



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Arenas basales del Cretáceo inferior, potencial roca hidrocarburífera en la región central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia

Carlos Orlando Suárez Rueda

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ciencias, Departamento de Geociencias
Bogotá, Colombia

2016

Arenas basales del Cretáceo inferior, potencial roca hidrocarburífera en la región central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia

Carlos Orlando Suárez Rueda

Tesis presentada como requisito para optar al título de:
Magíster en Geología

Director:

Profesor Ph.D., Carlos Alberto Vargas Jiménez

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ciencias, Departamento de Geociencias
Bogotá, Colombia

2016

Arenas basales del Cretáceo inferior, potencial roca hidrocarburífera en la región central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia

Aprobado por:

Ph.D., Carlos Alberto Vargas Jiménez (Director): _____

Bogotá, 2016

Dedicada a mi amada esposa Lina Marcela, familia y seres queridos que ya no están, por toda la paciencia, comprensión y acompañamiento que me brindaron para culminar esta etapa de mi vida.

Agradecimientos

Mis más sinceros agradecimientos a mi director de tesis Ph.D., Carlos Alberto Vargas Jiménez, docente de la Universidad Nacional de Colombia, por su tiempo, paciencia, asesorías y colaboración, los cuales fueron un gran aporte para lograr culminar éste proyecto académico.

A Román E. González A. por todo su apoyo, compromiso, dedicación y conocimientos valiosos que permitieron orientar mi trabajo, además de ser un gran apoyo en mi crecimiento profesional y personal.

Agradecer a todas las personas que de una u otra forma aportaron con su granito de arena en la construcción de este proyecto.

A Ecopetrol S.A., familiares, amigos y compañeros, que de una u otra forma creyeron y desearon que lograra alcanzar este objetivo en mi vida.

Resumen

El interés por determinar la potencialidad hidrocarburífera de reservorios adicionales a los principalmente productores de edad Cenozoica en el Valle Medio del Magdalena, ha conducido a realizar un modelamiento del sistema petrolífero que involucre a la Formación Los Santos de edad Cretáceo inferior como reservorio potencial. A partir de la integración de datos extraídos de diferentes disciplinas como geofísica, geoquímica, estratigrafía, petrofísica y de estructura térmica a nivel de subcuenca, permitió la construcción de un modelo geológico tridimensional de carga de hidrocarburos para la región central del VMM, definiendo dos intervalos de rocas generadoras conformados por la Formación Tablazo y La Luna y estableciendo como unidades reservorios a la Formación Los Santos junto a las unidades Cenozoicas. Existen dos pulsos de generación/expulsión de hidrocarburo en la zona de investigación, donde el primero ocurre hacia el Cretáceo tardío-Eoceno temprano el cual llena estructuras Cretáceas y un segundo evento que inicia en el Eoceno tardío y alcanza su mayor aporte hacia el Mioceno tardío, cargando el objetivo estratigráfico de interés. Los sistemas petrolíferos hipotéticos definidos en el área de estudio son: Tablazo – Los Santos y La Luna – Los Santos (.). Se considera que existe un potencial hidrocarburífero de moderado a alto para La Formación Los Santos, la cual puede llegar a ser de gran interés para posteriores estudios y evaluaciones económicas para su desarrollo comercial.

Palabras clave: Formación Los Santos, Cretáceo inferior, Modelamiento de Sistemas petrolíferos, Modelo geológico de carga, Cuenca Valle Medio del Magdalena, Sistema petrolífero.

Abstract

The interest to determine the hydrocarbon potential in additional reservoirs to the mainly producers of Cenozoic age in the Middle Magdalena Valley (VMM) has led to the petroleum system modelling that include the Los Santos Formation of Lower Cretaceous age as a potential reservoir. The integration of data from different disciplines such as geophysics, geochemistry, stratigraphy, petrophysical and of thermal structure at sub-basin scale, allowed of the construction of a three-dimensional hydrocarbon charge model in the central region of VMM, defining two source rock intervals corresponding to Tablazo and the La Luna Formation, and as reservoir units, intervals from Los Santos Formation and Cenozoic units. There are two hydrocarbon generation / expulsion pulses in the study area, the first one occurred in the Late Cretaceous-Early Eocene which filled Cretaceous structures and, the second one that began in the Late Eocene and reached its greatest contribution during the late Miocene, charging the stratigraphic target interest. The hypothetical petroleum systems defined in the study area are: Tablazo - Los Santos and La Luna – Los Santos (.). It is considered that there is a moderate to high hydrocarbon potential in the Los Santos Formation, which can be of great interest for later studies and for economic evaluations aimed to its commercial development.

Keywords: Los Santos Formation, Lower Cretaceous, Petroleum System Modelling, Hydrocarbon charge model, Middle Magdalena Valley Basin, Petroleum System.

Contenido

	Pág.
Resumen.....	VI
Abstract	VII
Contenido	VIII
Lista de figuras	XI
Lista de tablas.....	XVI
Lista de Símbolos y abreviaturas	XVII
1 Introducción.....	1
1.1 Objetivo general	2
1.2 Objetivos específicos.....	2
1.3 Localización del área de estudio	2
1.4 Rasgos estructurales y contexto geológico.....	3
1.4.1 Rasgos estructurales	4
1.4.2 Geología de superficie del área	5
1.5 Estratigrafía generalizada.....	6
1.5.1 Triásico - Jurásico.....	7
1.5.2 Cretáceo	8
1.5.3 Paleógeno	10
1.5.4 Neógeno	12
1.6 Evolución tectónica	13
1.7 Sistema petrolífero	15
1.7.1 Roca fuente	16
1.7.2 Roca reservorio	16
1.7.3 Roca sello.....	16
1.7.4 Trampa	17
1.7.5 Generación y sincronismo	17
1.7.6 Sistemas petrolíferos existentes	18
1.7.7 Carta de eventos	19

1.8	Información disponible	20
1.8.1	Sísmica	20
1.8.2	Estratigrafía.....	22
1.8.3	Geoquímica.....	23
1.8.4	Temperatura (Gradiente térmico)	25
1.8.5	Informes generales y trabajos internos.....	27
2	Estado del Arte	30
3	Metodología y marco teórico.....	34
3.1	Modelo geológico tridimensional de carga de hidrocarburos– Flujo de trabajo.....	35
3.1.1	Parámetros de entrada.....	36
3.1.2	Condiciones de borde	37
3.1.3	Simulaciones.....	37
3.1.4	Calibraciones de los modelos.....	37
3.1.5	Análisis de parámetros de salida.....	37
3.2	Marco teórico.....	38
3.2.1	Sistemas petrolíferos.....	38
3.2.2	Nivel de certeza de los sistemas petrolíferos	40
3.2.3	Materia orgánica	40
3.2.4	Rocas generadoras.....	41
3.2.5	Transformaciones térmicas	42
3.2.6	Cinéticas en el modelamiento de sistemas petrolíferos	43
3.2.7	Análisis y mediciones básicas en rocas generadoras.....	44
3.2.8	Valores de parámetros geoquímicos	46
3.2.9	Software especializado	47
4	Construcción del modelo geológico 3D de carga de hidrocarburo	50
4.1	Geometría del modelo geológico	50
4.2	Estratigrafía y edades	52
4.3	Litología.....	52
4.4	Datos petrofísicos	54
4.5	Campos y rezumaderos de HC.....	54
4.6	Caracterización geoquímica de la roca fuente	55
4.6.1	Intervalo inferior	56
4.6.2	Intervalo superior	61
4.7	Roca reservorio	67
4.8	Sistema de fallas	76
4.9	Cinética en el modelamiento del sistema petrolífero	79
4.10	Erosiones y paleoespesores	80
4.10.1	Erosiones.....	80
4.10.2	Paleoespesores	82
4.11	Mapa de incertidumbre	82

4.12	Condiciones de borde.....	84
4.12.1	Paleoprofundidad.....	84
4.12.2	Temperatura de la interface agua-sedimento.....	85
4.13	Métodos de generación-migración de hidrocarburos	86
4.13.1	Método IP (Invasión Percolativa)	87
4.13.2	Método Híbrido	90
4.14	Modelo térmico.....	91
5	Resultados	94
5.1	Curvas de subsidencia	96
5.2	Calibraciones	101
5.3	Flujo de calor.....	104
5.4	Evolución térmica	106
5.4.1	Zona Norte.....	109
5.4.2	Zona Oeste.....	109
5.4.3	Zona Este	110
5.4.4	Zona Centro-Sur	112
5.5	Madurez térmica de los intervalos generadores	113
5.6	Generación y tasa de transformación (TR).....	116
5.6.1	Intervalo inferior.....	116
5.6.2	Intervalo superior	117
5.7	Expulsión de hidrocarburos	120
5.8	Migraciones y acumulaciones.....	123
5.8.1	Patrones de migración.....	123
5.8.2	Acumulaciones de hidrocarburos en el intervalo de interés.....	125
5.8.3	Localización de acumulaciones y tipos de trampa	127
5.8.4	Potencialidad del área	131
5.8.5	Compuestos de los intervalos generadores	131
5.9	Reservorio.....	132
6	Conclusiones	134
7	Bibliografía.....	136

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1-1. Mapa de localización del área de investigación en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia.....	3
Figura 1-2. Localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena VMM, configuración estructural y localización del área de investigación.	4
Figura 1-3. Mapa geológico de superficie en el área de investigación.....	5
Figura 1-4. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del VMM.	6
Figura 1-5. Evolución tectónica regional de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Cordillera Oriental y Los Llanos Orientales.	14
Figura 1-6. Carta general de eventos del VMM señalando los diferentes sistemas petrolíferos existentes	19
Figura 1-7. Información sísmica 2D y 3D disponible en el área de estudio, según ANH (2014).....	21
Figura 1-8. Pozos con información estratigráfica, tomados de la ANH (2014).	22
Figura 1-9. Pozos con análisis geoquímico de roca y fluido, tomados de la base de datos del Sistema de Información de Laboratorios de Ecopetrol –SILAB. .	24
Figura 1-10. A). Medidas de BHT, con corrección del 10%. B). Gradiente térmico con corrección del 10% en los pozos del área.	27
Figura 3-1. Flujo de trabajo para el modelamiento de sistemas petrolíferos de cuencas sedimentarias.....	35
Figura 3-2. Parámetros de entrada para la construcción del modelo geológico de carga de hidrocarburo.	36
Figura 3-3. Conjunto de elementos posibles para ser analizados posteriores al modelamiento de sistemas petrolíferos de cuencas sedimentarias.	38
Figura 3-4. Elementos y procesos del sistema petrolífero de cuencas sedimentarias.	39
Figura 3-5. Interacción de los elementos esenciales en un sistema petrolífero.	39
Figura 3-6. Composición de la materia orgánica.	41

Figura 3-7.	Diagrama de la transformación térmica del kerógeno.	43
Figura 3-8.	Resultado del proceso de Pirólisis.	45
Figura 3-9.	Principales procesos geológicos analizados en el modelamiento de sistemas petrolíferos y pasos seguidos por el software en las simulaciones.	48
Figura 4-1.	Geometría final del modelo geológico 3D de carga de hidrocarburo construido en el área de estudio.	51
Figura 4-2.	Columna sedimentaria, edades, horizontes sísmicos y erosiones usados para el modelamiento del sistema petrolífero en el área de estudio.	52
Figura 4-3.	Litologías establecidas para el modelamiento del sistema petrolífero en el área de estudio.	53
Figura 4-4.	Campos petrolíferos y rezumaderos presentes en el área de investigación, según IHS (2014).	55
Figura 4-5.	Perfiles geoquímicos del intervalo generador inferior (Formación Tablazo). ..	57
Figura 4-6.	Histogramas de distribución de los datos geoquímicos de la Formación Tablazo. A). Gráfica de distribución del Índice de Hidrógeno. B). Gráfica de distribución del Carbono Orgánico Total.	58
Figura 4-7.	Diagrama de IH vs Tmax del intervalo inferior (Formación Tablazo), mostrando la dispersión de los valores de Índice de Hidrógeno.	59
Figura 4-8.	Histograma de distribución de los datos de IH originales calculados para la Formación Tablazo.	60
Figura 4-9.	Perfiles geoquímicos del intervalo generador superior (Formación La Luna - miembros Salada, Pujamana y Galembo).	62
Figura 4-10.	Diagrama de IH vs Tmax del intervalo superior (Formación La Luna - miembros Salada, Pujamana y Galembo), indicando la distribución del Índice de Hidrógeno.	63
Figura 4-11.	Histograma de distribución de los datos de Índice de Hidrógeno de la Formación La Luna - miembros Salada, Pujamana y Galembo.	65
Figura 4-12.	Histograma de distribución de los datos de Carbono Orgánico Total de la Formación La Luna - miembros Salada, Pujamana y Galembo.	66

Figura 4-13. Diagrama de Wheeler de la estratigrafía regional del VMM, Cordillera Central y Llanos, señalando la distribución areal de la Formación Los Santos.....	69
Figura 4-14. Mapa ilustrando la distribución de paleo-facies durante el Cretáceo para la edad Berriasiano-Valanginiano y modificado para señalar el área de investigación.	70
Figura 4-15. Mapa de la distribución de facies de las unidades del Cretáceo inferior de edad Berriasiano-Valanginiano, señalando el área de trabajo.....	71
Figura 4-16. Pozos con la profundidad alcanzada y áreas donde se encontró el objetivo de interés.	72
Figura 4-17. Correlación estratigráfica 1, de dirección SW-NE.....	73
Figura 4-18. Correlación estratigráfica 2, de dirección SW-NE.....	74
Figura 4-19. Correlación estratigráfica 3, de dirección NW-SE.....	75
Figura 4-20. Características de las fallas en la migración de los hidrocarburos, según las propiedades aplicadas.	77
Figura 4-21. Diagrama de fallas utilizadas en la construcción del modelo geológico de carga de hidrocarburo del área de investigación.	78
Figura 4-22. Cinética usada en el modelamiento del sistema petrolífero del área de investigación (Kerógeno tipo II de cuatro componentes).	79
Figura 4-23. Mapas isópacos esquemáticos para formaciones pre-Eocenas afectadas por el evento regional erosivo del Eoceno medio.	81
Figura 4-24. Mapa de incertidumbre de información del área de investigación.....	83
Figura 4-25. Mapas paleotopográficos inferidos a diferentes edades durante la construcción del modelo geológico en el área de estudio.....	85
Figura 4-26. Temperatura superficial global promedio.....	86
Figura 4-27. Ilustración del método de migración de hidrocarburos IP en la simulación de sistemas petrolíferos.	88
Figura 4-28. Sección esquemática de patrones de migración IP. La línea roja de la izquierda no tiene presión capilar variada mientras la derecha si presenta variación.....	89
Figura 4-29. Ilustración del método de migración de hidrocarburos Híbrido en la simulación de sistemas petrolíferos.....	90

Figura 4-30. Funcionamiento del <i>Flowpath</i> y el Flujo de Darcy en el método de migración Híbrido.	91
Figura 4-31. Dispersión del gradiente térmico en el área de investigación.	93
Figura 5-1. Sistemas Petrolíferos hipotéticos planteados para el área de estudio: Tablazo - Los Santos y La Luna - Los Santos (.).	95
Figura 5-2. Mapa de tendencia de gravedad °API en crudos de edad Oligoceno, señalando el área de investigación.	96
Figura 5-3. Historias de curvas de subsidencia en diferentes puntos del área de estudio.	98
Figura 5-4. Diagrama de subafloramiento de la secuencia Cretácica al final de la erosión del Eoceno medio.	99
Figura 5-5. Calibración térmica actual del modelo geológico a partir de datos de BHT en pozos.	102
Figura 5-6. Calibración de la madurez térmica del modelo geológico a partir de valores de Reflectancia de Vitrinita.	103
Figura 5-7. Evolución de la historia de flujo de calor basal en el área de investigación.	105
Figura 5-8. Diagrama de la evolución térmica de los intervalos generadores en diferentes puntos del área de investigación.	107
Figura 5-9. División de zonas en el área para su respectivo análisis.	108
Figura 5-10. Curva de subsidencia y temperatura - zona norte (pozo-2).	109
Figura 5-11. Curva de subsidencia y temperatura - zona oeste (pozo-10).	110
Figura 5-12. Curva de subsidencia y temperatura - zona este (pozo-14).	111
Figura 5-13. Curvas de subsidencia y temperatura - zona centro-sur (pozo-13 y pozo-17).	112
Figura 5-14. Mapa de madurez térmica de los intervalos generadores y localización de las cocinas de generación de hidrocarburos.	115
Figura 5-15. A). Mapa de madurez térmica del intervalo generador inferior. B). Mapa de tasa de transformación (TR) de la materia orgánica. C). Valores de tasa de transformación.	117
Figura 5-16. A). Mapas de madurez térmica de los miembros del intervalo superior. B). Mapas de tasa de transformación (TR) de la materia orgánica. C). Valores de tasa de transformación (TR).	119

Figura 5-17. Eventos de generación/expulsión de hidrocarburos de los intervalos generadores. A). Primer evento de expulsión. B). Segundo evento de expulsión.....	121
Figura 5-18. Curvas de generación y expulsión de hidrocarburos de los intervalos generadores.....	122
Figura 5-19. Localización de cocinas generadoras, rutas de migración y acumulación de hidrocarburos en el área de investigación	1254
Figura 5-20. Acumulación de HC en el área usando diferentes métodos de migración.	1245
Figura 5-21. Acumulaciones de hidrocarburos para diferentes edades geológicas en la Formación Los Santos y sus patrones de migración de HC.	126
Figura 5-22. Acumulaciones de hidrocarburos en el intervalo de interés mediante los método de migración IP e Híbrido.	128
Figura 5-23. Cortes estructurales A-A´ y B-B´ extraídos del método de migración IP. Localización de las acumulaciones de hidrocarburo.....	129
Figura 5-24. Cortes estructurales C-C´ y D-D´ extraídos del método de migración Híbrido. Localización de las acumulaciones de hidrocarburo.....	130
Figura 5-25. Distribución de los componentes aportado por cada uno de los intervalos generadores.....	132
Figura 5-26. Mapa de porosidad efectiva del área y zona de mayor prospectividad.	133

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1-1. Pozos con información geoquímica disponible en la base de datos del Sistema de Información de Laboratorios de Ecopetrol –SILAB.	23
Tabla 3-1. Definiciones de niveles de certeza de los sistemas petrolíferos.	40
Tabla 3-2. Tipos de kerógenos.	42
Tabla 3-3. Parámetros geoquímicos que describen el potencial de una roca generadora en términos de COT % y Pirólisis.	46
Tabla 3-4. Parámetros geoquímicos que describen la calidad de la roca generadora a partir del tipo de Kerógeno, IH y productos expulsados.	46
Tabla 3-5. Parámetros geoquímicos que describen el nivel de madurez térmico de la roca generadora.	47
Tabla 4-1. Información petrofísica de diferentes unidades reservorios, según información de bases de datos internas de Ecopetrol.	54
Tabla 4-2. A). Análisis estadístico de los datos de Índice de Hidrógeno y Carbono Orgánico Total de la Formación Tablazo. B). Análisis estadístico de los datos de Reflectancia de Vitrinita (Ro %) de la Formación Tablazo.	59
Tabla 4-3. A). Análisis estadístico de datos de Índice de Hidrógeno y Carbono Orgánico Total de la Formación La Luna - miembros Salada, Pujamana y Galembo. B). Análisis estadístico de los datos de Reflectancia de Vitrinita (Ro %).	64

Lista de Símbolos y abreviaturas

Abreviaturas

Símbolo	Término	Unidad
AAPG	<i>American Association of Petroleum Geologist</i>	
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos	
BHT	<i>Bottom Hole Temperature</i>	
B.S.F.S	<i>Bituima and La Salina Fault System</i>	
C.C	Cordillera Central	
CGR	<i>Condensate Gas Ratio</i>	Bbls/MMscf
COT	Carbono Orgánico Total	%
DST	<i>Drill Stem Test</i>	
E.S.F.S	<i>Espíritu Santo Fault System</i>	
FCP	<i>Fault Capillary Pression</i>	
GeoRef	Base de datos	
G.F.B	<i>Girardot Fault Belt</i>	
GR	Gamma Ray	
GOR	<i>Gas Oil Ratio</i>	
HC	Hidrocarburo	
HF	Heat Flow	mW/m ²
IH	Índice de hidrógeno	mgHC/gTOC
IHo	Índice de hidrógeno original	mgHC/gTOC
IHS	Base de datos	
IP	<i>Invasion Percolation</i>	
Km	Kilómetros	
km ²	Kilómetros cuadrados	
Ma.	Millones de años	

Símbolo	Término	Unidad
MAX.	Máximo	
Mbo.	Miembro	
mD	milidarcy	
Mtons	Megatoneladas	
MIN.	Mínimo	
NE	Noreste	
N-S	Norte-Sur	1
NW-SE	Noroeste-Sureste	
PVT	<i>Pressure – Volume – Temperature</i>	
PWD	<i>Paleo Water Depth</i>	
Ro	Reflectancia de Vitrinita	%
Ro - EQ	Reflectancia de Vitrina Equivalente	%
SGR	<i>Shale Gouge Ratio</i>	
SHT	<i>Shallow Hole Temperature</i>	
SILAB	Sistema de Información de Laboratorios	
S.L	Serranía de San Lucas	
SP	<i>Spontaneous Potential</i>	
SW	Suroeste	
SW-NE	Suroeste-Noreste	
SWIT	<i>Sediment-Water Interface Temperature</i>	
S2	Potencial para generar petróleo	mgHC/g
Tmax	Temperatura Máxima	
TR	Tasa de transformación	
VMM	Valle Medio del Magdalena	
W	Oeste	
(!)	Sistema petrolífero conocido	
(.)	Sistema petrolífero hipotético	
°C/Km.	Grados por kilometro	
°C	Grados Centígrados	
°F	Grados Fahrenheit	
°API	<i>American Petroleum Institute</i>	

1 Introducción

García & Parra (2003), Rangel *et al.*, (2002), Córdoba *et al.*, (2001), Mora *et al.*, (1996), entre otros autores que han estudiado el sistema petrolífero del Valle Medio del Magdalena, establecen como rocas generadoras de hidrocarburos a las formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití, La Luna y Umir, y como roca reservorios a las formaciones Lisama, La Paz, Esmeraldas, Mugrosa, Colorado, secuencia Cretácica superior y posiblemente secuencia Cretácica inferior. Los trabajos de Malagón & Valentín (2001), Córdoba *et al.*, (2000) y Suárez *et al.*, (2000), son la base fundamental del presente trabajo de investigación, ya que indagan sobre el posible potencial que puede llegar a tener las arenas basales del Cretáceo inferior (Formación Los Santos) y en general, la secuencia Cretácica inferior como roca generadora, por lo que a través del modelamiento del sistema petrolífero en el área se busca definir la prospectividad del intervalo de interés.

A lo largo del desarrollo del trabajo de investigación, se busca comprender el proceso generación, expulsión, migración y entrapamiento de hidrocarburos en las arenas basales del Cretáceo inferior en la región central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena mediante el modelamiento de su sistema petrolífero, llegando a definir el nivel de potencialidad hidrocarburífera que pueda alcanzar la Formación Los Santos, a partir de la existencia de modelos geológicos tridimensional de carga de hidrocarburos regionales creados por diversos autores en el VMM, donde se encuentran integrados diversos datos como de subsidencia, compactación de la columna estratigráfica, condiciones térmicas, caracterización química de las rocas generadoras entre otros.

La información base para ejecutar este proyecto corresponde a documentos relacionados con la prospectividad geológica en el área de estudio, interpretaciones sísmicas de horizontes, fallas y mapeos estructurales, reportes de pozos exploratorios, secuencias estratigráficas, registros eléctricos, análisis bioestratigráficos, topes e información

petrofísica, datos de análisis geoquímicos de roca y fluido, temperatura de fondo y modelos geológicos previos. Todos estos datos son claves como parámetros de entrada para lograr el modelamiento del sistema petrolífero del área, los cuales son integrados en el software PetroMod, arrojando diversos resultados para su posterior análisis y así, establecer la potencialidad del intervalo estratigráfico de interés.

1.1 Objetivo general

Elaborar un modelo geológico tridimensional para la generación, expulsión, migración y entrapamiento de hidrocarburos en las arenas basales del Cretáceo inferior en la región central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia, que permita entender el potencial de carga y acumulación de hidrocarburos en el intervalo estratigráfico de interés.

1.2 Objetivos específicos

- Reconstruir la evolución geológica del área con base en la información existente en el área de investigación como datos de pozos, registros eléctricos, estratigrafía, datos de temperatura, información geofísica y geoquímica.
- Construir un modelo geológico tridimensional de carga de hidrocarburos, calibrarlo y definir áreas potenciales en la Formación Los Santos del Cretáceo inferior, tomando como referencia el análisis del sistema petrolífero propuesto por Magoon & Dow (1994).
- Estimar los volúmenes potencialmente acumulados en el reservorio de interés.

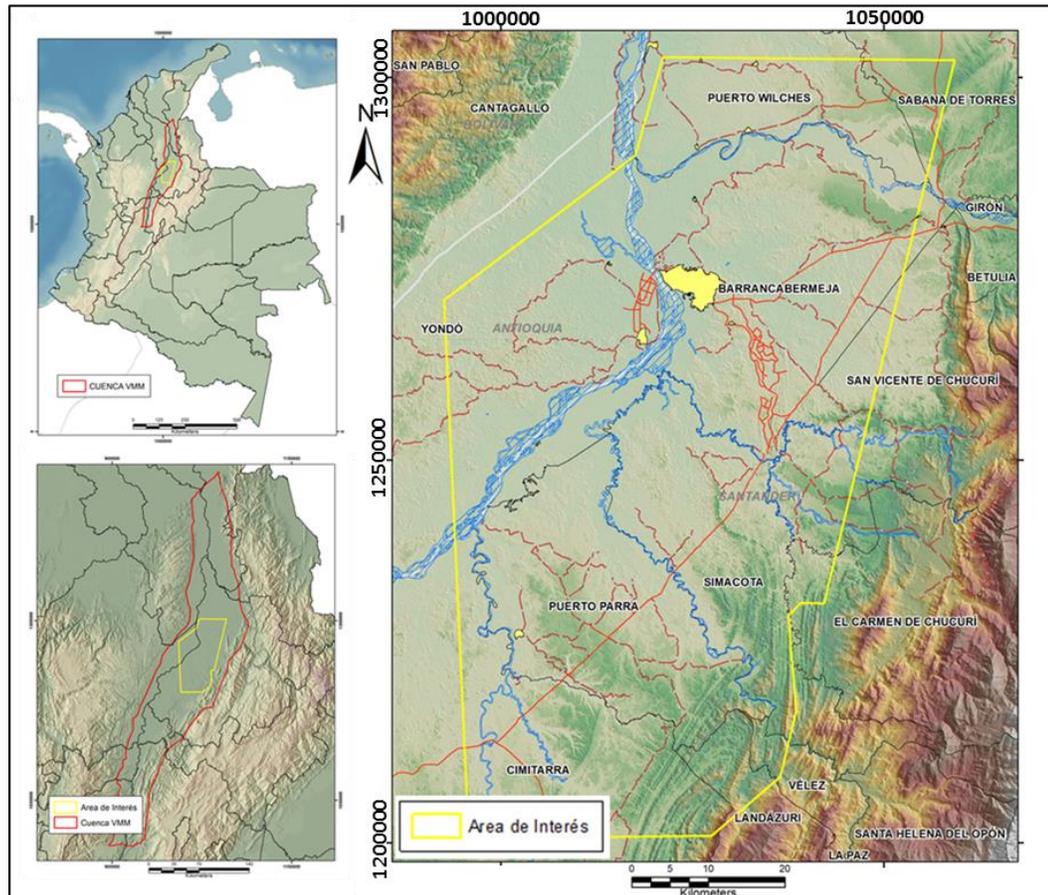
1.3 Localización del área de estudio

El área de investigación se encuentra en la región central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, con un área de 4.795 km², localizada principalmente sobre el departamento de Santander, en jurisdicciones de los municipios de Barrancabermeja, Puerto Wilches, Sabana de Torres, San Vicente de Chucurí, Puerto Parra, Simacota, Cimitarra y Yondó (Antioquia) (Figura 1-1).

1.4 Rasgos estructurales y contexto geológico

El VMM es una cuenca tipo antepaís que abarca parte de los departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca, Antioquia, entre otros. Se ubica en la región central de Colombia entre las cordilleras Oriental y Central, limitando al este por el cinturón plegado del piedemonte occidental de la Cordillera Oriental, al sureste se presenta el sistema de fallas de la Salina y Bituima (S.F.B.L.S) y al noreste con el sistema de Falla de Bucaramanga-Santa Marta (S.F.B.S.M); al norte limita con el sistema de fallas de Espíritu Santo (S.F.E.S); al oeste la secuencia de sedimentos del Neógeno se acuña contra rocas metamórficas de la Cordillera Central (C.C) y Serranía de San Lucas (S.L); y al sur marcado por el rasgo estructural del cinturón plegado de Girardot (C.P.G), se encuentra la Falla de Ibagué (Sarmiento, 2011) (Figura 1-2).

Figura 1-1. Mapa de localización del área de investigación en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia.

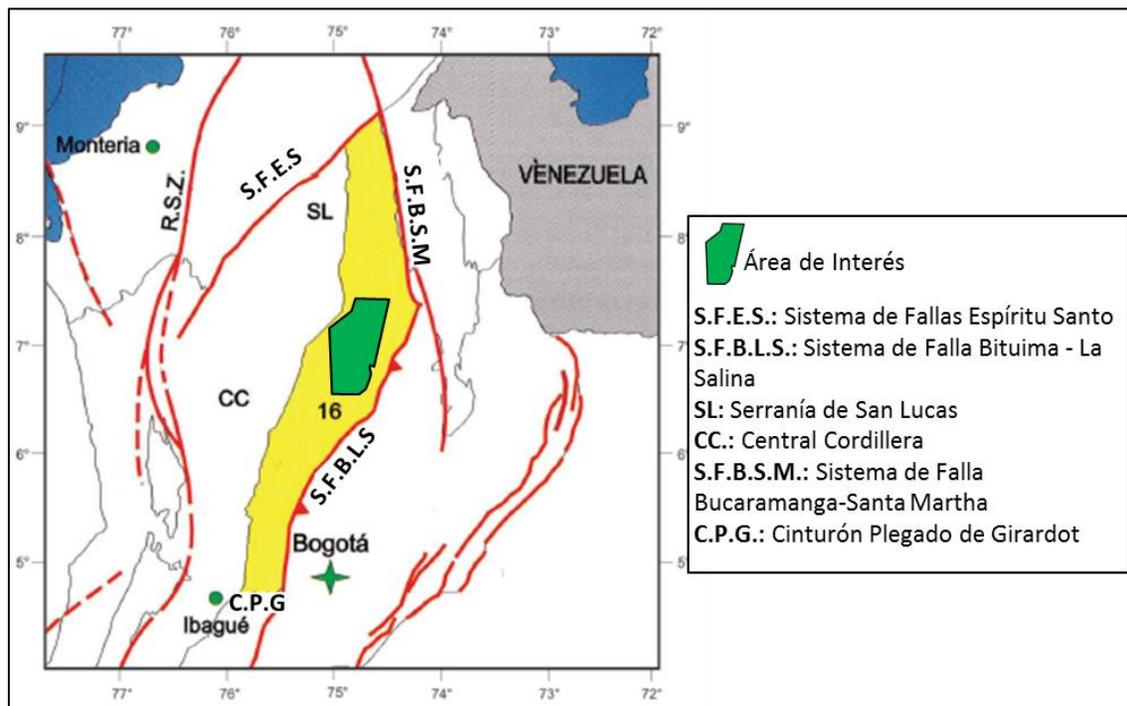


1.4.1 Rasgos estructurales

El VMM presenta variados estilos estructurales desarrollados durante diferentes episodios tectónicos de su evolución, principalmente de edad Paleoceno tardío- Eoceno temprano y Mioceno medio-Plioceno, relacionados con los levantamientos de la Cordillera Central y Oriental (Cooper *et al.*, 1995).

La zona oriental presenta un sistema de fallas inversas, predominantemente de cabalgamiento, con tendencia NE-SW y vergencia hacia el occidente, correspondiente al sistema de fallas Bituima – La Salina, que involucran basamento y responden a la inversión de fallas normales, durante varios pulsos tectónicos ocurridos desde el Cretáceo tardío (Cooper *et al.*, 1995).

Figura 1-2. Localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena VMM, configuración estructural y área de investigación (modificado de Sarmiento, 2011).



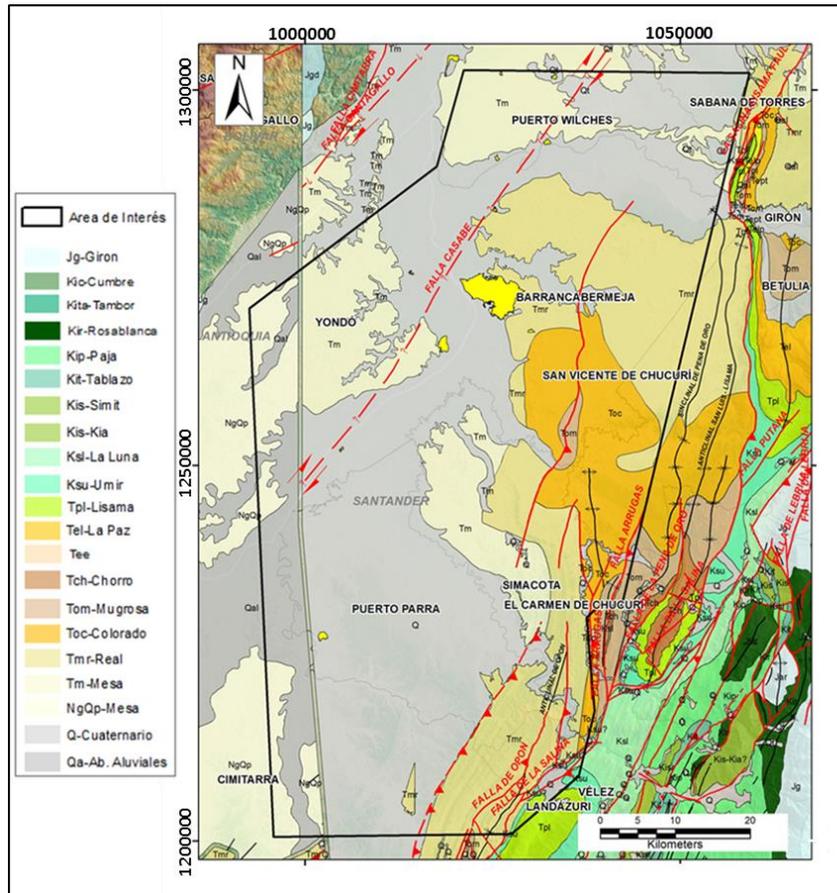
La Falla de Bucaramanga-Santa Marta ubicada al noreste corresponde a una falla de rumbo sinistral de amplia influencia en la conformación estructural actual del sector noreste de Suramérica. La región central de la cuenca se destaca por la presencia de

anticlinales apretados y sinclinales asimétricos orientados N-S, destacándose como estructura principal el Anticlinal de la Cira-Infantas. El límite occidental presenta fallas inversas y de cabalgamiento, con vergencia principal hacia el Oriente y una fuerte componente transpresiva (Cooper *et al.*, 1995).

1.4.2 Geología de superficie del área

Geológicamente el área de trabajo se encuentra principalmente cubierta por sedimentos Cuaternarios y rocas de la Formación Mesa en la mayor parte de la zona de estudio. La litología va cambiando hacia el oriente de la cuenca en la zona del piedemonte occidental de la Cordillera Oriental, dando paso a afloramientos de rocas Paleógenas y gradualmente observándose afloramientos de rocas Cretácicas y Jurásicas que se encuentran fuera del área de estudio (Figura 1-3).

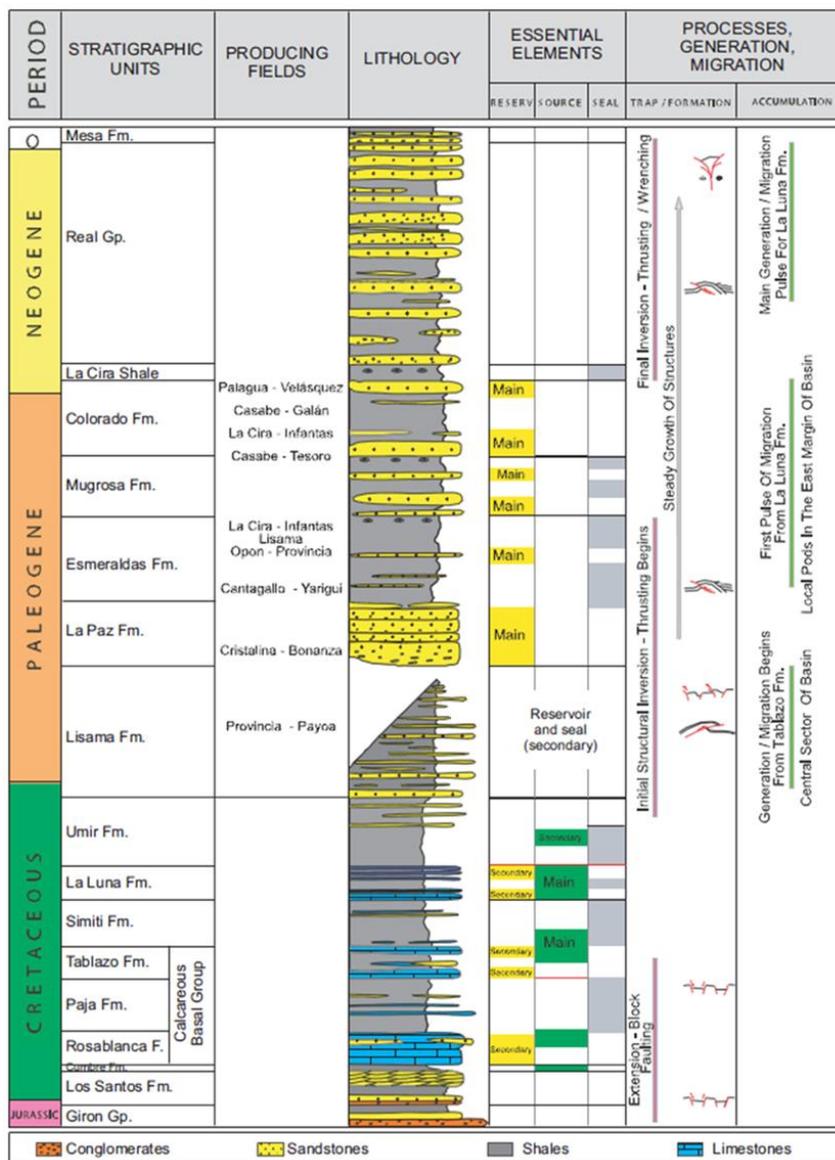
Figura 1-3. Mapa geológico de superficie en el área de investigación (tomado de Ariana, 2009).



1.5 Estratigrafía generalizada

La cuenca del VMM está compuesta en gran parte por una secuencia sedimentaria, la cual abarca rocas desde el pre-Cretáceo hasta el reciente (Royero & Clavijo, 2001), que puede ser separada en cuatro intervalos principalmente (Córdoba *et al.*, 2000) (Figura 1-4):

Figura 1-4. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del VMM (tomado de Barrero *et al.*, 2007).



-Sedimentitas Jurásicas y Cretácicas basales (Berriasiano) de origen fluvial (formaciones Jordán, Girón, Tambor y Los Santos).

-Sedimentitas Cretácicas (formaciones Cumbre, Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití, Areniscas de Chiquinquirá, La Luna y Umir) de origen marino a paludal, afectadas por variaciones del nivel del mar y por tectonismo. Dentro de este ciclo deposicional de primer orden se incluye a la Formación Lisama, depositada en ambientes deltaicos.

-Sedimentitas Paleógenas-Neógenas de origen predominantemente fluvial (formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa, Colorado, Real y Mesa).

1.5.1 Triásico - Jurásico

La Formación Jordán de edad Jurásico inferior (Cediel, 1968) está constituida por areniscas gris verdosas, de grano grueso a ligeramente conglomeráticas, con estratificación cruzada e intercaladamente se presentan niveles de arcillolitas gris verdosas. En la parte superior se encuentran intercalaciones de limolitas, color marrón rojizo a rojo grisáceo y areniscas de grano fino en capas medianas. Existen capas delgadas de tobas soldadas félsicas. El ambiente de depósito es de tipo continental vulcanoclástico y su espesor varía entre 300 y 660 m (Ward *et al.*, 1973).

La Formación Girón de edad Jurásico superior fue descrita por varios autores pero el estudio más detallado y completo es de Cediel (1968), quien describió y midió un total de 4650 m y la dividió en ocho conjuntos litológicos (A-H), que corresponden a las formaciones Girón (Conjuntos A-G) y Los Santos (H). Está compuesta por areniscas de grano medio, grueso a ligeramente conglomerático, de color rojo violáceo, rojo grisáceo y gris verdoso, estratificación cruzada, en capas gruesas, con interestratificaciones de limolitas y lodolitas, de color rojo violeta, grisáceo, intercaladas con flujos de lavas riódacíticas, brechas volcánicas de colores rojos, tobas y piroclastitas de varios colores. Esta sucesión se encuentra afectada por plutones dioríticos a cuarzodioríticos del Jurásico superior al Cretáceo inferior (Etayo *et al.*, 1983). Se deposita en ambientes fluviales, descansa discordantemente sobre el basamento cristalino y aflora en el borde occidental de la cuenca del VMM, en las estribaciones de la Cordillera Central y en el Macizo de Santander.

1.5.2 Cretáceo

La secuencia Cretácica inicia con una sedimentación clástica de origen continental que pasa gradualmente a una sedimentación de ambientes marinos. Comprende de base a techo las formaciones Tambor, Los Santos, Cumbre, Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití, El Salto, La Luna, Umir y Lisama.

- Cretáceo inferior

A comienzos del Cretáceo se deposita la Formación Tambor de edad Berriasiano (de distribución local), que está constituida por areniscas cuarcíticas de grano medio muy cementadas, depositadas en ambientes continentales a marinos y descansa discordantemente sobre la Formación Girón (Rolón & Numpaque, 1997).

La Formación Los Santos fue definida por primera vez por Cediél (1968) y redefinida por Laverde (1985), considerada de edad Berriasiano (Cediél, 1968; Etayo & Rodríguez, 1985). Está constituida por areniscas de grano fino a conglomeráticas, acumuladas en ambientes fluviales, lodolitas rojo grisáceas y cuarzoareniscas gris amarillentas, con estratificación cruzada, en capas tabulares de espesores variables (Suarez *et al.*, 2000). El contacto inferior de esta unidad es una discontinuidad estratigráfica con la Formación Girón, mientras que el contacto superior es concordante con la suprayacente Formación Cumbre.

La Formación Cumbre de edad Berriasiano (Etayo & Rodríguez, 1985), fue estudiada inicialmente por Renzoni (1969) quien le asignó el nombre y posteriormente fue redescrita por Mendoza (1985). Está constituida por areniscas color gris oliva, cuarzosas, de grano fino, con cemento silíceo; limolitas y arcillolitas blancas y negras y limolitas rojas. Corresponde a un ambiente de dominio marino marginal sobre una llanura costera aluvial.

Las formaciones Tambor, Santos y Cumbre han sido reportadas en el piedemonte oriental de la cuenca (Rolón & Numpaque, 1997). Sin embargo en la parte central y oeste solo se ha reportado la Formación Tambor con un espesor aproximado de 100 pies (Medina *et al.*, 1992).

Posteriormente en un ambiente marino de plataforma somera sometido a cambios del nivel del mar es depositada la Formación Rosablanca de edad comprendida en el intervalo Valanginiano-Hauteriviano inferior (Etayo, 1968; Etayo & Rodríguez, 1985). Los fósiles más comunes que se encuentran en esta unidad son: lamelibranquios, cefalópodos, gasterópodos, anélidos, y equínidos. Se desarrollaron llanuras de mareas desde la parte intermareal hasta la parte submareal (Rolón & Numpaque, 1997).

La unidad está compuesta en su parte inferior por capas de caliza y yeso, con oolitos, ostrácodos y dolomitas; hacia la parte superior consta de areniscas y lodolitas calcáreas. En la parte inferior presenta depósitos evaporíticos como yeso y polihalita que indican una hipersalinidad y tranquilidad en las condiciones de depositación. El resto de la secuencia se depositó en un medio marino somero en condiciones neríticas.

La Formación Paja de edad Barremiano inferior al Aptiano inferior, inicialmente descrita por Wheeler (en Morales *et al.*, 1958), está constituida por lodolitas fisibles de laminación delgada localmente calcáreas, de color gris oscuro a negro, con algunas capas de micritas. Hacia la base se presenta un miembro arenoso de la Formación Paja. Se estima que su depósito tuvo lugar en un ambiente epicontinental.

La Formación Tablazo de edad Aptiano superior – Albiano inferior, está compuesta de calizas gris a negras, fosilíferas, localmente glauconíticas y arcillosas de color negro, con niveles intercalados de arcillolita gris a gris azulado, calcáreas, fosilíferas, en capas medianas a gruesas, con intercalaciones de areniscas grises, grano fino a medio, arcillosas, levemente calcáreas, en capas delgadas. El ambiente de depósito corresponder a condiciones neríticas, poco profundas (Julivert *et al.*, 1968).

La Formación Simití de edad Albiano superior-Cenomaniano, consta de shales grises a negros, carbonosos, levemente calcáreos, con concreciones calcáreas hasta de 3 m y con intercalaciones de areniscas y calizas grises, localmente arcillosas y fosilíferas, en capas delgadas. Fue depositada en ambientes de transición a plataforma interna (Rolón & Numpaque, 1997).

- Cretáceo superior

En el Cretáceo Superior (Cenomaniano-Maastrichtiano) son depositadas las formaciones El Salto, La Luna y Umir. La Formación El Salto está constituida por caliza arcillosa, gris dura, alternada con numerosas capas delgadas de lodolita calcárea. Las calizas son físilas, grises oscuras que localmente contiene nódulos. Suprayace en continuidad estratigráfica a la Formación Simití e Infrayace en discontinuidad a la Formación La Luna. Su edad se ha establecido con base en el registro fósil de amonites del Cenomaniano temprano (Morales *et al.*, 1958). Los sedimentos se acumularon en un ambiente marino somero de plataforma interna, en condiciones estables.

La Formación La Luna se subdivide en tres miembros: el inferior Salada, constituido por shales limosos negros con delgadas capas de caliza negra y concreciones de pirita, depositado en un ambiente marino relativamente profundo con fondos poco ventilados; el intermedio Pujamana, que consiste de shales calcáreos de color gris a negro; y el miembro superior Galembó, conformado por shales calcáreos negros con intercalaciones de calizas arcillosas, depositado en un ambiente marino de condiciones más someras que los miembros subyacentes. El ambiente en general de depositación es marino de aguas relativamente poco profundas, con poca ventilación en el fondo. Morales *et al.*, (1958) en el Valle Medio del Magdalena le asignan una edad del Turoniano al Santoniano.

La Formación Umir, descrita por Julivert *et al.*, (1968), de edad Campaniano–Maastrichtiano, está compuesta de shales grises a negros, carbonosos, micáceos, con concreciones ferruginosas, lutitas grises a gris oscuras, carbonosas, con nódulos ferruginosos, intercalaciones de areniscas y limolitas, grises, carbonosas y micáceas. Es común la presencia de capas explotables de carbón de variado espesor.

1.5.3 Paleógeno

La secuencia sedimentaria Paleógena inicia durante el Paleoceno con la depositación de la Formación Lisama y representa la transición de los ambientes marinos del Cretácico a los ambientes continentales del Paleógeno.

- Paleoceno

Morales *et al.* (1958), describe que la Formación Lisama se encuentra constituida por una secuencia de lutitas abigarradas, alternadas con areniscas grises, verdosas y pardas, de grano fino a medio y algunas capas delgadas de carbón. Ocurre en un ambiente bajo condiciones lagunares deltáicas. Esta unidad presenta un contacto normal y transicional con la infrayacente Formación Umir y el contacto superior con la Formación La Paz está determinado por una discordancia regional bien marcada. La edad de la unidad es Paleoceno (Van Der Hammen, 1958).

- Eoceno - Oligoceno

Suarez (1996), propone para la parte central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, 6 unidades depositacionales limitadas por discordancias (secuencias de segundo orden aproximadamente) que denomina informalmente tectonosecuencias, debido a que fueron causadas por actividad tectónica en la cuenca relacionada al levantamiento de las Cordilleras Central y Oriental.

Las edades de las formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado continúa siendo tema de discusión, pues varios autores con diferentes grupos fósiles han interpretado diferentes edades para las secuencia sedimentaria del Eoceno medio al Mioceno medio (Gómez *et al.*, 2005).

La Formación La Paz, de edad Eoceno inferior, está compuesta por areniscas grises, conglomeráticas, conglomerados, limolitas y grandes paquetes de lutitas grises. El depósito de los sedimentos de esta unidad se desarrolló en un ambiente de corrientes trezadas, con evidencia de canales apilados (Montgomery, 1993).

La Formación Esmeraldas de edad Eoceno medio, es una unidad que se compone de areniscas grises y verdosas, de grano fino, con intercalaciones de limolitas y lutitas moteadas de rojo, púrpura y pardo; contiene algunas capas delgadas de carbón. La formación representa depósitos de llanura aluvial de corrientes entrelazadas (Montgomery, 1993). El contacto inferior con la Formación La Paz es concordante,

mientras que el contacto superior está determinado por una posible discordancia con la Formación Mugrosa.

La Formación Mugrosa está compuesta principalmente de capas gruesas a medias de areniscas, generalmente de grano fino a muy fino, con menor proporción de conglomerados de guijos, y arenitas conglomeráticas de grano grueso, y mayor de sedimentos lodosos de grano fino. En contraste con la Formación Esmeraldas, las areniscas de la Formación Mugrosa son en su mayor parte más cuarzosas y feldespáticas en composición. Las areniscas son submaduras, blancas a grises, amarillo claras a verdes muy claras. Su ambiente de depositación está relacionado con corrientes meandriformes en llanuras aluviales (Geotec, 1994).

1.5.4 Neógeno

- Oligoceno superior - Mioceno inferior

La Formación Colorado considerada del Oligoceno superior al Mioceno inferior, corresponde predominantemente en su parte inferior a arcillolitas pardo rojizas, con intercalaciones de areniscas, de grano grueso a conglomeráticas, en capas de espesor variable. La parte superior se compone de arcillolitas gris oscuras a negras, carbonosas, fosilíferas, con intercalaciones de arenisca, de grano medio, en capas delgadas. Se considera que los sedimentos de esta unidad se depositaron bajo condiciones fluviales. Su contacto superior con el Grupo Real es discordante (De La Cruz, 1988).

- Mioceno superior

Durante el Mioceno superior se tiene la depositación del Grupo Real (Gómez *et al.*, 2005) compuesto hacia la base por conglomerados con líticos de chert marrón a negro, shales, carbón y guijos de cuarzo, hacia su parte superior presenta areniscas guijarrosas y conglomeráticas con restos de madera carbonizada. Regionalmente existen inconformidades estratigráficas bien definidas entre el Grupo Real con la infrayacente Formación Colorado y el suprayacente Grupo Mesa. Es considerada de edad Mioceno medio al Plioceno.

Durante el Plioceno se deposita el Grupo Mesa (Gómez *et al.*, 2005) caracterizado por areniscas de grano grueso interestratificadas con tobas andesíticas, conglomerados y arcillolitas (Morales, 1958). El ambiente de depósito de estos sedimentos es interpretado como fluvial y es considerada de edad Holoceno.

1.6 Evolución tectónica

La cuenca del Valle Medio del Magdalena es una de las mayores áreas sedimentarias formadas durante el Triásico al Mioceno medio en Colombia (Cooper *et al.*, 1995), con una compleja historia de evolución (Figura 1-5).

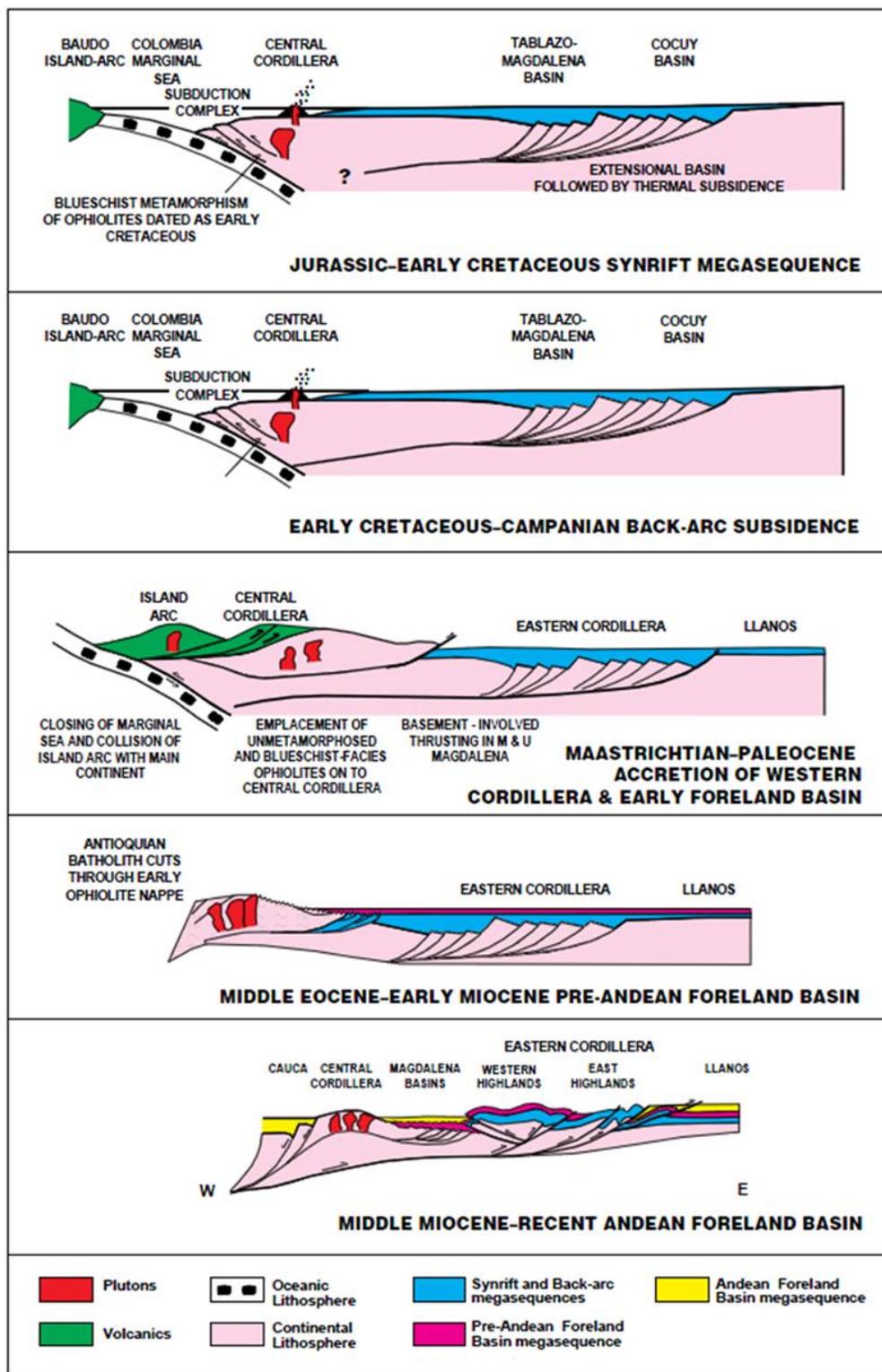
Inicia su desarrollo durante el Triásico tardío al Cretáceo temprano, como una megasecuencia *syn-rift* relacionada con la separación de Norte-América y Sur-América por el proto-Caribe. La mega-secuencia *syn-rift* inicia su depositación en un ambiente continental y pasa de ambiente parálico a marino somera en el Cretáceo temprano. La cuenca continúa desarrollándose dentro del Cretáceo en una cuenca tipo *back-arc* al este de la zona de subducción Andina.

La megasecuencia *back-arc* estuvo dominada por sedimentación marina somera y permitió la formación regional de excelente roca fuente durante el Turoniano-Coniaciano. Los depósitos marinos fueron abruptamente interrumpidos durante el Maastrichtiano debido a la acreción final de la Cordillera Occidental (Etayo *et al.*, 1969; Fabre 1985; Cooper *et al.*, 1995).

Según Pindell & Dewey (1982) y Pindell & Erikson (1993), a finales del Cretáceo y hasta el Oligoceno, el norte de Sur América estaba bajo la influencia del movimiento hacia el este de la Placa Caribe, la subducción de la placa Farallones al suroeste de Colombia y la posterior convergencia oblicua de su porción norte, la placa de Nazca.

La acreción de la Cordillera Occidental crea una cuenca antepaís pre-Andina durante el Maastrichtiano tardío al Eoceno temprano. Este episodio de depositación consiste en una planicie rica en carbón, planicie costera y depósitos estuarinos a lo largo de la cuenca del VMM.

Figura 1-5. Evolución tectónica regional de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Cordillera Oriental y Los Llanos Orientales (tomado de Cooper *et al.*, 1995).



Para el Eoceno un aumento en la tasa de convergencia de las placas hace que al occidente del VMM, la Cordillera Central se eleve, produciendo inversión de antiguas fallas normales, plegamiento y cabalgamiento de la secuencia cretácea y el desarrollo de una discordancia regional sobre la cual se depositan las rocas clásticas. La megasecuencia fue interrumpida en el Eoceno medio debido a la deformación en el valle, finalizando la sedimentación a lo largo de Colombia. Los efectos de la carga de esta deformación reestablecen la cuenca, en la cual, la megasecuencia de la cuenca antepaís pre-Andina se depositó hasta el Mioceno temprano (Cooper *et al.*, 1995).

En el Mioceno medio, la deformación Andina correspondiente al levantamiento de la Cordillera Oriental, aísla al VMM de la cuenca de los Llanos Orientales. La deformación fue dominada por inversión de fallas que controlan la cuenca, donde la carga litosférica crea el espacio de acomodación para la cuenca antepaís Andina (Cooper *et al.*, 1995).

1.7 Sistema petrolífero

El sistema petrolífero del VMM ha sido estudiado por García-González *et al.*, (2009), García & Parra (2003), Rangel *et al.*, (2002), Córdoba *et al.*, (2001), Malagón & Valentín (2001), Mora (2000), Mora *et al.*, (1996), entre otros muchos autores, los cuales han aportado al conocimiento de este importante sistema, el cual se encuentra comprobado por la amplia historia de producción de los campos existentes en la cuenca.

Los elementos del sistema petrolífero en la cuenca interactuaron de forma adecuada para el entrapamiento de hidrocarburos, debido a la buena calidad de la materia orgánica que alcanzó niveles de madurez en la roca generadora, facilitados por flujos de calor que permitieron la expulsión de hidrocarburos hacia las diversas trampas formadas en los eventos tectónicos que marcaron la evolución en la cuenca. El sincronismo (*timing*) en los elementos fue favorable, ya que permitió la acumulación de hidrocarburos en la cuenca.

1.7.1 Roca fuente

Dos niveles de rocas generadores han sido establecidos para el VMM: la Formación La Luna para el intervalo superior de edad Cenomaniano-Turoniano y las formaciones Paja-Tablazo para el intervalo inferior de edad Barremiano-Albiano Medio.

La generación de hidrocarburos está asociada principalmente a la Formación La Luna (Ramón *et al.*, 1997), con valores promedios de Carbono Orgánico Total del 3.5 % e Índice de Hidrógeno (IH) de 400 mg HC/g (Ecopetrol, 2004). Zumberge (1984), propone valores del 3% COT. Adicionalmente, las calizas y shales de las formaciones Rosablanca, Paja, y Tablazo pueden ser consideradas también como rocas fuente de hidrocarburos, aunque con un potencial limitado en condiciones geoquímicas, conservando alta su riqueza orgánica de 2.4 % COT, pero con menores valores de IH de 200 mg HC/g, a consecuencia de la alta evolución en la materia orgánica (Ecopetrol-ICP, 2004).

1.7.2 Roca reservorio

Entre los reservorios definidos en el VMM para la secuencia Paleógena-Neógena probados por en diferentes campos de producción, se encuentran aquellos asociados a niveles clásticos presentes en las formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado, las cuales representan las mayores reservas existentes en la cuenca.

Para la sección Cretácica se consideran potencialmente reservorios a las unidades de las calizas fracturadas del Grupo Calcáreo Basal (formaciones Rosablanca y Tablazo), las calizas de la Formación Luna (reservorio en calizas fracturadas) y en menor proporción los niveles siliciclásticos de la Formación Los Santos del Berriasiano (Córdoba *et al.*, 2000). Hasta ahora, estos reservorios representan las menores reservas en la cuenca.

1.7.3 Roca sello

Son considerados como rocas sello los niveles arcillosos presentes entre las formaciones de las unidades del Paleógeno y Neógeno. Además, las unidades arcillosas del Cretáceo

las cuales son mucho más efectivas debido al espesor y extensión areal. Para la secuencia Cretácica, los shales de las formaciones Paja y Simití pueden constituir el sello de los intervalos de calizas fracturadas. A su vez, son consideradas como sellos las fallas tanto de tipo inversas como normales debido a que ponen en contacto las rocas reservorios con las rocas sello.

1.7.4 Trampa

Los principales estilos de trampas son de carácter estructural asociadas a anticlinales y fallas tanto inversas como normales reactivadas por la tectónica Andina, además de pliegues extensos que involucran grandes espesores de roca asociados a fallas. En menor proporción se pueden encontrar trampas estratigráficas asociadas a variaciones laterales de facies litológicas.

1.7.5 Generación y sincronismo

Según García & Parra (2003), cerca del 65% del petróleo es expulsado antes del Eoceno medio y el 35% restante es expulsado en su mayoría por la Formación La Luna entre los 50 y 16 Ma. Ese 65% expulsado implica pérdidas por migración y entrapamiento ya que aún no se habían depositado las unidades reservorios como el Grupo Chorro (formaciones La Paz y Esmeraldas), aunque se cree que ya existía una estructuración importante en rocas Cretácicas, y donde la Formación Lisama ya estaba depositada, elementos favorables a un eventual almacenamiento de petróleo. El 35% restante fue expulsado entre el fin del Eoceno y el presente y por lo tanto se prevé que el mayor porcentaje de este volumen fue almacenado, puesto que su expulsión ocurre con posterioridad al depósito de los almacenadores del Paleógeno y Neógeno y a la formación de las trampas que hoy se conocen. Solamente el petróleo expulsado durante los últimos 40 Ma., tiene probabilidad de conservarse dentro de unidades almacenadoras Cenozoicas que formaron trampas favorables durante las últimas fases de estructuración de la cuenca.

Los principales eventos de formación de trampas tuvieron lugar durante el final del Oligoceno y el Mioceno temprano, relacionadas con el levantamiento de la Cordillera Oriental. Esta deformación estructural permitió el plegamiento y fallamiento de los

horizontes reservorio depositados esencialmente durante el Paleoceno y Eoceno (Rangel, *et al.*, 2002)

Tres eventos de generación son propuestos según Suárez *et al.*, (2000): un primer evento por el Grupo Calcáreo Basal y de la Formación Simití ocurrido en el Paleoceno, donde la mayoría de aceite generado fue perdido durante el evento erosional del Eoceno temprano a medio; un segundo evento por la Formación La Luna producido en el Mioceno tardío en depocentros locales a causa del enterramiento de la sección Cenozoica después de la depositación del Grupo Real. Después de este enterramiento se presenta el primer pulso intenso de la orogenia Andina, el cual levanta la parte central y oriental de la cuenca interrumpiendo la generación. El tercer evento de generación ocurre en el post-Mioceno, tras la depositación del grupo Real de edad Mioceno superior cuya carga litostática acompañada con el levantamiento final de la Cordillera Oriental durante el Plioceno, reactivaron la generación de manera regional.

1.7.6 Sistemas petrolíferos existentes

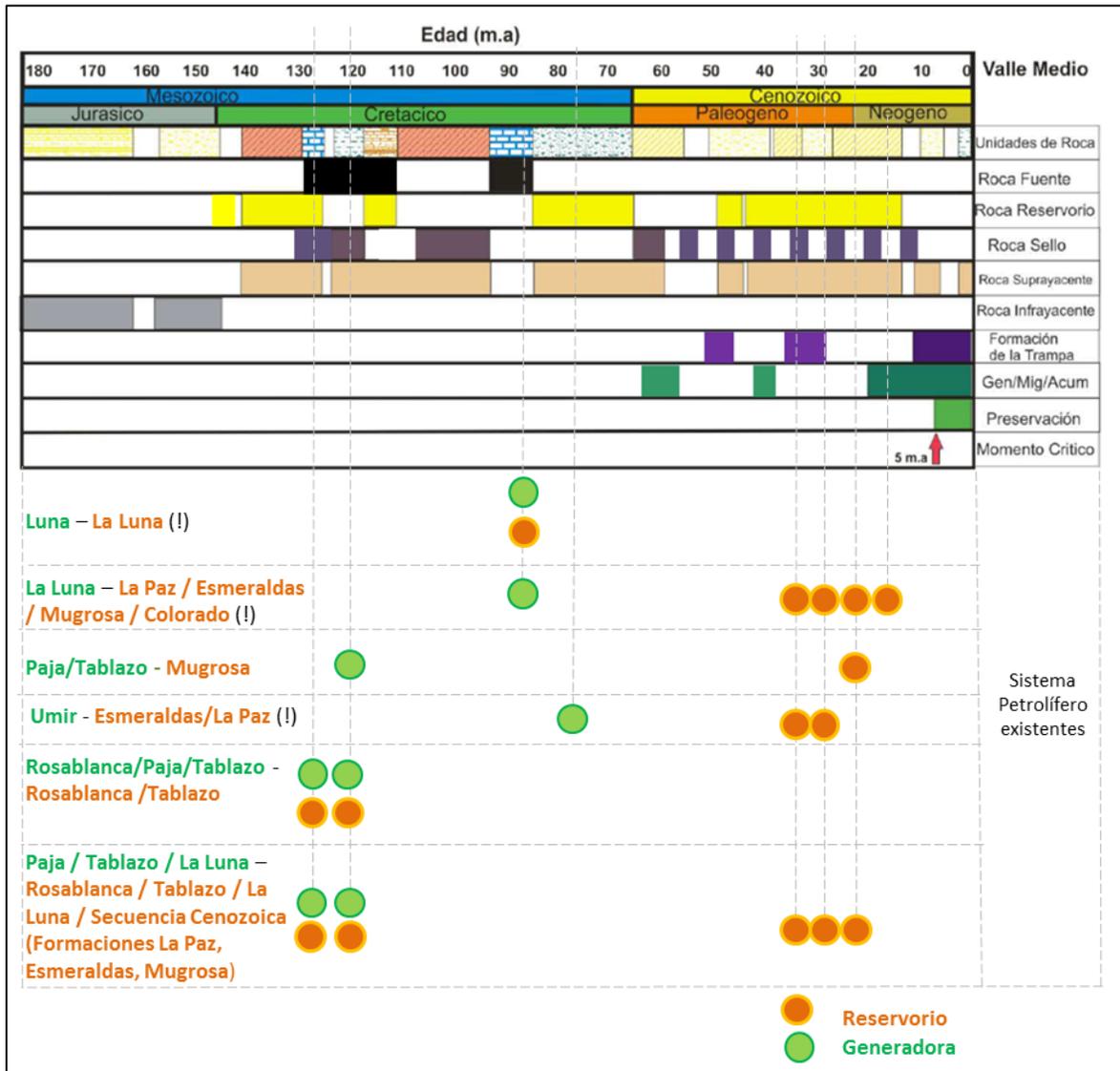
Diferentes sistemas petrolíferos han sido probados y compilados para la cuenca del VMM por diversos autores en trabajos de investigación, entre los que se pueden encontrar: La Luna - La Luna (!), La Luna – La Paz/Esmeraldas/Mugrosa/Colorado (!), compilados en el trabajo de García-González *et al.*, (2009).

García & Parra (2003), proponen el sistema petrolífero Paja/Tablazo – Mugrosa, a partir del trabajo de definición de áreas con mayor potencial de carga de petróleo en el VMM. En Rangel *et al.*, (2002) se plantea un sistema definido por Umir – Esmeraldas/La Paz (!), en el estudio geoquímico de roca generadora de la Formación Umir. Mora *et al.*, (1996) propone un sistema petrolífero para el Grupo Calcáreo Basal con generación en las formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo y almacenadores en las formaciones Rosablanca y Tablazo. En Córdoba *et al.*, (2001), se describen como rocas generadoras a las formaciones Paja, Tablazo, La Luna y los posibles reservorios corresponden a las formaciones Rosablanca, Tablazo, La Luna y secuencia Cenozoica conformada por las formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Real.

1.7.7 Carta de eventos

La carta de eventos ilustra los tiempos de los principales sucesos ocurridos en el VMM como depositaciones de rocas fuentes, reservorio, sello y sobrecarga, así, como la formación de trampas, intervalos de generación, migración y acumulación de hidrocarburos (Figura 1-6).

Figura 1-6. Carta general de eventos del VMM señalando los diferentes sistemas petrolíferos existentes (modificado de García-González *et al.*, 2009).



1.8 Información disponible

La información disponible para el desarrollo de la presente investigación consta de varios modelos geológicos tridimensionales de carga de hidrocarburos construidos en trabajos previos para la cuenca del VMM por diversos autores en programas técnicos especializados para el modelamiento de sistemas petrolíferos de cuencas, los cuales fueron el punto de partida del actual trabajo, ya que contienen la geometría de la cuenca que ha sido ajustada a partir de mapas estructurales que han facilitado obtener modelos más cercanos a la configuración actual de la cuenca.

Los modelos contienen variada información como de estratigrafía existente en diferentes áreas de la cuenca, caracterización geoquímica de las rocas generadoras, patrones de migraciones, acumulaciones de hidrocarburos entre otros datos que contribuyan a su construcción y sean de gran utilidad para la presente investigación.

Además de los datos anteriores, se cuenta con amplia información de líneas sísmicas tanto 2D como 3D, información estratigráfica referente a pozos presentes en el área, estudios y análisis de datos geoquímicos (base de datos) de rocas generadoras, datos de temperatura e información en trabajos consultados en bases de datos técnicas tanto nacionales e internacionales y trabajos internos a nivel empresarial que han sido de gran aporte al enfoque en el tema de prospectividad.

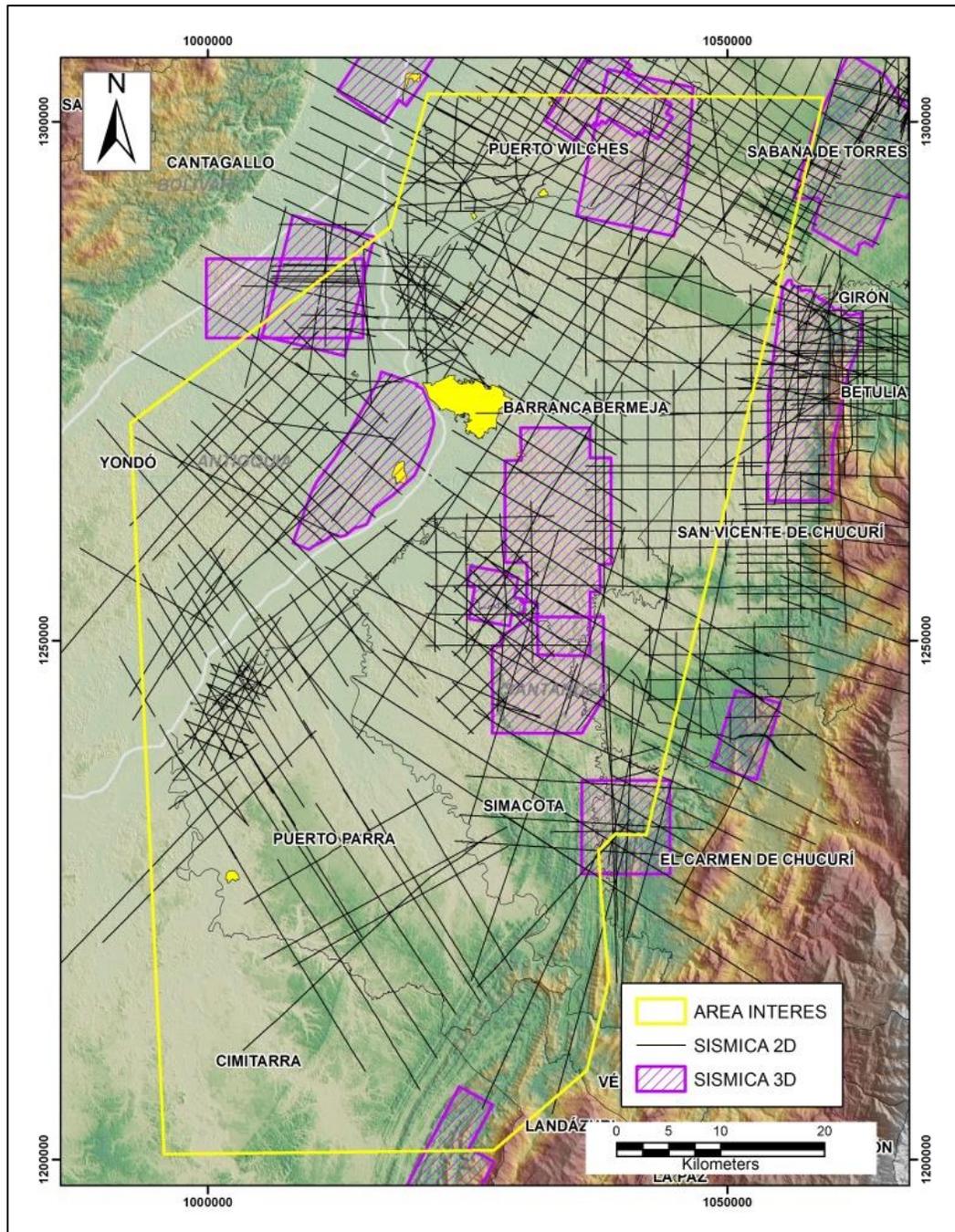
1.8.1 Sísmica

Se cuenta con 7355 km lineales de sísmica 2D distribuida en la mayor parte del área de investigación y 630 km² de sísmica 3D correspondiente a 9 programas sísmicos concentrados principalmente hacia la zona centro norte, allí se encuentran los principales campos de desarrollo del VMM. En la página de internet de la ANH (2014), se consultó la sísmica disponible en el área de investigación.

Las interpretaciones sísmicas en trabajos internos de Ecopetrol, han permitido elegir aquellos horizontes sísmicos, fallas, mapas estructurales e información básica importante de alta calidad para la construcción del modelo geológico de carga, teniendo en cuenta la

información con la que fueron construidos los modelos previos a la presente investigación (Figura 1-7).

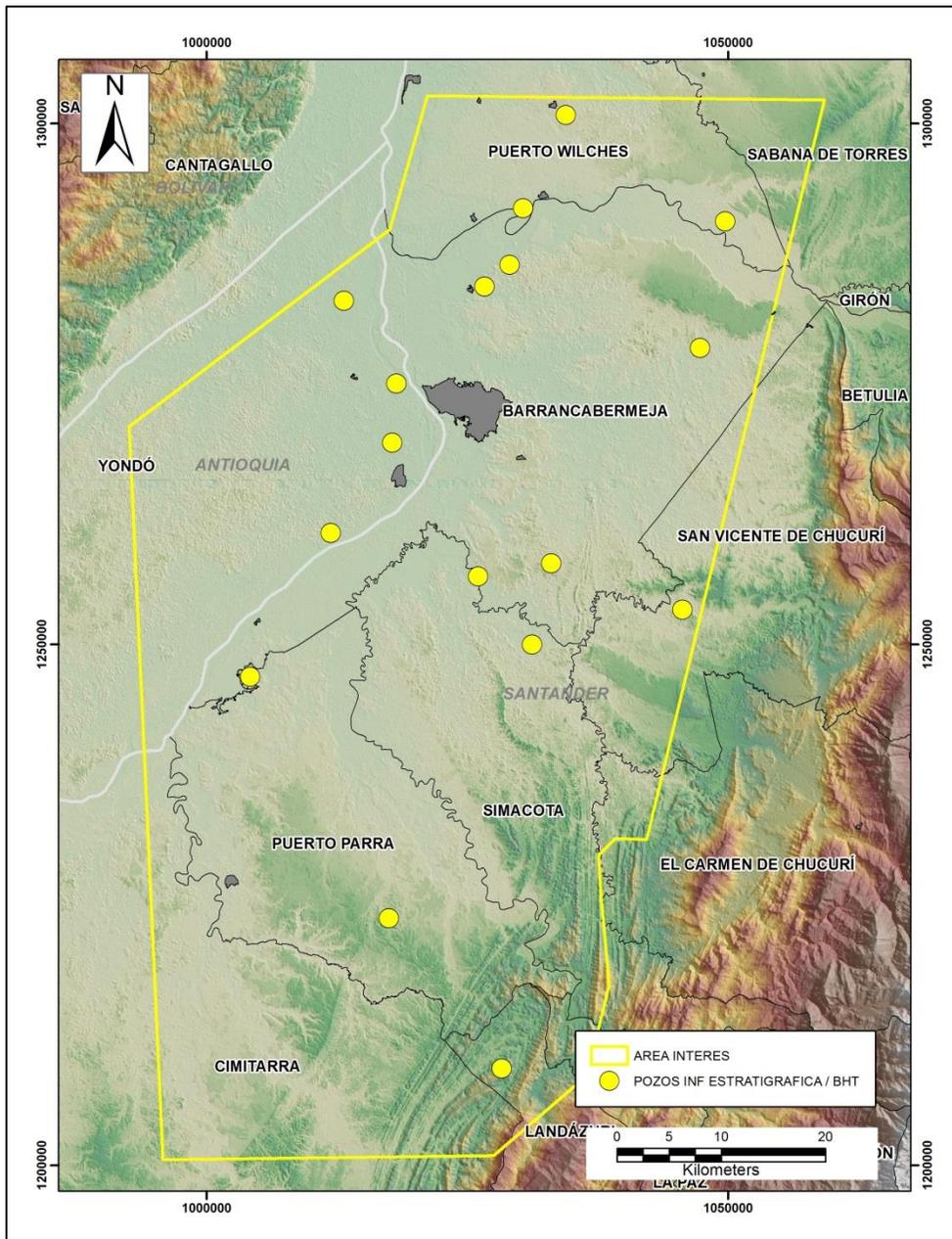
Figura 1-7. Información sísmica 2D y 3D disponible en el área de estudio, según ANH (2014).



1.8.2 Estratigrafía

Respecto a la información estratigráfica, se cuenta con información de los registros compuestos y reportes de 17 pozos exploratorios que alcanzaron la secuencia Cretácica y secuencia Paleógena - Neógena distribuidos a lo largo de toda el área de investigación (Figura 1-8).

Figura 1-8. Pozos con información estratigráfica, tomados de la ANH (2014).



La localización de los pozos es información disponible tomada de la página en internet de la ANH (2014) y los reportes de perforación corresponden a información interna de Ecopetrol.

Además, se dispone de la información histórica de pozos y registros eléctricos básicos (SP-*Spontaneous Potential*, GR-*Gamma Ray*, Sónicos, Resistivos, Densidad, entre otros), datos bioestratigráficos, litoestratigráficos, petrofísicos entre otra información que permita definir las edades de las unidades estratigráficas, sus espesores, eventos geológicos e información adicional, la cual es importante como parámetros de entrada para la construcción de los modelos geológicos de carga de hidrocarburo en el área de investigación. Alrededor de 9 pozos alcanzaron el intervalo estratigráfico de interés correspondiente a las arenas basales de la Formación Los Santos.

1.8.3 Geoquímica

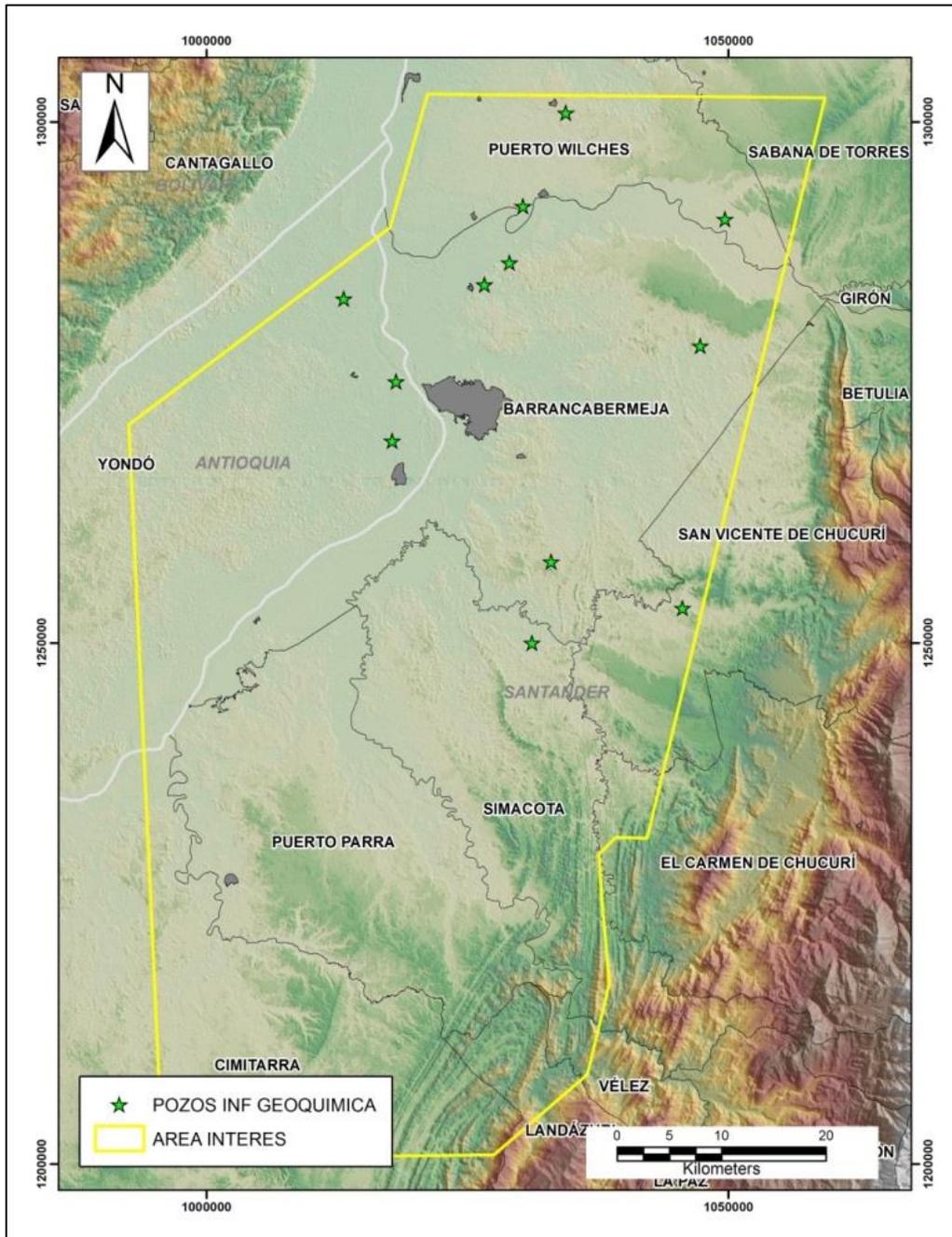
Se cuenta con información geoquímica pública e información de la bases de datos del Sistema de Información de Laboratorios de Ecopetrol -SILAB (ICP, 2014), la cual contiene resultados de análisis de Pirolisis-*Rock Eval*, Carbono Orgánico Total (COT %), análisis de madurez (Reflectancia de Vitrinita – Ro %), caracterización del hidrocarburo, entre otros realizados a muestras de roca y fluido. Estos datos son útiles para obtener una caracterización química de la roca y conocer la calidad de la materia orgánica, madurez y potencial generador de las rocas fuentes (Tabla 1-1).

Tabla 1-1. Pozos con información geoquímica disponible en la base de datos del Sistema de Información de Laboratorios de Ecopetrol –SILAB (ICP, 2014).

POZO	TOPE	BASE	No. DE MUESTRAS	FORMACION	TOC	PIROLISIS	Ro
1	9900	12800	190	Rosablanca/Paja/Tablazo/Simiti/Tambor	X	X	X
2	8300	11200	96	Paja/Tablazo/Simiti/La Luna	X	X	X
3	12800	13600	37	Umir	X	X	X
4	7460	13450	1523	Rosablanca/Paja/Tablazo/simiti/La Luna	X	X	X
5	7600	9600	1110	La Luna	X	X	
6	5650	10200	67	Rosablanca/Paja/Tablazo/Simiti/La Luna	X	X	X
7	10600	11200	53	Simiti	X	X	
9	6370	11570	449	Tambor/Rosablanca/Paja/Tablazo/Simiti/El Salto/La Luna	X	X	X
12	4000	10800	270	Tambor/Rosablanca/Paja/Tablazo/Simiti/La Luna	X	X	X
13	8400	16000	2250	Rosablanc/Paja/Tablazo/Simiti/La Luna	X	X	X
14	7200	11370	558	Rosablanca/Paja/Tablazo/Simiti/La Luna	X	X	X

En la zona de trabajo existe información de alrededor de 12 pozos distribuidos a lo largo del área de investigación, con análisis de Pirolisis-Rock Eval, COT %, análisis de la Reflectancia de Vitrinita (Ro %) y caracterización del hidrocarburo (Figura 1-9).

Figura 1-9. Pozos con análisis geoquímico de roca y fluido, tomados de la base de datos del Sistema de Información de Laboratorios de Ecopetrol –SILAB (ICP, 2014).



Al disponer de los análisis geoquímicos de las rocas, se puede realizar una caracterización geoquímica en el área de investigación de los intervalos generadores presentes en la zona, ya que se requiere contar con las condiciones geoquímicas de la roca como parámetros de entrada para la construcción del modelo geológico de carga y así, lograr conocer el potencial generador del área. Además, es importante contar con esta información para lograr una calibración ajustada en los modelos construidos con los datos medidos.

1.8.4 Temperatura (Gradiente térmico)

El intercambio de energía dentro de una cuenca sedimentaria se traduce en cambios de temperaturas de las rocas a través de su historia geológica, cuando las temperaturas se incrementan se propician los procesos de transformación de la materia orgánica en hidrocarburos. La temperatura que alcanzan las rocas dentro de una columna de sedimentos es función de la cantidad de calor que se transmite a través de ellas (flujo de calor) y de las propiedades térmicas intrínsecas a los materiales que las constituyen (conductividad térmica, calor específico, etc.), dado que tanto el flujo de calor como las propiedades térmicas de las rocas cambian con el tiempo y el enterramiento, la temperatura de una roca dentro de la cuenca es también variable (García *et al.*, 2002).

Hay distintas fuentes de datos para conocer las temperaturas de subsuelo, entre lo que se encuentran datos de análisis de Apatitos y Zircones, perfiles de temperatura de alta resolución, *Drill Stem Test* (DST), temperaturas de fondo de pozo (BHT - *Bottom Hole Temperature*) corregidas, temperaturas de pozos someros (SHT - *Shallow Hole Temperature*) corregidas, métodos geoquímicos de aguas de subsuelo, temperaturas de Curie, resistividad del manto, punto equivalente de xenolitos, temperaturas de fondo de pozo (BHT) sin corregir, y perfiles de temperatura sin condiciones de equilibrio (Sigismondi & Ramos, 2008).

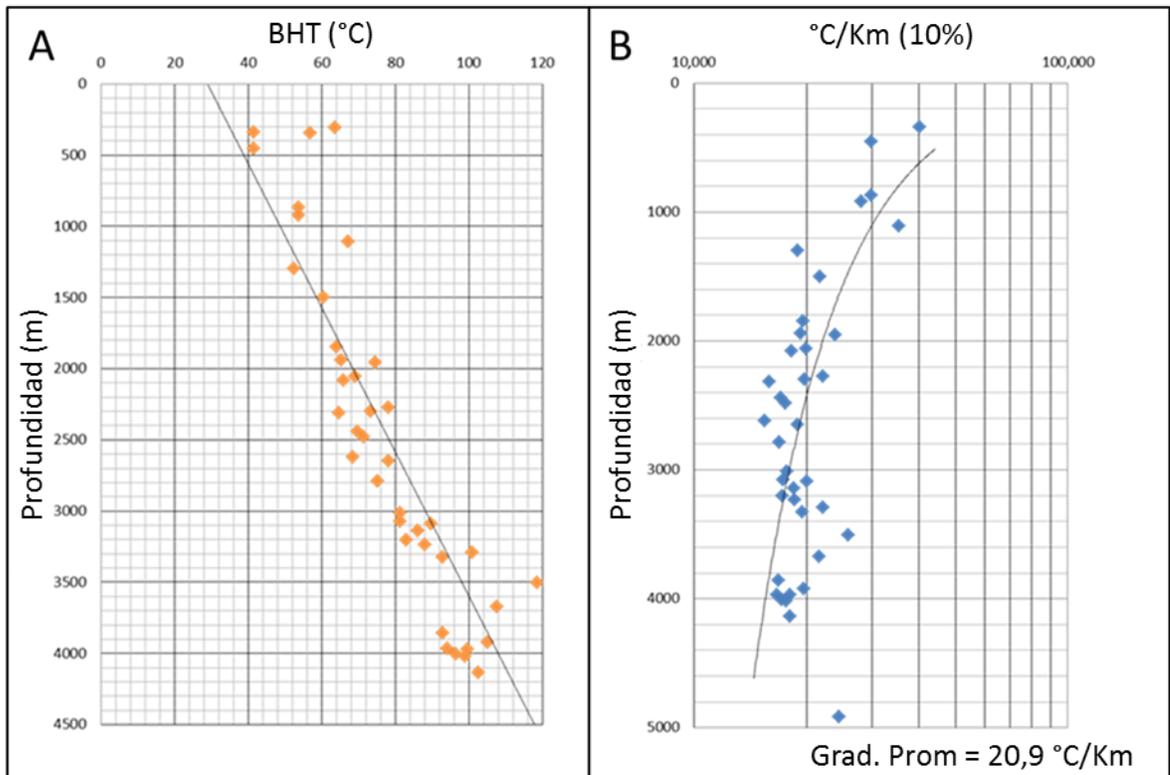
El gradiente térmico se calcula a partir de las temperaturas de fondo de pozo (BHT) (Cao *et al.*, 1988; Hermanrud *et al.*, 1990.) aunque hoy en día aún no se haya establecido una metodología completamente confiable para este cálculo, debido a que las temperaturas provenientes de pozos petroleros se realiza en el fluido de perforación y no en las rocas circundantes a la perforación. Por lo tanto, el fluido debería tener el tiempo suficiente

hasta alcanzar el estado de equilibrio térmico con el medio, pero normalmente esto no sucede, siendo en algunas veces dudosa el BHT comúnmente reducidos por efecto de la circulación de los fluidos de perforación y más cuando no se tiene información adicional que permita corregir los valores de temperatura medidos (Hermanrud *et al.*, 1990; Cao *et al.*, 1988;). Para las correcciones en las disminuciones de estos valores de temperatura, se aplica un incremento del 10% para cada medida de BHT (Cao, S., *et al.*, 1988).

Horner (1951), desarrolla un método para corregir las temperaturas de fondo (BHT), pero en este caso no se pueden corregir por el Método de *Horner plots* debido a que se debería contar con al menos tres datos de temperatura a una misma profundidad en intervalos de tiempo, situación que no se puede verificar para los datos disponibles.

Para el caso del presente estudio, la temperatura del modelo se basa en información disponible de temperaturas de fondo de pozo (BHT) de 16 pozos presentes en el área compiladas en un base de datos interna para la cuenca del VMM, y las mediciones corresponden a la temperatura del lodo de perforación después de que la circulación de ha permanecido detenida por un lapso de tiempo. Como se mencionó anteriormente, los valores están sujetos a un margen de error incierta debido a que corresponden a mediciones simples (muchas de las cuales son de una sola medición por profundidad), por lo que se utiliza una corrección del 10% adicional al valor original, permitiendo obtener un cálculo más aproximado del gradiente geotérmico regional, el cual se proyecta en 20.9 °C/Km. (Figura 1-10).

Figura 1-10. A). Medidas de BHT, con corrección del 10%. B). Gradiente térmico con corrección del 10% en los pozos del área.



1.8.5 Informes generales y trabajos internos

La búsqueda de información técnica se realizó principalmente en bases de datos especializadas como de la AAPG, GeoRef, entre otras fuentes valiosas, donde se obtuvieron datos muy importantes que fundamentaran la investigación y que permiten conocer sobre el tema del modelamiento de sistemas petrolíferos de cuencas sedimentarias.

Además, la información interna de Ecopetrol S.A es muy importante porque contribuye al entendimiento del tema y facilita el direccionamiento del curso de la investigación. Entre la información consultada para la investigación se encuentra lo siguiente:

Folleto de prospectividad: documentos internos relacionados con la prospectividad de oportunidades exploratorias en la cuenca del VMM, donde son descritos los conceptos y

modelos geológicos, análisis estratigráficos, geoquímicos y volumetrías posibles a descubrir.

Modelos geológicos de carga de hidrocarburo: trabajos internos realizados por diversos autores en la cuenca del VMM, relacionados con la construcción de modelos geológicos unidimensionales, bidimensionales y tridimensionales de carga de hidrocarburo en programas técnicos especializado en modelamiento de sistemas petrolíferos de cuencas sedimentarias, donde se compila la geometría actual de la cuenca, basados en interpretaciones sísmicas de horizontes, fallas, mapas estructurales, información estratigráfica, datos geoquímicos, análisis de evolución de cuenca y toda información adicional que permita comprender los sistemas petrolíferos. Hoy en día existen modelos regionales actuales que han sido calibrados y ajustados a partir de interpretaciones sísmicas nuevas que han llevado a obtener productos actualizados, los cuales son la base fundamental para la construcción del modelo geológico de carga de hidrocarburo del presente trabajo de investigación.

Publicaciones y Tesis: trabajos que parcialmente han sido publicados por diversos autores como González *et al.*, (2012), Stifano *et al.*, (2008), Dussan (2011), Gamba, (2011), López (2011), García *et al.*, (2003), Córdoba *et al.*, (2001), Malagón & Valentín (2001), Suarez *et al.*, (2000) entre otros, los cuales buscan establecer y plasmar la prospectividad de la cuenca, a través de la evolución geológica, estratigrafía, análisis geoquímicos, análisis geoestadístico y de modelamiento de sistemas petrolíferos de cuencas sedimentarias.

Interpretaciones sísmicas: las interpretaciones sísmicas son la base fundamental para la construcción de los modelos geológicos, ya que los horizontes sísmicos, fallas, estratigrafía y eventos geológicos contienen la información para lograr plasmar la configuración actual de la cuenca. Gracias al trabajo de los interpretes sísmicos que han aportado al desarrollo de la cuenca, hoy en día se tiene información interna tanto de secuencia Cretácica como de secuencia Paleógena – Neógena clara, la cual es muy valiosa para el entendimiento de la cuenca.

Información de pozos: la perforación de pozos exploratorios contribuye a mejorar el conocimiento estratigráfico en la cuenca. Los informes internos de perforación van acompañados de reportes de pozos que contienen todo lo relacionado a las secuencias estratigráficas, análisis bioestratigráficos, topes y petrofísica, la cual puede ser útil para la definición de los eventos estratigráficos y geológicos en la construcción de los modelos geológicos de carga de hidrocarburo.

Bases de datos internas: resultados de diferentes análisis geoquímicos realizados en pozos a muestras de roca y fluido; además de la compilación de información de temperatura de fondo en pozos perforados y bases de datos con información Petrofísica, Bioestratigráfica, Estratigráfica, entre otras.

2 Estado del Arte

Diferentes autores han aplicado el concepto de modelamiento de sistemas petrolíferos de cuencas sedimentarias y caracterización geoquímica para lograr explicar los diferentes eventos de generación, migración y acumulación de crudos en el VMM, direccionando el tema del actual estudio de investigación.

Trabajos de Malagón & Valentín (2001), Córdoba *et al.*, (2000) y Suárez *et al.*, (2000), son la partida para este trabajo de investigación, ya que indagan sobre el posible potencial que tienen las arenas basales del Cretáceo inferior y en general la secuencia Cretácea.

Córdoba *et al.*, (2000), realizan un aporte importante sobre la roca almacenadora, manifestando que hasta hoy el 99,9% de las reservas descubiertas se encuentran en rocas Cenozoicas. No obstante, los campos Buturama, Totumal y los pozos Olivo-1 y Catalina-1 (1998), han mostrado producción de hidrocarburos en rocas calcáreas Cretáceas. Las formaciones Colorado, Mugrosa, Esmeraldas y la Paz asociadas a la secuencia Cenozoica han sido probadas como rocas almacenadoras. En la secuencia Cretácica han sido probadas las formaciones La Luna y Rosablanca. Actualmente se tienen como unidades potenciales para futuros prospectos las calizas del Grupo Calcáreo Basal del Valanginiano - Barremiano y en menor proporción los niveles siliciclásticos de la Formación Los Santos del Berriasiano.

Suárez *et al.*, (2000), realiza una descripción de la estratigrafía de la cuenca del VMM que incluye Tectonosecuencias para el Paleógeno y Neógeno. Además, ilustran los diferentes estilos estructurales presentes en la sección Cretácica y su potencial de entrampamiento, el cual es significativo, considerando el alto grado de fallamiento y plegamiento de las rocas calcáreas Cretácicas que pueden representar yacimientos fracturados. El uso de perfiles sísmicos regionales les permitió identificar las diferentes

provincias estructurales, al igual que secciones locales para la caracterización de cada una de las mismas. Los resultados de este estudio indican un gran potencial de hidrocarburos para el Cretáceo, considerando que cada estilo estructural presenta diversas trampas. La presencia de la Formación La Luna como roca generadora junto con la variedad de trampas estructurales inexploradas, hacen del Cretáceo en esta cuenca una de las oportunidades más importantes para el descubrimiento de nuevas reservas en Colombia.

Malagón & Valentín (2001), realizan un estudio muy valioso que se relaciona con la evaluación del potencial generador de hidrocarburos de las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo, localizadas en el sector central y norte del Valle Medio del Magdalena, teniendo en cuenta la cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica presente en cada una de ellas, basados en que la sección Cretácica del VMM, desde hace algunos años, ha sido catalogada como importante para la exploración de hidrocarburos, dada cierta similitud de sus facies con las presentes en la sección Cretácica de la cuenca de Maracaibo, y al grado de fracturamiento que poseen unidades como la Formación Rosablanca. Además, teniendo en cuenta que a nivel mundial las principales rocas generadoras están ubicadas en periodos específicos del tiempo geológico como lo es el intervalo del Jurásico superior y Cretáceo superior, que coincide con eventos de grandes transgresiones marinas.

Los resultados del trabajo de Malagón & Valentín, manifiestan que la Formación Tablazo en general presenta contenidos actuales de 1 a 4 % COT, con potencial generador (S2) actual de regular a pobre, donde la mayor parte de la formación ha alcanzado la ventana de generación de hidrocarburos líquidos y solamente un área alcanzó la ventana de gas (>2 % Ro). La Formación Paja sus contenidos actuales de materia orgánica por lo general son buenos (1-2 % COT), con un potencial generador actual de la unidad pobre, valores que no sobrepasan los 2,5 mg HC/g roca, aumentando la madurez térmica hacia el suroriente de la cuenca, incluso con valores superiores a 1,3 % Ro. Para la Formación Rosablanca, sus contenidos actuales son regulares en materia orgánica (0,5-1 % COT), con un potencial generador actual pobre, debido a que se encuentran relacionados con el alto grado de madurez térmica alcanzado por la unidad (valores de reflectancia de vitrinita superiores a los de las anteriores unidades).

García et al., (2002), presentan el análisis de modelos de generación de petróleo en el Valle Medio del Río Magdalena, a partir de la construcción de modelos geológicos que representan historias de enterramiento diferentes dentro del VMM, para luego ser calibrados frente a datos reales que permitan estimar el tiempo y magnitud de los procesos de maduración y expulsión del petróleo.

Definen dos intervalos de rocas madres regionales: el intervalo superior que agrupa a las unidades de La Luna y las calizas del Salto y el intervalo inferior a las formaciones Paja y Tablazo. El Intervalo superior agrupa varias facies orgánicas con potenciales de generación y riqueza orgánica diferentes, que puede ser representado con un promedio con 3,5 % COT y 400 mg HC/g COT como IH original. El intervalo inferior es considerado como una roca madre agotada y a que a pesar de conservar una buena riqueza orgánica (2,4 % COT promedio) su IH remanente es menor que 200 mg HC/g COT. La expulsión en rocas de la Formación La luna sucede dentro de un intervalo de madurez entre 437 y 440°C de Tmax y corresponde a una Tasa de Transformación (TR) entre 32 y 38%.

El grado de evolución térmica que hoy presentan las rocas madre, no es consecuencia de su posición estructural actual sino que se deriva de condiciones térmicas alcanzadas bajo configuraciones estructurales antiguas (probablemente de edad pre-Eoceno medio. El flujo de calor al que fue sometida la cuenca durante el Cretáceo, superó valores de 80mW/m², llevando a las rocas madre a sus máximas temperaturas durante el Cretáceo superior.

Las condiciones geoquímicas originales de los dos intervalos generadores, son similares a las del kerógeno Tipo II estándares y por tanto, los parámetros cinéticos que caracterizan este tipo de kerógeno pueden ser usados para simular la generación y migración desde las rocas madre propuestas en la cuenca.

García & Parra (2003), muestran la madurez de las rocas madres, valores, distribución areal y asociación con intervalos de generación. Señalan que las rocas sobremaduras se localizan en el borde occidental de la Cordillera Oriental y que se va presentando una disminución en la madurez hacia las zonas planas de la cuenca, y las rocas generadoras

se encuentran a profundidades superiores a 13000 pies. Del estudio obtienen que los valores de vitrinita posiblemente se encuentren entre 0,65 % Ro para La Luna, e inferior a 0,9 % Ro para el intervalo Paja-Tablazo en el área norte de la cuenca; valores entre 0,6 a 0,8 % Ro para La Luna y valores de hasta 1,1 % Ro para Paja-Tablazo en la región central de la cuenca; valores superiores a 0,8 % Ro para La Luna hacia el sector de Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental; valores entre 3 y 5 % Ro para los dos intervalos (se destaca la ausencia de roca Paleógena-Neógena sobre rocas Cretáceas) en todo el sector del Borde Occidental de la Cordillera Oriental. En el área sur-occidental de la cuenca es característico por la ausencia de roca generadora.

Además, señalan que el intervalo Paja-Tablazo con un espesor efectivo de 30% del espesor total inicia la expulsión desde finales del Cretácico hasta hace 58 Ma., debido a las importantes presiones de sobrecarga alcanzadas y los altos flujos de calor. Después de terminado el intervalo erosivo del Mioceno medio, hace aproximadamente 16 Ma., se presenta una expulsión de crudo en ciertos sectores. La mayoría del petróleo no logra entramparse o se pierde durante la compleja historia geológica que afectó la cuenca en el Paleógeno y Neógeno. Solo algunas zonas como en el Piedemonte, norte y centro de la cuenca, muestran generación después de los 16 Ma.

3 Metodología y marco teórico

Para el desarrollo de la investigación, se emplea el modelamiento de sistemas petrolíferos de cuencas sedimentarias para comprender y analizar los procesos de generación, expulsión, migración y entrapamiento de hidrocarburos en el intervalo del Cretáceo inferior en la región central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

La metodología general aplicada se describe a continuación y comprende tres puntos principales en el análisis de los datos y tratamientos de los mismos para alcanzar los objetivos planteados:

Recopilación y análisis de la información disponible: revisión y análisis de información técnica pública, trabajos internos de Ecopetrol, publicaciones en bases de datos especializadas enfocadas hacia el modelamiento de sistemas petrolíferos de cuencas sedimentarias; además, compilación y revisión de datos geoquímicos de pozo, datos de temperatura, sísmica disponible e información de pozos (Geología y Geofísica) tanto externa como interna a nivel empresarial, así como información disponible de pozos que permitan obtener una idea de la calidad petrofísica de las rocas reservorios.

Modelamiento de sistemas petrolíferos de cuencas sedimentarias y caracterización geoquímica: a partir de la información compilada, depurada y analizada, se definen los datos de entrada (parámetros iniciales) para la construcción de los modelos de evolución de la cuenca, así como los datos en la caracterización geoquímica del área, partiendo de los diferentes modelos regionales de carga existentes en el VMM, los cuales facilitan entender la evolución y su sincronía con los diferentes eventos geológicos.

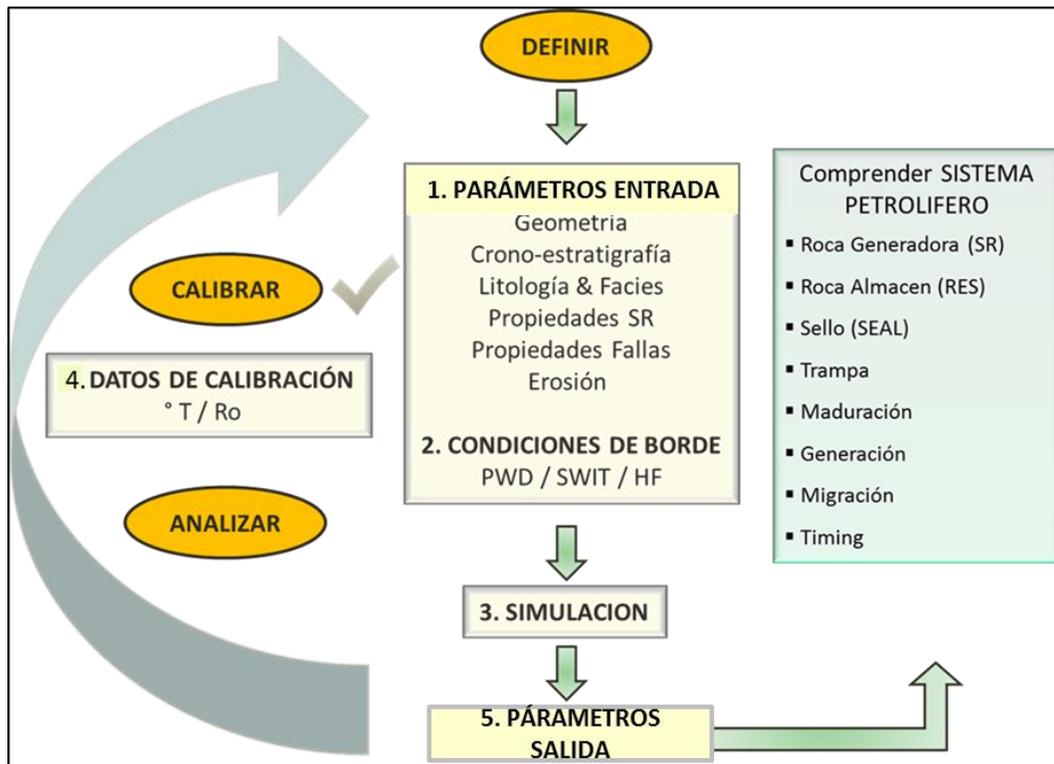
Empleo de software especializado: se emplea el software especializado en el área de modelamiento de sistemas petrolíferos de cuencas sedimentarias PetroMod (V. 2012.1, Schlumberger), la cual es una herramienta que integra datos geológicos, geofísicos y

geoquímicos, útiles para el proceso de construcción de modelos geológicos, los cuales contribuyen a determinar el potencial generador de rocas fuentes y las posibles acumulaciones de hidrocarburos.

3.1 Modelo geológico tridimensional de carga de hidrocarburos– Flujo de trabajo

La importancia de definir un flujo de trabajo concreto facilita la construcción de modelos geológicamente coherentes, ya que requiere ser analizados cada uno de los parámetros de entrada para lograr una caracterización del sistema petrolífero en los intervalos de interés (Figura 3-1).

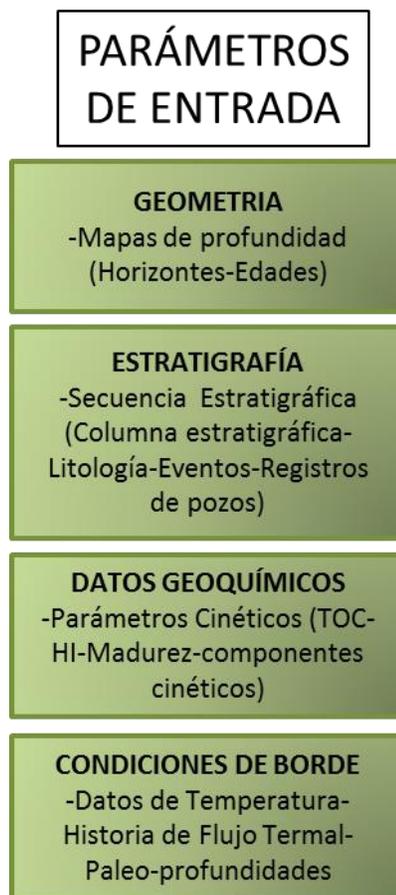
Figura 3-1. Flujo de trabajo para el modelamiento de sistemas petrolíferos de cuencas sedimentarias.



3.1.1 Parámetros de entrada

Son los parámetros que alimentan la construcción de los modelos geológicos de carga, asociados a la evolución de la cuenca y corresponden a: edades de formaciones, litología, facies, propiedades geoquímicas de rocas generadoras, parámetros cinéticos, datos de Carbono Orgánico Total (COT %) e Índice de Hidrógeno (IH), información de madurez de la roca como Reflectancia de Vitrinita (Ro %), cronoestratigrafía, espesor de erosiones, propiedades petrofísicas, de fluidos, propiedades de fallas, geología de superficie e interpretaciones sísmicas y geometría de la cuenca (mapas estructurales) (Figura 3-2).

Figura 3-2. Parámetros de entrada para la construcción del modelo geológico de carga de hidrocarburo.



3.1.2 Condiciones de borde

Las condiciones de borde corresponden a la información de la temperatura actual en la interface agua/sedimento (*SWIT*), mapas de paleo-profundidades del agua (*PWD*), mapas o datos de flujo de calor HF (*Heat Flow*), gradiente geotérmico e información de paleo-temperatura que depende de la historia y evolución de la cuenca.

3.1.3 Simulaciones

En este paso se realizan varias simulaciones para conocer las condiciones geométricas del modelo y posibles errores a corregir, además de simulaciones relacionadas con calibraciones y las simulaciones finales para obtener resultados asociados con migraciones y acumulaciones de hidrocarburos.

3.1.4 Calibraciones de los modelos

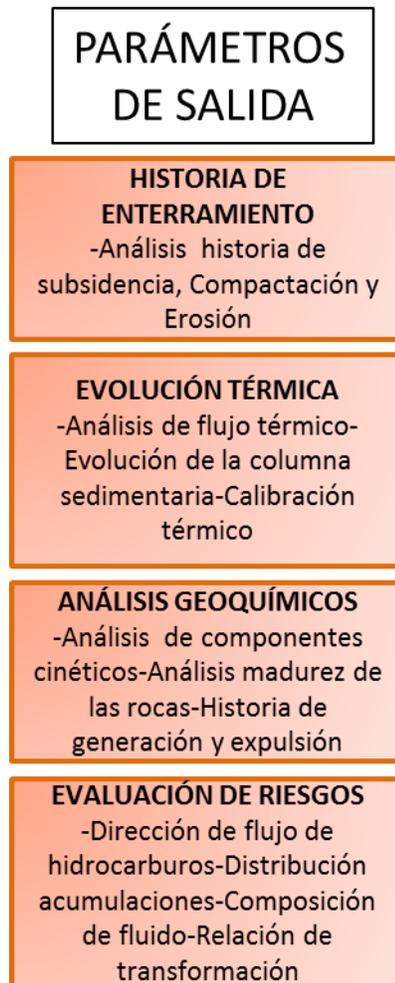
La calibración se hace de forma iterativa, es decir, un proceso de prueba y error para ajustar la historia de enterramiento hasta alcanzar la mejor calibración con los indicadores geoquímicos y de temperatura. Se usan modelos existentes como ayuda para refinar el modelo geológico de carga del área de interés, apoyado con muestras de pozos y de datos geoquímicos (R_o %, COT %, IH, T_{max} , entre otros).

En este paso de calibración de ser necesario, se vuelve al inicio del flujo de trabajo (Parámetros de entrada) para ajustar cualquier parámetro que se requiera a fin de lograr la óptima historia de evolución térmica de la cuenca en el área de estudio.

3.1.5 Análisis de parámetros de salida

Es el último paso en el flujo de trabajo y corresponde al análisis en conjunto de todos los parámetros de salida para el análisis del sistema petrolífero en general. Estos resultados se obtienen después de lograr una calibración térmica óptima y a partir de simulaciones de diversos escenarios, los cuales permitan definir el mecanismo más claro y eficaz de carga, proveniencia y entrapamiento de hidrocarburos en el objetivo de interés. Los resultados deben hacer alusión a la historia de subsidencia y compactación, evolución térmica, madurez de las rocas generadoras, su historia de generación y expulsión al igual que patrones de flujos de hidrocarburos en la cuenca (Figura 3-3).

Figura 3-3. Conjunto de elementos posibles para ser analizados posteriores al modelamiento de sistemas petrolíferos de cuencas sedimentarias.

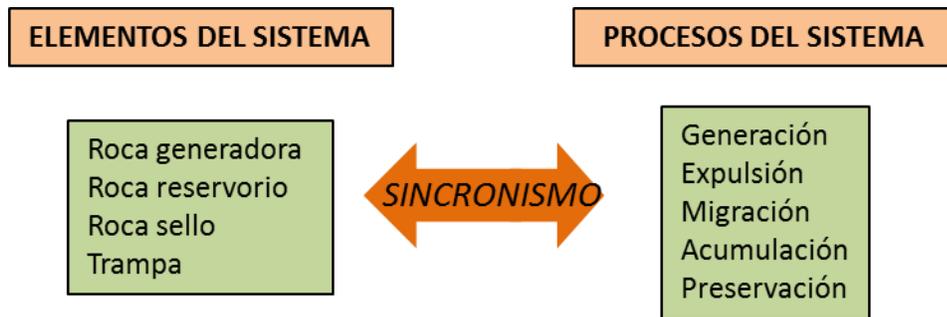


3.2 Marco teórico

3.2.1 Sistemas petrolíferos

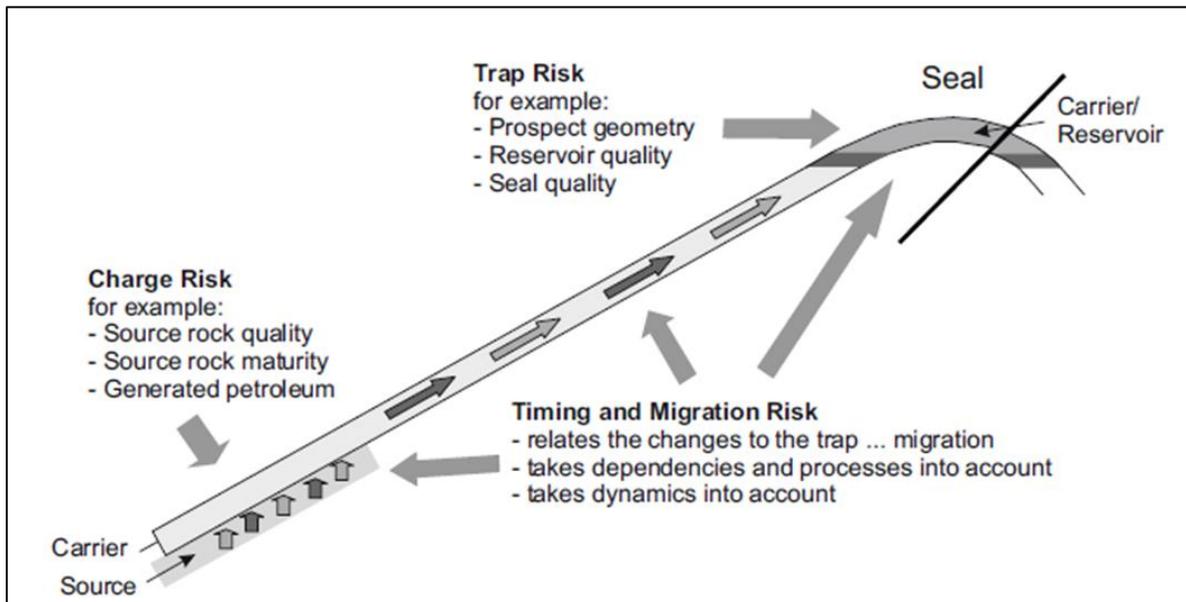
Los sistemas petrolíferos están definidos como un conjunto natural de elementos que funcionan de forma interactiva con los procesos esenciales geológicos para que una acumulación de hidrocarburo pueda existir (Magoon & Dow, 1994). (Figura 3-4).

Figura 3-4. Elementos y procesos del sistema petrolífero de cuencas sedimentarias.



El término sistema describe los elementos interdependientes y procesos que conforman la unidad funcional que crea acumulaciones de hidrocarburos. Los elementos esenciales incluyen una roca fuente activa de petróleo, la roca transportadora, almacenadora, la roca sello y la roca de sobrecarga, y los procesos son la formación de las trampas y la generación, migración y acumulación de petróleo. Estos elementos y procesos deben ocurrir en tiempo y espacio de tal modo que la materia orgánica incluida en la roca fuente pueda ser convertida en una acumulación de petróleo, por lo que un sistema petrolífero existe donde quiera que se den estos elementos esenciales y sus procesos (Magoon & Dow, 1994) (Figura 3-5).

Figura 3-5. Interacción de los elementos esenciales en un sistema petrolífero (tomado de Hantschel & Kauerauf, 2009).



En los sistemas petroleros convencionales la roca de sobrecarga sepulta a la roca generadora hasta profundidades en las que alcanza una madurez suficiente para generar el petróleo. El petróleo generado por la roca térmicamente madura es expulsado hacia el interior de una capa productora porosa y permeable, y luego migra hacia una roca en la que es entrampado estructural o estratigráficamente por debajo de un sello impermeable (McCarthy *et al.*, 2011).

3.2.2 Nivel de certeza de los sistemas petrolíferos

Según Magoon & Dow (1994), el nivel de certeza de un sistema petrolífero muestra la confiabilidad de que una roca fuente activa haya generado petróleo y pueden ser identificado por tres grados de certeza: conocido, hipotético y especulativo. El sistema petrolífero conocido, existe una buena correlación geoquímica entre la roca fuente activa y la acumulación de gas o de aceite; en el hipotético, la información geoquímica identifica la roca fuente, pero no existe correlación geoquímica entre la roca fuente y la acumulación de petróleo y; en el especulativo, la existencia tanto de roca fuente como de petróleo son postulados íntegramente con base en evidencia geológica o geofísica. Dependiendo de cada sistema, en la parte final se indica el nivel de certeza, así: (!) para conocido, (.) para hipotético, y (?) para especulativo (Tabla 3-1).

Tabla 3-1. Definiciones de niveles de certeza de los sistemas petrolíferos (tomado de Magoon & Dow, 1994).

NIVEL DE CERTEZA	SÍMBOLO	CRITERIO
Conocido	(!)	Correlación aceite-roca fuente Gas-roca fuente
Hipotético	(.)	En ausencia de correlación roca hidrocarburo-roca fuente, la evidencia de geoquímica indica el origen del aceite y gas
Especulativo	(?)	Evidencia geológica o geofísica

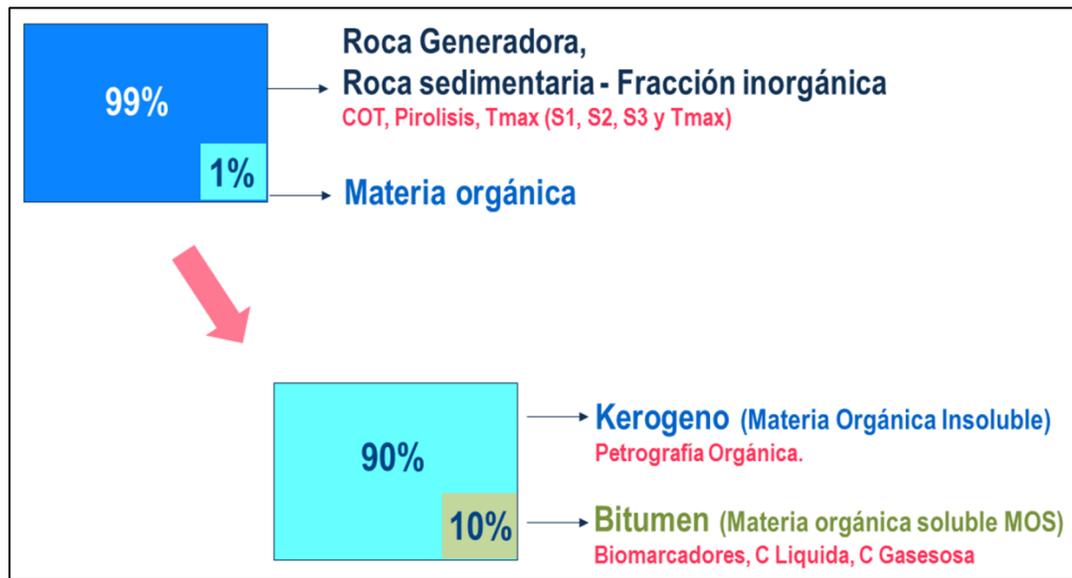
3.2.3 Materia orgánica

Según Tissot & Welte (1978), la materia orgánica se define como aquel material compuesto de moléculas (en forma de monómeros o polímeros) derivadas directa o indirectamente de la parte orgánica de los organismos. No toda la materia orgánica que

sintetizan los organismos vivos y que posteriormente se deposita y preserva en sedimentos es transformada en hidrocarburos, ya que los eventos geológicos que actuaron en una determinada área, condicionan dicha transformación.

La materia orgánica se compone principalmente de kerógeno y bitumen. El Kerógeno es la fracción remanente o insoluble de la materia orgánica después de que una muestra de roca ha sido pulverizada y sometida a la acción de solventes orgánicos. El bitumen por su parte, es la fracción orgánica de un sedimento que se puede extraer con solventes orgánicos (Peters & Cassa, 1994) (Figura 3-6).

Figura 3-6. Composición de la materia orgánica.



3.2.4 Rocas generadoras

Las rocas generadoras son el resultado de una convergencia de procesos físicos, bioquímicos y geológicos, que culminan en la formación de rocas sedimentarias de grano fino con contenido de materia orgánica rica en carbono e hidrógeno (McCarthy *et al.*, 2011). Son aquellas rocas que generan, pueden volver a generar o han sido capaces de generar hidrocarburos, independientemente de que la materia orgánica sea madura o inmaduras, las cuales requieren de una cantidad (soluble e insoluble) de MO, calidad o tipo de materia orgánica (de acuerdo con su composición maceral y tipo de kerógeno) y madurez térmica para alcanzar un punto de expulsión de hidrocarburos.

3.2.5 Transformaciones térmicas

Los sedimentos que conforman las rocas generadoras se maduran lentamente a medida que aumentan la presión y la temperatura en concordancia con la profundidad de sepultamiento. Dado suficiente calor, presión y tiempo, los sedimentos se litifican y la materia orgánica se convierte en kerógeno. El kerógeno puede clasificarse en cuatro tipos (Tabla 3-2), y también puede clasificarse con base al contenido de hidrógeno, carbono y oxígeno, donde cada uno posee una incidencia clara sobre el tipo de petróleo que se producirá, en caso de que exista producción (Tissot *et al.*, 1974).

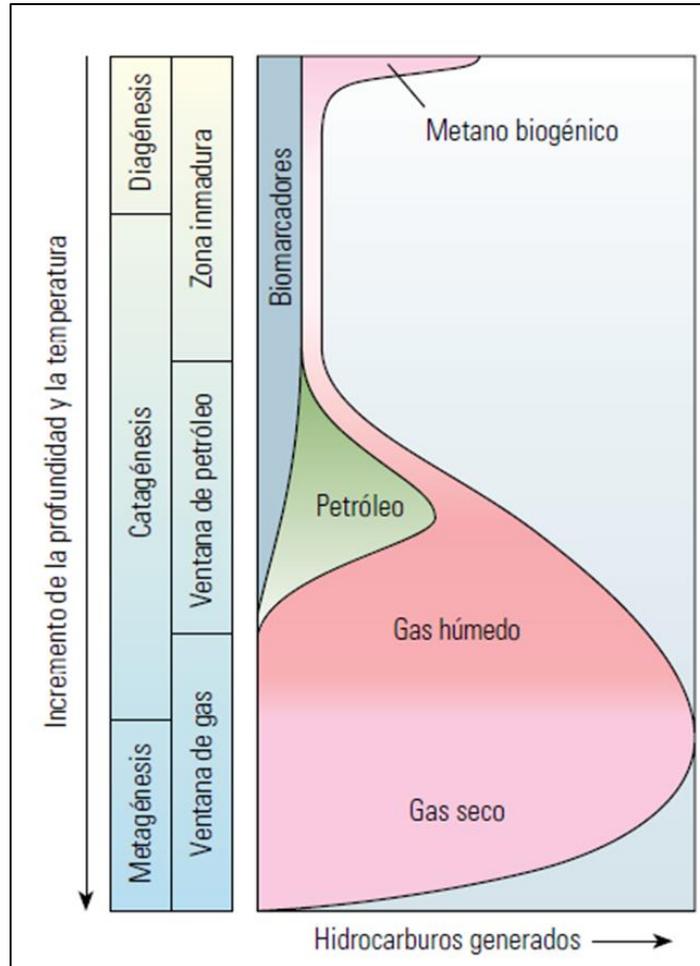
Tabla 3-2. Tipos de kerógenos (tomado de McCarthy *et al.*, 2011).

TIPO DE KERÓGENO	MATERIAL FUENTE	AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN GENERAL
I	Principalmente material algáceo	Ambiente lacustre
II	Principalmente material plactónico, con cierto aporte de material algáceo	Ambiente marino
III	Principalmente plantas superiores	Ambiente terrestre
IV	Material oxidado re-elaborado	Ambientes variados

A medida que la presión y la temperatura aumentan durante el proceso de sepultamiento, los materiales orgánicos generan petróleo y gas, su composición química cambia progresivamente y se transforma en un residuo carbonáceo con contenido de hidrógeno residual (Hood *et al.*, 1975).

El proceso de madurez asociada con la temperatura puede dividirse en tres etapas correspondiente a la **diagénesis**, que abarca todos los cambios naturales que tienen lugar en los sedimentos desde el momento de la depositación hasta justo antes del comienzo de los procesos de alteración térmica significativa. La **catagénesis** donde se genera el petróleo y gas conforme a que la temperatura aumenta hasta alcanzar entre 50°C y 150°C (122°F y 302°F), lo que produce la ruptura de los enlaces químicos en el kerógeno. Y la **metagénesis** que es la última etapa, en la que el calor adicional y los cambios químicos producen la transformación de la mayor parte del kerógeno en metano y un residuo de carbono (McCarthy *et al.*, 2011) (Figura 3-7).

Figura 3-7. Diagrama de la transformación térmica del kerógeno (tomado de Tissot *et al.*, 1974).



3.2.6 Cinéticas en el modelamiento de sistemas petrolíferos

Las cinéticas de las rocas generadoras caracterizan las reacciones químicas y los compuestos del hidrocarburo generados durante la maduración térmica de una roca. Las cinéticas pueden contener un número de componentes químicos que varían entre 2 (petróleo y gas) y pueden llegar a contener hasta 20.

El software PetroMod utiliza una base de datos de las cinéticas que contiene de las diferentes reacciones que puedan existir para predecir las fases y las propiedades de los

hidrocarburos provenientes de rocas generadoras de diversos tipos (McCarthy *et al.*, 2011).

Las cinéticas composicional consideran más de dos componentes de hidrocarburo, las cuales pueden ser generadas por craqueo primario en un tipo de kerógeno por reacciones de descomposición paralelas y, por un craqueo secundario donde cada componente puede ser dividido en otros más ligeros. Según la energía de activación existente en el sistema, se genera una reacción interna en los componentes del kerógeno que conlleva a la clasificación, disposición y cantidad relativa de masas (% fracción) de los componentes de hidrocarburos. A su vez, la temperatura influye en el sistema para disponer de la cantidad molar de componentes en la cinética (Hantschel & Kauerauf, 2009).

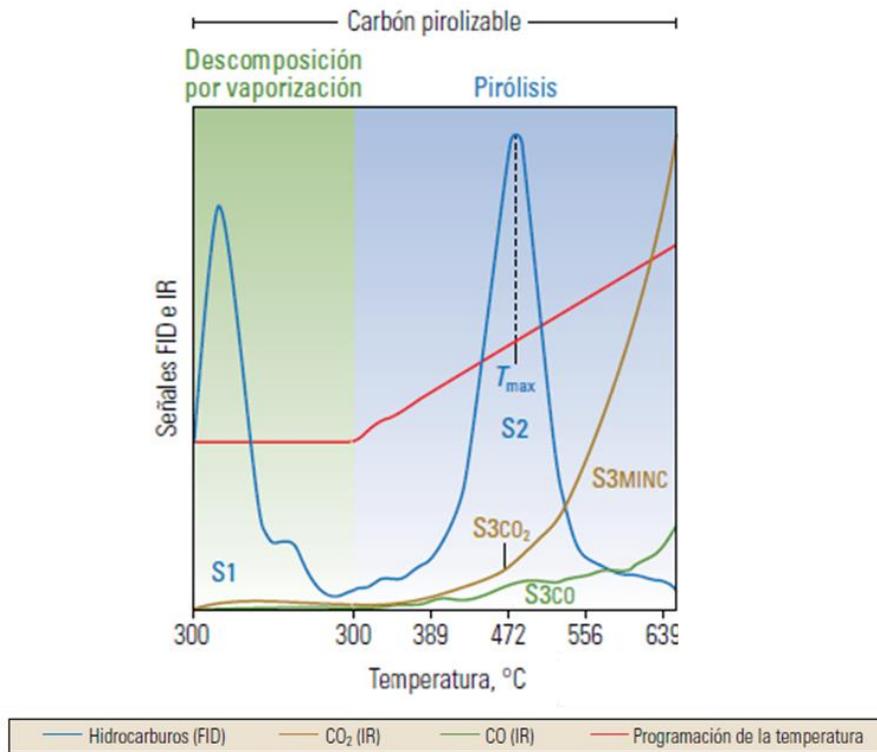
3.2.7 Análisis y mediciones básicas en rocas generadoras

Los métodos geoquímicos tienen como principal objetivo la caracterización de la cantidad, calidad, y madurez de la materia orgánica presente en una determinada roca. Los análisis de porcentaje de Carbono Orgánico Total (COT %), Pirólisis-*Rock Eval* y de petrografía orgánica son los métodos que comúnmente se utilizan para dicha caracterización.

El análisis de **Pirólisis-*Rock Eval*** es el método más completo, ya que puede proporcionar información de cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica. En este método se miden los diferentes picos potenciales de generación de hidrocarburo donde al ser calentada en un horno una muestra de roca pulverizada a una tasa de 20°C/min en una atmósfera inerte (libre de O₂), aproximadamente al alcanzar una temperatura superior a los 300°C, los hidrocarburos libres (S1) son volatilizados y son medidos por el área del primer pico registrado. Al seguir aumentando la temperatura se produce el rompimiento del kerógeno y se presenta la generación de hidrocarburos (300°C-550°C), los cuales están representados por el segundo pico registrado (S2). El dióxido de carbono volatilizado es medido cerca de los 400°C y representa el tercer pico (S3) (Tissot & Welte, 1978) (Figura 3-8).

El pico S1 representa la cantidad de HC que ya ha generado la roca y el pico S2 la cantidad que podría continuar generando si el proceso de maduración continua, por lo que la suma de estos picos S1+S2 representa el potencial de petróleo que podría originar una roca fuente suficientemente madura. (McCarthy *et al.*, 2011). El valor de Tmax registrada durante la segunda etapa del análisis de Pirólisis corresponde al periodo de máxima generación de HC y es importante porque sirve para caracterizar la evolución térmica de la materia orgánica (Tissot & Welte, 1978).

Figura 3-8. Resultado del proceso de Pirólisis (tomado de McCarthy *et al.*, 2011).



El análisis de **Carbono Orgánico Total (COT %)**, permite cuantificar la riqueza orgánica presente en una determinada muestra, incluyendo tanto el kerógeno como el bitumen. Determina de forma cuantitativa el potencial de generación de petróleo, indicando la cantidad pero no la calidad de la materia orgánica (Peters & Cassa, 1994).

Y con la **petrografía orgánica** se puede identificar el tipo de materia orgánica y determinar la Reflectancia de Vitrinita (Ro %), mediante el maceral vitrinita los cuales proporcionan información acerca de la madurez térmica en la roca.

3.2.8 Valores de parámetros geoquímicos

La evaluación de la cantidad y calidad de la materia orgánica permite determinar los intervalos de roca generadora para cada unidad de interés. Al diferenciar cada uno de los intervalos generadores y creando los perfiles geoquímicos para los pozos utilizados, permite promediar los valores de los parámetros geoquímicos de cada formación.

En la evaluación de las rocas generadoras es importante revisar el potencial de estos parámetros geoquímicos (COT %, S1, S2, IH, Tmax, Ro %), teniendo en cuenta los parámetros establecidos por Peters & Cassa (1994), los cuales describen a la roca generadora en términos de cantidad, calidad y grado de madurez de la materia orgánica (Tablas 3-3, 3-4 y 3-5).

Tabla 3-3. Parámetros geoquímicos que describen el potencial de una roca generadora en términos de COT % y Pirólisis (tomado de Peters & Cassa, 1994).

POTENCIAL PETROLÍFERO	COT (%)	PIRÓLISIS	
		S1	S2
Pobre	0 – 0.5	0 – 0.5	0 – 2.5
Regular	0.5 – 1.0	0.5 – 1.1	2.5 – 5.0
Bueno	1.0 – 2.0	1.1 – 2.1	5.0 – 10.0
Muy bueno	2.0 – 4.0	2.1 – 4.1	10.0 – 20.0
Excelente	>4.0	>4.1	>20.0

Tabla 3-4. Parámetros geoquímicos que describen la calidad de la roca generadora a partir del tipo de Kerógeno, IH y productos expulsados (tomado de Peters & Cassa, 1994).

TIPO DE KERÓGENO	IH (mg HC/g COT)	PRINCIPALES PRODUCTOS EXPULSADOS
I	>600	Aceite
II	300 – 600	Aceite
II-III	200 – 300	Mezcla de aceite y gas
III	50 – 200	Gas
IV	<50	Ninguno

Tabla 3-5. Parámetros geoquímicos que describen el nivel de madurez térmico de la roca generadora (tomado de Peters & y Cassa, 1994).

ESTADO MADUREZ TÉRMICA		MADUREZ		PRINCIPALES PRODUCTOS GENERADOS
		Ro (%)	Tmax	
Inmadura		0.2 – 0.6	<435	Ninguno
Madurez	Temprana	0.6 – 0.7	435 – 445	Aceite
	Pico	0.7 – 0.9	445 – 450	Aceite
	Tardía	0.9 – 1.3	450 – 470	Aceite
Posmadurez		1.3 – 2.0	>470	Gas húmedo y condensado
		>2.0		Metamorfismo orgánico intenso

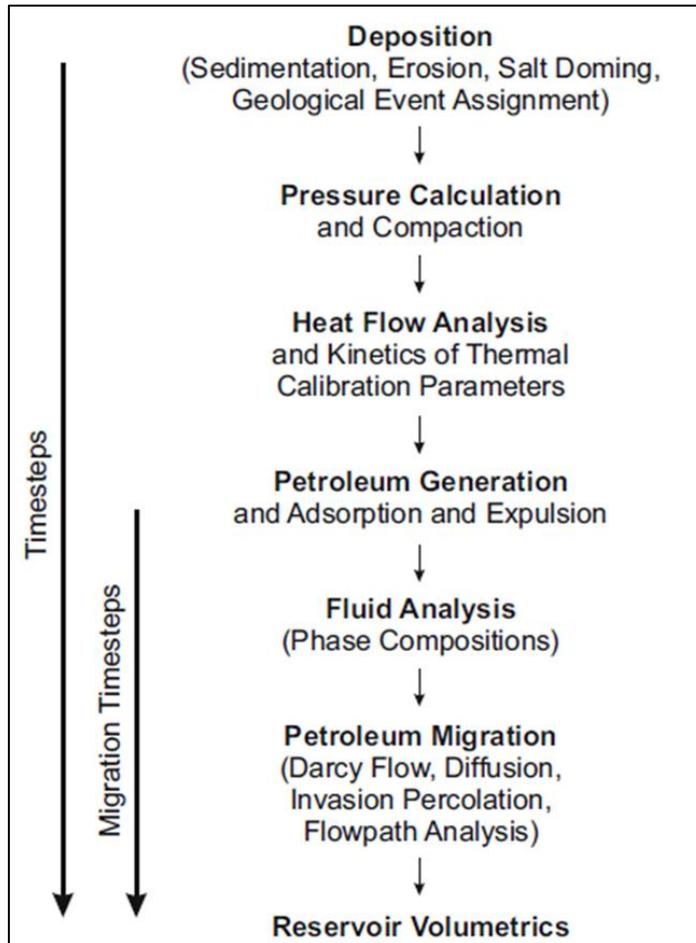
3.2.9 Software especializado

PetroMod es un programa especializado en el área del modelamiento de sistemas petrolíferos de cuencas sedimentarias, el cual integra datos geológicos, geofísicos, geoquímicos y petrofísicos, para la construcción de modelos geológicos de cuencas sedimentarias que permitan establecer el potencial hidrocarburiífero de un área específica y así, reducir el riesgo exploratorio asociado a la carga de HC.

Es importante usar información de buena calidad, ya que va a ser integrada a la base datos del programa para que realice internamente una serie de iteraciones con los procesos sedimentarios asignados en cada evento geológico. Los parámetros de salida son el resultado de procesos internos del programa según las edades establecidos, los cuales requieren del análisis posterior para establecer su confiabilidad.

Entre los procesos más importantes que realiza el software se encuentran la depositación de capas geológicas en el tiempo y su evolución; compactación y decompactación de las capas para establecer una historia geológica en el tiempo; análisis del flujo de calor sobre su actuación a lo largo de la historia de la cuenca y función en la maduración de la materia orgánica; la generación, expulsión y migración del petróleo según los eventos geológicos incluidos para la construcción de la historia de la cuenca y los métodos aplicados; y las acumulaciones de los hidrocarburos que pueden establecer las propiedades de los crudos, componentes y sus volumetrías (Figura 3-9).

Figura 3-9. Principales procesos geológicos analizados en el modelamiento de sistemas petrolíferos y pasos seguidos por el software en las simulaciones (tomado de Hantschel & Kauerauf, 2009).



El software dispone de las siguientes características técnicas:

- Modelado de los procesos de generación, expulsión y migración de hidrocarburos en 1D, 2D y 3D en diferentes ambientes tectónicos.

- Modelamiento de la capacidad sellante de las fallas.

Cálculo de la historia de flujo de calor de una cuenca sedimentaria.

- Contiene una serie completa de cinéticas para rocas generadoras desarrolladas y calibradas especialmente para predicciones de propiedades controladas por condiciones de PVT.

- Modelado de la presión de poros y la compactación de los sedimentos a través del tiempo geológico.

-
- Predicción de vías de migración de los hidrocarburos.
 - Análisis de la historia de la carga de hidrocarburos.
 - Predicción de la propiedades del petróleo (gravedades °API); determinación de los componentes/fases de las acumulaciones de hidrocarburos en el subsuelo y en superficie.
 - Predicción del aporte de cada roca generadora en las acumulaciones de hidrocarburos.
 - Determinación y evaluación estadística de incertidumbres y riesgos geológicos.

4 Construcción del modelo geológico 3D de carga de hidrocarburo

El uso de softwares especializados en modelamiento de sistemas petrolíferos de cuencas sedimentarias, facilita comprender la evolución de los elementos del sistema petrolífero como roca fuente, reservorio, sello y sobrecarga, además de los procesos de generación, migración, expulsión y entrapamiento de hidrocarburos a partir de la construcción de diversos escenarios de evolución geológica.

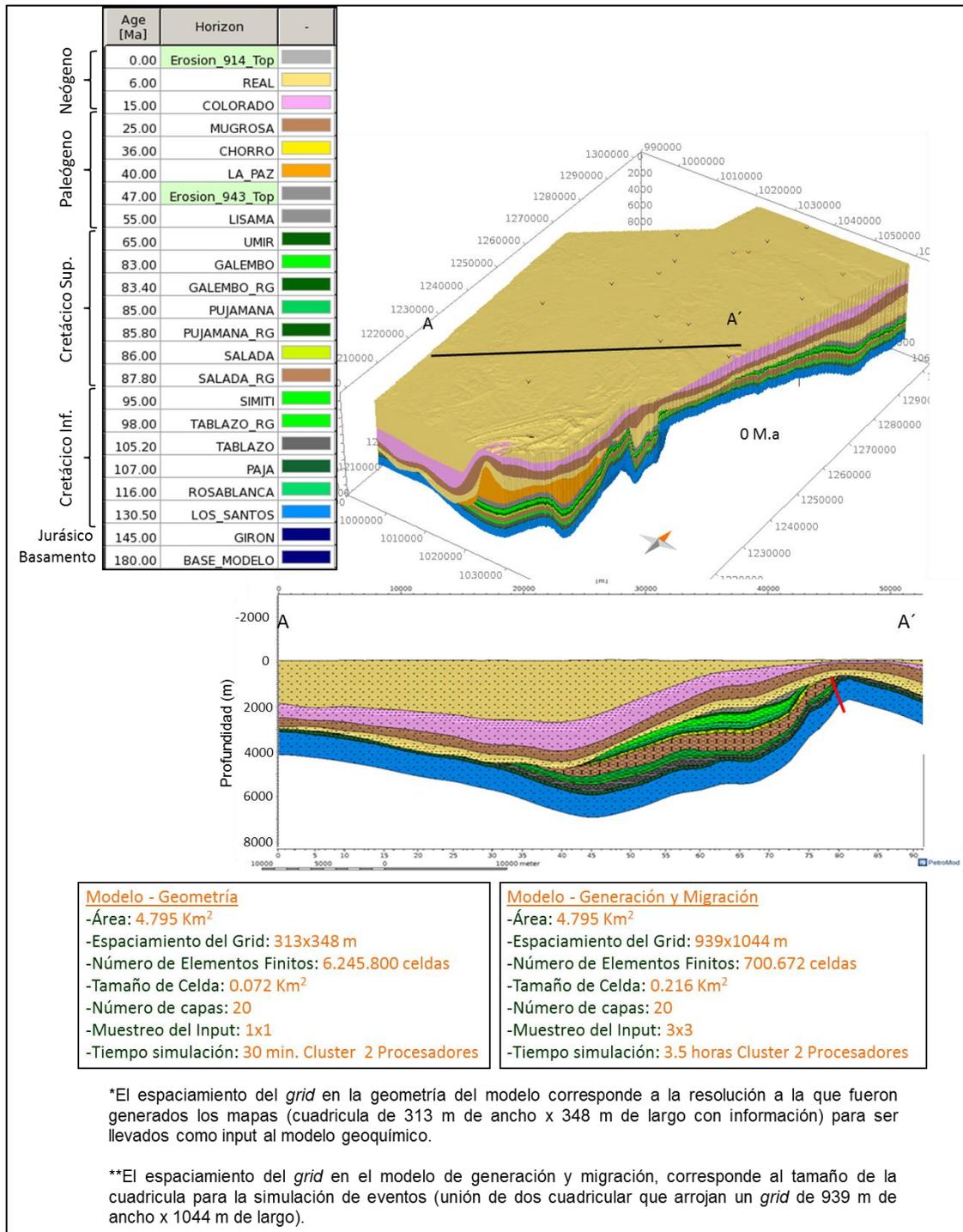
El desarrollo del trabajo de investigación se hace empleado el software PetroMod versión 2012.1. (Módulo 3D), siguiendo el flujo de trabajo descrito anteriormente para la simulación de la evolución geológica del área de interés, aclarando que los parámetros de evolución de la cuenca (historia de enterramiento), litología, facies, historia térmica, geoquímica de rocas generadoras e historia estructural, están sujetos a altas incertidumbre, donde los resultados obtenidos se enmarcan en una estadística probabilística.

4.1 Geometría del modelo geológico

En la construcción del modelo geológico 3D, se emplearon 15 horizontes estratigráficos y 5 horizontes creados por *split* que es una herramienta de Petromod, que consiste en un horizonte derivado a partir de uno principal, para un total de 20 horizontes, que son el resultados de la integración de interpretaciones sísmicas previas y geometrías de modelos geológicos existentes en la cuenca (Figura 4-1).

Los horizontes estratigráficos deben tener una proximidad con la geología regional presente en la cuenca, los cuales se controlan a partir de los topes de los pozos perforados en el área.

Figura 4-1. Geometría final del modelo geológico 3D de carga de hidrocarburo construido en el área de estudio.



4.2 Estratigrafía y edades

Para las edades de la secuencia estratigráfica, se toma como base los datos de los modelos geológicos de carga construidos previamente en el VMM, los cuales tienen una columna sedimentaria definida de forma regional. Además, se hace uso de la información histórica de perforación de pozos, registros eléctricos, estratigráficos, descripción de núcleos y de completamiento (Figura 4-2).

Figura 4-2. Columna sedimentaria, edades, horizontes sísmicos y erosiones usados para el modelamiento del sistema petrolífero en el área de estudio.

	Age [Ma]	Horizon	-	Depth Map	Erosion Map
1	0.00	Erosion_914_Top			
2	6.00	REAL		TOPOGRAFIA_REAL	erosion_Real
3	15.00	COLORADO		COLORADO_MODELO	
4	25.00	MUGROSA		MUGROSA_MODELO	
5	36.00	CHORRO		CHORRO_MODELO	
6	40.00	LA_PAZ		LA_PAZ_MODELO	
7	47.00	Erosion_943_Top			
8	55.00	LISAMA		DISCORDANCIA_LISAMA_MODELO	erosion_Lisama-acumulada
9	65.00	UMIR		UMIR_MODELO	erosion_Umir
10	83.00	GALEMBO		GALEMBO_MODELO	erosion_Galembro
11	83.40	GALEMBO_RG		GALEMBO_RG_MODELO	erosion_Galembro_RG
12	85.00	PUJAMANA		PUJAMANA_MODELO	erosion_Pujamana
13	85.80	PUJAMANA_RG		PUJAMANA_RG_MODELO	erosion_Pujamana_RG
14	86.00	SALADA		SALADA_MODELO	erosion_Salada
15	87.80	SALADA_RG		SALADA_RG_MODELO	erosion_Salada_RG
16	95.00	SIMITI		SIMITI_MODELO	erosion_Simiti
17	98.00	TABLAZO_RG		TABLAZO_RG_MODELO	erosion_Tablazo_RG
18	105.20	TABLAZO		TABLAZO_MODELO	erosion_Tablazo
19	107.00	PAJA		PAJA_MODELO	erosion_Paja
20	116.00	ROSABLANCA		ROSABLANCA_MODELO	erosion_Rosablanca
21	130.50	LOS_SANTOS		LOS_SANTOS_MODELO	erosion_Los_Santos
22	145.00	GIRON		GIRON_MODELO	erosion_Giron
23	180.00	BASE_MODELO		BASAMENTO_MODELO	

4.3 Litología

Las variaciones litológicas son tomadas a partir de la información que proporcionan los registros eléctricos de los pozos, la descripción de núcleos y ripios, de los reportes de perforación y fuentes como Léxico Estratigráfico y trabajos regionales de geología, los

cuales describen las secuencias de roca definida en la columna sedimentaria anteriormente integrada al software. Las litologías definidas para cada horizonte dentro del modelo no deben contener mayores variaciones faciales tanto laterales como verticales (Figura 4-3).

Figura 4-3. Litologías establecidas para el modelamiento del sistema petrolífero en el área de estudio.

Name	Color	Lithology Value
REAL_50ss30sh10silt10cong		REAL_50SS30sh10silt10cong
COLORADO_50ss50silt		COLORADO_50ss50silt
MUGROSA_70silt30ss		MUGROSA_70silt30ss
CHORRO_70ss30silt		CHORRO_70ss30silt
LISAMA_60ss20sh20silt		LISAMA_60ss20sh20silt
UMIR_50sh40silt10coal		UMIR_50sh40silt10coal
GALEMBO_90sh10lim		GALEMBO_90sh10lim
GALEMBO_RG_2_100sh		GALEMBO_RG_2_100sh
PUJAMANA_85sh15lim_org_rich		PUJAMANA_85sh15lim_org_rich
PUJAMANA_RG_85sh15lim_org_rich		PUJAMANA_85sh15lim_org_rich
SALADA_80sh20lim_org_rich		SALADA_80sh20lim_org_rich
SALADA_RG_80sh20lim_org_rich		SALADA_80sh20lim_org_rich
SIMITI_90sh5lim5coal		SIMITI_90sh5lim5coal
TABLAZO_RG_50sh30ss20lim_org_rich		TABLAZO_RG_50sh30ss20lim_org_rich
TABLAZO_50sh30ss20lim_org_rich		TABLAZO_50sh30ss20lim_org_rich
PAJA_95sh5lim		PAJA_95sh5lim
ROSABLANCA_100_lim_org_rich		ROSABLANCA_100lim_org_rich
LOS_SANTOS_100ss		LOS_SANTOS_100ss
GIRON_45ss45sh5cong5stuff		GIRON_45ss45sh5cong5stuff

Las mezclas litológicas son un factor muy importante en el trabajo, ya que tienen un papel fundamental en los cálculos para la determinación de la historia de enterramiento y evolución térmica de la cuenca. Estos cálculos son muy sensibles al tipo de litología debido a que el software tiene valores predefinidos que van sujetos a la litología como porosidad, tamaño de grano, factor de compactación, conductividad térmica, capacidad térmica, anisotropía, permeabilidad, propiedades geomecánicas entre otros parámetros.

4.4 Datos petrofísicos

Las propiedades físicas de las rocas como porosidad y permeabilidad varían por diversos factores geológicos como tipo de litología, facies, compactaciones, sobrecarga, entre otros, las cuales se ven reflejadas en los resultados que arroja como parámetros de salida en el software en las características petrofísicas de la roca reservorio del modelo geológico.

Los datos de petrofísica de campos existentes en el VMM contenidos en la Tabla 4-1, permiten realizar las variaciones necesarias en las mezclas y tipo de litologías establecidas anteriormente en los horizontes del modelo, para lograr una calibración tanto en las rocas almacenadoras para los valores de porosidad, como con las acumulaciones existentes (campos).

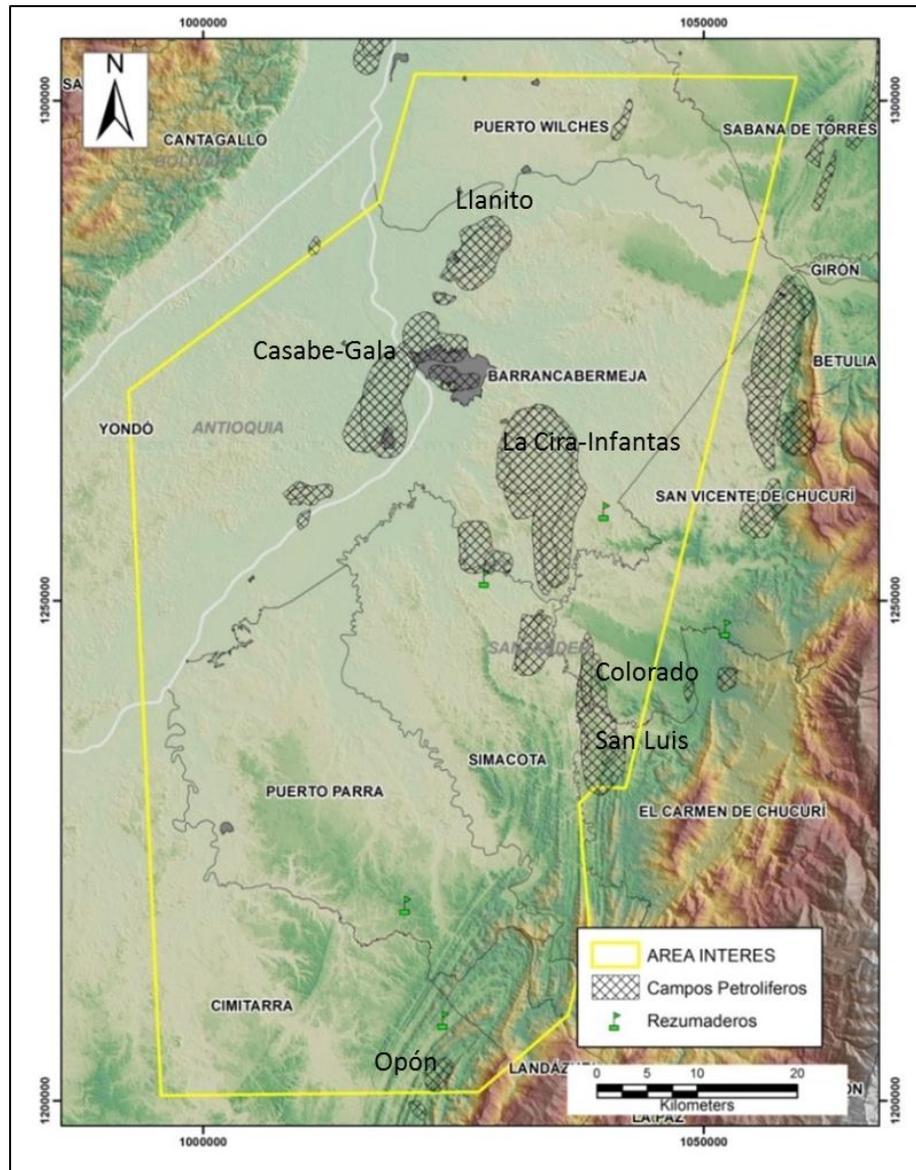
Tabla 4-1. Información petrofísica de diferentes unidades reservorios, según información de bases de datos internas de Ecopetrol.

CAMPO	POROSIDAD %	EDAD	FORMACIONES RESERVORIO
CASABE	22-24	OLIGOCENO	Mugrosa/Colorado
LLANITO-GALA	19-21	EOCENO-OLIGOCENO	Gr. Chorro/Mugrosa/Colorado
ARENAS BASALES	8-10	CRETÁCEO INFERIOR	Arenas Basales

4.5 Campos y rezumaderos de HC

Durante el modelamiento de sistemas petrolíferos, es muy importante lograr una óptima calibración con respecto a los campos de producción y manifestaciones presentes en el área de trabajo, ya que los resultados deben ser consistentes y coherentes con las acumulaciones presentes (Figura 4-4). La información de campos es consultada en la página de IHS (2014) y la de rezumaderos en la página de la ANH (2014).

Figura 4-4. Campos petrolíferos y rezumaderos presentes en el área de investigación, según IHS (2014).



4.6 Caracterización geoquímica de la roca fuente

En el VMM se ha considerado a la Formación La Luna como principal roca generadora (Mora *et al.*, 1996), pero estudios de diferentes autores como Rangel *et al.*, (2000), Córdoba *et al.*, (2001), Malagón & Valentín (2001) y Sarmiento-Rojas *et al.*, (2006) entre otros, han evidenciado adicionalmente a las formaciones Tablazo y Paja con alto

contenido de materia orgánica, espesor y potencial generador con buena calidad de kerógeno.

Para el presente trabajo, se tomaron dos intervalos de roca generadora conformados por la Formación Tablazo de edad Aptiano tardío a Albiano medio para el intervalo inferior y, la Formación La Luna de edad Turoniano-Santoniano del Cretáceo superior para el intervalo superior.

4.6.1 Intervalo inferior

La Formación Tablazo de edad Aptiano tardío a Albiano medio, está constituida por areniscas calcáreas de grano muy fino, con matriz ferruginosa, gradando a calizas fosilíferas, con estratificación masiva con abundantes intercalaciones de lutitas negras, orgánicas (Julivert *et al.*, 1968).

Para este intervalo generador se analizó la información geoquímica existente en la Base de Datos del Sistema de Información de Laboratorios de Ecopetrol -SILAB (ICP, 2014) de 7 pozos que llegaron a esta unidad en el área de investigación. Se observa valores buenos en riqueza orgánica reflejados en los altos contenidos de Carbono Orgánico Total (entre 3 a 4 % COT promedio), con madurez térmica buena según los valores altos de Reflectancia de Vitrinita (entre 1.0 a 1.2 % Ro promedio) pero una reducción a profundidad en valores de Índice de Hidrógeno (42 mgHC/gTOC promedio) (Figura 4-5).

El potencial generador de la Formación Tablazo se encuentra afectado debido a la acción de la madurez por enterramiento y el aumento del flujo de calor, los cuales inciden sobre los valores del Índice de Hidrógeno disminuyéndolos y en el Carbono Orgánico Total aumentándolos como se puede ver en la Figura 4-5, indicando que el intervalo generó hidrocarburo. Además hay una alta dispersión en los datos mostrados en la Figura 4-6 y en los análisis estadísticos reseñados en la Tabla 4-2. Al momento de ser graficados los valores de IH en el diagrama de IH vs Tmax (Figura 4-7), estos indican un kerógeno tipo III, el cual no es consistente con el ambiente de depositación de la roca generadora que corresponde a condiciones marinas neríticas (poco profundas), propicio para la generación de Kerógeno Tipo I-II, por lo que se hace necesario buscar valores iniciales de IH para el intervalo generador inferior.

Figura 4-5. Perfiles geoquímicos del intervalo generador inferior (Formación Tablazo).

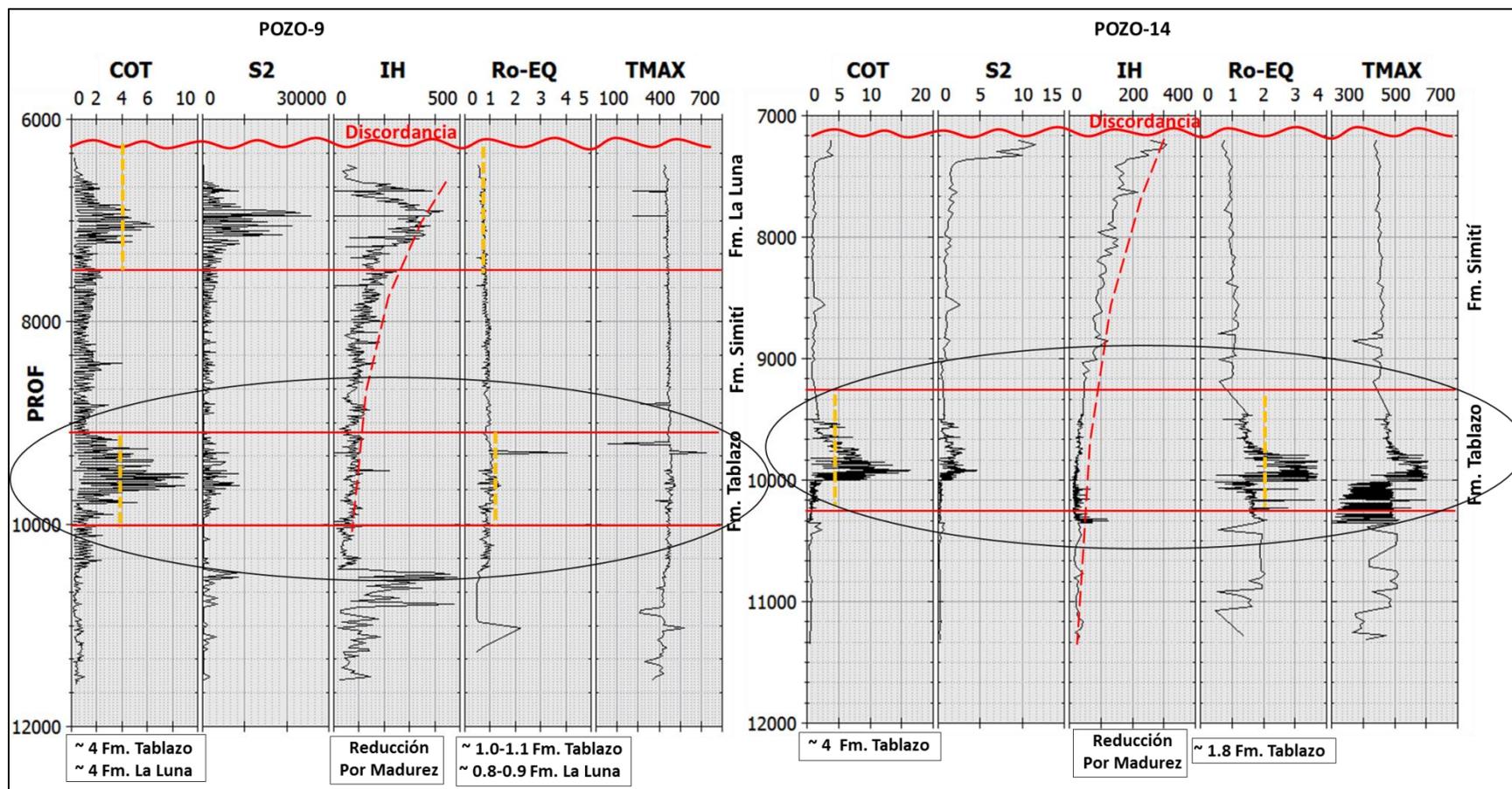


Figura 4-6. Histogramas de distribución de los datos geoquímicos de la Formación Tablazo. **A).** Gráfica de distribución del Índice de Hidrógeno. **B).** Gráfica de distribución del Carbono Orgánico Total.

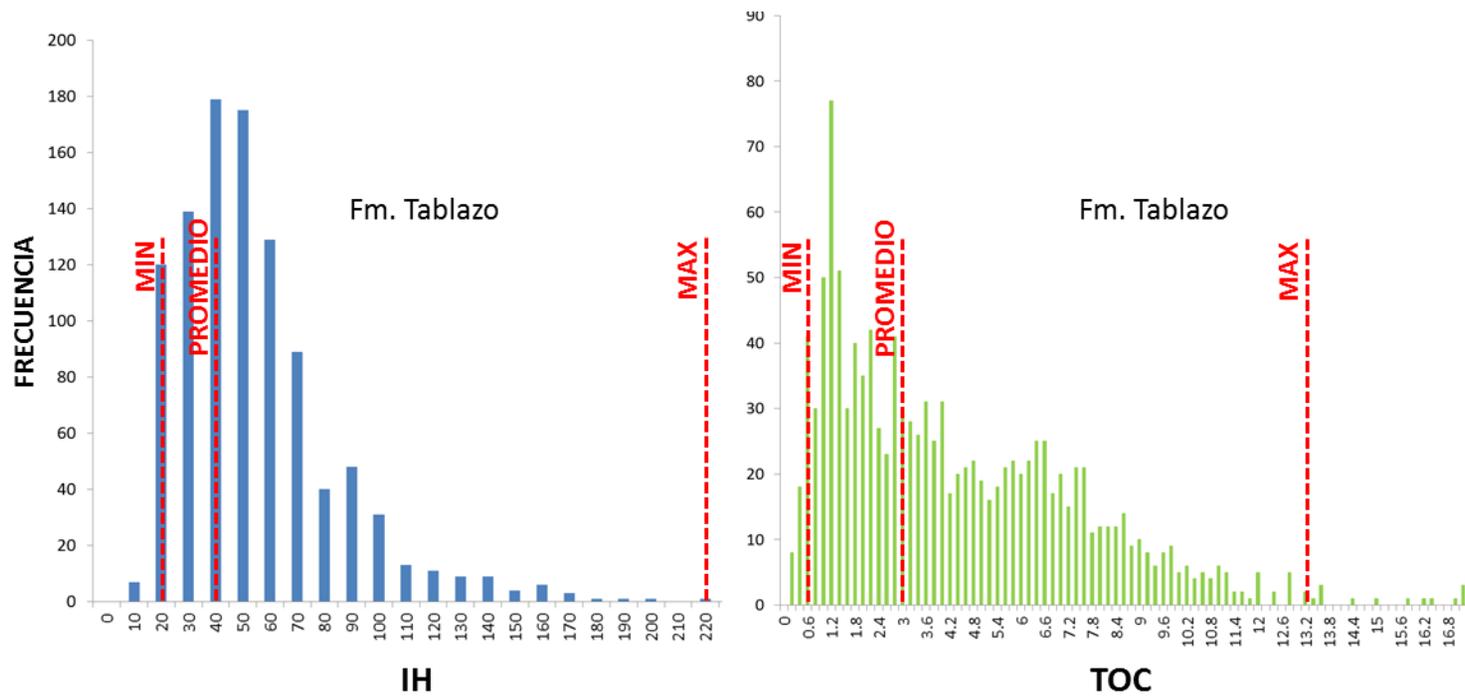
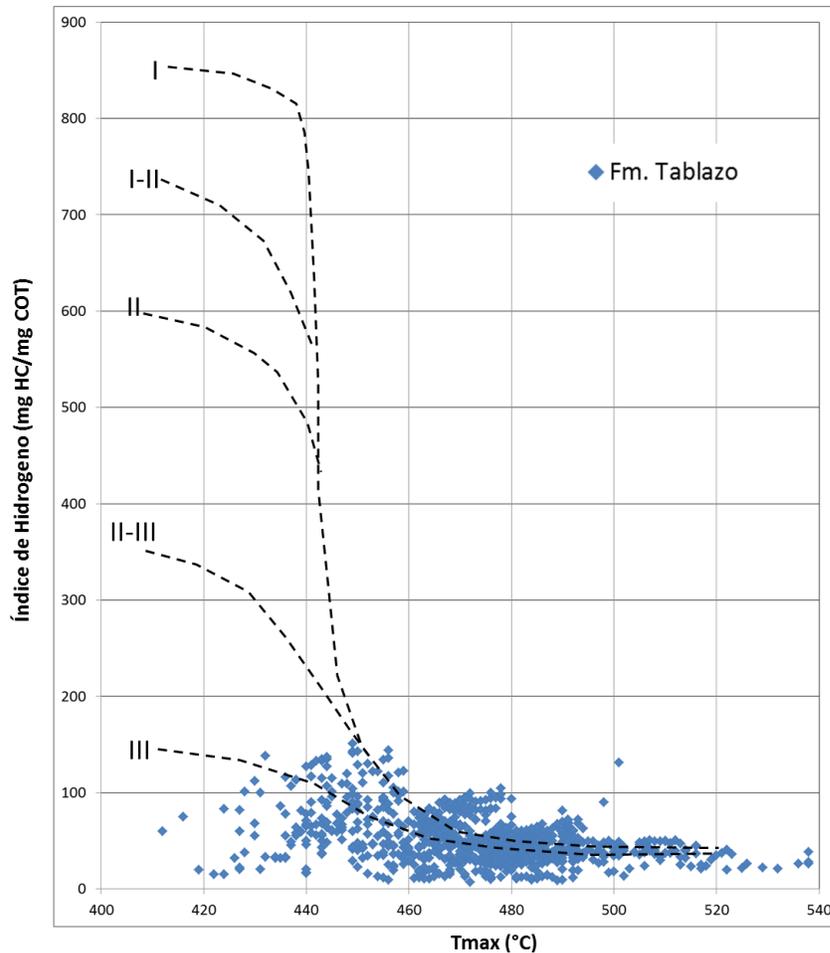


Tabla 4-2. A). Análisis estadístico de los datos de Índice de Hidrógeno y Carbono Orgánico Total de la Formación Tablazo. **B).** Análisis estadístico de los datos de Reflectancia de Vitrinita (Ro %) de la Formación Tablazo.

A				B	
IH	Fm. Tablazo	COT %	Fm. Tablazo	Ro %	Fm. Tablazo
MIN	19	MIN	0,93	MIN	0,78
PROMEDIO	42	PROMEDIO	3,00	PROMEDIO	1,29
MAX	220	MAX	13,38	MAX	1,78
# MUESTRAS	1016	# MUESTRAS	1224	# MUESTRAS	28

Figura 4-7. Diagrama de IH vs Tmax del intervalo inferior (Formación Tablazo), mostrando la dispersión de los valores de Índice de Hidrógeno.



El potencial generador de una roca madre solo puede ser calculado si se consideran los parámetros geoquímicos originales de su materia orgánica. Debido a que la Formación Tablazo se encuentra afectada por la madurez térmica, es indispensable el cálculo del Índice de Hidrógeno inicial para conocer realmente el potencial generador en la roca.

El método para corregir el Índice de hidrógeno se basa en la pérdida lineal relacionada a la ventana principal de generación de aceite (Banerjee *et al.*, 1998). Se relaciona la pérdida de HI con los valores de Tmax debido a de que ambos valores son determinados a partir del análisis de Pirólisis-Rock Eval.

Para el cálculo de los valores de IH se utiliza la siguiente formula:

$$H_{lo} = H_{lm} + (H_{lm} * ((T_{max} - 435) / 30))$$

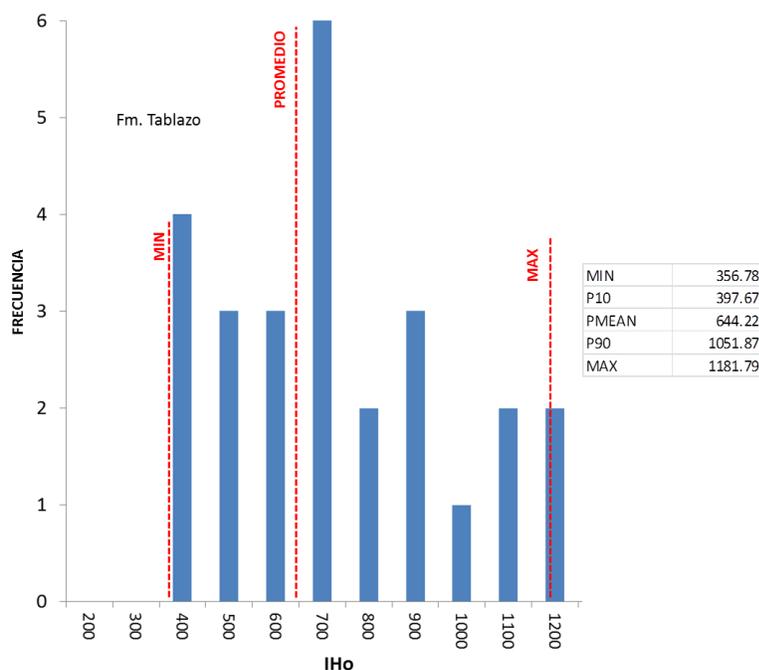
Donde:

H_{lo}, es Índice de Hidrógeno original

H_{lm}, es Índice de Hidrógeno medido

El análisis de los datos de Índice de Hidrógeno medido junto a los valore de Tmax según la formula anterior, nos muestra que para este intervalo el valor promedio ponderado inicial de IH es de 644 mgHC/gTOC, con variaciones que podrían estar entre los 400 hasta los 1000 mgHC/gTOC según el análisis estadístico (Figura 4-8).

Figura 4-8 Histograma de distribución de los datos de IH originales calculados para la Formación Tablazo.



A partir del análisis de la Figura 4-5 y Figura 4-6 y los datos de la Tabla 4-2, se determina que los valores de Reflectancia de Vitrinita (R_o %) medidos se encuentran entre un

intervalo de 0,7 a 1,7 % Ro, con un promedio de 1,2 % Ro, señalando en general que es una roca madura en ventana tardía de generación de aceite y entrando a ventana de generación de gas húmedo, y que generó aceite a lo largo de su historia de evolución. Los valores de Carbono Orgánico Total varían entre 1 % hasta 13 % con un promedio de 3 % COT lo que indica que es una roca con un potencial petrolífero muy bueno, aunque estos valores probablemente debieron ser mucho más altos a los medidos, ya que se muestran valores altos de Ro %.

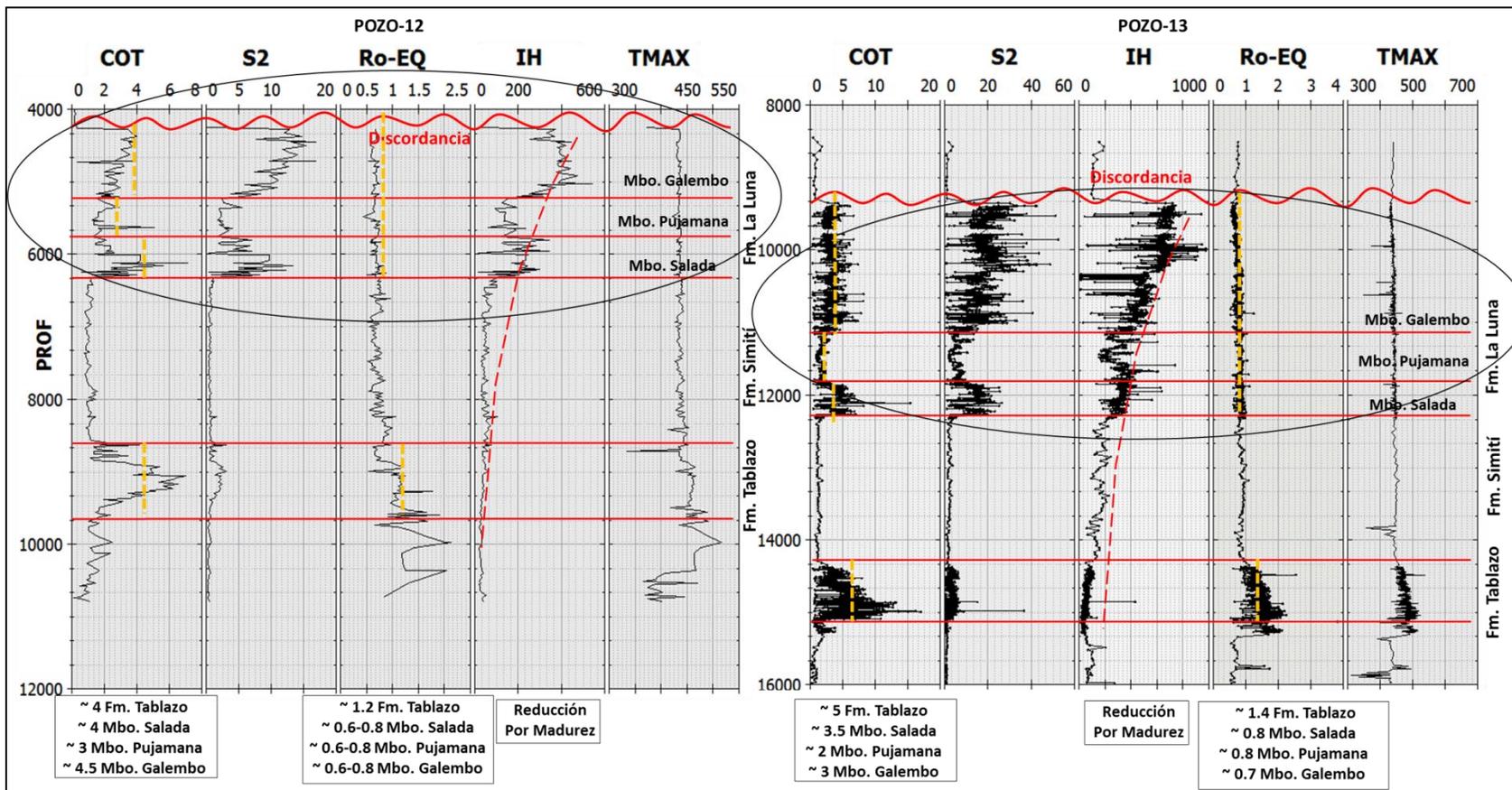
4.6.2 Intervalo superior

La Formación La Luna de edad Turoniano-Santoniano, consta de una secuencia calcárea constituida por intercalaciones de lodolitas calcáreas carbonosas, calizas fosilíferas, micritas, chert y fosfatos, acumulados en ambiente de plataforma media a exterior (Morales *et al.*, 1958).

Para este intervalo generador superior (Formación La Luna conformado por los miembros Salada, Pujamana y Galembo) se analizó la información geoquímica existente en la Base de Datos del Sistema de Información de Laboratorios de Ecopetrol -SILAB (ICP, 2014) de 4 pozos que llegaron a estas unidades, observándose una buena resolución de la información medida (*Pirólisis-Rock Eval*), la cual no ha sido fuertemente afectada por la acción de la madurez y aumento del flujo de calor (Figura 4-9). El potencial generador de la roca no ha sufrido cambios significativos por procesos geológicos que pudieran afectar la calidad de la materia orgánica de la roca, con algunas reducciones con la profundidad en valores de IH no muy significativos, los valores de Carbono Orgánico Total relativamente constante (entre 3 a 4 COT % promedio) y una madurez térmica sin mayor afectación según los datos de Reflectancia de Vitrinita (entre 0.6 a 0.8 % Ro promedio).

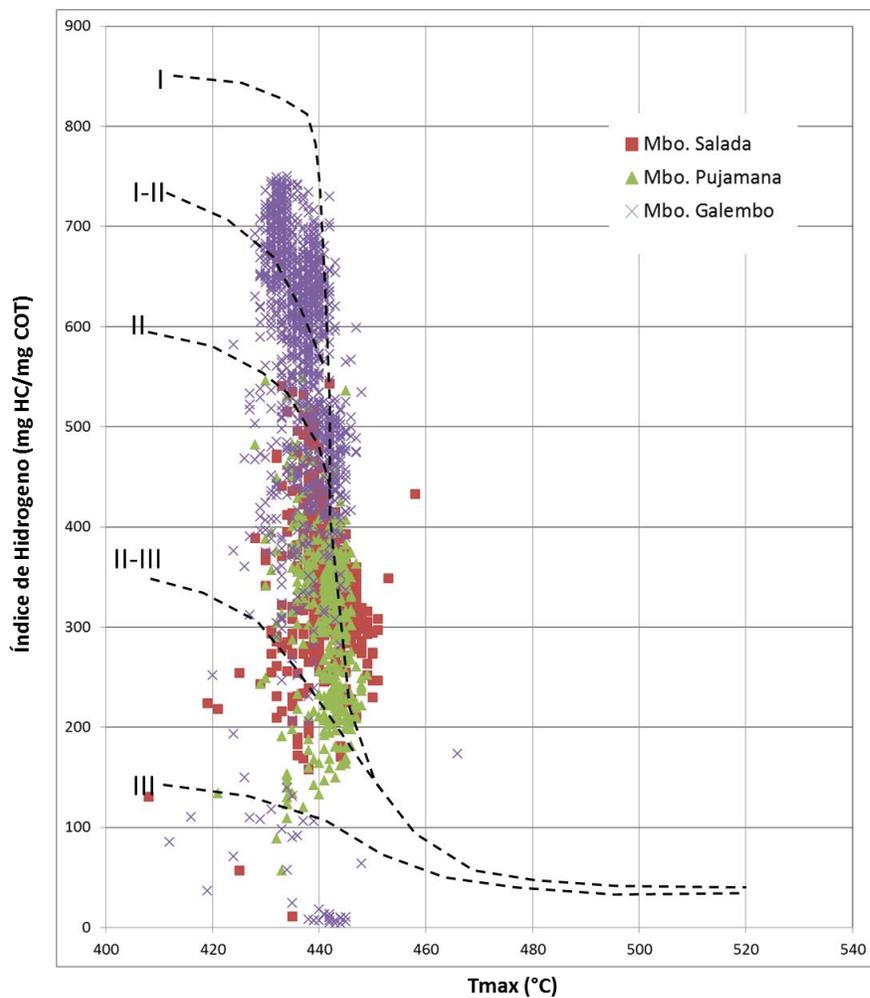
Los valores de IH graficados en el diagrama de IH vs Tmax del intervalo superior muestran una consistencia con el ambiente de depósito de la roca generadora y su afinidad con la generación de Kerógeno Tipo II, con algunas variaciones ligeras de algunas muestras, lo cual permite comprobar que la roca en general no ha sufrido proceso demasiados fuertes en su composición por enterramiento y por los cambios drásticos en el flujo de calor a pesar los procesos tectónicos Andinos sucedidos a lo largo de la historia de evolución de la cuenca.

Figura 4-9. Perfiles geoquímicos del intervalo generador superior (Formación La Luna - miembros Salada, Pujamana y Galembó).



Los datos de cada uno de los miembros generadores de la Formación La Luna se pueden localizar desde la curva correspondiente a un Kerógeno Tipo II-III, pasando por Kerógeno Tipo II y ubicándose una densa nube de puntos en la curva de Kerógeno Tipo I-II, todo esto debido a la variación en las facies orgánicas en la roca fuente las son las responsables de la dispersión (Figura 4-10).

Figura 4-10. Diagrama de IH vs Tmax del intervalo superior (Formación La Luna - miembros Salada, Pujamana y Galembó), indicando la distribución del Índice de Hidrógeno.



El análisis estadístico de los datos de los diferentes miembros (Tabla 4-3) y forma de distribución de los datos (Figuras 4-11 y 4-12), nos están indicando que no se presenta una alta dispersión de los valores tanto de Índice de Hidrógeno como de Carbono Orgánico Total. Por lo que probablemente según la dispersión de datos en el diagrama

de IH vs Tmax y el análisis estadístico, los valores de Índice de Hidrógeno inicial para el Miembro Salada se pueden localizar entre el rango de 200 a 400 mgHC/gCOT de IH; para el miembro Pujamana entre 250 a 500 mgHC/gCOT de IH; y para el Miembro Galembo entre 400 a 750 mgHC/gCOT de IH.

Tabla 4-3. A). Análisis estadístico de datos de Índice de Hidrógeno y Carbono Orgánico Total de la Formación La Luna - miembros Salada, Pujamana y Galembo. **B).** Análisis estadístico de los datos de Reflectancia de Vitrinita (Ro %).

A

IH	Fm. La Luna - Mbo. Salada	COT %	Fm. La Luna - Mbo. Salada
MIN	243	MIN	0,97
PROMEDIO	360	PROMEDIO	2,83
MAX	634	MAX	15,38
# MUESTRAS	544	# MUESTRAS	729

IH	Fm. La Luna - Mbo. Pujamana	COT %	Fm. La Luna - Mbo. Pujamana
MIN	191	MIN	1,01
PROMEDIO	315	PROMEDIO	1,71
MAX	604	MAX	5,77
# MUESTRAS	381	# MUESTRAS	427

IH	Fm. La Luna - Mbo. Galembo	COT %	Fm. La Luna - Mbo. Galembo
MIN	400	P10	1,81
PROMEDIO	600	PROMEDIO	2,90
MAX	977	MAX	12,59
# MUESTRAS	1199	# MUESTRAS	1523

B

Ro %	Mbo. Salada	Ro %	Mbo. Pujamana	Ro %	Mbo. Galembo
MIN	1,00	MIN	0,64	MIN	0,57
PROMEDIO	1,04	PROMEDIO	0,75	PROMEDIO	0,66
MAX	1,07	MAX	0,95	MAX	0,77
# MUESTRAS	6	# MUESTRAS	58	# MUESTRAS	31

Figura 4-11. Histograma de distribución de los datos de Índice de Hidrógeno de la Formación La Luna - miembros Salada, Pujamana y Galembo.

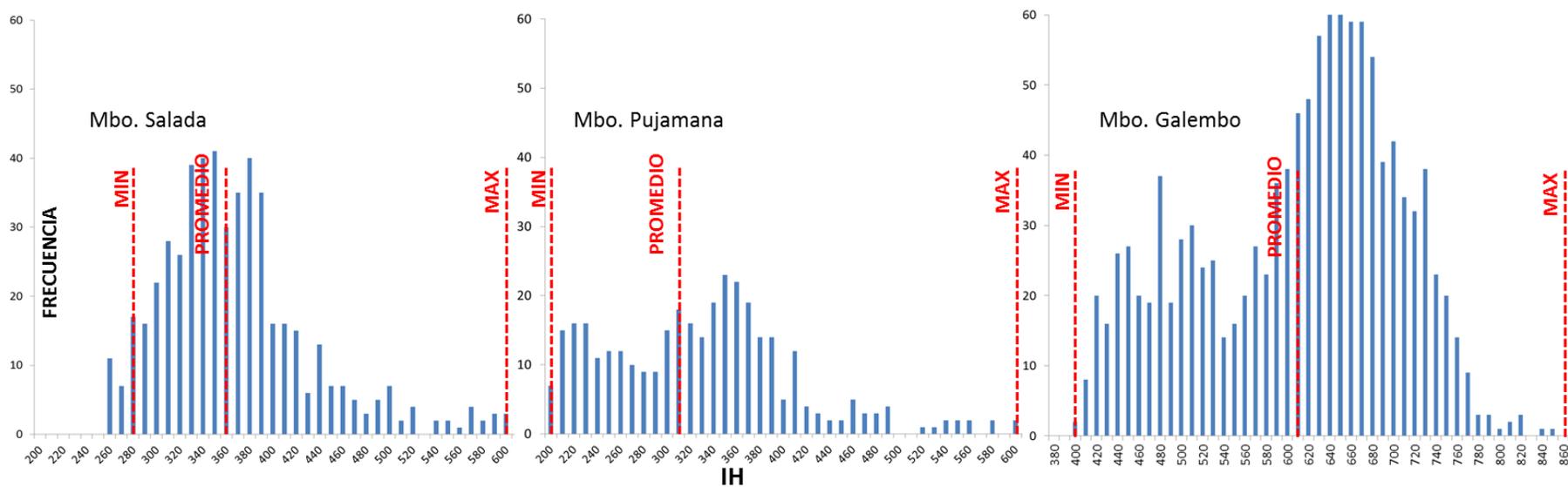
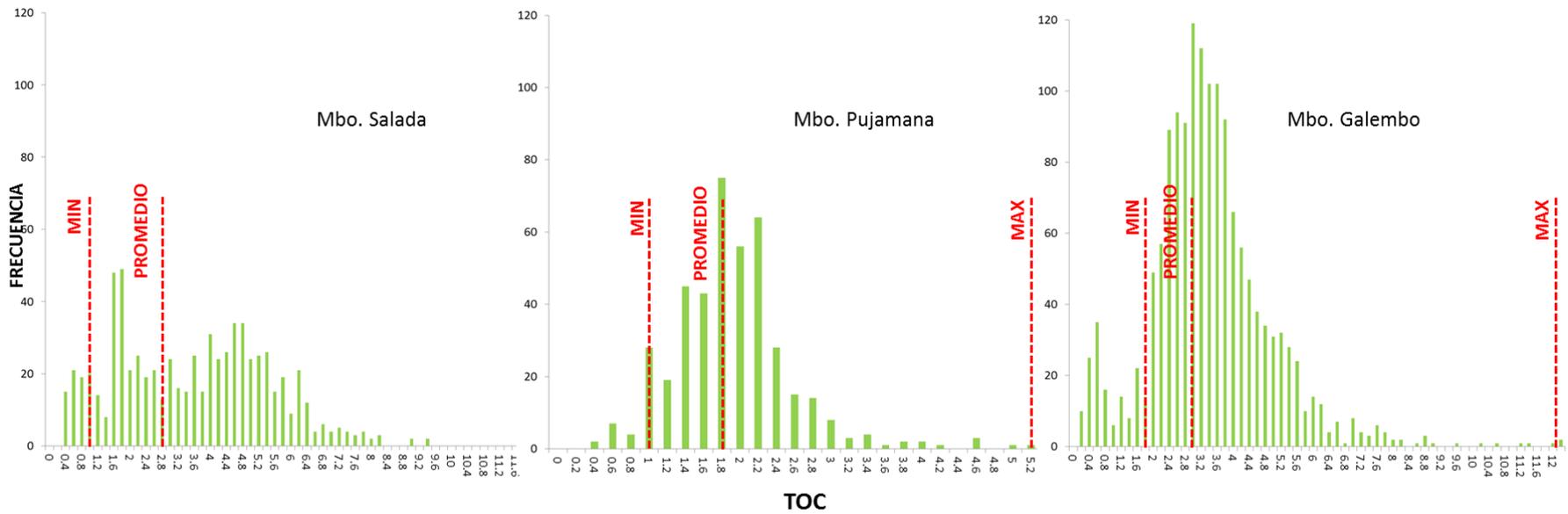


Figura 4-12. Histograma de distribución de los datos de Carbono Orgánico Total de la Formación La Luna - miembros Salada, Pujamana y Galembo.



Para el Miembro Salada los valores de Índice de Hidrógeno pueden variar entre los 243 hasta 634 mgHC/gCOT, con un valor promedio de alrededor de 360 mgHC/gCOT. El Carbono Orgánico Total varía entre 1 % hasta 15 % COT, con un promedio de alrededor de 2,83 % COT, lo que muestra un potencial petrolífero muy bueno La Reflectancia de Vitrina muestra valores de alrededor de 1 % Ro, por lo que es una roca madura en la ventana tardía de generación de aceite.

En el Miembro Pujamana los valores de Índice de Hidrógeno varían entre 191 hasta 604 mgHC/gCOT, con un promedio de 315 mgHC/gCOT. El Carbono Orgánico Total igualmente varían entre 1 % hasta 5 % COT, con un promedio ponderado de alrededor de 1,7 % COT, señalando un potencial petrolífero regular a bueno La Reflectancia de Vitrina se encuentra entre valores de 0,75 % Ro indicando que una roca madura que está en la ventana media de generación de aceite.

Con el Miembro Galembó se presentan las mejores condiciones geoquímicas para la generación de hidrocarburo, el cual contiene valores de Índice de Hidrógeno que varían entre 400 a 977 mgHC/gCOT, con un valor promedio ponderado de 600 mgHC/gCOT. El Carbono Orgánico Total varía entre 1,8 % hasta 12 % COT con promedio de 2.9 % COT y un potencial petrolífero muy bueno. La Reflectancia de Vitrinita esta alrededor de 0,66 %, indicando que está en la ventana temprana de generación de aceite y puede continuar generando si se dan las condiciones.

4.7 Roca reservorio

El intervalo de interés corresponde a la Formación Los Santos de edad Berriasiano (Cediel, 1968; Etayo & Rodríguez, 1985), la cual corresponde a una unidad constituida por areniscas conglomeráticas, lodolitas rojo grisáceas y cuarzo-areniscas gris amarillentas, con estratificación cruzada, en capas tabulares de espesores variables, la localidad tipo tiene un espesor desde 218 m. Estas facies han sido interpretadas como depósitos fluviales acumulados por corrientes trenzadas (Clavijo, 1985; Laverde & Clavijo, 1985; y Laverde, 1985).

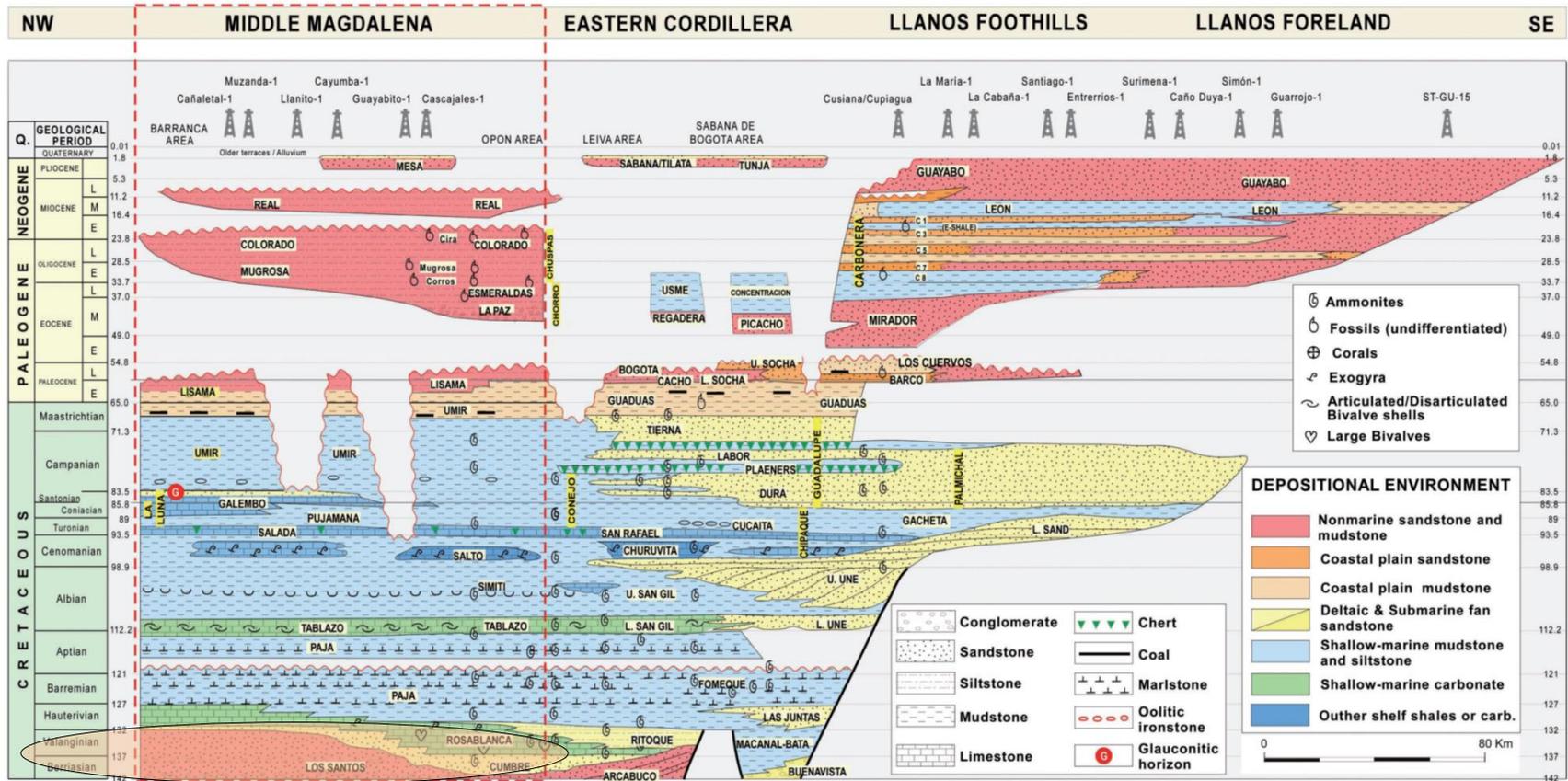
Geológicamente la evolución del registro estratigráfico de la cuenca soportó transiciones ambientales drásticas como de continental a marina durante el Mesozoico y luego de

vuelta a continental a principios del Cenozoico, en presencia de actividad tectónica vigorosa y casi permanente, favoreciendo a las capas sedimentarias para presentar un registro de rocas fuentes y reservorios con características adecuadas para la acumulación de hidrocarburos (Sarmiento, 2011).

El modelo geológico en el cual se encuentra enmarcado la unidad de interés corresponde a una sedimentación *syn-rift* del Cretáceo temprano, la estratigrafía presente para este tiempo en el VMM según Sarmiento (2001), corresponde a una sedimentación fluvial durante el Jurásico superior al Valanginiano, la cual tuvo lugar sobre el área de la Cordillera Central (conformada por el Grupo Girón y la Formación Los Santos) y posiblemente en el área del valle. Las primeras facies del Cretáceo depositadas en el VMM eran principalmente areniscas (Formación Tambor) en ambientes fluviales. Más tarde hubo presencia de carbonatos marinos de plataforma de marea de aguas de poca profundidad (Formación Rosablanca), los cuales fueron depositados durante el Valanginiano-Hauteriviano, seguido de shale marinos de poca profundidad (Formación Paja) durante el Hauteriviano Barremiano. Aunque la transgresión progresó desde el oriente, dos períodos de retroceso relativo del mar se produjeron durante el Hauteriviano y Aptiano. Más tarde durante el Aptiano, ocurre un aumento relativo tectono-eustático del nivel del mar, sugerido por facies marinas profundas de la Formación Paja. Durante el Aptiano, lutitas grises oscuras a negras fueron depositados regionalmente en una plataforma marina poco profunda (Sarmiento, 2011).

La Figura 4-13 del Diagrama de Wheeler, muestra la estratigrafía regional del Valle Medio del Magdalena, Cordillera Oriental y Llanos *Foothills* y *Foreland*, y su alcance regional de diferentes unidades, entre las que se puede observar la Formación Los Santos, la cual presenta una distribución a lo largo de la zona de investigación, con una adelgazamiento hacia el sur de la cuenca en el sector del área de Opón.

Figura 4.13. Diagrama de Wheeler de la estratigrafía regional del VMM, Cordillera Central y Llanos, señalando la distribución areal de la Formación Los Santos (modificado de Sarmiento, 2011).



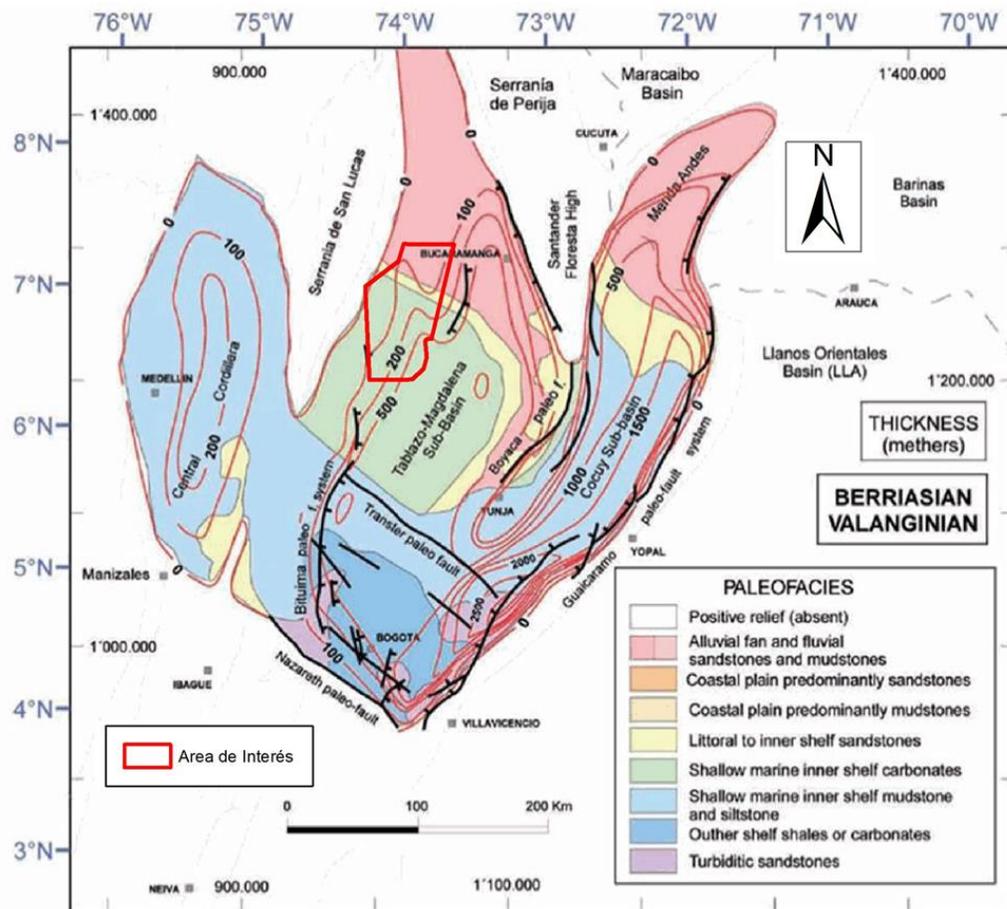
Compiled and modified after ETAYO, F. (1985,1994), GEOTEC (1992), COOPER, M. A. *et al.* (1995) and GOMEZ E. (1999) Eocpetrol and Belcip (1995), Mora *et al.* (2010)



Intervalo de interés – Formación Los Santos

Durante la sedimentación *syn-rift* Cretácica temprana, el área de investigación se limitaba a una cuenca extensional (*graben*), la cual se encontraba delimitada y compartimentalizada por fallas normales (Figura 4-14), mientras que la sedimentación Cretácica tardía se producía durante la subsidencia térmica, incluyendo un área regional fuera de las cuencas extensionales originales. La sedimentación Cretácica en general sucedió durante un ciclo de transgresión-regresión que comenzó con depósitos continentales seguidos de una transgresión marina, que alcanzó su mayor extensión durante el máximo nivel del mar eustático ocurrido en el Cenomaniano - Turoniano y en tiempos del Coniaciano (Sarmiento, 2011).

Figura 4-14. Mapa ilustrando la distribución de paleo-facies durante el Cretáceo para la edad Berriasiano-Valanginiano y modificado para señalar el área de investigación (tomado de Sarmiento, 2011).



el centro y norte de la zona de interés, donde los pozos alcanzaron profundidades de hasta 16000 pies. Para la zona sur no se alcanza a perforar la unidad de interés, ya que los pozos llegan a profundidades de hasta 13000 pies, no perforando más allá de unidades del Paleógeno y Neógeno.

Figura 4-16. Pozos con la profundidad alcanzada y áreas donde se encontró el objetivo de interés.

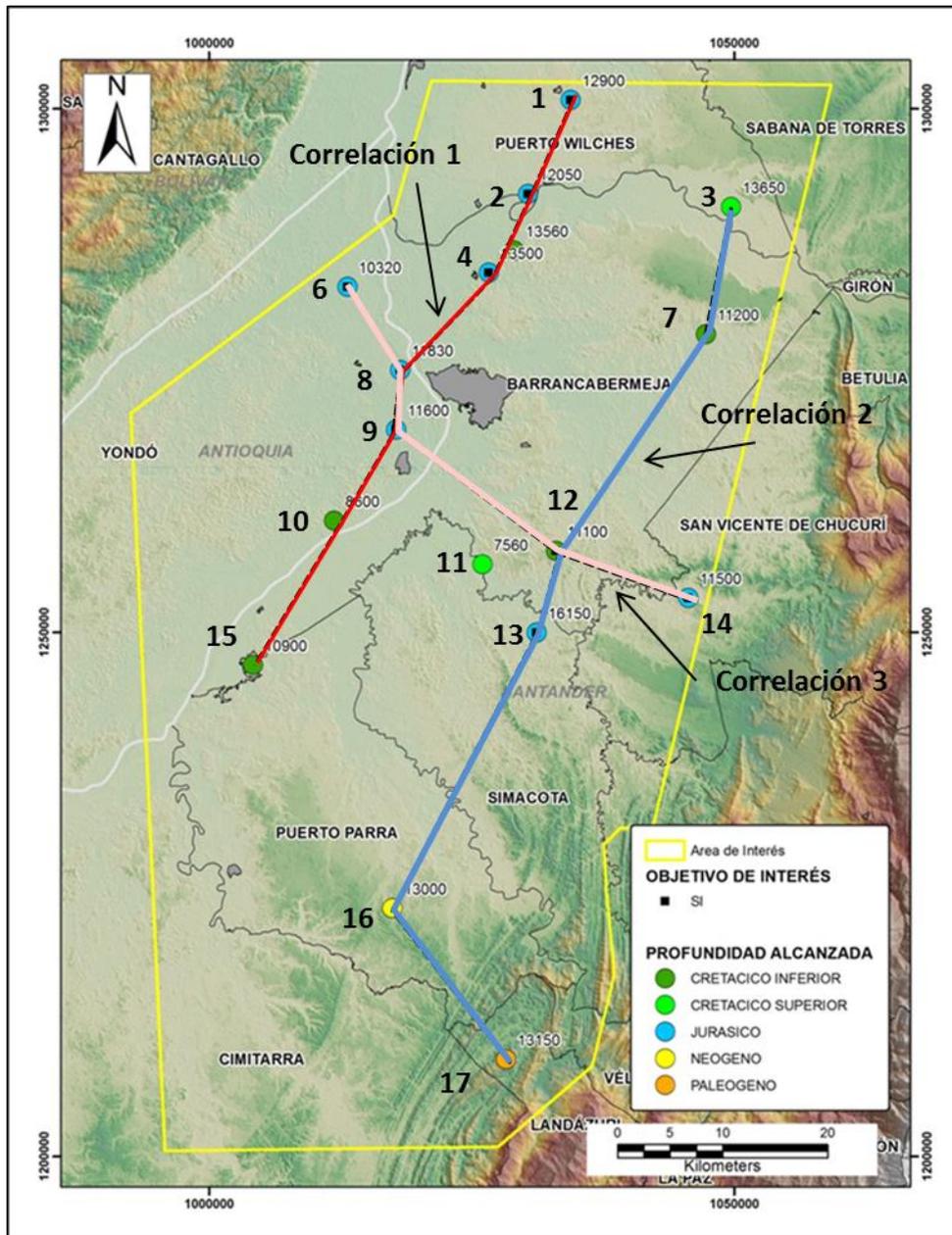


Figura 4-17. Correlación estratigráfica 1, de dirección SW-NE.

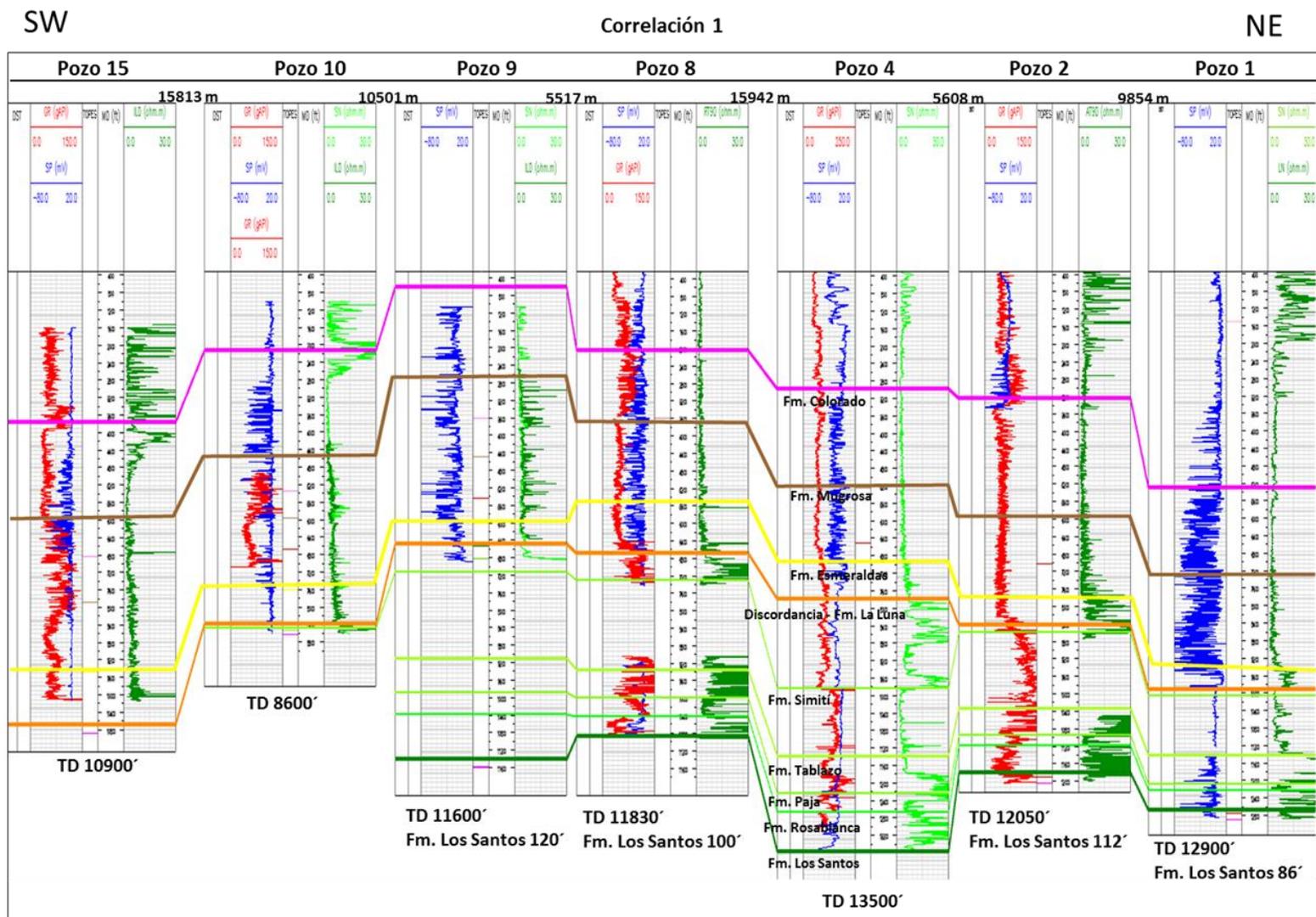
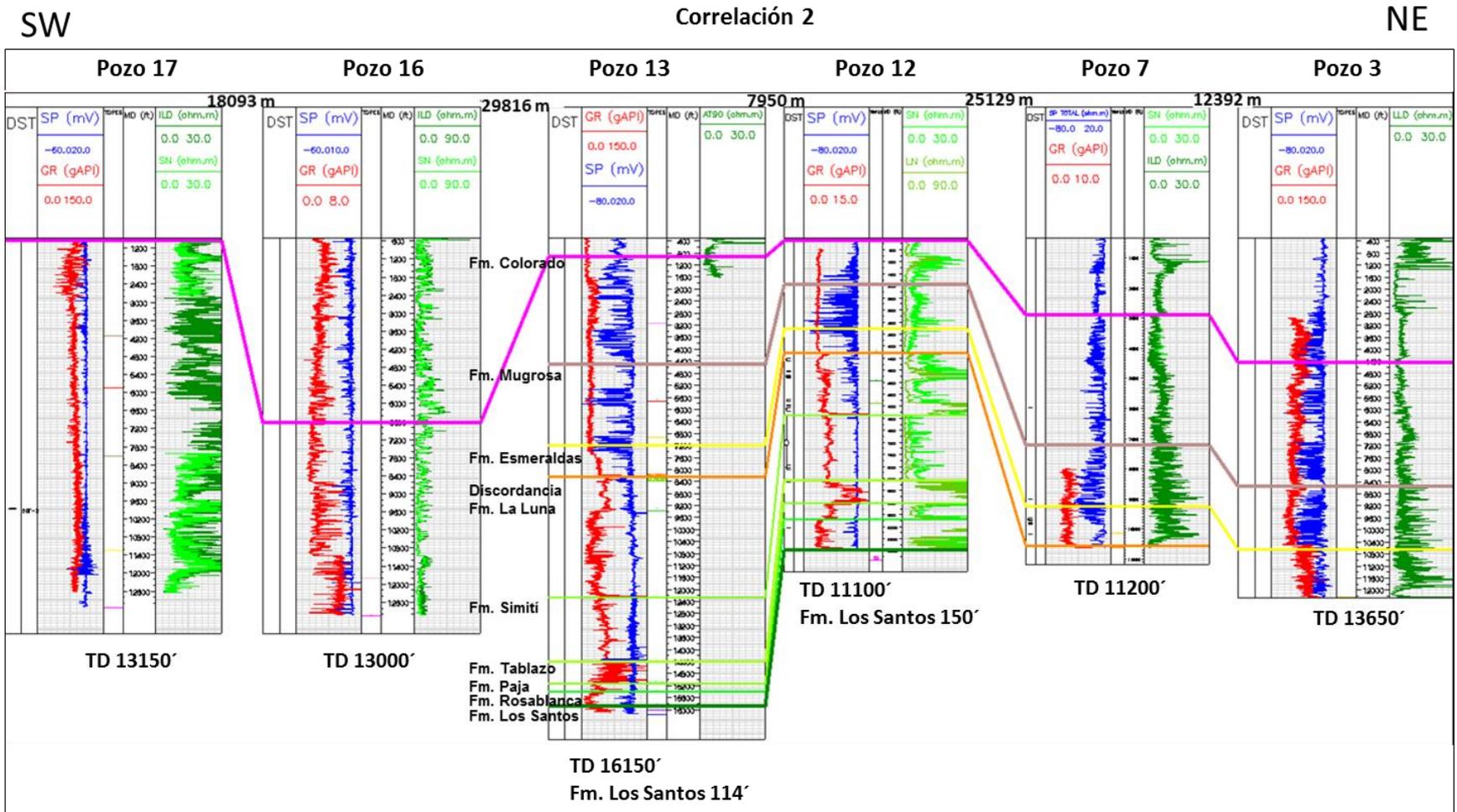


Figura 4-18. Correlación estratigráfica 2, de dirección SW-NE.



Para el modelamiento del sistema petrolífero del área de estudio se utilizó un mapa de distribución regional de la Formación Los Santos, el cual tiene un espesor promedio de 100´ según las correlaciones estratigráficas construidas. Con este horizonte incluido en el modelo geológico de carga, se puede conocer el potencial como roca reservorio en la cuenca estudio, a partir del análisis de los resultados del que arroje el software.

Una vez se tengan estudios estratigráficos de mayor detalle en la cuenca que permitan discriminar litológica y petrofísicamente a la formación, cambios laterales de las facies, distribución geográfica, geometría y configuración, van a ser usados para mejorar la calidad del horizonte de interés en el modelo geológico, con el fin de tener un mayor grado de certeza en el potencial de la roca.

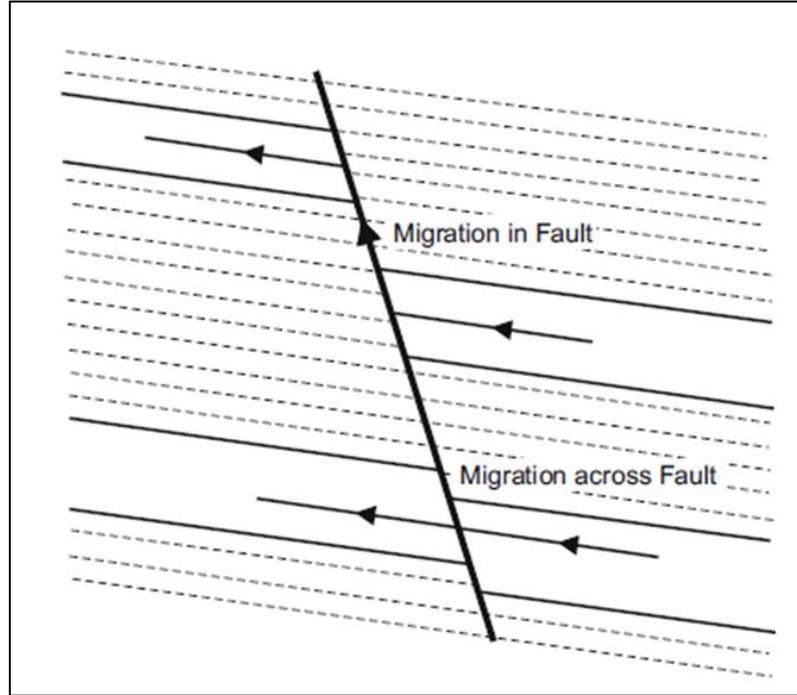
4.8 Sistema de fallas

Un factor importante para tener en cuenta para lograr acumulaciones en los reservorios, son las propiedades de las fallas, ya que a menudo pueden ser interpretadas como conductos o barreras de hidrocarburos, es decir, con características de tipo abiertas o cerradas, jugando un papel importante en el entrampamiento de los HC.

Cuando las fallas son abiertas, actúan como un conducto vertical para los hidrocarburos, los cuales en muchos casos buscan estos medios para ser transportados fuera de los reservorios, o favorecen su paso de forma lateral hacia otras unidades. En el caso de fallas cerradas, actúan como una barrera, que no permite la migración lateral de hidrocarburos, por lo que se logra un entrampamiento en estas zonas.

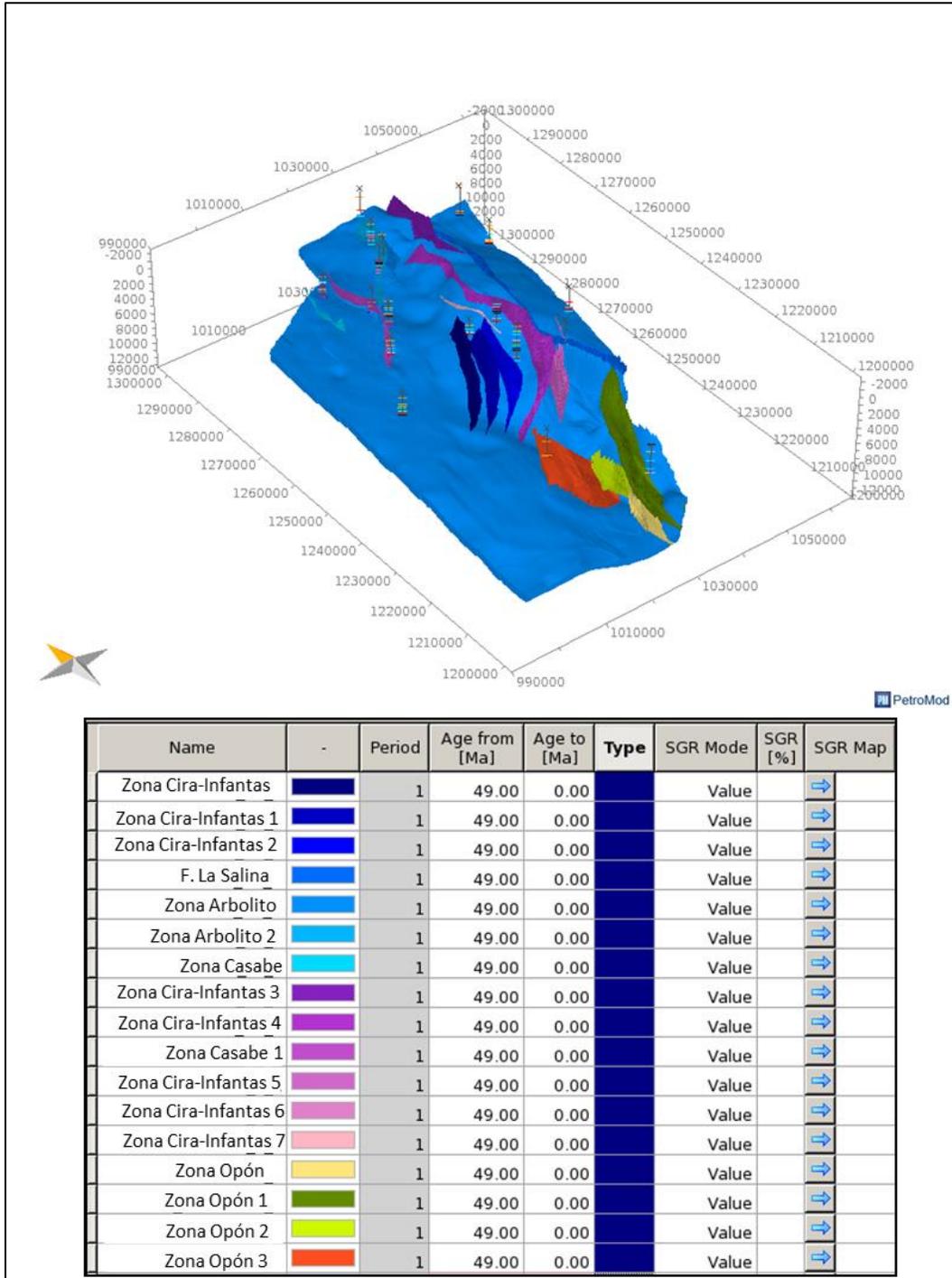
Entre las propiedades que pueden ser utilizadas para determinar el tipo de fallas se encuentra la presión capilar finita, en inglés FCP (*Fault Capillary Pressure*) y la permeabilidad, en inglés SGR (*Shale Gouge Ratio*) manejada en porcentaje de apertura del actuar de los granos en el paso del fluido. Para que funcionen estas propiedades, se dan rangos de valores con el fin de que sean un sello innato (fallas cerradas) o permitan la migración de hidrocarburos (fallas abiertas) (Hantschel & Kauerauf, 2009) (Figura 4-20).

Figura 4-20. Características de las fallas en la migración de los hidrocarburos, según las propiedades aplicadas (tomado de Hantschel & Kauerauf, 2009).



En la cuenca del VMM existen diferentes estilos estructurales desarrollados durante episodios tectónicos correspondientes a edades del Paleoceno tardío- Eoceno temprano y Mioceno medio-Plioceno, relacionados con el levantamiento de la Cordillera Central y Cordillera Oriental. Por lo que para el modelamiento del sistema petrolífero del área del estudio, se usaron las fallas de mayor extensión y que pudieron tener mayor influencia sobre la secuencia Cretácica y Paleógena-Neógena, tomando como guía modelos geológicos previos en la cuenca, que permitieran establecer estos rasgos (Figura 4-21). Las propiedades que deben ser usadas para las fallas en el modelo geológico de carga, deben ser definidas por prueba y error, con el fin de lograr una calibración con las acumulaciones existentes.

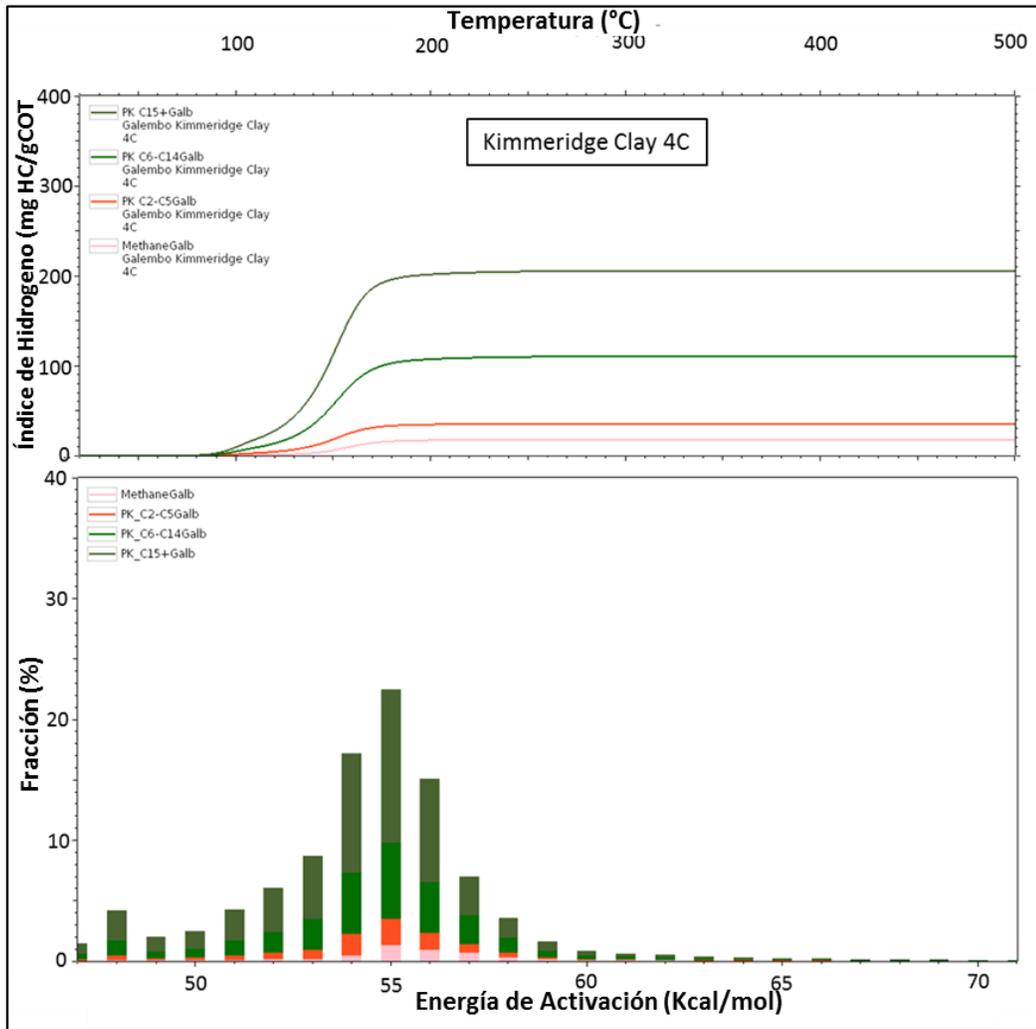
Figura 4-21. Diagrama de fallas utilizadas en la construcción del modelo geológico de carga de hidrocarburo del área de investigación.



4.9 Cinética en el modelamiento del sistema petrolífero

Para asemejar las cinéticas del tipo composicional para las formaciones La Luna y Tablazo, se consideró utilizar la cinética *Kimmeridge_Clay_4C* de cuatro componentes disponible en la librería de Petromod, buscando aquella que más se ajustara a las condiciones de la cuenca relacionada con la generación de Kerógeno Tipo II de ambiente marino y que permitiera conocer las composiciones de cada uno de los compuestos de los hidrocarburos generados (Figura 4-22).

Figura 4-22. Cinética usada en el modelamiento del sistema petrolífero del área de investigación (Kerógeno tipo II de cuatro componentes).



4.10 Erosiones y paleoespesores

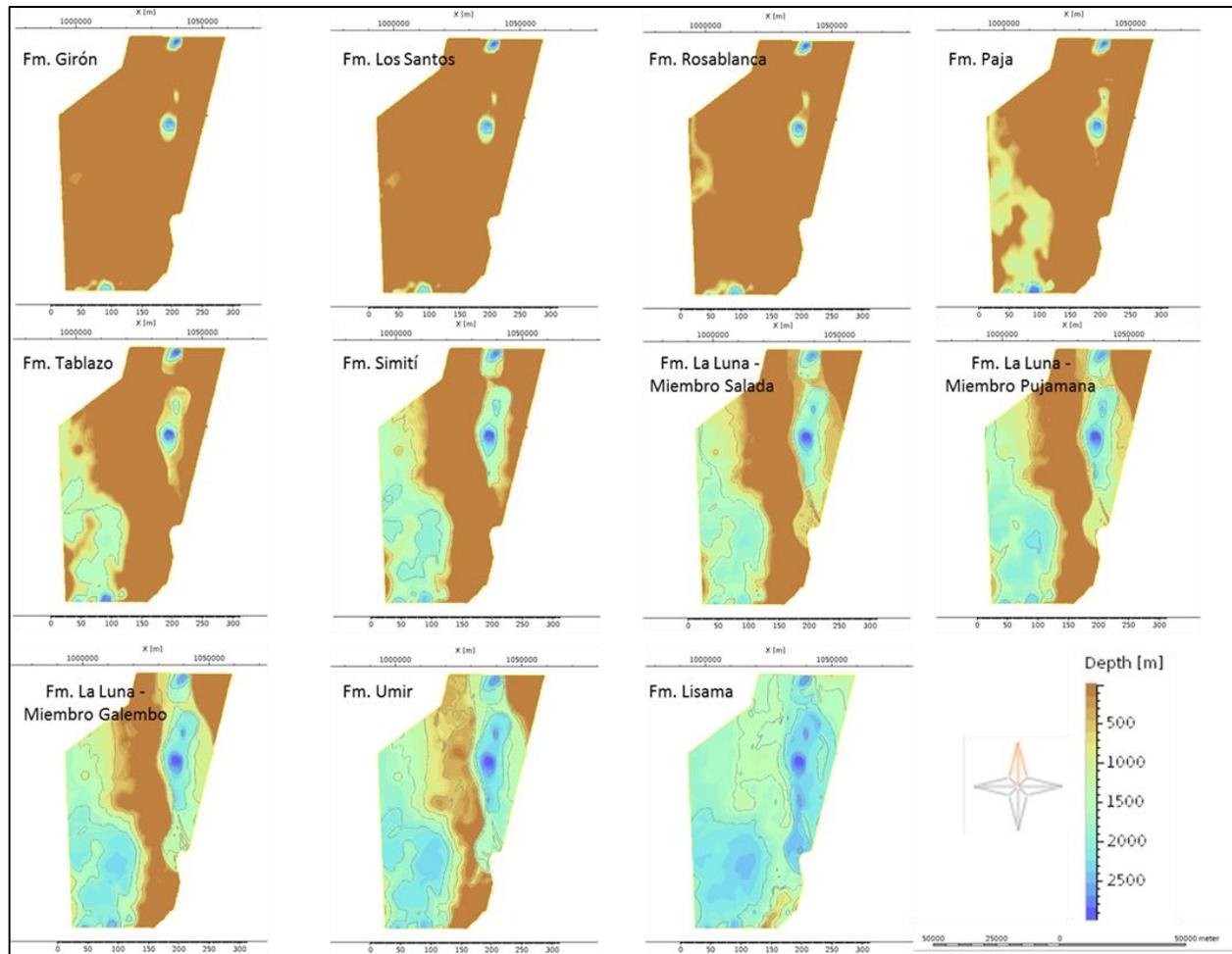
4.10.1 Erosiones

Una de las mayores incertidumbres que se presentan durante el modelamiento de sistemas petrolíferos en cuencas sedimentarias con múltiples eventos de deformación, corresponde a la estimación de los espesores erosionados. Una primera aproximación de estos espesores se obtiene mediante la extrapolación de los espesores medidos en las áreas que no han sufrido erosión, lo cual debe ser consistente con la historia de evolución de la cuenca para obtener una calibración con los datos de madurez térmica del área.

Entre los principales eventos erosivos en el VMM se encuentra la regional del Eoceno medio y, un evento posterior que ocurre hacia finales de la evolución en la cuenca. Los procesos de levantamiento junto a los eventos erosivos, destruye estructuras formadas con anterioridad, donde posiblemente ya existía hidrocarburo acumulado. Tanto la erosión como los eventos compresivos de levantamiento influyen directamente sobre la maduración de la materia orgánica de las rocas fuentes, ya que al ser removida secuencias superiores, hace que se interrumpa la generación de hidrocarburo, debido a que se afecta el flujo de calor. En el último evento erosivo que se da hacia finales del Mioceno, influye en el flujo de calor que se tiene hoy en día, junto a la topografía presente en el área (Figura 4-23).

Es importante obtener un modelo aproximado a la configuración actual en la cuenca, lo cual se logra a partir de la integración de los diferentes eventos que jugaron un papel importante en la historia de evolución en el área, con el fin de poder establecer los espesores afectados por los eventos erosivos. La calibración térmica en el modelo es fundamental para obtener los espesores faltantes en la cuenca, basados en información de madurez de roca que conlleven a establecer periodos de erosión ajustados con la evolución tectónica de posibles eventos ocurridos a lo largo de la historia.

Figura 4-23. Mapas isópacos esquemáticos para formaciones pre-Eocenas afectadas por el evento regional erosivo del Eoceno medio.



Las formaciones depositadas desde finales del Cretáceo y hasta el Oligoceno (Pindel & Dewey, 1982), están siendo influenciadas por el movimiento hacia el Este de la Placa Caribe, la subducción de la placa Farallones al suroeste de Colombia, la posterior convergencia oblicua de su porción norte, la subducción de la placa de Nazca y el pulso convergente del Mioceno medio-superior (12 Ma.) acaecido por el arco de Panamá marcado por un *ridge* que separa la placa del Caribe de la placa de Nazca (Vargas & Mann, 2013). Estos episodios indican que la cuenca ya estaba siendo controlada por diversos eventos tectónicamente, como levantamientos y plegamientos en los estratos, los cuales dan lugar a eventos erosiva que afectan secuencia Cretácica, Paleógena y Neógena.

4.10.2 Paleoespesores

Durante la construcción de la geometría del modelo, los espesores de los mapas que definen la estratigrafía de la cuenca deben ser ajustados a valores relativamente constantes, ya que estos pueden variar lateralmente debido a la acción de la tectónica. Por tal motivo se realiza un ajuste, creando paleoespesores para cada uno de los horizontes estratigráficos para el tiempo de su deposición, permitiendo crear un mapa mucho más ajustado a la realidad y así, corregir errores de valores no concordantes para el momento de su deposición.

4.11 Mapa de incertidumbre

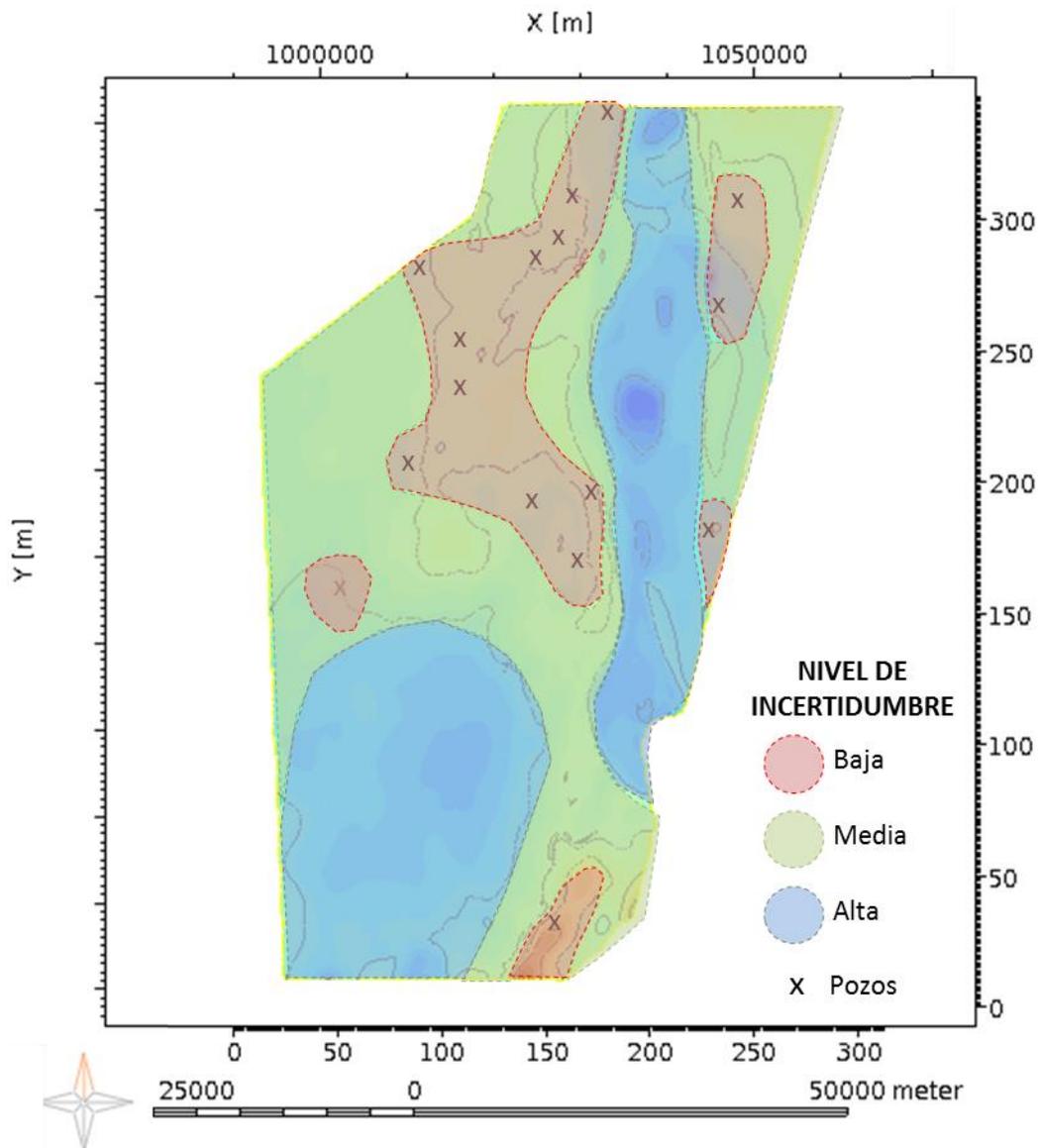
Es muy importante tener en cuenta que hay zonas en los mapas generados en el modelo geológico de carga por Petromod que se tiene alta incertidumbre, debido a que el software se encarga de extrapolar datos hacia estas áreas donde no existen información. Para tener realmente una clara certeza de los espesores de las unidades y la disposición de las capas, es importante contar con datos de pozos que permitan crear modelos geológicos confiables y de carga de hidrocarburos (Figura 4-24).

La **baja incertidumbre** se centra principalmente en los puntos que se tienen pozos con información, los cuales facilitan controlar los espesores y disposiciones de las capas, permitiendo reconstrucción las unidades en el tiempo geológico sin mayores variaciones.

Las zonas de **mediana incertidumbre** son un halo alrededor de las zonas de baja incertidumbre, que alcanza aún a mantener un sentido geológico de los horizontes estratigráficos en el área, no presentándose cambios fuertes en los espesores y variaciones a lo largo de su historia de depositación y erosión.

Las zonas de **alta incertidumbre** son aquellas que no cuentan con información de pozos y corresponde a las áreas donde el software extrapola los datos sin tener en cuenta el sentido geológico de la evolución de los horizontes estratigráficos en el tiempo.

Figura 4-24. Mapa de incertidumbre de información del área de investigación.



Los mapas generados por el modelo geológico de carga de hidrocarburo que se ven afectados por la incertidumbre de información se encuentran las erosiones, ya que pueden tener sobre-estimaciones de acumulaciones y erosiones de las unidades a lo largo de su historia de depositación y evolución. Otros mapas que se ven fuertemente afectados por la ausencia de información son los de madurez térmica, debido a que por sobre-estimación de espesores y erosiones en estas áreas, pueden resultar zonas con alta evolución térmica que agotan prontamente la materia orgánica en las rocas generadoras en el evento de expulsión de hidrocarburos.

El mapa de incertidumbre lo que indica es la máxima erosión y madurez térmica esperada en estas zonas de mayor incertidumbre. Si se pudiera tener un control de los datos en estas áreas, los eventos de generación-expulsión serían más confiables y los volúmenes de hidrocarburos serían mayores, por lo que la potencialidad hidrocarburífera del intervalo estratigráfico podría ser más alta.

4.12 Condiciones de borde

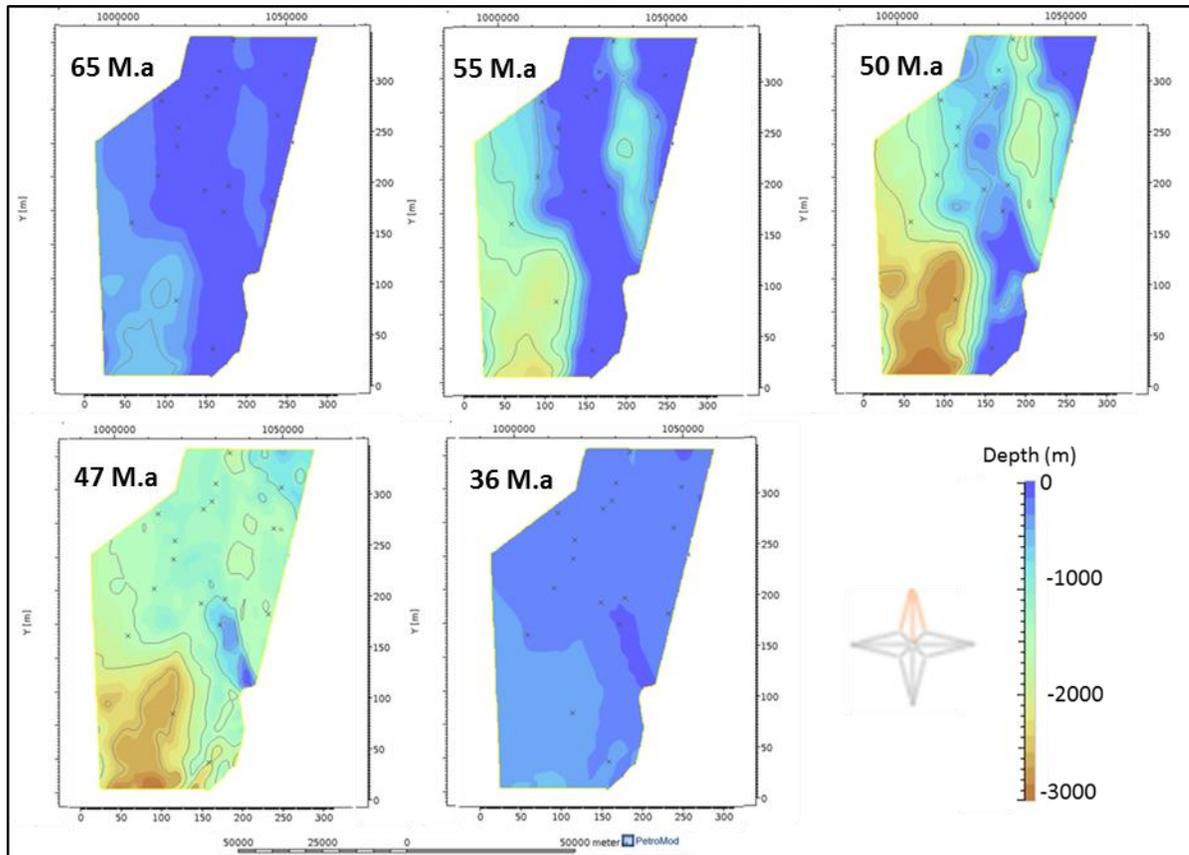
4.12.1 Paleoprofundidad

La paleoprofundidad, en inglés PWD (*Paleo Water Depth*), son mapas que corresponden a la curva relativa del nivel del mar a lo largo de la historia y evolución de la cuenca.

Los mapas de paleoprofundidad son creados a partir de los ambientes de depositación de las formaciones estratigráficas existentes en el área de estudio, los cuales proporcionan las condiciones en las que se depositaron las rocas. Permiten establecer las posibles profundidades de los diferentes ambientes involucrados a lo largo de la evolución de la cuenca.

Los ambientes en la zona de estudio corresponden a tipos marinos, fluviales, con influencia marina o netamente continentales. Estos mapas son requisitos como insumo de Parámetro de entrada, ya que son necesarios en la geometría del modelo geológico para que actúen en la decompactación de la columna sedimentaria (Figura 4-25).

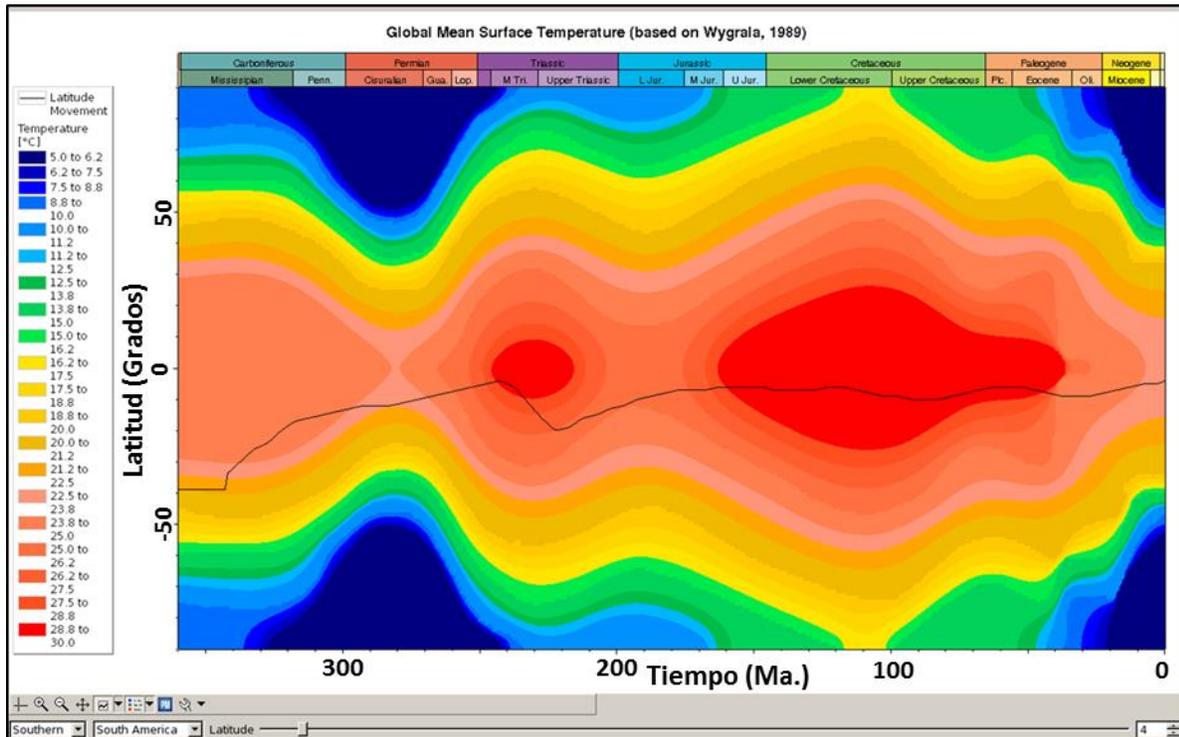
Figura 4-25. Mapas paleotopográficos inferidos a diferentes edades durante la construcción del modelo geológico en el área de estudio.



4.12.2 Temperatura de la interface agua-sedimento

La temperatura de interface, en inglés SWIT (*Sediment-Water Interface Temperature*) (Wygrala, 1989), hace referencia a la temperatura global promedio de la superficie en cualquier punto geográfico a través de la historia geológica de la entre la interface agua-sedimento. Los valores de la temperatura son generados automáticamente por el software en la herramienta SWIT según la localización definida. El área de interés se ubica en una latitud de 4° en el Hemisferio Sur y continente americano (Sur-América) (Figura 4-26).

La definición de los valores de temperatura es necesaria para que el software pueda desarrollar la historia de evolución térmica y decompactación en la cuenca.

Figura 4-26. Temperatura superficial global promedio (tomada de Wygrala, 1989).

4.13 Métodos de generación-migración de hidrocarburos

Para el análisis de los procesos de migración y acumulación de hidrocarburos, el software cuenta con un simulador completo que permite calcular y estimar en el tiempo geológico, los cambios sobre las propiedades petrofísicas de las rocas y las propiedades de los fluidos afectadas por los procesos de temperatura y presión.

Para conocer dichos procesos en el área del presente estudio de investigación, se consideraron dos métodos de migración para obtener las acumulaciones en la zona: el primer método de migración corresponde a una Percolación Invasiva, en inglés IP (*Invasion Percolation*); y un segundo método llamado Híbrido.

Es importante tener en cuenta que los dos métodos hacen uso del sistema de fallas durante sus procesos de migración.

4.13.1 Método IP (Invasión Percolativa)

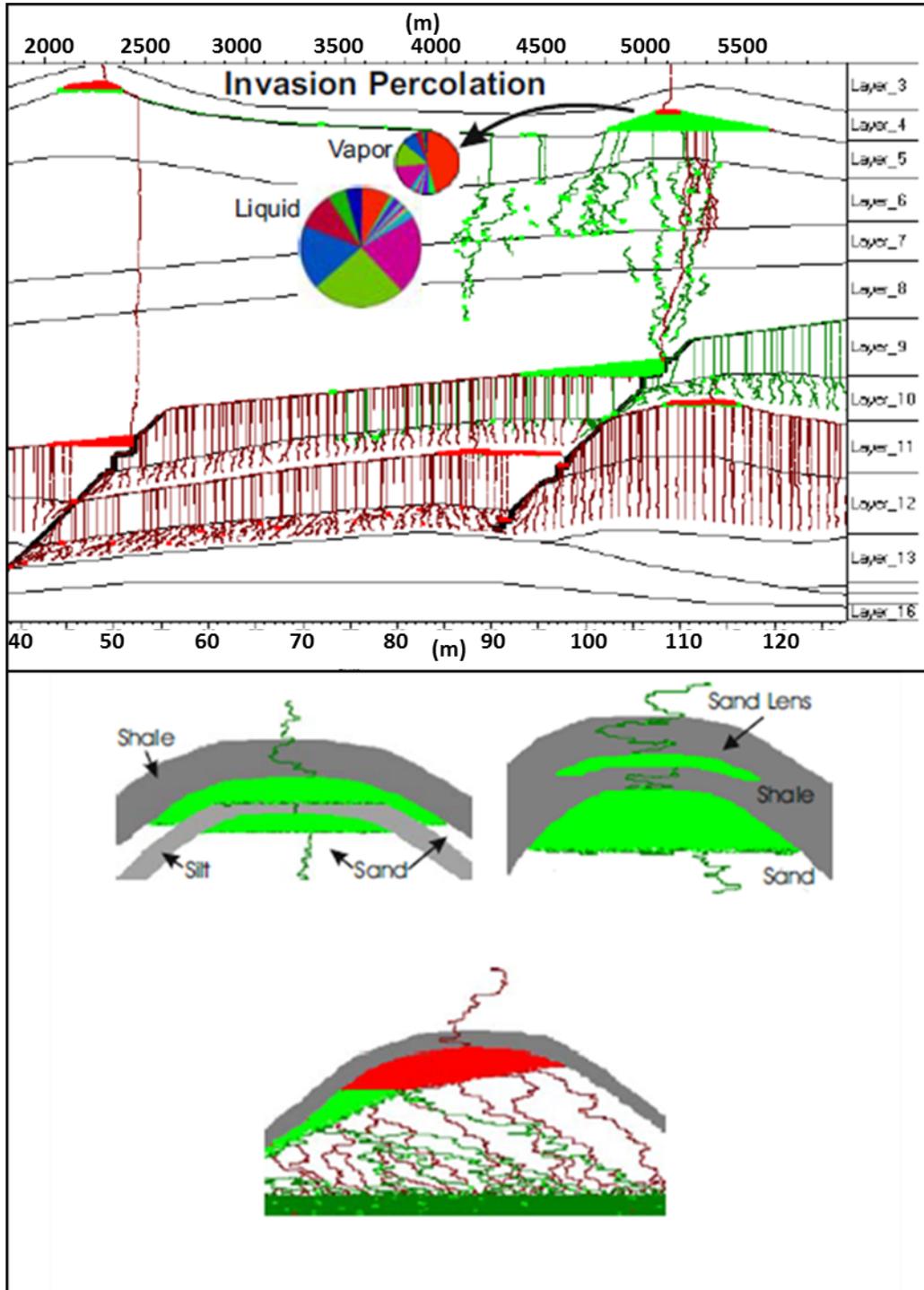
En el método IP, en inglés *Invasion Percolation* (Figura 4-27), ocurre la migración de forma instantánea en el tiempo, es decir, no tiene en cuenta la historia de evolución de la cuenca. Las migraciones de los hidrocarburos son controladas por la flotabilidad (boyanza) y la presión capilar. Cualquier control de estas propiedades en el tiempo hace que el volumen de petróleo se subdivida en muy pequeñas cantidades finitas (Hantschel & Kauerauf, 2009).

Su uso es muy conveniente para el modelamiento de flujos con presencia de sistemas de fallas y en especial, para fases de flujo con pocos componentes de hidrocarburos. Esta técnica se utiliza comúnmente para sellos de baja permeabilidad e incorporando la heterogeneidad de las diferentes rocas en una malla de alta resolución. Las rocas pueden ser modeladas en función de las variaciones de las presiones capilares dentro de un mismo tipo litológico (Hantschel & Kauerauf, 2009).

El método IP comúnmente usa tres fuerzas para determinar el flujo de petróleo (Hubbert, 1953): la primera que es la flotabilidad (boyanza) que se origina a partir de la gravedad, la densidad contrastante entre el petróleo y el agua circundante; la segunda es la presión capilar, que sucede debido a la tensión interfacial entre el agua y el petróleo; y la tercera la fricción del fluido en movimiento, que por lo general se describe por la viscosidad y la movilidad (Hantschel & Kauerauf, 2009).

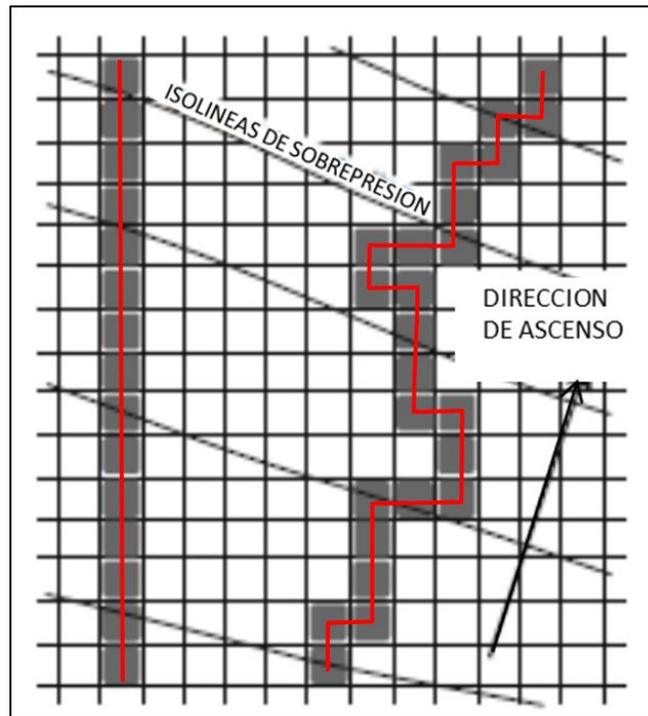
Para el funcionamiento del método de migración de hidrocarburos IP en la columna de sedimentos, se tiene en cuenta la grilla de los mapas, que son la subdivisión de espacios de cada una de estas capas involucradas en el modelamiento geológico y que ocupan un lugar en el espacio. Cada uno de estos espacios tiene un valor de presión umbral, el cual se determina de forma aleatoria a partir de las variaciones de la presión capilar debido a heterogeneidades de la unidad de flujo de presión y sobrepresión en el agua (Hantschel & Kauerauf, 2009).

Figura 4-27. Ilustración del método de migración de hidrocarburos IP en la simulación de sistemas petrolíferos (tomado de Hantschel & Kauerauf, 2009).



La forma como actúa el método se da de la siguiente forma: se inicia la migración de los hidrocarburos a partir de la roca fuente, donde los espacios de la grilla son saturados con el flujo residual, siguiendo un patrón de decrecimiento a la resistencia de la presión capilar con una dirección preferencial hacia arriba. Al momento de no encontrar un patrón de decrecimiento de la presión capilar o esta ser constante, inicia el atrapamiento del crudo o el gas. Esto sucede debido a que la presión capilar que existe al interior de la acumulación es medida por el software, donde si la presión es menor en un punto circundante, el fluido continúa su paso por ser menor, pero si no se logra romper porque es mayor la presión, se da el llenado de la estructura con fluidos (Hantschel & Kauerauf, 2009) (Figura 4-28).

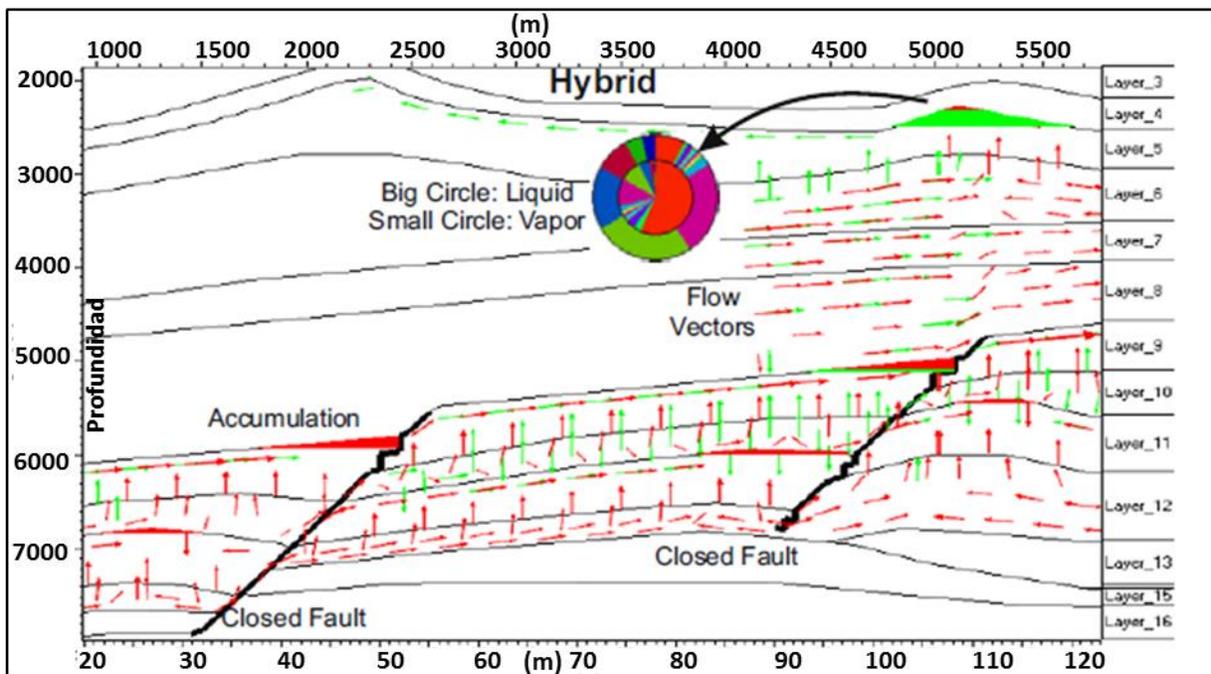
Figura 4-28. Sección esquemática de patrones de migración IP. La línea roja de la izquierda no tiene presión capilar variada mientras la derecha si presenta variación (tomado de Hantschel & Kauerauf, 2009).



4.13.2 Método Híbrido

El método Híbrido utiliza la descomposición del medio por el que se mueven los hidrocarburos, mezclando dos sistemas de movilidad de los fluidos que son: el principio del flujo de Darcy para áreas con permeabilidades bajas donde calcula la saturación en el tiempo para permitir su fluidez, clásico para secuencias arcillosas o muy apretadas por efecto de la compactación mecánica y, lo combina con el método de migraciones rápida de Patrones de Flujo (*Flowpath*), cuando las secuencias alcanzan un umbral de permeabilidad mayor o igual a $2.01 \log(\text{mD})$, no teniendo mayores restricciones de movilidad debido a sus altas permeabilidades (Hantschel & Kauerauf, 2009) (Figura 4-29).

Figura 4-29. Ilustración del método de migración de hidrocarburos Híbrido en la simulación de sistemas petrolíferos (tomado de Hantschel & Kauerauf, 2009).

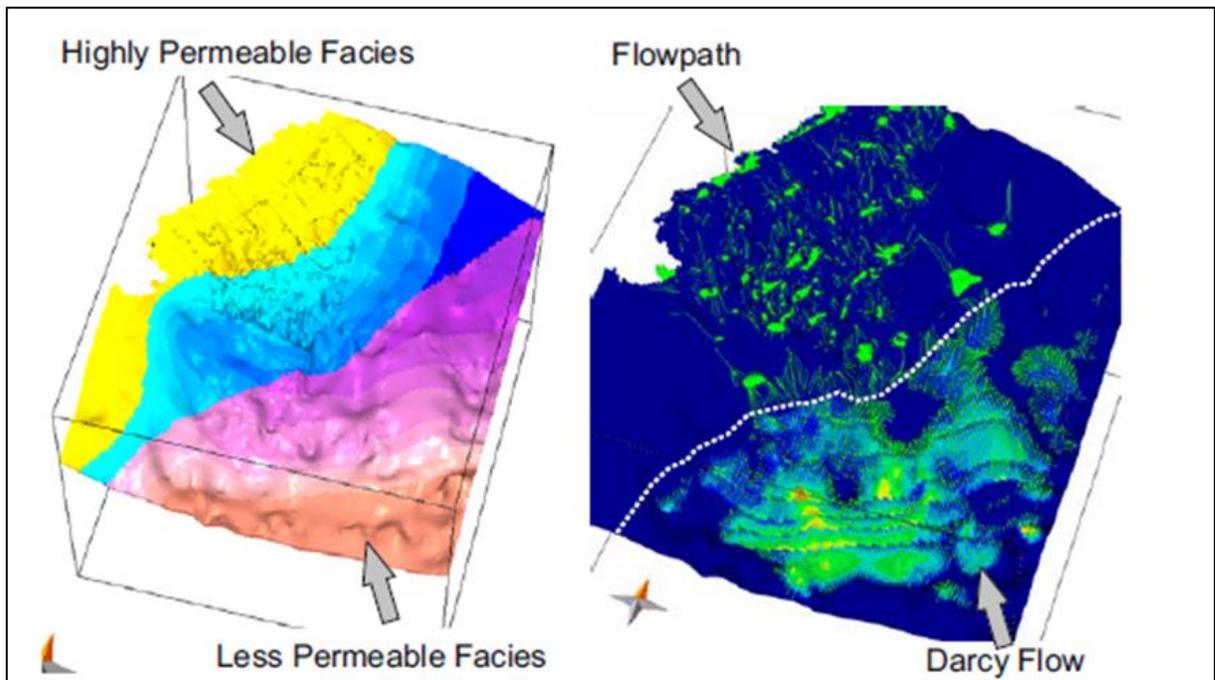


En las regiones de alta permeabilidad, las rocas del yacimiento actúan como capas transportadoras que a su vez, son reservorios de acumulaciones importantes que en muchos casos, son pocas las capas presentes en la cuenca. La mayor parte en una cuenca está siendo ocupada por capas de baja permeabilidad, usualmente hacen parte

las rocas generadoras y es donde entra a actuar los principios del flujo de Darcy (Hantschel & Kauerauf, 2009).

Las regiones con baja permeabilidad actúan como barrera, creando la posibilidad de trampas de tipo estratigráfico, mientras las zonas que son tratadas como abiertas debido a altas permeabilidades, indican una continuidad de facies y permiten que los flujos lleguen a regiones vecinas (Figura 4-30).

Figura 4-30. Funcionamiento del *Flowpath* y el Flujo de Darcy en el método de migración Híbrido (tomado de Hantschel & Kauerauf, 2009).



4.14 Modelo térmico

El modelamiento térmico tiene como objetivo proponer una historia de temperatura para las rocas madres de la cuenca, basado en las condiciones presentes del régimen térmico actual y en los cálculos indirectos y modelos matemáticos para la historia de regímenes pasados usando propiedades físicas de las rocas como litología, profundidad, edad, entre

otros, que permiten reconstruir sus propiedades a través del tiempo y aproximarse a sus paleotemperaturas.

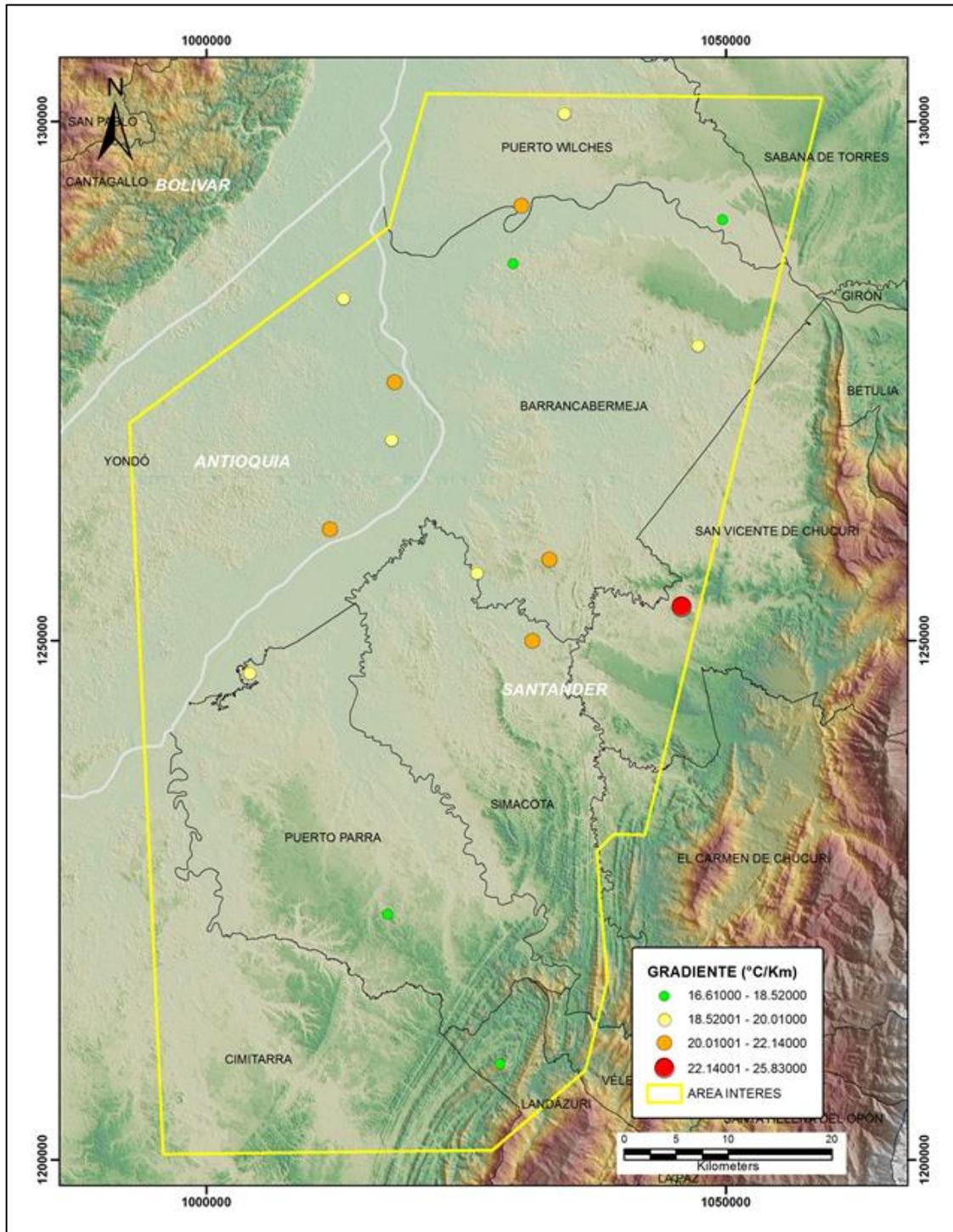
La importancia de tener un conocimiento claro del flujo de calor de la cuenca, se refleja en lograr una calibración térmica del modelo y a su vez, construir una historia de evolución geológica térmica que sea plasmada en el modelo geológico de carga para predecir el potencial generador de las rocas fuentes. La historia térmica es un parámetro bastante sensible a los cambios geológicos y ajustes incluidos en el modelamiento, ya que las variaciones en tiempo de duración de los eventos pueden afectar los resultados en la generación de los hidrocarburos.

A partir de la información de BHT's de los 16 pozos presentes en el área de estudio, se logró establecer el gradiente térmico y su disposición superficial en la cuenca, el cual presentan una dispersión moderada de sus datos, logrando delimitar zonas más calientes hacia el Este de la cuenca, donde la secuencia Cenozoica es menos espesas que el resto del área y, una disposición de valores medios a bajos dispersos para el resto de la cuenca, debido a la mayor disposición de sedimentos (Figura 4-31).

Conocer la disposición del gradiente térmico de la cuenca favorece la construcción de los paleo-mapas de flujo de calor, ya que los mapas se asocian con los principales eventos tectónicos de la historia de evolución de la cuenca, mostrando cambios significativos en sus valores. Para la generación de los mapas se utiliza un flujo de calor variable en el tiempo, el cual depende de las propiedades térmicas de los sedimentos, teniendo en cuenta la configuración de la cuenca y su geología para ajustarse a la realidad de los sucesos.

Además, para lograr obtener una historia térmica clara de la cuenca, se hace necesario la calibración del modelo a partir de la temperatura de superficie, correspondiente al régimen térmico actual del área, junto a la información de los datos de paleo-termómetros (Reflectancia de Vitrinita) de cada pozo, que conlleven a obtener resultados concordantes con la tectónica de la zona de estudio

Figura 4-31. Dispersión del gradiente térmico en el área de investigación.



5 Resultados

Para determinar el potencial de carga de hidrocarburos en la unidad de interés del Cretáceo inferior, se construyó un modelo geológico regional tridimensional de carga de hidrocarburos, con diversos escenarios que permitan conocer el sistema petrolífero de la zona de estudio, cubriendo gran parte de las posibles áreas de drenaje (cocinas) y sus zonas de entrapamiento (reservorios), para lograr establecer resultados concluyentes en esta investigación. Para este modelo se integraron diferentes datos durante su construcción como: evolución tectónica de la cuenca, historia de enterramiento, historia térmica, geoquímica de las rocas, evolución estructural, estratigrafía, parámetros físicos de las rocas, entre otros.

Se definieron como posibles sistemas petrolíferos hipotéticos en el modelo, los conformados por: Tablazo - Los Santos) (.), y La Luna - Los Santos (.). Como posibles rocas reservorios secundarios se tiene a la secuencia sedimentaria Paleógena-Neógena del Cenozoico (Figura 5-1).

La distribución de los campos de La Cira-Infantas, Lisama, Tesoro, Casabe-Gala, Llanito, Colorado, Peroles, San Luis entre otros, permite corroborar la existencia de sistemas petrolíferos activo. Estos campos fueron cargados parcialmente con crudo posiblemente proveniente de las mismas áreas de cocinas generadoras de hidrocarburo del área de estudio que cargaron el reservorio de interés.

A partir del mapa de tendencia de gravedad °API (Figura 5-2), permite tener una visión general de la distribución del tipo de hidrocarburo en el área, teniendo una variación de gravedad entre 20° API hacia el Oeste y 35° API hacia el Este, infiriendo el tipo de crudo que se espera encontrar en las acumulaciones de los sistemas petrolíferos planteados.

Figura 5-1. Sistemas Petrolíferos hipotéticos planteados para el área de estudio: Tablazo - Los Santos y La Luna - Los Santos (.).

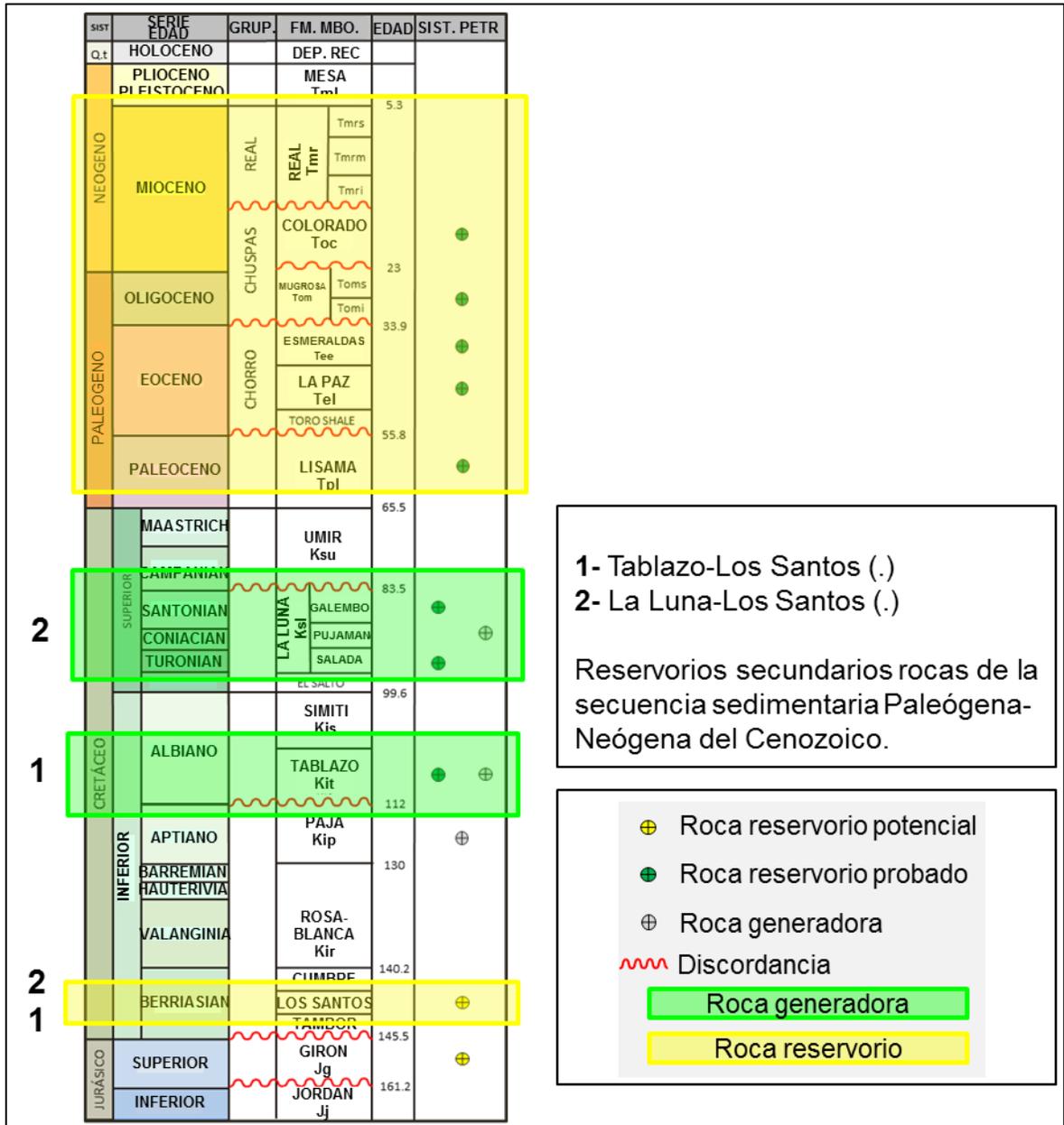
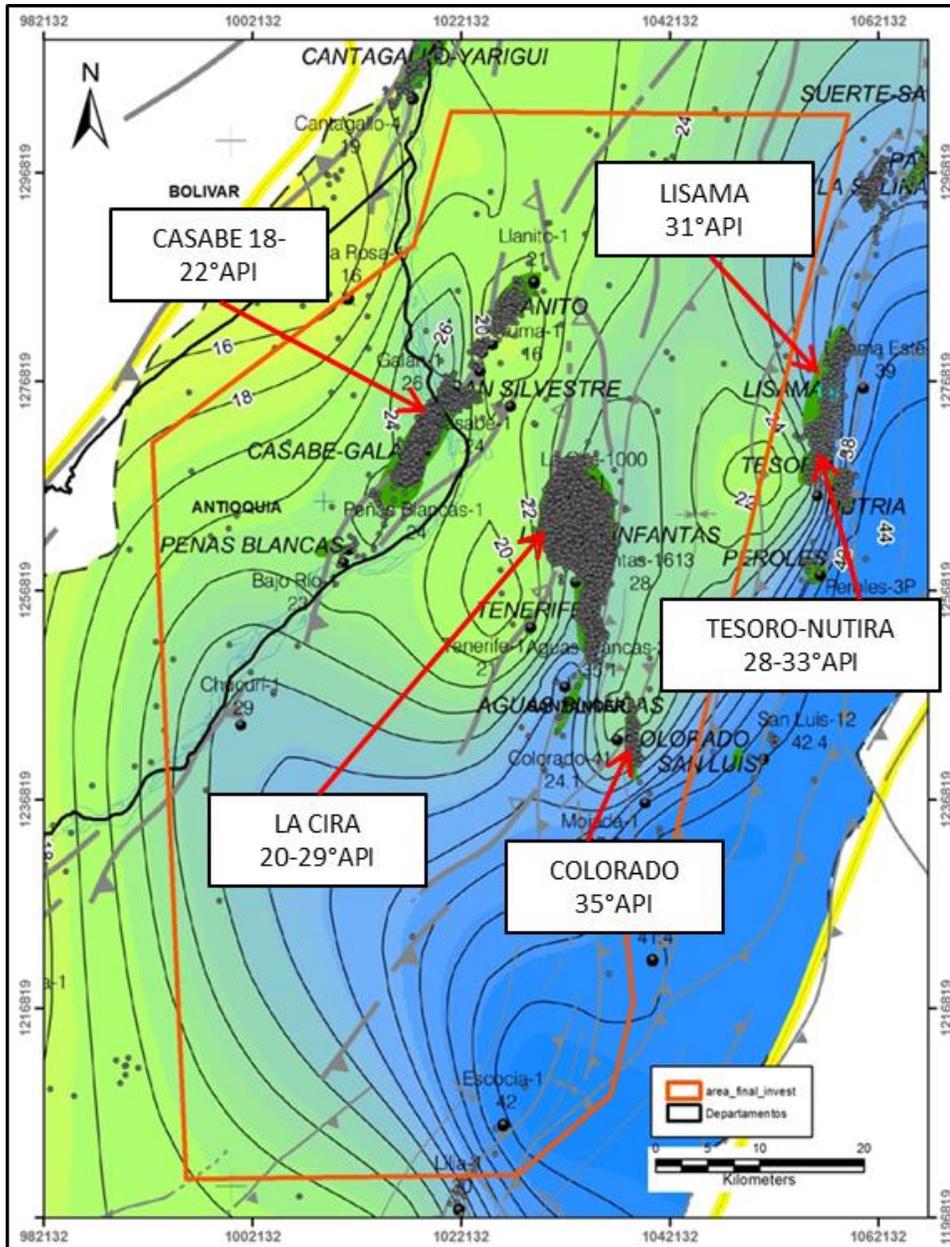


Figura 5-2. Mapa de tendencia de gravedad °API en crudos de edad Oligoceno, señalando el área de investigación (modificado de Laverde, *et al.*, 2003).



5.1 Curvas de subsidencia

La geometría de la cuenca y disposición de la secuencia sedimentaria que hoy en día existe en el VMM se debe a eventos tectónicos que actuaron desde finales del Cretáceo

hasta el reciente, a las tasas de subsidencia, aporte sedimentario y erosiones que desarrollaron paleo-relieves antiguos que controlaron la sedimentación.

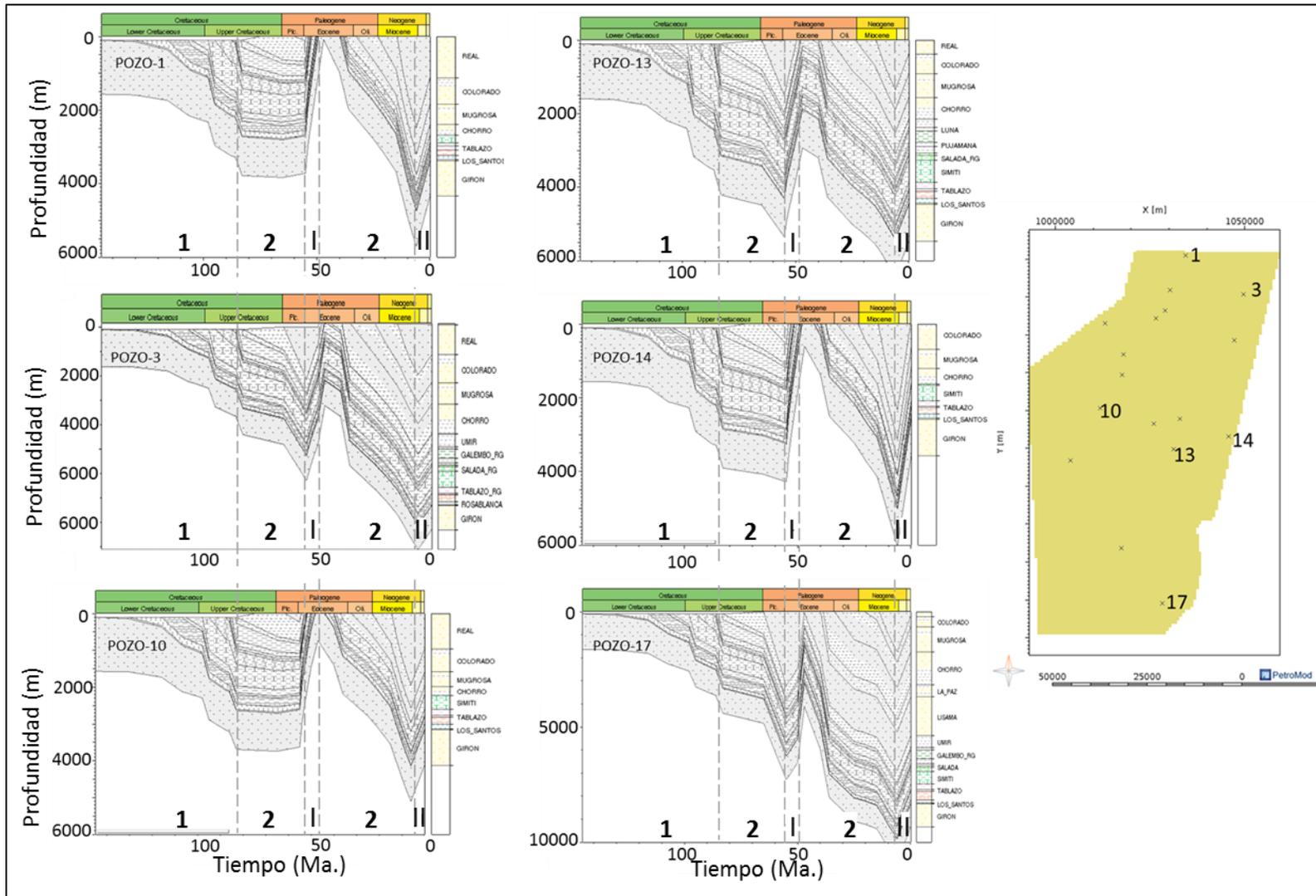
Las historias de subsidencia del modelo geológico en el área, definen dos etapas principales de depositación: *pre-rift/rift* (etapa 1) y subsidencia térmica (etapa 2). Además, otras dos etapas principales asociadas con levantamientos (etapa I) y erosiones (etapa II), ocurridas a lo largo de la historia de evolución de la cuenca (Figura 5-3).

La etapa 1 inicia en el Jurásico, con una fase de tectónica distensiva (extensión litosférica) que favorece la depositación de secuencias de ambientes continentales como la Formación Girón, la cual descansa discordantemente sobre el basamento cristalino. Continúa una fase de *rift*, que alcanza un pico máximo de flujo térmico de 85 mW/m^2 durante el Jurásico tardío al Cretáceo temprano. Posteriormente, se da una etapa 2, que es una fase de subsidencia térmica en el Cretáceo tardío-Paleoceno temprano, favoreciendo la depositación de secuencia espesa de ambiente continental y marino, con amplio espacio de acomodación.

Las formaciones depositadas durante estas fases corresponden a las siguientes formaciones: Los Santos acumulada en ambientes fluviales, Rosablanca que se desarrolla en llanuras de mareas desde la parte intermareal hasta la parte submareal, Paja que se estima que su depósito tuvo lugar en un ambiente epicontinental, Tablazo de condiciones neríticas poco profundas, Simití depositada en ambientes marinos de transición a plataforma interna, La Luna depositada en ambiente marino de aguas relativamente poco profundas con poca ventilación en el fondo y Umir de ambiente transicional de laguna costera.

Las secuencias sedimentarias continentales anteriores mencionadas fueron depositadas en bloques hundidos limitados por fallas normales (grábenes) generados en el evento de *rift* (Etayo, *et al.*, 1985; Fabre, 1983 a, 1983b). Durante este evento Jurásico-Cretácico, el sistema de *rift* generó una geometría compleja de altos de basamento y depocentros que fueron rellenados inicialmente por secuencias *syn-rift* de edad Jurásico superior a Cretáceo temprano.

Figura 5-3. Historias de curvas de subsidencia en diferentes puntos del área de estudio.



A partir del Paleoceno, sucede un cambio transicional de ambientes marinos del Cretácico a ambientes continentales del Paleógeno y Neógeno, con la depositación de la Formación Lisama, debido a la interrupción abrupta de los depósitos marinos del Cretáceo tardío a causa de la acreción final de la Cordillera Occidental.

La fase I erosiva y de levantamiento se da en el Eoceno, asociada con un aumento en la tasa de convergencia de las Placas que hace que al occidente del VMM, la Cordillera Central se eleve y llene la cuenca del VMM con sus sedimentos siliciclásticos. Además, se da la inversión de antiguas fallas normales, plegamiento y cabalgamiento de la secuencia Cretácea, desarrollándose una discordancia regional (discordancia del Eoceno) sobre la que se depositan rocas clásticas (Pindell & Dewey, 1982; Pindell & Erikson, 1993).

El efecto de la fase I puede ser visto por el fuerte levantamiento en las curvas de subsidencia y erosión de las unidades Cretácicas e incluso de formaciones Jurásicas (Formación Girón), de los pozos 1, 3, 10 y 14 de la zona Norte, Este y Oeste respectivamente (Figura 5-3). En la zona centro-sur donde se ubican los pozos 13 y 17, la erosión no se dio de forma severa debido al basculamiento de la cuenca, lo que hace que se preserven las unidades (Figura 5-3).

La actividad erosiva y de levantamiento juega un papel decisivo tanto en el efecto térmico de la cuenca como en la madurez de la materia orgánica y generación de hidrocarburos. La cuenca al ser levantada se da una pérdida en el flujo de calor, ocasiona la pérdida en las condiciones de la maduración de la materia orgánica para la generación y con la erosión hace que se pierdan las estructuras.

La fase 2 continúa con la depositación de distintas unidades con variación en sus ambientes de depositación y espesores, influenciadas por el aumento de espacio de acomodación a causa de la subsidencia tectónica. Estas unidades corresponde a las formaciones: La Paz de corrientes trenzadas, Esmeraldas de condiciones lagunares deltáicas y Mugrosa de condiciones fluvial de edad Eoceno-Oligoceno, la Formación Colorado depositada bajo condiciones fluviales en el Oligoceno superior-Mioceno inferior

y el Grupo Real y Mesa en ambientes de depósito sedimentarios fluviales del Mioceno superior-Plioceno.

Las formaciones anteriores están siendo influenciadas por diversos pulsos tectónicos erosivos asociados con la orogenia Andina, con deformaciones por el levantamiento de la Cordillera Oriental y por el pulso convergente del Mioceno medio-superior (12 Ma.) acaecido por el arco de Panamá marcado por el *ridge* que separa la placa del Caribe de la placa de Nazca (Vargas & Mann, 2013). Estos eventos controlan en la cuenca los espacios de acomodación, permitiendo la acumulación de secuencias espesas de sedimentos, como se puede ver en las curvas de subsidencia hacia el Mioceno-Plioceno en la Figura 5-3 anterior. Al existir depocentros que permiten la acumulación de sedimentos, facilitan que la materia orgánica de las rocas fuentes vuelva a alcanzar condiciones óptimas para un segundo pulso de generación de hidrocarburos, permitiendo su migración hacia estructuras creadas durante la tectónica Andina.

En la etapa II sucede el levantamiento final de la Cordillera Oriental durante el Plioceno, la cual va acompañada de diversas erosiones que definen la topografía de día.

5.2 Calibraciones

Los datos de temperatura registrados en los pozos (BHT's), permiten realizar una calibración térmica confiable del modelo a partir del flujo de calor variable en el área de estudio (Figura 5-5).

La calibración de la madurez térmica se logra mediante un buen amarre entre las temperaturas modeladas y las temperaturas corregidas de los pozos. Estas calibraciones permiten obtener a su vez, un buen ajuste con los paleo-termómetros (Reflectancia de Vitrinita) que son un dato que se relaciona con la madurez de la roca y así, establecer el tiempo en el cual entran en ventana de generación de hidrocarburos (Figura 5-6).

Los datos de paleotemperaturas de las formaciones La Luna y Tablazo muestran que alcanzaron una madurez térmica suficiente para la generación de aceite y gas en el área de estudio, sin embargo es importante entender cómo fue su evolución en el tiempo.

Figura 5-5. Calibración térmica actual del modelo geológico a partir de datos de BHT en pozos.

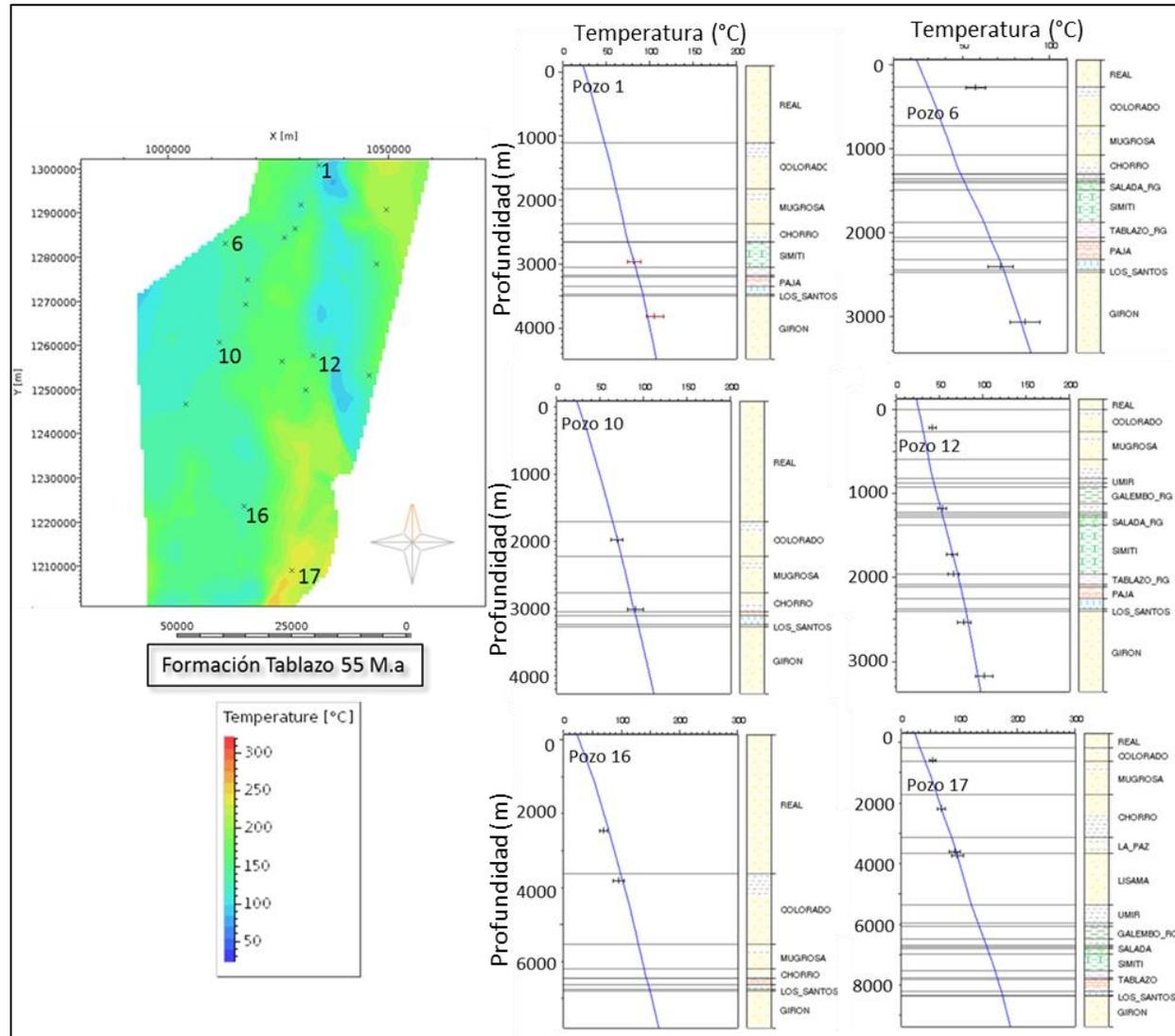
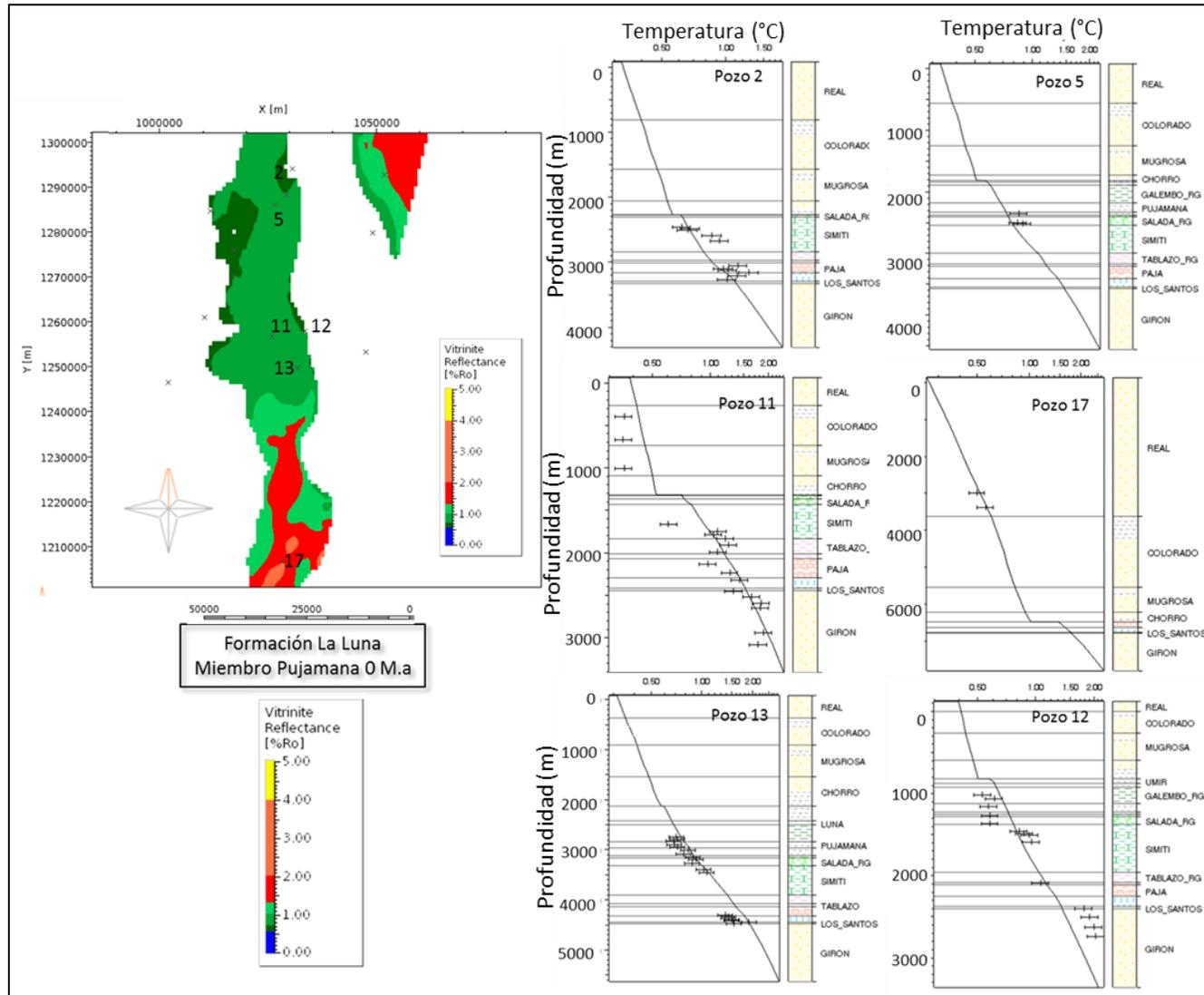


Figura 5-6. Calibración de la madurez térmica del modelo geológico a partir de valores de Reflectancia de Vitrinita.



5.3 Flujo de calor

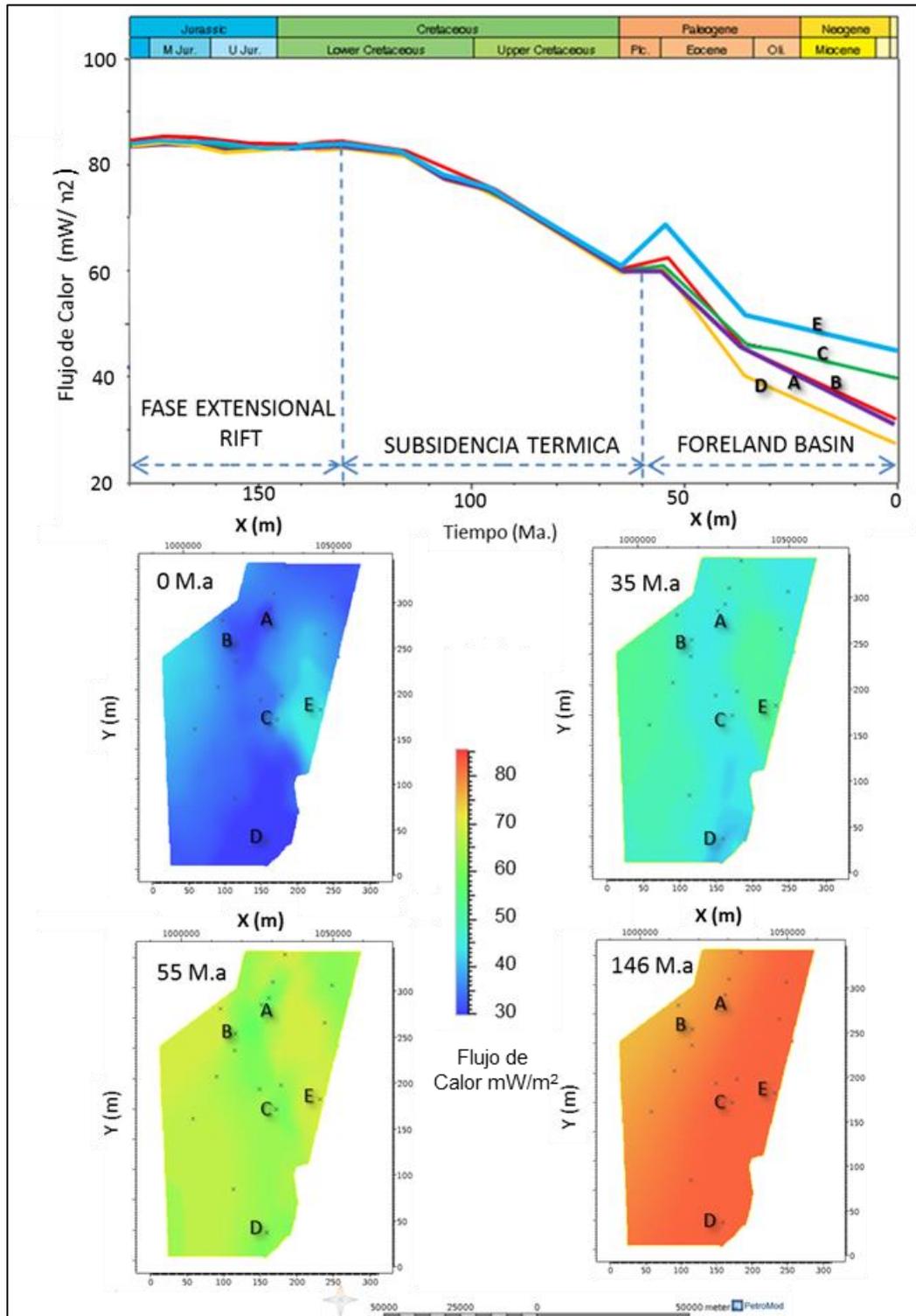
Las paleotemperaturas de las rocas son función de la variación del flujo de calor que alcanza la base de los sedimentos, el cual a su vez, es reflejo de los mecanismos litosféricos. La temperatura de las rocas depende de las variaciones en sus propiedades térmicas como la conductividad, el calor específico y en la cantidad de calor radiogénico que ellas producen. La sedimentación en el VMM refleja una serie de eventos tectónicos que además de controlar la configuración geométrica de la cuenca, van ligados a cambios continuos en las propiedades mecánicas y térmicas de la litosfera (García *et al.*, 2002).

El flujo de calor presente en la cuenca tiene que ser representada por una curva variable en el tiempo. La variación de combinación de flujos de calor altos en el pasado favorece aumentar el grado de madurez de las rocas Cretácicas que junto a los flujos de calor bajos en el presente permiten reflejar los bajos gradientes térmicos actuales de la cuenca (Figura 5-7).

Según la evolución de la cuenca, datos geológicos y modelos geológicos de carga construidos previos en el área de trabajo, se da un punto de partida para la historia inicial de flujo de calor en el Jurásico para el VMM correspondiente alrededor de 70 mW/m^2 (Stifano *et al.*, 2008), relacionado con una etapa de *rift* el cual llega hasta valores de aproximadamente 80 mW/m^2 , manteniéndose hasta el Cretáceo temprano. Este evento sucede a causa de la formación de un *back-arc* que da como resultado, un adelgazamiento litosférico reportado por Sarmiento (2001).

Posteriormente, el flujo de calor disminuye progresivamente hasta llegar a valores entre $55\text{-}60 \text{ mW/m}^2$, relacionados con la subsidencia térmica hasta el Cretáceo tardío-Paleoceno temprano. En la cuenca continúa un descenso en el flujo de calor debido a una subsidencia flexural, inversión y apilamiento tectónico que sufre durante el Paleógeno y Neógeno, dándose un descenso rápido y fuerte del flujo térmico a causa del acortamiento de la litosfera y aumento en su espesor.

Figura 5-7. Evolución de la historia de flujo de calor basal en el área de investigación.



De nuevo se produce un aumento en el flujo de calor entre 60-70 mW/m² a causa de la disposición de espacio de acomodación, donde se da un aumento de carga litológica hacia finales del Paleógeno hasta el presente. Pero se sucede una continua disminución constante de flujo de calor basal hasta el presente, debido al rápido enterramiento de unidades sedimentarias que producen un efecto de desequilibrio térmico (Stifano *et al.*, 2008), las cuales alcanzan valores mínimos entre 30-44 mW/m², relacionados con la creación de la cuenca antepaís (actual flujo de calor basal).

La evolución térmica de la cuenca y la dinámica de litósfera que afectó la cuenca durante su historia, hace que el flujo térmico sea variable a través del tiempo, el cual inicia con flujos altos asociados a una fase de tectónica distensiva (extensión litosférica), pasando por un proceso de *rift* y finalizando con valores de flujo térmicos bajos propios de cuencas compresivas (Figura 5-7).

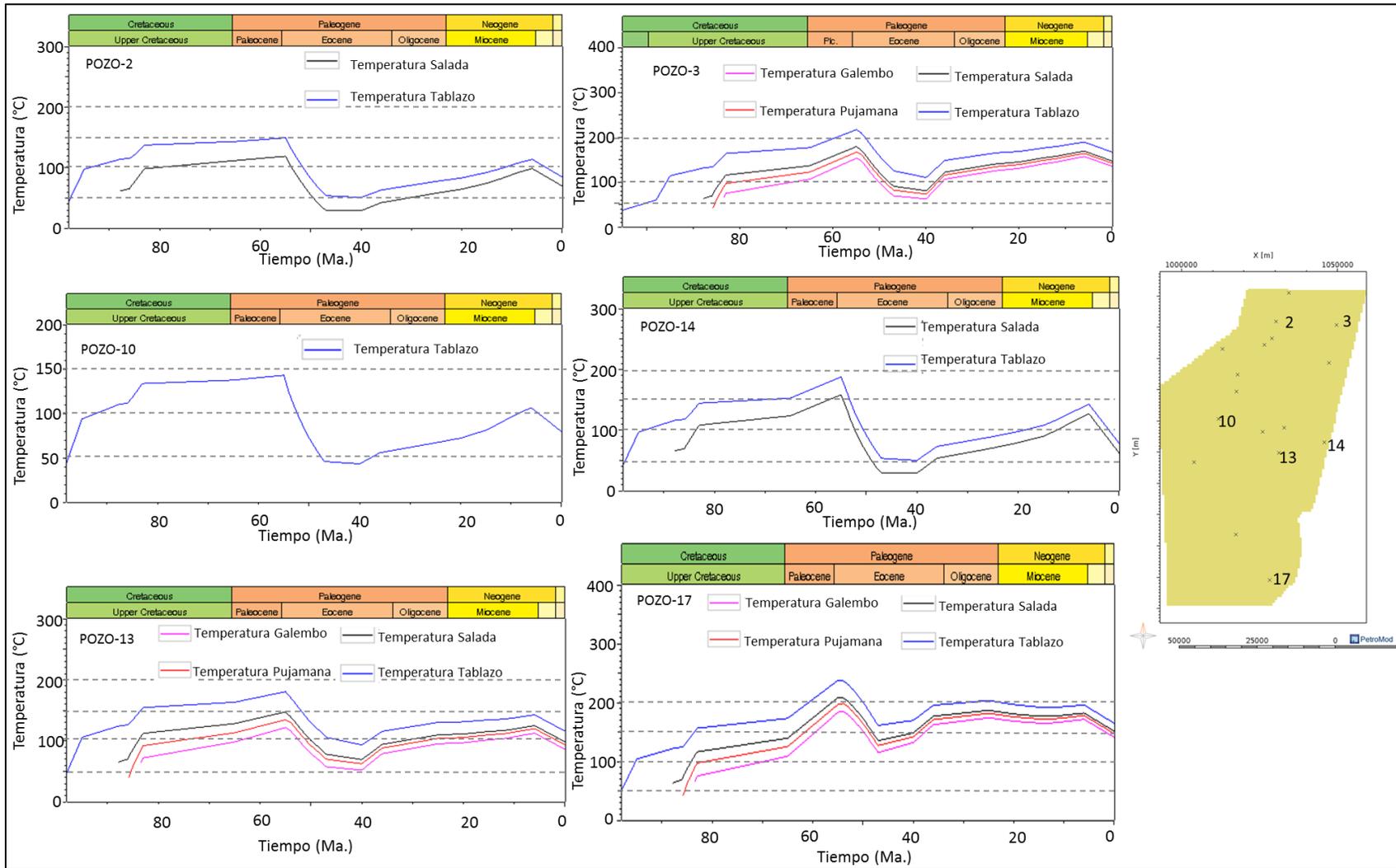
De acuerdo con los valores de flujo térmico de varias cuencas del mundo (Allen & Allen, 1990) se puede decir que esta cuenca presenta un régimen térmico bajo dentro del dominio de las cuencas compresivas no afectadas por procesos magmáticos.

5.4 Evolución térmica

La evolución térmica de los intervalos generadores (formaciones Tablazo y La Luna) en los pozos del área hasta la edad del Paleoceno es muy similar, alcanzando temperaturas entre los 150° a 180°C, con excepción de los pozos 3 (zona Noreste) y 17 (zona sur) que sobre pasa los 200°C, posiblemente por ser una zona con mayor carga sedimentaria (Figura 5-8).

En el Eoceno medio sucede una pérdida de temperatura asociada a eventos compresivos (orogenia Andino) resultados de la intensa actividad tectónica que producen levantamientos y erosiones, llegando a temperaturas entre los 50-70°C, marcada por la caída abrupta en las curvas de tendencias (Figura 5-8).

Figura 5-8. Diagrama de la evolución térmica de los intervalos generadores en diferentes puntos del área de investigación.

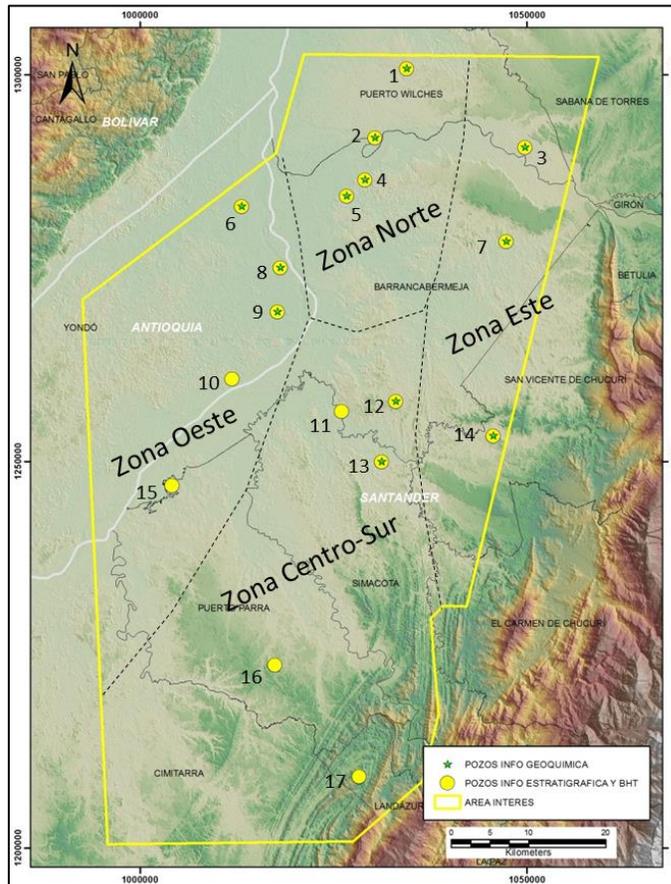


La intensa orogenia Andina marcada por el levantamiento de la Cordillera Oriental en el Mioceno y el pulso convergente del Mioceno medio-superior del arco de Panamá, aumenta los espacios de acomodación para la depositación de la secuencia Cenozoica, lo cual hace que exista un aumento en la carga litológica, lo que conlleva a un aumento de la temperatura en la cuenca, mejorando las condiciones de maduración de la materia orgánica, las cuales alcanza valores entre los 100-150°C que favorecen en un segundo pulso de generación y migración de hidrocarburos (Figura 5-8).

Las discordancias, erosiones menores y variaciones laterales de espesor de las unidades, producen hacia finales del Neógeno, un descenso nuevo en la temperatura hasta el presente, configurando el régimen térmico actual en la cuenca.

El área de trabajo se divide en cuatro zonas (Norte, Oeste, Este y Centro-sur) para ser descritas las condiciones térmica que pudieron existir (Figura 5-9).

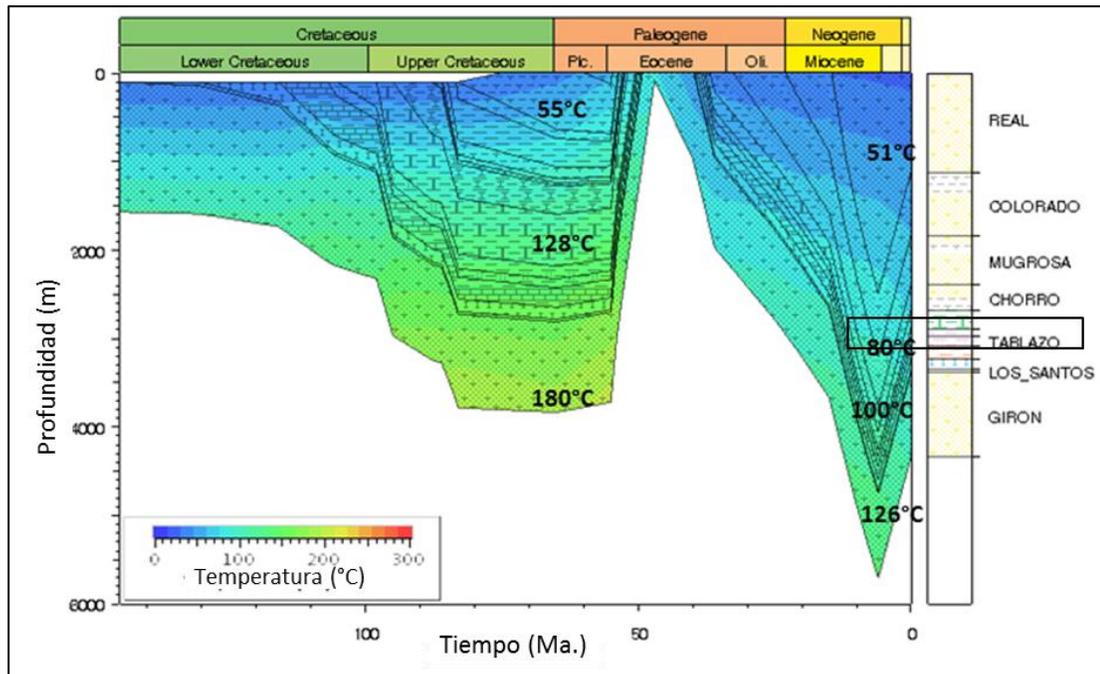
Figura 5-9. División de zonas en el área para su respectivo análisis.



5.4.1 Zona Norte

En la zona Norte (pozo-2), existen rocas generadoras del intervalo inferior (Formación Tablazo) y parcialmente del intervalo superior (Formación La Luna) debido a la no depositación de la secuencia Cretácica tardía, ya que las unidades están siendo controladas por el Paleoyalto de Bosques y por la acción de la erosión, la cual alcanza unidades Jurásicas. Posterior al evento erosivo del Eoceno, los espesores y la carga litológica de la secuencia Paleógena y Neógena no son suficientes para que la roca madre entre de nuevo en ventana de generación de hidrocarburos, llegando a valores alrededor de los 80°C, siendo una roca inmadura a madura temprana (Figura 5-10).

Figura 5-10. Curva de subsidencia y temperatura - zona norte (pozo-2).

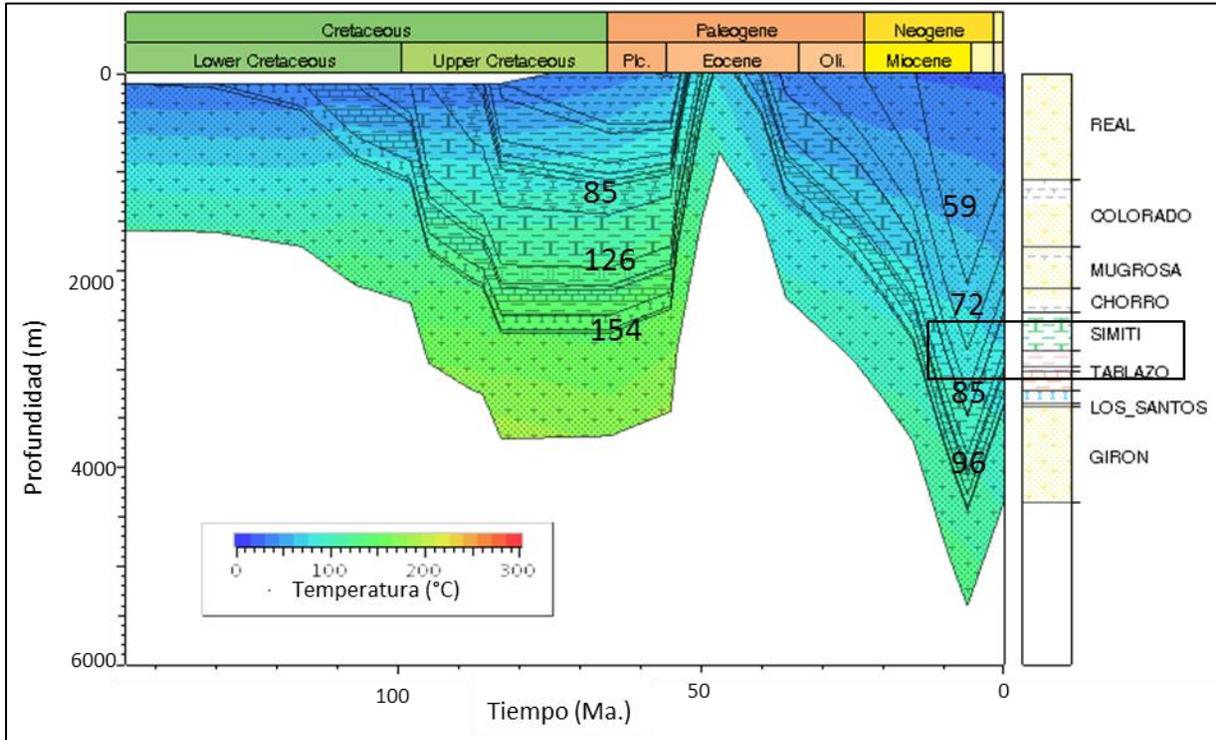


5.4.2 Zona Oeste

Para la zona Oeste (pozo-10), solo hay roca generadora del intervalo inferior (formación Tablazo) debido a que la depositación es controlada por el Paleoyalto de Casabe, la secuencia Paleógena y Neógena van pinchándose contra el basamento y la secuencia Cretácica está siendo truncada por la erosión, lo que no favorece en las condiciones térmicas para la madurez de la materia orgánica.

La carga litológica Cenozoica posterior a la erosión regional del Eoceno no es muy espesa, debido a que la cuenca en esta zona se encuentra basculada hacia el oriente. La temperatura alcanza valores alrededor de los 70-80°C, siendo una roca inmadura (Figura 5-11).

Figura 5-11. Curva de subsidencia y temperatura - zona oeste (pozo-10).



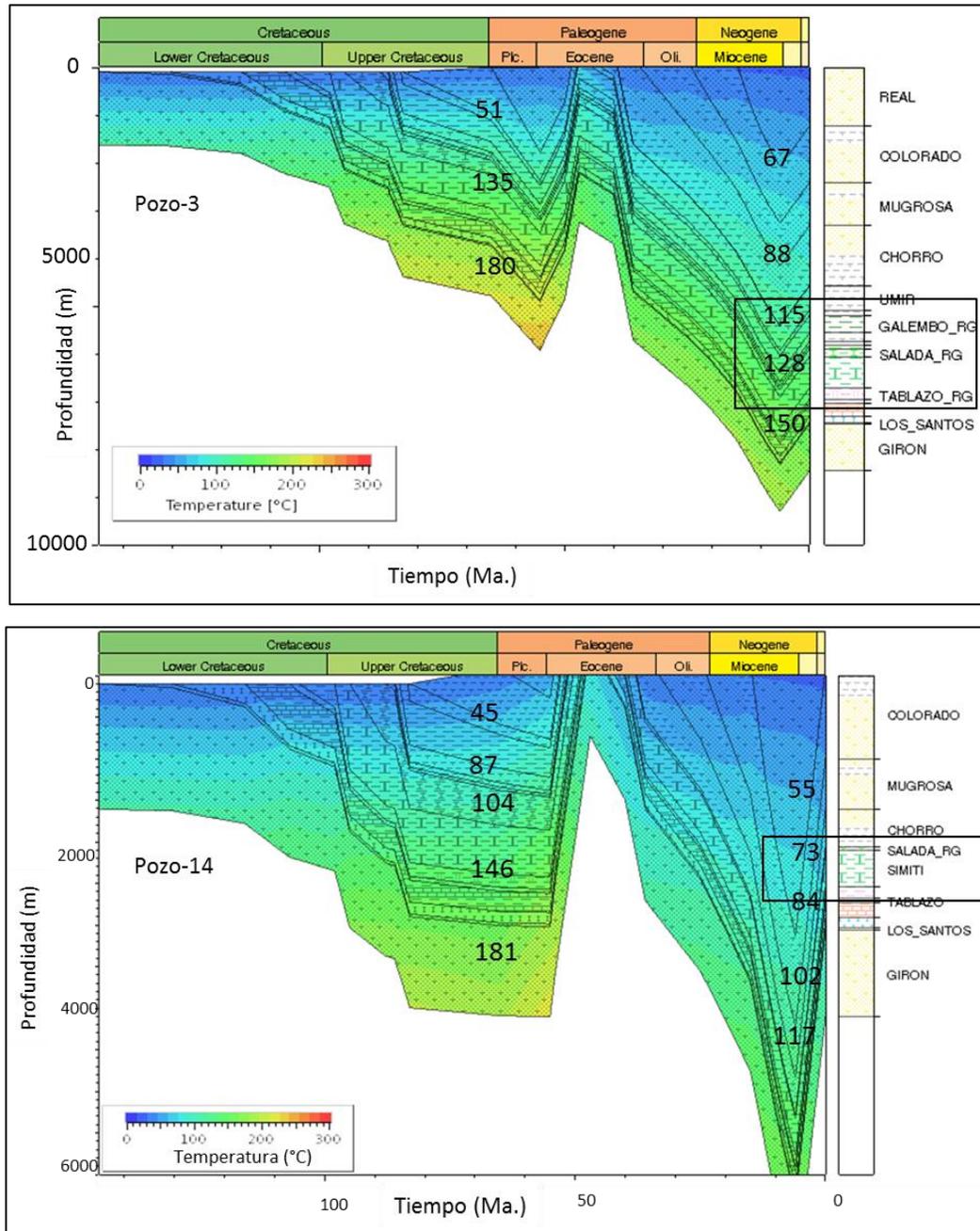
5.4.3 Zona Este

En el área Este del estudio (pozo-3 y pozo-14), existen rocas generadoras de los intervalos inferior (Formación Tablazo) y parcialmente superior (Formación La Luna) debido a la no depositación de la secuencia tardía o a que las unidades están siendo controlada por el Paleozoico estructural de La Cira-Infantas y afectadas por la erosión del Eoceno.

Posterior al evento regional erosivo del Eoceno, se han creado espacios de acomodación que permiten el aumento de la carga litológica y a su vez, aumentan la temperatura, por lo que favorece las condiciones termales en las rocas fuentes (Figura 5-12). Las

temperaturas oscilan entre los 115-140°C para el pozo-3, por lo que roca es madura, siendo los valores muy favorables para la generación nuevamente de hidrocarburos en un segundo pulso de expulsión. El pozo-14 sus temperaturas alcanzan valores entre los 70-80°C, no siendo favorable para una segunda expulsión de HC.

Figura 5-12. Curva de subsidencia y temperatura - zona este (pozo-3 y pozo-14).

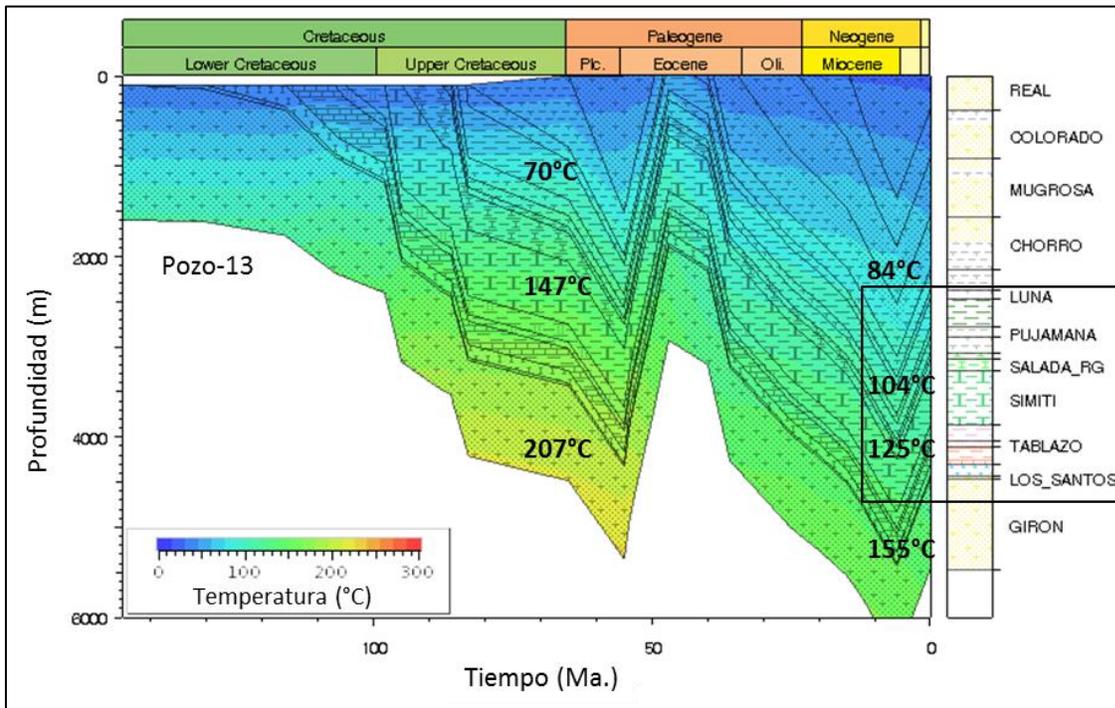


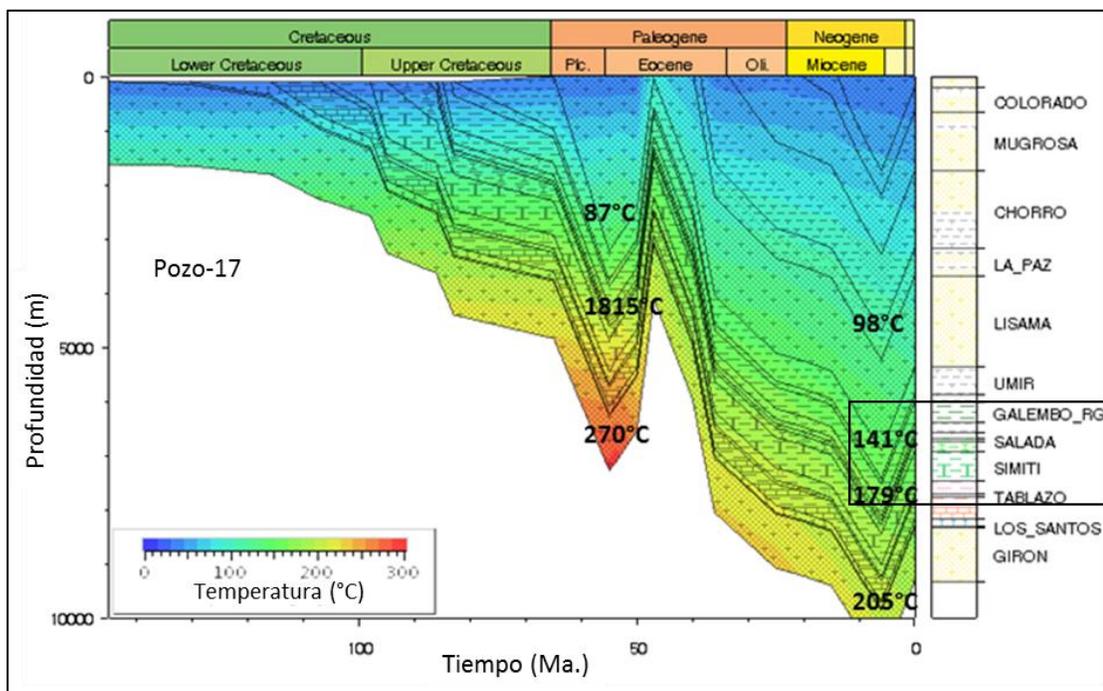
5.4.4 Zona Centro-Sur

La zona Centro-Sur es el área con mejor condiciones de generación de hidrocarburo, ya que existen el intervalo inferior (Formación Tablazo) y superior (La Luna) con sus espesores conservados, secuencia Paleógena y Neógena espesas que favorecen la preservación de las condiciones térmicas para la maduración de la materia orgánica de las rocas fuentes. Se localiza en el costado Oeste del Paleoalto La Cira-Infanta, donde la secuencia Cretácica se depositó y fue conservada sin mayores afectaciones erosivas.

Posterior al evento erosivo del Eoceno, los intervalos generadores mencionados anteriormente se conservaron, los cuales alcanzando valores de temperatura entre 90-120°C en el pozo-13 y entre 130-180°C en el pozo-17, siendo una roca madura a sobremadura, con condiciones óptimas para la generación de crudo y gas principalmente (Figura 5-13).

Figura 5-13. Curvas de subsidencia y temperatura - zona centro-sur (pozo-13 y pozo-17).





5.5 Madurez térmica de los intervalos generadores

Las temperaturas máximas alcanzadas en la zona Noreste y Centro-Sur son las áreas definidas como cocinas de generación y migración de hidrocarburos, las cuales llenan estructuras del Cretáceo inferior, Paleógenas, Neógenas y otras aún por descubrir.

En los mapas de la Figura 5-14 se puede observar una variación en la madurez térmica de los intervalos generadores (Formaciones Tablazo y La Luna) debido a la disposición, evolución térmica y ubicación estratigráfica de las rocas fuentes, definiendo la zona Centro-Sur como la principal área de cocina de generación de hidrocarburos, seguida por la zona Noreste en menor proporción (Figura 5-14).

A raíz de la tectónica pre-orogénica Andina (levantamientos y erosiones), el gradiente térmico disminuye en la cuenca, por lo que hace que se pierdan las condiciones para la maduración de la materia orgánica de las rocas fuentes. Gran parte de los intervalos generadores fueron erosionados, lo que hace disminuir el volumen de roca y el aporte de hidrocarburos al sistema petrolífero, conservándose rocas fuentes ubicadas en zonas de bajos estructurales (depocentros). La falta de unidades reservorios Paleógenos-

Neógenos, trampas y destrucción de las existentes, hacen casi nula la posibilidad de conservación de hidrocarburos generados en este tiempo geológico.

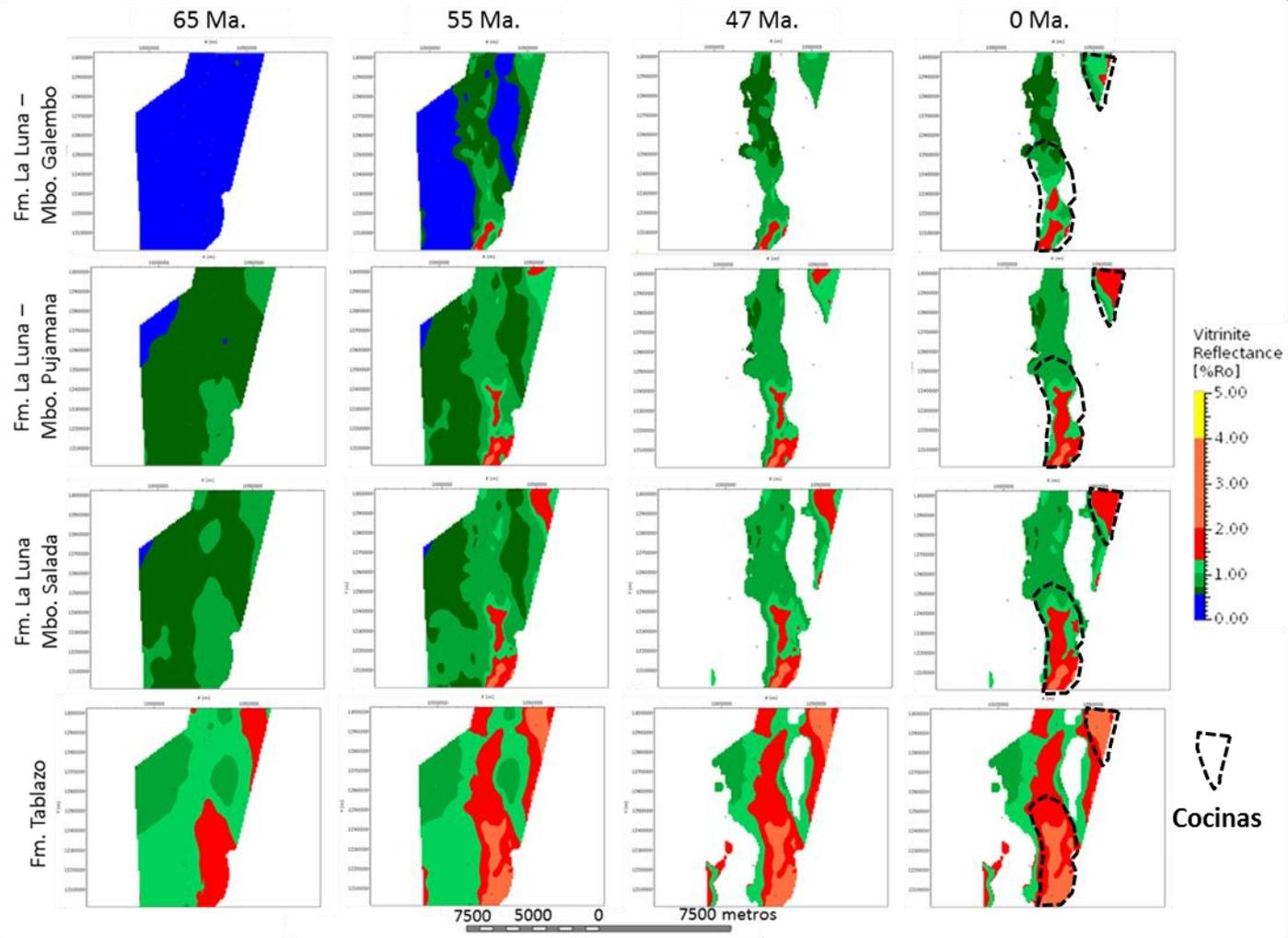
Los posteriores eventos orogénicos Andinos (acreciones, levantamientos, deposiciones de secuencias espesas, erosiones, variaciones en la topografía, etc.), permiten que la cuenca del VMM vuelva a alcanzar un gradiente térmico óptimo para la madurez de la materia orgánica de los intervalos generadores, lo que permite que exista un segundo pulso de generación de hidrocarburos, además de la creación de estructuras para su entrapamiento.

Al analizar los mapas de madurez de la Figura 5-14, permite establecer que:

-El **intervalo inferior** (Formación Tablazo), se encontraba en ventana de generación de aceite y gas hacia los 65 Ma., con valores de reflectancia de vitrinita de hasta 1.5% Ro, mientras que el **intervalo superior** (Formación La Luna – miembros Salada, Pujamana y Galembó) aún eran inmaduros, con valores promedios de 0.5% Ro.

-Para los 55 Ma., posterior al evento erosivo regional, la deposición de unidades espesas del Paleógeno-Neógeno y la orogenia Andina, hacen que exista un segundo pulso de generación de hidrocarburos, debido a que se dan las condiciones para la maduración de nuevo de la materia orgánica de las rocas generadoras, donde **el intervalo inferior** (Formación Tablazo) alcanza una ventana de generación de gas con valores >1.5% Ro., mientras que el **intervalo superior** (Formación La Luna – miembros Salada, Pujamana y Galembó), es una roca madura en ventana de generación de aceite y gas, con valores de reflectancia de vitrinita entre 0.6-1.5% Ro., lo que hace a la cuenca del VMM muy prospectiva, con posibilidad de generar altos volúmenes de hidrocarburos.

Figura 5-14. Mapa de madurez térmica de los intervalos generadores y localización de las cocinas de generación de hidrocarburos.



5.6 Generación y tasa de transformación (TR)

La generación de hidrocarburo se evalúa en el software mediante la tasa de transformación TR (*Transformation Ratio*) de la materia orgánica, lo que indica el porcentaje de hidrocarburo generado en relación con la capacidad original que tiene la roca.

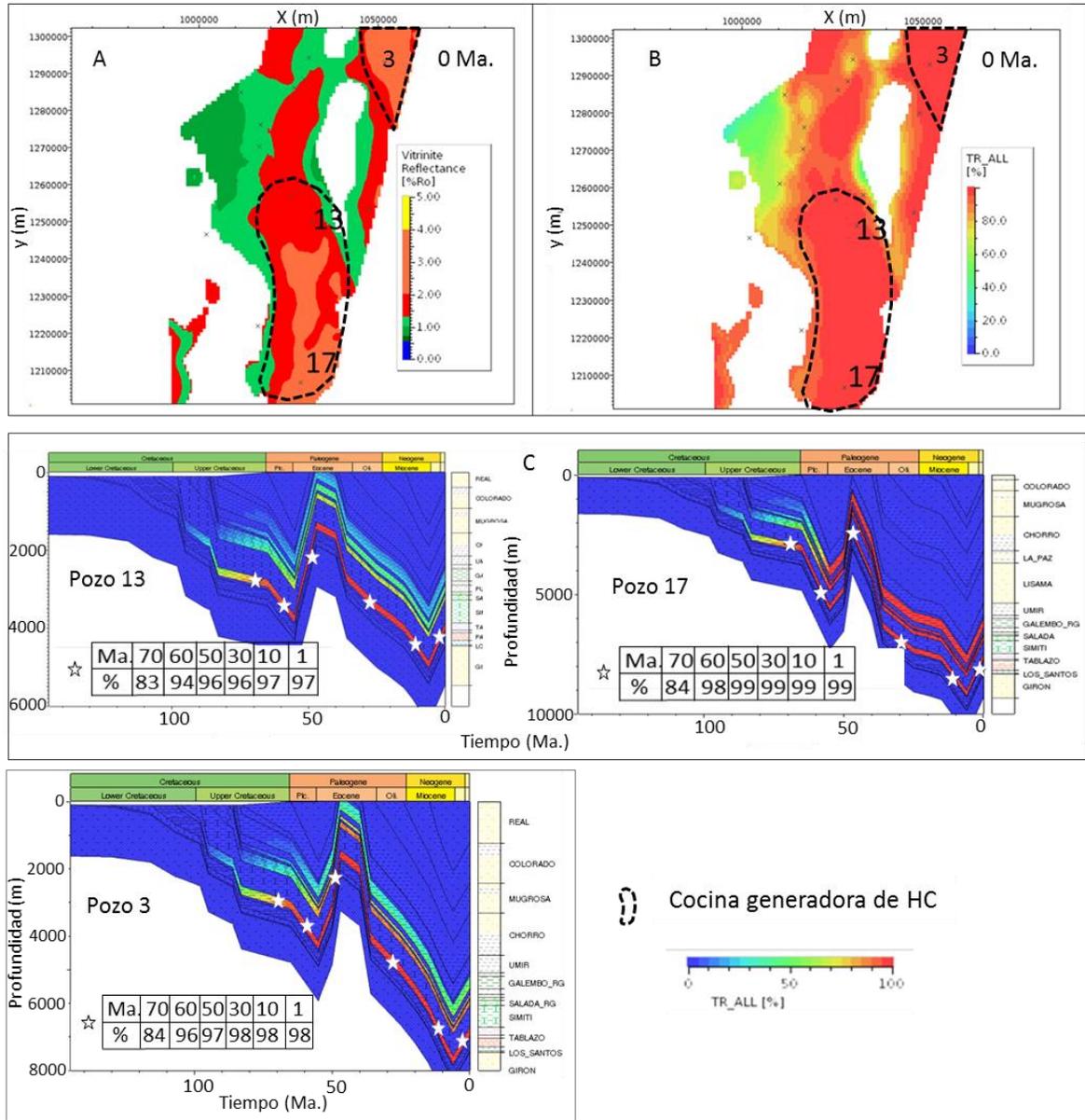
5.6.1 Intervalo inferior

La roca generadora ubicada en la zona Centro-Sur (pozo-13 y pozo-17), tiene una tasa de transformación que supera el 98%, alcanzando su punto crítico del 50% durante el Cretáceo superior, al igual que la roca fuente de la zona Noreste (pozo-3), aportando hidrocarburos hacia diferentes estructuras Cretácicas y Paleógeno-Neógeno (Figura 5-15) y posterior al evento erosivo regional del Eoceno, esta unidad continua su transformación y aportando en menor cantidad hidrocarburo al sistema petrolífero.

A partir de los mapas de madurez térmica de la Figura 5-14 de la sección anterior, se concluye que el intervalo inferior (Formación Tablazo) se encontraba aportando aceite y gas desde finales del Cretáceo tardío - Paleoceno, con valores de Reflectancia de Vitrinita de hasta 1.5% Ro. Durante el Paleoceno, los eventos de la pre-orogénia Andina favorecen la maduración de la materia orgánica, la cual alcanza valores mayores a >1.5% Ro., entrando en una ventana tardía de generación de aceite y gas seco. El hidrocarburo disponible para esta edad se pierde por la falta de trampas para el Paleógeno-Neógeno según la interpretación actual y modelo geológico de carga construido para esta investigación, ya que diferentes sucesos afectaban la cuenca como levantamientos y erosiones que destruían toda estructura posible.

Posterior al evento erosivo regional del Eoceno, el volumen de roca del intervalo generador es bajo al igual que la capacidad de aporte de hidrocarburos. Que aunque para finales del Paleógeno y durante el Neógeno se dan de nuevo condiciones para la maduración de la materia orgánica a causa de los eventos de la orogénia Andina, el aporte de hidrocarburos por parte del intervalo es mínimo debido a la baja cantidad disponible de la materia orgánica.

Figura 5-15. A). Mapa de madurez térmica del intervalo generador inferior. B). Mapa de tasa de transformación (TR) de la materia orgánica. C). Valores de tasa de transformación.



5.6.2 Intervalo superior

La tasa de transformación de cada uno de los miembros del intervalo superior es diferente tanto por la historia de evolución como por su localización en la cuenca. Los miembros de la zona Sur (pozo 17), alcanzan su punto crítico de transformación del 50%

hacia finales del Paleoceno e inicios del Eoceno, momento de mayor aporte de hidrocarburos al sistema, para que posteriormente continúen con su maduración, alcanzando tasas del 99% hacia mediados del Eoceno, por lo que se convierte en una roca con bajo potencial para ese momento. Los miembros de la zona Centro (pozo 13) y zona Noreste (pozo 3) son los más prospectivos, que aunque el miembro Salada alcanza su punto crítico del 50% hacia el Paleoceno, los miembros Pujamana y Galembo aun no alcanzan su mayor tasa de transformación, por lo que los convierten en potenciales generadores de hidrocarburos (Figura 5-16).

Con los mapas de madurez térmica de la Figura 5-14 en la sección anterior, permiten concluir que el intervalo superior (Formación La Luna – miembros Salada, Pujamana, Galembo) desde el Cretáceo hasta inicios del Paleoceno, eran una roca inmadura, la cual no genera hidrocarburos debido a que los valores de Reflectancia de Vitrinita eran en promedio del 0.5% Ro.

Los diferentes eventos de la pre-orogénia Andina favorecen las condiciones geológicas de la cuenca en la maduración de la materia orgánica del intervalo generador, la cual presenta valores de Reflectancia de Vitrinita promedio de 0.6 a 1% Ro y algunos puntos específicos que llegan hasta 1.5% Ro, por lo que el intervalo corresponde a una roca madura en ventana de generación de aceite y aporte mínimo de gas. Todo este hidrocarburo disponible se pierde para ese momento a falta de trampas para el Paleógeno-Neógeno según la interpretación y modelo construido para la presente investigación, a causa de los diferentes sucesos tectónicos que afectaron la cuenca como erosiones y levantamientos que destruyeron toda posible estructura.

Aunque los diferentes eventos de la orogénia Andina afectaron en el volumen de roca a raíz de las erosiones, la roca fuente continúa su proceso de maduración durante el Oligoceno-Mioceno hasta el reciente. Con la actividad tectónica Andina, se originan depocentros donde se acumulan espesas secuencias que contribuye a la maduración de materia orgánica y al aumento de la temperatura en la cuenca, lo que permite que la secuencia generadora alcance valores entre los 0.8 a 2% Ro., con algunas zonas superiores a 2% Ro, lo que convierte al este intervalo en el más prospectivo para la generación de aceite y gas.

Los tres miembros de la Formación La Luna aportan diferentes tipos de hidrocarburos según su ubicación en la columna sedimentaria en la cuenca, debido a las condiciones químicas de la materia orgánica, carga litológica y el gradiente térmico. El miembro Galembo es el de mayor aporte de hidrocarburos al sistema petrolífero debido a las buenas condiciones geoquímicas de la materia orgánica, seguido por el miembro Salada y en menor proporción el miembro Pujamana.

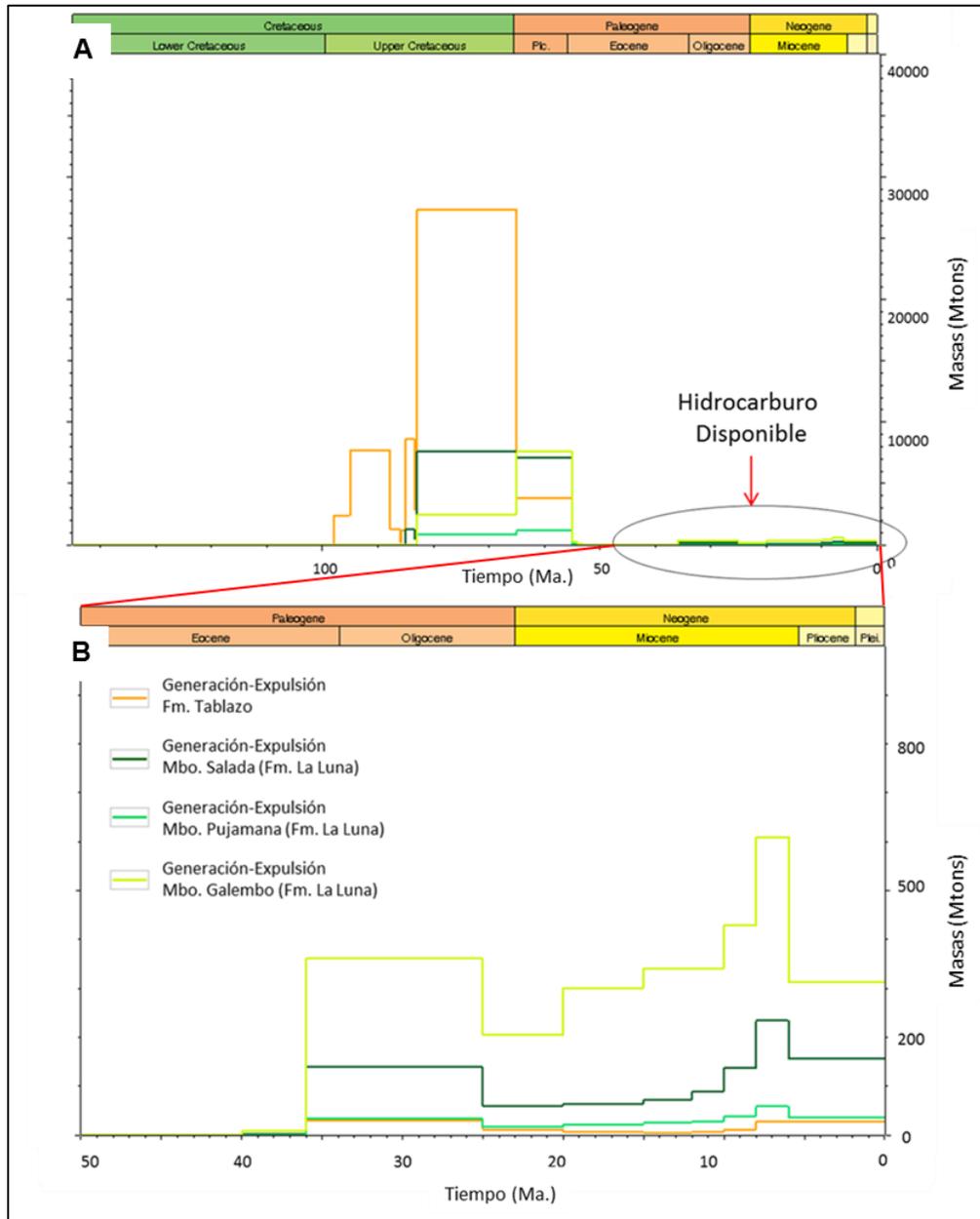
5.7 Expulsión de hidrocarburos

El modelo geológico de carga construido para el área de investigación indica que se tienen dos eventos principales de generación/expulsión de hidrocarburos:

-El **primero evento** ocurre durante el Cretáceo tardío-Eoceno temprano para cuando los reservorios del Paleógeno-Neógeno aún no se habían depositado según la actual interpretación, llevando a que todo este crudo se pierda hacia la superficie. En este primer pulso de generación de hidrocarburo, el mayor aporte de los crudos corresponde al intervalo inferior (Formación Tablazo), seguido en menor proporción por los miembros Salada, Galembo y Pujamana del intervalo superior (Formación La Luna) (Figura 5-17-A).

-El **segundo evento** importante de generación/expulsión de hidrocarburos inicia hacia finales del Eoceno y en el Mioceno medio aumenta debido a la deposición de unidades del Neógeno que favorecen en la maduración de la materia orgánica y aumento del gradiente térmico, continuando este proceso hasta el presente. El aporte principal corresponde al miembro Galembo seguido de los miembros Salada y Pujamana del intervalo superior (Formación La Luna), mientras que el intervalo inferior (Formación Tablazo) aporta bajas proporciones de hidrocarburos (Figura 5-17-B).

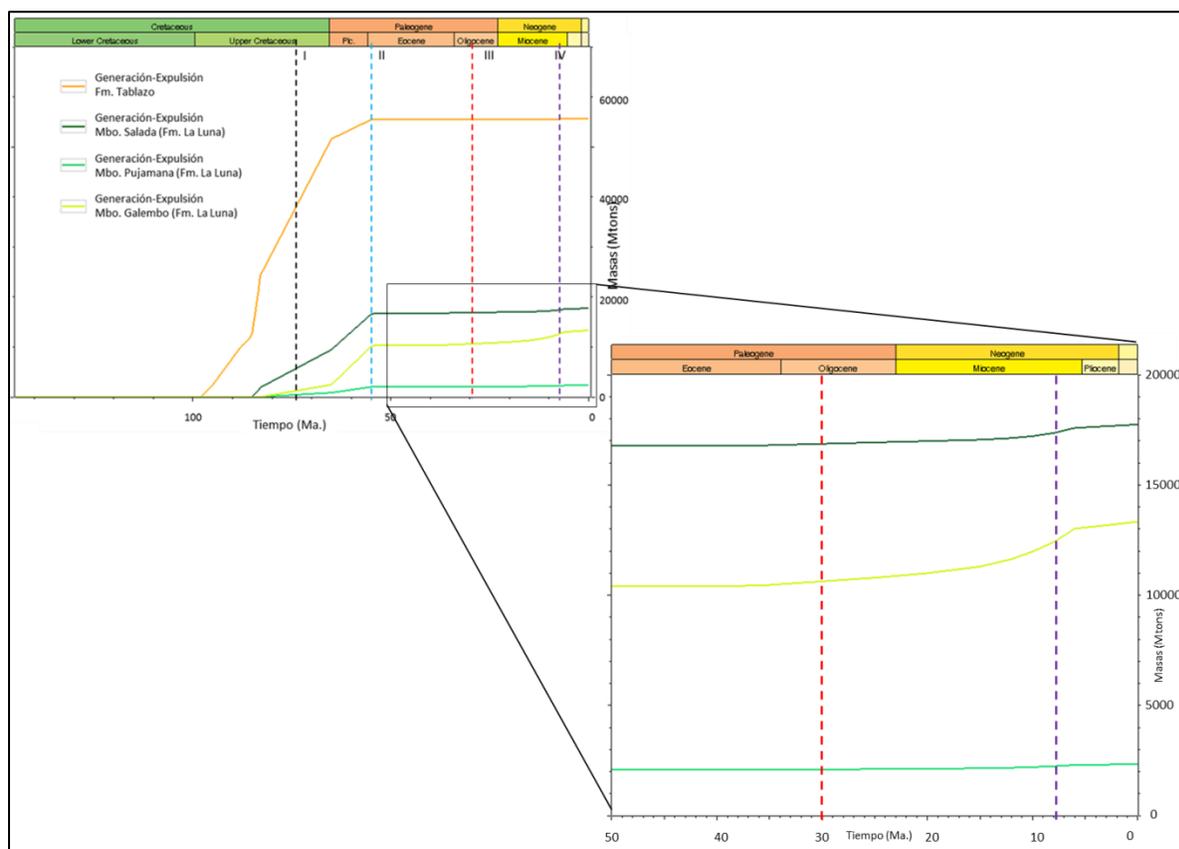
Figura 5-17. Eventos de generación/expulsión de hidrocarburos de los intervalos generadores. **A).** Primer evento de expulsión. **B).** Segundo evento de expulsión.



En el segundo pulso de generación y expulsión que se da hacia el Eoceno tardío (40-30 Ma.), donde se puede observar unas bajas pendientes en las curvas de tendencia de los intervalos generadores, marcada por el cruce de la línea vertical punteada roja (III) en cada una de ellas, alcanzando su mayor aporte hacia el Mioceno tardío (10 Ma. – 8 Ma.), cuando se da inicio a unas mayores pendientes en las curvas, indicado por el cruce de la

línea morada vertical punteada (IV), debido a la acción de la tectónica Andina que crea espacios de acomodación que favorece la deposición de unidades Paleógeno – Neógeno, mejorando el gradiente geotérmico en la cuenca para la maduración de la materia orgánica (Figura 5-18).

Figura 5-18. Curvas de generación y expulsión de hidrocarburos de los intervalos generadores.



Al observar las historias de generación y expulsión de hidrocarburos, se puede determinar claramente que el sincronismo de los diferentes elementos del sistema petrolífero funcionaron de manera correcta hacia finales del Paleógeno y durante el Neógeno, asociado a eventos compresivo que involucran el levantamiento de la Cordillera Central y Oriental, formando la cuenca antepaís y determinando la configuración final de hoy en día del VMM.

5.8 Migraciones y acumulaciones

Para conocer los patrones de migración y las acumulaciones de hidrocarburos en el área de estudio, se usaron dos métodos del software PetroMod: Migración Híbrida y Migración por Invasión Percolativa (IP). Se variaron sus escenarios para conocer cómo se comportan los hidrocarburos y lograr obtener acumulaciones en el área de estudio.

5.8.1 Patrones de migración

En el modelo geológico tridimensional de carga resultante del área de estudio, los patrones de migración se dan principalmente en dirección oeste – este y viceversa, con algunas variaciones norte-sur, y tanto laterales como verticales, migrando desde las cocinas de generación de hidrocarburos señaladas en la Figura 5-19, donde la franja centro-sur es la principal con el mayor aporte de HC, llenando diferentes estructuras como los campos La Cira-Infantas, Casabe-Gala, entre otros y a su vez, aportando a las estructuras del reservorio de interés y posiblemente a otras estructuras aún por descubrir.

Una segunda cocina de generación de HC se encuentra localizada hacia la zona Noreste del modelo geológico de carga, con menor área de influencia, logrando inyectar hidrocarburos a diversas estructuras en menor cantidad.

Los hidrocarburos que migran desde los intervalos generadores de la secuencia Cretácica, cruzan diversas facies y litologías de roca, alcanzando secciones de roca con propiedades petrofísicas óptimas para su entrapamiento, las cuales son de edad tanto Mesozoica como Cenozoica, lugar de los principales reservorios en la cuenca del VMM.

En la Figura 5-20 se observa el resultado de las dos métodos de migración usadas para el modelo geológico de carga de la zona de estudio, los cuales logran calibrar de manera correcta, con algunas diferencias no muy marcadas, con las acumulaciones grandes de hidrocarburo de los campos de producción en la cuenca, como son La Cira-Infantas, Casabe-Gala, entre otras, y acumulaciones en reservorios Cretácicos, Paleógenos y Neógenos.

Figura 5-19. Localización de cocinas generadoras, rutas de migración y acumulación de hidrocarburos en el área de investigación.

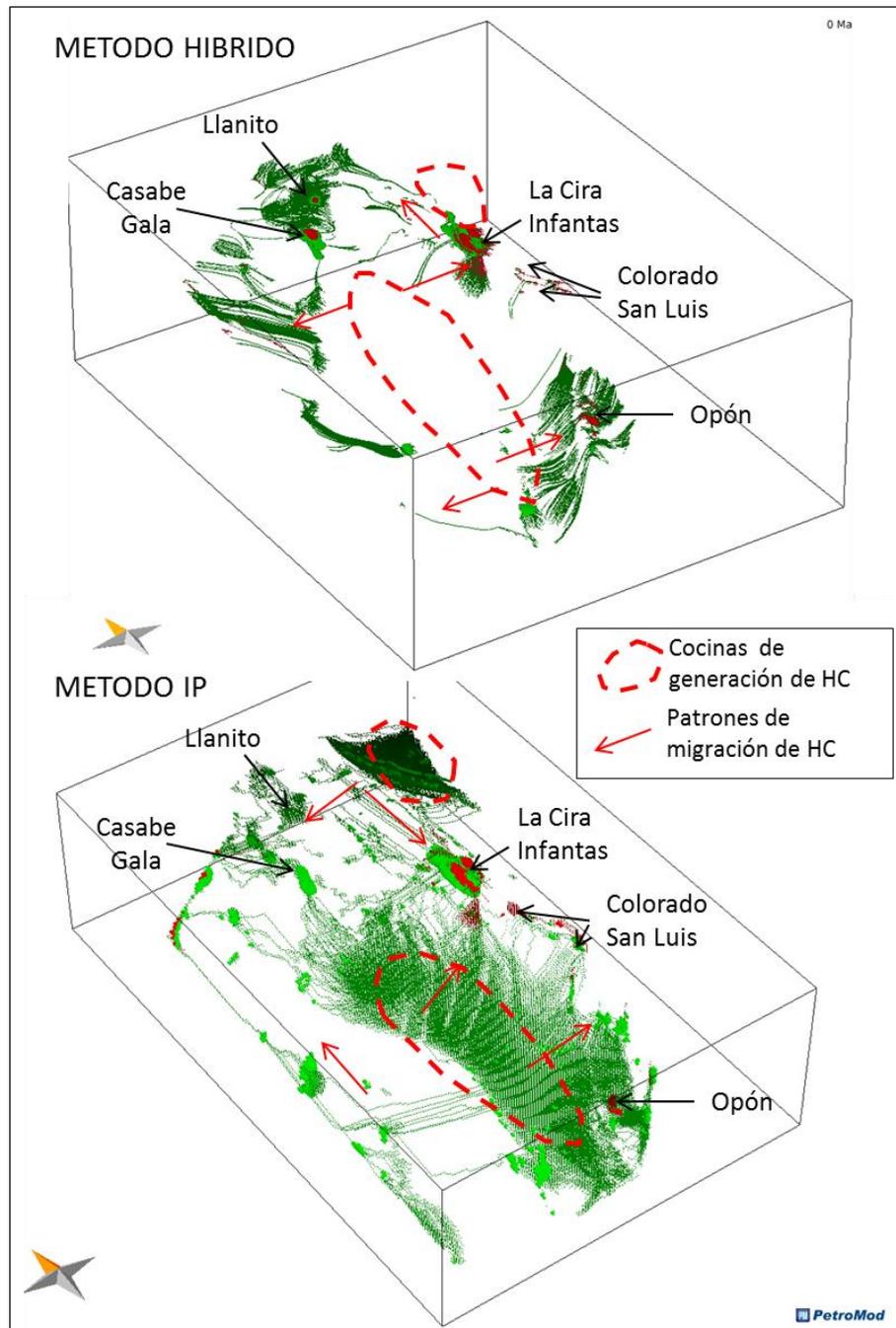
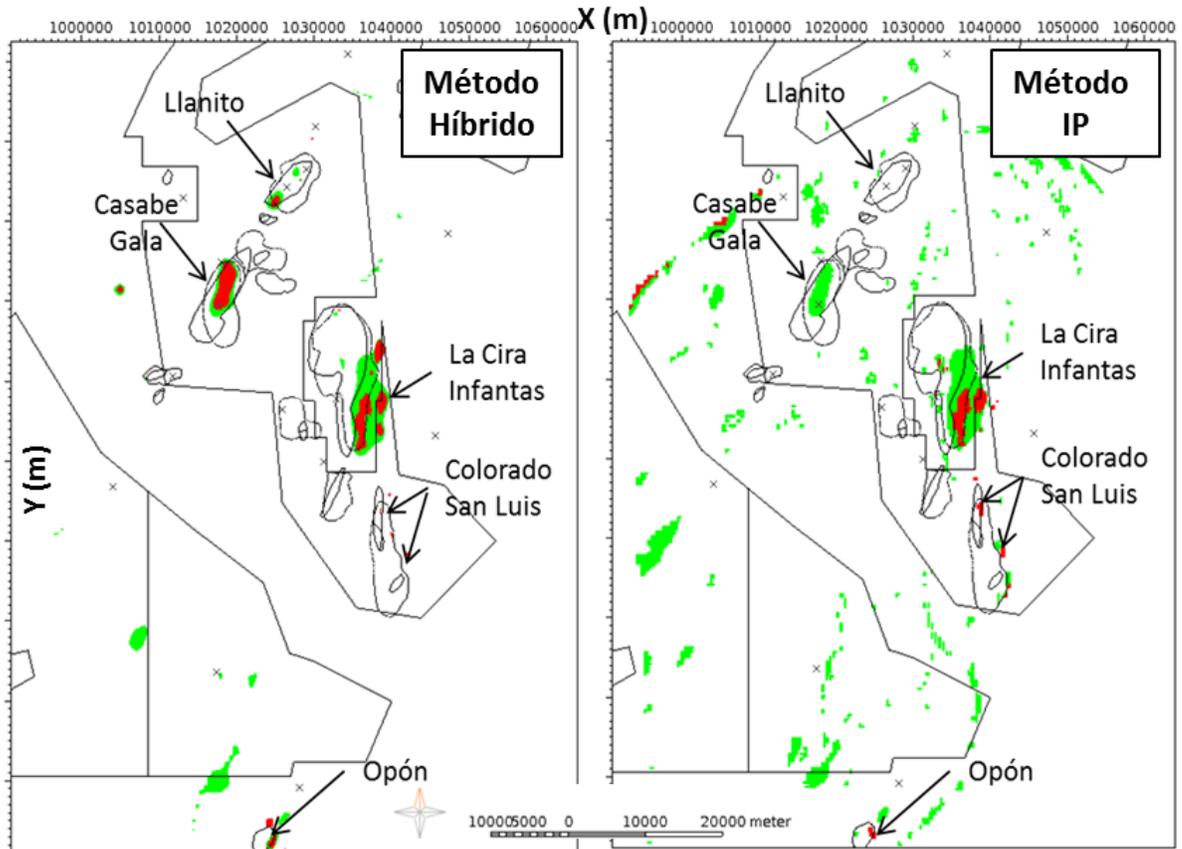


Figura 5-20. Acumulaciones de HC en el área usando diferentes métodos de migración.

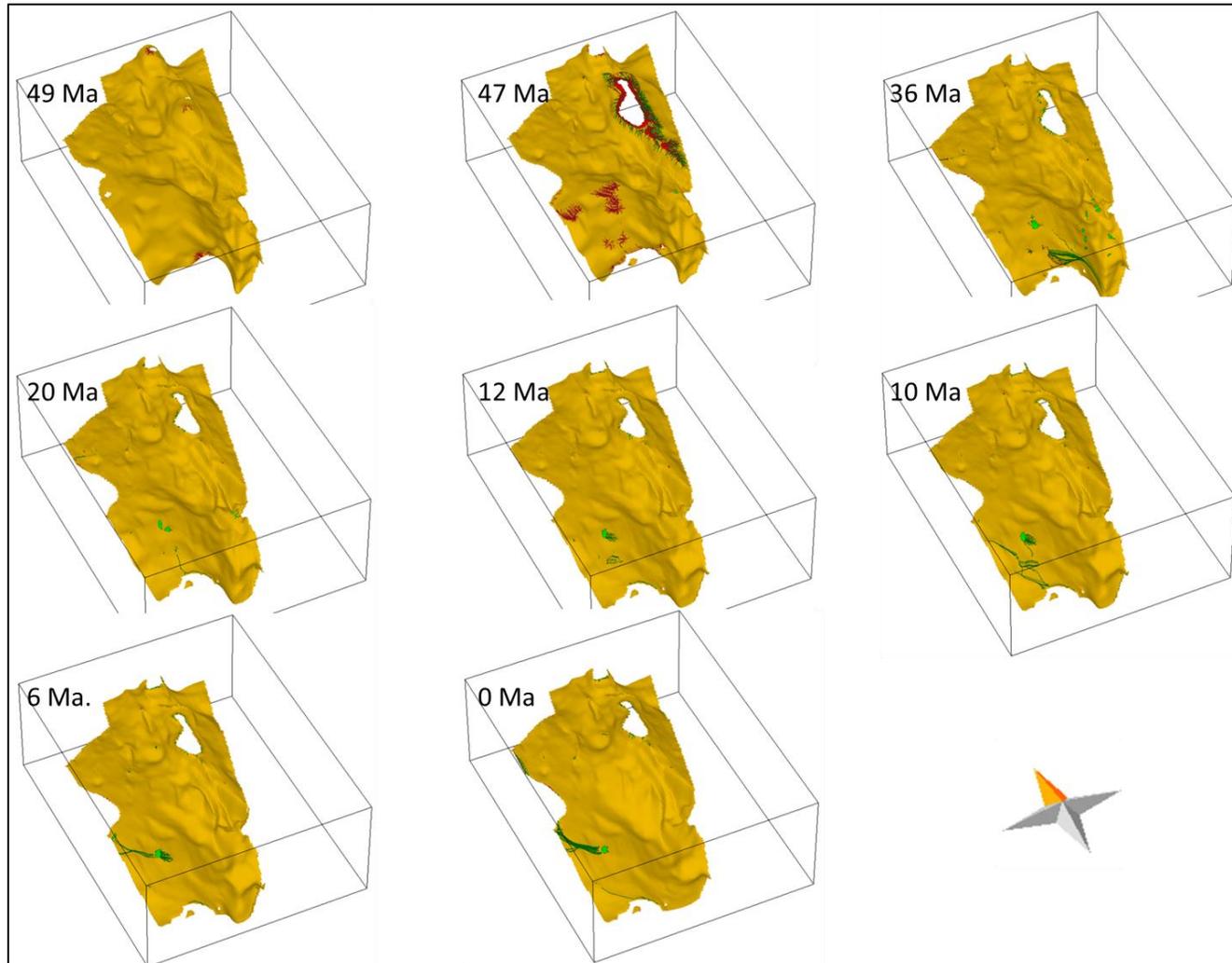


5.8.2 Acumulaciones de hidrocarburos en el intervalo de interés

La presencia de hidrocarburos en el intervalo de interés se inicia a revisar en el trabajo posterior al evento erosivo regional del Eoceno (49 Ma.), cuando se dan condiciones tectónicas que mantienen las estructuras para el entrapamiento de los fluidos, las cuales continúa su proceso de formación para diferentes etapas (47 Ma, 36 M.a, 20 Ma., 12 Ma.). Muchas de estas trampas fueron destruidas debido a los proceso de levantamiento y erosión.

Para mediados y finales del Mioceno (10-6 Ma.), tectónicamente la cuenca del VMM no presenta una alta actividad tectónica, conservándose las trampas formadas a lo largo de la historia de evolución, permitiendo las acumulaciones finales del hidrocarburo en la Formación Los Santos, las cuales puede presentar una remigración de fluidos (Figura 5-21).

Figura 5-21. Acumulaciones de hidrocarburos para diferentes edades geológicas en la Formación Los Santos y sus patrones de migración de HC.



Las estructuras presentes en el intervalo de interés se formaron durante eventos orogénicos ocurridos durante el Cretáceo tardío hasta el Oligoceno-Mioceno. El último evento orogénico Andino que afectó el área, ocurrió durante el Mioceno medio a tardío, asociado con el levantamiento de la cordillera Central, donde se reactivaron fallas antiguas, generando amplios pliegues en la secuencia Paleógena-Neógena y Cretácica, lo cual hace que se creen estructuras posteriores, donde se entrapa el hidrocarburos en los reservorios de edad Mesozoico y Cenozoico.

Debido a los eventos tectónicos Andinos ocurridos a lo largo de la historia de evolución de la cuenca, la secuencia Cretácica ha sufrido diferentes procesos como levantamientos y erosiones, poniendo en contacto a rocas Cretácicas con rocas de la misma secuencia y en contacto con secuencias Cenozoicas. Probablemente a causa del contacto lateral de secuencia Cretácica con rocas de la misma secuencia, es decir, formaciones generadoras como Tablazo y La Luna en contacto lateral con La Formación Los Santos, hace que la migración de hidrocarburos hacia el intervalo de interés pueda haberse dado de forma lateral.

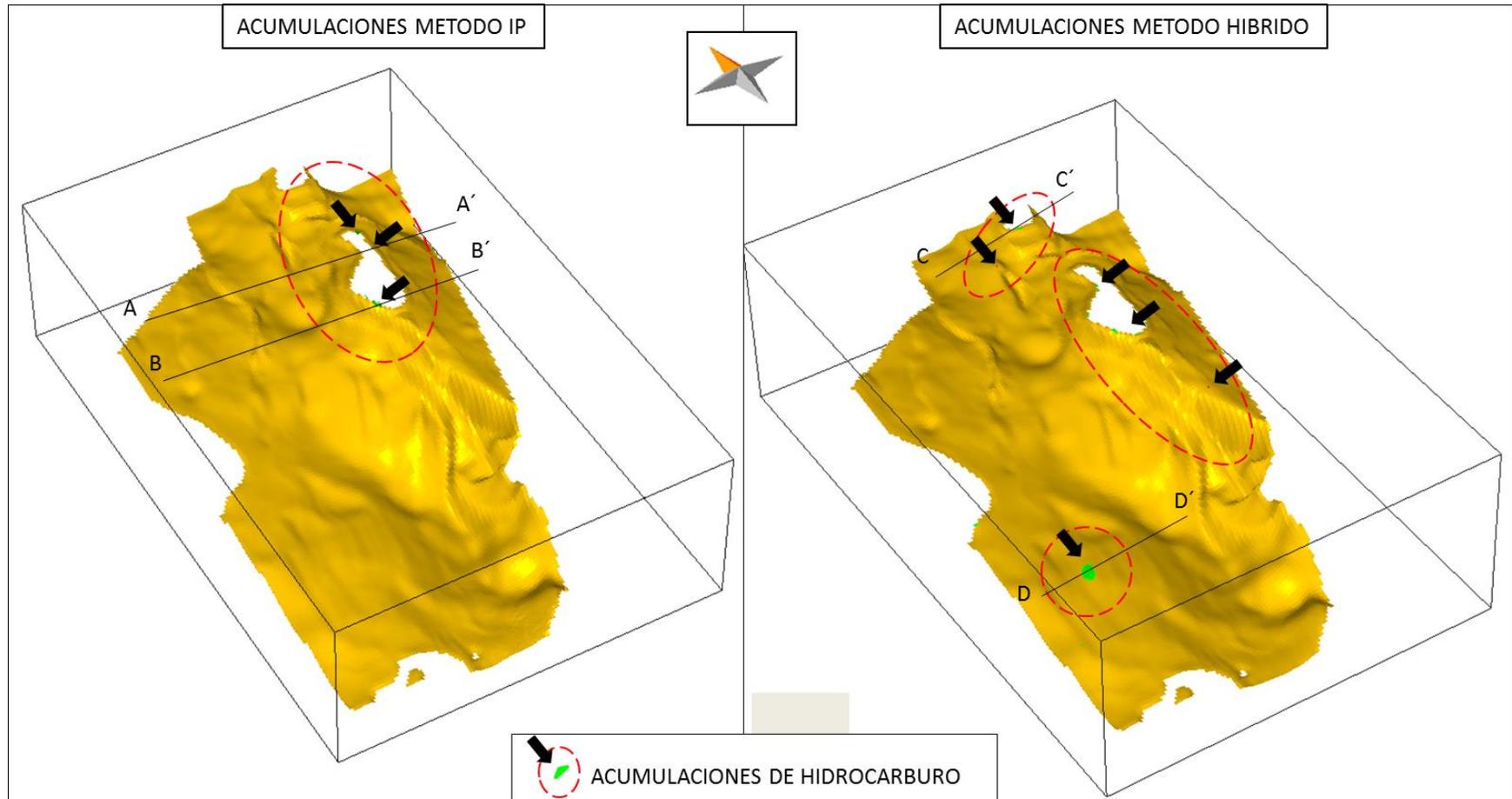
A lo largo del proceso de entrapamiento del HC, las fallas jugaron un papel importante, ya que actuaron como barrera para la acumulación de HC, o pudieron ser un paso permeable lateral hacia otras unidades o de escape hacia secuencias superiores.

5.8.3 Localización de acumulaciones y tipos de trampa

Las acumulaciones en el reservorio de interés se localizan principalmente hacia la zona Centro y Norte del modelo geológico construido, asociadas a las fallas de los flancos de amplios anticlinales que forman altos estructurales. Algunas otras acumulaciones se localizan hacia la zona Suroeste del área (Figura 5-22).

Dichas acumulaciones se encuentran relacionadas principalmente con trampas de tipo estructural y probablemente algunas de tipo estratigráfico, localizadas hacia los flancos de anticlinales fallados y en cambios laterales de facies respectivamente. Las fallas actúan para estos casos como sellos, barreras de baja permeabilidad, además de las litologías suprayacentes e intraformacionales, que evitan el escapen de los hidrocarburos.

Figura 5-22. Acumulaciones de hidrocarburos en el intervalo de interés mediante los métodos de migración IP e Híbrido.



En los cortes estructurales extraídos del modelo geológico de carga de hidrocarburo construido para el área de estudio (Figuras 5-23 y 5-24), se puede ver que las acumulaciones se localizan principalmente hacia las zonas falladas de los anticlinales, o en algunos casos se presentan cierres propios los cuales probablemente estén favorecidos por el cambio lateral de facies.

Figura 5-23. Cortes estructurales A-A' y B-B' extraídos del método de migración IP. Localización de las acumulaciones de hidrocarburo.

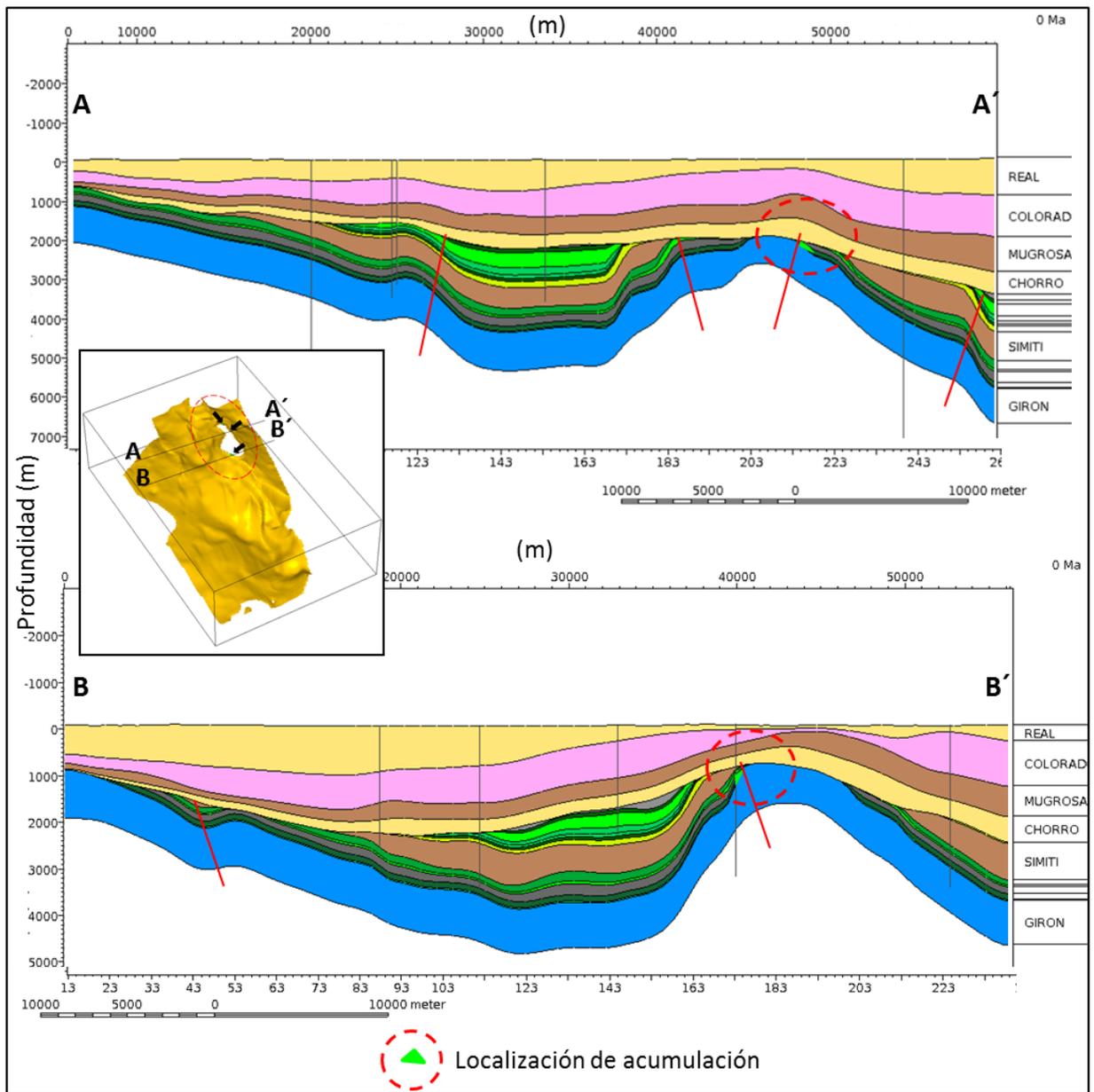
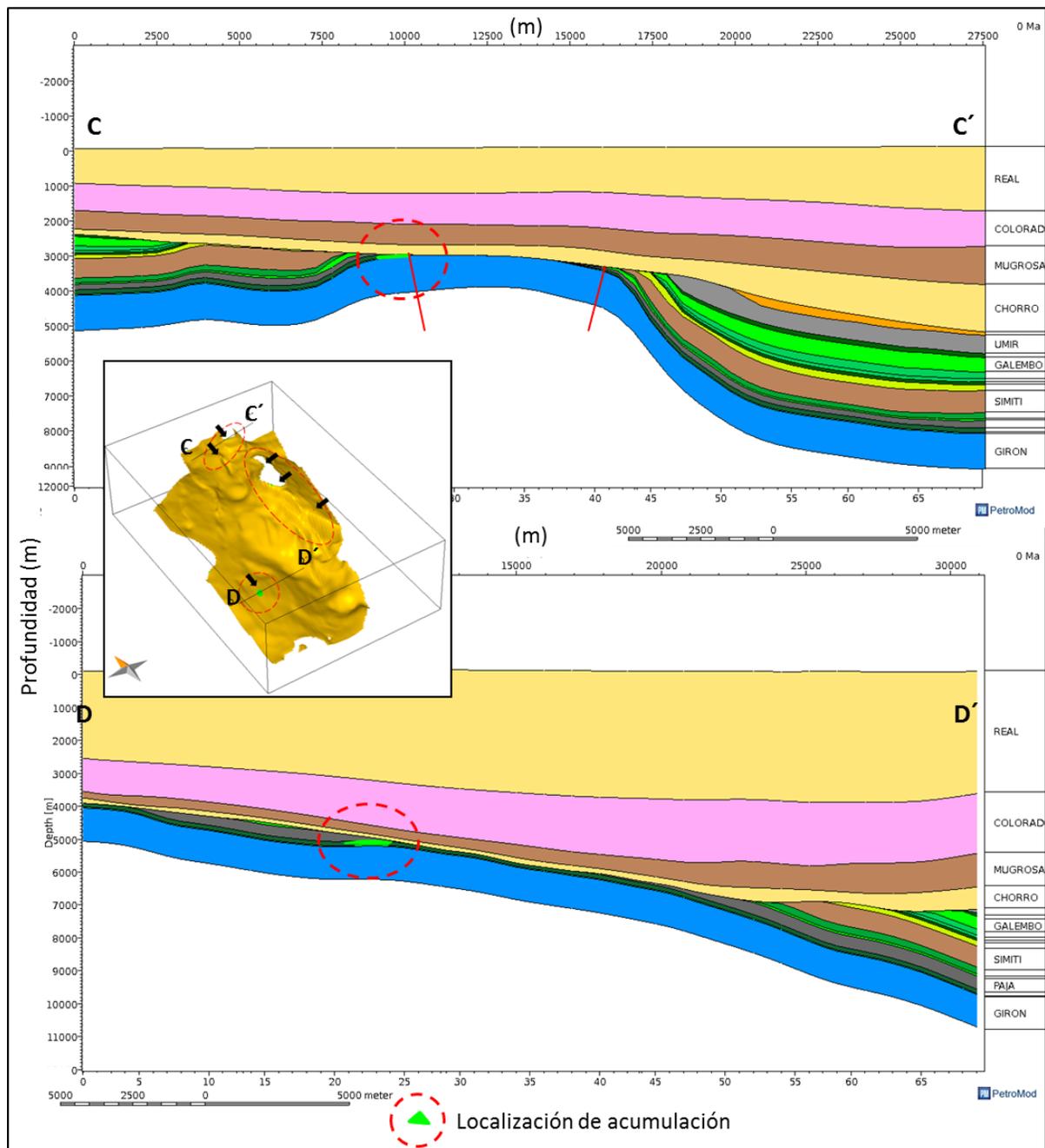


Figura 5-24. Cortes estructurales C-C' y D-D' extraídos del método de migración Híbrido. Localización de las acumulaciones de hidrocarburo.



Las acumulaciones en la zona de estudio se encuentran a profundidades que varía entre los 1000 m hasta los 5000 m.

5.8.4 Potencialidad del área

Para determinar el volumen potencialmente acumulado en el intervalo de interés, se toman los resultados del método Híbrido, debido a que el método IP tiende a extraer la mayor cantidad de hidrocarburos posible de los intervalos fuentes, generando valores que probablemente no se ajusten a la realidad.

El método Híbrido se ajusta más a la geología del área, ya que tiene en cuenta los niveles arcillosos con características sellantes donde la roca está más compactada, usando la propiedad de migración tipo Darcy es decir, una migración más lenta y vertical para estas litologías, mientras que en las zonas con porosidad alta, se favorece la migración a lo largo de las capas (*flowpath*), que son los niveles más arenosos y cuentan con mejores características de reservorio.

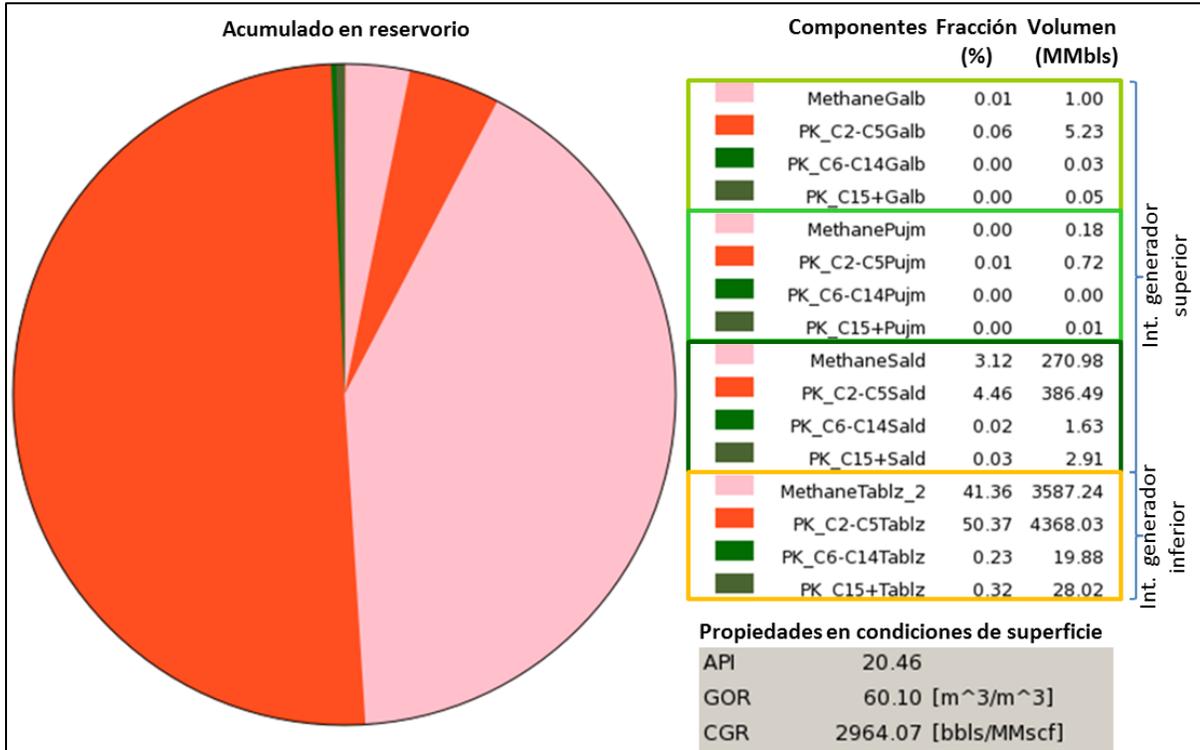
Por lo anterior descrito, y a partir del análisis de las acumulaciones mostradas por el método Híbrido, el reservorio en estudio (Formación Los Santos) presenta una potencialidad moderada a alta, con acumulaciones alrededor de los 1400 Millones de barriles de hidrocarburo in situ. Se requieren de más estudio detallado para lograr comprender mejor el modelo geológico de carga y así, lograr un posible desarrollo comercial de las oportunidades identificadas.

5.8.5 Compuestos de los intervalos generadores

Los compuestos principalmente aportados por cada uno de los intervalos generadores corresponden a fracciones de gas e hidrocarburos ligeros por parte del intervalo inferior (Formación Tablazo), seguido por el miembro Salada, Galembó y Pujamana del intervalo superior (Formación La Luna) en menor proporción, aportando hidrocarburos ligeros a medios (Figura 5-25).

El posible tipo de hidrocarburos a encontrar es mediano, con una gravedad de 20° API aproximadamente.

Figura 5-25. Distribución de los componentes aportado por cada uno de los intervalos generadores.



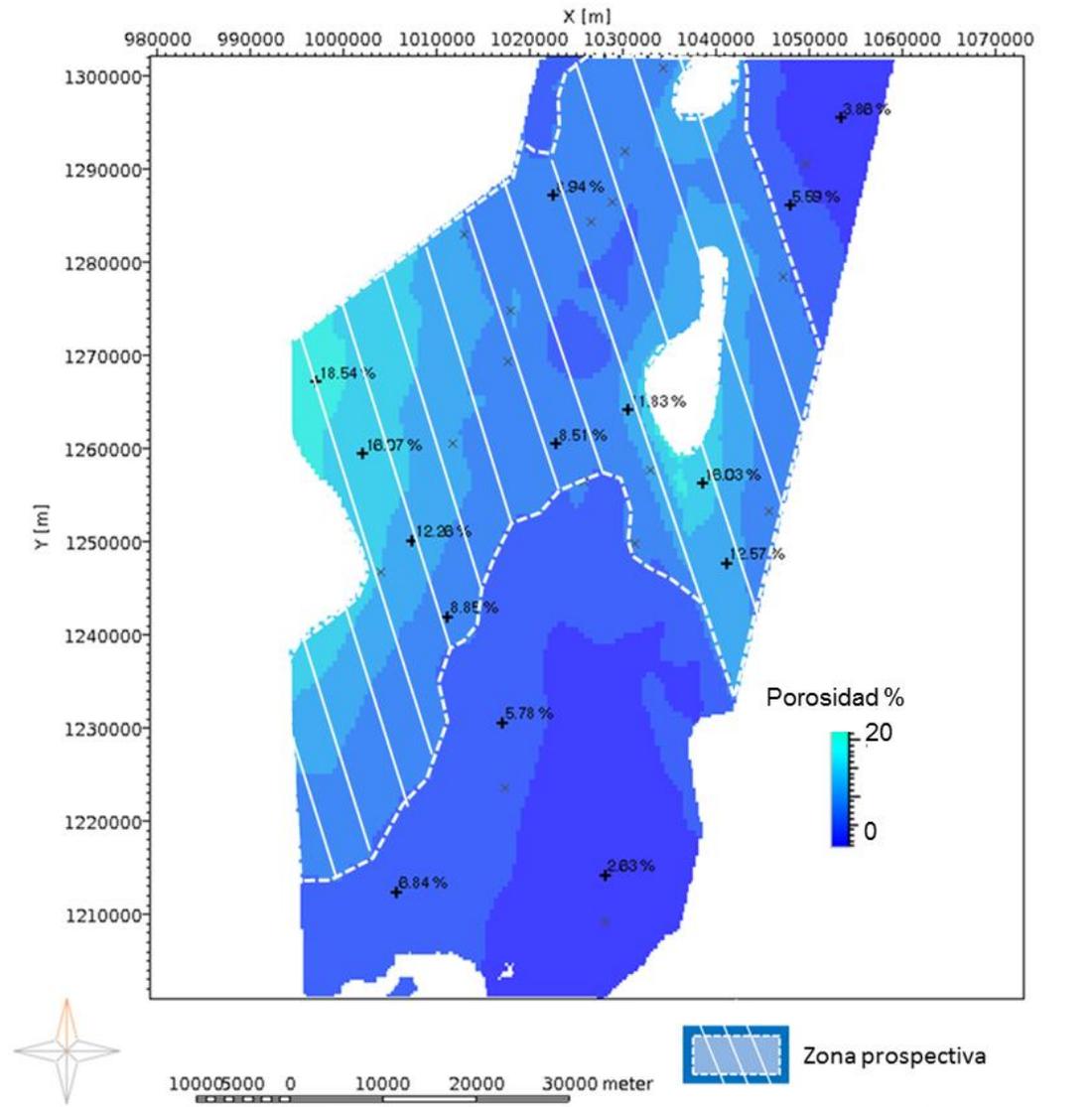
5.9 Reservorio

El mapa de porosidad efectiva generado por el software a partir del modelo geológico de carga de hidrocarburo construido para el área de investigación, tiene en cuenta diversos factores como la historia de compactación de la columna sedimentaria en el tiempo, tipo de litología, las mezclas previamente establecidas, sobrecarga litostática, erosiones, las variaciones de los espesores, y otros factores más que contribuyen a obtener un producto ajustado a la configuración actual de la cuenca.

Con el análisis del mapa de porosidad efectiva, se puede definir una zona de alta prospectividad en el intervalo de interés (Formación Los Santos), donde la porosidad varía entre 8 y 12 % localizada en áreas no muy profundas y principalmente en aquellas sitios circundantes a los altos estructurales, los cuales se ven favorecidas por la baja carga litológica. La porosidad depende del grado de compactación de la roca, debido a que en zonas de mayor volumen de sobrecarga de roca, la secuencia reservorio se

compacta, disminuyendo su capacidad de almacenamiento para yacimientos de hidrocarburos convencionales.

Figura 5-26. Mapa de porosidad efectiva del área y zona de mayor prospectividad.



6 Conclusiones

A partir de la metodología de trabajo que integra todos los datos disponibles en el área de estudio, se propone la existencia de un *play* profundo al Cretáceo inferior, donde la acumulación de los hidrocarburos se asocia principalmente a trampas estructurales y posiblemente estratigráficas, siendo el reservorio de interés principal la Formación Los Santos.

La distribución de campos de producción en el área de estudio permite confirmar la existencia de sistemas petrolíferos activos que tienen el potencial de cargar reservorios Cenozoicos, Cretácicos y Jurásicos posiblemente, lo cual es corroborado mediante los resultados obtenidos del modelo geológico tridimensional de carga de HC construido para el área de estudio.

Existen dos eventos de generación/expulsión de hidrocarburos en el área:

-El **primer evento** ocurre durante el Cretáceo tardío-Eoceno temprano para cuando los reservorios del Paleógeno-Neógeno aún no se habían depositados, bajo el escenario de la interpretación actual o habían sido destruidas, pero que pudieron llegar a ser cargadas en este primer pulso.

-Un **segundo evento** que inicia hacia finales del Eoceno (40 Ma.) y alcanza su mayor aporte hacia el Mioceno tardío (10 Ma. – 8 Ma.), el cual se evidencia por el crudo presente en los campos del VMM, en las acumulaciones existentes en el reservorio de interés (Formación Los Santos) y la posibilidad de existencia en otras estructuras que aún faltan por descubrir.

Se define el sistema petrolífero hipotético en la zona de estudio conformado por: Tablazo-Los Santos) (.), y La Luna-Los Santos (.), con posibilidades de reservorios secundarios aquellas rocas de la secuencia sedimentaria Paleógena-Neógena del Cenozoico.

El intervalo generador inferior (Formación Tablazo) es el principal aportante de fracciones de gases y compuestos de hidrocarburo livianos hacia el reservorio de interés, debido a las características geoquímicas de la roca y a su contacto próximo con el reservorio, seguido por el intervalo generador superior (Formación La Luna – miembros Salada, Pujamana y Galembó), el cual proporciona compuestos de hidrocarburos medios y livianos.

Las cocinas generadoras de hidrocarburos se localiza en:

- La zona Centro-Sur, siendo la principal, aportando la mayor cantidad de fluidos al sistema petrolífero según el modelo geológico de carga construido para esta investigación, la cual llena estructuras tanto del Cenozoico como estructuras del intervalo estratigráfico de interés.
- La zona Noreste, con una segunda cocina generadora, que por su volumen de roca y posición geográfica, aporta menos contenido de hidrocarburos al sistema petrolífero.

Se considera que existe un potencial hidrocarburífero de moderado a alto en el reservorio de interés, con unas acumulaciones alrededor de los 1.400 Millones de barriles in situ, a profundidades que varían entre los 1.000 a 5.000 m, las cuales son de gran interés para posteriores estudios más detallados y evaluaciones económicas que permitan lograr su desarrollo comercial.

Las áreas de mayor potencial para la acumulación de hidrocarburos según el mapa de porosidad efectiva, se encuentran hacia las zonas que rodean los altos estructurales, y aquellas áreas con valores de porosidad que varían entre 8 a 12 % debido al bajo grado de compactación en la roca.

7 Bibliografía

Allen, P., & Allen, J. (1990). Basin Analysis, principles and applications. Blackwell Scientific Publications, London, 451 p.

ANH - Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2014). 10 de enero de 2014, disponible en: <http://www.anh.gov.co/Banco%20de%20informacion%20petrolera/EPIS/Paginas/Seleccion-de-datos.aspx>

Ariana Ltda., Geólogos Consultores. 2009. Cartografía geológica del Valle Medio del Magdalena. Ecopetrol.

Banerjee, A., Sinha, A. K., Jain, A. K., Thomas, N. J., Misra, K. N. & Chandra, K. (1998). A mathematical representation of Rock Eval Hydrogen Index vs Tmax profiles. In Organic Geochemistry. Vol. 28. 43-55 p.

Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C., & Martínez, J. (2007). Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. ANH Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Cao, S., Lerche, I., Hermanrud, C., 1988. Formation temperature estimation by inversion of bore hole measurements., Geophysics 53 p 979-988.

Clavijo, J. 1985. Secuencia facial de la Formación Los Santos por la Quebrada Piedra Azul: Registro de una hoya fluvial evanescente. Proyecto Cretácico. Publicaciones Geológicas Especiales Ingeominas (16) Capítulo IV. 1-18 p. Bogotá.

Cediel, F. (1968). El Grupo Girón, una molasa Mesozoica de la Cordillera Oriental. Servicio Geológico Nacional. Boletín Geológico No. 16 (1-3). 5-96 p. Bogotá.

- Cooper, M.A., Addison, F.T., Álvarez, R., Coral, M., Graham, R.H., Hayward, A.B., Howe, S., Martínez, J., Naar, J., Peñas, R., Pulham, A.J. and Taborda, A. (1995). Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera and Middle Magdalena Valley, Colombia. AAPG Bull V. 79 No. 10. 1421-1443 p.
- Córdoba, F., Rolón, L. F., Buchelli, F. & Suárez, M. (2000). Provincia petrolífera del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol), Santafé de Bogotá, Colombia. ACGGP. 7th Simposio Bolivariano – Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas.
- Córdoba, F., Buchelli, F., Gómez, L., Rolón, L., López, C., Sotelo., Q. (2001). Proyecto Evaluación Regional Cuenca del Valle Medio del Magdalena – Cordillera Oriental, Colombia. Informe Interno Ecopetrol. Bogotá.
- De La Cruz, E. (1988). Stratigraphy of the Tertiary of the Middle Magdalena Valley Basin (Colombia), Central and Northern parts. Unpublished MA Thesis. The University of Texas at Austin. 118 p.
- Dussan, M. I. (2011). Modelo 3D de facies de la tectonosecuencia 2 del Valle Medio del Magdalena (Colombia) aplicados a la predicción de reservorios. Ecopetrol S.A. Universitat de Barcelona. Master de Geología.
- Ecopetrol-ICP. (2004). Un Modelo Cuantitativo para la Generación de Petróleo en el Valle Medio del Río Magdalena (VMM). Informe interno.
- Etayo, F. (1968). El Sistema Cretácico en la región de Villa de Leyva y zonas próximas. Geología Colombiana No. 5. 5-74 p. Universidad Nacional de Colombia.
- Etayo, F., Renzoni, G., y Barrero, D. (1969). Contornos sucesivos del mar Cretáceo en Colombia. Memoria 1er. Congreso Colombiano de Geología. Universidad Nacional de Colombia. 217-252 p. Bogotá.

- Etayo, F., Barrero, D., Lozano, H., Espinosa, A., González, H., Urrego, A., Ballesteros, I., Forero, H., Ramírez, C., Zambrano, F., Duque, H., Vargas, r., Núñez, A., Álvarez, J., Ropain, C., Cardozo, E., Galvis, N., Sarmiento, L., Albers, J., Case, J., Singer, D., Bowen, R., Berger, B., Cox, D., & Hodges. C. (1983). Mapa de terrenos geológicos de Colombia: Ingeominas, Publicación Especial, Santafé de Bogotá (Colombia), n. 14-1. 235 p.
- Etayo, F. & Rodríguez, G.I. (1985). Edad de la Formación Los Santos. Proyecto Cretácico. Publicaciones Geológicas Especiales Ingeominas, (16) Capítulo XXVI. 1-12 p. Bogotá.
- Etayo, F., Cáceres, C., & Cediell, F. (2003). Distribución de facies y ámbito tectónico a través del Fanerozoico de Colombia. Ingeominas. Escala 1: 2'000.000.
- Fabre, A. (1983) (a). La subsidencia de la Cuenca del Cocuy (Cordillera Oriental de Colombia) durante el Cretácico y el Terciario Inferior. Primera Parte: Estudio cuantitativo e la subsidencia. Geología Norandina, Bogotá. (8) 49- 61 p.
- _____ (1983) (b). La subsidencia de la Cuenca del Cocuy (Cordillera Oriental de Colombia) durante el Cretácico y el Terciario Inferior. Primera Parte: Esquema de evolución tectónica. Geología Norandina, Bogotá. (8) 21 – 27 p.
- Fabre, A. (1985). Dinámica de la Sedimentación en la región de la Sierra Nevada del Cocuy, Cordillera Oriental de Colombia. En Etayo-Serna, F., y Laverde., F eds. Contribuciones del Proyecto Cretácico. Pub. Geol. Especiales Ingeominas. No. 16, Cap. XIX. 1- 20 p. Bogotá.
- Gamba, N. (2011). Modelo 3D de facies de la tectonosecuencia 2 del Valle Medio del Magdalena (Colombia) aplicados a la predicción de reservorios. Ecopetrol S.A. Universitat de Barcelona. Master de Geología.
- García-González, M., Mier, R., Cruz, L. E., & Vásquez, M. (2009). Informe ejecutivo Evaluación del potencial hidrocarburífero de las Cuencas colombianas. Contrato

interadministrativo N° 2081941 de 2008 FONADE-UIS-ANH. Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones universidad industrial de Santander.

García, D., Parra, P., & Sanchez, C. (2002). Modelos de Generación de petróleo en el Valle Medio del Río Magdalena. Informe Interno Ecopetrol-ICP. Piedecuesta. 166 p. 5 anexos.

García D. F. & Parra, P. (2003). Áreas con Mayor Potencial de Carga de Petróleo: Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) y Occidente de la Cordillera Oriental, Colombia. VIII Simposio Bolivariano - Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas. Ecopetrol – Instituto Colombiano del Petróleo. GEMS Ltda.

Geotec para Maxus Energy. 1994. Stratigraphic and tectonic study of the Upper and Middle Magdalena basins, Colombia. Bogotá.

Gómez, E., Jordan, T. E., Allmendinger, R. W., Hegarty, K., & Kelley, S. (2005). Syntectonic Cenozoic sedimentation in the northern middle Magdalena Valley Basin of Colombia and implications for exhumation of the Northern Andes: Geological Society of America Bulletin, 17 (5-6). 547-569 p.

González, R., Rodríguez, I., Stifano, P., Anaya, S., & Rojas, L. (2012). Potencial exploratorio en la región central del VMM al sur del campo La Cira. Implicaciones en nuevo play exploratorio. Trabajo presentado en el Congreso de ALAGO 2012. Ecopetrol S.A. Bogotá, Colombia.

Hantschel, T. & Kauerauf, A. (2009). Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Springer-Verlag Berlin Heidelberg.

Hermanrud, C., Cao, S. & Lerche, I. 1990, Estimates of virgin rocks temperature derived from BHT measurements: Bias and error. Geophysics V 55 (7): p 924-931.

- Hood, A., Gutjahr, C.C.M. & Heacock, R.L. (1975). Organic Metamorphism and the Generation of Petroleum. AAPG Bulletin 59, No. 6. 986-996 p.
- Horner, D. R. (1951). Pressure build-up in wells. Proc. Third World Petroleum Congress, La Haya, 503 p.
- Hubbert, M. K. (1953). Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions. AAPG Bulletin, 37(8). 1954–2026 p.
- ICP. 2014. Sistema de Información de Laboratorios de Ecopetrol.
- IHS Energy. (2014). 10 de enero de 2014, disponible en: <https://edin.ihsenergy.com/edingis/servlet/SSOLogin>
- Julivert, M., Barrero, D., Botero Arango, G., Duque Caro, H., Hoffstetter, R., Navas, J., de Porta, J., Robbins, R.K., Taborda Arango, B., Téllez, N., Zamarreño e Julivert, I. (1968). Lexique Stratigraphique International, merique Latine Colombia Premiere Parte). Centre National de la Recherche Scientifique. 5, (4a), Colombie, 651 p. París.
- Laverde, F. (1985). La Formación Los Santos: Un depósito continental anterior al ingreso marino del Cretácico. Proyecto Cretácico. Publicaciones Geológicas Especiales Ingeominas, (16) Capítulo XX. 1-22 p. Bogotá.
- Laverde F., & Clavijo, J. 1985. Análisis facial de la Formación Los Santos, según el corte de «Tu y Yo» (Zapatoca). Proyecto Cretácico. Publicaciones Geológicas Especiales Ingeominas, (16) Capítulo VI. 1-9 p. Bogotá.
- Laverde F., Sarmiento L., Suarez M., Cardozo E., Alfonso C., Navarro J., & Franco D. (2003). Play Fairway Analysis of Some Colombian Basins-Reservoir Controls and Geological Models. VEX, Ecopetrol S.A. Bogotá.

- López, C. (2011). Modelos 3D de facies de la tectonosecuencia 1 del Valle Medio del Magdalena (Colombia) aplicados a la predicción de reservorios. Ecopetrol S.A. Universitat de Barcelona. Master de Geología.
- Malagón, F., & Valentín, D. (2001). Evaluación del potencial generador de hidrocarburos de las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo, cuenca Valle Medio del Magdalena, Colombia. Informe interno Ecopetrol, Bogotá.
- Medina, A., Rueda, M. C. & Suarez, M. (1992), Evaluación del potencial de entrapamiento estructural en el Terciario al NW del Rio Sogamoso, (Cuenca Valle Medio del Magdalena), Ecopetrol, Informe técnico, Santafé de Bogotá, 36 p.
- Mendoza, H. (1985). La Formación Cumbre - Modelo de transgresión marina rítmica, de comienzos del Cretácico. Proyecto Cretácico. Publicaciones Geológicas Especiales Ingeominas, (16) Capítulo IX. 1-17 p. Bogotá.
- Magoon, L. B, & Dow, W. G. (1994). The petroleum system—from source to trap: AAPG Memoir 60. The American Association of Petroleum Geologists, USA. 3-24 p.
- McCarthy, K., Rojas, K., Niemann, M., Palmowski, D., Peters, K., & Stankiewicz, A. (2011). La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. Traducción del artículo publicado en Oilfield Review. Schlumberger.
- Montgomery, S. 1993. Petroleum Potential of Upper and Middle Magdalena basin, Colombia, Part 2: Plate tectonics, reservoirs, source rocks and field histories, Petroleum Frontiers Petroleum Information Corporation, 67 p.
- Mora, C. (2000). Evaluación del potencial de los sistemas petrolíferos en las cuencas Cretácicas con producción comercial en Colombia (Putumayo, Valle Superior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena, Catatumbo y Llanos Orientales). Tesis de Maestría Inédita. Universidad Federal de Río de Janeiro y Cenpes/Petrobras (Coppe & Cegec).

- Mora, C., Córdoba, F., Luna, O., Sarmiento, L., Bartels, H., Rangel, A., Giraldo, B., Reyes, J.P., Magoon, L. (1996). Definición de los sistemas petrolíferos del valle Medio del Magdalena. Ecopetrol. Instituto Colombiano del Petróleo. Reporte Interno, Bogotá, 100 p.
- Morales, L. G., Podesta, D. J., Hatfield, W. C., Tanner, H., Jones, S. H., Barker, M. H., Odonoghue, D. J., Mohler, C. E., Dubois, E. P., Jacobs, C., & Goss, C. R. (1958). General geology and oil occurrences of Middle Magdalena Valley, Colombia. In: L. G. Weeks ed. A symposium conducted by A.A.P.G.: Habitat of Oil. 641-695 p.
- Peter, K.E. & Cassa, M.R. (1994). Applied source rock geochemistry. In: The petroleum system, from source to Trap, v. 60, AAPG Memoir, The American Association of Petroleum Geologists. 93-120 p.
- Pindell, J. & Dewey, J. (1982). Permo–Triassic reconstruction of western Pangea and the evolution of the Gulf of Mexico-Caribbean region, *Tectonics* 1: 179-211 p.
- Pindell, J. & Erikson, J. (1993). The Mesozoic Margin of Northern South America, In: Salfity (ed) *Cretaceous tectonics of the Andes*. Vieweg Germany. 1-60 p.
- Ramón, J.C., Dzou, L. & Giraldo, B. (1997). Geochemical Evaluation of the Middle Magdalena Basin, Colombia. *CT&F*. Vol. 1. 3. 47-66 p. Piedecuesta.
- Rangel, A., Parra, P. & Niño, C. (2000). The La Luna Formation: chemostratigraphy and organic facies in the Middle Magdalena basin: *Organic Geochemistry*, v. 31. 1267-1284 p.
- Rangel, A., Moldowan, J. M., Niño, C., Parra, P. & Giraldo, B. N. (2002). Umir Formation: Organic geochemical and stratigraphic assessment as cosource for Middle Magdalena basin oil, Colombia. *AAPG Bulletin*, v. 86, no. 12. 2069–2087 p.
- Renzoni, G. (1969). Geología del Cuadrángulo J-12, Tunja. Ingeominas. *Boletín Geológico*. 24 (2) (1981). 31-48 p. Bogotá.

- Royero, J. M & Clavijo, J. (2001). Mapa Geológico Generalizado - Departamento De Santander - Memoria Explicativa. Escala 1:300.000. República De Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero-Ambiental y Nuclear – Ingeominas.
- Rolón, L. & Numpaque, L. (1997). Análisis estratigráfico secuencial del Cretáceo Inferior en el VMM, sector piedemonte occidental de la Cordillera Oriental, Ecopetrol, Informe técnico, Santafé de Bogotá. 42 p.
- Sarmiento, L. F. (2011). Petroleum Geology of Colombia - Middle Magdalena Basin – ANH. Editor, Fabio Cediél. Co-Editor, German Ojeda.
- Sarmiento-Rojas, L. F., Van Wess, J. D., y Cloetingh, S. (2006). Mesozoic transtensional basin history of the Eastern Cordillera, Colombian Andes: Inferences from tectonic models: *Journal of South American Earth Sciences*, 21(4). 383-411 p.
- Sarmiento, L. (2001). Mesozoic rifting and Cenozoic basin Inversion history of the Eastern Cordillera, Colombian Andes: Inferences From tectonic models. Amsterdam, Ph.D. Thesis, Vrije Universiteit, 297 p.
- Sigismondí, M.E & Ramos, V. A. (2008). El flujo de calor en la Cuenca de Neuquina. Universidad de Buenos Aires. Trabajo ganador del Premio del simposio “La Geofísica como integrado del conocimiento del subsuelo”, CONEXPLO. Parte 1. Argentina.
- Stifano, M., González, R., Anaya, S. J., Prince, X., Rojas, L. E., Rodríguez, I., Rubiano, J., López, J., & Mahan, J. (2008). Evaluación de la prospectividad de un play estructural profundo en el Terciario del sector Centro-sur de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.
- Suárez, M., Serrano, M. P., & Morales, M. (2000). Estilos estructurales y potencial de entrapamiento de la sección cretácea, cuenca del Valle Medio del Magdalena,

- Colombia. Empresa Colombiana de Petróleos, Santafé de Bogotá, Colombia. Memorias Simposio Bolivariano - Caracas.
- Suárez, M. (1996). Facies analysis of the upper Eocene La Paz Formation, and regional evaluation of the post-middle Eocene stratigraphy, northern Middle Magdalena Valley Basin, Colombia, Tesis de Master sin publicar, Universidad de Colorado en Boulder, 88 p.
- Tissot, B., Durand, B., Espitalié, J. & Combaz, A. (1974). Influence of Nature of Diagenesis of Organic Matter in Formation of Petroleum. AAPG Bulletin 58, No. 3. 499-503 p.
- Tissot, B.P. & Welte, D.H. (1984). Petroleum formation and occurrence. 2 ed. New York, Springer.
- Van Der Hammen, T. (1958). Estratigrafía del Terciario y Maestrichtiano continental y tectogénesis de los Andes Colombianos. Inventario Geológico Nacional. Boletín Geológico, 6 (1-3). 67-128 p. Bogotá.
- Vargas, C. & Mann, P. (2013). Tearing and Breaking Off of Subducted Slabs as the Result of Collision of the Panama Arc-Indenter with Northwestern South America. Bulletin of the Seismological Society of America. Vol. 103, No. 3. 2025-2046 p.
- Ward, W., *et al.* (1973). Geología del Cuadrángulo H-12, Bucaramanga y H-13, Pamplona, Departamento de Santander y Norte de Santander. Ingeominas. Boletín Geológico, 21 (1-3): 1-32 p. Bogotá.
- Wygrala, B.P. (1989). Integrated study of an oil field in the southern Po Basin, northern Italy: PhD dissertation, University of Koln Kernforschungsanlage Jueich, 217 p.
- Zumberge, E. Z. (1984). Source Rocks of the La Luna Formation (Upper Cretaceous) in the Middle Magdalena Valley, Colombia. Cities Service Research, Tulsa, Oklahoma.