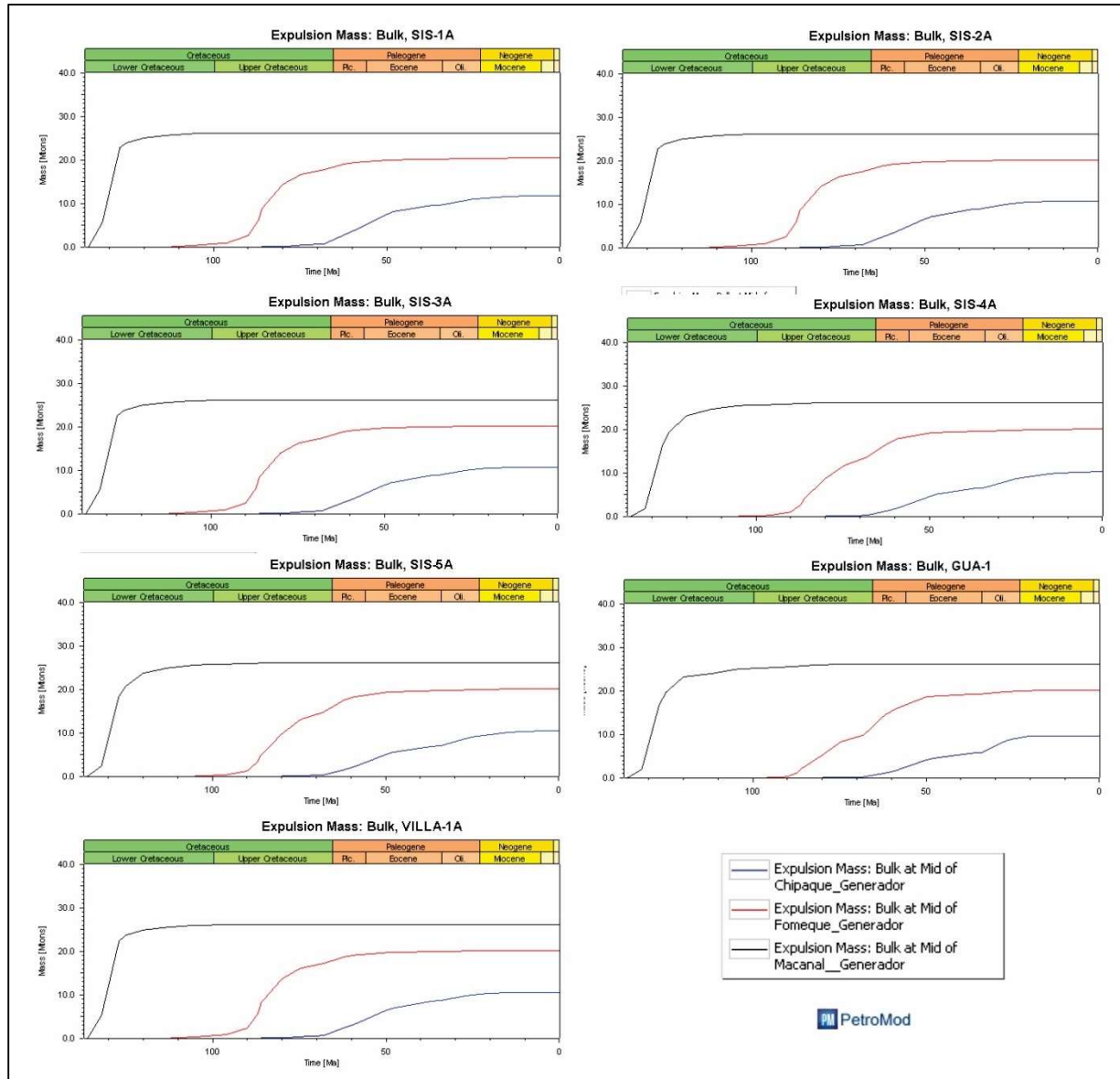
**7.3.5.4. Expulsión de Hidrocarburos.** Con el modelamiento usado para la realización de este proyecto, no es posible obtener resultados que muestren volúmenes expulsados, debido a que el modelo 1d, es un modelo cualitativo. lo que se obtuvo, corresponde a una estimación de los intervalos en los cuales se pudieron expulsar volúmenes a lo largo del tiempo geológico.

En general, los pseudopozos modelados para el escenario 1, se muestra que, para la Formación Lutitas de Macanal, el mayor pico de expulsión de hidrocarburos ocurre a edades de entre el Valanginiano (135 ma.) y finales del Albiano (100 ma.). Mientras que para los construidos para el escenario 2, su mayor pulso de expulsión está entre el Valanginiano (135 ma.) y el Aptiano (120 ma.) (Ver figuras 85 y 86)

Para la totalidad de pseudopozos simulados, la Formación Fomeque, muestra su mayor pulso de expulsión, entre el Cenomaniano (100 ma.) y el Eoceno temprano (50 ma.). Mientras, que la Formación Chipaque, tiene su cresta de expulsión entre el Maastrichtiano (68 ma.) y el Mioceno temprano (16 ma.) (Ver figuras 85 y 86)



**Figura 85.** Expulsión de Hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico para los pseudopodos del escenario 1, localizados en la cocina de Sisga.



**Figura 86.** Expulsión de Hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico para los pseudopozos del escenario 2, localizados en la cocina de Siga.

#### **7.4. Sincronismo en los Procesos de Generación, Expulsión y Migración de Hidrocarburos en la Zona de Estudio.**

Con los resultados obtenidos del modelamiento 1D de los 19 pseudopozos simulados para ambos escenarios. Se construyeron mapas de parámetros geoquímicos (Transformación de materia orgánica y Expulsión de hidrocarburos) para la Formación Chipaque a lo largo del tiempo geológico. Cabe resaltar, que la Formación Lutitas de Macanal en la totalidad de los modelos, generó y expulsó hidrocarburos a edades muy tempranas, de entre 135 y 100 ma., Al igual que la Formación Fomeque, la cual generó y expulsó entre 100 y 50 ma., Es por esta razón que para dichas unidades no se realizaron mapas de Transformación de Materia Orgánica y Expulsión de Hidrocarburos.

La información arrojada por los mapas construidos de generación y expulsión de hidrocarburos a lo largo del tiempo fue integrada con información publicada por distintos autores, con el fin de cualificar la evolución de los sistemas petrolíferos y determinar si existen cocinas activas, en la zona de estudio, la cual, se encuentra ubicada en la faja plegada de la Zona Axial de la Cordillera Oriental.

Las predicciones de los modelos presentados en este trabajo deben ser interpretados cualitativamente o direccionalmente, es decir los valores deben ser interpretados como índices de generación y expulsión, y no, como valores absolutos.

De acuerdo a los resultados obtenidos de los modelos 1D de los pseudopozos simulados para el escenario 1 (Ver figura 87) y 2 (Ver figura 88), se muestra que la generación de hidrocarburos de la Formación Chipaque en las cocinas de Suesca, Checua-Lenguazaque, Sesquilé y Sisga, comenzó entre el límite del Cretácico - Paleógeno (68 ma.) y el Paleoceno (60 ma.) tardío. Entre 50 ma. y

25 ma., se da el máximo pico de generación de hidrocarburos. Entre 25 y 20 ma., la generación empieza a decrecer alcanzando aproximadamente un 90% en la tasa de transformación de materia orgánica en la mayoría de las cocinas. Posteriormente, se evidencia generación en tasas muy bajas en algunos sectores, hasta que finalmente cesa en aproximadamente 15 ma.

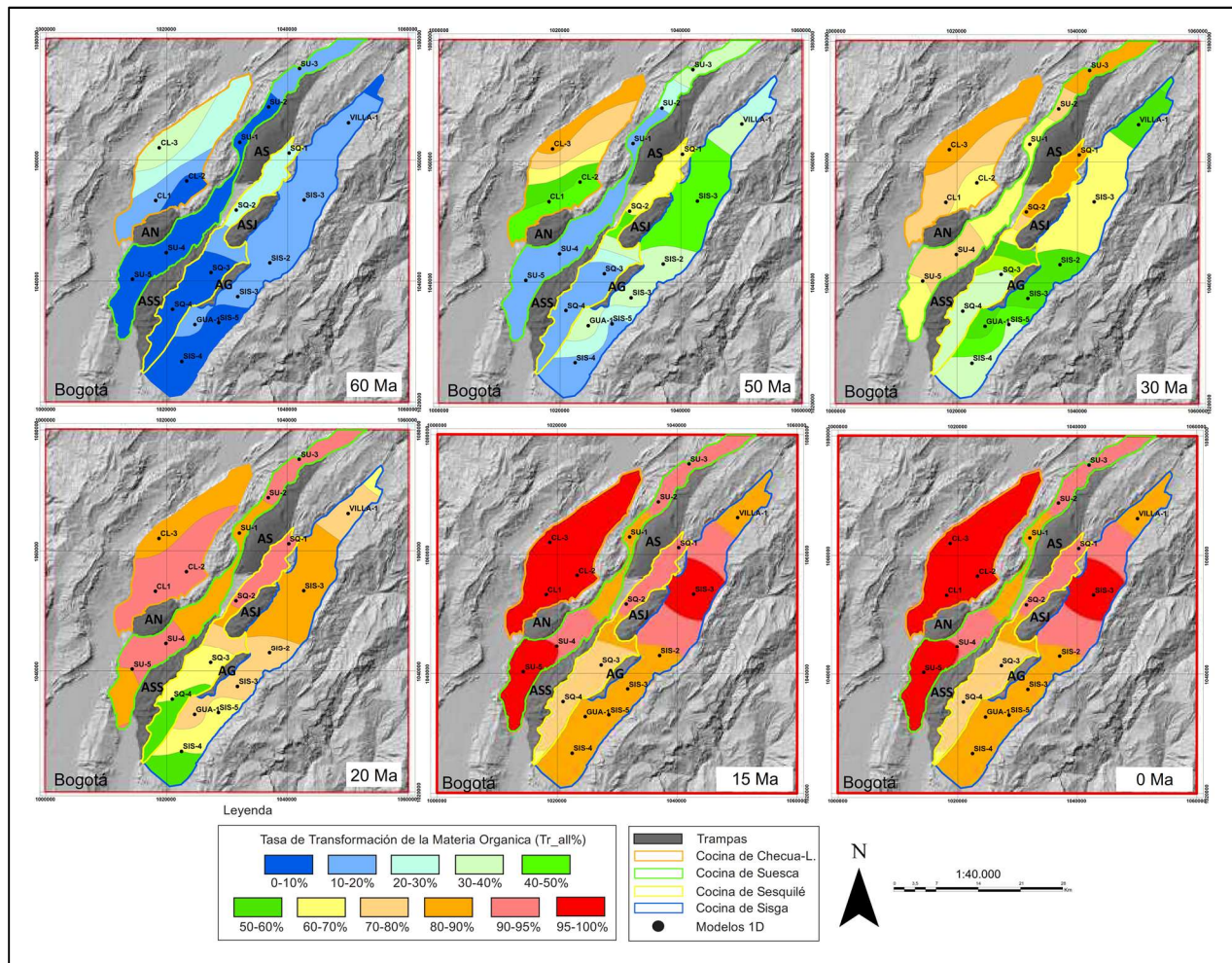
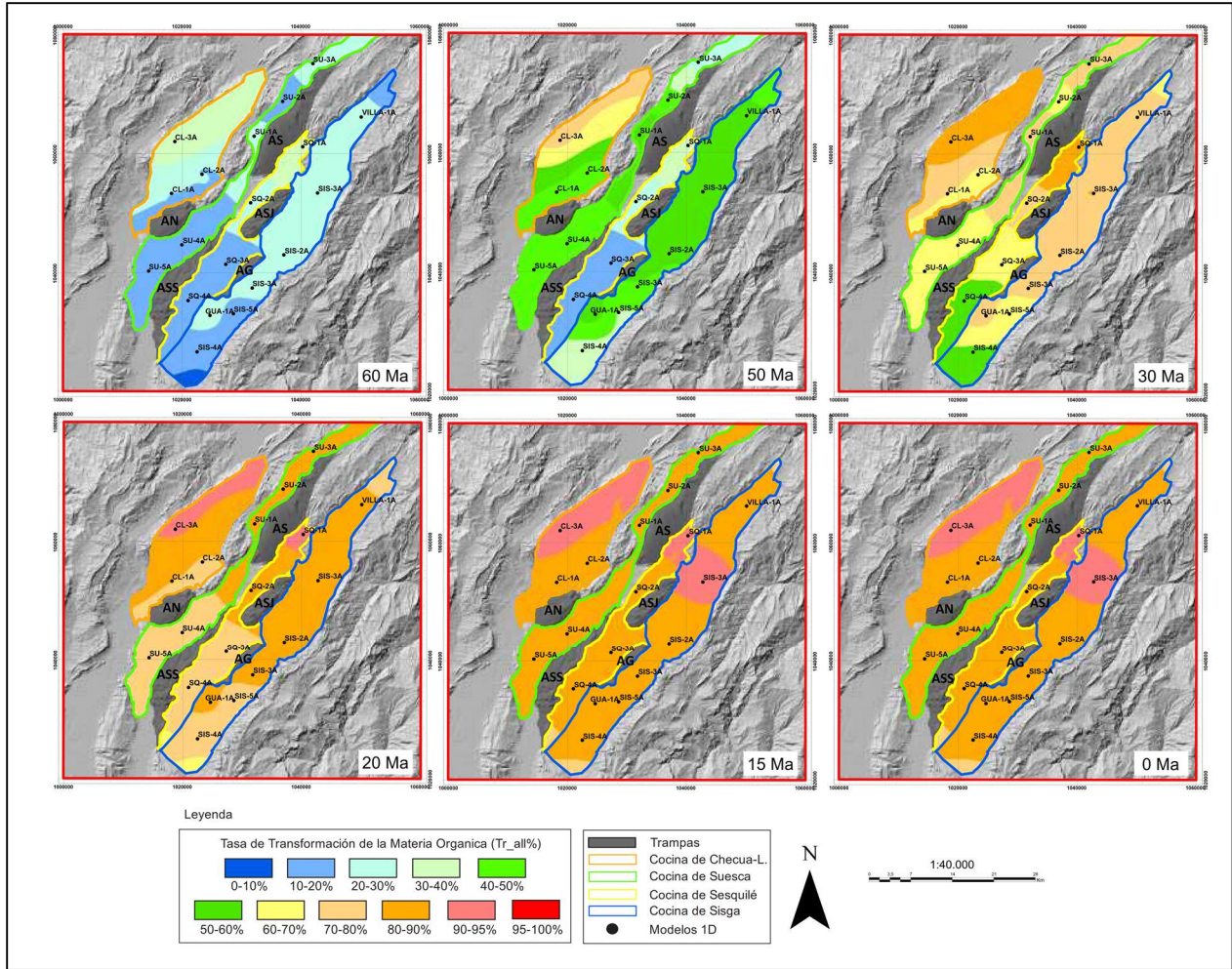


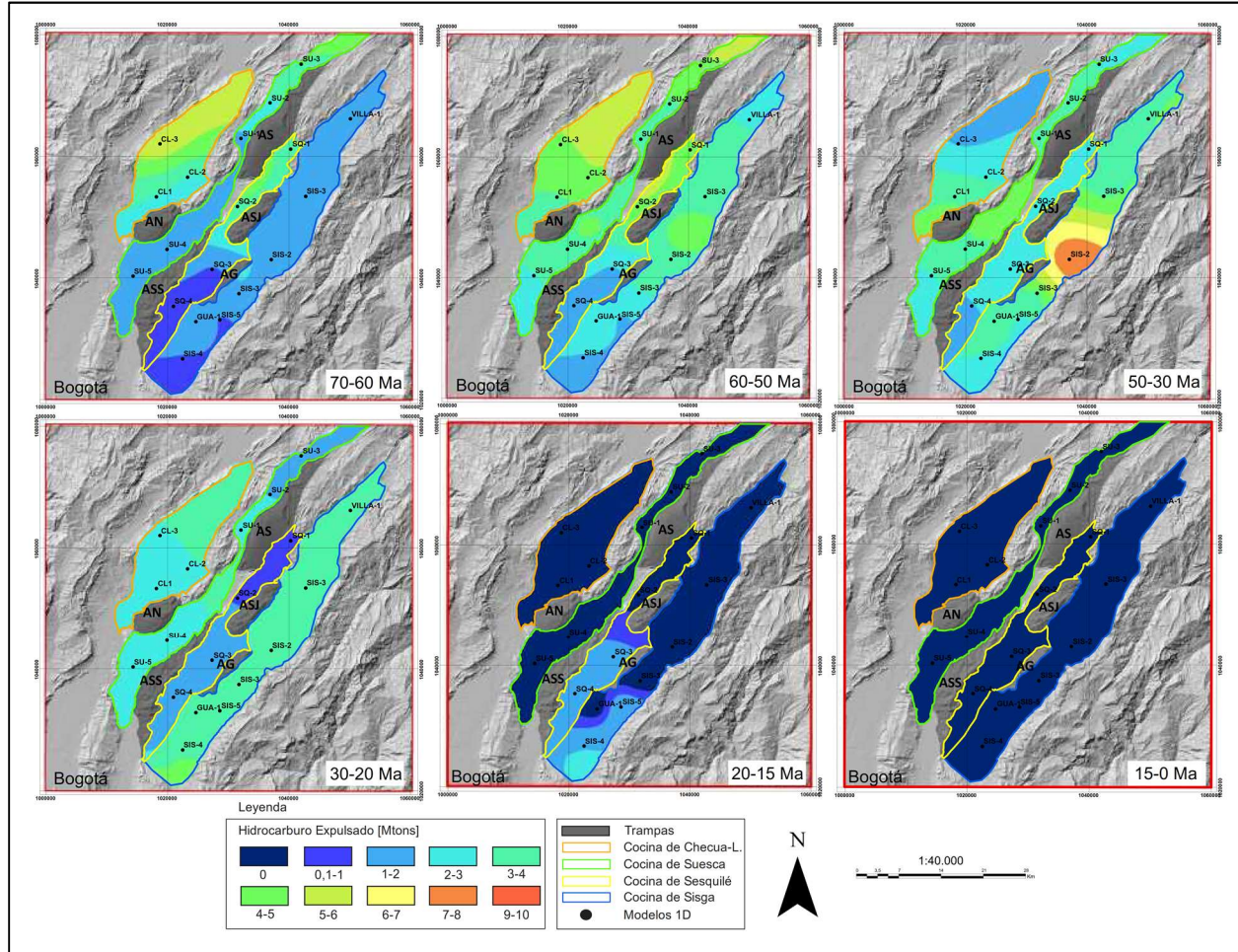
Figura 87. Mapa de generación de hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico para los modelos simulados en el escenario 1 de la formación Chipaque. (AS) Anticlinal de Suesca, (AN) Anticlinal de Nemocón, (ASJ) Anticlinal de San José, (AG) Anticlinal de Guatavita, (ASS) Anticlinal de Sopó-Sesquilé (APÉNDICE 3).



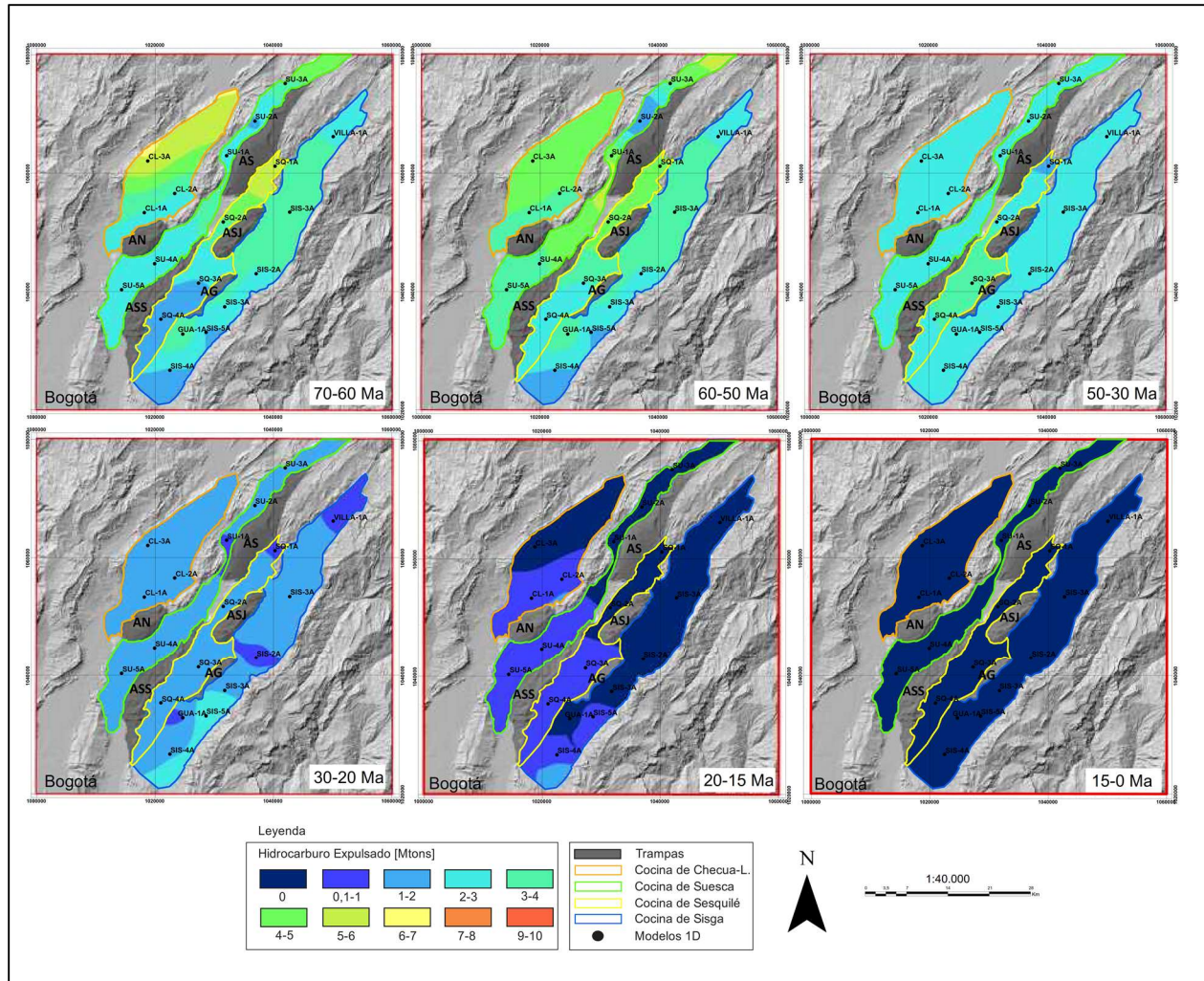
**Figura 88.** Mapa de Generación de hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico para los modelos 1D simulados en el escenario 2 de la formación Chipaque. (AS) Anticlinal de Suesca, (AN) Anticlinal de Nemocón, (ASJ) Anticlinal de San José, (AG) Anticlinal de Guatavita, (ASS) Anticlinal de Sopó-Sesquilé (APÉNDICE 4).

Los resultados de los pseudopozos modelados para los escenarios 1 (Ver figura 89) y 2 (Ver figura 90), muestran que la expulsión de hidrocarburos de la Formación Chipaque en las cocinas de Suesca, Checua-Lenguazaque, Sesquilé y Sisga, comenzó entre el límite del Cretácico - Paleógeno (67 ma.) y el Paleoceno tardío (60 Ma.). Entre 50 ma. y 25 ma., se da el mayor volumen expulsado de hidrocarburos. Después de 25 ma. la expulsión en la zona empieza a decrecer en las cocinas de

la zona a 20 ma. finalmente se expulsan volúmenes de hidrocarburo muy mínimos en algunos lugares de la zona, hasta que termina en aproximadamente 15 ma.



**Figura 89.** Mapa de Expulsión de hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico para los modelos 1D simulados en el escenario 1 de la formación Chipaque. (AS) Anticlinal de Suesca, (AN) Anticlinal de Nemocón, (ASJ) Anticlinal de San José, (AG) Anticlinal de Guatavita, (ASS) Anticlinal de Sopó-Sesquilé (APÉNDICE 5).



**Figura 90.** Mapa de Expulsión de hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico para los modelos 1D simulados en el escenario 2 de la formación Chipaque. (AS) Anticlinal de Suesca, (AN) Anticlinal de Nemocón, (ASJ) Anticlinal de San José, (AG) Anticlinal de Guatavita, (ASS) Anticlinal de Sopó-Sesquilé (APÉNDICE 6).

En conclusión, la generación y expulsión de Hidrocarburos de la Formación Chipaque en las cocinas presentes en la zona de estudio, empieza entre el Cretácico – Paleógeno (70 ma.) y el Paleoceno tardío (60 ma.), posteriormente, entre 50 y 25 Ma, se da el mayor volumen generado y expulsado de hidrocarburo de las facies de la Formación Chipaque. A 25 ma., dichos procesos

decrecen hasta que finalmente cesan aproximadamente entre el Oligoceno tardío – Mioceno temprano, esto se debió probablemente, a que, durante este tiempo, se da el comienzo de la inversión tectónica de la Cordillera Oriental. Según Mora et al. (2013), los pliegues en esta zona se generaron entre 30 ma. y 20 ma. producto de una fase de “buckling”, antes de la inversión tectónica de la Cordillera Oriental, la cual ocurrió entre el Mioceno temprano y 3 ma. (Mora et al., 2008). Sánchez et al. (2015), por medio de datación de inclusiones fluidas Re-Os en hidrocarburos pesados, indican que la migración y la carga de los reservorios en la Zona Axial de la Cordillera Oriental, se dio entre 30 ma. y 20 ma.

Los resultados obtenidos desfavorecen la existencia de cocinas activas en la zona de estudio, debido a que lo largo del tiempo geológico, los procesos de generación, migración, expulsión y acumulación se dan aproximadamente simultáneos y en rangos de tiempo muy cortos, ya que, los hidrocarburos se generaron, expulsaron y migraron hacia los reservorios antes del Oligoceno tardío – Mioceno temprano, momento en el cual, las trampas del área se encontraban ausentes, se estaban aún formando ó iban a ser posteriormente erodadas junto con la mayoría de cocinas, producto de la máxima exhumación sufrida por la Cordillera Oriental entre el Mioceno medio y 3 Ma según Mora et al. (2008).

Los resultados obtenidos en este estudio concuerdan con los resultados presentados otros autores, entre ellos, Sánchez et al. (2015), los cuales sugieren que la generación y expulsión de petróleo empezó cerca los límites Paleoceno – Eoceno (60 ma.) y finalizó entre el Oligoceno tardío - Mioceno temprano (20 ma), producto de la inversión tectónica de la cordillera oriental, la cual exhumo la mayoría de cocinas o migraron hacia el norte u oeste, terminando así, la generación de la formación Chipaque a los 20 ma.

Mora C. et al. (1997) determinan que el mayor volumen de hidrocarburos expulsados en la Zona Axial de la cordillera oriental está asociado con la parte inferior de la formación Chipaque. Este proceso de expulsión ocurrió durante el intervalo de tiempo que va del Eoceno inferior – Mioceno medio, hasta el inicio de la inversión de la Cordillera Oriental.

## 8. Conclusiones

- Aplicando los criterios: i) Preservación de un espesor considerable de roca, ii) Presencia de Trampas Estructurales Potenciales de Hidrocarburos, y iii) Presencia de Sinclinales Profundos Adyacentes a las Trampas Estructurales. El área definida como zona de estudio, se encuentra al nor-este de la ciudad de Santa Fe de Bogotá y al sur-oeste de la ciudad de Tunja en la cuenca de la Sabana de Bogotá, dentro de la Zona Axial de la Cordillera Oriental, y está limitada por los cinturones invertidos del Valle del Magdalena, al W y el Piedemonte llanero, al E.
- En la zona de estudio, se determinaron cinco estructuras que forman trampas de hidrocarburos, las cuales corresponden a:
  - El Anticlinal de Suesca, corresponde a una trampa estructural con cierre en cuatro direcciones (4 way dip closure), ya que, en su núcleo aflora la Formación Labor-Tierna (Maastrichtiano inferior) y alrededor de ella se encuentra la Formación Guaduas (Maastrichtiano-Paleoceno), demostrando la existencia de un cierre en los contornos alrededor de un alto. Además de lo anterior, el anticlinal muestra “*plunge*” hacia la parte sur.
  - El Anticlinal de San José, forma una trampa estructural con cierre en cuatro direcciones (4-way dip closure), debido a que en su núcleo se encuentra la formación Plaeners (Maastrichtiano inferior) suprayacida por la Formación Labor y Tierna, mostrando que los

contornos se cierran en las cuatro direcciones alrededor de un alto. Igualmente, el anticlinal de San José presenta “*plunge*” hacia la parte sur.

- El Anticlinal de Nemocón, es una estructura asimétrica con “*plunge*” hacia el sur. Corresponde a una trampa estructural con cierre en tres direcciones (3-way dip closure), debido a que en su núcleo se encuentra la formación Labor y Tierna (Maastrichtiano inferior), suprayacida por la Formación Guaduas (Maastrichtiano inferior-Paleoceno), evidenciando que los contornos se cierran en tres direcciones y hacia el flanco oeste de la estructura se presenta un choque con la falla de Nemocón.
- El Anticlinal de Sopó-Sesquilé, es asimétrico, presenta su flanco oriental más inclinado que el occidental y hacia el sur, presenta “*plunge*”. Corresponde a una trampa estructural con cierre en cuatro direcciones (4 way dip closure), ya que, en su núcleo aflora la formación Labor y Tierna (Maastrichtiano inferior), suprayacida por la Formación Guaduas (Maastrichtiano inferior-Paleoceno), hacia la parte este, el cierre de los contornos es visible, pero al oeste es difuso, debido a depósitos cuaternarios que afloran en esa zona.
- En el área de trabajo se determinaron 4 cocinas, que corresponden a los sinclinales de Suesca, Sisga, Checuá-Lenguazaque y Sesquilé, dichas estructuras corresponden a lugares del subsuelo donde la roca generadora ha alcanzado las condiciones apropiadas de presión y temperatura para generar hidrocarburos. A lo largo de ellas, se construyeron 19 modelos 1D, empleando dos escenarios. En el escenario 1: depositación de una secuencia de rocas con edades que van

desde el Pre-Devónico hasta la actualidad, asignando un espesor a la Formación Usme de 1400 metros. Escenario 2: Sedimentación de una secuencia de rocas con edades que van desde el Pre-Devónico hasta la actualidad, con una variación del espesor a la Formación Usme de 500 metros.

- La reconstrucción de la historia de subsidencia para los pseudopozos simulados en la zona de trabajo, muestra como basamento el Grupo Quetame, sobre el cual tiene lugar el Grupo Farallones. Durante el Cretácico Inferior se produce la depositación de las formaciones Batá, Lutitas de Macanal, Arenisca de las Juntas, Fomeque, Une, Chipaque, Dura, Plaeners y Labor y Tierna. La transición Cretácico – Paleógeno está registrada por la Formación Guaduas, la cual suprayace la secuencia Cretácica, y marca el cambio de ambientes marinos a continentales. Posteriormente se depositan las unidades paleógenas, Cacho, Bogotá, Regadera y Usme, en este punto se da la mayor profundidad de subsidencia en la cuenca. Entre el Mioceno medio y 3 ma. se da el mayor pulso de levantamiento de la Cordillera Oriental, favoreciendo los procesos erosivos en algunas zonas que afectan la secuencia depositada en cada pseudopozo construido, y la depositación en otros sectores de sedimentos Cuaternarios correspondientes a las formaciones Tilatá, Sabana, Tunjuelito y Chía.
- Los modelos 1D simulados para ambos escenarios no discrepan significativamente en los resultados, aunque si se observa que en general los valores de temperatura y reflectancia de vitrinita, son mayores para los pseudopozos simulados para el escenario 1, debido a que estos alcanzan mayores tasas de subsidencia y la profundidad es directamente proporcional a la temperatura. Los resultados en términos de madurez termal muestran que:

- La Formación Lutitas de Macanal tiene temperaturas  $>240^{\circ}$  y reflectancias de vitrinita  $>4$  en las cocinas de Suesca, Checua-Lenguazaque, Sesquilé y Sisga, infiriendo que esta unidad se encuentra sobremadura, en estado de metagenesis.
- La Formación Fomeque en general, exhibe un rango de temperaturas  $>140$  y valores de reflectancias vitrinitas  $>2$ , indicando que en la mayoría de los pseudopozos modelados para ambos escenarios en las cocinas de Suesca y Checua-Lenguazaque, Sesquile y Sisga, se encuentra sobremadura. Sin embargo, existen pseudopozos en las cocinas de Sisga y Sesquilé, donde la Formación Fomeque se encuentra madura y está tanto en ventana de generación de aceite, como de gas.
- La Formación Chipaque en los pseudopozos modelados para los escenarios 1 y 2, presenta un rango de temperaturas de entre  $100-175^{\circ}\text{C}$  y valores de reflectancias vitrinitas de entre 1-2%, indicando que la unidad en las cocinas de Suesca, Checua-Lenguazaque, Sesquilé y Sisga, se encuentra madura, en ventana de generación de gas y aceite.
- Finalmente, los resultados del modelamiento 1d de los pseudopozos simulados para ambos escenarios en las cocinas localizadas a lo largo de la zona de estudio, muestran que los intervalos generadores de las formaciones Lutitas de Macanal y Fomeque actualmente se encuentran agotados, debido a que los procesos de generación y expulsión de hidrocarburos ocurrieron a edades muy tempranas, entre el Cretácico inferior - Cretácico medio, y Cretácico medio - Eoceno temprano, respectivamente. La generación y expulsión de la Formación

Chipaque en dichas cocinas, empieza entre el Cretácico – Paleógeno (70 ma.) y el Paleoceno tardío (60 ma.), posteriormente entre 50 y 25 ma, se da el mayor volumen generado y expulsado de hidrocarburo de las facies de la Formación Chipaque. Después de 25 ma., estos procesos decrecen, hasta que finalmente cesan aproximadamente entre el Oligoceno tardío – Mioceno temprano. Además, Mora et al. (2013), sugiere que los pliegues en esta zona se generaron entre 30 ma. y 20 ma. producto de una fase de “buckling” antes de la inversión tectónica de la Cordillera Oriental. Por otro lado, Sánchez et al. (2015), por medio de datación de inclusiones fluidas Re-Os de hidrocarburos pesados, indican que la migración y la carga de los reservorios en la Zona Axial de la Cordillera Oriental, se dio entre 30 ma. y 20 ma. Los resultados de este trabajo integrados con lo propuesto por Mora et al. (2008) y Sanchez et al. (2015), desfavorecen la existencia de cocinas activas en la zona, ya que, a lo largo del tiempo geológico, los procesos de generación, migración, expulsión y acumulación se dan aproximadamente simultáneos y en rangos de tiempo muy cortos, hasta antes del Oligoceno tardío – Mioceno temprano, momento en el cual, las trampas del área se encontraban ausentes, se estaban aún formando ó iban a ser erodadas, junto con la mayoría de cocinas, producto de la máxima exhumación sufrida por la Cordillera Oriental entre el Mioceno medio y 3 ma. (Mora et al, 2008).

## 9. Recomendaciones

- Realizar una campaña de campo que permita adquirir mayores datos de termocronología de Trazas de Fisión de Apatitos (AFT), junto con datos estructurales, y medición de espesores de las unidades presentes en la zona de estudio, con el fin de mejorar el modelo estructural y de esta manera darle mayor precisión a los resultados obtenidos en los modelos 1D.
- Elaborar una caracterización petrográfica y petrofísica en detalle para la roca sello de cada trampa estructural definida en este trabajo, para evaluar su capacidad como sello efectivo en cada una de ellas, ya que dichas estructuras pueden servir como almacenes subterráneos de gas natural.
- Hacer adquisiciones de sísmica y de pozos para la zona de estudio, que permitan validar los resultados presentados en este trabajo, ya que, con la ayuda de ellos podrían favorecer la toma de decisiones financieras en el área.
- Con el fin de tener más claro el potencial de roca generadora de las formaciones Lutitas de Macanal, Fomeque y Chipaque, se sugiere adquirir muestras de shale con el fin de realizar mediciones de Reflectancia de Vitrinita y Pirólisis Rock Eval. Junto con la adquisición de nuevos datos de evolución térmica, debido a que los datos presentados por Sarmiento (2001), son limitados hacia la zona de estudio. De hacerse esto, se podría calibrar de mejor manera el paleo-flujo de calor.

- Realizar estudios sedimentológicos, petrográficos y geoquímicos de las formaciones Fomeque, Lutitas de Macanal y Chipaque con el fin de determinar con exactitud el intervalo que tiene las mejores propiedades de generación hidrocarburos.
- Complementar el trabajo realizado con modelos 2D y 3D del área de estudio que permitan, simular los procesos de generación, expulsión, y migración que no es posible obtener con el modelado 1D realizado en este trabajo, y así, cuantificar detalladamente la evolución de los sistemas petrolíferos y los factores que los controlan a lo largo del tiempo geológico.

## Referencias bibliográficas

- Alfaro, C., Bernal, N., Ramírez, G. (2000). Mapa Geotérmico de Colombia: Flujo de Calor. Ingeominas.
- Allen, P. A., & Allen, J. R. (2013). *Basin analysis: Principles and application to petroleum play assessment*. John Wiley & Sons.
- Alvarez M. A., Hernández M. P. (2017). Modelamiento Geoquímico 2D del Flanco Oriental del Sinclinal de Nuevo Mundo y Evaluación de Yacimientos No Convencionales en Unidades Cretácicas. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 112p.
- Agencia Nacional De Hidrocarburos – ANH (2008). Informe de Prospectividad de la Cordillera Oriental, Santa Fe de Bogotá, 111p.
- Allen, P. A., & Allen, J. R. (2013). *Basin analysis: Principles and application to petroleum play assessment*. John Wiley & Sons.
- Bally, A. W., Gordy, P. L., & Stewart, G. A. (1966). Structure, seismic data, and orogenic evolution of southern Canadian Rocky Mountains. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 14(3), 337-381.
- Barker, C. E. & Pawlewicz, M. J. (1994). Calculation of vitrinite reflectance from thermal histories and peak temperatures: A comparison of methods, in Mukhopadhyay, P. K., and Dow, W. G., eds., Vitrinite reflectance as a maturity parameter: Application and limitations, Amer. Chem. Soc., Symposium Series 570, p. 216-229.
- Bayona, G., Cortes, M., Jaramillo, C., Ojeda, G., Aristizabal, J. J. & Reyes-Harker, A. (2008). An integrated analysis of an orogen sedimentary basin pair: latest Cretaceous–Cenozoic

evolution of the linked Eastern Cordillera orogen and the Llanos foreland basin of Colombia. Geological Society of America Bulletin, 120, 1171–1197p.

Bayona G., Valencia A., Ortiz J, Mahecha H, Rico J., Villamarin P., Cortes M., García D., Blanco Y. (2008a). Consultoría para la evaluación de procesos Geológicos en los sectores sur y oriental de los Llanos Orientales. Contrato 5203376. Informe interno de Ecopetrol. 82p.

Bayona G., Jaramillo C., Cardona A., Montes C. (2009) Geocronología, termocronología, bioestratigrafía y procedencia de unidades paleógenas en la Zona Axial de la cordillera oriental; aportes al modelamiento del sistema petrolífero en las cuencas adyacentes. Informe interno de Ecopetrol. 725p.

Boyer, S. E., & Elliott, D. (1982). Thrust systems. *AAPG Bulletin*, 66(9), 1196-1230.

Branquet y., Cheilletz A., Cobbold P. R., Baby P., Laumonier B., Giuliani G. (2002). Andean deformation and rift inversion, eastern edge of Cordillera Oriental (Guateque–Medina area), Colombia, *Journal of South American Earth Sciences* 15. 391–407p.

Case, J.E., Shagam, R., Giegengack, R.F. (1990). Geology of the northern Andes: an overview. Geological Society of America, *The Geology of North America*, 177–200p.

Colletta, B., F. Hebrard, J. Letouzey, P. Werner, and J-L. Rudkiewicz. (1990). Tectonic style and crustal structure of the Eastern Cordillera (Colombia) from a balanced cross-section, *in* J. Letouzey, ed., *Petroleum and tectonics in mobile belts*: Paris, Editions Technip, 81–100p.

Cooper, M., Addison, F.T., Álvarez, R., Coral, M., Graham, R.H., Hayward, A.B., Howe, S., Martínez, J., Naar, J., Peñas, R., Pulham, A.J. & Taborda, A. (1995). Basin development and tectonic history of the Llanos basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. *AAPG Bulletin*, volumen 79 (10): 1421-1443p.

- Corredor V., Terraza R., Etayo-Serna F. (2015). GEOLOGÍA DE LA PLANCHA 228 BOGOTÁ NORESTE, Servicio Geológico Colombiano, Bogotá.
- Cortes, M., Colletta, B. & Angelier, J. (2006). Structure and tectonics of the central segment of the Eastern Cordillera of Colombia. *Journal of South American Earth Sciences*, 21, 437–465
- Dahlstrom, C. (1969). Balanced cross section. *Canadian Journal of Earth Sciences Revue Canadienne des Sciences de la Terre*, v. p 743-757.
- Demaison, G. (1984). The generative basin concept, *in* Demaison, G. and Murriss, R.J., eds., *Petroleum geochemistry and basin evaluation: American Association of Petroleum Geologists Memoir 35*, 1-14p.
- Demaison, G. and Huizinga, B.J. (1991). Genetic Classification of Petroleum Systems. *AAPG Bull.* 75 (10): 1626-1643p.
- Dengo, C. A., Covey M. C. (1993). Structure of the Eastern Cordillera of Colombia: implications for trap styles and regional tectonics: *AAPG Bulletin*, v. 77, 1315–1337p.
- Dolson J. (2016). *Understanding Oil and Gas Shows and Seals in the Search for Hydrocarbons*, Switzerland, Springer International Publishing.
- Dow, W.G., (1974), Application of oil-correlation and source-rock data to exploration in Williston basin: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 58, no. 7, 1253-1262p.
- Fabre, A. (1985). Dinámica de la sedimentación cretácica en la región de la Sierra Nevada del Cocuy (Cordillera Oriental). INGEOMINAS, Proyecto Cretácico, Publicación Geológica Especial 16: XIX 1-20. Bogotá.
- Garcia, D. 2007. Estudo dos Sistemas Petrolíferos no Setor Central da Bacia dos "Llanos Orientales", Colômbia. Um Modelo para Explicar as Mudanças na Qualidade do Petróleo. Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE.

- García, M., Mier, R., Cruz, L., & Vásquez, M. (2009). Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. *Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones, Universidad Industrial de Santander-Agencia Nacional de Hidrocarburos.*
- García, H., & Jiménez, G. (2016). Structural analysis of the Zipaquirá Anticline (Eastern Cordillera, Colombia). *Boletín de Ciencias de la Tierra*, (39), 21-32.
- Gay Parker S. Jr. (1999). An explanation for "4-way closure" of thrust-fold structures in the Rocky Mountains, and implications for similar structures elsewhere. Salt Lake, Utah.
- Gómez M., González G. 2002. Análisis del gradiente geotérmico de Las Cuencas Llanos Orientales y Valle Medio del Magdalena.
- Hoorn, C., Guerrero, J., Sarmiento, G.A. & Lorente, M. A. (1995). Andean tectonics as a cause for changing drainage patterns in Miocene northern South America. *Geology*, 23, 237–240.
- Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM (2014). Distribución de la temperatura media anual (°c). promedio multianual 1981-2010.
- Instituto Colombiano del Petróleo – ICP (2009). Mapa del proyecto de cuencas subandinas. Informe interno de Ecopetrol.
- Julivert, M. (1963). Los rasgos tectónicos de la región de la Sabana de Bogotá y los mecanismos de formación de estructuras. Universidad Industrial de Santander, *Boletín de Geología* (13-14): 5-102. Bucaramanga.
- Lobo-Guerrero A. (1983). Informe sobre la Cuenca Petrolífera de la Sabana de Bogotá, Colombia. Santa fe de Bogotá, 29p.
- Magoon, L. B., & Dow, W. G. (1994). *The Petroleum System: Chapter 1: Part I. Introduction.*

- Montoya, D. & Reyes, G. (2003). Geología de la Plancha 209-Zipacquirá. Memoria explicativa. INGEOMINAS, 156 pág. Bogotá.
- Montoya, D. & Reyes, G. (2005). Geología de la Sabana de Bogotá. Memoria explicativa. INGEOMINAS, 104 pág. Bogotá.
- Mora, C., Torres, M. P., & Escobar, J. (1997). Potencial generador de hidrocarburos de la Formación Chipaque y su relación estratigráfica secuencial en la Zona Axial de la Cordillera Oriental (Colombia): VI Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas. *Cartagena, Colombia*, 217-237.
- Mora, A. (1999). Análisis estructural del área ubicada entre la Sabana de Bogotá y la cuenca alta del río Guatiquía, flanco oriental de la Cordillera Oriental. Trabajo de grado, Universidad Nacional, sede Bogotá.
- Mora, A., & Kammer, A. (1999). Comparación de los estilos estructurales en la sección entre Bogotá y los Farallones de Medina, Cordillera Oriental de Colombia. *Geología Colombiana*, 24, 55-83.
- Mora, A., Parra, M., Strecker, M. R., Sobel, E. R., Hooghiemstra, H., Torres, V., & Jaramillo, J. V. (2008). Climatic forcing of asymmetric orogenic evolution in the Eastern Cordillera of Colombia. *Geological Society of America Bulletin*, 120(7-8), 930-949.
- Mora, A., Horton, B. K., Mesa, A., Rubiano, J., Ketcham, R. A., Parra, M., Stockli, D. F. (2010). Migration of Cenozoic deformation in the Eastern Cordillera of Colombia interpreted from fission track results and structural relationships: Implications for petroleum systems. *AAPG bulletin*, 94(10), 1543-1580.
- Mora, A., Reyes-Harker, A., Rodriguez, G., Tesón, E., Ramirez-Arias, J. C., Parra, M., & Ibañez, M. (2013). Inversion tectonics under increasing rates of shortening and sedimentation:

Cenozoic example from the Eastern Cordillera of Colombia. *Geological Society, London, Special Publications*, 377(1), 411-442.

Mora, A., Blanco, V., Naranjo, J., Sanchez, N., Ketcham, R. A., Rubiano, J., ... & Davila, H. (2013). On the lag time between internal strain and basement involved thrust induced exhumation: The case of the Colombian Eastern Cordillera. *Journal of Structural Geology*, 52, 96-118.

Mubarak Al-Hajeri, Mariam Al Saeed, Derks J., Fuchs T., Hantschel T., Kauerauf A. Neumaier M. Schenk O., Swientek O., Tessen N., Welte D., Wygrala B. (2009), Basin and Petroleum System Modeling, *Oilfield Review* Summer 2009: 21, no. 2., Schlumberguer.

Parra M, Mora A, Jaramillo C, Strecker MR, Sobel ER, Quiroz L. et al. (2009). Orogenic wedge advance in the northern Andes: Evidence from the Oligocene-Miocene sedimentary record of the Medina Basin, Eastern Cordillera, Colombia. *Geological Society of America Bulletin*; 121(5-6): 780-800.

Perrodon A. (1980) Géodynamique pétrolière. Genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures: Paris, Masson–Elf-Aquitaine, 381 p.

Ramírez-Arias, J. C., Mora, A., Rubiano, J., Duddy, I., Parra, M., Moreno, N. & Casallas, W. (2012). The asymmetric evolution of the Colombian Eastern Cordillera. Tectonic inheritance or climatic forcing? New evidence from thermochronology and sedimentology. *Journal of South American Earth Sciences*, 39, 112-137.

Sánchez, N., Mora, A., Parra, M., Garcia, D., Cortes, M., Shanahan, T. M., ... & Guzman, M. (2015). Petroleum system modeling in the Eastern Cordillera of Colombia using geochemistry and timing of thrusting and deformation. *AAPG Bulletin*, 99(8), 1537-1556.

- Sarmiento, L. F. (2001). Mesozoic rifting and Cenozoic basin inversion history of the Eastern Cordillera, Colombian Andes. Inferences from tectonic models. *Ecopetrol*. 295p.
- Sarmiento-Rojas, L., Van Wess, J., Cloetingh, S. (2006). Mesozoic transtensional basin history of the Eastern Cordillera. *Journal of South American Earth Sciences*, volumen 21 (4): 383-411.
- Schlumberguer (2012). Introduction to Petromod: Training and Excerciser Guide.
- Suppe, J. (1985). *Principles of structural geology*. Prentice Hall.
- Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1978). *Petroleum Formation and Occurance: A New Approach to Oil and Gas Exploration*. Springer.
- Terraza, R., Montoya, D., Reyes, G., Moreno, G., & Fúquen, J. (2008). Geología del Cinturón Esmeraldífero Oriental Planchas 210, 228 y 229. Memoria explicativa. INGEOMINAS, 126 pág. Bogotá.
- Terraza, R., Moreno, G., Buitrago, J., Pérez, A. & Montoya, D. (2010). Geología de la plancha 210-Guateque. Memoria explicativa. INGEOMINAS, 146 pág. Bogotá.
- Toro, J., Roure, F., Bordas-Le Floch, N., Le Cornec-Lance, S. & Sassi, W. (2004). Thermal and kinematic evolution of the Eastern Cordillera fold and thrust belt, Colombia. In: Swennen, R., Roure, F. & Granath, J. W. (eds) *Deformation, Fluid Flow, and Reservoir Appraisal in Foreland Fold and ThrustBelts*. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, OK, Hedberg Series, 1, 79–115.
- Ulmishek, G.F. (1986). Stratigraphic aspects of petroleum resource assessment, *in* Rice, D.D., ed., *Oil and gas assessment--Methods and applications: American Association of Petroleum Geologists Studies in Geology #21*, 59-68p.

- Vargas, C., Alfaro, J., Briceño C., Alvarado L., Quintero, W. (2009, July). Mapa Geotérmico De Colombia-2009. In *10th Simposio Bolivariano-Exploracion Petrolera en las Cuencas Subandinas*.
- Waples, D. W. (1994). Modeling of sedimentary basins and petroleum systems. *MEMOIRS-AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS*, 307-322.
- Wilkerson, M. S., Marshak S. (1997). Fold-thrust belts—an essay, in B. A. van der Pluijm and S. Marshak, eds., *Earth structure: US Division*, WCB/McGraw-Hill, 485 p.
- Wilkerson, M. S., Dicken, C. L. (2001). Quick-look techniques for evaluating two-dimensional cross sections in detached contractional settings. *AAPG bulletin*, 85(10), 1759-1770.
- Woodward, N., Boyer, S. y Suppe, J. (1987). *An Outline of Balanced Cross-Sections*. University of Tennessee. Department of Geology.