

**Modelamiento Geoquímico 2D del Flanco Oriental del Sinclinal de Nuevo Mundo y
Evaluación de Yacimientos No Convencionales en Unidades Cretácicas**

**Maria Alejandra Alvarez Rueda
Maria Paula Hernández Delgado**

**Director
PhD. Mario García González**

**Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de Geología
Bucaramanga
2017**

DEDICATORIA

A Dios.

A mis padres, por sus sacrificios, consejos, enseñanzas y su gran amor.

A mi familia, en especial a María Fernanda por el apoyo incondicional.

A María Paula, amiga y compañera de tesis por hacer realidad este proyecto.

A Juan Sebastián.

A mis amigos, por las miles experiencias vividas.

María Alejandra.

A Él, que me da fuerza y vida.

A mis padres, mi pilar fundamental, mi apoyo incondicional, mi todo.

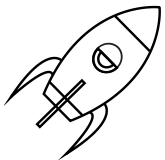
A mis nonos, mi adoración.

A toda mi familia.

A María Alejandra, por todos estos años, por tanto.

A mis amigos.

A mi camino.



Bastará una vida para seguirlos amando...

María Paula.

AGRADECIMIENTOS

Nuestro proyecto fue la suma de esfuerzo, sacrificio y apoyo de muchas personas que hicieron esto real.

Quisiéramos agradecer a nuestro director, el profesor PhD. Mario García González, quien nos acompañó y brindó apoyo profesional durante este trabajo.

Al Grupo de Investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones, al Laboratorio de Geoquímica del Petróleo, Sede UIS-Guatiguará, y a M.Sc. Tania Palmera por su colaboración y guía en el desarrollo de los análisis.

A Julian De Bedout, Felipe González, Iván Olaya, Nelson Sánchez, quienes nos brindaron su tiempo y conocimientos.

A nuestros amigos, los conejos, los que nos acompañaron desde el comienzo, a Yessica, Nicolás, Silvia, Paula, Contri, Dilan, Fredy y Julian infinitas gracias.

TABLA DE CONTENIDO

1. Planteamiento del problema	18
2. Objetivos	20
2.1 Objetivo general	20
2.2 Objetivos específicos	20
3. Localización.....	21
4. Marco geológico	22
4.1 Evolución geológica	22
4.2 Estratigrafía	28
4.2.1 Formación Girón.....	28
4.2.2 Formación Los Santos.....	28
4.2.3 Formación Rosablanca	30
4.2.4 Formación Paja	30
4.2.5 Formación Tablazo	31
4.2.6 Formación Simiti	31
4.2.7 Formación La Luna.....	32
4.2.7.1 <i>Miembro Salada</i>	32
4.2.7.2 <i>Miembro Pujamana</i>	33
4.2.7.3 <i>Miembro Galembo</i>	33
4.2.8 Formación Umir.....	33
4.2.9 Formación Lisama	34
4.2.10 Formación La Paz	34
4.2.11 Formación Esmeraldas	35
4.2.12 Formación Mugrosa.....	35
4.2.13 Formación Colorado	36
4.2.14 Formación Real.....	36

4.3	Geología estructural.....	36
4.3.1	Sinclinal de Nuevo Mundo.....	37
4.3.2	Anticlinal de Río Sucio.....	38
4.3.3	Sinclinal de Naranjo.....	38
4.3.4	Sistema de Fallas La Salina.....	38
4.3.5	Falla La Putana.....	39
5.	Marco conceptual.....	39
5.1	Generalidades.....	39
5.2	Sistema no convencional.....	40
5.3	Geoquímica orgánica.....	41
5.3.1	Conceptos básicos.....	41
5.3.1.1	<i>Kerógeno</i>	41
5.3.2	Parámetros geoquímicos.....	42
5.3.2.1	<i>Carbono Orgánico Total (TOC):</i>	42
5.3.2.2	<i>Temperatura Máxima de Pirólisis (Tmax):</i>	43
5.3.2.3	<i>Índice De Hidrógeno (HI):</i>	44
5.3.2.4	<i>Índice de Oxígeno (OI)</i>	45
5.3.2.5	<i>Índice de Producción (PI)</i>	45
5.3.2.6	<i>Reflectancia de Vitrinita (%Ro)</i>	45
5.4	Análisis.....	46
5.4.1	Pirólisis <i>Rock-Eval</i>	46
5.4.2	Análisis de TOC.....	47
5.4.3	Análisis de Reflectancia de la Vitrinita.....	47
6.	Metodología.....	47
6.1	FASE I: Revisión bibliográfica.....	47
6.2	FASE II: Geología de campo.....	48
6.3	FASE III: Laboratorio y análisis.....	48

6.3.1	Preparación de muestras	48
6.3.2	Análisis de TOC.....	54
6.3.3	Análisis Pirólisis <i>Rock-Eval</i>	55
6.4	FASE IV: Modelamiento	56
6.4.1	Construcción corte geológico.	56
6.4.2	Modelamiento geoquímico.....	60
6.4.2.1	<i>Modelamiento 1D</i>	60
6.4.2.2	<i>Modelamiento 2D</i>	71
6.5	FASE V: Cálculo de recursos.	76
6.5.1	Método de Schmoker	76
7.	Resultados.....	78
7.1	Resultados de los análisis	78
7.1.1	TC y TOC.	78
7.1.2	Pirólisis Rock-Eval	80
7.1.3	Índice de producción.....	83
7.2	Modelamiento	83
7.2.1	Modelamiento estructural.....	83
7.2.2	Modelo geoquímico	85
7.2.1.1	<i>Modelo geoquímico 1D</i>	85
7.2.1.1.1	Historia de subsidencia	85
7.2.1.1.2	Temperatura	86
7.2.1.1.3	Reflectancia de vitrinita.	87
7.2.1.2	<i>Modelo geoquímico 2D</i>	88
7.2.1.2.1	Evolución de la tasa de transformación.	88
7.2.1.2.2	Temperatura y reflectancia de vitrinita.....	91
7.3	Cálculo de recursos de hidrocarburos.....	92
8.	Discusión	97

	10
8.1 Evolución termal	97
8.2 Relación de cinéticas y volumetría.....	98
8.3 Relación de volúmenes flanco oriental SNM/VMM.....	99
9. Conclusiones.....	99
10. Recomendaciones.....	100
Referencias bibliográficas	102

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización del Sinclinal de Nuevo Mundo dentro de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tomado y modificado de Barrero et al., 2007 y Ward et al., 1977.....	21
Figura 2. Esquema de la evolución tectónica del Valle Medio del Magdalena. Tomado de Horton et al., 2010 en Sarmiento, 2011.....	26
Figura 3. Evolución tectonosedimentaria del SNM. Esquema que representa la evolución del SNM en relación con el Anticlinal de los Cobardes al E y los anticlinales de Lisama y Provincia al W. Tomado de: Caballero, 2010.....	27
Figura 4. Columna generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tomado y modificado de Barrero et al., 2007.....	29
Figura 5. Niveles de la investigación petrolera. Tomado de Magoon y Dow, 1994	40
Figura 6. Modelo de distribución del carbono orgánico en una muestra de sedimento. Tomado de: Jarvie, 1991.	43
Figura 7. Mecanismo de trituración de muestras.....	49
Figura 8. Tamiz No. 30.	50
Figura 9. Disposición de la muestra en el tamiz.	50
Figura 10. Material filtrado.	51
Figura 11. Representación de una muestra (a) antes y (b) después del proceso de macerado.	52
Figura 12. Procedimiento de pesaje y acidificación de las muestras.....	53
Figura 13. Muestra.	54
Figura 14. Analizador LECO.....	55
Figura 15. Rock-Eval Turbo 6 Analizador Anhídrico de Roca y Suelos.....	55
Figura 16. Método kink – Paso 1. Tomado de: Dutch, 2000.....	57
Figura 17. Ejemplo hipotético simulando el cálculo de la bisectriz. Tomado de: Dutch, 2000.	58
Figura 18. Trazo de líneas paralelas al buzamiento de las capas. Tomado de: Dutch, 2000.	58

Figura 19. Ejemplo hipotético en el cual se muestra el corte de los planos axiales. Tomado de: Dutch, 2000..... 59

Figura 20. a) y b) Construcción final del corte. Tomado de: Dutch, 2000. 60

Figura 21. Diagrama de flujo del modelamiento 1D en *PetroMod*. 61

Figura 22. Perfil batimétrico generalizado. Tomado y modificado de: Caro y Serrano, 2014. 64

Figura 23. Gráfica de PWD para el pseudopozo SNM-2..... 64

Figura 24. Gráfica de la Medida Global de la Temperatura Superficial (Basado en Wygrala, 1989) para el área de estudio. 65

Figura 25. Gráfica de SWIT para el pseudopozo SNM-2..... 66

Figura 26. Ubicación del pseudopozo SNM-2 sobre el mapa de flujo de calor. Tomado y modificado de: Alfaro y Bernal y otros, 2000. 67

Figura 27. Gráfica del flujo de calor (mW/m^2) para el pseudopozo SNM-2 68

Figura 28. Regresión lineal de los datos de BHT de pozos del campo Lisama..... 68

Figura 29. Ubicación del pseudopozo SNM-2 sobre el mapa de gradiente geotérmico. Tomado de: Alvarado et al., 2000..... 69

Figura 30. Distribución de datos de %Ro y %Ro corregido en los 3 miembros de la Formación La Luna en la Quebrada La Sorda. Tomado de: Carvajal, 2004..... 71

Figura 31. Diagrama de flujo del modelamiento 2D en *Petromod*. 72

Figura 32. Carga de sección y paleosecciones. 73

Figura 33. Asignación de las edades de depositación, horizontes, y capas para cada unidad. 74

Figura 34. Asignación de facies litológicas y características geoquímicas..... 75

Figura 35. Creación de bloques A y B para la sección 0 Ma. 76

Figura 36. Diagrama de flujo del método de balance de masas de hidrocarburo generado. Tomado de: Schmoker, 1994 en García et al., 2009. 77

Figura 37. Diagrama Van Krevelen (HI/OI) modificado con datos ploteados de los miembros de la Formación La Luna..... 82

Figura 38. Diagrama de Tmax vs HI con datos ploteados de los miembros de la Formación La Luna..... 82

Figura 39. Corte geológico del flanco oriental del SNM. 84

Figura 40. Historia de subsidencia para el pseudopozo SNM-2..... 85

Figura 41. Diagrama de Temperatura VS Profundidad con la calibración de temperatura. .. 86

Figura 42. Diagrama de %Ro VS Profundidad con los respectivos datos de calibración. 87

Figura 43. Evolución de la tasa de transformación en el flanco a 66, 50, 28 y 0 Ma, con cinética Pepper&Corvi(1995)TII-S(A) y Pepper&Corvi(1995)_IIIH(DE). 89

Figura 44. Evolución de la tasa de transformación en el flanco a 66, 50, 28 y 0 Ma, con cinética Behar_et_al(1997)_TII-S(MontSh) y Behar_et_al(1997)_TIII-(Mahak). 90

Figura 45. a) Evolución de la reflectancia de vitrinita y b) evolución de la temperatura en rocas fuente..... 92

Figura 46. Vista de las áreas superficiales generadas: a) área superficial Miembro Salada, b) área superficial Miembro Galembo y c) área superficial Formación Tablazo. 93

Figura 47. Equivalencia de las fracciones generadas..... 95

Figura 48. Gráfica de subsidencia – Tasa de generación de HC. 97

Figura 49. Gráfica de Temperatura(°C) VS Tasa de Transformación (%) de las cinéticas Behar_et_al(1997)_TII-S(MontSh) y Pepper&Corvi(1995)TII-S(A). 98

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Interpretación clásica del contenido de TOC en sedimentos (basado en ventana de generación de aceite). Tomado de: Jarvie, 1991.....	43
Tabla 2. Parámetros de interpretación de Tmax. Tomado de: Peters y Cassa, 1994.	44
Tabla 3. Parámetros de interpretación de HI para determinación del tipo de kerógeno y de fluido producido. Tomado de: Peters y Cassa, 1994.....	44
Tabla 4. Parámetros de interpretación de PI para determinación de la etapa de maduración termal de aceite. Tomado de: Peters y Cassa, 1994.	45
Tabla 5. Parámetros de interpretación de %Ro para la determinación del tipo de fluido producido.....	46
Tabla 6. Ubicación de pseudopozo SNM-2.....	61
Tabla 7. Parametros geoquimicos de entrada para las unidades generadoras.	62
Tabla 8. Valores de temperatura calculados para el tope de las unidades en el pseudopozo SNM-2.....	69
Tabla 9. Valores de temperatura calculados a partir del gradiente geotérmico para los topes de las unidades. Tomado de: Alvarado et al., 2008.	70
Tabla 10. Resultados de análisis de TC y TOC de las muestras de la Formación La Luna. ..	78
Tabla 11. Recopilación de datos de TOC de los miembros de la Formación La Luna en el área de estudio.	79
Tabla 12. Valores de S1, S2, S3 y Tmax medidos y HI y OI calculados, de las muestras de la Formación La Luna.	80
Tabla 13. Recopilación de datos de S1, S2, S3 y Tmax medidos y HI y OI calculados, de los miembros de la Formación La Luna en el área de estudio.	81
Tabla 14. Índice de producción de los miembros de la Formación La Luna.....	83
Tabla 15. Cálculo del área, espesor, volumen de roca y volumen de roca eficaz para cada unidad litoestratigrafica.	94
Tabla 16. Datos de TOC, HI Original, HI Presente y densidad para cada unidad litoestratigrafica.	94

Tabla 17. Cálculo de la masa de carbono orgánico, hidrocarburos generados por unidad, volumen de hidrocarburos generados por unidad y los barriles equivalentes para cada unidad litoestratigráfica.	95
Tabla 18. Porcentaje volumétrico de las fracciones con respecto al volumen total generado según la cinética Pepper&Corvi(1995)TII-S(A).....	96
Tabla 19. Porcentaje volumétrico de las fracciones con respecto al volumen total generado según la cinética Behar_et_al(1997)_TII-S(MontSh).....	96
Tabla 20. Volúmenes de las fracciones a partir del volumen generado total.	96
Tabla 21. Porcentajes de las fracciones de Pepper&Corvi(1995)TII-S(A) con respecto a Behar_et_al(1997)_TII-S(MontSh)	98
Tabla 22. Potencial de hidrocarburos en <i>Shale</i> para el VMM. Tomado de: Vargas, 2012.	99

RESUMEN

TITULO: MODELAMIENTO GEOQUIMICO 2D DEL FLANCO ORIENTAL DEL SINCLINAL DE NUEVO MUNDO Y EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN UNIDADES CRETÁDICAS*

AUTORES: MARIA ALEJANDRA ALVAREZ RUEDA**, MARÍA PAULA HERNANDEZ DELGADO**

PALABRAS CLAVES: SINCLINAL DE NUEVO MUNDO, GEOQUÍMICA ORGANICA, MODELAMIENTO GEQUIMICO, YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES, SHALE GAS, SHALE OIL.

DESCRIPCIÓN:

La evaluación de las unidades cretácicas del flanco oriental del Sinclinal de Nuevo Mundo (SNM), localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), representa un foco de atención para el desarrollo de yacimientos no convencionales (YNC). Los resultados de análisis geoquímicos realizados para muestras obtenidas en campo, la recopilación de información bibliográfica de las unidades generadoras efectivas y el uso de herramientas, permitieron realizar y calibrar un modelo geoquímico, según el cual las formaciones La Luna, Tablazo, Paja y Rosablanca actualmente se encuentran dentro de la ventana de generación de aceite y gas. Dada la evolución de la cuenca y el diagrama de subsidencia obtenido, el pico máximo de enterramiento y madurez termal se obtuvo previo al levantamiento del Mioceno. La realización de paleosecciones, a partir de un corte geológico balanceado, permitió evidenciar dos eventos de generación, que coinciden con los eventos propuestos por Mora et al., (1997) (Ramon et al., 1997). De acuerdo a registros de pozo, se definieron unidades prolíficas para yacimientos de tipo *Shale Oil* y *Shale Gas* para los miembros Galembó y Salada de la Formación La Luna y en la Formación Tablazo, y mediante el método de Schmoker (1994) se realizó el cálculo de recursos, obteniendo un total de 2,082 BBOE.

*Trabajo de Grado

**Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geología. Director: Mario García González, PhD.

ABSTRACT

TITLE: 2D GEOCHEMICAL MODELING OF THE EASTERN FLANK OF NUEVO MUNDO SYNCLINE AND EVALUATION OF NON CONVENTIONAL IN CRETACEOUS UNITS*

AUTHORS: MARÍA ALEJANDRA ALVAREZ RUEDA**, MARIA PAULA HERNANDEZ DELGADO.

KEYWORDS: NUEVO MUNDO SYNCLINE, ORGANIC GEOCHEMISTRY, GEOCHEMICAL MODELING, NON CONVENTIONAL, SHALE GAS, SHALE OIL.

DESCRIPTION:

The evaluation of cretaceous units of the eastern flank of the Nuevo Mundo Syncline, located in the Middle Magdalena Valley Basin (MMV), represents a focus of attention for the development of non-conventional hydrocarbons. The geochemical analysis made for samples obtained in the field, the compilation of bibliographic information of the effective generating units and the use of software, allowed to realize and calibrate a geochemical model. According to this, the Luna, Tablazo, Paja and Rosablanca formations are currently within the oil and gas generation window. Conforming to the basin evolution and the diagram of subsidence obtained, the maximum peak of burial and thermal maturity was obtained prior to the Miocene uplift. The development of paleosections, from a balanced geological cross-section, led to evidence two generation events, which coincide with the proposed by Mora et al. (1997) (Ramon et al., 1997).

According to well logs, prolific units were defined for Shale Oil and Shale Gas reservoirs in the Galembo and Salada members of the La Luna Formation and the Tablazo Formation. The calculation of resources was made by the Schmoker method (1994), obtaining a total of 2,082 BBOE.

*Bachelor Thesis

**Faculty of Physicochemical Engineering. Geology School. Director: Mario García González, PhD.

1. Planteamiento del problema

Ante el inminente desarrollo de las tecnologías a nivel mundial y las fluctuaciones en el precio del barril de crudo, el sector de los hidrocarburos se ha visto obligado a ampliar los escenarios en los cuales son explorados y extraídos el petróleo y el gas. Bajo esta premisa, los yacimientos no convencionales (YNC) cobran importancia, siendo estos los que se presentan en mayor volumen en el subsuelo, pero que necesitan de técnicas alternativas para su extracción. Estos se definen como yacimientos en los cuales la roca generadora es la misma roca reservorio, o en general que carecen de algún componente del sistema petrolífero convencional (roca fuente, roca almacén, roca sello, rocas sobrecarga y trampa) o de alguno de los procesos involucrados en él, como la migración.

En Colombia, la gran mayoría de campos petroleros activos tienen su base en un sistema petrolífero convencional, lo cual representa un punto crítico, debido a que las reservas asociadas a este tipo de yacimientos no alcanzan a abastecer la demanda nacional a un plazo superior a 5 años. Para prolongar dicha autosuficiencia se hace necesaria la evaluación de YNC por medio de metodologías que permitan realizar una exploración que integre parámetros certeros y así, se disminuya el riesgo de inversión. A pesar de que la industria petrolera se ha encargado de realizar complejos estudios en las regiones de interés en el territorio colombiano, aún se desconocen áreas potencialmente petrolíferas.

El modelamiento geoquímico es una herramienta que permite determinar la evolución geológica de una cuenca, mediante la identificación de los elementos y procesos involucrados en la formación, migración y acumulación de petróleo y gas.

En el presente estudio se realizó un modelamiento geoquímico 2D con el propósito de determinar la evolución termal del flanco oriental del Sinclinal de Nuevo Mundo en el departamento de Santander, ubicada en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Este representa un foco de interés debido a la presencia de rocas fuente que pueden albergar una

cantidad significativa de recursos en forma de YNC, como es el caso de la Formación La Luna, una de las principales unidades generadoras de hidrocarburos en Colombia y que recientemente ha sido propuesta como un YNC asociado a *Shale Gas/Oil* y, el Grupo Calcáreo Basal, considerado como potencial hidrocarburífero debido a sus características geoquímicas y petrofísicas. Para su consecución se realizó una amplia consulta bibliográfica, geología de campo para llevar a cabo el respectivo reconocimiento de la zona y la recolección de muestras, y se elaboró un estudio en base a análisis geoquímicos de las unidades, integrándose con la retrodeformación de un corte geológico y la volumetría de las rocas generadoras efectivas.

2. Objetivos

2.1 Objetivo general

Realizar un modelamiento geoquímico 2D calibrado con base en información de parámetros de madurez termal, tales como reflectancia de vitrinita (%Ro), Temperatura Máxima de Pirolisis (Tmax) y Tasa de Transformación (TR), incluyendo medidas de cantidad de materia orgánica (Carbono Orgánico Total, TOC), calidad de materia orgánica (Índice de Hidrógeno, HI), cinéticas de generación de petróleo y gas, con el fin de determinar el estado de evolución termal del flanco oriental del Sinclinal de Nuevo Mundo y llevar a cabo una evaluación de YNC en las unidades cretácicas

2.2 Objetivos específicos

- Caracterizar la geología estructural del área mediante la revisión de modelos estructurales de la zona para la realización de un corte.
- Calibrar el modelo geoquímico 1D y 2D, a partir de resultados analíticos de Tmax, Ro y TR en las principales formaciones generadoras del Cretáceo en el VMM.
- Calcular los recursos hidrocarburíferos en el flanco oriental del Sinclinal de Nuevo Mundo mediante el método de balance de masas.

3. Localización

El Sinclinal de Nuevo Mundo (SNM) es una estructura ubicada en la parte nororiental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, limitada por las coordenadas E=1.056.000 m a E=1.090.000 m y N=1.280.000 m a N=1.310.000 m. Geográficamente se encuentra entre los municipios de Lebrija y Barrancabermeja, en el departamento de Santander (ver figura 1).

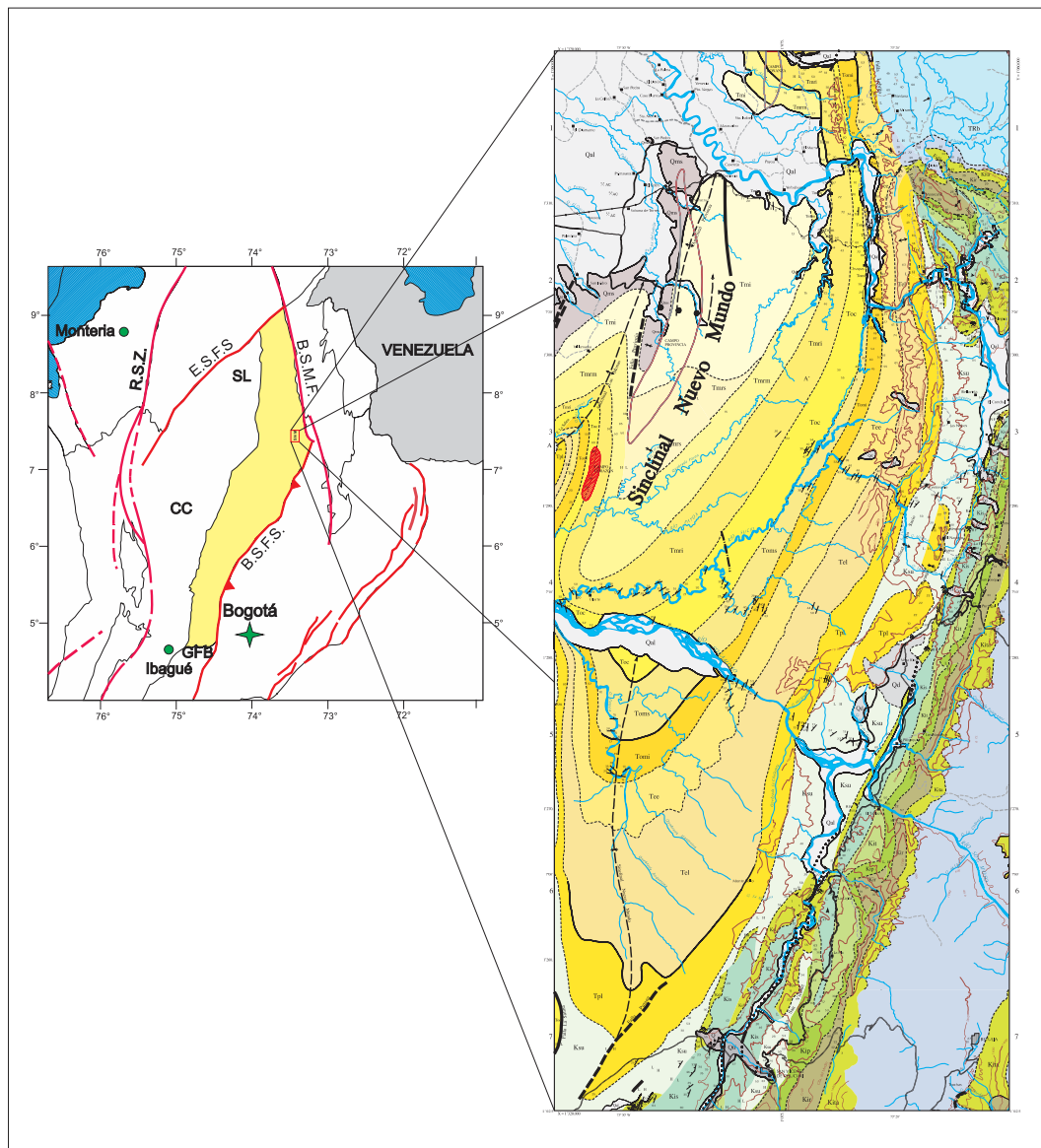


Figura 1. Localización del Sinclinal de Nuevo Mundo dentro de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tomado y modificado de Barrero et al., 2007 y Ward et al., 1977.

El área de estudio se focaliza en el flanco oriental del SNM, limitado por las coordenadas X1: 1.070.000 m – X2: 1.095.000 m y Y1: 1.280.000 m – Y2: 1.300.000 m (Ver anexo 1)

4. Marco geológico

4.1 Evolución geológica

La cuenca del VMM corresponde a una cuenca intracordillerana basculada hacia el oriente, con tendencia homoclinal, perturbada por algunos pliegues y fallas (Pérez y Valencia, 1977 en Mojica y Franco, 1990). Inicialmente la cuenca cretácica colombiana, denominada de esta forma por Guerrero et al., en el año 2000 correspondía a un mar epicontinental bordeado por el escudo de Guyana al oriente y por la Cordillera Central al occidente (Bernal, 2009). Estratigráficamente esta cuenca se inicia con el basamento ígneo – metamórfico en su parte más basal, rellenándose con sedimentos hasta depositarse los más jóvenes de edad Plioceno – Holoceno (ANH, 2012). La complejidad de esta cuenca, resultado de eventos geológicos a lo largo de su historia evolutiva, ha proporcionado zonas de alto potencial petrolífero asociado a yacimientos no convencionales.

En el Triásico Temprano se inicia la apertura del Paleocaribe por la formación de la fosa tectónica de hundimiento (graben), con actividad volcánica más o menos intensa que separa a Norte y Suramérica (Royero y Clavijo, 2001). El *rifting* y los eventos magmáticos producidos por la subducción de placas del pacífico, fueron responsables del levantamiento de la Cordillera Central y la posterior deposición de rocas continentales y volcánicas en el fondo (Rangel et al., 2000), en donde, para el Triásico Tardío y Jurásico Medio las formaciones Jordán y Girón fueron acumuladas, intervalo en el cual tuvo lugar un volcanismo explosivo y una depositación asociada a la formación de un graben supracontinental, bordeado por paleofallas normales, con subsidencia por causa de una tectónica de bloques (Fabre, 1983 en Mojica y Franco, 1990).

Morales et al., (1958) menciona que el océano durante el Cretácico Temprano probablemente ingresó en dirección sur depositando en el VMM conglomerados y rocas de composición clástica, representando esta última la fase inicial de la depositación del ciclo Cretácico y un periodo transgresivo de sur a norte (Guerrero et al., 2000), en donde una rápida subsidencia asociada al rifting condujo a la depositación de secuencias de rocas sedimentarias marinas, principalmente lodolitas, calizas y arenitas en el Cretácico Temprano (Caballero, 2010). De esta forma la sedimentación continental da paso gradualmente a la ingesión marina, que inicialmente inunda las entradas de las ramificaciones del Paleo-rift del Magdalena y luego invade áreas mayores (Etayo, et al., 1989 en Royero y Clavijo, 2001), finalizando en la depositación de la Formación Los Santos. Posteriormente en un ambiente marino de plataforma somera sometido a cambios del nivel del mar es depositada la Formación Rosablanca durante el intervalo Valanginiano - Hauteriviano Inferior (Etayo, 1968; Etayo y Rodríguez, 1985 en Suarez, 2016), seguido por la depositación de *shales* marinos someros pertenecientes a la Formación Paja durante el intervalo Hauteriviano-Barremiano (Etayo et al., 1976 en Sarmiento, 2011). A pesar de que la transgresión continuó desde el centro de la cuenca hacia el oriente, tuvieron lugar dos periodos de retroceso del mar durante el Hauteriviano - Aptiano (Rolón and Carero, 1995; Ecopetrol et al., 1994 en Sarmiento, 2011). Para el Cretácico Medio se depositan calizas de textura gruesa altamente fosilíferas en un ambiente nerítico superior a medio correspondiendo a la Formación Tablazo (Morales, 1958 en Naranjo et al., 2009) y *shales* grises a negros, carbonosos de la Formación Simití en un ambiente de transición a plataforma interna (Rolón & Numpque, 1997 en Suarez, 2016). La máxima superficie de inundación se localizó en el límite del Cenomaniano-Turoniano caracterizado por la depositación de horizontes de concreciones fosilíferas (Miembro Salada) de la Formación La Luna (Sarmiento, 2011). A partir del Turoniano Medio al Coniaciano Tardío da inicio la sedimentación Post-rift manteniéndose hasta finales del Cretácico, donde se desarrolla una fase de tectónica

compresiva como respuesta al inicio de la acreción de la Cordillera Occidental (Cordoba., et al., 2000) y una progradación gradual durante la depositación del Miembro Pujamana de la Formación La Luna y una caída del nivel base que permitió la depositación de litologías calcáreas y fosfáticas del Miembro Galembó (Rangel et al., 2000) durante el Coniaciano Tardío y Santoniano. Para finales del Santoniano y Maastrichtiano tuvo lugar una regresión y progradación depositándose la Formación Umir, caracterizada por una alta biodiversidad de microfauna asociado a un ambiente nerítico (Tchegliakova, 1993).

Para el Cretácico Tardío y comienzos del Cenozoico se inicia el retiro del mar, acompañado de un levantamiento diferencial (Royero y Clavijo, 2001) en donde se desarrolla un evento de deformación compresiva asociada a acreción oblicua de corteza oceánica de la actual Cordillera Occidental, produciendo de esta manera una inversión de esfuerzos (Cooper et al., 1995; Gómez et al., 2005b, en Caballero, 2010).

En el comienzo del Cenozoico, la placa Caribe se abre espacio entre las placas Suramericana y Norteamericana acumulándose sobre la fosa de subducción grandes cantidades de sedimentos clásticos, en donde tiene lugar la presencia de pulsos de levantamiento de la provincia del Macizo de Santander como resultado de un cambio del régimen tectónico del norte colombiano (Reyes et al., 2000). Esta fase tectónica compresiva ocasiona un cambio en la sedimentación que durante el Paleoceno Temprano pasa a desarrollarse en ambientes de pantanos y llanuras deltaicas depositándose la Formación Lisama (Cordoba et al., 2000) marcando la principal transición de ambientes marinos y la sedimentación de formaciones no marinas.

Durante el Eoceno Inferior se deposita la Formación La Paz, que reposa en discordancia erosiva sobre niveles de arcillolitas varicoloreadas de la Formación Lisama. Otra discordancia angular se encuentra reflejada en el límite entre la Formación la Paz y La Formación Esmeraldas (Gomez, 2005), la cual se depositó durante el Eoceno Tardío, donde se determinó

la dispersión de sedimentos relacionada con la evolución de facies fluviales hacia facies estuarinas y un adelgazamiento asociado directamente con la deformación de la Cordillera Oriental hacia el occidente. Esta última se encuentra discordante con la Formación Mugrosa.

A partir del Oligoceno a Mioceno Temprano, tuvo lugar la depositación de la formación Mugrosa y Colorado asociada a una cuenca de antepais de ambiente predominantemente continental (Caballero, 2010), este periodo se caracterizó por la acumulación de sedimentos continentales y transicionales al oriente y marinos someros en los límites de la cuenca al occidente, depositados sobre bloques basculados con la presencia de grandes fallas normales de alta pendiente (Reyes et al., 2000). Este periodo finaliza con la discordancia del Mioceno Temprano, desarrollando una superficie discordante conocida como “Inconformidad del VMM” formada por la migración hacia el oriente por parte de la deformación de la Cordillera Central. Durante el Mioceno Medio a Tardío, se genera una fase de compresión mayor, generando plegamiento y fallamiento de los sedimentos mencionados anteriormente, formándose una cadena plegada cabalgante con vergencia al occidente (Fabre, 1983 en Mojica y Franco, 1990).

Durante el Mioceno y Plioceno se da la reactivación de fallas inversas debido a los planos de debilidad asociados. Finalmente, durante el Mioceno Tardío-Plio-Pleistoceno la cuenca es rellenada por depósitos continentales, a medida que la Cordillera Oriental se levanta y exhuma con la deposición de los grupos Real y Mesa (Caballero, 2010).

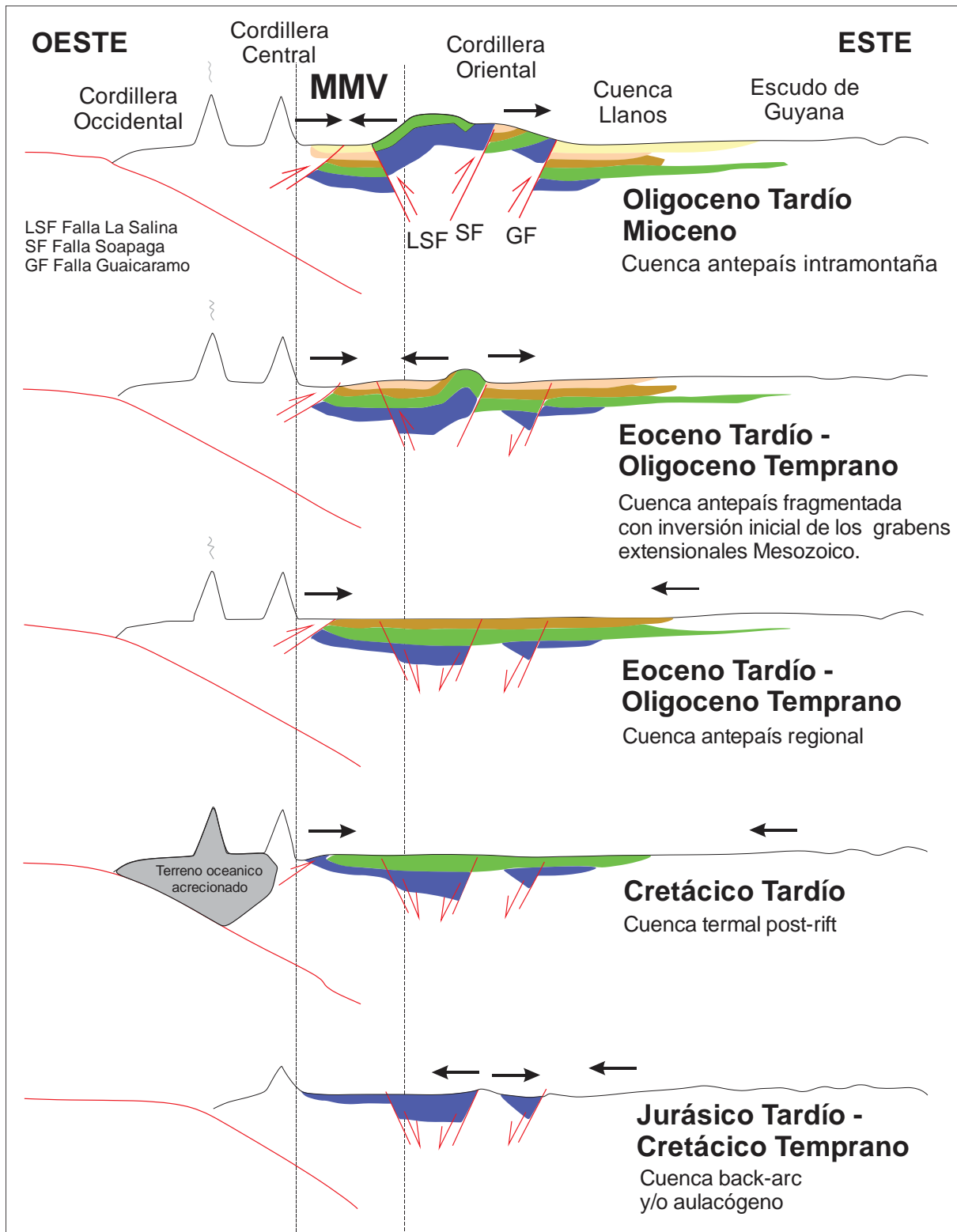


Figura 2. Esquema de la evolución tectónica del Valle Medio del Magdalena. Tomado de Horton et al., 2010 en Sarmiento, 2011

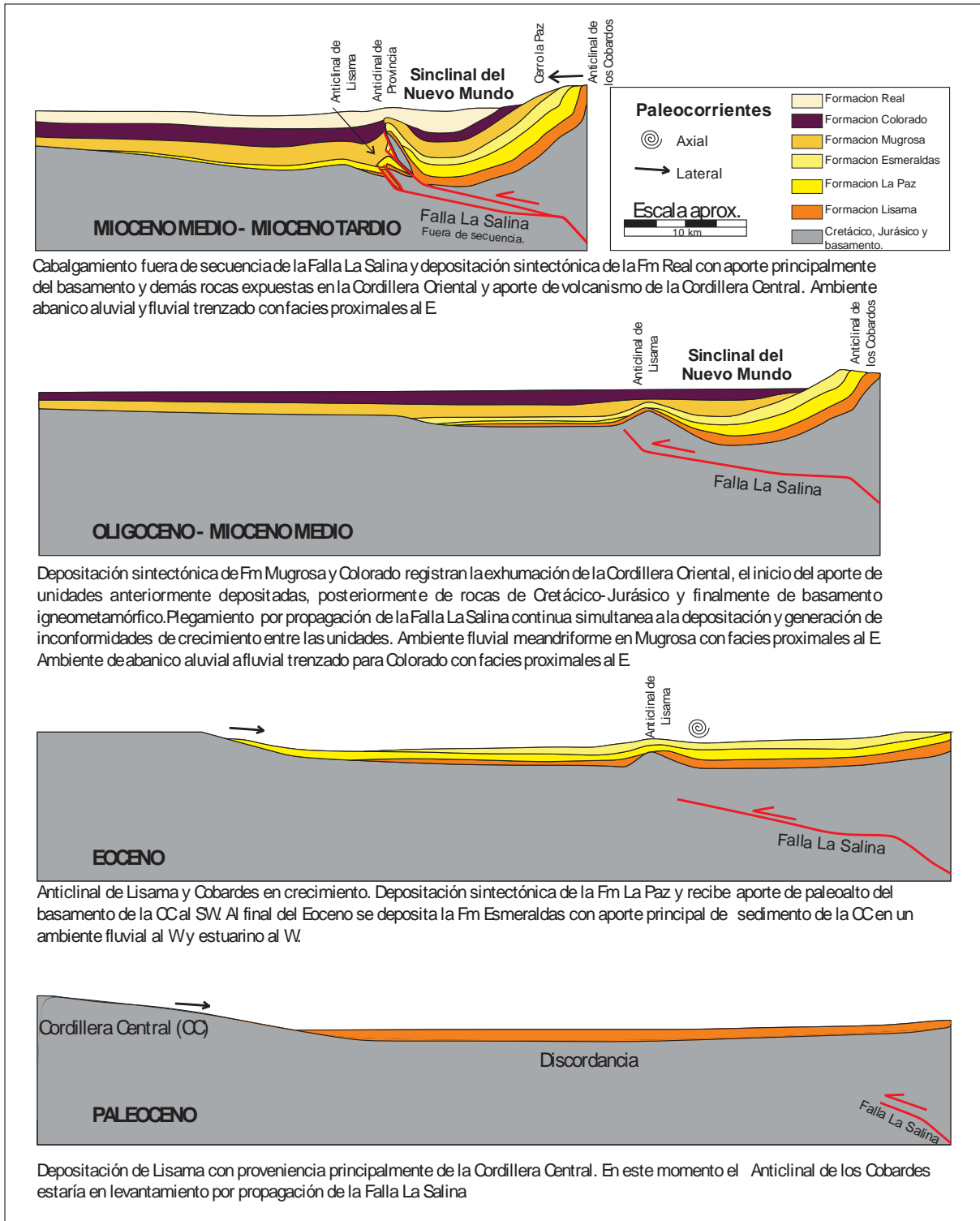


Figura 3. Evolución tectonosedimentaria del SNM. Esquema que representa la evolución del SNM en relación con el Anticlinal de los Cobardes al E y los anticlinales de Lisama y Provincia al W. Tomado de: Caballero, 2010.

4.2 Estratigrafía

En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) afloran rocas sedimentarias que datan desde el Jurásico Tardío hasta el Cuaternario, sin embargo, en el área de estudio van hasta el Mioceno Inferior (Ver figura 4). De base a tope se distinguen las siguientes unidades:

4.2.1 Formación Girón

El término fue empleado por primera vez por Hettner en 1892, bajo el nombre “*Giron Series*”. Litológicamente la Formación Girón 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 y algunos niveles delgados de conglomerados con guijos de cuarzo hasta de 4 cm. El ambiente de sedimentación es continental, fluvial a lacustre-fluviátil. Se le asignó una edad Jurásico Superior (Royero y Clavijo, 2001).

4.2.2 Formación Los Santos

Fue definida por primera vez por Cediel en 1968 como Formación Tambor, haciendo parte de la última facies del Grupo Giron (Ward et al., 1977) y redefinida por Laverde en 1985 como Formación Los Santos. Esta unidad está constituida por areniscas conglomeráticas, lodolitas rojo grisáceas y cuarzoareniscas gris amarillentas, con estratificación cruzada, en capas tabulares de espesores variables, reportando un espesor de 218 m (Royero y Clavijo 2001). El ambiente de sedimentación atribuido a esta unidad es de depósitos fluviales acumulados por corrientes trenzadas (Clavijo, 1985; Laverde y Clavijo, 1985; Laverde, 1985 en Royero y Clavijo, 2001). Mediante los estudios realizados por Etayo y Rodríguez en 1985, se confirma la edad propuesta por Cediel (1968) como Berriasiano para la Formación Los Santos.

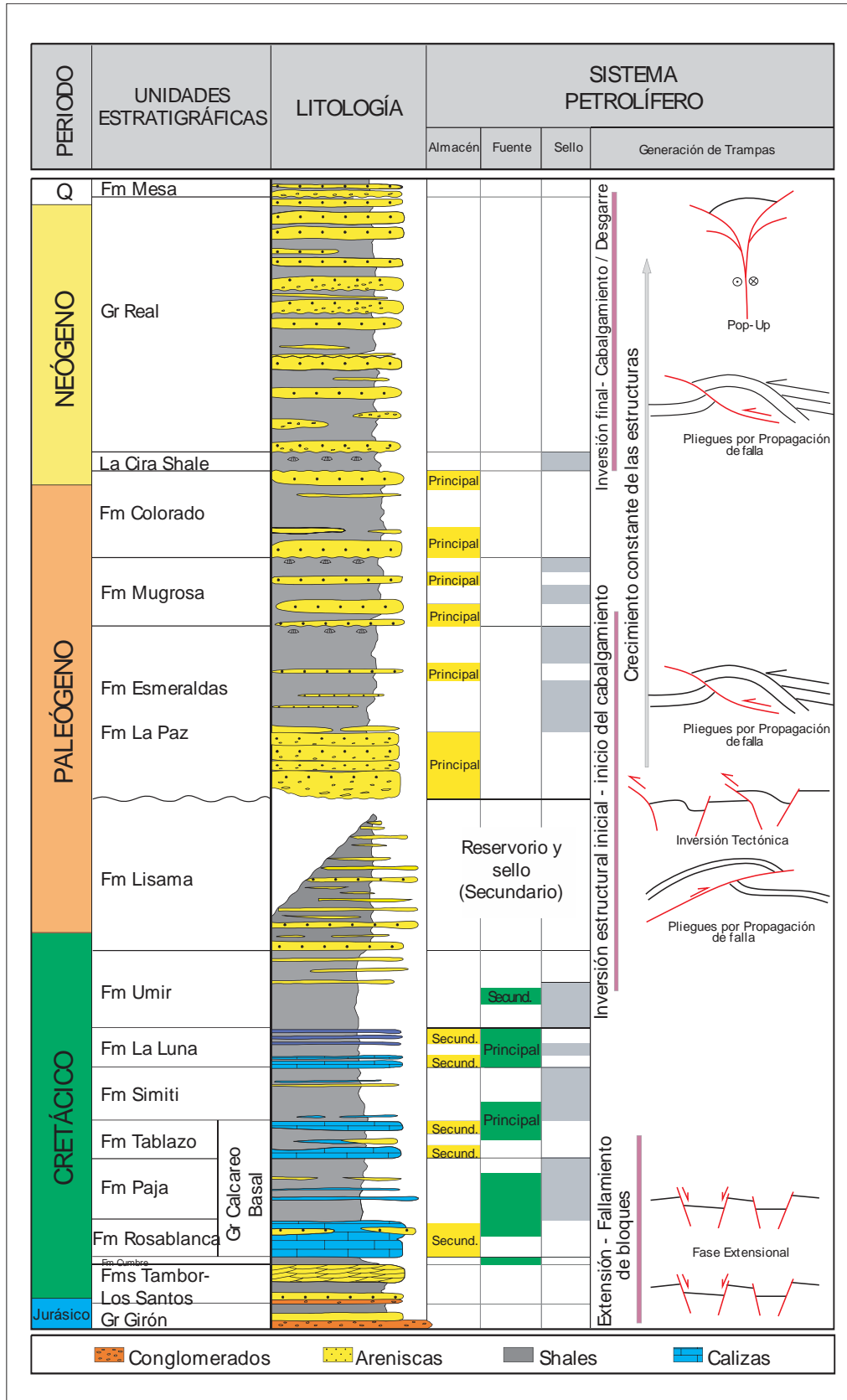


Figura 4. Columna generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tomado y modificado de Barrero et al., 2007.

4.2.3 Formación Rosablanca

Descrita inicialmente por Wheeler en 1929, su unidad tipo aflora en el cañón del Río Sogamoso 1,5 km aguas arriba del Puente del Tablazo en la vía que conduce de Lebrija hacia San Vicente de Chucurí (Ward et al., 1977). Su espesor puede variar entre 150 y 425 metros y está compuesta en su parte inferior por capas de caliza y yeso, con oolitos, ostrácodos y dolomías; hacia la parte superior consta de areniscas y lodolitas calcáreas (Royero y Clavijo, 2001). Etayo en 1983 consideró que la Formación Rosablanca está conformada por calizas grises, algunas lumaquéllicas, dolomitas grises, lodolitas calcáreas grises, *shales* con intercalaciones de caliza y hacia la parte superior un nivel de areniscas y que además se observa una secuencia monótona constituida por una serie interestratificada de capas gruesas de arenitas fosilíferas (wackestone) y lodolitas calcáreas (mudstone), con presencia de aloquímicos como oolitos, ostrácodos y dolomías depositados en una plataforma marina poco profunda a un medio intermareal marino. (Sarmiento, 2011). La edad comprende el intervalo Valanginiano - Hauteriviano Inferior (Etayo, 1968; Etayo y Rodríguez, 1985 en Royero y Clavijo, 2001).

4.2.4 Formación Paja

Inicialmente descrita por O.C Wheeler (Morales, et al., 1958); su localidad tipo es el Cerro Rosablanca al Oriente del puente sobre el Río Sogamoso. Esta unidad consiste en lodolitas calcáreas y *shales* someros con intercalaciones de calizas y abundantes concreciones calcáreas. Hacia el norte de la cuenca las facies son más ricas en carbonatos. En la actualidad el promedio de Carbono Orgánico Total (TOC) varía entre 0,74 y 8,95%, con un promedio de valores entre el 2 y 3% indicando una buena riqueza orgánica (Sarmiento, 2011). Se estima que su depósito tuvo lugar en un ambiente epicontinental. El espesor varía entre 125 y 625 m. Data una edad del Cretácico Temprano en el intervalo Hauteriviano-Barremiano (Etayo et al., 1976 en Sarmiento, 2011).

4.2.5 Formación Tablazo

Morales et al. (1958) define la Formación Tablazo en la localidad de El Tablazo (Santander), donde la carretera Bucaramanga - San Vicente de Chucurí atraviesa el Río Sogamoso (Moreno y Sarmiento, 2002). Litológicamente la unidad se encuentra constituida por capas macizas de caliza extremadamente fosilíferas y margas, las primeras predominando en su parte superior y las últimas en la inferior. Las margas son muy calcáreas y las calizas son macizas, de textura gruesa, extremadamente fosilíferas, opacas y de color gris azulado (Morales et al., 1958 en Moreno y Sarmiento, 2002). El espesor de esta unidad varía entre los 150 y 325 m. El ambiente de depósito se encuentra asociado a condiciones neríticas, poco profundas, afectada por variaciones del nivel del mar y por causas tectónicas (Royero y Clavijo, 2001)

La Formación Tablazo infrayace concordantemente a la Formación Simiti y yace sobre *shales* de la Formación Paja. Es considerada del intervalo Aptiano Superior – Albiano Medio (Morales et al., 1958 en Moreno y Sarmiento, 2002; García y Parra, 2003).

4.2.6 Formación Simiti

La Formación Simití es definida por un grupo de geólogos de Intercol en 1953 (Morales et al., 1958 en Ward et al., 1977). La unidad 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 (Royero y Clavijo, 2001). Por su parte el ambiente descrito para esta unidad es de transición a plataforma interna (Rolón y Numpque, 1997 en Suarez, 2016). Con base en las amonitas halladas en la base de la sección tipo se le asignó una edad correspondiente al Albiano (Etayo, 1968)

4.2.7 Formación La Luna

El nombre Formación la Luna fue usado primero en la Serranía de Perijá en la parte noroccidente del Estado de Zulia, Venezuela, por Garmer en 1926 (Ward et al., 1977). Depositada entre el Turoniano y en Santoniano, en el Valle Medio del Magdalena se ha subdividido de base a techo en: Miembro Salada, que corresponde con *shales* negros con interestratificaciones delgadas de micritas negras, con láminas y concreciones de pirita; Miembro Pujamana formado por *shales* calcáreos de color gris a negro con estratificación fina y Miembro Galembo constituido por *shales* calcáreos de color negro con intercalaciones delgadas de calizas arcillosas, que cerca al tope contiene capas de fosfatos (Etayo-Serna et al., 1983 en Aguilera, 2009).

4.2.7.1 Miembro Salada

Fue definido con localidad tipo en la desembocadura de la Quebrada Salada al Río Sogamoso y descrita inicialmente por Morales et al., 1958. Incluye en esta parte inferior *shales* calcáreos (“*limy shale*”), duros, negros finamente en capas delgadas con aspecto de pizarras (“*slate*”) en afloramiento. Se observan una serie de capas delgadas de biomicrita de Foraminíferos plantónicos y fragmentos de microbivalvos con presencia de concreciones métricas elipsoidales a esféricas de tamaños variables. Por su parte la transición de los *shales* terrígenos a las biomicritas de foraminíferos plantónicos permiten afirmar que se trata de la superficie transgresiva más notable del Cretácico del VMM. Presenta un espesor entre 50 a 100 metros aproximadamente. Data una edad de Turoniano Temprano. (Morales et al., 1958, Guerrero y Sarmiento, 1996; Villamil, 1998; Guerrero et al. 2000; Sarmiento–Rojas et al., 2006 en Sarmiento et al., 2015).

4.2.7.2 Miembro Pujamana

Corresponde a la unidad intermedia y la localidad tipo definida en la Quebrada Pujamana o Pujamanes localizada 4 km al norte de la localidad anterior. Por su parte Morales et al., (1958), la describen como un intervalo de *shales* grises a negros, calcáreos finamente estratificados. También se determinó la presencia de biomicrita de foraminíferos bentónicos con silicificación parcial y capas medias de chert diagenético asociados a una textura Wackestone/Packstone. Respecto al espesor no es preciso, pero abarca entre los 50 a 225 metros (Sarmiento et al., 2015). Su edad se sitúa en el Turoniano Superior y Coniaciano Inferior.

4.2.7.3 Miembro Galembo

Toma su nombre del cerro del mismo nombre, en inmediaciones a la desembocadura de la Quebrada Pujamana en la Quebrada Arenal a su vez afluente del Río Sogamoso (Morales et al., 1958). Los autores la describen como *shales* calcáreos duros, negros con concreciones discoidales, e intercalaciones de calizas arcillosas. Resaltan la presencia hacia el techo de intercalaciones de capas fosfáticas y chert. Su espesor es de aproximadamente 180 a 350 metros (Sarmiento et al., 2015) Su edad fue definida por Morales et al., en 1958 entre el Coniaciano y Santoniano.

4.2.8 Formación Umir

Descrita por primera vez por Huntley en 1917 y redefinida por Link en 1925 (Ward et al., 1973). Litológicamente se compone de lodolitas grises con delgados niveles de arcillolitas interestratificadas, areniscas de grano fino y delgadas capas de carbón depositadas desde plataforma marina interna hasta ambientes lagunares y de planicie costera. Registra el final del

ciclo sedimentario marino en la cuenca del VMM (Tchegliakova, 1993). Presenta un espesor entre los 1.000 – 1.400 metros. La edad corresponde en el intervalo Campaniano – Maastrichtiano (Royero y Clavijo, 2001). La Formación Umir está caracterizada por una alta biodiversidad de microfauna asociado a un ambiente nerítico (Tchegliakova, 1993).

4.2.9 Formación Lisama

Nombre asignado por Link en 1935 en Morales, 1958 y su localidad tipo se encuentra en la Quebrada Lisama, afluente del Río Sogamoso (Royero y Clavijo, 2001). Sobre la vía San Vicente-Barrancabermeja se presenta, en general, como limolitas de tonos grises claros a rojizos, intercaladas con niveles menores de *shale*. Aflora también como areniscas de grano muy fino a fino de color gris, ligeramente calcáreas compactas, y micáceas, con pequeños nódulos no calcáreos de aproximadamente 5 centímetros y delgados niveles carbonosos cercanos a los 10 centímetros de espesor que no se encuentran con facilidad (Jaimes y López, 2015).

Su espesor alcanza hasta 1.200 metros y se caracteriza por un ambiente lagunar-deltáico. Según Van Der Hammen (1958) la edad de esta unidad es Paleoceno.

4.2.10 Formación La Paz

Fue descrita por primera vez por geólogos de la *Tropical Oil Company* (Morales, et al., 1958 en Royero y Clavijo 2001) y presenta su sección tipo en el Río Lebrija. Se compone de areniscas grises conglomeráticas, macizas y de conglomerados con intercalaciones de grandes paquetes de lutitas grises. El espesor de esta unidad oscila entre los 1000 y 1300 m, pero hacia los campos petroleros se disminuye hasta 150 y 200 m. Se dice que su ambiente de depositación son corrientes trenzadas y es considerada una unidad del Eoceno Inferior (Castro y Gordillo, 2005)

4.2.11 Formación Esmeraldas

Su nombre fue designado por geólogos de la *Gulf Oil Company* (Morales, et al., 1958 en Royero y Clavijo, 2001). En esta unidad predominan los *shales* de tonalidades azulosas y marrones con intercalaciones de areniscas de grano fino y limolitas verdosas, hacia el tope consiste de areniscas grises de grano fino a grueso, localmente guijarrosas intercaladas con pequeñas capas de *shales* (Morales, 1958 en Naranjo et al., 2009).

Su ambiente de formación se describe como de origen deltaico y lagunar (ANI, 2013). El espesor en su sección tipo puede alcanzar los 1200 metros, mientras que en el área de interés, disminuye hasta los 740 metros. A esta unidad se le asocia una edad del Eoceno Tardío – Oligoceno (Royero y Clavijo, 2001; Gomez, 2005)

4.2.12 Formación Mugrosa

Nombre dado por Gill, su sección tipo se encuentra sobre la Quebrada Mugrosa (Morales, et al., 1958 en Royero y Clavijo, 2001). La Formación Mugrosa es una unidad predominantemente lodosa, compuesta de lodolitas varicoloreadas marrón rojizo, gris, amarillento, rojo, amarillo rojizo, en niveles métricos a decamétricos, con estratos de arenitas granulosas blancas limpias, en general no cementadas, con gradación normal y base conglomerática, en niveles métricos o centimétricos, la mayor parte están aisladas dentro de las lodolitas y con moderada continuidad lateral (Caballero, 2010).

Su ambiente de depositación se relaciona con ambientes continentales fluviales. El espesor de la Formación Mugrosa puede variar entre los 500 y 850 metros en las áreas petrolíferas. Esta unidad pertenece a una secuencia de rocas sedimentarias del Cenozoico, a la cual se le asigna una edad Oligoceno (Schamel, 1991 en Fonseca et al., 2009).

4.2.13 Formación Colorado

Definida por Gill (Morales et al., 1958 en Royero y Clavijo, 2001). Consiste de arenitas marrón rojizas, conglomeráticas y conglomerados marrón rojizos, lodolitas marrón rojizas y paleosuelos con abundantes costras y nódulos calcáreos. La unidad se adelgaza hacia el occidente (Caballero, 2010). Se considera que los sedimentos de esta unidad se depositaron bajo condiciones fluviales. El espesor es variable entre 1.200 y 2.500 m (Royero y Clavijo, 2001).

4.2.14 Formación Real

Descrito por primera vez por Wheeler en 1974 (De Porta et al., 1974 en Royero y Clavijo, 2001) y su sección tipo se encuentra en el sitio Bandera Real, cerca del Rio Opon (Royero y Clavijo, 2001). Está compuesto hacia la base por conglomerados con líticos de chert marrón a negro, *shales*, carbón y guijos de cuarzo y hacia su parte superior presenta areniscas guijarrosas y conglomeráticas con restos de madera carbonizada (Suarez et al., 2016). Su espesor es de 3600 m y su ambiente de depósito de tipo fluvial (Royero y Clavijo, 2001)

4.3 Geología estructural

Desde el punto de vista geológico, la cuenca del VMM se encuentra basculada hacia el oriente con una tendencia homoclinal, perturbada por algunos pliegues y fallas (Pérez y Valencia, 1977 en Mojica y Franco, 1990). Se encuentra limitada al norte y al sur por el Sistema de Fallas El Espíritu Santo y el Cinturón Girardot. Al noreste por el Sistema de Fallas de Bucaramanga-Santa Marta y al sureste por los sistemas de fallas Bituima y La Salina (Llinas, 2001 en Barrero, 2007). Esta provincia se caracteriza por pliegues anticlinales y sinclinales amplios, limitados por fallas inversas y de cabalgamiento, de direcciones NE y NW, con inclinación predominante

hacia el oriente (Royero y Clavijo, 2001) desarrollados durante diferentes episodios tectónicos, 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). Además de esto, en profundidad se presentan estructuras de tipo dúplex y en menor cantidad, estructuras de inversión heredadas de fallas jurásicas y cretácicas (Cordoba et al., 2000).

En el área del VMM se determinan un patrón de anticlinales – sinclinales dispuestos de sur a norte, los cuales caracterizan el cinturón de la Cordillera Oriental a lo largo de la cuenca. Este patrón refleja la distribución de las fallas normales mesozoicas, las cuales se reactivaron como fallas inversas y generaron la elevación de la Cordillera Oriental. Entre las fallas más representativas de la zona se encuentra el Sistema de Fallas La Salina (Gomez, 2005).

A continuación, se describen las estructuras y fallas localizadas en el área de estudio.

4.3.1 Sinclinal de Nuevo Mundo

Localizado en el margen oriental del sector norte de la cuenca del VMM, corresponde a una estructura de 55 km de largo por 30 de ancho con inmersión hacía el norte y junto con el Anticlinal de Lisama y de Provincia hacen parte del cinturón de cabalgamiento de la margen occidental de la Cordillera Oriental (Caballero, 2010). El SNM representa una estructura ligeramente asimétrica, cuyo eje está recargado hacia su flanco occidental, probablemente como resultado del fuerte levantamiento a lo largo del lado oriental de la Falla La Salina, la cual marca su límite occidental. El eje de este sinclinal al sur del Río Sogamoso está desplazado 4 a 5 km al occidente de su posición normal (Royero y Clavijo, 2001).

4.3.2 Anticlinal de Río Sucio

Se localiza en el sector suroccidental del municipio, a lo largo de la cabecera del Río Sucio, desde donde se proyecta con una dirección noreste. Su eje está dispuesto a lo largo de la Formación Umir en medio de dos franjas alargadas de la suprayacente Formación Lisama, evidenciando que el eje del anticlinal ha sido erodado; el extremo sur del eje de este anticlinal termina en una falla de tipo inverso (Alcaldía Municipal de Lebrija, Santander, 2003).

4.3.3 Sinclinal de Naranjo

Junto con el anticlinal de Río Sucio conforma una depresión estructural que afecta las unidades litológicas que enmarcan el cambio del Cretácico al Terciario, como lo son la Formación Umir y Lisama respectivamente. Su eje se dispone en dirección nordeste; atravesando dos franjas alargadas de la Formación Lisama. Los buzamientos de los estratos en cercanías al eje de este anticlinal son suaves y consolidan una topografía de moderada inclinación (Alcaldía Municipal de Lebrija, Santander, 2003).

4.3.4 Sistema de Fallas La Salina

El trazo principal de la Falla La Salina, constituye una falla inversa de ángulo alto, inclinada al oriente y también tiene desplazamiento de rumbo lateral derecho (INGEOMINAS, 1988 en Royero y Clavijo, 2001), la cual comprende el límite entre el VMM y la Cordillera Oriental (Julivert, 1961 en Royero y Clavijo, 2001). La Falla de La Salina corresponde a un sistema de fallas inversa con vergencia al occidente y trazo regional SSW – NNE que desplaza rocas del Cretácico Temprano sobre rocas del Cretácico Tardío y Cenozoico del VMM (Acosta, 2002).

El SNM está limitado al oeste por la segunda ramificación del Sistema de Fallas la Salina. Esta ramificación yuxtapone un bloque colgante sobre una rampa en muro de falla, siendo esta la más joven del sistema debido a que corta a través de las capas del Grupo real (Gomez, 2005).

4.3.5 Falla La Putana

Presenta rumbo N30°E, buzamiento WNW y vergencia ESE, con una longitud aproximada de 53 km dentro del área de estudio. Se identifica como una falla inversa de estilo mixto generada a partir de una falla principal y desarrollada como un cabalgamiento hacia fuera del sinclinal y su trazo presenta una expresión geomorfológica marcada por el cambio de pendiente dentro de la Formación Lisama, la cual es afectada por esta falla en todo el flanco este del SNM (Mitra, 2002 en Cetina y Patiño, 2013).

5. Marco conceptual

5.1 Generalidades

La exploración y explotación de los hidrocarburos actualmente representa una de las actividades más significativas dentro del mercado global, debido a la creciente demanda de combustibles fósiles. Su caracterización e identificación involucra tanto factores geológicos como económicos. Según Magoon y Dow (1994), la evaluación de los hidrocarburos debe ser vista a partir de niveles de investigación, como lo son: cuenca sedimentaria, sistema petrolífero, *play* y prospecto (ver figura 5). La cuenca sedimentaria y el sistema petrolífero no contemplan un valor económico, ya que existen a pesar de que no sean económicamente rentables. Desde el punto de vista geológico las *cuencas sedimentarias* representan la secuencia estratigráfica y el estilo estructural de las rocas, mientras que el *sistema petrolífero* describe la relación genética entre la roca madre y las acumulaciones de petróleo y gas, haciendo que su

identificación sea importante. Por otro lado, el play y el prospecto representan el potencial de exploración para las reservas comerciales de petróleo y gas no descubiertas. El *play* constituye uno o más prospectos, y el *prospecto* corresponde a una trampa potencial que debe ser evaluada para saber si posee cantidades comerciales de hidrocarburos; estos últimos elementos no existen sin condiciones económicas favorables.

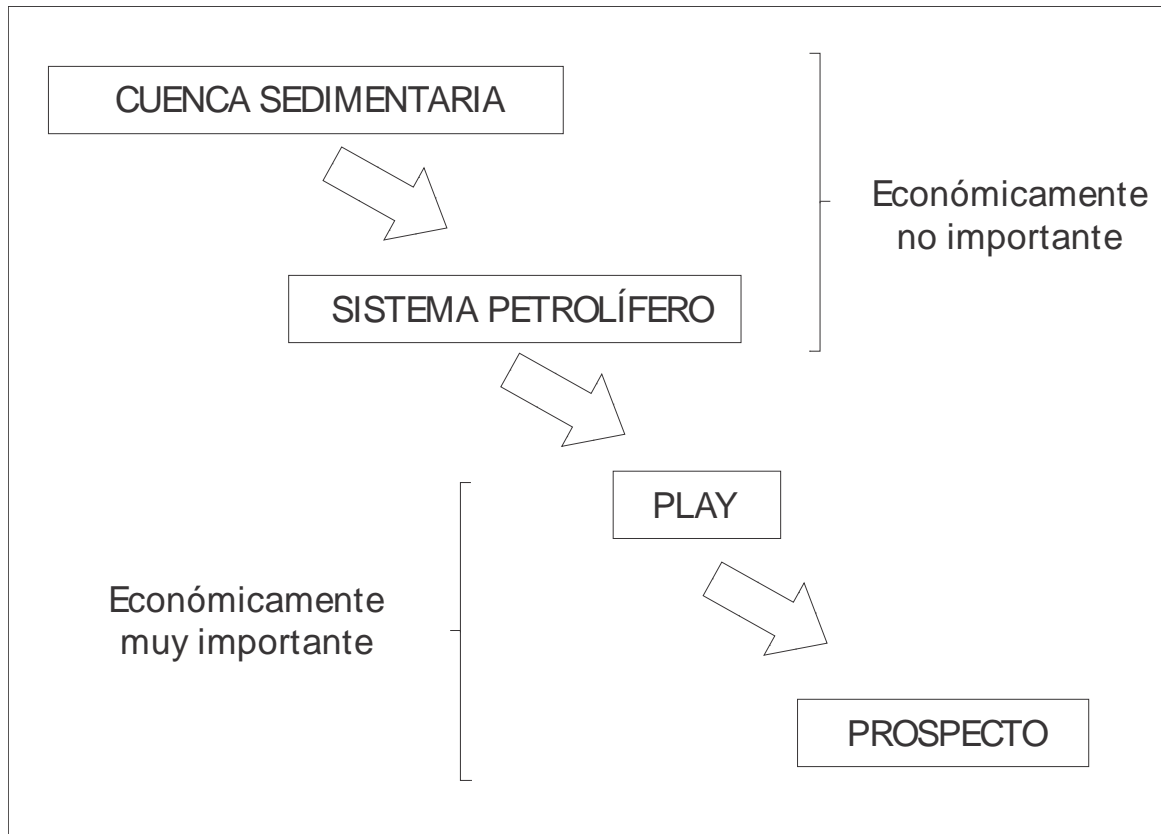


Figura 5. Niveles de la investigación petrolera. Tomado de Magoon y Dow, 1994

5.2 Sistema no convencional

A diferencia de un sistema petrolífero convencional, los no convencionales tienen únicamente como requerimiento mínimo la formación de la roca fuente y de suficiente sobrecarga para lograr la maduración termal de esta (McCarthy et al., 2011). Los yacimientos no convencionales se caracterizan por encontrarse en condiciones que no permiten el movimiento del fluido, bien sea por estar atrapados en rocas poco permeables o de baja porosidad, o por

tratarse de petróleos de muy alta viscosidad. El foco de este trabajo son el *Shale Gas* y *Shale Oil*, los cuales son Petróleo/gas producidos directamente de la roca madre, *shales* ricos en materia orgánica. Su extracción se realiza mediante técnicas de fracturación hidráulica (fracking) que permite incrementar la permeabilidad del yacimiento. También se utiliza el termino *kerogen oil* para referirse a este tipo de petróleo (Club español de la energía, 2016).

En un reservorio no convencional del tipo *Shale Gas* y *Shale Oil*, el hidrocarburo se encuentra:

- Como hidrocarburo libre, en los poros o espacios abiertos de la roca,
- como hidrocarburo adsorbido en los granos minerales y fundamentalmente en la materia orgánica (kerógeno y/o bitumen) que contiene la roca, y
- como hidrocarburo disuelto en la materia orgánica contenida en la roca (Club español de la energía, 2016).

5.3 Geoquímica orgánica

5.3.1 Conceptos básicos

El modelado de sistemas petrolíferos es una herramienta de investigación y aplicación que abarca muchas disciplinas de la geociencia (Hantschel y Kauerauf, 2009 en Peters et al., 2012), cuyo principal objetivo es reducir el riesgo asociado directamente con la exploración, producción y el desarrollo de hidrocarburos (Peters et al., 2012).

5.3.1.1 Kerógeno

Es la materia orgánica en partículas diseminadas en las rocas sedimentarias, que es insoluble en los solventes orgánicos comunes (McCarthy et al., 2011). Según Tissot y Welte (1984), la

composición del kerógeno y su relación con los ambientes de depósito se clasifica de la siguiente manera:

- **Kerógeno tipo I:** Se refiere al kerógeno con una tasa inicial alta de H/C (1,5 o más) y una tasa baja inicial de O/C (Menor que 0,1). Este tipo de kerógeno es derivado de biomasa producto del retrabajamiento de otros lípidos. Además, se encuentra en relación con ambientes lacustres.
- **Kerógeno tipo II:** Este tipo de kerógeno, posee una tasa alta de H/C y baja de O/C y es derivado de una mezcla de fitoplancton, zooplancton y microorganismos que han sido depositados en un ambiente reductor.
- **Kerógeno tipo III:** Kerógeno con una tasa relativamente baja de H/C (usualmente menor que 1,0) y alta de O/C (0,2-0,3). Este tipo de kerógeno es derivado de plantas continentales y contiene escombros vegetales identificables

5.3.2 Parámetros geoquímicos

5.3.2.1 *Carbono Orgánico Total (TOC):*

Es una medida de la riqueza orgánica de las rocas sedimentarias (ver tabla 1) (Jarvie, 1991). El TOC es el porcentaje en peso del carbono orgánico total en una muestra de sedimento. Los constituyentes del carbono en el TOC son la Materia Orgánica Extraíble (EOM), el potencial remanente para generar hidrocarburos (convertible) y el carbono no reactivo, el cual no posee potencial para producir hidrocarburo (ver figura 6) (Espitalie et al., 1982).

Tabla 1. Interpretación clásica del contenido de TOC en sedimentos (basado en ventana de generación de aceite). Tomado de: Jarvie, 1991.

Potencial de generación	TOC en shales (wt. %)	TOC en carbonatos (wt. %)
Pobre	0,0 - 0,5	0,0 - 0,2
Regular	0,5 - 1,0	0,2 - 0,5
Bueno	1,0 - 2,0	0,5 - 1,0
Muy bueno	2,0 - 5,0	1,0 - 2,0
Excelente	>5,0	>2,0

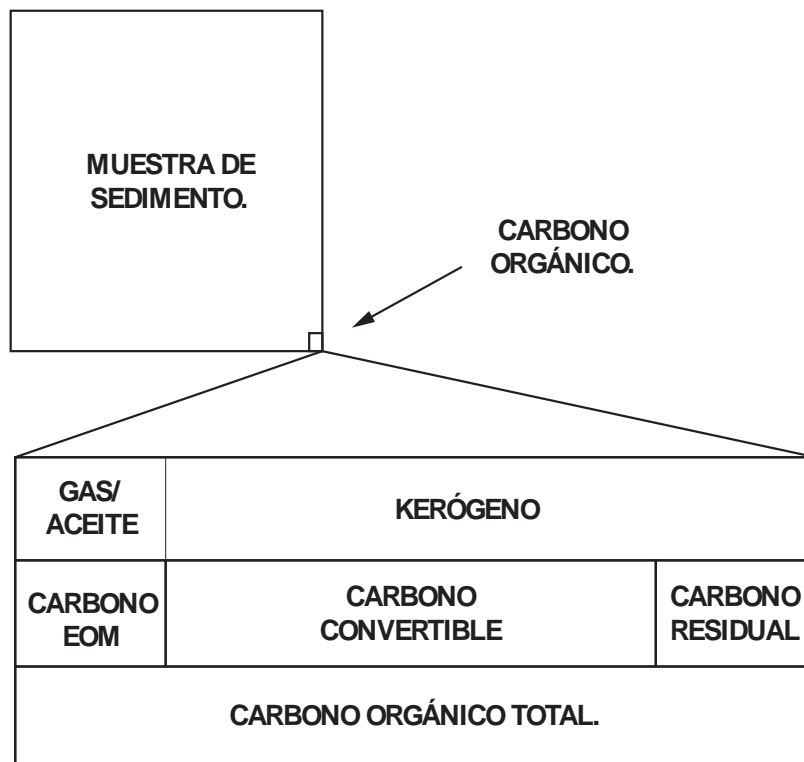


Figura 6. Modelo de distribución del carbono orgánico en una muestra de sedimento. Tomado de: Jarvie, 1991.

5.3.2.2 Temperatura Máxima de Pirólisis (Tmax):

La Tmax mide la madurez termal y corresponde a la temperatura del horno en la “pirólisis Rock-Eval” en el pico S2 de generación (Peters y Cassa 1994) (ver tabla 2).

Tabla 2. Parámetros de interpretación de Tmax. Tomado de: Peters y Cassa, 1994.

Tmax (°C)	Interpretación
<435	Inmadura
435-445	Madurez temprana
445-450	Pico de generación
450-470	Madurez tardía
>470	Sobremadura

5.3.2.3 Índice De Hidrógeno (HI):

En esencia, el índice de hidrógeno es la cantidad de hidrocarburos generados tras el “craqueo termal” de la materia orgánica no volátil por unidad de TOC, que revela si una roca fuente contiene aceite, aceite y gas, gas, o un potencial de hidrocarburos limitado (ver tabla 3) (Jarvie, 1991).

$$HI = \frac{S_2}{TOC} * 100\%$$

Tabla 3. Parámetros de interpretación de HI para determinación del tipo de kerógeno y de fluido producido. Tomado de: Peters y Cassa, 1994.

HI (mgHC/gTOC)	Tipo de Kerógeno	Tipo de producto
<50	IV	
50-200	III	Gas
200-300	II/III	Gas y petróleo
300-600	II	Petróleo
>600	I	

5.3.2.4 Índice de Oxígeno (OI)

El índice de oxígeno está relacionado con la cantidad de oxígeno disponible en la materia orgánica de la muestra.

$$OI = \frac{S3}{TOC} * 100\%$$

5.3.2.5 Índice de Producción (PI)

El índice de producción es una medida del kerógeno crackeado. Varía entre 0 y 1 (Kauerauf y Hantschel, 2009). Este índice se utiliza para caracterizar la evolución de la materia orgánica, incrementándose con la maduración de la roca generadora antes de la expulsión de hidrocarburos (McCarthy et al., 2011) (ver tabla 4).

Tabla 4. Parámetros de interpretación de PI para determinación de la etapa de maduración termal de aceite. Tomado de: Peters y Cassa, 1994.

Etapa de Madurez Termal de Aceite		Maduración		Generación
		Ro (%)	Tmax (°C)	IP
Inmadura		0,2-0,6	<435	<0,10
Madura	Temprana	0,60-0,65	435-445	0,10-0,15
	Pico	0,65-0,9	445-450	0,25-0,40
	Tardía	0,9-1,35	450-470	>0,40
Sobremadura		>1,35	>470	

5.3.2.6 Reflectancia de Vitrinita (%Ro)

Es el indicador de madurez termal más ampliamente usado y se expresa como la reflectancia de los macerales presentes en la materia orgánica (ver tabla 5) (Kauerauf y Hantschel, 2009).

Tabla 5. Parámetros de interpretación de %Ro para la determinación del tipo de fluido producido.

%Ro	Tipo de producto
<0,5	Zona inmadura
0,5-1,2	Aceite
1,2-2,0	Gas húmedo
>3	Gas seco

5.4 Análisis

5.4.1 Pirolisis *Rock-Eval*

Es una herramienta desarrollada para identificar el posible tipo de producción (aceite, condensado y gas) y la presencia de contaminación en muestras de roca, lo cual es posible mediante la incorporación de cromatografía de gases (Ho et al., 1982). Con esta técnica es posible determinar con pequeñas cantidades de material de roca (50-100 mg) los cortes de perforación, el origen de la materia orgánica y su grado de evolución (Giraud, 1970).

Los resultados de la pirolisis se presentan en tres picos (S1, S2 y S3). El pico **S1** representa los hidrocarburos libres, líquidos o gaseosos (mg de Hidrocarburos/g de roca) presentes en la roca, liberados a 300 °C sin fracturamiento del kerógeno. El pico **S2** es la cantidad de hidrocarburos generados por la pirolisis del kerógeno (mg de Hidrocarburos/g de roca) en un rango de temperaturas entre 300-600 ° C y representa la existencia del potencial de la roca para generar petróleo. El pico **S3** representa la cantidad de CO₂ generado por la pirolisis del kerógeno obtenidos en un rango de temperatura entre 300-390 ° C (El Nady, 2015).

5.4.2 Análisis de TOC

El cálculo del Carbono Orgánico Total (TOC) es la primera clasificación para la cuantificación de la riqueza orgánica, cuyo análisis permite evaluar el potencial hidrocarburífero de una formación, el cual permite proyectar rocas potenciales de hidrocarburos a partir de las reservas de petróleo conocidas (Jarvie, 1991).

El valor del TOC indica la cantidad, no la calidad, de la materia orgánica. Si esta prueba de clasificación inicial demuestra que existe suficiente contenido orgánico, la roca debe someterse a pruebas adicionales para establecer la calidad y la madurez de la materia orgánica (McCarthy, 2011).

5.4.3 Análisis de Reflectancia de la Vitrinita

La medición de la reflectancia de la vitrinita dispersa en rocas sedimentarias es una de las herramientas más comunes utilizadas para determinar la madurez térmica en las exploraciones de hidrocarburos, modelado de cuencas y otras aplicaciones geológicas. A pesar de esto, no existe en la actualidad una norma de consenso para realizar estas mediciones (ASTM International, 2009).

6. Metodología

6.1 FASE I: Revisión bibliográfica

Durante esta fase se realizó una recopilación bibliográfica en base a la sedimentología, estratigrafía, geología estructural y geoquímica del área. Dentro de los trabajos más destacados y empleados en el desarrollo de este proyecto se encuentran los realizados por Caballero (2010), Cooper et al. (1995), Sarmiento (2001, 2011), Suarez (2016), Rangel et al. (2000),

García et al. (2009), Cordoba et al. (2000). Además, se utilizó la cartografía geológica, expuesta en el Mapa Geológico del Cuadrángulo H-12, Bucaramanga (Ward, 1977) y las modificaciones propuestas por autores posteriores.

6.2 FASE II: Geología de campo

En esta etapa se llevaron a cabo salidas de campo a la zona de estudio, en las cuales se extrajeron muestras de cada uno de los miembros de la Formación La Luna. En adición, se tomaron datos estructurales con el fin de realizar un control de la zona. Los recorridos estuvieron comprendidos por la ruta entre la Vereda Portugal y el Corregimiento de Uribe Uribe en el municipio de Lebrija, Santander. Algunas de las muestras fueron obtenidas sobre la Quebrada La Sorda, ubicada en inmediaciones de los dos asentamientos anteriormente mencionados.

6.3 FASE III: Laboratorio y análisis.

Se procedió a realizar la preparación correspondiente de las muestras adquiridas en campo. Posteriormente, se llevo acabo un conjunto de análisis geoquimicos tales como: Contenido de carbono organico, carbono organico total y pirolisis *Rock-Eval*.

6.3.1 Preparación de muestras

El proceso de trituración y tamizado de las rocas se realizó en el Laboratorio de Materiales de la Escuela de Ingeniería Civil en la Universidad Industrial de Santander y los análisis geoquímicos se realizaron en el Laboratorio de Geoquímica del Petróleo en la Sede UIS-Guatiguara.

a. Trituración

Se procede a reducir el tamaño de las partículas de las muestras recolectadas durante la fase de campo (ver figura 7)



Figura 7. Mecanismo de trituración de muestras.

b. Tamizado

Junto con la colaboración del Laboratorio de Materiales de la Escuela de Ingeniería Civil se llevó a cabo el proceso de tamizado de muestras de la siguiente manera:

- I. La muestra triturada debe atravesar un tamiz No. 30 (malla de 0,60mm), con el objetivo de obtener la granulometría adecuada para el macerado. El arreglo del tamiz se puede visualizar en la figura 8, y en la parte inferior se dispone de una caja de residuos.



Figura 8. Tamiz No. 30.

II. Se procede a depositar la muestra en el tamiz No. 30, luego se coloca una tapa del mismo material y se procede a agitar el tamiz de tal manera que el material ingrese al tamiz y lo atraviese. (ver figura 9).



Figura 9. Disposición de la muestra en el tamiz.

III. Una vez realizado el procedimiento anterior, se retira el material particulado que atravesó el tamiz No. 30 (ver figura 10).



Figura 10. Material filtrado.

c. Empaque

El material filtrado se empacó y etiquetó en bolsas herméticas para posteriormente ser macerado y utilizado en los análisis de TC, TOC y Pirólisis *Rock-Eval*.

d. Macerado

Con ayuda de un mortero de ágata se maceró la muestra hasta llevarla a un tamaño de partícula similar al polvo de harina, para la realización de los análisis de TC y TOC (ver figura 11).

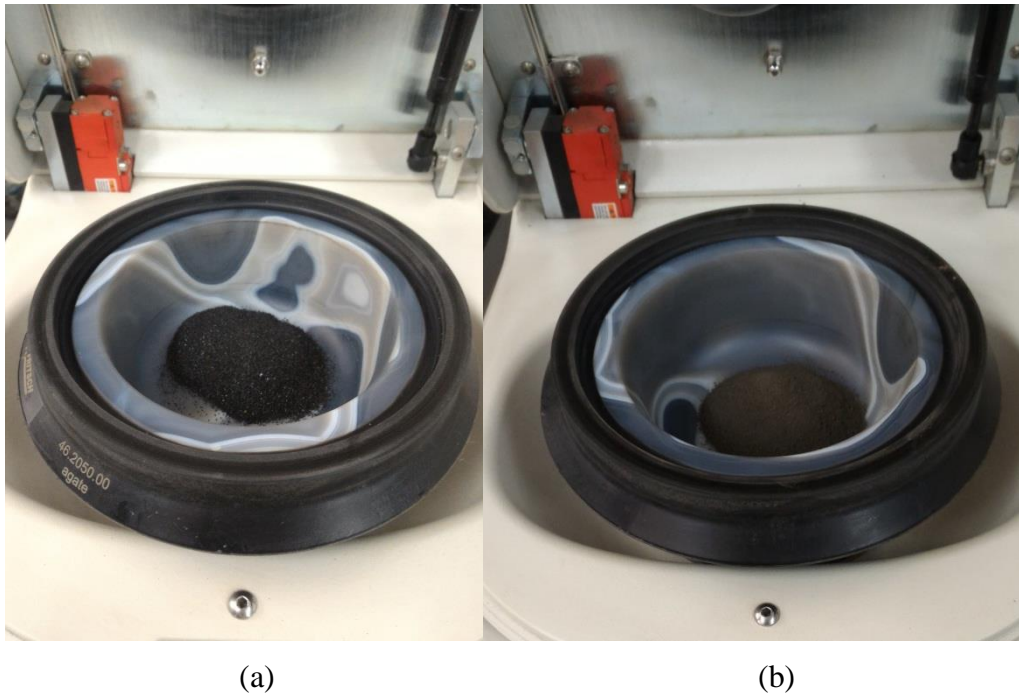


Figura 11. Representación de una muestra (a) antes y (b) después del proceso de macerado.

e. Acidificación

Tras pesar entre 0,1003 y 0,1005 g de cada una de las muestras anteriormente preparadas, se acidificaron con ácido clorhídrico (HCl) para eliminar los carbonatos existentes y dejar la fracción orgánica (ver figura 12). Posteriormente se realiza un lavado con agua desionizada para eliminar los residuos de HCl. Este procedimiento y el de eliminación de la humedad, solo se aplicó a las muestras usadas en el análisis de TC y TOC.



Figura 12. Procedimiento de pesaje y acidificación de las muestras.

f. Eliminar humedad

La muestra previamente acidificada se llevó al horno durante 60 minutos a una temperatura constante de 107°C para eliminar la humedad que esta pueda contener.

g. Pesaje para *Rock-Eval*

Para la realización del análisis de Pirólisis *Rock-Eval*, se pesaron entre 0,030 y 0,035 g de las muestras cuyo TOC sea superior a 1% (ver figura 12).



Figura 13. Muestra.

6.3.2 Análisis de TOC.

Tras la correcta preparación de las muestras, se procede a realizar el análisis de TOC por combustión en un horno de alta temperatura con detección infrarroja no dispersiva DNIR, Analizador LECO SC-144DR (ver figura 14), bajo las siguientes condiciones:

- **Temperatura horno de combustión:** 1.350,68 °C
- **Gas de oxidación:** Oxígeno de alta pureza.
- **Temperatura horno celdas infrarrojas:** 48,28 °C



Figura 14. Analizador LECO.

6.3.3 Análisis Pirólisis *Rock-Eval*

La muestra preparada se llevó al equipo *Rock-Eval Turbo 6* Analizador Anhídrico de Roca y Suelos para evaluar el potencial de generación de las unidades en cuestión (ver figura 15).

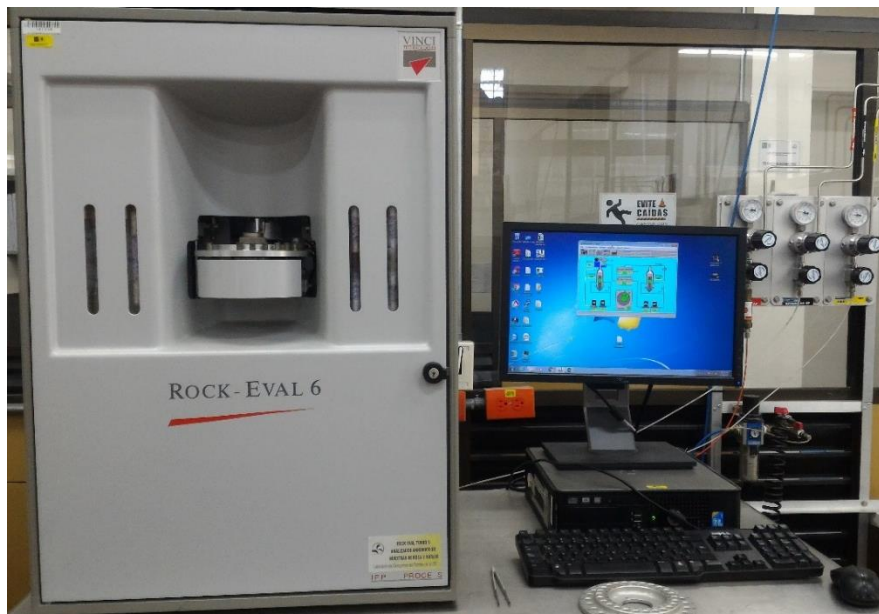


Figura 15. Rock-Eval Turbo 6 Analizador Anhídrico de Roca y Suelos.

6.4 FASE IV: Modelamiento

6.4.1 Construcción corte geológico.

La fase de modelamiento geoquímico requiere de la realización de un corte geológico en profundidad, el cual refleje la configuración estructural de la estructura y la geometría de las capas que la componen. Este corte geológico fue realizado en una licencia educativa del *software Move 2013.1* de la empresa *Midland Valley*, el cual trabaja con el método de kink, a partir de la cartografía geológica de la Plancha H-12 de Bucaramanga, elaborada por Ward et al., 1973, junto con las modificaciones propuestas en la tesis de Otero y Araque, 2016.

El método de kink es un método de reconstrucción de pliegues angulares, en donde el espesor de las capas y la longitud de estas se preserva, además las capas horizontales no son distorsionadas (Sanchez, 2006). Autores como Supee y Medwedeff en 1984 adoptaron esta técnica para modelar pliegues de propagación de falla por encima de las rampas de empuje. (Erslev, 2013).

El método básico es permitir que cada medida de buzamiento defina una zona donde el buzamiento sea constante. Los límites de las zonas dominadas por los buzamientos corresponden a las líneas que bisectan los ángulos entre los buzamientos adyacentes. Es importante recalcar que este método, como todas las técnicas de construcción de pliegues representa una aproximación (Dutch, 2000).

Para la realización del corte se llevó a cabo a partir de los siguientes pasos:

- a. A partir de un perfil topográfico se representan los contactos, entre diferentes unidades litológicas y se señalan los buzamientos de las capas medidos en campo y tomados de bibliografía de la zona de interés (ver figura 16).

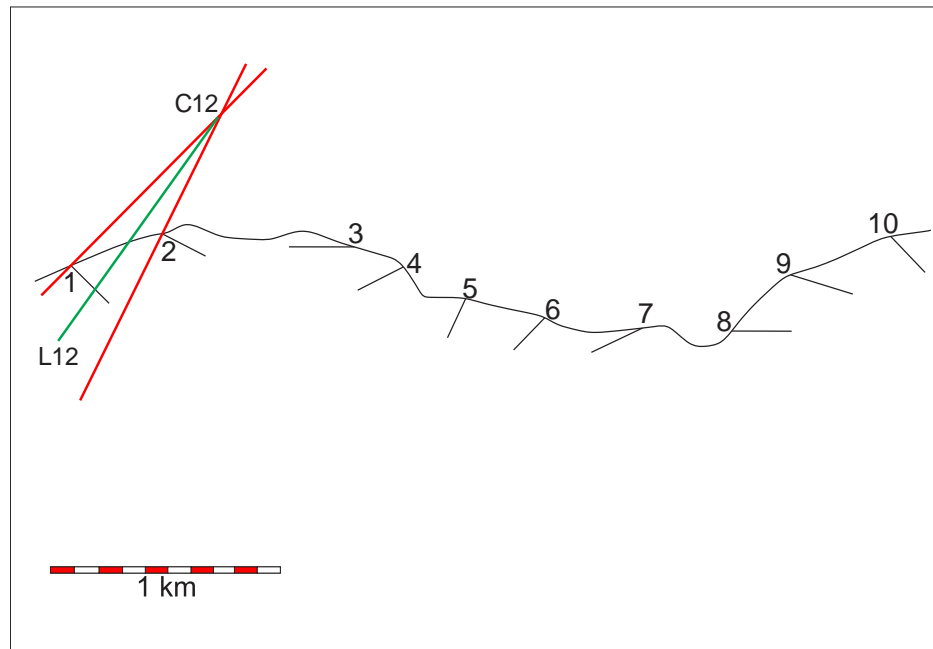


Figura 16. Método kink – Paso 1. Tomado de: Dutch, 2000.

- b. Se procede a trazar los planos axiales, para ello se llevan los buzamientos de los dominios adyacentes al punto donde está el plano axial sobre el perfil topográfico y se calcula la bisectriz (ángulo entre flancos) (ver figura 17)

- c. Posterior a trazar los planos axiales se dibuja a lo largo de cada contacto una línea paralela al buzamiento en el que se encuentre localizado, hasta cortar el plano axial (ver figura 18).

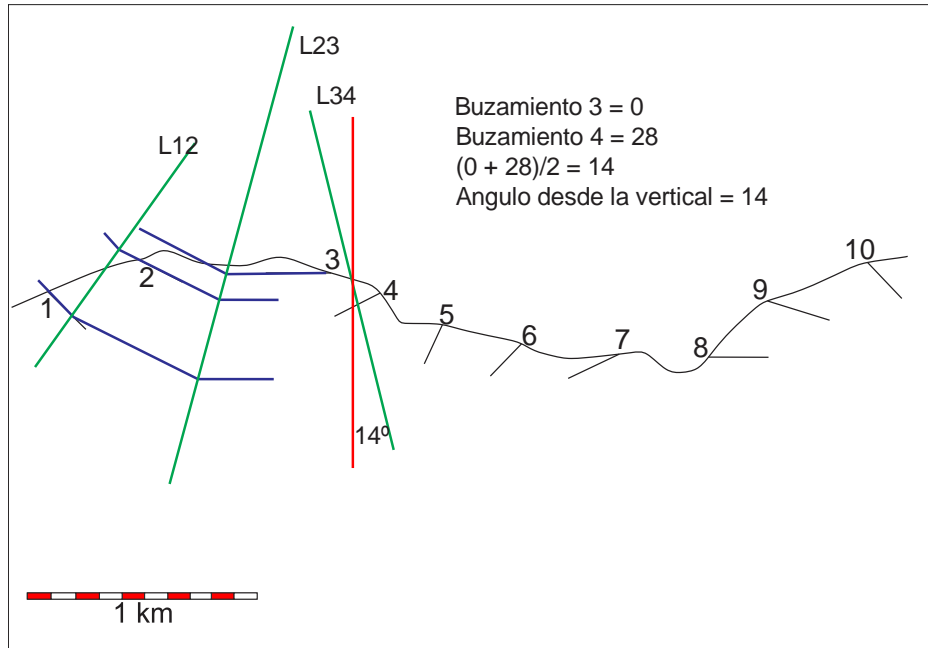


Figura 17. Ejemplo hipotético simulando el cálculo de la bisectriz. Tomado de: Dutch, 2000.

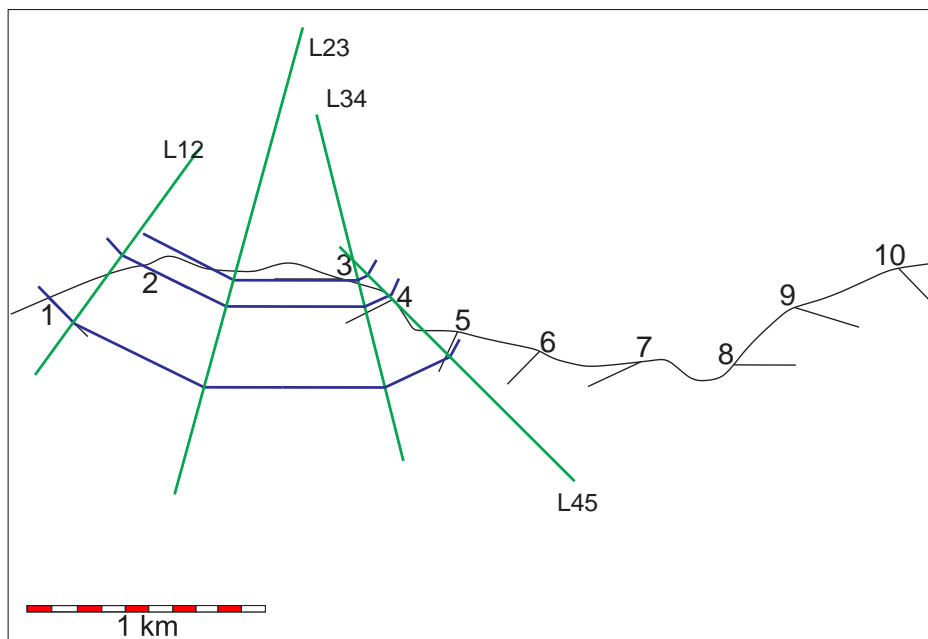


Figura 18. Trazo de líneas paralelas al buzamiento de las capas. Tomado de: Dutch, 2000.

- d. En el caso del corte realizado para la ejecución del proyecto, dos planos axiales tienden a cortar desapareciendo el dominio de buzamiento que limitan. Para seguir reconstruyendo el pliegue en profundidad, se trazaron líneas paralelas a los

buzamientos por el punto de intersección y se vuelve a trazar la bisectriz para determinar el nuevo plano axial.

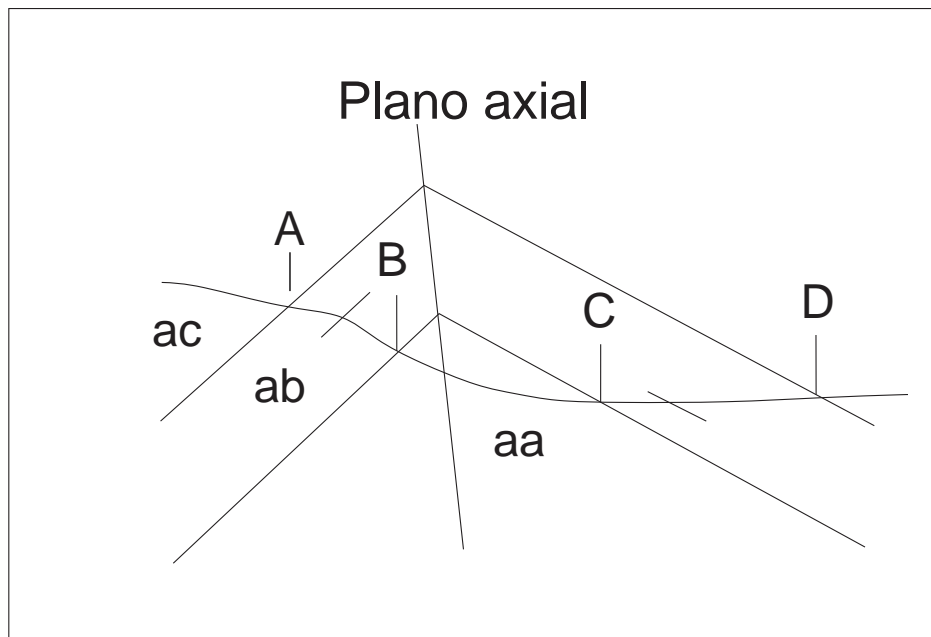
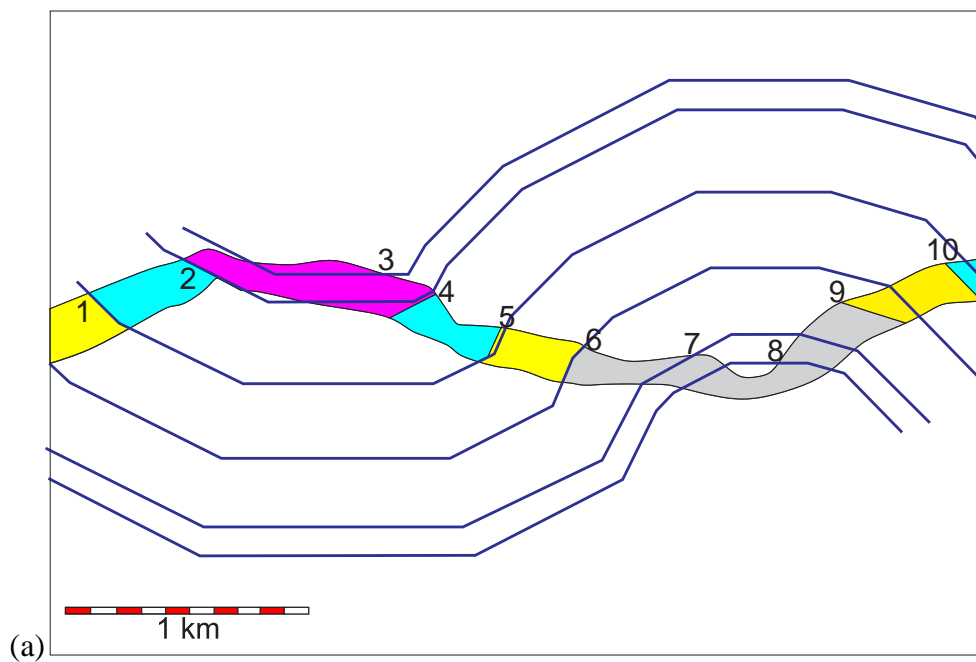


Figura 19. Ejemplo hipotético en el cual se muestra el corte de los planos axiales. Tomado de: Dutch, 2000.

- e. Finalmente se realiza el mismo procedimiento para cada dominio de buzamiento hasta construir el corte en su totalidad (ver Figura 20).



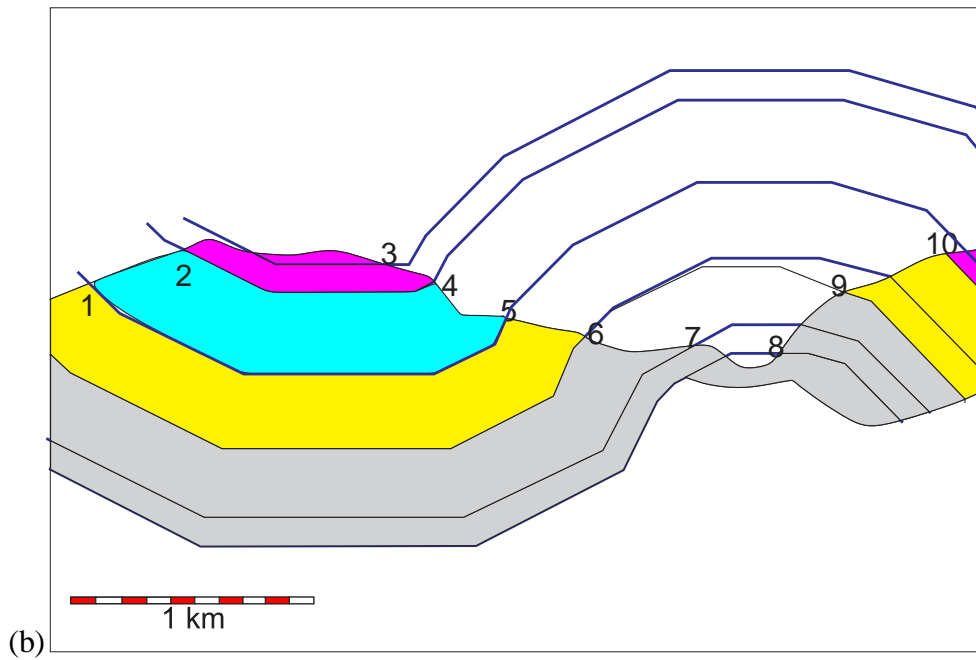


Figura 20. a) y b) Construcción final del corte. Tomado de: Dutch, 2000.

6.4.2 Modelamiento geoquímico.

Para la fase de modelamiento geoquímico de este proyecto investigativo se usó una licencia educativa del *Software PetroMod 2012.2* perteneciente a la compañía Schlumberger.

PetroMod integra información sísmica, geoquímica y geológica para modelar la evolución de una cuenca sedimentaria, además permite inferir cómo se desarrollaron las etapas de generación, migración y entrapamiento de hidrocarburos. Esto incluye la roca fuente, el sincronismo en la etapa de generación de hidrocarburos, rutas de migración, cantidades y condiciones de los hidrocarburos en superficie y en profundidad (Schlumberger, 2013).

6.4.2.1 Modelamiento 1D

Para el desarrollo del modelo, la herramienta *PetroMod 1D*, es usada para la reconstrucción de la historia de enterramiento, presión y temperatura de un pozo relacionado con la madurez termal, a lo largo del tiempo geológico en la cuenca. (Schlumberger, 2009 en González, 2014).

La ubicación del pseudopozo simulado se encuentra en la tabla 6. Esta información requerida en el modelo 1D es necesaria para llevar a cabo el modelamiento 2D.

Tabla 6. Ubicación de pseudopozo SNM-2.

Pozo/Coordenadas	X (m)	Y (m)	Z (m)
SNM-2	1.079.945,4	1.291.781,3	199,6

El proceso para realizar este modelamiento está ilustrado en la figura 21 y los datos de entrada y salida serán descritos a continuación:



Figura 21. Diagrama de flujo del modelamiento 1D en *PetroMod*.

a. Parámetros de entrada

Son los parámetros iniciales que permiten la construcción de modelos geológicos los cuales involucran información geológica de las unidades como lo son: edades, espesores de erosiones, litologías, propiedades geoquímicas de las rocas generadoras como TOC e HI, cinéticas de generación y geometría de la cuenca.

- Edades geológicas:

Las edades geológicas de las unidades de la secuencia estratigráfica, hiatos y/o tiempos de erosión fueron extraídos de Cooper et al. (1995), y las descripciones litológicas fueron especificadas en el capítulo 4.2.

- TOC y HI:

Los datos de TOC y HI de la Formación La Luna fueron tomados a partir de los análisis realizados en el Laboratorio de Geoquímica del Petróleo de la Universidad Industrial de Santander y a partir de fuentes bibliográficas para el GCB. Los valores están resumidos en la siguiente tabla:

Tabla 7. Parametros geoquimicos de entrada para las unidades generadoras.

UNIDAD	TOC (wt. %)	HI (mg HC/g TOC)
Fm. La Luna	3.5	400
Fm. Tablazo	2,5-3,5	100-600
Fm. Paja	2	200
Fm. Rosablanca	1-3	400

- Cinéticas de generación

La cinetica fue determinada a partir del ambiente de deposito de cada formación, su historia geologica, y reportes geoquimicos hallados en diferentes referencias bibliograficas. Mediante

el módulo *Kinetics PetroMod* 2012.2 se atribuyó una cinética de generación *Pepper&Corvi(1995)_TII-S(A)* Kerógeno tipo II para las formaciones La Luna, Tablazo y Rosablanca, y para la Formación Paja una cinética de *Pepper&Corvi(1995)_TIIH(DE)*.

Los elementos del sistema petrolífero fueron definidos a partir de la información recolectada en la literatura, evolución geológica de la cuenca, configuración estructural, características litológicas y parámetros geoquímicos. Además, se incluyeron datos de reflectancia de vitrinita del trabajo de Carvajal, 2004.

b. Condiciones límite (*boundary conditions*)

Son aquellas que definen las condiciones energéticas básicas para la temperatura y la historia de enterramiento de la roca fuente y, en consecuencia, para la maduración de la materia orgánica a través del tiempo (Mussa, 2016). Involucra la paleo-batimetría, la temperatura de interface agua-sedimento y el flujo de calor.

- Paleobatimetría (*paleo water-depth/PWD*)

Son valores que corresponden a la curva relativa del mar a lo largo de la historia geológica creados a partir del ambiente marino en el cual se produjo la sedimentación de una determinada unidad litológica, permitiendo establecer posibles profundidades. Para la zona de estudio los ambientes cretácicos son en mayor proporción de tipo marino y transicional, y los cenozoicos de carácter continentales.

Estos valores son una recopilación de referencias bibliográficas y un análisis de diferentes estudios determinados a partir de facies sedimentarias y contenido faunal, concluyendo que las profundidades no alcanzaron valores superiores a los 200 metros y para las facies cretácicas, siendo estas marinas se determinaron valores que oscilan entre 0-75 metros (ver figura 23) (Sarmiento, 2011). Adicional se observa un ascenso fuerte de la curva durante el Paleoceno en

donde se marca la principal transición de ambiente marino transicional a continental con la depositación de la Formación Lisama.

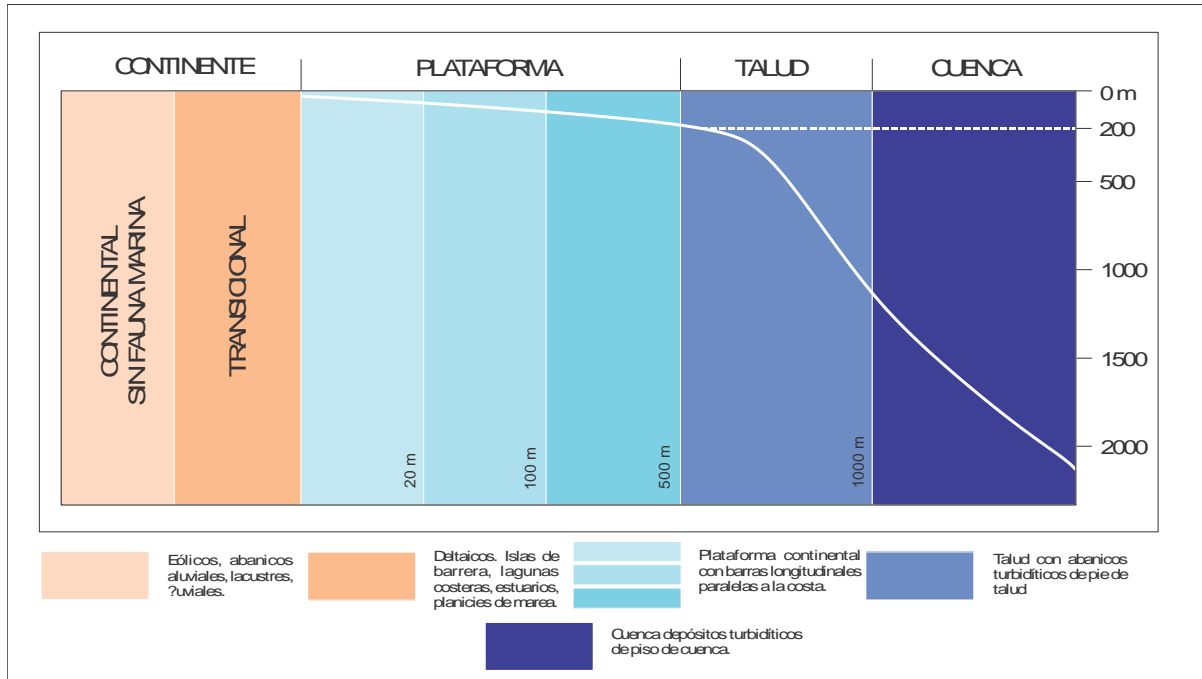


Figura 22. Perfil batimétrico generalizado. Tomado y modificado de: Caro y Serrano, 2014.

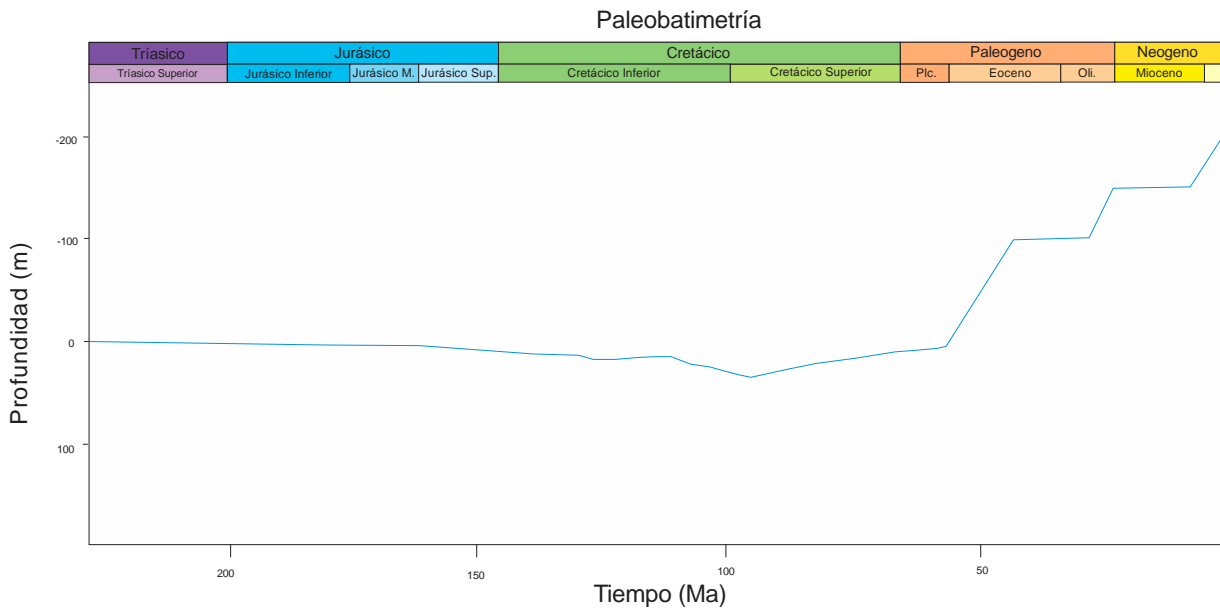


Figura 23. Gráfica de PWD para el pseudopozo SNM-2

- **Temperatura de interface de agua (SWIT)**

Corresponde a la temperatura global promedio de la superficie en cualquier punto geografico a traves de la historia geologica entre la interface agua-sedimento (Suarez, 2016). Estos valores de temperatura son generados automaticamente por el *Software PetroMod* mediante la herramienta SWIT según la localización del area de estudio como se observa en la figura 24. Para este proyecto, la zona de interes se encuentra localizada en una latitud de 7° en el hemisferio Norte de Suramerica.

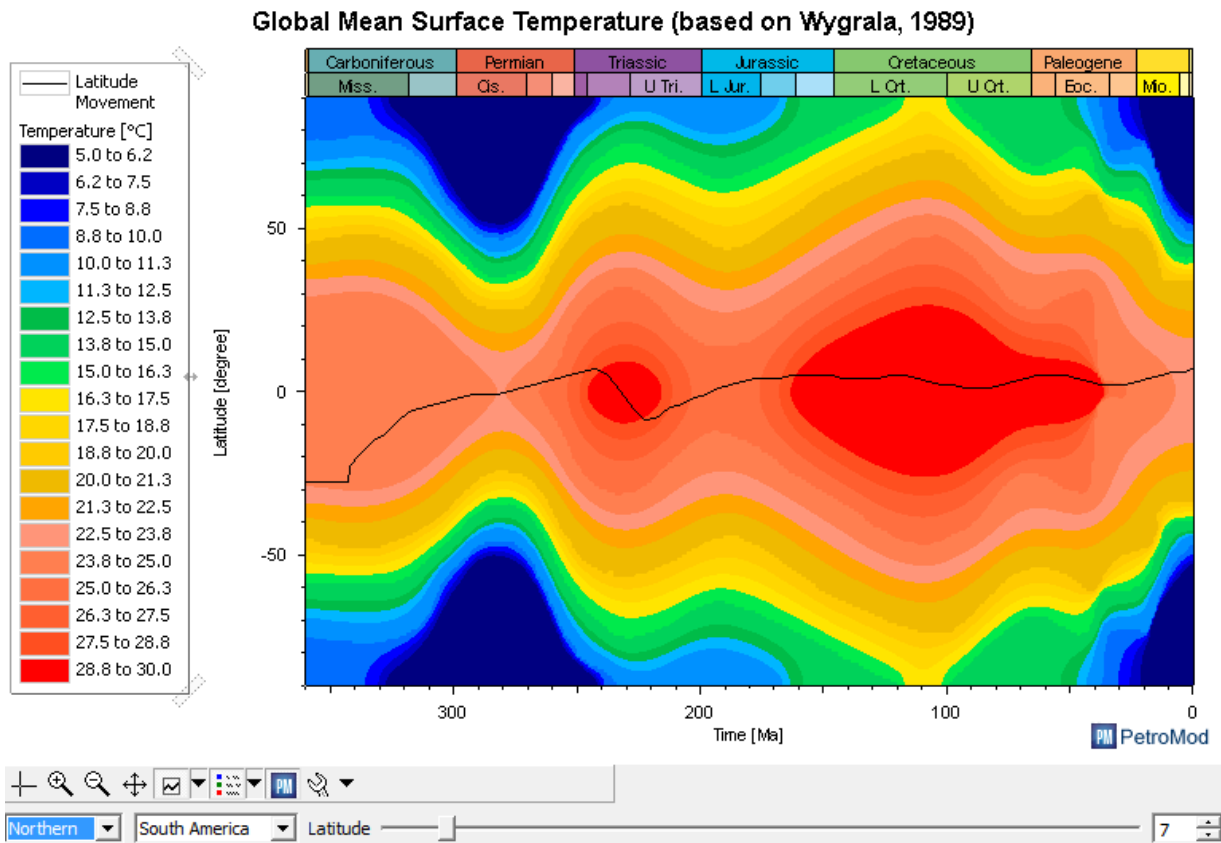


Figura 24. Grafica de la Medida Global de la Temperatura Superficial (Basado en Wygrala, 1989) para el área de estudio.

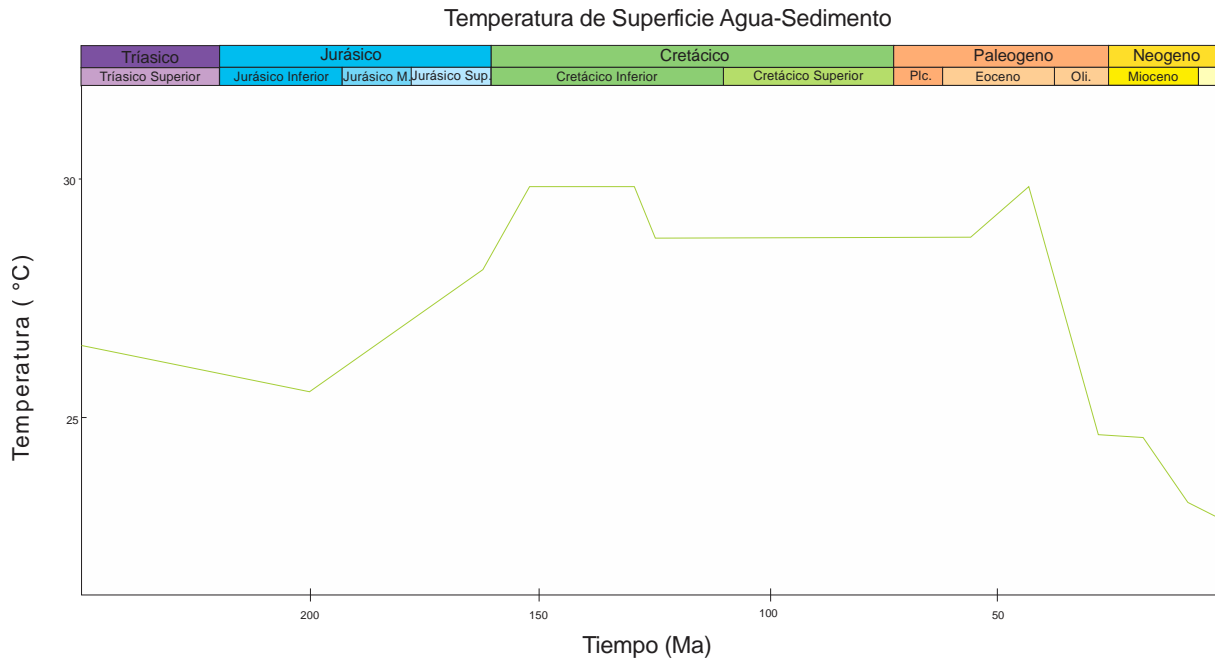


Figura 25. Gráfica de SWIT para el pseudopozo SNM-2

- Flujo de calor (*Heat flow*)

El flujo de calor permite predecir la madurez de las rocas fuente a partir de la historia evolutiva de la cuenca. La herramienta McKenzie fue empleada para su cálculo. Para este proyecto se estableció una fase de Syn-Rift para un intervalo de tiempo desde 190 Ma a 120 Ma y una fase de Post-Rift desde los 120 Ma hasta los 20 Ma. Estos valores se tomaron en base a una extensiva revisión de la evolución geológica de la zona y la configuración estructural de esta misma. De acuerdo con Sarmiento (2001), el espesor inicial de la corteza para la fase Syn-Rift oscila entre 35 – 40 km y el grosor del manto varia entre 70-90 km. Los factores de estiramiento (*Stretching Factor*) para la corteza oscila entre 1,5 – 2,9 mientras que el valor para el manto se determino dentro de un intervalo de 3,0 – 4,0. El flujo de calor actual fue extraído del Mapa de Flujo de Calor realizado por Alfaro y Bernal (2000) (ver figura 26).

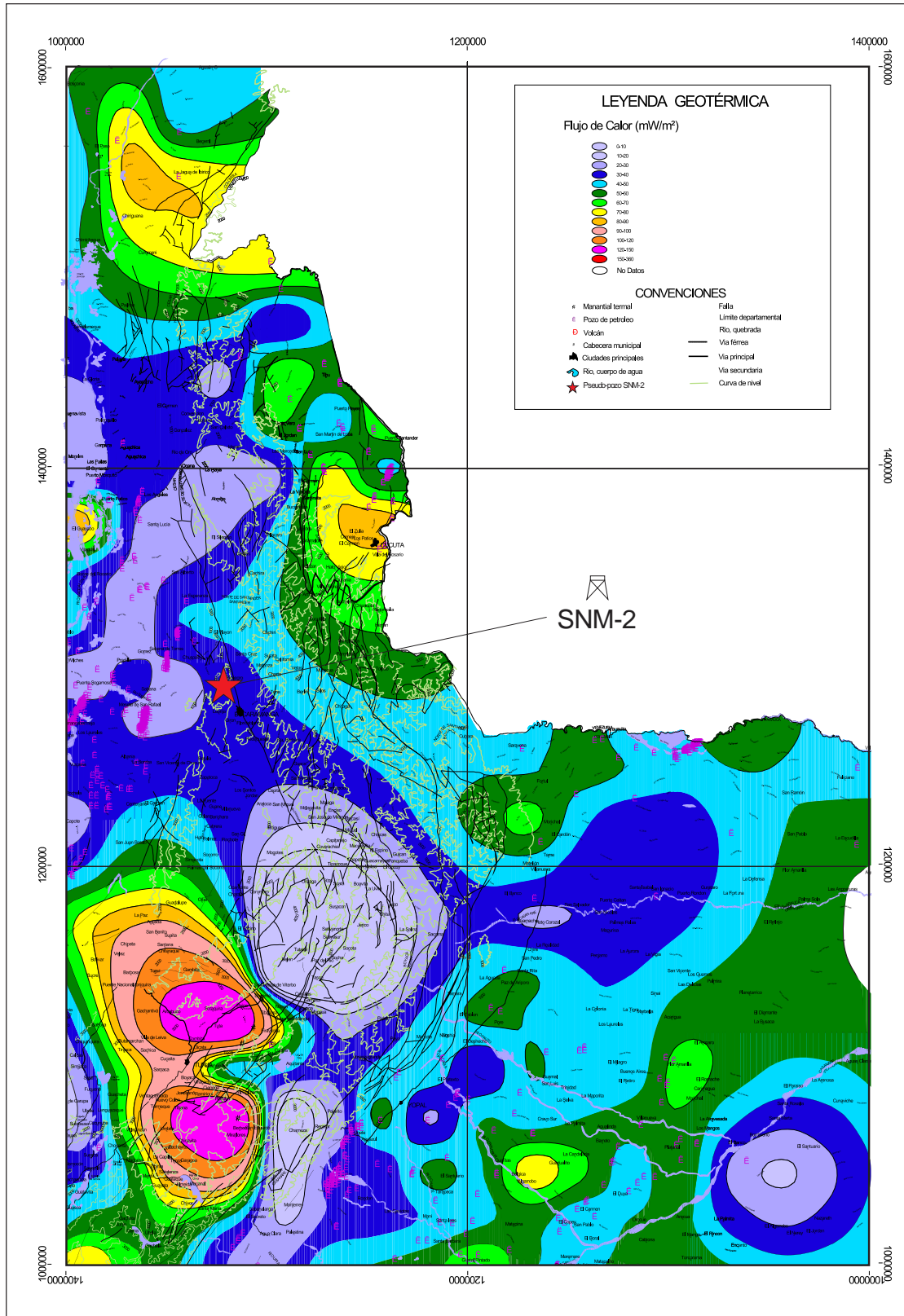


Figura 26. Ubicación del pseudopozo SNM-2 sobre el mapa de flujo de calor. Tomado y modificado de: Alfaro y Bernal y otros, 2000.

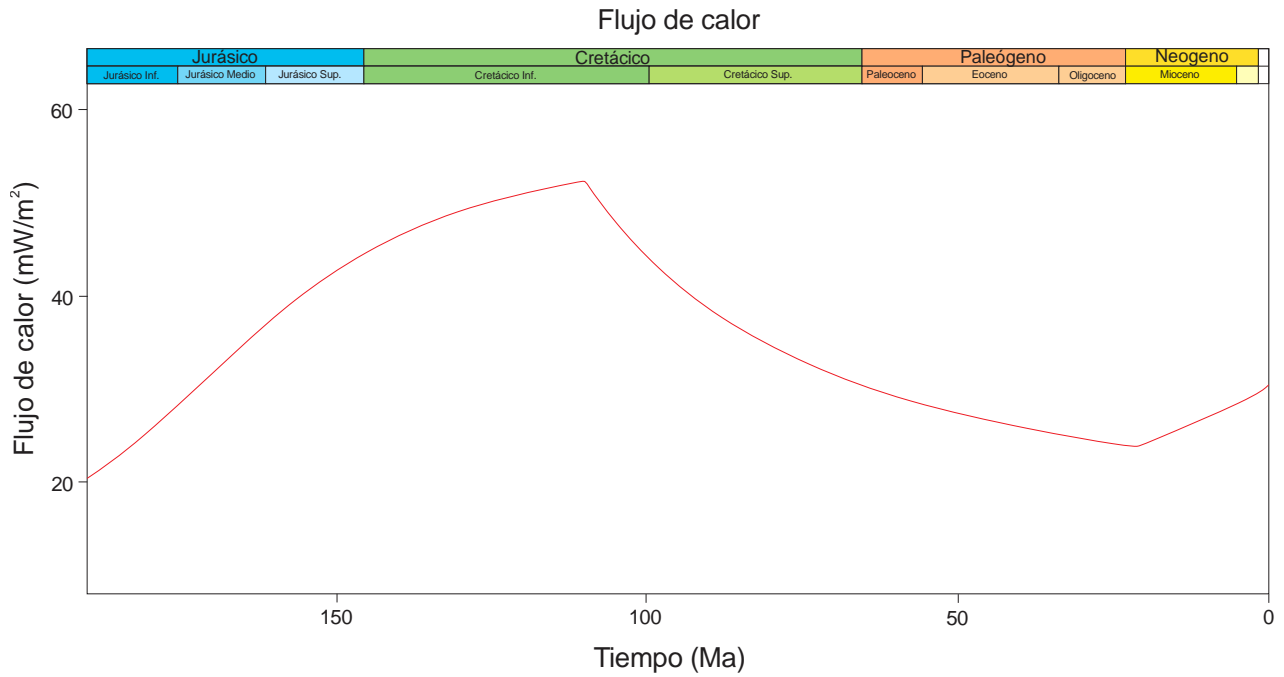


Figura 27. Gráfica del flujo de calor (mW/m^2) para el pseudopozo SNM-2

c. Calibración

El proceso de calibración de la **temperatura** del modelo se realizó mediante la herramienta **Wells** de PetroMod. Los valores fueron calculados por medio de la ecuación de recta que modela los datos de *Bottom Hole Temperature* (BHT) de 12 pozos en un campo cercano (Campo Lisama) (ver figura 28) (ver tabla 8).

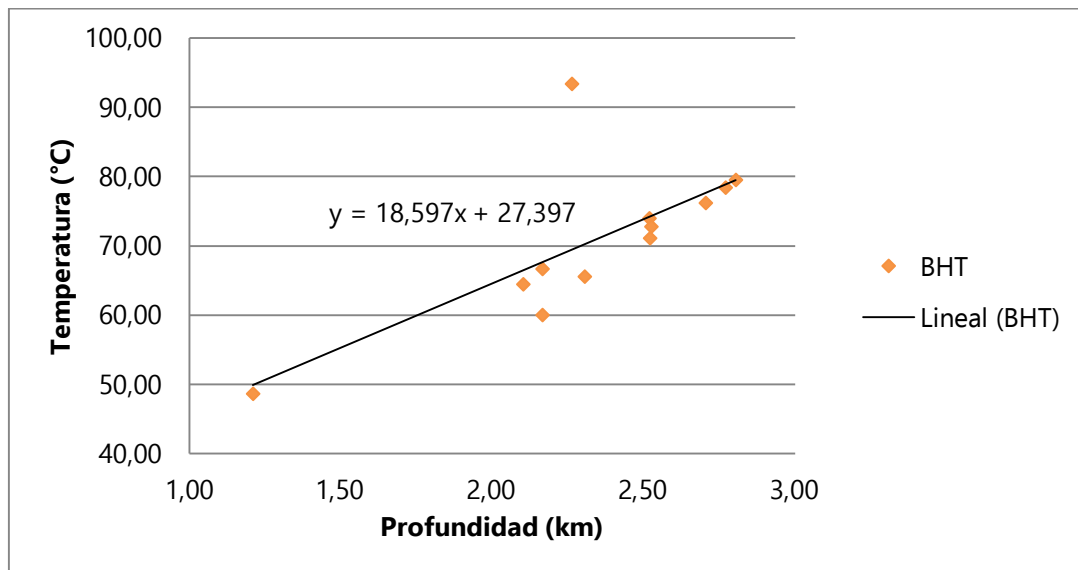


Figura 28. Regresión lineal de los datos de BHT de pozos del campo Lisama.

Tabla 8. Valores de temperatura calculados para el tope de las unidades en el pseudopozo SNM-2.

Unidad	Profundidad (MD) (m)	Temperatura (°C)	
Formacion La Paz	549,00	37,42	
Formacion Lisama	1.608,00	57,20	
Formacion Umir	2.758,00	78,67	
Formación La Luna	Miembro Galembo	3.547,00	93,40
	Miembro Pujamana	3.647,00	95,26
	Miembro Salada	3.747,00	97,13
Formación Simiti	3.834,00	98,76	
Formación Tablazo	4.402,00	109,36	
Formación Paja	4.629,00	113,60	
Formación Rosablanca	5.004,00	120,60	

Adicionalmente, se calcularon valores de temperatura al tope de las unidades por medio del valor de gradiente geotérmico en el punto en donde se encuentra ubicado el pseudopozo, con el objetivo de obtener un rango de temperaturas de comparación con el modelo (ver figura 29 y tabla 9).

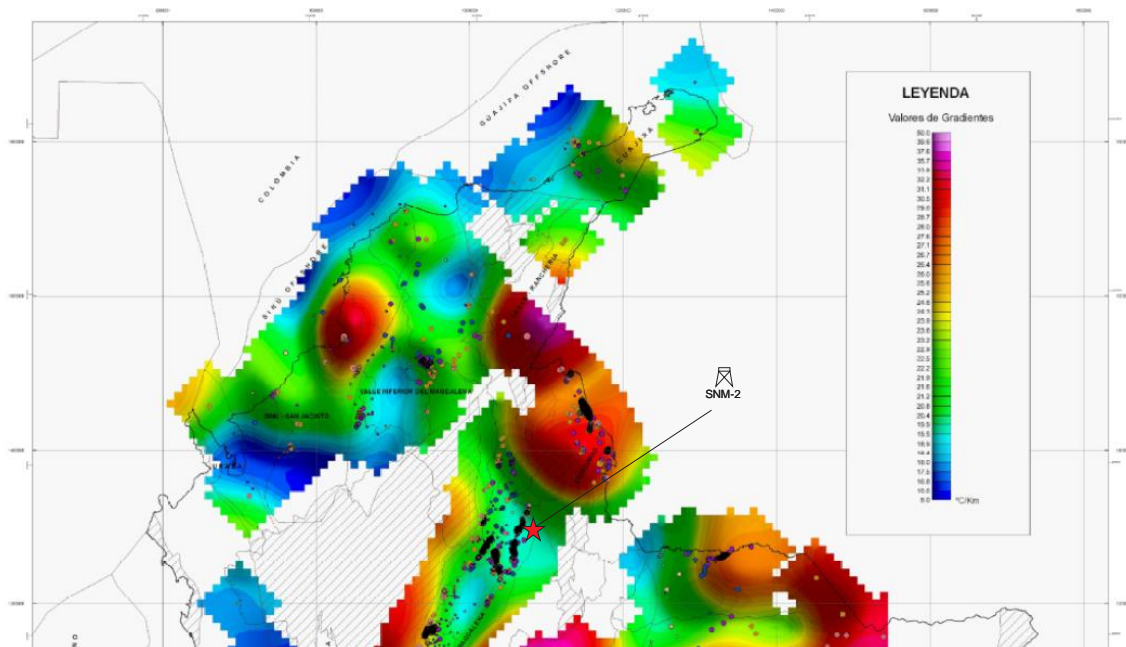


Figura 29. Ubicación del pseudopozo SNM-2 sobre el mapa de gradiente geotérmico. Tomado de: Alvarado et al., 2000.

Tabla 9. Valores de temperatura calculados a partir del gradiente geotérmico para los topes de las unidades. Tomado de: Alvarado et al., 2008.

Unidad	Tope (MD) (m)	Temperatura (°C)
Formación La Paz	549	35,92
Formación Lisama	1.608	56,99
Formación Umir	2.785	79,88
Miembro Galembo	3.341	95,58
Miembro Pujamana	3.658	97,57
Miembro Salada	3.762	99,56
Formación Simiti	3.830	101,29
Formación Tablazo	4.398	112,59
Formación Paja	4.626	117,11
Formación Rosablanca	5.001	124,57

Los datos para la calibración de *reflectancia de vitrinita* fueron extraídos del trabajo de Carvajal, 2004, cuyas muestras de superficie pertenecen a la Sección de la Quebrada la Sorda. Los resultados de estos análisis fueron corregidos según el criterio de Lo (1993), ya que esta unidad presenta fenómenos de supresión de vitrinita (ver figura 30).

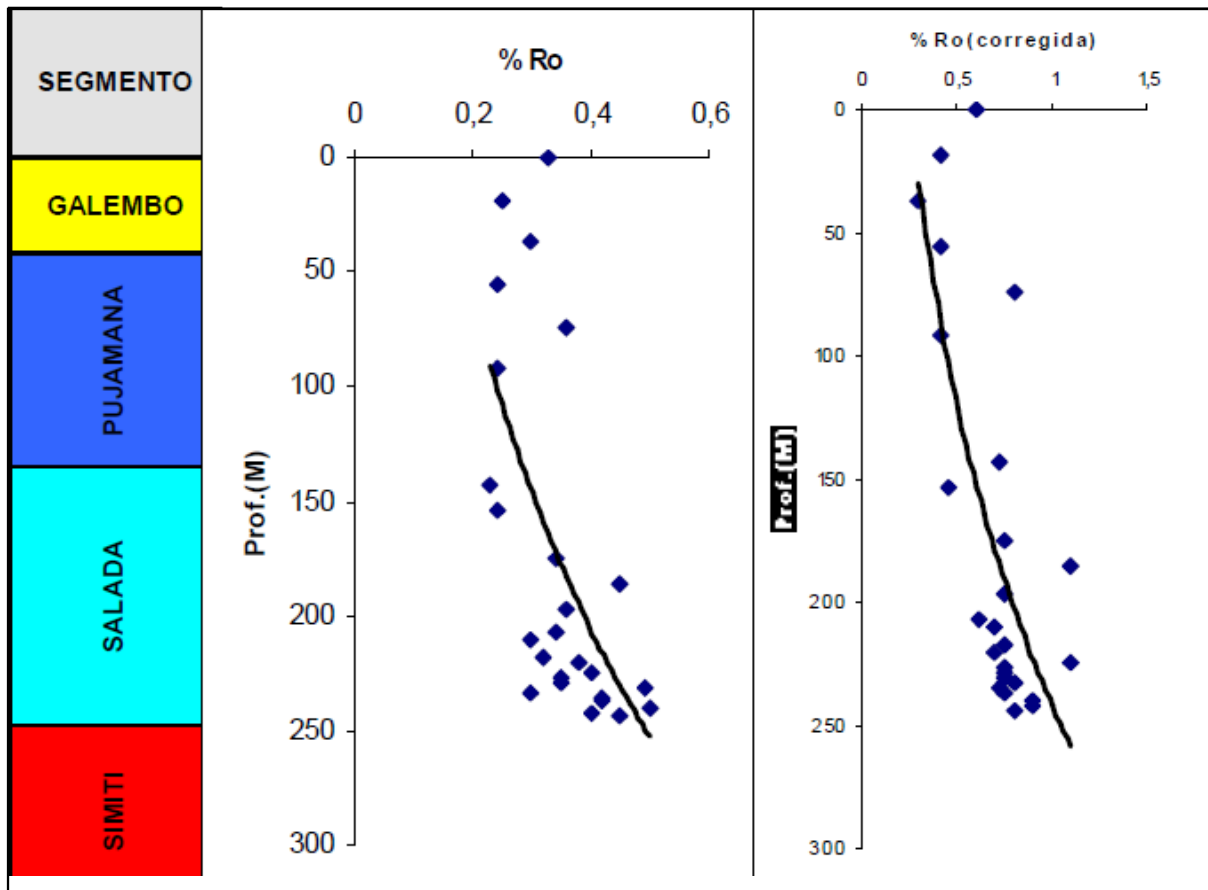


Figura 30. Distribución de datos de %Ro y %Ro corregido en los 3 miembros de la Formación La Luna en la Quebrada La Sorda. Tomado de: Carvajal, 2004.

6.4.2.2 Modelamiento 2D

En el caso del modelamiento 2D el módulo *PetroBuilder 2D*, es usada como un módulo de entrada para los modelos de los sistemas petrolíferos bidimensionales. El software combina sísmica, geoquímica e información geológica para el modelo de la evolución de una cuenca sedimentaria. Esta herramienta permite reconstruir la generación de hidrocarburos a partir de la roca fuente, sincronismo durante esta etapa, las rutas de migración, y cantidades de hidrocarburos presentes en la superficie (Mussa, 2016).

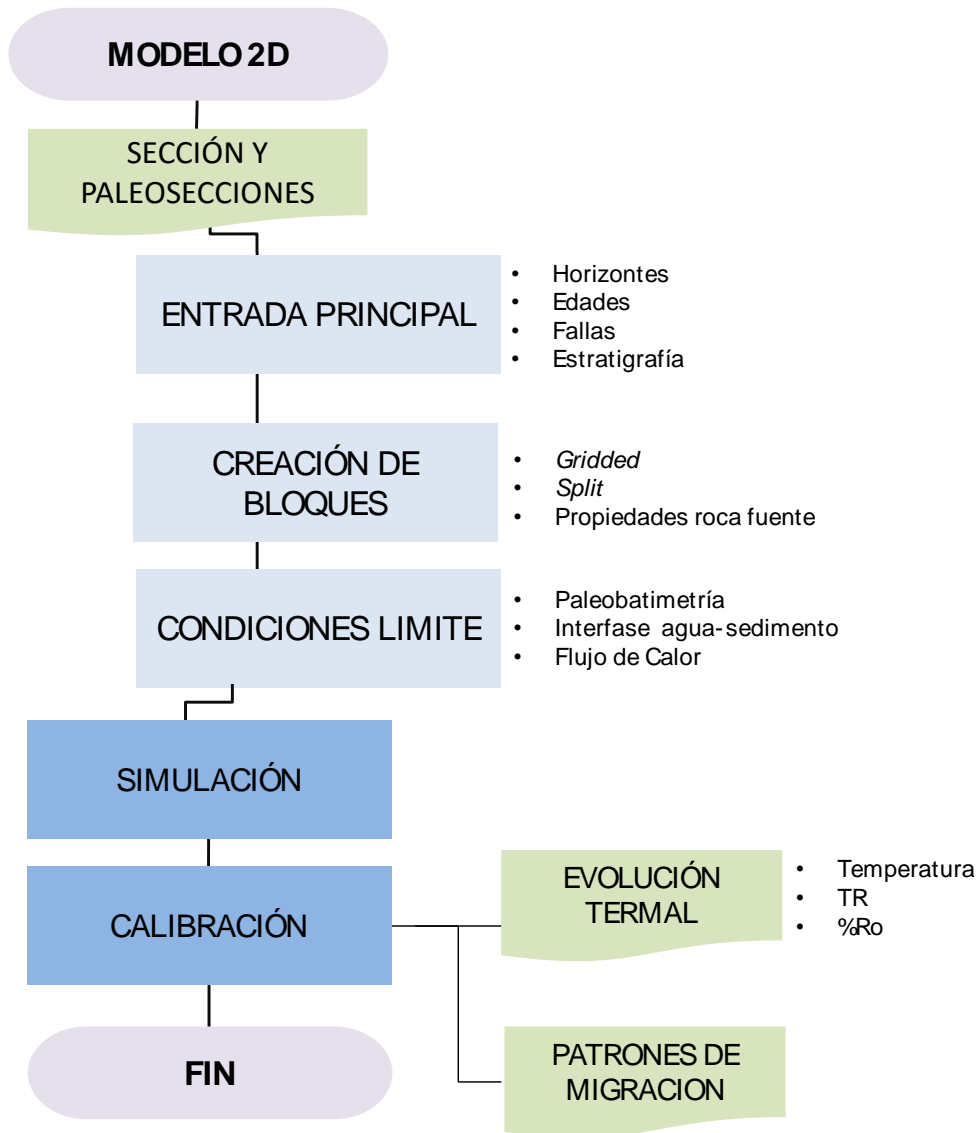


Figura 31. Diagrama de flujo del modelamiento 2D en *Petromod*.

Para la construcción del modelo, en primer lugar, se introdujeron al software las paleosecciones (0 Ma, 4 Ma, 28 Ma, 50 Ma, y 56 Ma) generadas a partir de la retrodeformación del corte realizado de la zona de estudio (ver figura 32). Posteriormente se designaron las edades a la sección y a cada paleosección. Luego, se establecieron las edades de depositación correspondientes para cada horizonte (ver figura 33).

Import Wizard [?] [X]

Import data as
 Pre-grid Line into Section New Paleo Sections

1.	2.	3.	4.	Name	Format	Content	Details
✓	✓	✓	✓	Seccio 8_0mA	OpenTecLink (PetroMod)	Lines loaded as Line map	Origin: 1.073e+006,1.289e+006, Size: 1.2e+004x6.9e+003, Lines: 24
✓	✓	✓	✓	Seccio 8_4mA	OpenTecLink (PetroMod)	Lines loaded as Line map	Origin: 1.073e+006,1.292e+006, Size: 1.2e+004x6.9e+003, Lines: 20
✓	✓	✓	✓	Seccio 8_28mA (1)	OpenTecLink (PetroMod)	Lines loaded as Line map	Origin: 1.086e+006,1.289e+006, Size: 1.2e+004x6.9e+003, Lines: 15
✓	✓	✓	✓	Seccio 8_50mAcut	OpenTecLink (PetroMod)	Lines loaded as Line map	Origin: 1.073e+006,1.289e+006, Size: 1.2e+004x6.9e+003, Lines: 13
✓	✓	✓	✓	Seccio 8_56mAcut (1)	OpenTecLink (PetroMod)	Lines loaded as Line map	Origin: 1.073e+006,1.287e+006, Size: 1.4e+004x8.1e+003, Lines: 14

Step 1 | Step 2 | Step 3 | Step 4

Modify while loading

No regridding

No scaling

No shifting

i Information

successfully loaded for preview |

Seccio 8_0mA

View from top

Figura 32. Carga de sección y paleosecciones.







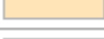

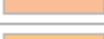









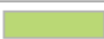
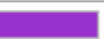


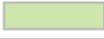



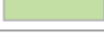













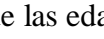
Age [Ma]	Horizon	-	Layer	-	Event Type	No. of Sublayers	Max. Time Step [Ma]
0.00	Real_Top		Real		Deposition	1	10.00
18.00	Colorado_Top		Colorado		Deposition	1	10.00
23.00	Mugrosa_Top		Mugrosa		Deposition	1	10.00
28.00	Esmeraldas_Top		Esmeraldas		Deposition	1	10.00
43.00	La Paz_Top		La Paz		Deposition	1	10.00
56.00	Lisama_Top		Lisama		Deposition	1	10.00
66.00	Umir_Top		Umir		Deposition	1	10.00
87.00	Galemba_Top		Galemba_R		Deposition	1	10.00
90.60	Galemba_F		Galemba_F		Deposition	1	10.00
91.00	Pujamana_Top		Pujamana		Deposition	1	10.00
95.00	Salada_Top		Salada_R		Deposition	1	10.00
108.60	Salada_F		Salada_F		Deposition	1	10.00
112.00	Simití_Top		Simití		Deposition	1	10.00
125.00	Tablazo_Top		Tablazo_R		Deposition	1	10.00
126.60	Tablazo_F		Tablazo_F		Deposition	1	10.00
129.00	Paja_Top		Paja		Deposition	1	10.00
145.00	Rosablanca_Top		Rosablanca		Deposition	1	10.00
152.00	Los Santos_Top		Los Santos		Deposition	1	10.00
163.00	Girón_Top		Girón		Deposition	1	10.00
200.00	Basamento_Top		Basamento		Deposition	1	10.00
250.00	Basamento_Base						

Figura 33. Asignación de las edades de depositación, horizontes, y capas para cada unidad.

*Las unidades que presentan nomenclatura: “Unidad_F” corresponde a la roca generadora efectiva, y “Unidad_R” representan la roca generadora no efectiva.

Una vez realizado el paso anterior, se procedió a crear las facies litológicas y se introdujeron las características geoquímicas. Como es posible observar en la Figura 34 para las rocas generadoras se asignó el valor de HI y TOC.





















Name	Color	Lithology Value	TOC Mode	TOC Value [%]	TOC Map	Kinetics	HI Mode	HI Value [mgHC/gTOC]	HI Map	Petroleum System Elements
Real_Top		Sandstone (typical)			→				→	Overburden Rock
Colorado_Top		Conglomerate (typical)			→				→	Overburden Rock
Mugrosa_Top		Siltstone (organic lean)			→				→	Overburden Rock
Esmeraldas_Top		Shale (organic lean, sandy)			→				→	Reservoir Rock
La Paz_Top		Sandstone (typical)			→				→	Seal Rock
Lisama_Top		Siltstone (organic lean)			→				→	Reservoir Rock
Umir_Top		Siltstone (organic rich, 2-3% TOC)			→				→	Reservoir Rock
Galebo_R_Top		Limestone (shaly)			→				→	Reservoir Rock
Galebo_F		Limestone (organic rich - 1-2% TOC)	Value	4.11	→	Pepper&Corvi(1995)_TII-S(A)	Value	495.00	→	Source Rock
Pujamana_Top		Limestone (organic rich - 1-2% TOC)	Value	4.48	→	Pepper&Corvi(1995)_TII-S(A)	Value	284.00	→	Source Rock
Salada_R_Top		Shale (organic rich, typical)			→				→	Reservoir Rock
Salada_F		Shale (organic rich, 3% TOC)	Value	4.09	→	Pepper&Corvi(1995)_TII-S(A)	Value	356.00	→	Source Rock
Simiti_Top		Shale (typical)			→				→	Seal Rock
Tablazo_R_Top		Limestone (organic rich - typical)			→				→	Reservoir Rock
Tablazo_F		Limestone (organic rich - 1-2% TOC)	Value	3.50	→	Pepper&Corvi(1995)_TII-S(A)	Value	400.00	→	Source Rock
Paja_Top		Siltstone (organic rich, 2-3% TOC)	Value	2.00	→	Pepper&Corvi(1995)_TIIH(DE)	Value	300.00	→	Source Rock
Rosablanca_Top		Limestone (organic rich - 1-2% TOC)	Value	2.50	→	Pepper&Corvi(1995)_TII-S(A)	Value	400.00	→	Source Rock
Los Santos_Top		Sandstone (typical)			→				→	Underburden Rock
Girón_Top		Sandstone (typical)			→				→	Underburden Rock
Basamento_Top		Schist			→				→	Underburden Rock

Figura 34. Asignación de facies litológicas y características geoquímicas.

A continuación, se crearon los bloques para cada paleosección, teniendo en cuenta la jerarquía de desarrollo de los bloques. Luego, se asignó a cada bloque un nombre y un orden. Posteriormente se activaron los bloques creados. En la figura 35, en vista *pre-grid*, se observan los bloques creados de la sección actual (0 Ma). Se introdujeron los datos de las condiciones de límite empleadas en el modelo 1D y se procedió a realizar el *Gridded* y a revisar que las facies litológicas fueran las indicadas para cada bloque. Finalmente, a partir de la herramienta *Split* para los intervalos generadores interpretados a partir de los registros corridos en el pozo Infantas-1613, se tuvo en cuenta el porcentaje de materia orgánica reportada, considerando intervalos de roca generadora efectiva y no efectiva. El producto de este procedimiento se simula en el módulo *Simulator* con un método de migración híbrido a partir del cual se obtiene un modelo geológico para la sección y cada paleosección.

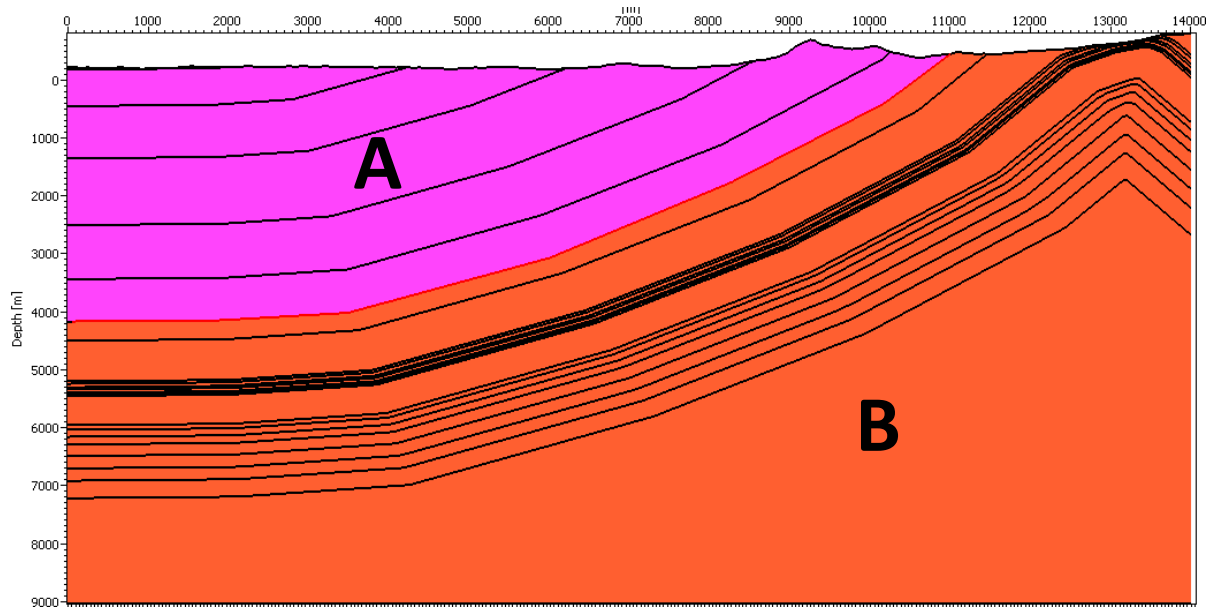


Figura 35. Creación de bloques A y B para la sección 0 Ma.

6.5 FASE V: Cálculo de recursos.

En esta etapa se realizó el cálculo de la cantidad de hidrocarburos generados dentro de un sistema petrolífero no convencional siguiendo la metodología de Schmoker, 1994, la cual se explica a continuación.

6.5.1 Método de Schmoker

El método de Schmoker (1994), permite calcular la masa de hidrocarburos generados por una roca fuente activa que hace parte de un sistema petrolífero. Este método sigue 4 etapas:

1. Identificación de la roca fuente y sus límites en la cuenca,
2. Cálculo de la masa de carbono orgánico total (TOC) en la roca fuente,
3. Cálculo de la masa de hidrocarburos generados por gramo de carbono orgánico (mg HC/ g TOC) y
4. Cálculo de la masa de hidrocarburos generados en la cuenca (M g).

Este método emplea el HI para cuantificar la fracción de kerógeno que se transforma en hidrocarburo. El valor de HI se obtiene de los análisis de pirólisis *Rock-Eval* (Ver capítulo

6.1.2). La diferencia entre el Índice de Hidrogeno Original H_{lo} (antes de la generación de hidrocarburos) y el HI analizado, representa la cantidad de hidrocarburos generados por una roca fuente en una cuenca determinada (García et al., 2009). Los valores correspondientes al HI Original fueron tomados del Atlas Geoquímico de Colombia 2010.

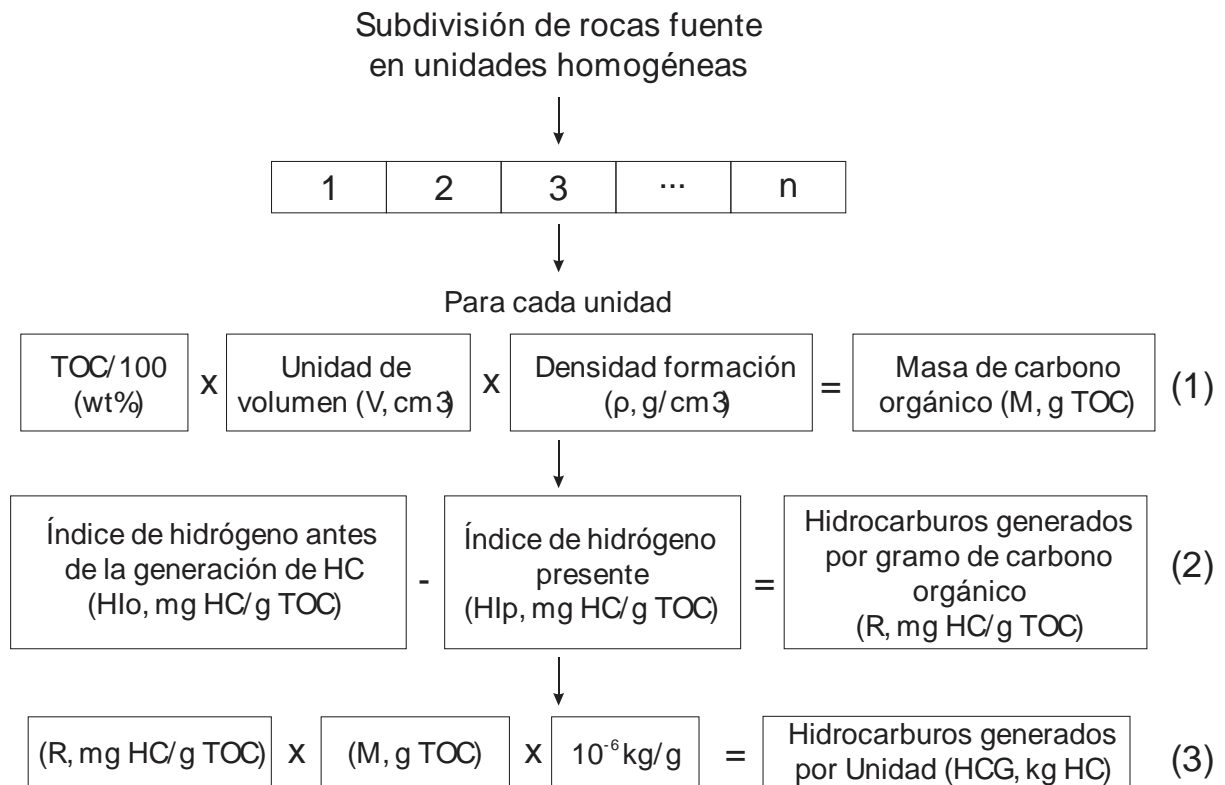


Figura 36. Diagrama de flujo del método de balance de masas de hidrocarburo generado.
Tomado de: Schmoker, 1994 en García et al., 2009.

7. Resultados

7.1 Resultados de los análisis

7.1.1 TC y TOC.

Del muestreo llevado a cabo en la fase de campo, se escogieron estratégicamente 5 muestras representativas de los miembros de la Formación La Luna. Los resultados del análisis de TOC, y TC se encuentran expuestos en la tabla 10.

Tabla 10. Resultados de análisis de TC y TOC de las muestras de la Formación La Luna.

ID Muestra	Miembro	Carbono Total (TC)		Carbono Orgánico Total (TOC)	
		Concentración %[p/p]	Desviación Estándar	Concentración %[p/p]	Desviación Estándar
M2P	Pujamana	7,831	0,070	3,570	0,056
M4P	Salada	9,705	0,066	3,713	0,092
M5P	Salada	10,288	0,019	4,146	0,212
M6P	Galembo	6,123	0,058	3,792	0,032
M11P	Pujamana	5,328	0,014	3,205	0,241

Además de estos valores, fueron considerados los resultados de los trabajos de Rangel et al. (2000), Mayorga y Piamonte (2015) y Carvajal (2004) (ver tabla 11), cuyas muestras fueron extraídas sobre el área de estudio, en la sección de la Quebrada La Sorda.

Teniendo en cuenta las cifras expuestas se determinó que, para el Miembro Salada, los valores de TOC oscilan entre 1,80 y 4,60%, siendo su media igual a 3,71%; el rango de TOC en el Miembro Pujamana es de 3,20 y 5,8% y su promedio de 4,07%; finalmente, el TOC del Miembro Galembo varía entre 1,97 y 7,01%, con una media de 3,74%. Los porcentajes anteriormente mencionados se clasifican con un potencial de generación de hidrocarburos de muy bueno a excelente.

Tabla 11. Recopilación de datos de TOC de los miembros de la Formación La Luna en el área de estudio.

ID Muestra	Miembro	Carbono Total (TOC)	
		Concentración %[p/p]	Desviación Estándar
Rangel et al., 2000.			
Galembo 1	Galembo	2,600	1,000
Galembo 2	Galembo	2,300	0,800
Galembo 3	Galembo	2,400	1,000
Pujamana 1	Pujamana	3,200	1,100
Pujamana 3	Pujamana	3,700	0,900
Salada 1	Salada	1,800	1,300
Salada 2	Salada	4,200	1,300
Salada 3	Salada	4,600	1,200
Mayorga y Piamonte, 2015.			
DL-51 Salada	Salada	3,490	
DL-53 Salada	Salada	3,870	
DL-59 Salada	Salada	4,190	
DL-60 Salada	Salada	3,460	
DL-63 Pujamana	Pujamana	5,860	
DL-64 Pujamana	Pujamana	4,810	
DL-65 Pujamana	Pujamana	4,210	
Carvajal, 2004.			
M1 Galembo	Galembo	3,640	
M2 Galembo	Galembo	3,520	
M3 Galembo	Galembo	3,580	
M4 Galembo	Galembo	5,250	
M5 Galembo	Galembo	7,010	
M6 Galembo	Galembo	4,860	
M7 Galembo	Galembo	4,320	
M8 Galembo	Galembo	3,620	
M9 Galembo	Galembo	1,970	
M10 Galembo	Galembo	3,500	

7.1.2 Pirólisis Rock-Eval

Los resultados de Pirólisis Rock-Eval medidos para los miembros de la Formación La Luna se encuentran expresados en la tabla 12. Con base en estos resultados (picos S1, S2, S3 y Tmax), se calcularon los valores de HI y OI respectivamente.

Tabla 12. Valores de S1, S2, S3 y Tmax medidos y HI y OI calculados, de las muestras de la Formación La Luna.

ID Muestra	Miembro	Rock-Eval					
		S1	S2	S3	Tmax	HI	OI
M2P	Pujamana	1,010	9,560	1,360	435	268	38
M4P	Salada	2,535	14,420	0,480	435	388	13
M5P	Salada	3,020	17,360	0,315	435	419	8
M6P	Galembo	1,735	18,585	0,265	440	490	7
M11P	Pujamana	0,475	9,835	0,740	438	307	23

Con el objetivo de ampliar la base de datos de Rock-Eval de los miembros Salada, Pujamana y Galembo, se tuvieron en cuenta las cifras dadas por los trabajos de Rangel et al. (2000) y Mayorga y Piamonte (2015) (ver tabla 13).

Tabla 13. Recopilación de datos de S1, S2, S3 y Tmax medidos y HI y OI calculados, de los miembros de la Formación La Luna en el área de estudio.

ID Muestra	Miembro	ROCK EVAL					
		S1	S2	S3	Tmax	HI	OI
Rangel et al., 2000.							
Galembó 1	Galembó	4,61	13,46	0,59	434,00	517,69	22,69
Galembó 2	Galembó	3,72	11,33	0,47	436,00	492,61	20,43
Galembó 3	Galembó	3,79	11,36	0,40	438,00	473,33	16,67
Pujamana 1	Pujamana	4,43	14,41	0,47	435,00	450,31	14,69
Pujamana 3	Pujamana	4,41	15,37	0,69	438,00	415,41	18,65
Salada 1	Salada	1,74	7,06	0,47	435,00	392,22	26,11
Salada 2	Salada	2,95	15,55	0,56	438,00	370,24	13,33
Salada 3	Salada	5,86	22,50	0,52	434,00	489,13	11,30
Mayorga y Piamonte, 2015.							
DL-51 Salada	Salada	2,68	12,52	0,19	438,00	358,74	5,44
DL-53 Salada	Salada	0,81	8,39	0,76	437,00	216,80	19,64
DL-59 Salada	Salada	1,95	10,83	0,39	438,00	258,47	9,31
DL-60 Salada	Salada	0,33	6,22	0,69	440,00	179,77	19,94
DL-63 Pujamana	Pujamana	0,70	13,60	0,42	439,00	232,08	7,17
DL-64 Pujamana	Pujamana	2,55	13,17	0,18	439,00	273,80	3,74
DL-65 Pujamana	Pujamana	1,76	13,50	0,42	439,00	320,67	9,98

Los valores anteriormente expuestos fueron graficados en un diagrama de Van Krevelen (ver figura 37). Esto, junto con el diagrama de HI vs Tmax (ver figura 38), arrojó que el kerógeno de los miembros de la Formación La Luna corresponde a un Tipo II y que actualmente se encuentran en ventana de generación de aceite.

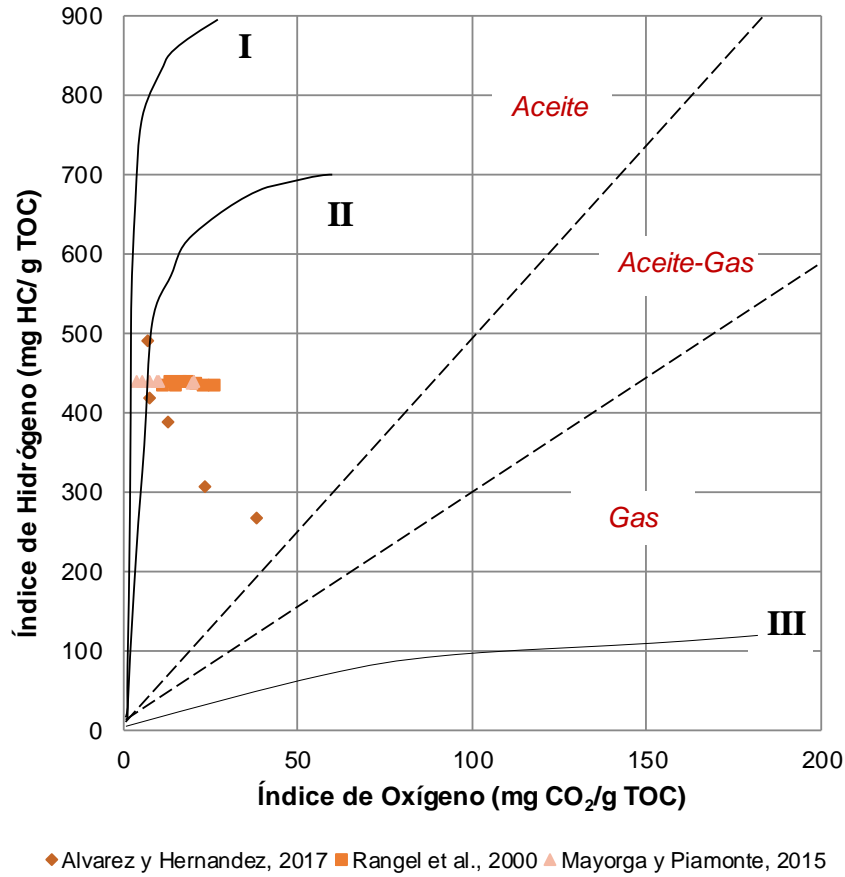


Figura 37. Diagrama Van Krevelen (HI/OI) modificado con datos ploteados de los miembros de la Formación La Luna.

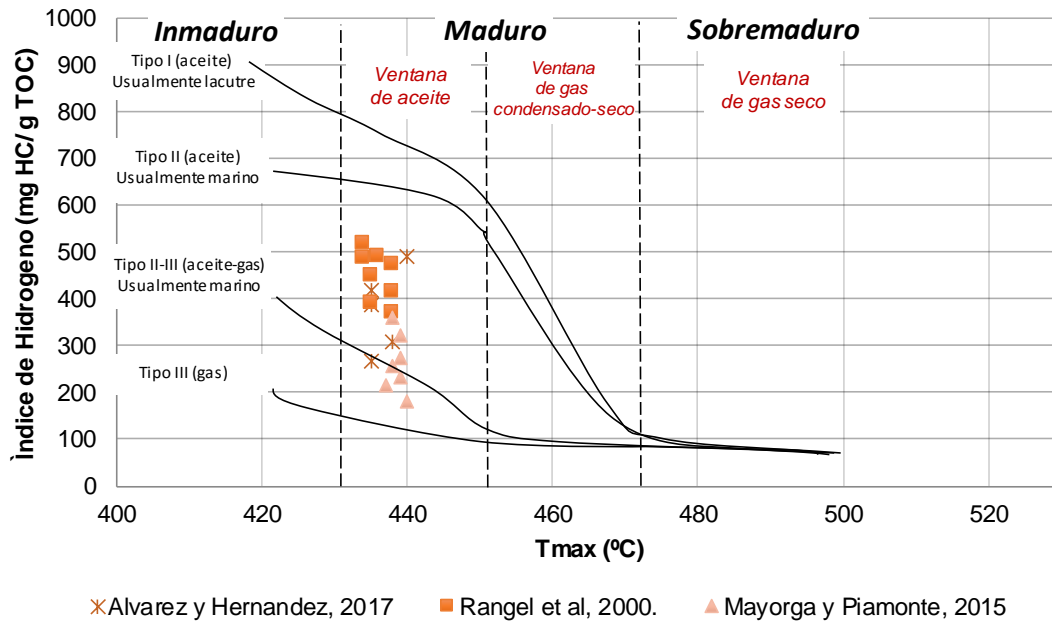


Figura 38. Diagrama de Tmax vs HI con datos ploteados de los miembros de la Formación La Luna.

7.1.3 Índice de producción

A partir de los datos adquiridos en el Rock-Eval y la información bibliográfica recopilada, se realizó el cálculo del índice de producción (IP) para los miembros de la Formación la Luna (ver tabla 14)

Tabla 14. Índice de producción de los miembros de la Formación La Luna.

Miembro	IP (S1/(S1+S2))	Etapas de Maduración Termal de Aceite
Galembo	0,20	Temprana
Pujamana	0,14	Temprana
Salada	0,15	Temprana
Fm. La Luna	0,17	Temprana

7.2 Modelamiento

7.2.1 Modelamiento estructural

El corte realizado a partir de los datos estructurales y los contactos estratigráficos propuestos en la Geología del Cuadrángulo H-12 por Ward et al. (1977) y modificado por autores posteriores se presenta a continuación (ver figura 39) Los horizontes en transparencia representan los intervalos erodados de las unidades. De igual manera se especifica la trayectoria del pseudopozo SNM-2.

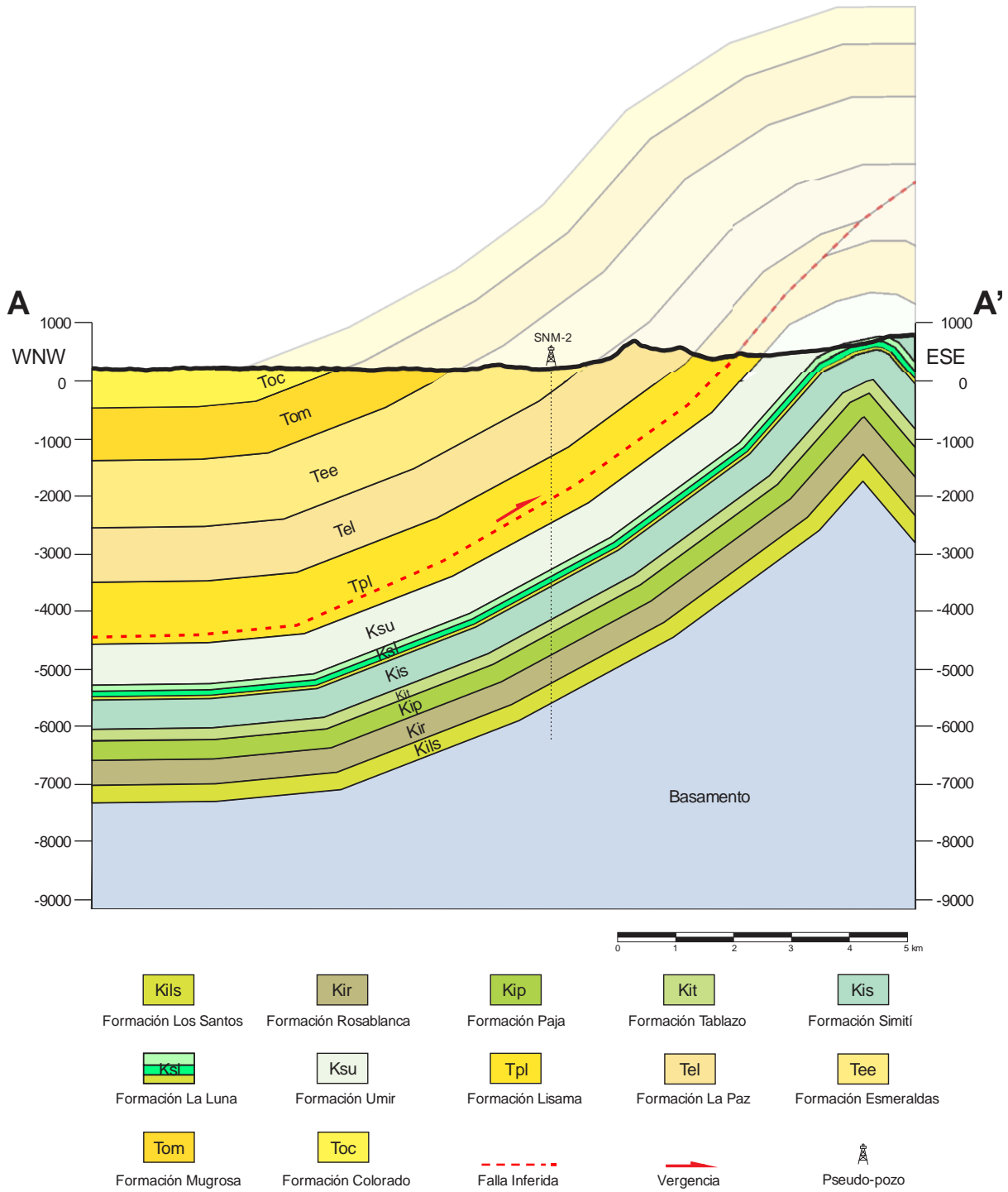


Figura 39. Corte geológico del flanco oriental del SNM.

7.2.2 Modelo geoquímico

7.2.1.1 Modelo geoquímico 1D

7.2.1.1.1 Historia de subsidencia

La reconstrucción de la historia de subsidencia para el pseudopozo SNM-2 muestra como basamento la Formación Girón, sobre la cual tiene lugar la depositación de las formaciones cretácicas, iniciando desde la Formación Los Santos, seguido por las formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití, La Luna y Umir. La transición Cretácico – Paleógeno se encuentra registrada en la Formación Lisama, la cual suprayace la secuencia cretácica, y marca el cambio de ambientes marinos y la sedimentación de unidades continentales. En el diagrama de subsidencia del pseudopozo (ver figura 40), se registra la discordancia regional del Eoceno Medio. Este intervalo de tiempo se encuentra representado como un levantamiento de la cuenca y por ende, un evento erosivo que afectó la Formación Lisama. Tras este evento, continua la subsidencia, junto con la depositación de las formaciones La Paz, Esmeraldas, Colorado y Mugrosa. Durante el pulso de levantamiento de la Cordillera Oriental en el Oligoceno – Mioceno se evidencian periodos erosivos que afectan la secuencia depositada, al igual que la discordancia regional de final del Mioceno, descrita por Cooper et al. (1995).

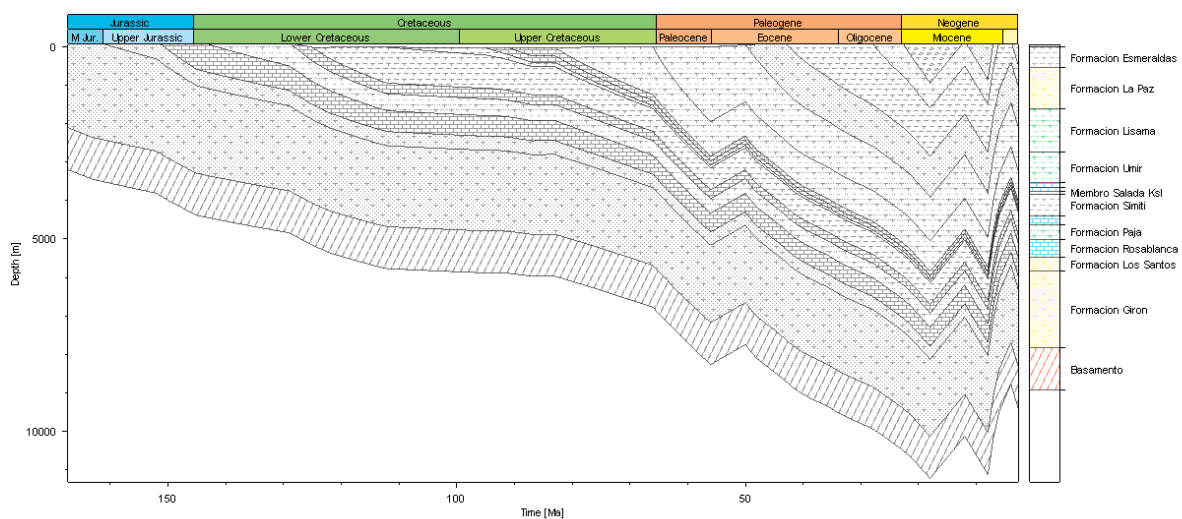


Figura 40. Historia de subsidencia para el pseudopozo SNM-2.

7.2.1.1.2 Temperatura

Tras realizar el proceso de calibración, se generó la gráfica de Temperatura vs Profundidad, en donde para el Miembro Galembó de la Formación La Luna, se obtuvo una temperatura promedio de 96,23°C a una profundidad de 3.460 m, en el Miembro Pujamana registró un valor de 98,27°C a una profundidad de aproximadamente 3.566 m, y para el Miembro Salada se obtuvo una temperatura promedio de 99,80°C a 3.630 m. La Formación Tablazo alcanzó un valor de 113,30°C a 4.200 metros, para la Formación Paja alrededor de los 4.429 metros se logró una temperatura de aproximadamente 117,37 °C, y finalmente para la Formación Rosablanca se obtuvo un valor de 124,76°C a 4.812 m (ver figura 41).

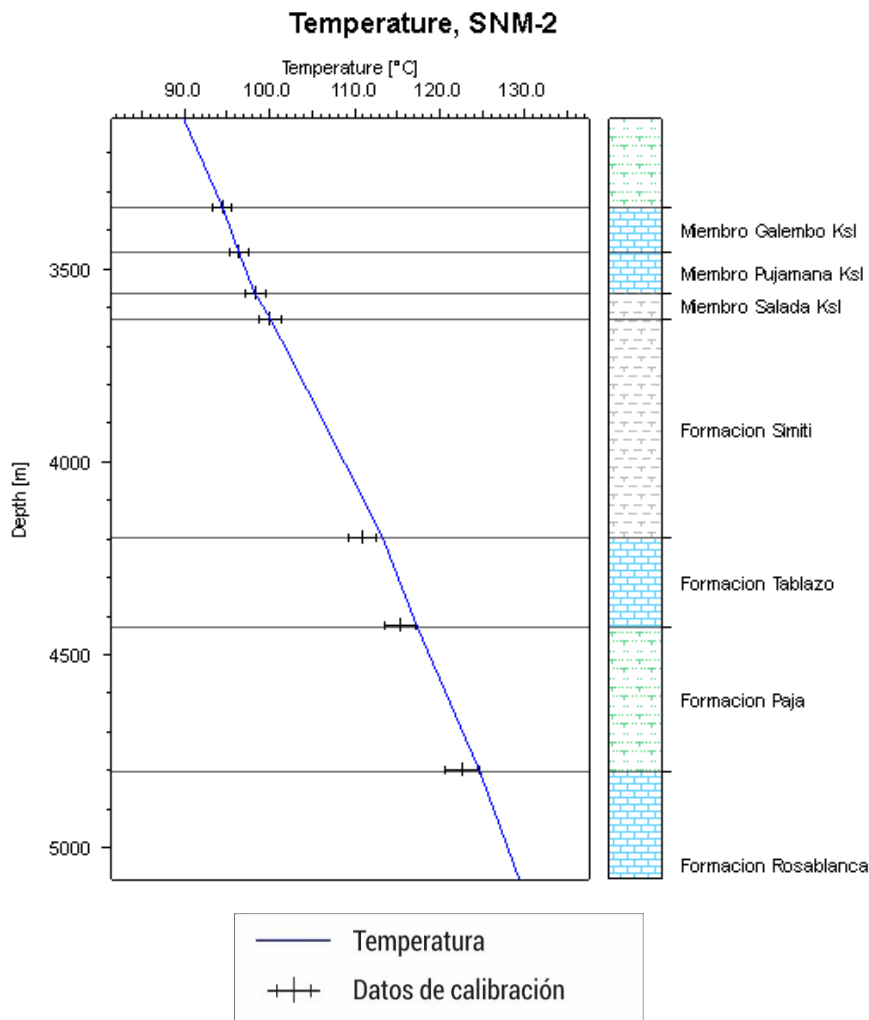


Figura 41. Diagrama de Temperatura VS Profundidad con la calibración de temperatura.

7.2.1.1.3 Reflectancia de vitrinita.

El procesamiento según la corrección del modelo de Sweeney&Burnham(1990)_Easy%Ro en el pseudopozo SNM-2 arrojó que: para la Formación La Luna en el Miembro Galembo a una profundidad entre 3.338 y 3.459 m se obtuvo un %Ro entre 0,82 – 0,83. El Miembro Pujamana obtuvo entre 3.459 y 3563 m un %Ro entre 0,83-0,85 y para el Miembro Salada entre los 3.563 y 3.640 un %Ro entre 0,85 – 0,87. Para la Formación Tablazo entre 4.201 y 4.426 metros se alcanzó un %Ro entre 1,03 – 1,09. La Formación Paja por su parte, entre los 4.426 y 4.805 metros, obtuvo un %Ro entre 1,09 – 1,19. Hacia la base de la secuencia cretácica, la Formación Rosablanca entre 4.805 y 5.283 metros logró un %Ro entre 1,19– 1,31 (ver figura 42).

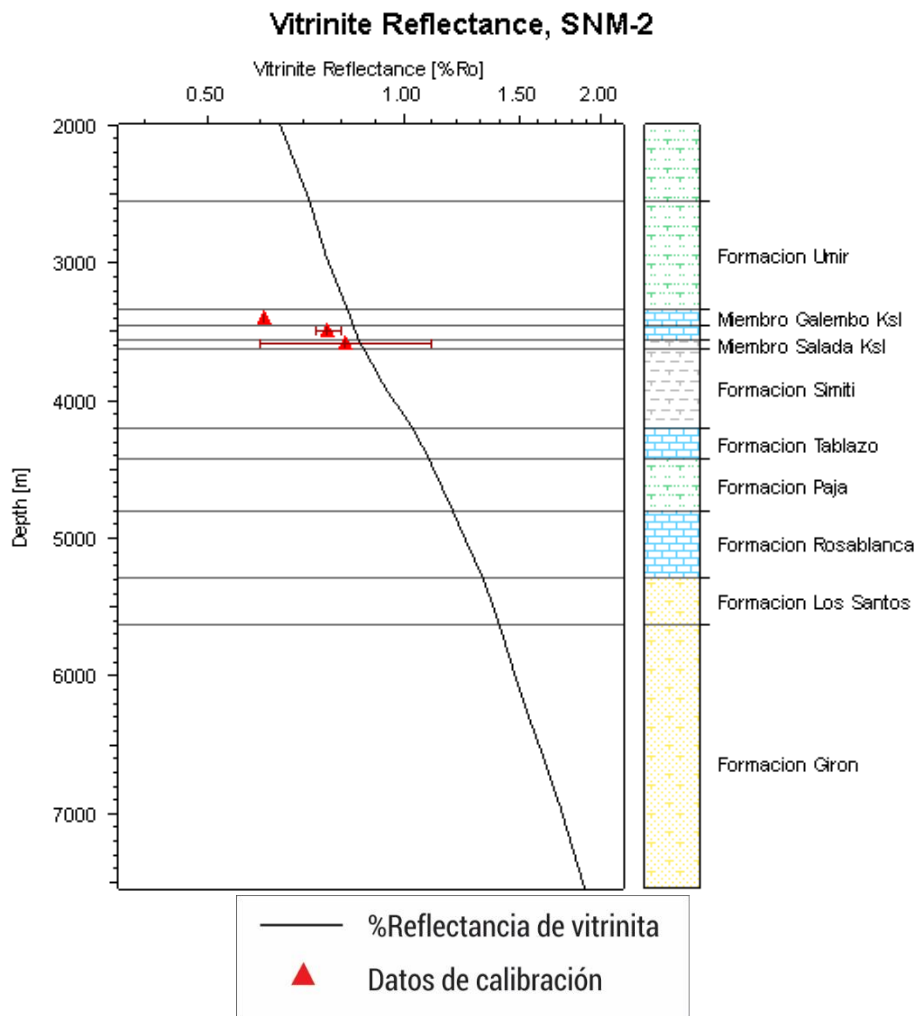


Figura 42. Diagrama de %Ro VS Profundidad con los respectivos datos de calibración.

7.2.1.2 *Modelo geoquímico 2D*

7.2.1.2.1 Evolución de la tasa de transformación.

De acuerdo al módulo *Kinetics* del Software PetroMod fue posible obtener dos tipos de cinéticas para el modelo geoquímico propuesto las cuales se ajustan a las características sedimentológicas y geoquímicas de las unidades. En primer lugar, se consideró la cinética Pepper&Corvi(1995)TII-S(A) para las unidades que actúan como roca fuente a excepción de la Formación Paja, a la cual se atribuyó Pepper&Corvi(1995)_IIIH(DE). Para la actualidad se registró la máxima tasa de transformación, momento para el cual la Formación La Luna alcanza un valor máximo entre 94,22%, la Formación Tablazo registró valores de 98,54%. No obstante, la Formación Paja obtuvo un valor menor respecto a las demás unidades alcanzando un valor máximo de 74,92%. Finalmente, la Formación Rosablanca alcanzó el valor máximo en comparación a todas las unidades estudiadas, con un valor de aproximadamente 99,47% (ver figura 43).

En segundo lugar, se utilizó la cinética Behar_et_al(1997)_TII-S(MontSh) para los miembros de la Formación La Luna, Formación Tablazo y Formación Rosablanca, y Behar_et_al(1997)_TIII-(Mahak), para la Formación Paja. Teniendo dichas cinéticas en consideración, para la actualidad se alcanzó la máxima tasa de transformación para las unidades generadoras, en donde la Formación La Luna obtuvo un valor de aproximadamente 81,50%, la Formación Tablazo registró un valor de 91,08%, y la Formación Paja mostró un valor menor alcanzando un 50,59%. Finalmente, la Formación Rosablanca obtuvo una tasa de transformación de 94,14% (ver figura 44).

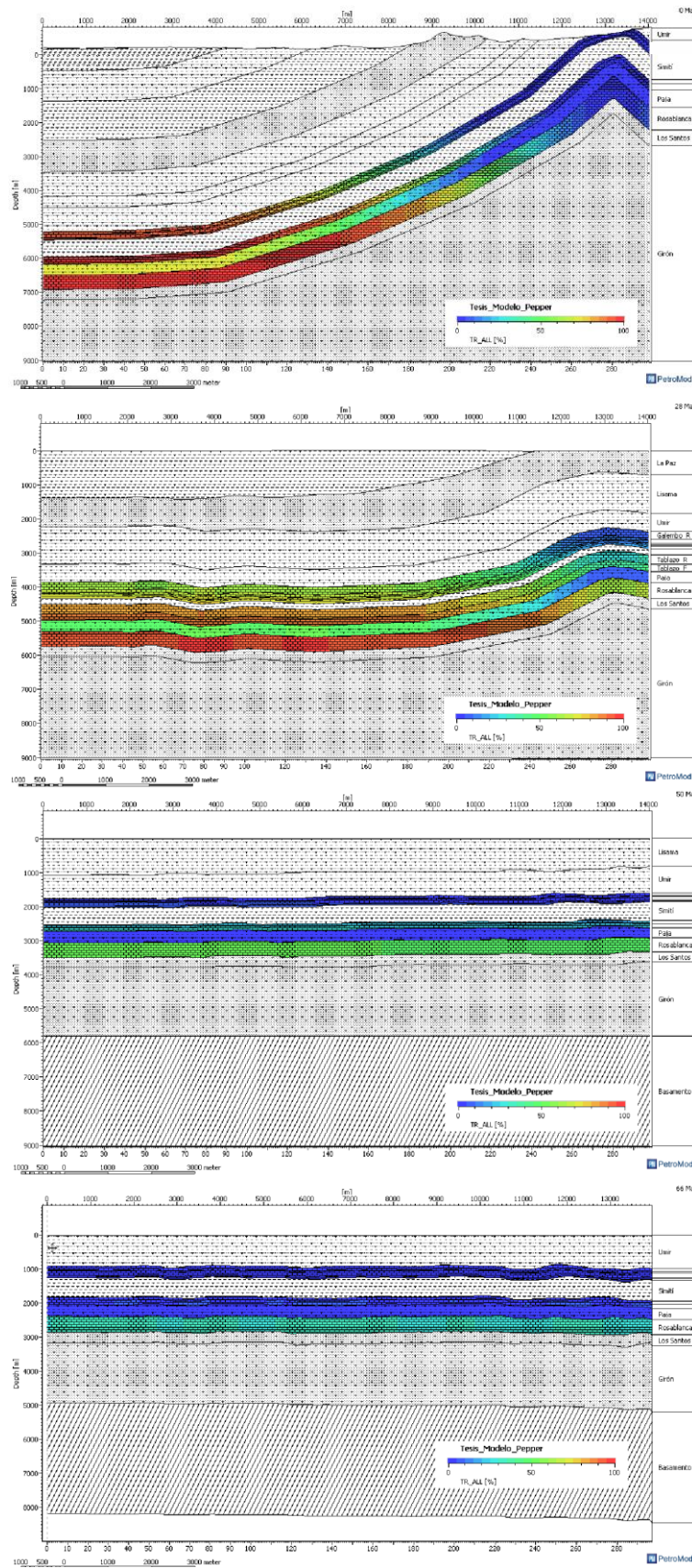


Figura 43. Evolución de la tasa de transformación en el flanco a 66, 50, 28 y 0 Ma, con cinética Pepper&Corvi(1995)TII-S(A) y Pepper&Corvi(1995)_IIIH(DE).

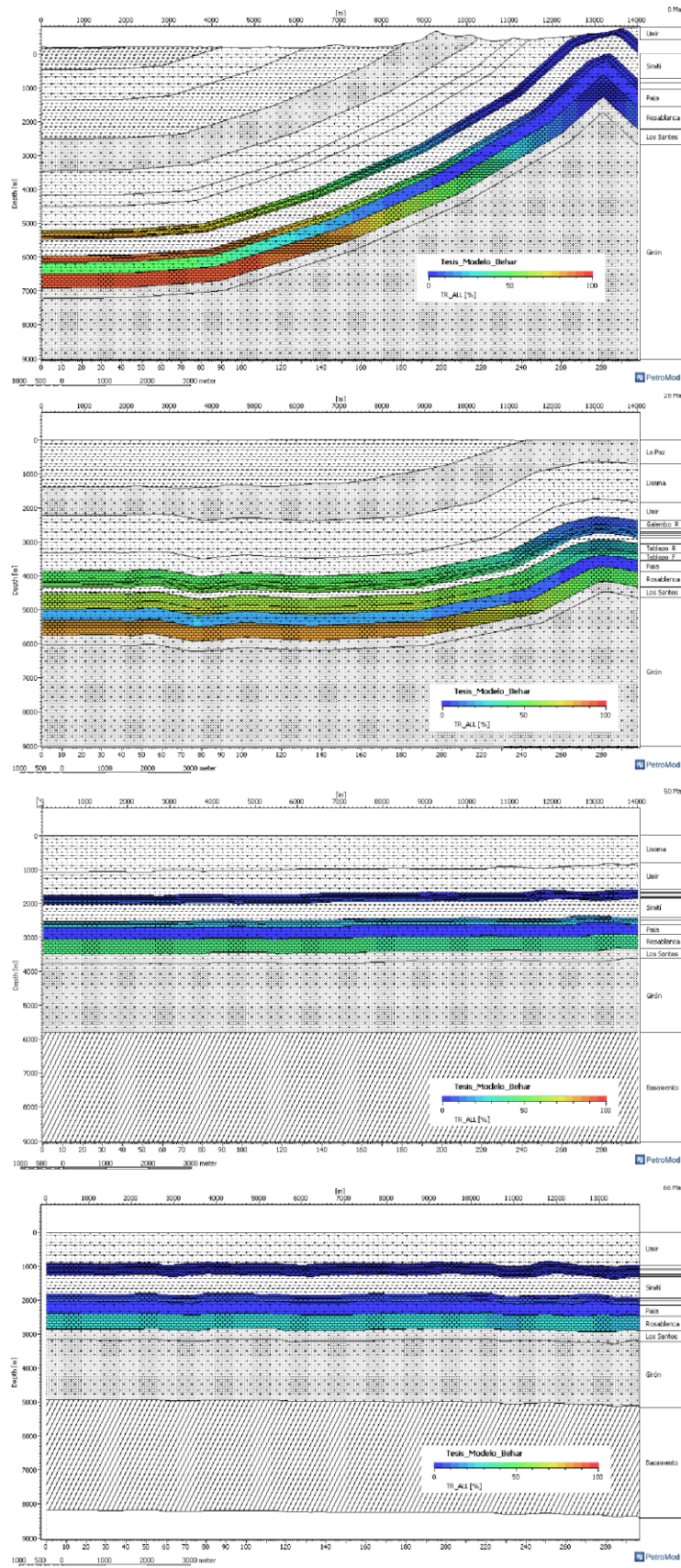


Figura 44. Evolución de la tasa de transformación en el flanco a 66, 50, 28 y 0 Ma, con cinética Behar_et_al(1997)_TII-S(MontSh) y Behar_et_al(1997)_TIII-(Mahak).

7.2.1.2.2 Temperatura y reflectancia de vitrinita.

El modelamiento 2D adquirido mostró que, para el Cretácico Superior, el GCB ya presentaba temperaturas superiores a 90°C, momento para el cual, las Formaciones Rosablanca y Paja se encontraban en fase temprana de generación de aceite. La Formación la Luna alcanzó temperaturas del orden de 77°C aproximadamente para esta edad y de acuerdo con la reflectancia de vitrinita la unidad se encontraba inmadura. Para el Eoceno, se muestra un aumento progresivo de la temperatura y de la reflectancia de vitrinita, mostrando para el GCB temperaturas superiores a los 125°C y para la Formación la Luna valores mayores a 120°C. Se registró para esta edad una madurez termal tardía para la Formación Rosablanca y temprana para las Formaciones Paja, Tablazo y Luna. Debido a que la carga litostática aumenta hacia el depocentro de la estructura, para la actualidad se determinó que el GCB alcanzó la fase de generación de gas húmedo y gas seco y la Formación La Luna continua en ventana de generación de aceite (ver figura 45)

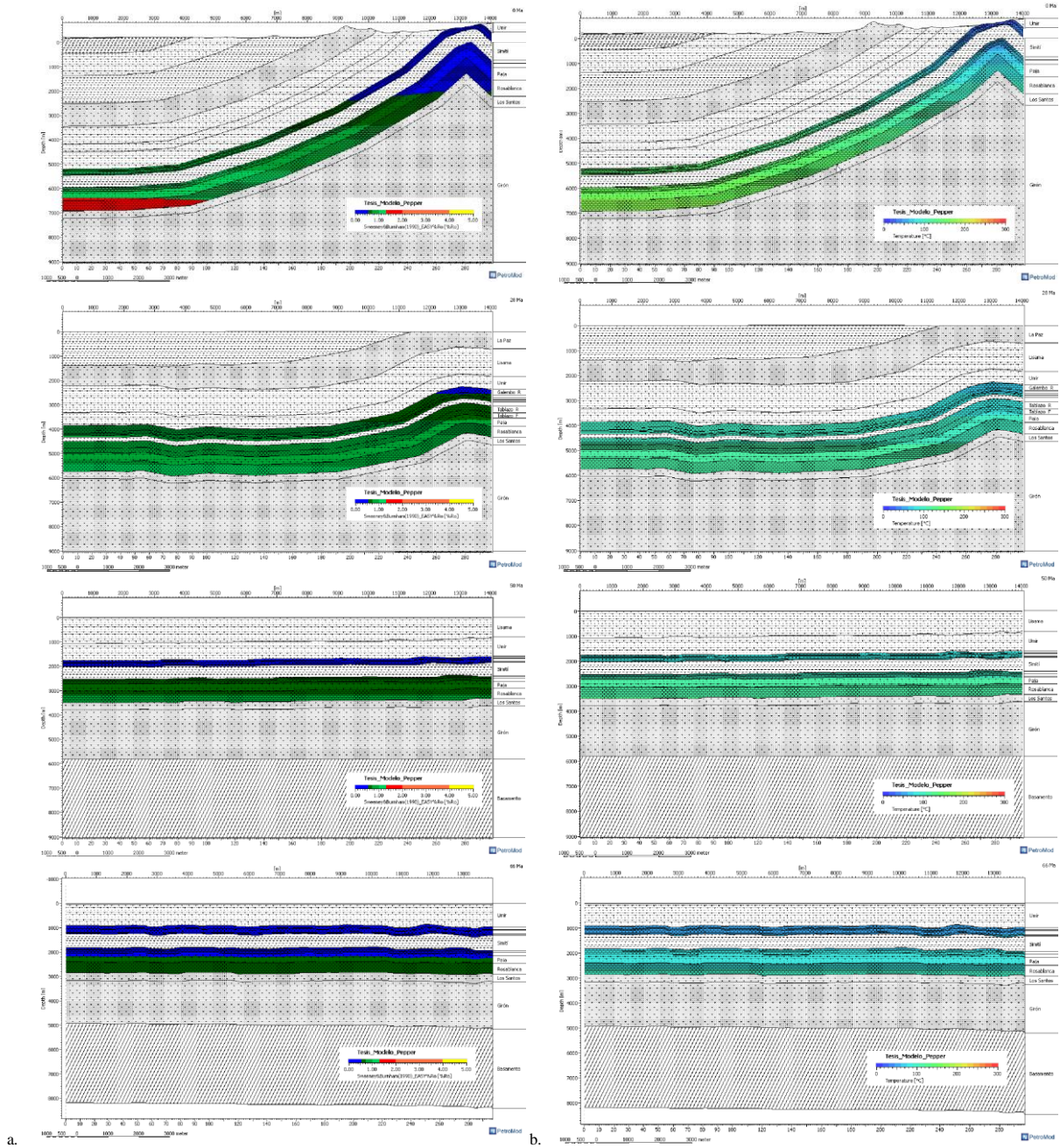


Figura 45. a) Evolución de la reflectancia de vitrinita y b) evolución de la temperatura en rocas fuente.

7.3 Cálculo de recursos de hidrocarburos

El cálculo de recursos se realizó únicamente para las unidades con roca generadora efectiva de acuerdo a los registros del pozo Infantas – 1613 (30% Miembro Galembó, 50% Miembro Salada, 60% Formación Tablazo). En primer lugar, se procedió a calcular el volumen

aproximado de roca (km^3) para cada porción de roca generadora efectiva en las unidades consideradas como fuente (Miembro Galembó, Miembro Salada y Formación Tablazo) (ver tabla 15). Para su cálculo se consideró el espesor promedio de las unidades litoestratigráficas multiplicado por el área superficial al tope de cada una sobre el flanco, obtenida a partir del Software *Move* (ver figura 46).

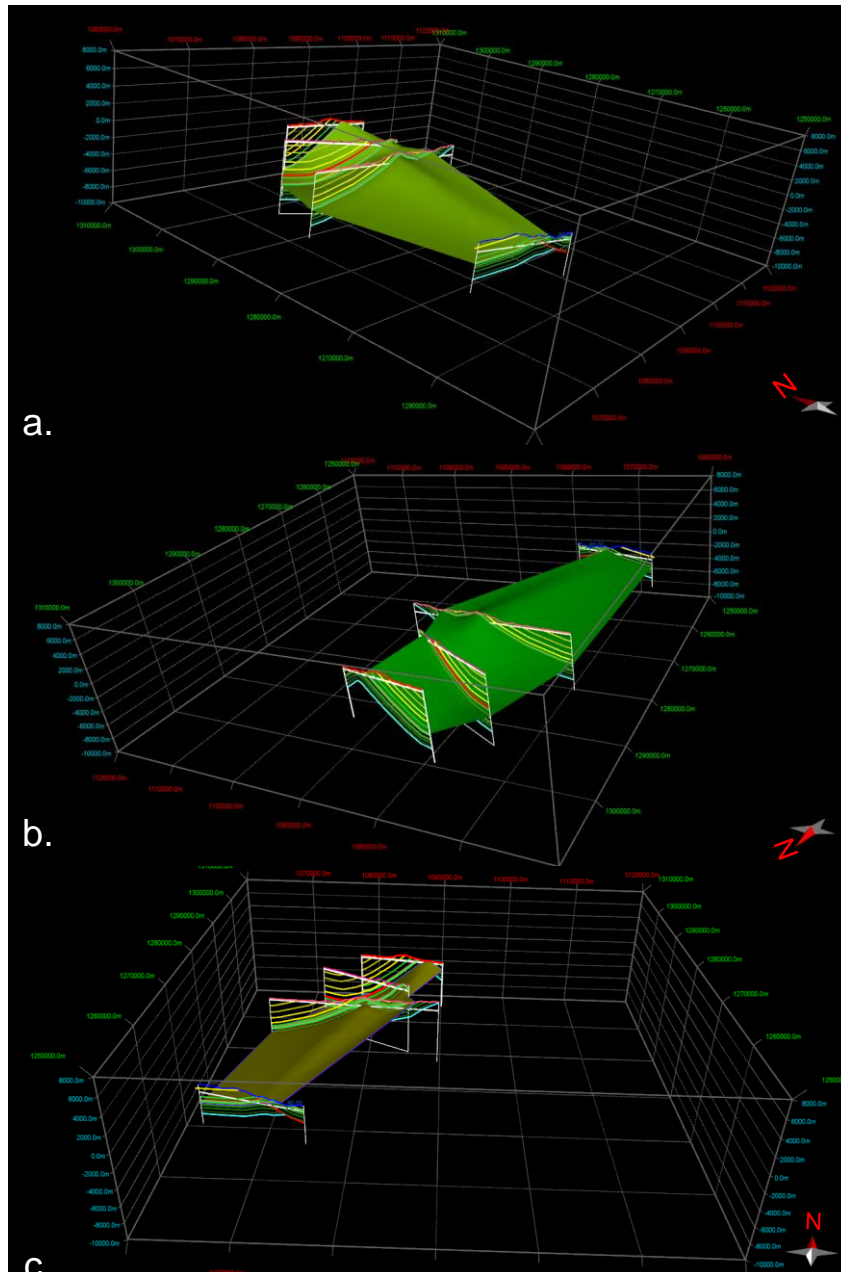


Figura 46. Vista de las áreas superficiales generadas: a) área superficial Miembro Salada, b) área superficial Miembro Galembó y c) área superficial Formación Tablazo.

Tabla 15. Cálculo del área, espesor, volumen de roca y volumen de roca eficaz para cada unidad litoestratigráfica.

	Unidad	Área (km ²)	Espesor (km)	Vol. Roca (km ³)	Volumen Generador Efectivo (cm ³)
Formación Luna	Miembro Galembo	558,00	0,103	57,47	1,797 x 10 ¹⁶
	Miembro Salada	599,0	0,06	35,94	1,724 x 10 ¹⁶
Formación Tablazo		646,34	0,2	129,26	8,617 x 10 ¹⁶

Una vez obtenidos los valores anteriormente mencionados se realizaron los cálculos de balance de masas a partir del método de Schmoker (1994), considerando los datos de HI y %TOC que se obtuvieron en laboratorio (ver tabla 16).

Tabla 16. Datos de TOC, HI Original, HI Presente y densidad para cada unidad litoestratigráfica.

	Unidad	TOC (wt%)	HIo (mgHC/gTOC)	HIp (mgHC/gTOC)	R (mgHC/gTOC)	Densidad (g/cm ³)
Formación La Luna	M. Galembo	4,11	650	495	305	2.4
	M. Salada	4,09	630	356	444	2.4
Formación Tablazo		3,5	666	400	160	2.36

La densidad del crudo utilizada para el cálculo en el volumen fue de 0,9 kg/l de acuerdo a estudios geoquímicos realizados en la cuenca (García et al., 2009). Para la conversión de cm³ a barriles se usó un factor de 6.28981 x 10⁻⁶ asimismo, de barriles equivalentes (BOE) a billones de barriles equivalentes (BBOE) un factor de 10⁹. Los resultados obtenidos se presentan a continuación:

Tabla 17. Cálculo de la masa de carbono orgánico, hidrocarburos generados por unidad, volumen de hidrocarburos generados por unidad y los barriles equivalentes para cada unidad litoestratigráfica.

Unidad		MCO (g TOC)	HCG (kg HC)	Volumen HCG (cm)	Billones Barriles Equivalentes (BBOE)
Formación La Luna	Miembro Galebo	1,692 x 10 ¹⁵	2,651 x 10 ¹⁴	2,95 x 10 ¹⁴	1,857
	Miembro Salada	1,774 x 10 ¹⁵	5,127 x 10 ¹⁴	5,697 x 10 ¹⁴	3,583
Formación Tablazo		7,118 x 10 ¹⁵	1,893 x 10 ¹⁵	2,103 x 10 ¹⁵	13,232

De acuerdo con los cálculos realizados para cada unidad, se obtuvo para la Formación La Luna un volumen generado total de 5,448 BBOE y para la Formación Tablazo un valor de 13,232 BBOE.

Debido a que uno de los objetivos de este trabajo es estimar los recursos no convencionales en las unidades generadoras efectivas, es necesario conocer el porcentaje de hidrocarburo que se encuentra actualmente almacenado en la fuente. Para tal fin, se realizó un cálculo de la fracción que está acumulada en la fuente y la que fue expulsada. Esto se hizo por medio de las cifras suministradas por el módulo PetroReport, el cual establece cantidades para cada una de las fracciones, con respecto al volumen total generado (ver figura 47). Dentro del volumen acumulado en la fuente se distinguen tres fracciones, aceite y gas, las cuales se encuentran libres en el espacio poral de la roca que son potencialmente recuperables a través de técnicas de fracturamiento, y la adsorbida, que son los hidrocarburos generados que se encuentran dentro del kerógeno que no ha reaccionado (Kauerauf y Hantschel, 2009).

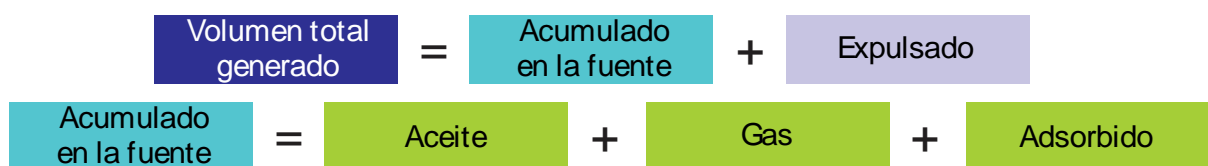


Figura 47. Equivalencia de las fracciones generadas.

Dichos valores cambian según la cinética utilizada para las unidades. Los porcentajes resultantes son presentados a continuación:

Tabla 18. Porcentaje volumétrico de las fracciones con respecto al volumen total generado según la cinética Pepper&Corvi(1995)TII-S(A).

Unidad	Acumulado en la fuente (%)	Aceite (%)	Gas (%)	Adsorbido (%)	Expulsado (%)
Miembro Galembo	1,497	8×10^{-6}	0,109	0,014	98,503
Miembro Salada	21,697	2×10^{-2}	20,003	0,016	78,303
Fm. Tablazo	9,656	1×10^{-3}	8,603	0,010	90,344

Tabla 19. Porcentaje volumétrico de las fracciones con respecto al volumen total generado según la cinética Behar_et_al(1997)_TII-S(MontSh).

Unidad	Acumulado en la fuente (%)	Aceite (%)	Gas (%)	Adsorbido (%)	Expulsado (%)
Miembro Galembo	0,144	3×10^{-6}	0,142	0,000	99,856
Miembro Salada	16,609	3×10^{-2}	16,421	0,000	83,391
Fm. Tablazo	3,035	6×10^{-4}	3,014	0,000	96,965

*Esta cinética no tiene en cuenta la fracción adsorbida por parte de la roca fuente.

La cinética de *Pepper&Corvi(1995)TII-S(A)* toma en consideración el porcentaje adsorbido en la roca fuente, razón por la cual se eligieron dichos porcentajes resultantes para calcular el volumen de las fracciones (ver tabla 20).

Tabla 20. Volúmenes de las fracciones a partir del volumen generado total.

Unidad	Volumen generado total Schmoker (MMBOE)	Acumulado en la fuente (MMBOE)	Aceite (bbl)	Gas (Tcf)	Adsorbido (MMBOE)
Miembro Galembo	2.012,092	27,806	2,32	0.0118	25,76
Miembro Salada	3.882,30	777,533	148.274,21	0.9021	57,56
Fm. Tablazo	13.225,99	1.277,12	13.618,19	6.5991	137,89
Total	19.120,38	2.082,459	161.894,71	7.5129	221,22

8. Discusión

8.1 Evolución termal

Los resultados del modelo geoquímico 2D mostraron que, anterior al pulso de levantamiento ocurrido durante el Eoceno, la secuencia estratigráfica sufrió un alto grado de subsidencia, en el cual las unidades cretácicas alcanzaron la ventana de generación temprana de aceite. No obstante, las formaciones Tablazo y Rosablanca ya se encontraban en fase de generación temprana de aceite desde el Paleoceno Temprano. Esta suposición coincide con la temporalidad de los dos eventos iniciales de generación propuestos para la cuenca del VMM por Mora en 1997 y por Ramón et al., en 1997. Además, la gráfica de subsidencia (ver figura 48), muestra un aumento de la tasa de generación en el Paleoceno y en el intervalo Eoceno – Mioceno, relacionado con el aumento de la carga litostática producida por las unidades del Cenozoico.

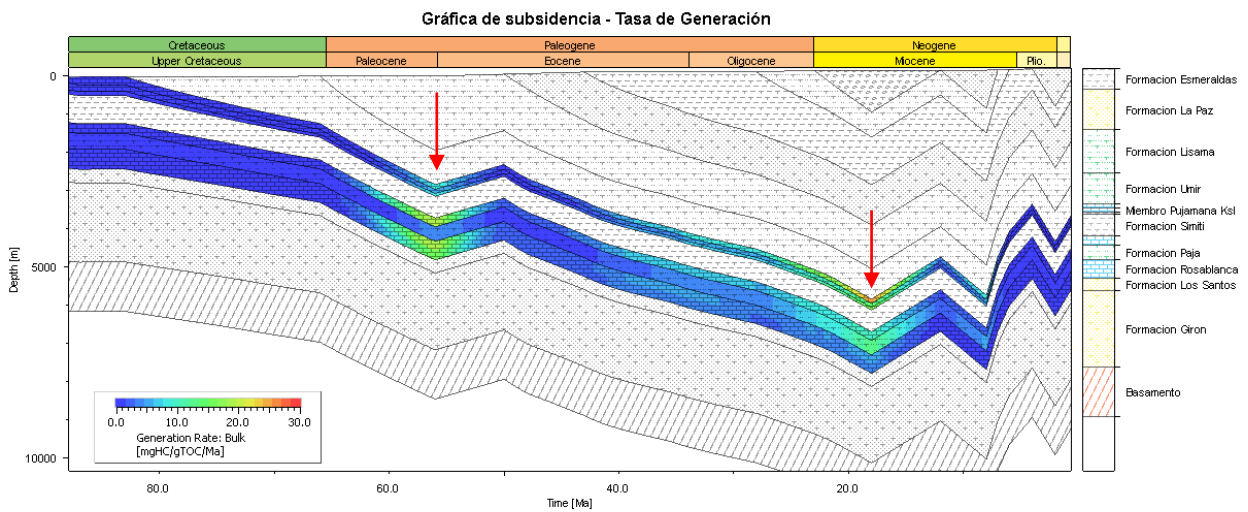


Figura 48. Gráfica de subsidencia – Tasa de generación de HC.

A pesar de que en la gráfica de tasa de generación de HC no es evidente un contraste en el intervalo posterior al Mioceno, es posible considerar otro intervalo de generación que se extiende hasta la actualidad y que es posible observar en la tasa de transformación de la sección en el presente (ver figura 43).

8.2 Relación de cinéticas y volumetría.

A partir de los porcentajes obtenidos de PetroReport para los intervalos generadores efectivos (ver capítulo 7.3) en la mayoría de los casos los porcentajes de las fracciones son superiores para el escenario de Pepper&Corvi(1995)TII-S(A) respecto al de Behar_et_al(1997)_TII-S(MontSh). (e.j. Según la cinética Pepper&Corvi(1995)TII-S(A), el volumen generado en el Miembro Galembo es 49,98% más que la cinética de Behar_et_al(1997)_TII-S(MontSh)) (Ver tabla 21). Dicha diferencia se atribuye a que la energía de activación que emplea la cinética Pepper&Corvi(1995)TII-S(A) es menor respecto a la de Behar_et_al(1997)_TII-S(MontSh) y por lo tanto requiere de menos temperatura para alcanzar una tasa de transformación mayor (ver figura 49).

Tabla 21. Porcentajes de las fracciones de Pepper&Corvi(1995)TII-S(A) con respecto a Behar_et_al(1997)_TII-S(MontSh)

Unidad	Volumen generado (%)	Acumulado en la fuente (%)	Aceite (%)	Gas (%)
Miembro Galembo	+49,98	+90,40	+69,67	-23,08*
Miembro Salada	+52,04	+23,45	-38,80*	+17,91
Fm. Tablazo	+52,51	+68,57	+39,34	+64,96

*Los valores sombreados corresponden a casos en los que la cinética de Behar_et_al (1997)_TII-(MontSh) alcanzó cifras mayores a la de Pepper&Corvi(1995)TII-S(A).

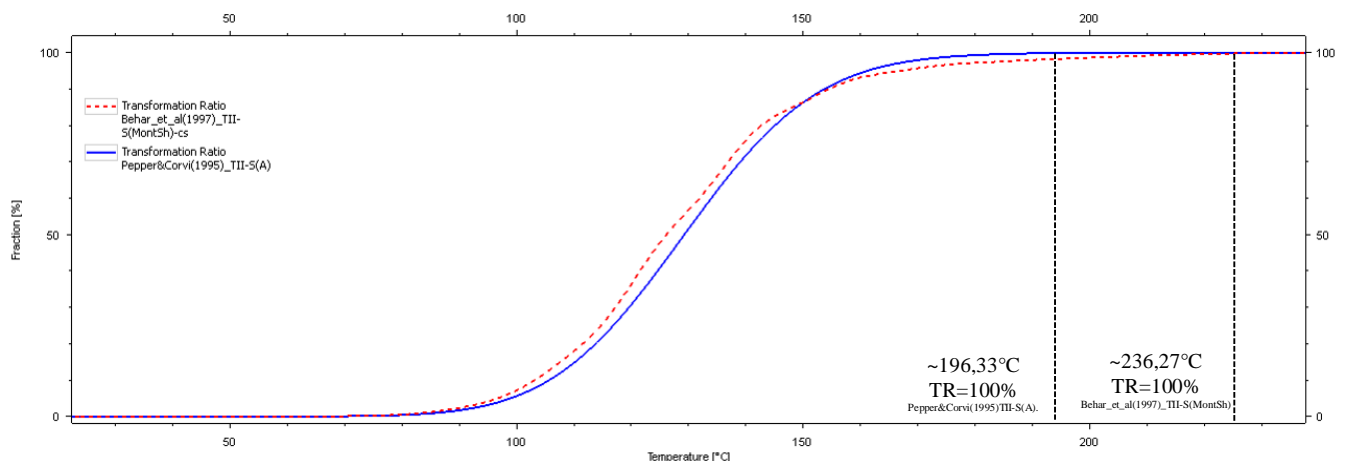


Figura 49. Gráfica de Temperatura(°C) VS Tasa de Transformación (%) de las cinéticas Behar_et_al(1997)_TII-S(MontSh) y Pepper&Corvi(1995)TII-S(A).

8.3 Relación de volúmenes flanco oriental SNM/VMM.

Los volúmenes calculados para las rocas generadoras efectivas del flanco oriental del SNM corresponden a 2,082 BBOE acumulados en la fuente. Este valor fue comparado con el primero de los escenarios propuestos para los cálculos de Vargas (2012), quien estimó los recursos de *Shale Gas* y *Shale Oil* para la Cuenca del VMM (ver tabla 22). Estas cifras se encuentran dadas en términos de P10, P50 y P90 como resultado del método de Montecarlo. Cabe aclarar que el volumen estimado para el flanco oriental del SNM no tuvo en cuenta líneas sísmicas, parámetros petrofísicos (porosidad, permeabilidad, saturación de aceite/gas), ni áreas de conservación ambiental (reservas forestales y parques naturales). Además, la determinación de los intervalos generadores efectivos se realizó a partir de registros eléctricos de un solo pozo y solo 3 unidades litoestratigráficas se consideraron para el cálculo volumétrico.

Tabla 22. Potencial de hidrocarburos en *Shale* para el VMM. Tomado de: Vargas, 2012.

	P10	P50	P90
	BBOE		
VMM	25,65	7,50	1,16

El P10 fue considerado para esta comparación debido a que es el valor estimado para las variables que implican mayor riesgo. De acuerdo con lo anterior, las cifras calculadas en este trabajo para la estructura, representan un 8,11% del P10 calculado por Vargas (2012) para la cuenca.

9. Conclusiones

- A partir de los diagramas de Van Krevelen se determinó que en los miembros de la Formación La Luna predomina un kerógeno Tipo II que se encuentra dentro de la ventana de generación de aceite.

- El índice de producción calculado para los miembros de la Formación La Luna a partir de los picos S1 y S2 y el Tmax, adquiridos en el análisis de Rock-Eval indicó que esta unidad se encuentra en etapa de madurez temprana.
- Los datos de BHTs, gradiente geotérmico y reflectancia de vitrinita permitieron una calibración efectiva de la temperatura, aumentando la confiabilidad del modelo geoquímico propuesto.
- A partir del modelamiento 2D calibrado realizado en la estructura se concluye que, desde principios del Eoceno las unidades consideradas como potencial hidrocarburífero se encontraban en ventana de generación de aceite y en la actualidad alcanzan una tasa de transformación superior al 90% para las formaciones La Luna, Tablazo y Rosablanca.
- De acuerdo con el método de Schmoker y la multiplicación por las fracciones porcentuales obtenidas a través del módulo de PetroReport, se calculó un total de 2,082 BBOE de hidrocarburos acumulados en la fuente (*Shale Gas* y *Shale Oil*) en los miembros Galembó y Salada de la Formación La Luna y en la Formación Tablazo en el flanco oriental del SNM.
- La fracción de gas dentro del volumen acumulado en la fuente es mayor respecto a la de aceite en todas las unidades evaluadas.

10. Recomendaciones

- Realizar una caracterización petrográfica en detalle para los miembros de la Formación la Luna y el Grupo Calcáreo Basal, que permita su evaluación como reservorio.

- Realizar estudios sedimentológicos, petrográficos y geoquímicos de la Formación Umir y Simití, debido a que publicaciones recientes sugieren que estas unidades podrían actuar como rocas generadoras potenciales de hidrocarburos (e.j. Rangel et al., 2002; Suarez et al., 2000)

- Emplear otros métodos para el cálculo de recursos de hidrocarburos y aplicar una técnica de recobro con el objeto de conocer las reservas.

- Desarrollar un modelo geoquímico tridimensional para evaluar las características de la estructura en toda su extensión volumétrica.

- Adquirir nuevas líneas sísmicas e información de pozos en la zona de estudio, para precisar la geometría del subsuelo y el conocimiento de las unidades a considerar.

- Realizar un estudio económico de factibilidad para la extracción de los YNC en la totalidad del SNM.

Referencias bibliográficas

- Acosta, J. 2002. Estructura tectónica y modelos en 3D del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental y del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Publicaciones Especiales de Ingeominas.
- Aguilera, R. 2009. Play Calcáreo de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. ¿Un Gigante Dormido? X Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas.
- Alcaldía Municipal de Lebrija Santander. 2003. Esquema de Ordenamiento Territorial Lebrija Santander.
- Alfaro, C., Bernal, N., Ramírez, G. 2000. Mapa Geotérmico de Colombia: Flujo de Calor. Ingeominas.
- Alvarado, I., Alfaro, C., Quintero, W. 2008. Mapa Preliminar de Gradientes Geotérmicos (Metodo BHT). Ingeominas,
- ANH. 2012. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Pozo: Infantas-1613. INGRAIN.
- ANI. 2013. Informe Final de Estudios y Diseños. Estructuración Corredor Vial Bucaramanga – Barrancabermeja – Yondó. Estudio de Geotecnia y Geología. Tomo I.

ASTM International, 2009. Reflectancia de la Vitrinita. Magazines & Newsletters / ASTM Standardization News. Recuperado de: https://www.astm.org/SNEWS/SPANISH/SPSO09/d0528_sps09.html

Barrero, D., Pardo, A., Varga, C., Martínez, J. (2007). Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal.

Bernal, L. 2009. Caracterización estratigráfica y petrográfica de la Formación La Luna en el sector de el Tablazo, VMM. ACGGP. X Simposio Bolivariano del Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas. 6 p.

Caballero, V. 2010. Evolución Tectono - Sedimentaria del Sinclinal de Nuevo Mundo, Cuenca sedimentaria Valle Medio del Magdalena Colombia, durante el Oligoceno – Mioceno. Tesis de Maestría. Universidad Industrial de Santander.

Carvajal, H. 2004. Nuevas consideraciones acerca del estado de madurez termal de la Formación La Luna en el Valle Medio del Magdalena, Colombia. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander.

Castro, R., Gordillo, G. 2005. Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tesis. Universidad de las Américas.

Cediel, F. 1968. El Grupo Girón, una molasa mesozoica de la Cordillera Oriental. Servicio Geológico Nacional. Boletín Geológico, 16. Bogotá.

Cetina, L., Patiño, H. 2013. Determinación de los Tensores de Esfuerzos Asociados a la Evolución del Flanco Oeste del Anticlinal de Los Cobardes, Santander. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander.

Club español de la energía, 2016. Una aproximación a los hidrocarburos no convencionales en el ámbito internacional y en España.

Cooper, M.A., Addisson, F.T., Alvarez, R., Coral, M., Graham, R.H., Hayward, A.B., Howe, S., Martínez, J., Naar, J., Peñas, R., Pulham, A.J., Taborda, A. 1995. Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera and Middle Magdalena Valley, Colombia. AAPG, Bulletin 79 (10), p 1421-1443, Tulsa.

Cordoba, F., Rolon, L., Buchelli, F., Suarez, M. 2000. Provincia Petrolifera del Valle Medio del Magdalena. Ecopetrol. ACGGP. 7mo Simposio Bolivariano – Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas., p. 603-607.

Dutch, S. 2000. Construct a Fold Cross-Section Using the Kink Method. University of Wisconsin. Recuperado de <https://www.uwgb.edu/dutchs/STRUCTGE/SL162KinkMethod.HTM>

El Nady, M, Ramadan, F., Hammad, M., Lotfy, N. 2015. Evaluation of organic matters, hydrocarbon potential and thermal maturity of source rocks based on geochemical and statistical methods: Case study of source rocks in Ras Gharib Oilfield, Central Gulf of Suez, Egypt. Egyptian Journal of Petroleum, nro 24, Issue 2, p. 203-211.

- Espitalie, J., Madec, M., Leplat, P., Paulet, J. 1982. Method and Device for Determining the Organic Carbon Content of a Sample. US Patent. 4, 352, 673.
- Etayo, F. 1968. El Sistema Cretáceo en la Región de Villa de Leiva y Zonas Próximas.- Geología Colombiana, No. 5, p. 5 - 74, Bogotá.
- Etayo-Serna, F., Rodriguez, G. 1985. Edad de la Formación de Los Santos. Proyecto Cretácico. Publicaciones Geológicas Especiales Ingeominas, Capítulo XXVI. Bogotá.
- Erslev, E. 2013. Trishear fault-propagation folding. Department of Earth Resources, Colorado State University.
- Fonseca, C., García, J., Sandoval, J., Pinto, J. 2009. Elementos Arquitecturales de la Formación Mugrosa Aplicados al Modelo Estático del Campo Escuela-Colorado. X Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas . ACGGP.
- García, D., Parra, P. 2003. Áreas con Mayor Potencial de Carga de Petróleo: Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) y Occidente de la Cordillera Oriental, Colombia Ecopetrol. ACGGP 8th Simposio Bolivariano – Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas
- García, M., Mier, R., Cruz, L., Vásquez, M. 2009. Informe Ejecutivo: Evaluación del Potencial Hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas, p. 1-219. Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones. Universidad Industrial de Santander.

- Giraud, A. 1970. Application of Pyrolysis and Gas Chromatography to Geochemical Characterization of Kerogen in Sedimentary Rocks. American Association of Petroleum Geologist Bulletin, nro 54, p. 439-451.
- Gomez, E., Jordan, T., Allmendiger, R., 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. Boletin GSA, nro 117, p. 547–569.
- Gonzalez, J. 2014. Modelado geoquímico/estructural en el área Sur del Sinclinal del Nuevo Mundo, Cuenca del Valle del Magdalena Medio, Colombia. Trabajo de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, p. 89.
- Guerrero, J., Sarmiento, G., Navarrete, R. 2000. The Stratigraphy of the W Side of the Cretaceous Colombian Basin in the Upper Magdalena Valley. Reevaluation of Selected Areas and Type Localities Including Aipe, Guaduas Ortega and Piedras. *Geologia Colombiana*. 2000, nro. 25, p. 45-110.
- Hettner, A. 1892. Die Kordillere von Bogotá. *Peterm. Mitt., Erg.*, 22(104):1- 131.
- Ho, T., Dembicki, H., Horsfield, B. Pyrolysis-Gas chromatography as an exploration tool for geochemical evaluation of source-rock potential. *American association of petroleum geologist bulletin*. 1982, nro 66, p 582.

- Jaimes, E., López, O. 2015. Contribución al conocimiento geológico del sector surOccidente de la plancha 120-III-C, Valle Medio del Magdalena. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander.
- Jarvie, D. 1991. Source and Migration Processes and Evaluation Techniques: Total Organic Carbon (TOC) Analysis. American Association of Petroleum Geologist.
- Kauerauf, A., Hantschel, T. 2009. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling . Springer
- Lagenheim, J. 1959. Preliminary Notes on Plant Fossils from Late Paleozoic and Early Mesozoic Rocks in the Cordillera Oriental of Colombia. Universidad Industrial de Santander. Boletín de Geología No. 3.
- 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, Capítulo VI. Bogotá.
- Magoon, L., Dow, W. 1994. The Petroleum System: From Source to Trap. *American association of petroleum geologist bulletin*. No 60, p. 1-22.
- Mayorga, L., Piamonte, D. 2015. Caracterización de yacimientos tipo shale y oil shale en la Formación La Luna en el Flanco Oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), Santander, Colombia. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander.

- McCarthy, K., Rojas, K., Niemann, M., Palmowski, D., Peters, K., Stankiewicz, A. 2011. La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. *Oilfield Review*. Schlumberger, nro 23, p 36-47.
- Mojica, J., Franco, R. 1990. Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena, Colombia. *Geol.Colombiana*. No. 17.
- Morales, L. 1958. Colombian petroleum Industry, General geology and oil occurrences of the Middle Magdalena Valley, Colombia, in Weeks, L. G., ed., *Habitat of Oil: A Symposium*: Tulsa, AAPG: 641-695.
- Moreno, G., Sarmiento, G. 2002. Estratigrafía Cuantitativa de las Formaciones Tablazo y Simití en las Localidades de Sáchica (Boyaca) y Barichara-San gil (Santander), Colombia. *Geología Colombiana* No. 27. Pag. 51-76.
- Mussa, I. 2D Seismic interpretation and 2D basin modeling of hydrocarbon generation, migration and entrapment in the North Viking Graben. Norwegian University of Science and Technology. 2016, p 1-73
- Naranjo, J., Duque, N., Moreno, N. 2009. Definición de Eventos Diagenéticos Y Carga De Hidrocarburos Mediante Estudios De Petrología En La Formación Rosablanca, Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena. X Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas.

- Otero, J., Araque., C. 2016. Zonas transversales y su relación con estructuras regional, Flanco O – Cordillera Oriental. Universidad Industrial de Santander.
- Peters, E., Cassa, R. 1994. Applied Source Rock Geochemistry. Magoon & Dow, eds. The Petroleum System-from Source to Trap: AAPG Memoria 60.
- Peters, K., Curry, D., Kacewicz, M. 2012 An overview of basin and petroleum system modeling: Definitions and Concepts. *Basin Modeling: New Horizons in Research and Applications. American association of petroleum geologist bulletin*, nro. 4, p. 1 – 16.
- Ramon, J., Dzou, L., Giraldo, B. 1997. Geochemical evaluation of the Middle Magdalena Basin, Colombia. CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro. Vol. 1. Num. 3.
- Rangel, A., Parra, P., Niño, C. 2000. The La Luna Formation: Chemostratigraphy and Organic Facies in the Middle Magdalena Basin. *Organic Geochemistry*, nro. 31. P.1267-1284. ISSN: 0146-6380.
- Rangel, A., Moldowan, J., Niño, C., Garcia, P., Giraldo, B. 2002. Umir Formation: Organic geochemical and stratigraphic assessment as cosource for Middle Magdalena basin oil, Colombia. AAPG Bulletin, v. 86, no. 12 (Diciembre 2002), pp. 2069–2087
- Reyes, A., Montenegro, G., Gomez, P. 2000. Evolución Tectonoestratigrafica del Valle Inferior del Magdalena, Colombia. *Ecopetrol. VII simposio Bolivariano, exploración petrolera en las cuencas subandinas, Caracas, Venezuela*, p. 293-309. Bogotá, Colombia.

- Reyes, J. 2000. Secuencia calcárea del cretáceo del Valle Medio del Magdalena, Colombia, una nueva frontera exploratoria. *Ecopetrol. ACGGP 7th Simposio Bolivariano – Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas.*, p. 426-442
- Royero, M., Clavijo, J. 2001. Mapa Geológico generalizado departamento de Santander. Escala 1: 400.000. Informe Ingeominas. Bucaramanga.
- Sanchez, J. 2006. Modelado Sísmico 2D a lo largo de una Transecta al Sur de San Carlos, Estado Cojedes. Trabajo de Grado. Sartenejas: Universidad Simón Bolívar Ingeniería Geofísica. 25 p.
- Sarmiento, L. 2001. Mesozoic Rifting and Cenozoic basin inversion history of the Eastern Cordillera, Colombian Andes. *Ecopetrol.*. ISBN 9287-25-5
- Sarmiento, L. 2011. Middle Magdalena Basin: Geology and hydrocarbon potencial regional geology of Colombia. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Disponible en <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Paginas/PETROLEUM-GEOLOGY-OF-COLOMBIA.aspx>
- Sarmiento, G., Puentes, J., Sierra, C. 2015. Geología, Estratigrafía y Petrofacies de la Formación La Luna en el Sinclinal de Nuevo Mundo en el Valle Medio de Magdalena. *Geología Norandina*. Vol. 12. Pag. 21-40.
- Schlumberger. 2013. Introduction to PetroMod: Training and Exercise Guide.

- Suarez, C. 2016. Arenas basales del Cretáceo Inferior, potencial roca hidrocarburífera en la región central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Trabajo de grado. Bogotá D.C.: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias. Departamento de Geociencias, 2016. 164 p.
- Suarez, M., Serrano, M., Morales, M. 2000. Estilos estructurales y potencial de entrapamiento de la sección Cretácea, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. *Ecopetrol. ACGGP 7th Simposio Bolivariano – Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas.* p. 356-366.
- Tchegliakova, N. 1993. Los Foraminíferos y Minerales autógenos de la Formación Umir (Sección Quebrada La Ulla, Valle Medio del Magdalena): Registro de una Laguna costera a finales del Cretácico Superior (Maestrichtiano). *Geología Colombiana.* No. 18.
- Tissot, B., Welte, D. 1984. *Petroleum Formation and Occurrence: A New Approach to Oil and Gas Exploration.* Segunda edición.
- 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. Bogotá.
- Vargas, C. 2012. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. *Earth Sci. Res. J.,* Vol. 16, Special Issue (April, 2012): 1-246.

Ward, D., Goldsmith, R., Cruz, J., Restrepo, H., Gomez, E. 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. Bogotá.

Ward, D., Goldsmith, R., Jimeno, A., Cruz, J., Restrepo, H., Gomez, E. 1977. Mapa Geológico del Cuadrángulo H-12, Bucaramanga.