

**MODELADO GEOQUIMICO/ESTRUCTURAL EN EL AREA SUR DEL
SINCLINAL DE NUEVO MUNDO, CUENCA DEL VALLE DEL MAGDALENA
MEDIO, COLOMBIA.**

JOSE LUIS GONZALEZ MONTAÑEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA**

2014

**MODELADO GEOQUIMICO EN EL AREA SUR DEL SINCLINAL DE NUEVO
MUNDO, CUENCA DEL VALLE DEL MAGDALENA MEDIO, COLOMBIA.**

JOSE LUIS GONZALEZ MONTAÑEZ

**Trabajo de Grado para optar por el título de
GEOLOGO**

Director:

PhD. MARIO GARCIA GONZALEZ

Co-Director:

MSc. JUAN CARLOS RAMIREZ ARIAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA**

2014

DEDICATORIA

A esa fuerza incondicional que siempre me hace dar un paso adelante, Dios.

A mis Padres, Luis Antonio Y Gloria; los cuales me han formado y hecho lo que soy. Gracias Infinitas!

A mis hermanos, Leonardo y Andres, los cuales me han acompañado durante toda mi vida, y los cuales lo seguirán haciendo.

A ti Deicy que has estado en este trayecto conmigo brindándome todo tu cariño y paciencia.

A mi angel, mi Abuelita. Vamos es pa' lante☺!

A todo el resto de mi familia, de las cuales siempre he recibido un inmenso apoyo en todo, y de las cuales siempre he recibido una sonrisa☺.

A todas las personas, amigos, conocidos y todos! Siempre trato de aprender de todas las personas en todas las situaciones; desde el más grande, hasta el más pequeño...por esto mismo, Gracias!

AGRADECIMIENTOS

A esa fuerza incondicional que siempre me hace dar un paso adelante, Dios.

A mi Familia, la cual es el motor de mi vida.

Al profesor Juan Carlos Ramírez del cual tuve gran apoyo en esta tesis. Sin lugar a dudas, sin su colaboración no hubiera sido posible terminar este proyecto.

Al profesor Mario García por darme la oportunidad de trabajar en esta temática. Adicionalmente por todo el apoyo dado para la realización de esta.

Al profesor William y toda la selección de Taekwondo UIS (Cortesía, Integridad, Perseverancia, Autocontrol, Espíritu Indomable, Ciencia, Amor)

A los profesionales Pedro Parra, Jorge Pinto, Eliecer Uribe, Rolando Ramírez, Jael Pacheco, José Pedroy todos los demás que siempre me brindaron su ayuda y apoyo.

A los profesores de la Escuela de Geología por todo el conocimiento brindado.

A la Universidad Industrial de Santander, y a todas las personas las cuales hacen parte de la Escuela de Geología.

A todas, absolutamente todas las personas las cuales me han brindado su confianza, apoyo, y sobre todo, una sonrisa☺.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION.....	17
1. OBJETIVOS.....	18
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	18
1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	18
2. GENERALIDADES.....	19
2.1 INTRODUCCION.....	19
2.2 CUENCAS Y SISTEMAS PETROLIFEROS.....	19
2.2.1 DEFINICION.....	19
2.2.2 ELEMENTOS DE UN SISTEMA PETROLIFERO	20
2.2.3 PROCESOS EN UN SISTEMA PETROLIFERO	20
2.3 MODELADO DE SISTEMAS PETROLIFEROS.....	21
3. ANTECEDENTES	23
4. MARCO GEOLOGICO.....	26
4.1 LOCALIZACION.....	26
4.2 GEOLOGIA REGIONAL	27
4.2.1 EVOLUCION GEOLOGICA.....	27
4.2.2 ESTRATIGRAFIA.....	31
4.2.3 GEOLOGIA ESTRUCTURAL.....	36
5. GEOLOGIA DEL PETROLEO.....	39
5.1 SISTEMA PETROLIFERO.....	39
5.1.1 ROCAS FUENTE.....	39
5.1.2 ROCAS RESERVORIO.....	39
5.1.3 ROCAS SELLO	40
5.1.4 TRAMPAS.....	40
5.1.5 MIGRACION.....	41
6. METODOLOGIA.....	42
6.1 FLUJO DE TRABAJO	42
6.2 CARACTERISTICAS DE LOS DATOS.....	43
6.2.1 SECCION TRANSVERSAL.....	43

6.2.2	EDADES DE DEPOSITACION	45
6.2.3	GEOQUIMICA.....	46
6.2.4	CONDICIONES DE BORDE PARA MODELADO TERMAL	47
6.2.4.1	PALEO-BATIMETRIA.....	48
6.2.4.2	TEMPERATURA DE LA INTERFASE AGUA-SEDIMENTO (SWIT).....	49
6.2.4.3	FLUJO DE CALOR	50
6.2.5	DATOS DE POZO	51
7.	RESULTADOS	56
6.3	MODELO 1D.....	56
7.2.1	HISTORIA DE ENTERRAMIENTO	56
6.4	MODELO 2D.....	59
1.3.1	MODELO ESTRUCTURAL	60
1.3.2	MODELO GEOQUIMICO	63
8.	ANALISIS DE RESULTADOS.....	74
9.	CONCLUSIONES.....	82
10.	RECOMENDACIONES	85
10.	BIBLIOGRAFIA.....	86

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Niveles de la investigación petrolera.	19
Figura 2. Ubicación Regional del área de trabajo (Cuadro Rojo SNM), en un mapa de provincias geológicas.	26
Figura 3. Ubicación del área de estudio. La línea roja representa la sección 2410.	27
Figura 4. Modelo secuencial del desarrollo tectónico regional de la Cordillera Este, Valle del Magdalena Medio y la Cuenca de los Llanos.	30
Figura 5. Columna estratigráfica generalizada para el área del Valle del Magdalena Medio. Se encuentra a su vez datos asociados con la paleobatimetría y nivel del mar de las unidades estratigráficas.	33
Figura 6. Flujo de trabajo usado para el desarrollo del trabajo de Investigación. ...	43
Figura 7. Sección Transversal 2410 tomada del trabajo de Otero, 2001.	44
Figura 8. Sección Transversal 2410 Modificada. Adicionalmente se encuentran ubicados los Pseudos-Pozos PW1 y PW2.	45
Figura 9. Valores usados de edades de depositación, litología, elementos del sistema petrolífero (PSE) y características geoquímicas para cada una de las formaciones; para los modelos.	46
Figura 10. Relación de la SWIT, la Paleo-batimetría y el Flujo de Calor para la determinación de las condiciones de Borde y el modelo termal.	48
Figura 11. Datos de Paleo-batimetría con respecto a Millones de Años usados para el modelado en general.	49
Figura 12. Gráfica de la Medida Global de la Temperatura Superficial (basado en Wygrala, 1989) para el área de estudio.	50
Figura 13. Datos de temperatura de interface suelo-agua con respecto a Millones de Años usados para el modelado en general.	50
Figura 14. Grafica de Flujo de Calor (mW/m^2) vs Tiempo (mA) para el área de estudio.	51
Figura 15. Calibración de la variación de la Temperatura en Profundidad a partir de datos de BHT cercanos al área de trabajo, para el PW1.	52

Figura 16. Calibración de la variación de la Temperatura en Profundidad a partir de datos de BHT cercanos al área de trabajo, para el PW1	53
Figura 17 Calibración de la variación de la Reflectancia de Vitritina en Profundidad a partir de datos de Tmax y Ro en pozos cercanos al área de trabajo, para el PW1.	53
Figura 18 Calibración de la variación de la Reflectancia de Vitritina en Profundidad a partir de datos de Tmax y Ro en pozos cercanos al área de trabajo, para el PW1. Aquí se presenta una variación debido a como el software interpreta el thrust.	55
Figura 19. Historia de enterramiento para el PW1.	56
Figura 20. Historia de enterramiento para el PW2 hacia el Foot-Wall. Este se desarrolló con el Modulo de Cabalgamiento del software Petromod 2012.2.....	57
Figura 21. Modelo geoquímico 1D para el PW1, en el cual se muestran las ventanas de generación de Hidrocarburos por Ro, con corrección de EASY %Ro.	58
Figura 22. Modelo geoquímico 1D para el PW2 en el Foot-wall, en el cual se muestran las ventanas de generación de Hidrocarburos, según Sweeney&Burnham (1990), con corrección de EASY %Ro. Para el desarrollo de éste se usó la aplicación de “ThrustModel” de Petromod.	59
Figura 23. Modelo estructural desarrollado a partir de la retro-reformación de la Sección 2410 modificada. La explicación de cada sección se encuentra en el capítulo 7.3.1.	63
Figura 24. Flujo de Trabajo usado para el modelo geoquímico.	64
Figura 25. Modelo geoquímico de Migración en las paleo-secciones desarrollado a partir de la simulación en el software Petromod 2D en el módulo TecLink, a través del algoritmo Invasión-Percolación. La explicación de la Figura se encuentra en el capítulo 7.3.2.	66
Figura 26. Modelo geoquímico de Migración en las paleo-secciones desarrollado a partir de la simulación en el software Petromod 2D en el módulo TecLink, a través del algoritmo de Híbrido. La explicación de la Figura se encuentra en el capítulo 7.3.2.	68
Figura 27. Maduración Termal de las rocas fuentes.....	69

Figura 28. Valores usados de edades de depositación, litología, elementos del sistema petrolífero (PSE) y características geoquímicas para cada una de las formaciones. En rojo se resalta la modificación hecha a la Formación La Luna, la cual se dividió en 3 facies adicionales correlacionadas con las características de los miembros Salada, Pujama y Galembo para la generación de un nuevo modelo geoquímico.....	70
Figura 29. Modelo geoquímico de Migración en las paleo-secciones desarrollado a partir de la simulación en el software Petromod 2D en el módulo TecLink, a través del algoritmo de Hibrido; con variación en las Facies para la Formación La Luna. La explicación de la Figura se encuentra en el siguiente párrafo.....	71
Figura 30. Modelo geoquímico de Migración en las paleo-secciones desarrollado a partir de la simulación en el software Petromod 2D en el módulo TecLink, a través del algoritmo de Hibrido; con variación en las Facies para la Formación La Luna.	73
Figura 31. Carta de eventos para el Sistema Petrolífero Rosablanca– Rosablanca (·). Los espacios en blanco en la franja de “Gen/Mig/Accum” y “Overburden Rock” se encuentran relacionados a los periodos de erosión.	75
Figura 32. Carta de eventos para el Sistema Petrolífero Rosablanca, Paja – Tablazo (·). Los espacios en blanco en la franja de “Gen/Mig/Accum” y “Overburden Rock” se encuentran relacionados a los periodos de erosión.	76
Figura 33. Carta de eventos para el Sistema Petrolífero La Luna – La Luna (·). Los espacios en blanco en la franja de “Gen/Mig/Accum” y “Overburden Rock” se encuentran relacionados a los periodos de erosión.....	77
Figura 34. Carta de eventos para el Sistema Petrolífero La Luna/Umir – La Paz (·). Los espacios en blanco en la franja de “Gen/Mig/Accum” y “Overburden Rock” se encuentran relacionados a los periodos de erosión.....	78
Figura 35. Carta de eventos para el Sistema Petrolífero La Luna/Umir – Mugrosa (·). Los espacios en blanco en la franja de “Gen/Mig/Accum” y “Overburden Rock” se encuentran relacionados a los periodos de erosión.	78
Figura 36. Cuadro de Resumen de las acumulaciones presentadas en los modelos geoquímicos. Los cuadros amarillos indican las menores acumulaciones	

por cada sistema petrolíferos; mientras que los cuadros rojos las mayores acumulaciones.....80

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Acumulaciones (En millones de Barriles) dadas en los modelos de Invasión-Percolación e Híbrido para la Sección 2410 Modificada.....	79
Tabla 2. Acumulaciones (En millones de Barriles) dadas en los modelos de Invasión-Percolación e Híbrido para la Sección 2410 Modificada con variaciones en las Facies en la Formación La Luna.	80

RESUMEN

TITULO: MODELADO GEOQUIMICO/ESTRUCTURAL DEL AREA SUR DEL SINCLINAL DE NUEVO MUNDO, CUENCA DEL VALLE DEL MAGDALENA MEDIO, COLOMBIA.

AUTORES: Jose Luis Gonzalez Montañez**

PALABRAS CLAVE: Modelado Geoquímico-Estructural, Sinclinal de Nuevo Mundo, Cuenca del Valle del Magdalena Medio, Borde occidental de la Cordillera Oriental.

DESCRIPCION: La determinación de nuevas posibles zonas de interés para la exploración de hidrocarburos se realiza a través de la presentación de modelos, los cuales representan, a partir de los datos existentes, una aproximación al potencial de recursos en una zona determinada.

Para el área del Sinclinal de Nuevo Mundo, ubicado entre el margen oriental de la Cuenca del Valle del Magdalena Medio y el borde occidental de la Cordillera Oriental, se presenta, a partir de la retro-deformación de una sección interpretada por otros autores y posteriormente modificada a partir de criterio geológico actual; un modelo estructural a través del tiempo geológico, sobre el cual se basa un modelo geoquímico para la determinación del potencial Hidrocarburífero en esta zona. Para esto, inicialmente se desarrollan modelos de subsidencia general de la cuenca, como también se analizan los momentos de generación, migración y acumulación de los hidrocarburos expulsados, con el fin de, entender y evaluar los sistemas petrolíferos presentes en el área. A partir de este análisis de elementos y procesos, se obtiene la cantidad de recursos acumulados en MMbbbls. Con este valor se realiza una comparación con valores de reservas generales en el País, reservas en campos petrolíferos adyacentes y a su vez reservas en bloques de exploración recientemente descubiertos, con el fin de dar una definición general del potencial acumulador y a su vez las implicaciones exploratorias en el área y dar así la pauta para una posible futura exploración en esta zona.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geología. Director: PhD. Mario García González. Co-director: MSc. Juan Carlos Ramírez Árias.

ABSTRACT

TITLE: GEOCHEMISTRY AND STRUCTURAL MODELING TO SOUTH AREA FROM NUEVO MUNDO SYNCLINE, MIDDLE MAGDALENA VALLEY BASIN, COLOMBIA .

AUTHORS: Jose Luis Gonzalez Montañez **

KEYWORDS: Geochemistry-Structural Modeling, Nuevo Mundo Synclinal, Middle Magdalena Valley Basin, Western Foothills to Eastern Cordillera.

DESCRIPTION: The identification of new potential areas of interest for hydrocarbon exploration is done through the presentation of models, which represent, from existing data, an approximation of the potential resources in the determinate zone.

For the area of Nuevo Mundo Syncline, located between the eastern margin of the Middle Magdalena Valley Basin and the western edge of the Eastern Cordillera, present from the retro - deformation of a section interpreted by others and subsequently modified from existing geological criteria, a structural model through geological time, which a geochemical model for the determination of Hydrocarbon potential in this area is based. For this, initial models of general subsidence of the basin are developed, as well as, moments later generation, migration and accumulation of hydrocarbons expelled in order to understand and evaluate the petroleum systems present in the area. From this analyses of elements and process, the amount of accumulated resources are obtain in MMbbls. With these values, we compared with others values of general reserves in the country, reserves of adjacent oil fields and in turn reserves recently discovered in exploration blocks; in order to give a general definition to total storage potential and give a template for the possibility to future exploration in this area.

* Degree Project (Thesis)

** Department of Phiscal-Chemistry Engineerings .School of Geology. Director: Mario García González PhD.. Sub-director: Juan Carlos Ramírez Árias MSc..

INTRODUCCION

El área del modelado aplicado a las geociencias es una herramienta relativamente nueva y en progreso, la cual crece a medida que se expande y se incrementa la tecnología, y la cual es verdaderamente útil y necesaria en cualquier ámbito de la geología en general. Esta se basa principalmente en la integración de geo-información para el reconocimiento y entendimiento más exacto de la realidad que se encuentra en el subsuelo, buscando interacciones entre procesos, herramientas y datos individuales, tales como sísmica, geoquímica, sedimentología, registros de pozos, entre otras herramientas más avanzadas que cada vez buscan perfeccionar la fase de exploración y explotación de recursos naturales, mediante una metodología específica; para poder descifrar y conocer la complejidad geológica en la que se encuentran los recursos de interés, y poder determinar en qué sitio específico están, como también la manera más óptima de poder extraerlos.

El modelado de sistemas petrolíferos se usa para especificar las diversas relaciones entre roca fuente, reservorio, roca sello y la geometría de las trampas; en relación con datos geológicos, geoquímicos, geofísicos, entre otros; con el fin de obtener la evolución geotermal de las rocas fuente, historia de enterramiento de los sedimentos en la cuenca, tipos de hidrocarburos generados y a su vez los patrones de migración de éstos, y principalmente la localización de las acumulaciones de interés económico, entre otros aspectos.

En este estudio se busca desarrollar un modelado geoquímico para los sistemas petrolíferos en la zona sur del Sinclinal de Nuevo Mundo, cuenca del Valle del Magdalena Medio, para poder especificar y determinar el potencial de generación y acumulación de hidrocarburos en éste sector.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Entender y evaluar los Sistemas petrolíferos en el Área Sur del Sinclinal de Nuevo Mundo a partir de un modelado geoquímico.

1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

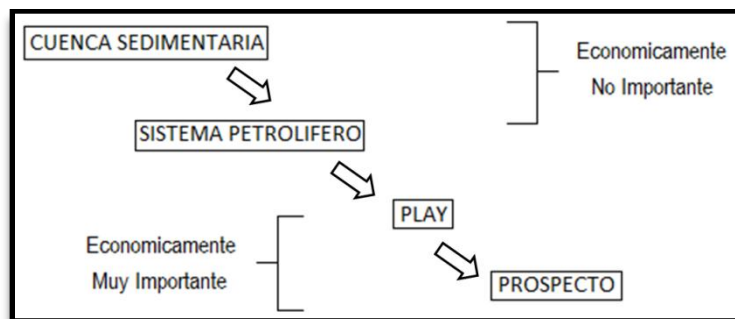
- Generación del diagrama de enterramiento para el área de estudio, a partir de la historia geológica en general de la cuenca.
- Determinación de las rutas de migración de hidrocarburos en el área de estudio.
- Generar la carta de eventos para los principales sistemas petrolíferos encontrados en el área.
- Especificar el potencial de acumulación de los hidrocarburos, su área y distribución.

2. GENERALIDADES

2.1 INTRODUCCION

La evaluación de cualquier recurso natural debe generarse a partir de la integración de diversa y extensa información geológica, geoquímica y geofísica, la cual busca generar y presentar resultados tanto visuales, numéricos y estadísticos (Higley *et al.*, 2006). Para la debida caracterización de recursos de hidrocarburos, se debe precisar el nivel de investigación que se desea desarrollar, teniendo en cuenta aspectos tan importantes como lo son la calidad y cantidad de recursos, los costos, el área de investigación y sobre todo, el factor económico (Magoon y Dow, 1994) (Figura 1).

Figura 1. Niveles de la investigación petrolera.



Tomado de Magoon y Dow, (1994).

2.2 CUENCAS Y SISTEMAS PETROLIFEROS

2.2.1 DEFINICION

En una definición básica, una cuenca es una región de prolongada subsidencia en la superficie de la tierra (Allen; 2005). Otra definición más detallada determina que estas son todas las áreas en que pueden acumularse sedimentos generando considerable espesor los cuales están preservados por largos periodos de tiempo (Einsele, 1992).

Dentro de la cuenca a su vez se encuentran los componentes de los sistemas petrolíferos. Para la definición de sistema petrolífero, en este trabajo nos

dirigiremos a la definición clásica dada en Magoon y Dow (1994), la cual dicta que es un “sistema natural que abarca rocas fuente y todo lo relacionado con aceite y gas y que incluye todos los elementos geológicos y procesos que son esenciales para que la acumulación de hidrocarburos exista”. Cabe destacar adicionalmente que ésta definición está solo asociada con yacimientos de hidrocarburos convencionales.

2.2.2 ELEMENTOS DE UN SISTEMA PETROLIFERO

Los elementos pertenecientes a un sistema petrolífero son:

Roca madre: Se definen como aquellas rocas en las que una suficiente cantidad de materia orgánica ha sido acumulada, preservada y madurada termalmente (Mier, 2010).

Roca reservorio: Rocas que contienen poros o vacíos para almacenar fluidos, donde éstos se deben encontrar interconectados (Modificado de TissotyWelte, 1984).

Roca sello: Se les denomina sello, a las barreras impermeables de la trampa, que sirven para detener la migración del fluido hacia la superficie (Mier, 2010).

Roca de sobrecarga: Secuencia de rocas que suprayace a la roca fuente y contribuye a que se den las condiciones necesarias para que se generen hidrocarburos a partir de la materia orgánica contenida en la roca fuente (García *et al.*, 2009).

Trampa: Es el elemento geológico básico para la acumulación de hidrocarburos y constituye el factor crítico en el ciclo generación-migración-acumulación (Mier, 2010).

2.2.3 PROCESOS EN UN SISTEMA PETROLIFERO

Generación de la trampa: Se deben dar las condiciones aptas para que la roca reservorio sea altamente favorable para la acumulación y entrapamiento del hidrocarburo, generando ya sea trampas estratigráficas (procesos sedimentarios y

diagenéticos) o trampas estructurales (Acumulación a partir de la deformación de rocas).

Generación de hidrocarburos: La roca fuente deberá contar inicialmente con una cantidad y calidad alta de materia orgánica, donde posteriormente deberá poseer las condiciones de presión y temperatura aptas y deseables para que se genere el hidrocarburo (aceite y/o gas) en un tiempo determinado.

Migración de hidrocarburos: Estos hidrocarburos generados deben poseer una ruta de migración la cual los lleve directamente desde la roca fuente hacia la trampa previamente desarrollada para que estos puedan alojarse y acumularse en ese sector. Aquí se tiene en cuenta tanto los procesos por migración primaria (de la roca madre hacia la roca reservorio), como los procesos por migración secundaria (movimientos posteriores dentro de la misma roca reservorio).

Acumulación de hidrocarburos: Los hidrocarburos que se acumulen en la trampa deber mantenerse allí debido a una roca sello la cual evitará cualquier posible fuga y la posterior pérdida de éstos.

Sincronismo: Todos estos procesos y elementos deberán presentarse en un orden lógico y correcto a través del tiempo geológico para que se puedan llegar a acumular los hidrocarburos.

2.3 MODELADO DE SISTEMAS PETROLIFEROS

Para el desarrollo de éste trabajo investigativo se optó por usar el software Petromod v12, perteneciente a la empresa Schlumberger.

Este software provee herramientas técnicas para la integración de información geológica, geofísica y geoquímica con el fin de generar modelos de sistemas petrolíferos; para determinar cómo se desarrollaron las etapas de generación, migración y entrapamiento de hidrocarburos en cuencas sedimentarias. Esto incluye la roca fuente de los hidrocarburos, el sincronismo en el proceso de generación de los hidrocarburos, las rutas de migración y la calidad y condiciones

de los hidrocarburos tanto en superficie como en profundidad (Schlumberger, 2009).

La herramienta Petromod 1D se encarga del modelado termal (reconstrucción de la historia de enterramiento) asociado a madurez de hidrocarburos e historia de presión-temperatura a través del tiempo geológico en la cuenca. Esta información requerida en el modelo 1D se hace obligatoria para poder desarrollar las siguientes etapas del modelado (2D y 3D) (Schlumberger, 2009).

En el uso de la herramienta para modelado de 2D se combina estratigrafía, sísmica e interpretaciones geológicas con simulación multidimensional de temperaturas, flujos de fluidos, e historias de migración de los hidrocarburos presentes en las cuencas sedimentarias (Wemazenu, 2012), con el fin de reconstruir la generación de hidrocarburos a partir de las rocas fuentes, los patrones de migración y la acumulación; como también la historia de presión de las formaciones (Higley *et al.*, 2006).

3. ANTECEDENTES

El área de estudio, al encontrarse en la cuenca del valle del Magdalena, la cual está entre las cuencas más petrolíferas del país, posee una información regional y bases de datos bastante altas. Para la información más detallada, directamente relacionada con estudios en el Sinclinal de Nuevo Mundo, se tiene en cambio poca información y muy específica.

Se nombraran los diversos estudios que se han desarrollado para el área de estudio.

- La exploración comienza en 1918 con el descubrimiento del primer campo petrolero gigante del país conocido como La Cira-Infantas (Cordoba *et al.*, 2000; Ramón, Dzou; 1999).
- En todas las exploraciones efectuadas siempre se toma como de interés las zonas superiores al cretácico tardío (Desde la Formación La Luna, principal roca generadora de la cuenca).
- Aguiar y Reyes, (1982) desarrollan un estudio estratigráfico del Grupo Chorro en el Sinclinal de Nuevo Mundo a partir de la sísmica dada por el programa Nuevo Mundo – 80.
- Cooper *et al.*, (1995), Duque y Caro (1990) y, Mojica y Franco (1990) plantean las edades para los episodios de deformación a manera regional para el Valle del Magdalena Medio, como también sus posibles causas; especificando que hacia el Mioceno Medio a Tardío irrumpe la fase de mayor deformación en el área.
- Cordoba *et al.*, (2000) genera un artículo en el cual da pautas sobre la geoquímica general del Valle del Magdalena Medio; en la cual nombra y da algunos valores geoquímicos sobre las rocas generadoras del Valle del Magdalena Medio.
- Reyes *et al.*, (2000) afirma la actividad exploratoria orientada hacia el Cretácico en la cuenca es prácticamente incipiente o nula, donde de los 5000 pozos

perforados para esa época, solo 10 habían tomado o perforado secuencia representativa cretácica.

- Suarez et al., (2000) a partir de la sísmica existente interpretan estas y logran sacar los diferentes estilos estructurales presentes en el área del valle del Magdalena Medio. A su vez identifican un aproximado de 400 MBP de reservas probables para el Cretácico e indican que este horizonte posee un gran potencial de hidrocarburos para la cuenca en general. A su vez muestra especificaciones asociadas a la geología estructural, enfatizadas en la especificación de estructuras de interés formadas hacia el Paleoceno Tardío a Eoceno Temprano.

- Adicionalmente, Suarez et al., (2000) plantea tres pulsos de generación para la cuenca del Magdalena Medio, los cuales son pertenecientes al Paleoceno (Generado a partir de rocas asociadas al Grupo Calcáreo Basal y la Formación Simití); Mioceno Medio, y Post-Mioceno (Tras la deposición del Grupo Real); estos últimos asociados a rocas de la Formación La Luna.

- Esta sísmica se consideró de media a baja calidad debido a la afectación estructural regional del área (Otero, 2001). El mejoramiento de ésta en cuanto a calidad y definición de reflectores a partir de nuevos algoritmos y mayor tecnología genera un posible interés adicional por ésta zona.

- Otero, (2001) desarrolla una tesis hacia la parte Sur del Sinclinal con el fin de mejorar la calidad de algunas líneas sísmicas del Programa Nuevo Mundo – 80, a partir del procesamiento sísmico; para lograr y definir un modelado y evolución estructural de ésta estructura . Esta a su vez afirma que hay estructuras de interés exploratorio.

- Corredor, (2003), Restrepo et al., (2004), Toro et al., (2004), Acosta et al., (2004), Gomez et al., (2005), Nie et al., (2010) en sus trabajos, han especificado las fases de deformación ocurridas a lo largo de la franja occidental de la Cordillera Oriental en diversas sitios, llegando a determinar, cada uno a partir de su perspectiva y sus herramientas, que principalmente se presentan tres eventos

compresional tectónicos en la Cordillera Este, el primero hacia el Pre-Eoceno, el Segundo hacia el Pre-Oligoceno y el tercero hacia el Mioceno Medio a Holoceno.

- Garcia y Parra (2003) presentaron áreas de mayor potencial de carga de hidrocarburos para el valle del Magdalena Medio y la zona del occidente de la Cordillera Oriental, con énfasis en el área del Sinclinal de Nuevo Mundo; a partir de modelados 1D.

- Naranjo et al., (2009) generó un estudio sobre la Formación Rosablanca, mostrando todo su potencial frente a yacimientos de hidrocarburos fracturados.

- A su vez se han presentado algunos estudios detallados respecto al Sinclinal de Nuevo Mundo (Caballero, 2010; Mejia y Rodriguez; 2011) en los cuales se buscó determinar a partir de datos de proveniencia las edades respectivas de levantamientos y a su vez de episodios de deformación.

- Finalmente se han desarrollado últimamente estudios con temáticas similares, pero en distintas áreas y esta vez apuntando hacia los yacimientos de hidrocarburos no convencionales. Entre estos se encuentran los estudios de Garcia, (2009); Villamizar; (2012); Delgado y Luna (2012); Galvis, (2013); Duarte (2013); entre otros.

Al ver el desarrollo intermedio del conocimiento frente a ésta área específica y en ésta temática, se busca desarrollar en ésta tesis el fortalecimiento de éste aspecto y generar un estudio el cual será referencia frente a la industria para el posible desarrollo de esta zona a futuro.

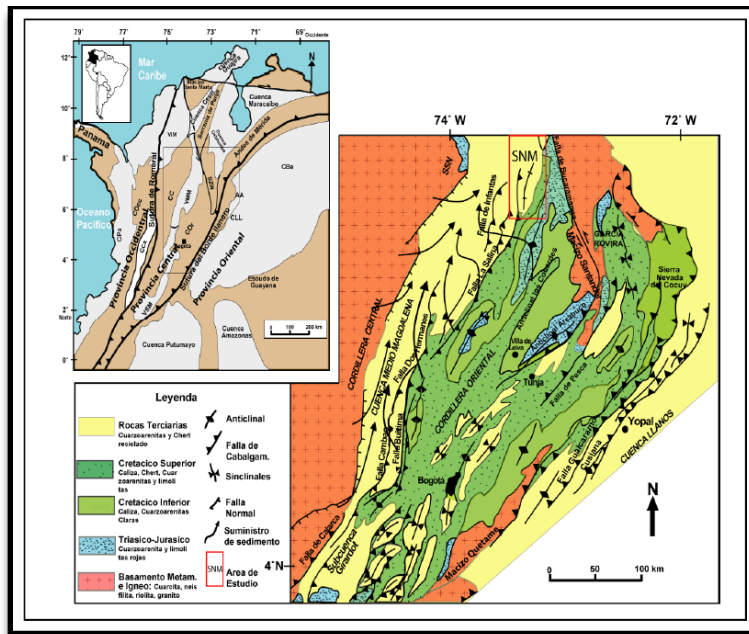
4. MARCO GEOLOGICO

4.1 LOCALIZACION

El Valle del Magdalena Medio (VMM) ubicado entre las Cordilleras Central y Oriental cubre aproximadamente un área de 34.000 km², cubriendo parte de los departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca y Antioquia. Esta cuenca a su vez es la segunda provincia petrolífera más prolífera después de la cuenca de los Llanos, con 41 campos descubiertos, y con reservas descubiertas de petróleo de 1,900 MMBO y de gas de 2.5 GCF (Barrero *et al.*, 2007).

El Sinclinal de Nuevo Mundo (SNM) se encuentra localizado en la cuenca del VMM, en el departamento de Santander, hacia las estribaciones del flanco oeste de la cordillera Oriental entre los municipios de Lebrija y Barrancabermeja (Figura 2).

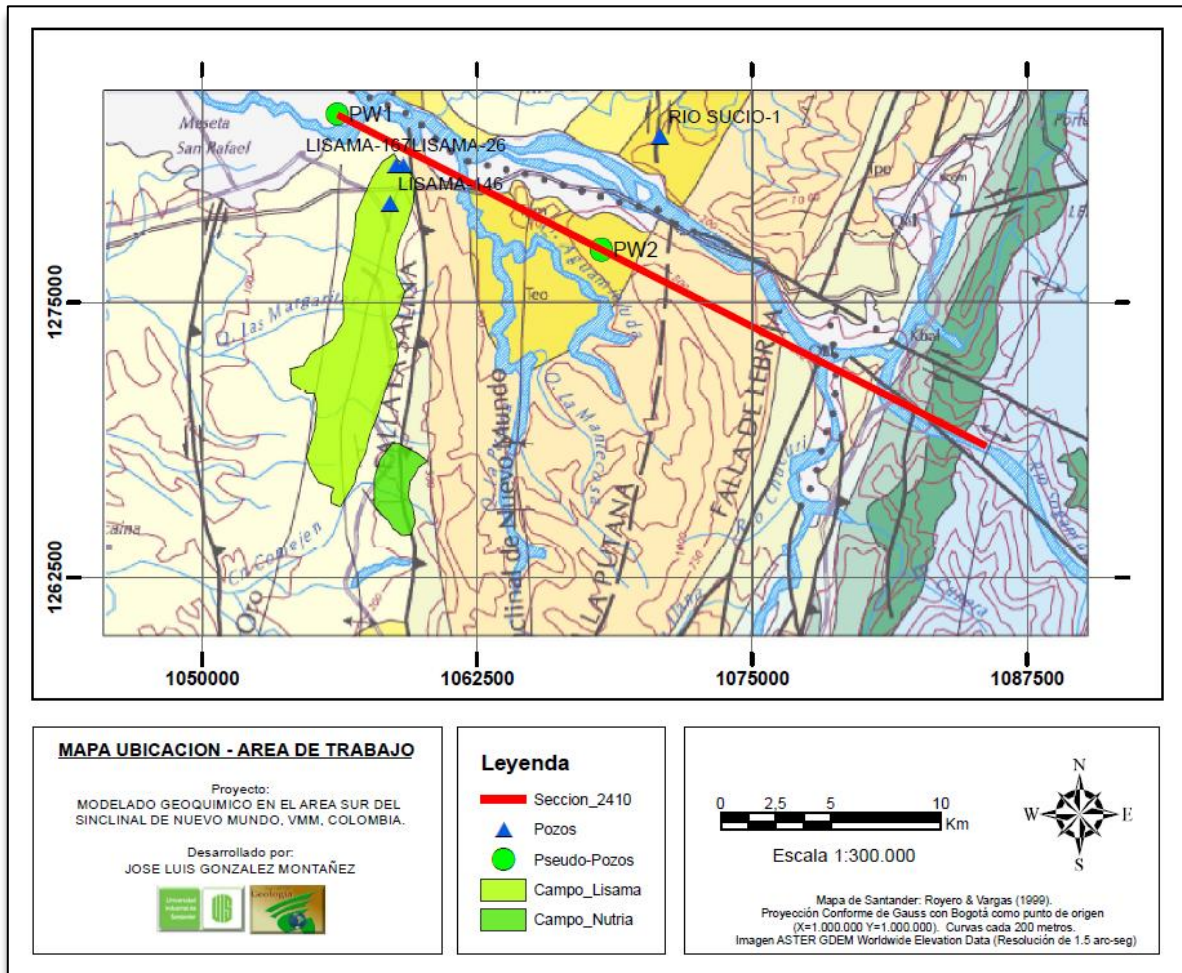
Figura 2. Ubicación Regional del área de trabajo (Cuadro Rojo SNM), en un mapa de provincias geológicas.



Tomado de: Caballero, 2010.

Específicamente el área de estudio se delimita hacia el sur del Río Sogamoso, en la zona Sur del SNM (Figura 3).

Figura 3. Ubicación del área de estudio. La línea roja representa la sección 2410.



El mapa de fondo es el Mapa Geológico de Santander perteneciente a Royero y Vargas (1999).

4.2 GEOLOGIA REGIONAL

4.2.1 EVOLUCION GEOLOGICA

La evolución tectónica del VMM está fuertemente influenciada con la evolución del margen occidental de Sur America (Naranjo *et al.*, 2009). El área del SNM se

encuentra ubicada dentro de la anteriormente nombrada Provincia Geológica Litosférica Continental MesoproterozoicaGreenvilliana PLCMG, hoy llamada Provincia Greenvilliana (Clavijo; Comunicación personal).

Toda la descripción de la evolución se va a ser explícita a continuación, y esta se encuentra representada en la Figura 4.

En el Triásico Temprano comienza a generarse una secuencia synrift relacionada a la separación de Norte América y Sur América debido a la generación del Proto-Caribe (Toussaint; 1993). Para el Triásico Tardío a Jurásico Temprano la zona actual se encontraba sometida a un ambiente distensional regional asociado al evento de la fragmentación de Pangea (Toussaint, 1993; Clavijo y Restrepo; 2001; Cooper *et al.*, 1995) generando cuencas tipo graben intercontinentales escalonadas, acumulando sedimentos marinos (Formación Bocas) y sedimentos en ambientes fluviolacustres acompañado de incipiente vulcanismo (Formación Jordán)(Clavijo y Restrepo; 2001). La cuenca en la que se desarrolla ésta depositación se encontraba bordeada por paleofallas normales y presentaba subsidencia debido a tectónica de bloques (Mojica y Franco; 1990, de Fabre; 1983) donde posteriormente, a finales del Jurásico comienza en ésta la depositación continental de la Formación Girón asociada a sedimentos arkósicos de grano grueso y conglomeráticos debido a erosión de los batolitos emplazados desde el Triásico Superior a Jurásico (Ward *et al.*, 1973; Clavijo y Royero; 2001).

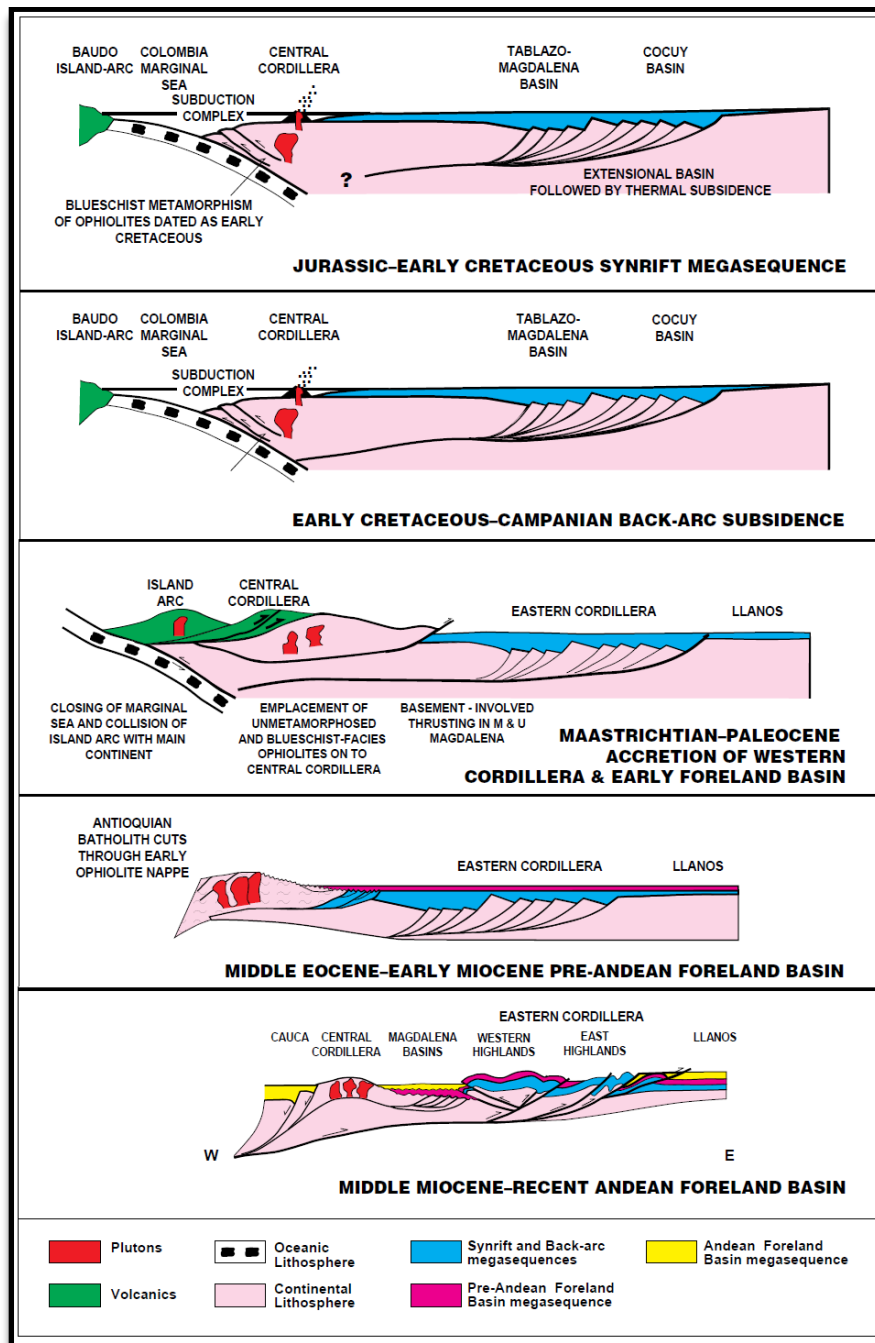
Posteriormente estas cuencas continúan con características de back-arc hacia el este de la zona de Subducción Andina (Toussaint; 2001). A su vez comienza una invasión y sedimentación marina durante el Cretácico (Ward *et al.*, 1973) inundando las entradas de las ramificaciones del Paleorift del Magdalena (Etayo *et al.*, 1989 en Clavijo y Royero; 2001); llegando a depositar una secuencia de areniscas, lutitas, y calizas de las formaciones cretácicas en las provincias del Valle Medio del Magdalena, Maraibo y áreas menores en las provincias de Santander y Mérida (Clavijo y Royero; 2001).

Esta depositación comenzó con arenas cuarzosas de la Formación Los Santos (Antes Formación Tambor) y continuó con calizas fosilíferas de la Formación Rosablanca entre el Hauteriviano a Barremiano (Ramón y Dzou; 1999; Ward *et al.*; 1973), depositadas en un ambiente nerítico alto a cercano a la costa (nearshore) (Ramón y Dzou; 1999; de Ortiz *et al.*, 1997); lutitas negras de la Formación Paja depositados en un ambiente marino de plataforma hacia el BarremianoAptiano (Ramón y Dzou; 1999); calizas fosilíferas, areniscas glauconíticas y lutitas negras de la Formación Tablazo; y posteriormente lutitas más negras de la Formación Simití (Ward *et al.*, 1973). En el siguiente apartado se especificará a mayor detalle estas unidades de interés para el presente estudio. Seguidamente se da el intervalo de mayor transgresión depositando la Formación La Luna, la cual consta en rasgos generales de lutitas negras calcáreas con liditas y capas fosfáticas en la parte superior (Ward *et al.*, 1973; Ramón y Dzou; 1999).

Ya para el Cretácico Tardío y comienzos del Paleógeno se da el retiro del mar, acompañado de un levantamiento diferencial (Clavijo y Royero; 2001). Finalmente la fase tectónica compresiva se inicia en el Paleoceno y sigue efectuándose en la actualidad; generando a mediados de éste el levantamiento del Macizo de Santander y de Floresta; como también sedimentación y subsidencia de forma más o menos continua en las zonas sinclinales (Mojica y Franco; 1990, De Julivert; 1961 a y b).

Desde el Eoceno hasta el Mioceno se depositan las formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado en ambientes continentales (Mojica y Franco; 1990), donde posteriormente durante el Mioceno Medio a Tardío se presenta una fase de compresión asociada al levantamiento de la Cordillera Oriental (Clavijo y Royero; 2001) generando el plegamiento y fallamiento de los sedimentos anteriormente depositados, como también la reactivación de fallas normales a inversas (Mojica y Franco; 1990). Finalmente durante el Mioceno Tardío y Plio-Pleistoceno se depositan los Grupos Real y Mesa, y posteriormente depósitos recientes actuales.

Figura 4. Modelo secuencial del desarrollo tectónico regional de la Cordillera Este, Valle del Magdalena Medio y la Cuenca de los Llanos.



Tomado de: Cooper et al; 1995.

4.2.2 ESTRATIGRAFIA

Las unidades geológicas que se encuentran en el área de interés van desde edades Jurásicas hasta la actualidad (Figura 5). Estas se especificaran a continuación:

- Formación Girón (Jurásica)

Constituida 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 de conglomerados con guijos de cuarzo de hasta 4 cm. El espesor de ésta unidad varia de un sitio a otro, desde unos pocos metros hasta 4650 metros en el Río Lebrija (Royero y Clavijo; 2001). Su ambiente es continental de origen fluvial (Cordoba et al., 2000?) a lacustre fluvial (Royero y Clavijo; 2001).

- Formación Los Santos (Antes Formación Tambor) (Cretácico Inferior. Berriasiano-Hauteriviano (Ward et al.; 1973))

Definida inicialmente por Hedberg (1931), donde posteriormente fue redefinida por Cediell (1968) y Laverde (1985) (en Ward et al., 1973). Está constituida por areniscas conglomeráticas, lodolitas rojo grisáceas y cuarzoareniscas gris amarillentas, con estratificación cruzada, en capas tabulares de espesores variables. En la localidad tipo, el espesor es de 218 metros. Estas facies han sido interpretadas como depósitos fluviales acumulados por corrientes trenzadas (Royero y Clavijo; 2001). Según Ward et al.; 1973, el ambiente es nerfítico alto.

- Formación Rosablanca (Cretácico Inferior. Berriasiano-Hauteriviano (Ward et al.; 1973))

Descrita por Wheler (1929) (en Ward et al., 1973). 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. El espesor varia de 150 a 450 metros (Royero y Clavijo; 2001). Con respecto a su ambiente, en la parte inferior

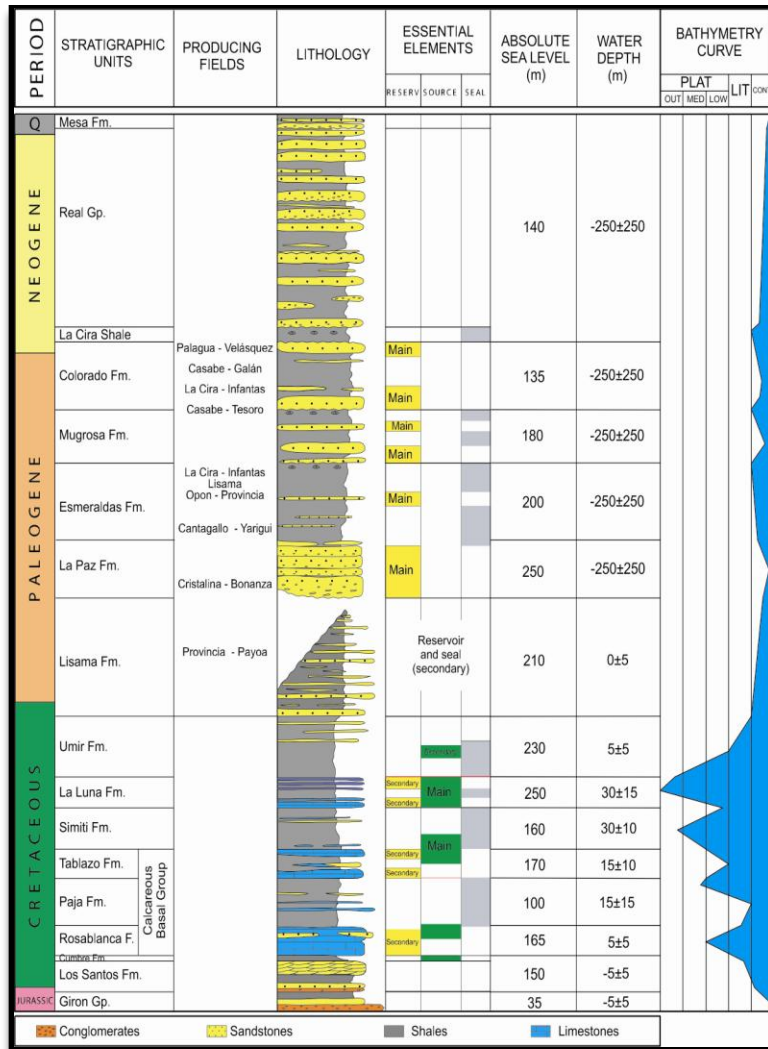
presenta depósitos evaporíticos como yeso y polihalita que indican una hipersalinidad y tranquilidad en las condiciones de depositación; el resto de la secuencia se depositó en un medio marino somero en condiciones neríticas (Ward *et al.*; 1973).

A su vez, a partir de rasgos faciales se determinan aspectos ambientales característicos tales como suave circulación de agua determinada a partir de ortoesparita en la matriz calcárea, presencia de peloides, lupms e intraclastos, como también por la forma subredondeada a bien redondeada de los componentes; y poca profundidad del agua (subtidal) asociado a presencia de ostras, serpúlidosylumps e intraclastos, especificando un límite inferior de cerca de 200 metros, donde a su vez el reconocimiento de equinodermos y braquiópodos indican una región facial por debajo de la acción de la marea (Huber y Wiedmann; 1986).

- Formación Paja (Cretácico Inferior. Barremiano-Albiano Inferior)

Designada y descrita por Wheler (1929) (en Ward *et al.*, 1973). Esta unidad está constituida por lutitas y shales gris oscuros a azulosos, fosilíferos, con intercalaciones de areniscas gris amarillentas, de grano fino, con algunas intercalaciones de shales grises, localmente arenosos, calcáreos, fosilíferos, localmente limosos a arenosos, y pequeñas intercalaciones de calizas grises, localmente arenosas, fosilíferas. El espesor varía entre 125 metros y máximo 625 metros (Royero y Clavijo; 200, Ward *et al.*, 1973). Se estima que su depósito tuvo lugar en un ambiente epicontinental. A su vez se especifica como una cuenca marina cerrada con una baja circulación de agua y sedimentación tranquila; donde no se cuentan con indicios formales para la determinación específica de la profundidad, pero que aparentemente se puede asociar a una ubicación entre el shelf exterior y el talud superior (Huber y Wiedmann; 1986).

Figura 5. Columna estratigráfica generalizada para el área del Valle del Magdalena Medio. Se encuentra a su vez datos asociados con la paleobatimetría y nivel del mar de las unidades estratigráficas.



(Córdoba et al.; 2000; Gomez et al., 2005). Modificado de: Barrero et al.; 2007

- Formación Tablazo (Cretácico Inferior. Barremiano-Albiano Inferior)

Descrita por Wheeler (en Royero y Clavijo; 2001). La secuencia de esta unidad consiste en calizas grises a negras, fosilíferas, localmente glauconíticas y arcillosas de color negro, con niveles intercalados de arcillolitas grises a gris azulado, calcáreas, fosilíferas, en capas medianas a gruesas, grano fino a medio, arcillosas, levemente calcáreas, en capas delgadas. El espesor varía entre 150 a

325 metros (Royero, Clavijo; 2001). El ambiente de depositación parece corresponder a condiciones neríticas, poco profundas.

- Formación Simití (Cretácico inferior. Albiano Superior-Cenomaniano (Ward et al., 1973))

Definida por INTERCOL en 1953 (en Ward et al., 1973). La unidad consta de shales grises a negros, carbonosos, levemente calcáreos, con concreciones calcáreas de hasta 3 metros y con intercalaciones de areniscas y calizas grises, localmente arcillosas y fosilíferas, en capas delgadas. Su espesor varía entre 250 y 650 metros (Royero y Clavijo; 2001). Las condiciones paleoambientales fueron neríticas de aguas intermedias a profundas.

- Formación La Luna (Cretácico Superior. Turoniano-Maastrichtiano (Ward et al., 1973))

Descrita por Garner (Según citado en Ward et al., 1973). La unidad está constituida por calizas grises oscuras, arcillosas, lutitas grises a negras, calcáreas en capas delgadas, lutitas gris oscura con delgadas intercalaciones de calizas arcillosas, concreciones de calizas con fósiles, que alcanzan más de dos metros de diámetro y capas delgadas de chert negro y también capas fosfática hacia la parte superior. El espesor varía entre 275 y 575 metros (Royero y Clavijo; 2001). El ambiente de depositación es marino de aguas relativamente poco profundas, con poca ventilación en el fondo.

- Formación Umir (Cretácico Superior. Turoniano-Maastrichtiano (Ward et al., 1973))

Descrita por Huntley (Según citado en Ward et al., 1973). Consta de shales grises a negros, carbonosos, micáceos, con concreciones ferruginosas, lutitas grises a gris oscuras, carbonosas, con nódulos ferruginosos, intercalaciones de areniscas y limolitas, grises, carbonaceas y micáceas. También es común la presencia de capas explotables de carbón de 0.60 a 5 metros de espesor. El

espesor se ha calculado entre 1000 y 1400 metros (Royero y Clavijo; 2001). El ambiente es nerítico.

- Formación Lisama (Paleoceno-Eoceno Inferior)

Descrita por Link y publicada por Wheler (Según citado en Ward *et al.*, 1973). Se encuentra constituida por una secuencia de lutitas abigarradas, alternadas con areniscas grises, verdosas y pardas, de grano fino a medio y algunas capas delgadas de carbón. El espesor alcanza hasta 1225 metros (Royero y Clavijo; 2001). Su ambiente de depositación ocurrió bajo condiciones lagunares deltáicas. El contacto superior con la Formación La Paz (Grupo Chorro) está determinado por una discordancia regional bien marcada (Clavijo y Royero; 2001).

- Grupo Chorro

Compuesto por las siguientes unidades

- Formación La Paz (Paleoceno-Eoceno Inferior)

Definida por geólogos de la empresa “Tropical OilCompany” (Según citado en Ward *et al.*, 1973). Compuesta por areniscas grises, conglomeráticas, conglomerados, limolitas, y grandes paquetes de lutitas grises. El espesor de la sección tipo es de 1000 metros (Royero y Clavijo; 2001). Depositada en un ambiente de corrientes trenzadas.

- Formación Esmeraldas (Paleoceno-Eoceno Inferior)

Definida por geólogos de la empresa “GulfOilCompany” (según citado en Ward *et al.*, 1973). Consta de areniscas grises y verdosas, de grano fino, con intercalaciones de limolitas y lutitas moteadas de rojo, púrpura y pardo; contiene algunas capas de carbón. El espesor se ha calculado en unos 1200 metros (Royero y Clavijo; 2001). El ambiente de depositación fue de condiciones lagunares deltáicas.

- Formación Mugrosa (Eoceno Superior-Oligoceno Inferior)

Definida por Gil (Según citado en Wardet *al.*, 1973). Consta en su parte inferior de areniscas gris verdosas, de grano fino a medio, con intercalaciones de lodolitas grises a azulosas y algunas capas de areniscas conglomeráticas. La parte media consta de shales moteados con algunas intercalaciones de areniscas. Hacia la parte superior hay lodolitas moteadas, fosilíferas. Entre 500 y 800 metros (Royero y Clavijo; 2001). Su ambiente de depósito es continental fluvial. El contacto inferior es aparentemente discordante con la Formación Esmeraldas (Grupo Chorro).

- Formación Colorado (Oligoceno Superior- Mioceno Inferior)

Compuesta en su parte inferior por arcillolitas pardo rojizas, con intercalaciones de areniscas, de grano grueso a conglomeráticas, en capas de espesor variable. La parte superior se compone de arcillolitas gris oscuras a negras, carbonosas, fosilíferas, con intercalaciones de areniscas, de grano medio, en capas delgadas. Entre 1200 y 2500 metros (Royero y Clavijo; 2001). Su ambiente de depositación se dio en condiciones fluviales. Esta descansa concordantemente sobre la Formación Mugrosa y su contacto superior con el Grupo Real es discordante.

- Grupo Real (Mioceno Medio-Plioceno)

Se encuentra dividida en cinco formaciones: Formación Lluvia, compuesta por conglomerados polimícticos; Formación Chontorrales, compuesta por areniscas conglomeráticas y arcillolitas; Formación Hiel, compuesta por arcillolitas grises y gris rojizas con areniscas; Formación Enrejado, consistente en arcillolitas con alternancia de areniscas; Y Formación Bagre, dada por areniscas conglomeráticas. Su espesor total es de 3600 metros (Royero y Clavijo; 2001). Su ambiente de depósito es fluvial.

4.2.3 GEOLOGIA ESTRUCTURAL

El área de trabajo se encuentra ubicada en la provincia tectónica del Valle Medio del Magdalena, la cual se caracteriza por tener un estilo estructural de plegamiento donde las estructuras anticlinales y sinclinales son amplias y suaves,

limitados por falla inversas escalonadas, con inclinación preferencial hacia el oriente (Royero y Clavijo; 2001). El trabajo se demarco hacia el subsuelo de la zona Sur del Sinclinal de Nuevo Mundo, basados en las algunas leves modificaciones hechas a la línea sísmica SL-95-2410, interpretada por Otero (2001). En esta, el autor consideró que la información de partida para la interpretación es de calidad baja, por lo que para el desarrollo de la correcta interpretación buscó mejorar está a partir de datos de pozos cercanos, como también con datos de superficie. Así, finalmente desarrolló la interpretación de la líneas sísmica de interés, dando en general dos estilos estructurales diferentes, según la clasificación de Lowell (1987): Para el Cretáceo se tienen bloques fallados compresivos y cabalgamientos de basamento (Compressive Fault blocks and Basement Thrust). Para el Cenozoico se tiene un fallamiento que no involucra basamento (Decollement thrust Fold Assemblages), donde se destaca la estructura del Sinclinal de Nuevo Mundo (Otero; 2001).

En general se identifican tres eventos a los que el área de interés ha sido sometida. Un evento distensivo para el pre-Cretáceo el cual va hasta el Aptiano (Formación Paja). Un segundo evento pre-Santoniano donde hubo reactivación e inversión de fallas normales a inversas. Y un tercer evento que comenzó en el Oligoceno y tuvo su máxima expresión en el Mioceno Medio, en el cual se levantó la actual Cordillera Oriental, y así generó la reactivación de los sistemas de fallas presentes (La Salina, Arrugas, San Luis), las cuales corta el Paleógeno y parte del Neógeno (Otero; 2001).

Las estructuras y fallas que se encuentran en el área de trabajo se especifican a continuación:

- **Sinclinal de Nuevo Mundo:** Es una estructura amplia con inmersión hacia el Norte y hace parte del cinturón de cabalgamiento de la margen occidental de la cordillera oriental junto con el Anticlinal de Lisama y el Anticlinal de Provincia. Estos pliegues se encuentran asociados con el movimiento de cabalgamiento del sistema de Fallas La Salina, el cual presenta una rampa a través de rocas del

Cretáceo y un Foot-Wall Flat en rocas del Cretáceo Superior, el cual se divide en dos rampas a través de rocas del Paleógeno (Caballero; 2010).

- **Sistema de Fallas La Salina:** Sistema de fallas tipo inverso con componente de rumbo dextralateral, que pone en contacto rocas de la Formación Umir del Cretáceo Superior con otras del Paleógeno (Shales de la Fm. Lisama, Grupo Chorro, Chuspas y Real), produciendo el hundimiento del VMM, limitándolo en su borde oriental (Gómez y Castillo; 2003). Tiene una longitud aproximada de 130 Km, donde su trazo es sinuoso (Otero, 2001).

5. GEOLOGIA DEL PETROLEO

5.1 SISTEMA PETROLIFERO

El sistema petrolífero principal en la Cuenca del VMM es principalmente La Luna-Mugrosa (!); y La Luna-La Paz(!). Para este estudio se va a tener en cuenta a su vez los sistemas petrolíferos que asociados a rocas calcáreas como son los planteados por Mora *et al* (1996) y Rangel *et al* (1996), el cual denominaron como Grupo Calcáreo Basal (Cretácico Inferior) (Formación Rosablanca, Paja y Tablazo), y además la influencia de la Formación Simití en este.

Todos los sistemas petrolíferos planteados en este trabajo se determinaran a partir de las respuestas dadas por los modelos, y serán nombrados de acuerdo a los lineamientos propuestos por Magoon & Dow (1994).

5.1.1 ROCAS FUENTE

Mora *et al* (1996) y Rangel *et al* (1996) han postulado intervalos generadores secundarios en las Formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo y Simití, con presencia dominante de Kerógeno Tipo II (Suarez *et al.*, 2000). A su vez la roca fuente principal en el área es la Formación La Luna. Adicionalmente para este trabajo se tuvo en cuenta la Formación Umir como roca Fuente.

5.1.2 ROCAS RESERVORIO

Para el Grupo Calcáreo Basal, las rocas almacenadoras se encuentran asociadas a intervalos de las Formaciones Rosablanca y Tablazo. Estos reservorios corresponden a calizas fracturadas.

Para la Formación Rosablanca, en muestras de superficie se tienen valores de porosidad de 0.2 a 0.8%, mientras que para la Formación Tablazo se tienen valores de 0.9 a 1.8%, en muestras con baja disolución por meteorización (Suarez *et al.*; 2000).

Adicionalmente se destacan los reservorios principales en todo la cuenca del Valle del Magdalena Medio; los cuales son asociados a la Formación Mugrosa y Colorado; como también algunas arenas de la Formación La Paz, perteneciente al Grupo Chorro.

5.1.3 ROCAS SELLO

Las Formaciones Paja y Simití son predominantemente pelíticas y representan los sellos regionales. Igualmente niveles de margas en las Formaciones Rosablanca y Tablazo representan sellos intraformacionales (Suarez *et al*; 2000). A su vez se destacan algunos niveles internos de la Formación La Luna, como también de la Formación Lisama, Formación Mugrosa y Colorado.

5.1.4 TRAMPAS

Las principales trampas hacia el Cretácico se encuentran asociadas a Trampas Estructurales (Suarez *et al*; 2000; Otero; 2001). Estas estructuras se formaron durante los eventos tectónicos ocurridos hacia el Paleoceno tardío a Eoceno Temprano, cuando ocurrió el principal pulso del levantamiento de la Cordillera Central (Suarez, 1996), por lo que se encuentra que hay sincronismo entre los pulsos de generación de hidrocarburos con respecto a las trampas estructurales.

El estilo estructural predominante, como ya se había mencionado anteriormente (Sección 4.2.3), se asocia para el área de estudio (Franja Oriental de la Cuenca del VMM), hacia el Cretácico, a un estilo compresional, donde las trampas se encuentran asociadas a bloques limitados por cabalgamientos de vergencia occidental (Suarez *et al.*, 2000; Otero, 2001).

A su vez, debido a la orogénia Andina, se forman las principales trampas en el área de estudio. Adicionalmente se presentan algunas trampas estratigráficas a lo largo de la depositación de las Formaciones.

5.1.5 MIGRACION

Esta ha ocurrido desde los depocentros regionales de la cuenca, hacia los bordes occidental y oriental; a través de niveles permeables, fracturas, Fallas y la discordancia del Eoceno Medio (Suarez *et al.*, 2000).

En cuanto a los momentos de generación, Ramón *et al.*, (1997) propone tres eventos de generación con base en modelos unidimensionales, donde el primero se asocia generación a partir del Grupo Calcáreo Basal y la Formación Simití hacia el Paleoceno, un segundo evento se plantea hacia el Mioceno tardío para la Formación La Luna; y finalmente un tercer evento hacia el Post-Mioceno, el cual continua hoy activo (Mora *et al.*, 1996; Schamel, 1996).

6. METODOLOGIA

6.1 FLUJO DE TRABAJO

El modelado de cuencas y sistemas petrolíferos busca que se acceda a la dinámica de la cuenca sedimentaria y a su vez a sus rocas, fluidos y características generales, para determinar si en condiciones pasadas hubo favorabilidad para la generación de hidrocarburos y a su vez determinar si estos se encuentran en reservorios potenciales y que se aún hoy en día se encuentren preservados allí (Al-Hajeri et al., 2009). Para la determinación de éste objetivo se debe de poseer una serie de datos y características esenciales para el correcto desarrollo de éste.

Con el propósito de cumplir con los objetivos propuestos hasta el nivel de detalle requerido, se desarrolló la siguiente serie de actividades:

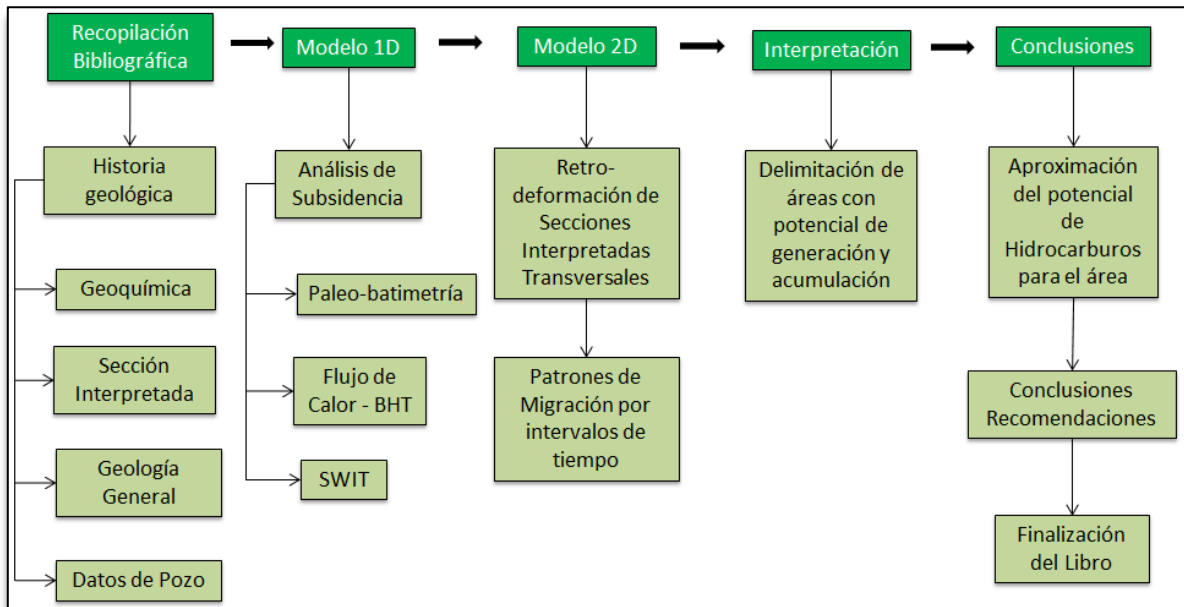
a) Recopilación y análisis de la información existente: Esta etapa se encuentra presente a lo largo de todo el estudio debido a la constante actualización de la información. Todos estos datos se recopilan en bases de datos georeferenciadas.

b) Análisis e interpretación de la información recolectada: Se procedió al desarrollo del modelo estructural (retrodeformación de la sección SI-95-2410), donde a partir de este se generó el modelo geoquímico, para lo cual se tuvo en cuenta la información recopilada sobre la geoquímica de las rocas de interés.

c) Informe final: Se desarrolló el libro en su totalidad, contando con la elaboración de las conclusiones y recomendaciones correspondientes.

Todo el flujo se encuentra especificado correctamente en la Figura 6, con los software usado para el desarrollo de cada etapa.

Figura 6. Flujo de trabajo usado para el desarrollo del trabajo de Investigación.



6.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS DATOS

Para el respectivo desarrollo de los objetivos del trabajo investigativo, se tiene una serie de datos de entrada obligatorios, como son la sección transversal, datos de depositación y erosión; características geoquímicas relacionadas a los sistemas petrolíferos; como también las condiciones de borde o límite para el modelado termal (Paleobatimetría, Temperatura de la interfase Agua-Sedimento y Flujo de Calor); las cuales han sido tomados de diversos autores. A continuación se describirán las características específicas de cada uno de los datos usados.

6.2.1 SECCION TRANSVERSAL

La sección transversal 2410 (Figura 7) fue tomada del trabajo realizado por Otero, 2001. Esta fue generada a partir de la interpretación de la sección sísmica SL-95-2410 perteneciente al programa sísmico Nuevo Mundo-80. El autor informa que la resolución y calidad de la sísmica fue de muy baja calidad, por lo que se especifica que esta fue interpretada con ayuda de datos de pozos aledaños y a su vez con datos de superficie en su trabajo.

Para el trabajo desarrollado en este proyecto, se modificó en algunas partes la sección debido a discrepancias con la interpretación, como lo son la terminación de las fallas que afectan a las rocas cretácicas y continuidades de estratos hacia el sector oeste de la Falla la Salina; generando así la sección modificada 2410 (Figura 8).

Figura 7. Sección Transversal 2410 tomada del trabajo de Otero, 2001.

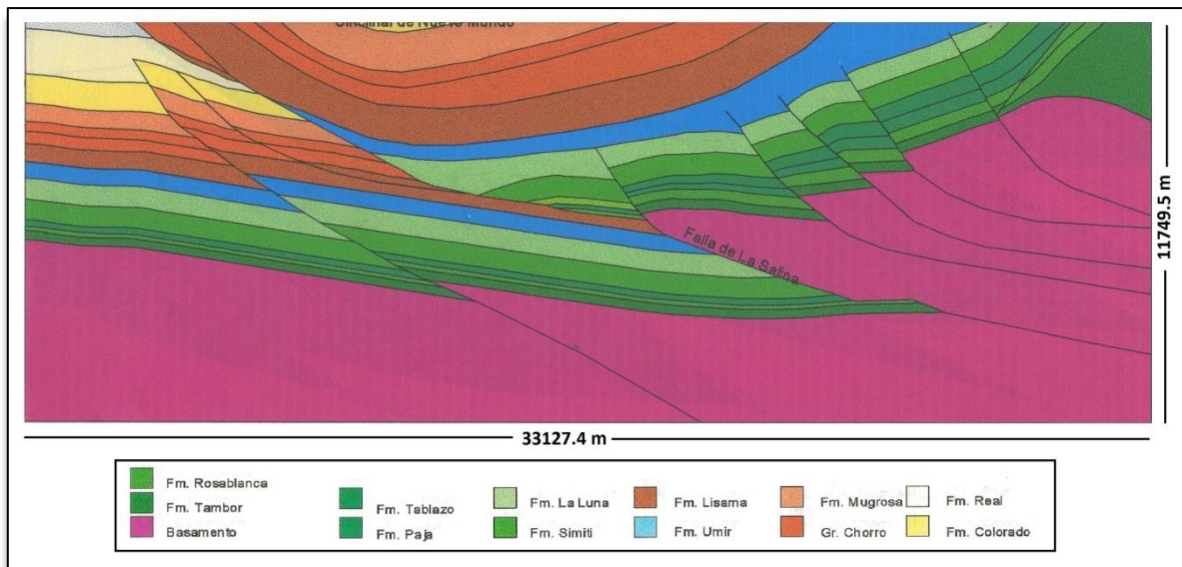
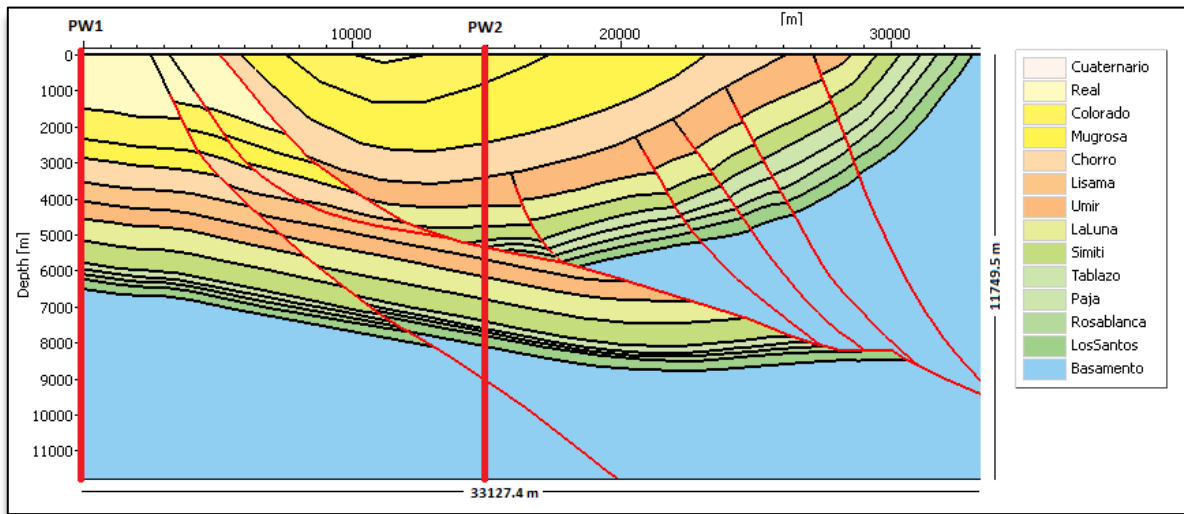


Figura 8. Sección Transversal 2410 Modificada. Adicionalmente se encuentran ubicados los Pseudos-Pozos PW1 y PW2.






















































A su vez sobre la Sección 2410 Modificada se ubicaron dos pseudo-pozos (PW1 y PW2) sobre los que se desarrollaron modelos de subsidencia (Figura 8).

6.2.2 EDADES DE DEPOSITACION

Los datos correspondientes a las edades de depositación de las formaciones, y a su vez el tipo de litología y el elemento del sistema petrolífero del que hace parte; como también de los respectivos hiatos y/o tiempos de erosión presentes en la historia geológica del área, dados para el correcto desarrollo de los modelos de subsidencia, se encuentran en la Figura 9. Estos datos fueron extraídos de las diversas fuentes bibliográficas usadas en el proyecto (Mirar Bibliografía). El software Petromod 2012.2, de la empresa Shlumberger, con el cual se realizaron los modelos no usa el dato de edad específico con decimales, sino usa valores aproximados.

Figura 9. Valores usados de edades de deposición, litología, elementos del sistema petrolífero (PSE) y características geoquímicas para cada una de las formaciones; para los modelos.

Name	Color	Lithology Value	TOC Mode	TOC Value [%]	TOC Map	Kinetics	HI Mode	HI Value [mgHC/gTOC]	HI Map	Petroleum System Elements
Cuaternario		Sandstone (clay rich)								Overburden Rock
Real		Siltstone (organic lean)								Seal Rock
Colorado_1		Siltstone (organic lean)								Seal Rock
Colorado_2		Sandstone (typical)								Reservoir Rock
Mugrosa_1		Shale (organic rich, typical)								Seal Rock
Mugrosa_2		Sandstone (typical)								Reservoir Rock
Chorro_Esmeraldas		Shale (typical)								Seal Rock
Chorro_LaPaz		Sandstone (typical)								Reservoir Rock
Lisama_1		Shale (typical)								Seal Rock
Umir_1		Shale (black)	Value	4.00		IES_TIII_Tertiary_Coal_2C	Value	300.00		Source Rock
LaLuna_1		Shale (organic rich, 3% TOC)	Value	8.00		IES_TII_Brown_Limestone_2C	Value	500.00		Source Rock
Simiti_1		Shale (organic rich, typical)								Seal Rock
Tablazo_1		Limestone (oid grainstone)								Reservoir Rock
Paja_1		Shale (organic rich, 3% TOC)	Value	3.00		IES_TII_Toarcian_Shale_2C	Value	150.00		Source Rock
Rosablanca_1		Limestone (oid grainstone)	Value	2.00		IES_TII_Brown_Limestone_2C	Value	400.00		Source Rock
LosSantos_1		Sandstone (typical)								Reservoir Rock
Basamento_1		Sandstone (quartzite, typical)								Underburden Rock

Cabe destacar que las Formaciones Rosablanca y Tablazo no son solo rocas reservorio y fuente, respectivamente. Estas contienen intervalos dentro de cada uno que toman características tanto de rocas generadoras como rocas almacén, sólo que el software permite asignar un solo un tipo de elemento del sistema petrolífero por formación. Por lo tanto esta característica se asignó a partir de cual representa más a la roca en general.

6.2.3 GEOQUIMICA

Los datos de geoquímica fueron tomado de diversas fuentes, entre las que se destacan los estudios de Mora et al., 1996; Rangel et al., 1996; Ramón el al., 1999; entre otros. Para la Formación Rosablanca, la cual se tomó como roca fuente, tiene un valor de 2% de TOC y 400 mgHC/gTOC para el HI. Para la Formación La Luna se colocó un valor de 15% de TOC y 800 mgHC/gTOC para el HI; y para la Formación Umir 4% de TOC y 300 mgHC/gTOC.

Los datos de cinética, requeridos para el modelado geoquímico, fueron determinados teniendo en cuenta el ambiente de depósito, valores de geoquímica hallados por literatura y la historia geológica de cada una de las formaciones con rocas fuentes. A partir de esto se tiene que la Formación Rosablanca y la Formación la Luna usaron una cinética dada por DiPrimio&Horsfield (2006), en la cual se tiene un Kerogeno tipo II (IES_TII_Brown_Limestone_2C); y la Formación Umir usó una cinética asociada a Reacción Biogénica (Biogenic_Reaction).

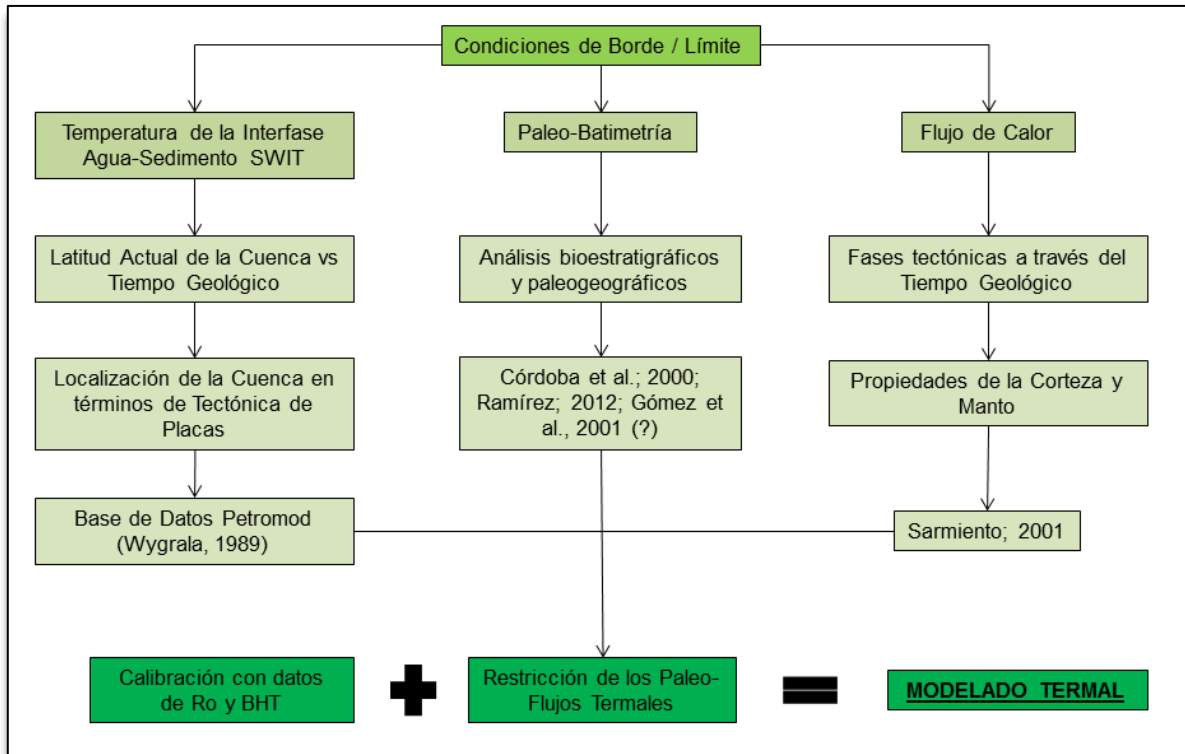
Tanto los datos de geoquímica (TOC e HI) como los relacionados con la cinética son ubicados para cada formación, tal como se muestra en la Figura 9.

A su vez se utilizaron datos geoquímicos relacionados con Reflectancia de Vitrinita, pero que se especificaran en la sección 6.2.4.4.

6.2.4 CONDICIONES DE BORDE PARA MODELADO TERMAL

Las condiciones de borde son usadas para la correcta delimitación de los valores que se usaran en el modelo termal. Estas condiciones dependen principalmente de la Paleo-batimetría, la temperatura de la interfase agua-sedimento y el Flujo de Calor. Estas se encuentran relacionadas entre sí, tal como se especifica en la Figura 10, y se explicaran en las siguientes secciones.

Figura 10. Relación de la SWIT, la Paleo-batimetría y el Flujo de Calor para la determinación de las condiciones de Borde y el modelo termal.

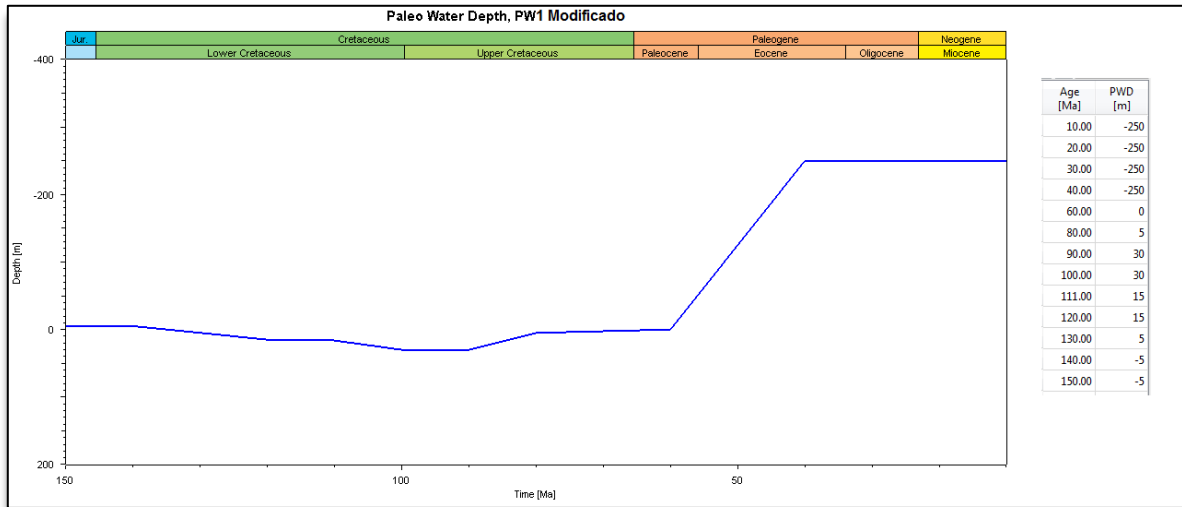


6.2.4.1 PALEO-BATIMETRIA

Estos datos son principalmente obtenidos por estudios bioestratigráficos y paleogeográficos. Los datos usados son principalmente tomados de Ramírez (2012) y Suarez *et al*(2000). En la Figura 11 se muestran los datos correspondientes a estos valores y su respectiva gráfica.

Cabe destacar que el salto que se presenta en la gráfica de la Figura 11 se debe al cambio en el ambiente (de marino transicional a continental), por lo que el valor de PWD varía de un modo considerable, evidenciándose en la gráfica. A su vez se tiene en cuenta que en este punto es donde se presenta la discordancia del Eoceno, a la cual también se le atribuye este cambio considerable.

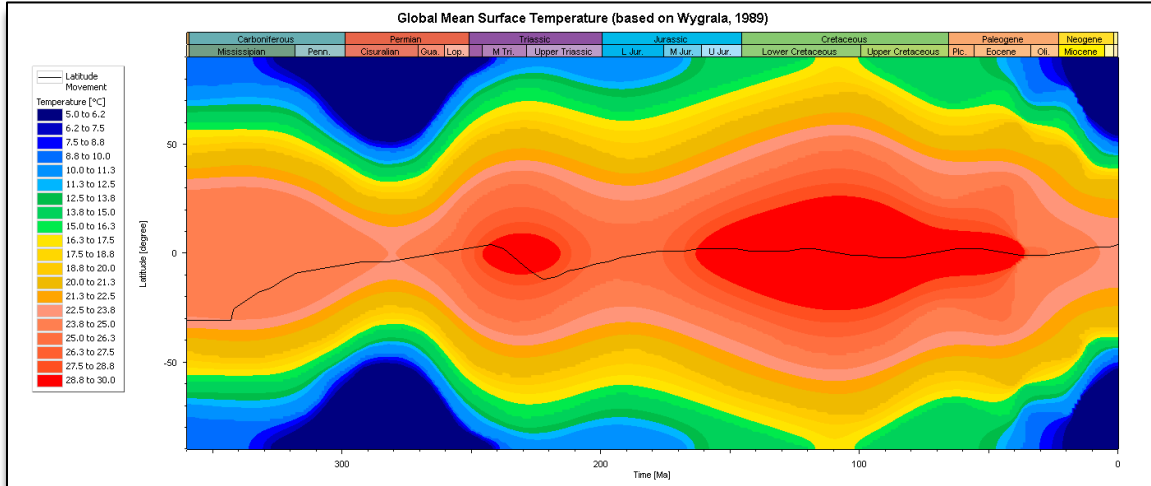
Figura 11. Datos de Paleo-batimetría con respecto a Millones de Años usados para el modelado en general.



6.2.4.2 TEMPERATURA DE LA INTERFASE AGUA-SEDIMENTO (SWIT)

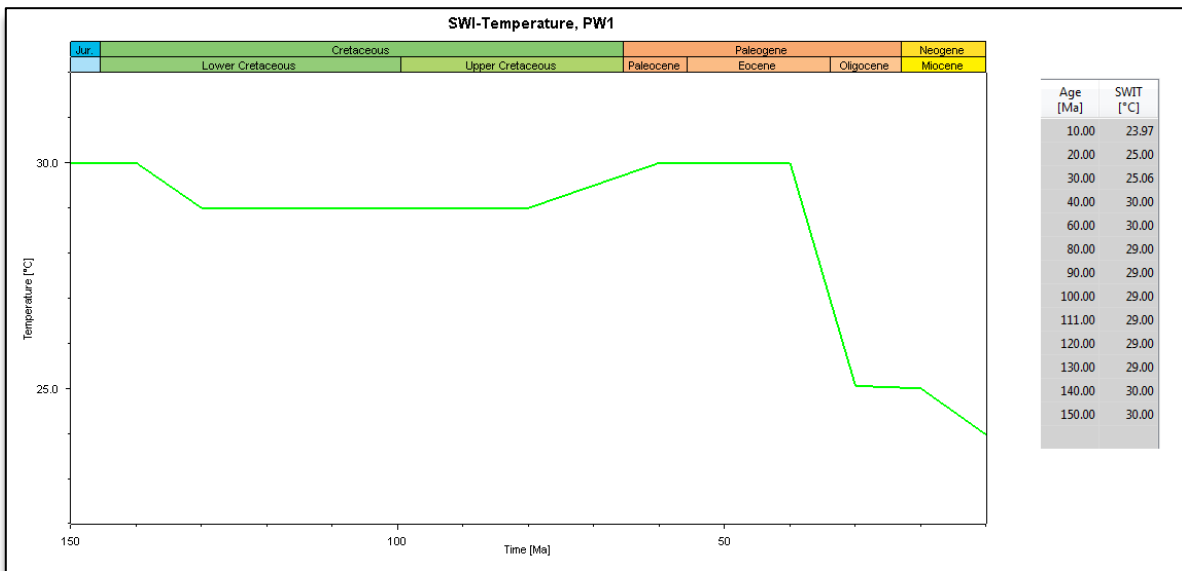
Esta también es conocida como Temperatura de Fondo de Agua (BottomWaterTemperature)..Estos datos fueron tomados directamente del software Petromod 2012.2, a partir de la base de datos que este posee para esto, donde se tuvo en cuenta la ubicación de la cuenca (Latitud 4° hacia el Norte de Suramérica)(Figura 12). Los resultados son graficados y se muestran en la Figura 13.

Figura 12. Gráfica de la Medida Global de la Temperatura Superficial (basado en Wygrala, 1989) para el área de estudio.



Tomado de Petromod, 2012.

Figura 13. Datos de temperatura de interface suelo-agua con respecto a Millones de Años usados para el modelado en general.



6.2.4.3 FLUJO DE CALOR

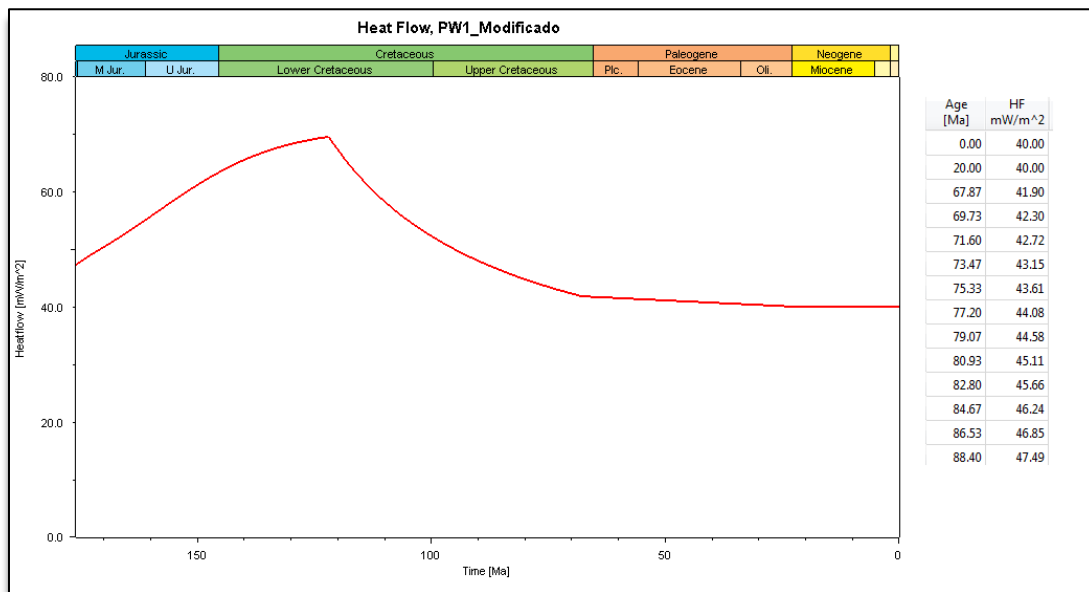
El flujo de calor para una cuenca se encuentra determinado a partir de la historia evolutiva de ésta. En este caso se tomó una fase de Syn-Rift desde los 176mA

(Edad de la base del Basamento) hasta los 122 mA (Cooper et al., 1995); y una fase de Post-Rift desde los 122mA hasta los 66mA. Esto datos fueron tomados a partir de la historia evolutiva, la cual se encuentra especificada en detalle en la sección 4.2.1. A partir de estos datos, el software genera estos valores de Flujo de Calor en mW/m² para todas las edades de interés, produciendo una gráfica de Flujo de Calor vs Tiempo (Figura 14). Los datos como los factores de extensión y los espesores de pre-rift usados para la generación del Flujo de Calor fueron tomados de Sarmiento, 2001.

6.2.5 DATOS DE POZO

En total se pudo obtener información de 2 pozos (Lisama-146 y Rio Sucio-1) ubicados en áreas relativamente cercanas a la sección (Figura 3). Cabe destacar que para los pozos con datos de BHT, se encuentra que a máximo 2800 metros en profundidad se tienen datos de esta característica debido a que, en general, en el área de interés, hay muy pocas perforaciones y estas son de baja profundidad.

Figura 14. Grafica de Flujo de Calor (mW/m²) vs Tiempo (mA) para el área de estudio.



Para la reflectancia de la Vitrinita (Ro) se encontró solamente 1 dato en el área, asociado al pozo Peña de Oro -1. Los otros datos encontrados fueron extraídos de

Orejuela (2010), donde se encontraban datos calculados de Temperatura máxima (Tmax) para rocas de la Formación Mugrosa, en los pozos Lisama-146 y Lisama-167. Estos datos fueron sometidos a la relación establecida de T_{máx} vs Reflectancia de la Vitritina (R_o) dada por Peters y Cassa (1994) (En Maggon y Dow; 1994); para así poder obtener datos de R_o en función de Tmax.

A partir de estos datos de pozo se procedió a calibrar el modelo termal para el PW1 y el PW2, con datos de BHT (Figura 15 y 16) y de reflectancia de la Vitritina R_o (Figura 17 y 18).

Figura 15. Calibración de la variación de la Temperatura en Profundidad a partir de datos de BHT cercanos al área de trabajo, para el PW1.

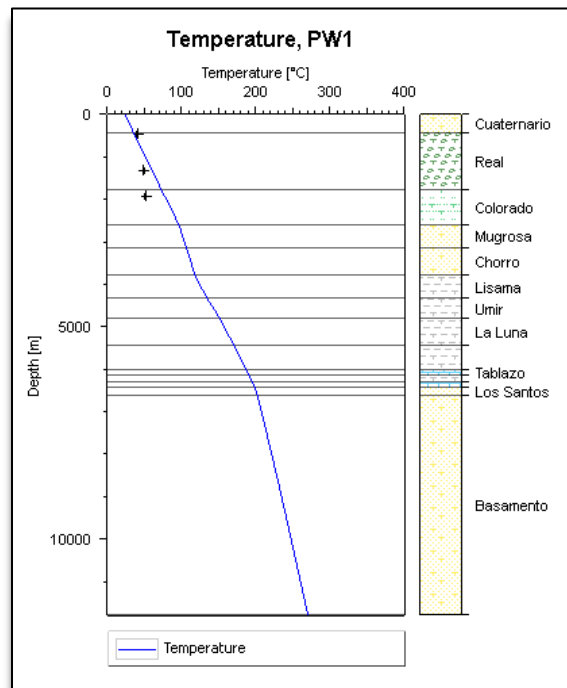


Figura 16. Calibración de la variación de la Temperatura en Profundidad a partir de datos de BHT cercanos al área de trabajo, para el PW1

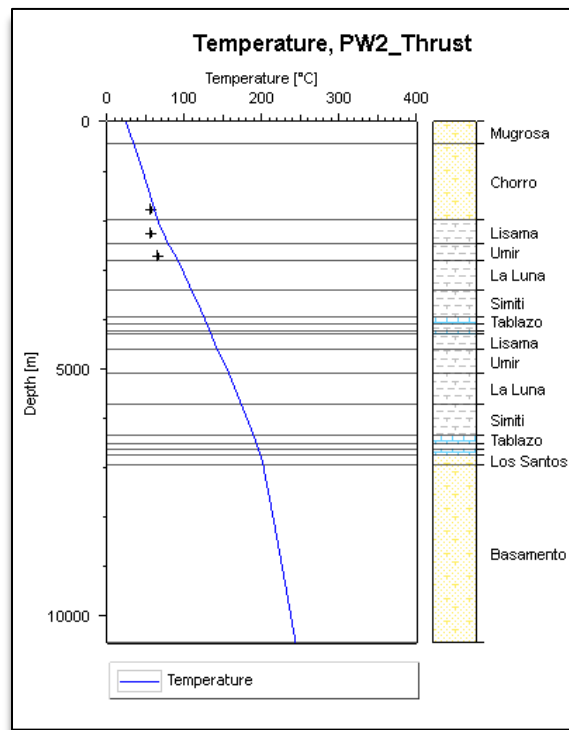


Figura 17 Calibración de la variación de la Reflectancia de Vitrinita en Profundidad a partir de datos de Tmax y Ro en pozos cercanos al área de trabajo, para el PW1.

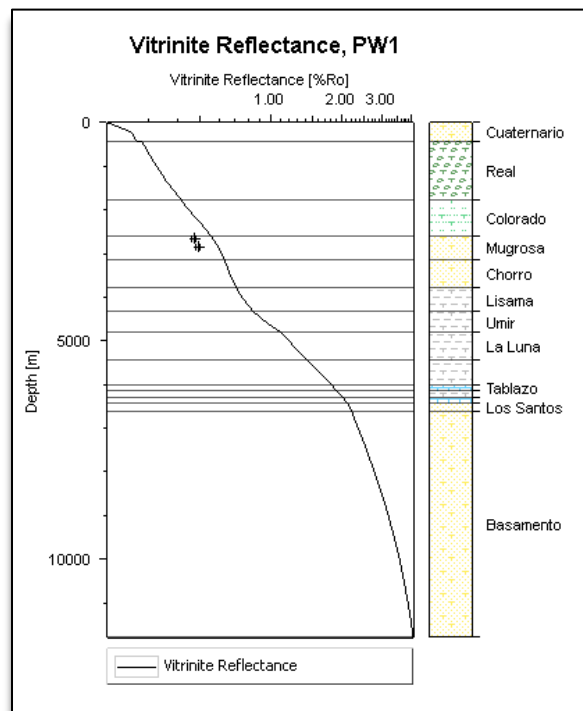
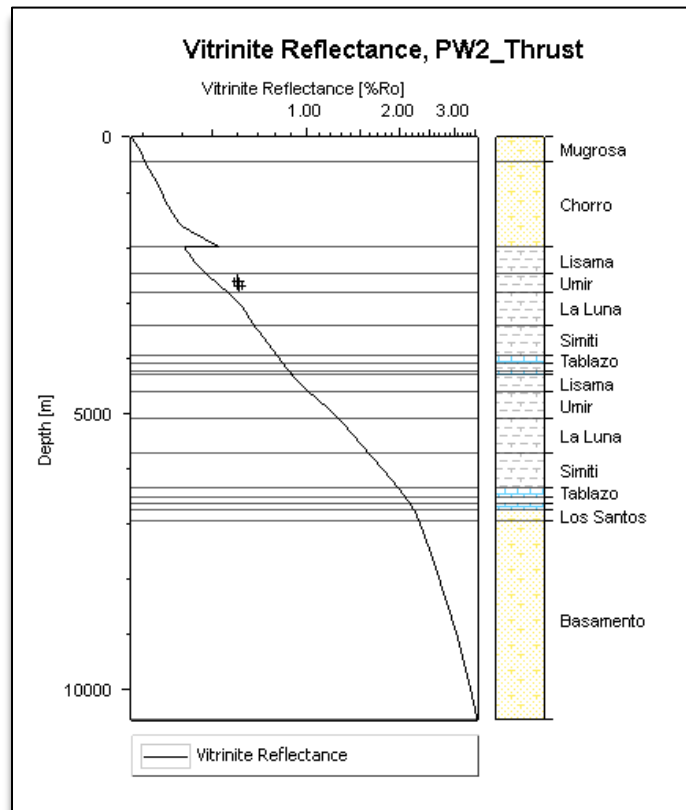


Figura 18 Calibración de la variación de la Reflectancia de Vitrinita en Profundidad a partir de datos de Tmax y Ro en pozos cercanos al área de trabajo, para el PW1. Aquí se presenta una variación debido a como el software interpreta el thrust.



7. RESULTADOS

6.3 MODELO 1D

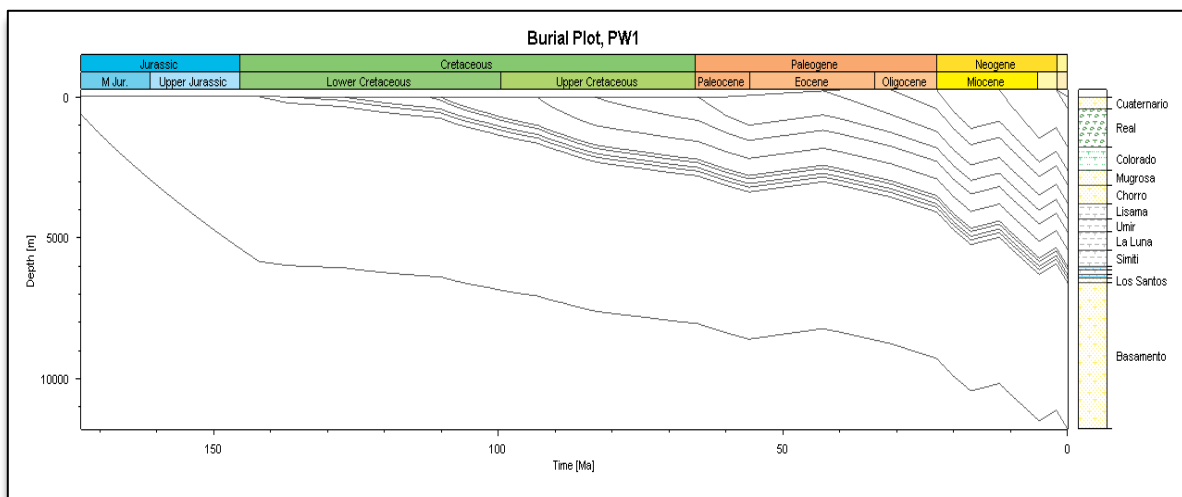
Estos modelos fueron realizados a partir de los dos pseudo-pozos (PW1 y PW2) desarrollados en la sección 2410 modificada, con el software Petromod 2012.2.

7.2.1 HISTORIA DE ENTERRAMIENTO

La reconstrucción de la historia de enterramiento para el área de trabajo se basó en los dos Pseudo-Pozos PW1 (Figura 19) y PW2 (Figura 20). El PW2 se desarrolló mediante el módulo de cabalgamiento 1D.

Para el PW1 inicialmente se encuentra un enterramiento constante desde comienzo de la depositación de la capa asociada a Basamento (Fm. Girón) hasta el momento de erosión regional del Eoceno Medio, en el cual se presenta un levantamiento de la cuenca. Posteriormente continúa la subsidencia hasta la Erosión presentada en el Mioceno Medio la cual se encuentra entre la Formación Colorado y el Grupo Real. Finalmente se deposita el Grupo Real y hacia los finales de éste se presenta una erosión pequeña y continua con la depositación del Cuaternario.

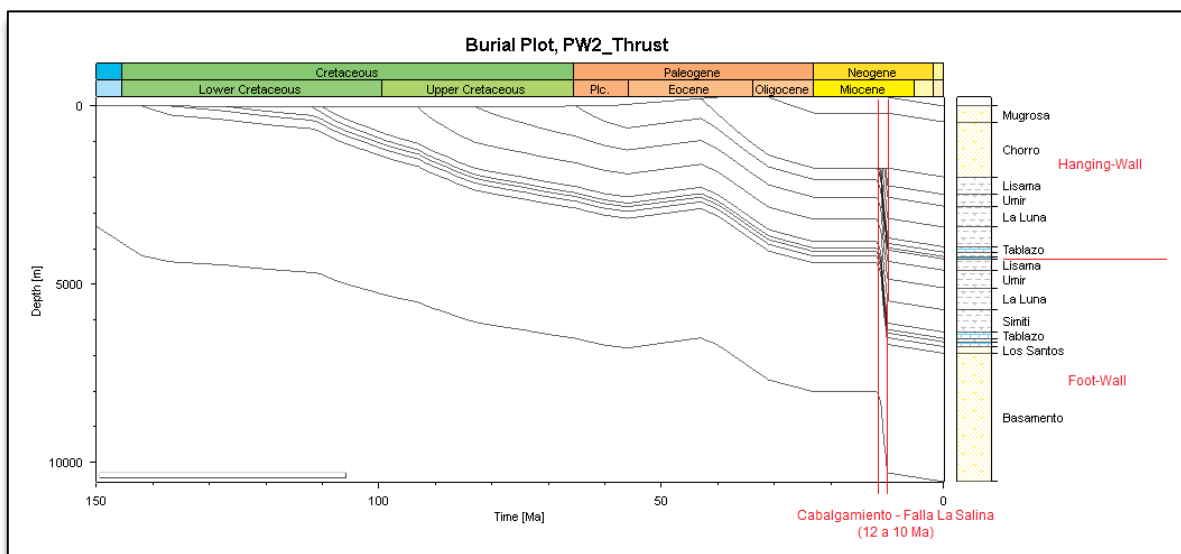
Figura 19. Historia de enterramiento para el PW1.



Para el PW2, con respecto a su historia geológica, se presenta la depositación de las Formaciones Girón, Los Santos, Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití, La Luna y Umir, presentándose siempre subsidencia en la cuenca. En el momento de la depositación de Lisama se presenta la erosión general de la Cuenca del Valle del Magdalena Medio, por lo cual en el Figura 20 se presenta esto evidenciado con el leve levantamiento del perfil en esta formación. Posteriormente continúa el enterramiento de la cuenca con la depositación del Grupo Chorro y la Formación Mugrosa. Finalmente se presenta el cabalgamiento asociado a la Falla La Salina entre los 12 y 10 Ma.

Ahora, al interpretar la curva de subsidencia para el PW2, generado con el módulo de Cabalgamiento del Software Petromod 1D, se presenta que el modelo se desarrolla para el área del Foot-Wall, debido a que en el momento del cabalgamiento y superposición de los estratos de la Formación Rosablanca a Lisama, entre los 12 y 10 Ma, la cuenca presenta una subsidencia abrupta debido a presión litostática asociadas a estos estratos superpuestos; evidenciando esto en el perfil.

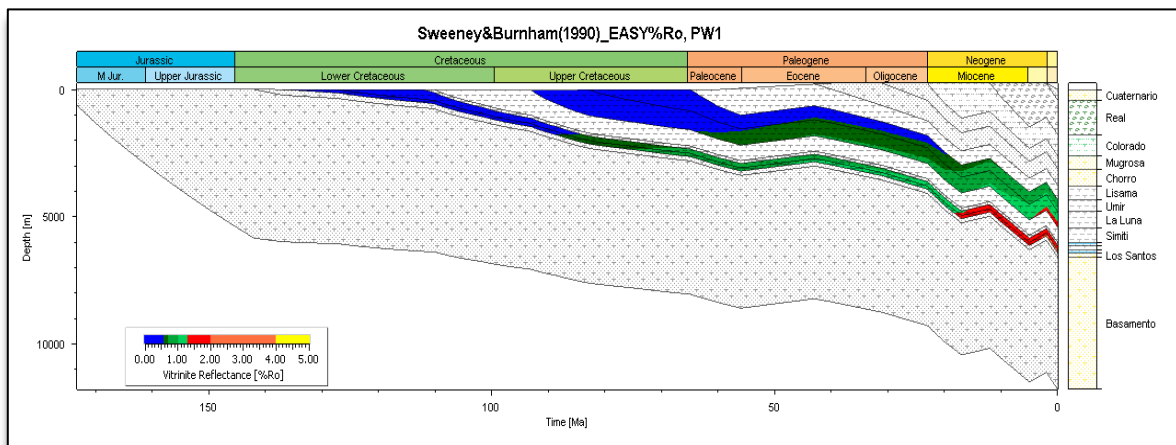
Figura 20. Historia de enterramiento para el PW2 hacia el Foot-Wall. Este se desarrolló con el Modulo de Cabalgamiento del software Petromod 2012.2.



7.2.2 HISTORIA DE MADUREZ Y GENERACION DE PETROLEO

- **Pseudo-Pozo No 1 (PW1):** En la Figura 21 se muestra el modelo geoquímico 1D para el PW1, en el cual se encuentran las ventanas de generación de hidrocarburos a partir de la ecuación de Sweeney&Burnham (1990), con corrección de EASY%Ro. En ese se destaca que las Formaciones del Cretácico Inferior Rosablanca y Paja, denominadas como rocas fuente, se encuentran actualmente en ventana de generación de gas húmedo, con valores aproximados de Reflectancia de Vitritina entre 1.7%, a una profundidad de 6300 metros, aproximadamente. Para la Formación La Luna, la cual es más superior, presenta valores entre 1.4 y 1.1%, llegando a comenzar a entrar a la ventana de generación de gas húmedo en su parte más profunda y encontrándose en ventana de generación de aceite hacia las zonas más superiores de la Formación, a una profundidad promedio de 5000 metros. Finalmente, para la Formación Umir se encuentran valores que van de 0.8 a 1.1 % de Ro; encontrándose actualmente en ventana de generación de aceite intermedia, a una profundidad de 4600 metros, aproximadamente.

Figura 21. Modelo geoquímico 1D para el PW1, en el cual se muestran las ventanas de generación de Hidrocarburos por Ro, con corrección de EASY %Ro.



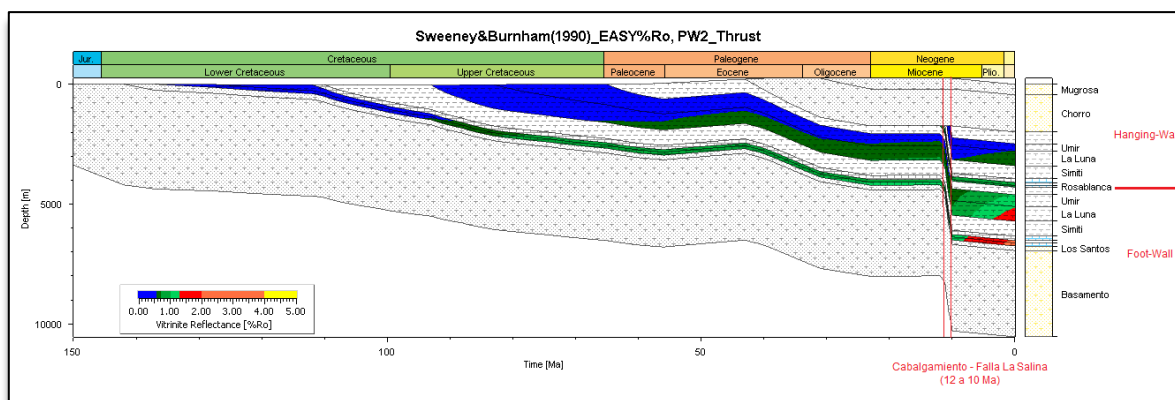
Según Sweeney&Burnham (1990)

- **Pseudo-Pozo No 2 (PW2)**: En la Figura 22 se muestra el modelo 1D para el PW2, hacia el área del Foot-Wall, desarrollado dentro de una zona con cabalgamientos.

Hacia el Foot-wall, para las Formaciones Rosablanca y Paja se presentan valores en promedio de 2,1% Ro llegando estar en ventana de gas seco, a una profundidad promedio de 6600 metros. Para las rocas asociadas a la Formación La Luna se presenta un valor promedio de 1,4% Ro, con lo que se está en ventana de generación de gas húmedo a una profundidad de 5400 metros; mientras que para La Formación Umir se presentan valores en promedio de 1,1% Ro estando en ventana de generación de aceite tardío, a 4800 metros de profundidad.

Cabe destacar que las franjas de Maduración y los respectivos valores de estas son valores erróneos generados por el software, por lo que solo se tienen en cuenta los del Foot-Wall.

Figura 22. Modelo geoquímico 1D para el PW2 en el Foot-wall, en el cual se muestran las ventanas de generación de Hidrocarburos, según Sweeney&Burnham (1990), con corrección de EASY %Ro. Para el desarrollo de éste se usó la aplicación de “ThrustModel” de Petromod.



6.4 MODELO 2D

Para el correcto desarrollo del modelo geoquímico 2D, primeramente se procedió a generar, a partir de la sección 2410 modificada, un modelo estructural en el tiempo. De esta manera se obtienen 6 paleo-secciones asociadas a edades de

interés y a su vez a edades de topes de Formaciones. Con esto se llegará a observar cómo han variado los patrones de migración de hidrocarburos a través del tiempo. A partir de esto, se tienen en cuenta algunas características específicas dentro del software Petromod 2012.2, y así finalmente se obtendrán las respectivas simulaciones para cada uno de los algoritmos sobre los cuales se fijó la simulación.

1.3.1 MODELO ESTRUCTURAL

El desarrollo de este modelo se realizó a partir de la retro-deformación de la Sección 2410 Modificada. Para esto, se generaron 6 paleo-secciones, sobre los topes de Los Santos, Tablazo, La Luna, Lisama, Mugrosa y Real (Figura 23). En esta se tuvo en cuenta la historia geológica general del área.

Inicialmente, hacia la Paleo-sección asociada al Tope de Los Santos (137 Ma) se presenta una fase tectónica extensional asociada a un rift presentado en el área, asociado a la abertura del OceanoProto-Atlantico y el rompimiento de Pangea, generando así la separación inicial de los paleo-Continentes Suramérica, Norteamérica y Africa (Rolon y Toro; 2004). Para este momento, ya se encontraba depositado el Basamento (Formación Girón) y la Formación Los Santos. Al encontrarse en un régimen extensional, priman las paleo-fallas normales. Cabe destacar que la falla más occidental del área (y la de mayor extensión) es la Paleo-Falla La Salina, sobre la cual despegan las demás fallas. Esta falla sería el límite occidental de la paleo-cuenca tipo rift formada para éste periodo. Este régimen extensional se mantiene a lo largo de las paleo-secciones asociadas al Tope de Tablazo (110 Ma) y el Tope de La Luna (83 Ma), en las cuales se presenta la depositación de las Formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití y La Luna.

Posteriormente, hacia la paleo-sección asociada al Tope de Lisama, se comienza a presentar un cambio en el régimen tectónico de la Paleo-cuenca, pasando de ser extensional a compresional. Esta compresión se presenta debido a cambios a niveles tectónicos regionales asociados a la interacción de las Placas Caribe,

Suramérica y Farrallones, llegando así a obtenerla acreción de la Cordillera Occidental hacia el margen occidental Paleo-Pacífico, marcando un cambio significativo en el ambiente depositacional de marino a continental (McCourt et al., 1984); como también deformación transpresional y compresional llevando al inicio del levantamiento de la Cordillera Central hacia el Paleoceno Medio, generando un acortamiento inducido hacia la dirección este de ésta paleo-cordillera (Toro *et al.*, 2004; Niet *et al.*, 2010). Producto de este cambio en régimen tectónico se presenta un shortcut hacia la paleo-falla de La Salina, como también se presentan cambios de los desplazamientos de las fallas, siendo estas levemente inversas.

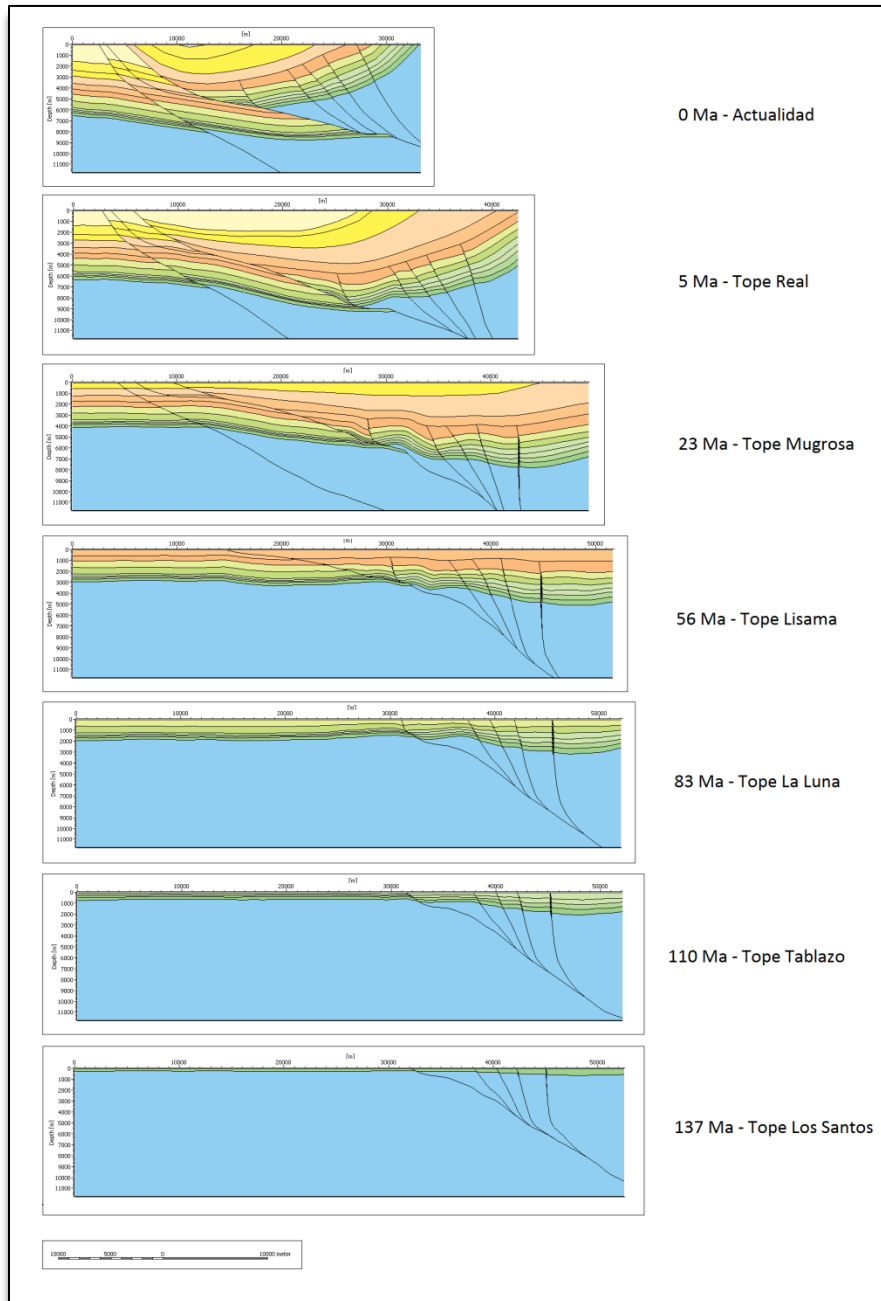
Hacia la paleo-sección asociada al Tope de Mugrosa (23 Ma), en la cual ya se han depositado las Formaciones La Paz y Esmeraldas, asociadas al grupo Chorro; se muestra una continuidad en el régimen tectónico compresional; el cual cada vez aumenta debido a mayor compresión proveniente del este, por lo que se presentan una nueva falla hacia el oeste de la paleo-sección. Adicionalmente cabe destacar que los estratos asociados al Grupo Chorro presentan estratos de crecimiento, indicando el comienzo de la deformación en el flanco W de la Paleo-Cordillera oriental durante la depositación de éstas unidades (Eoceno Medio y Tardío) (Caballero *et al.*, 2010).

Posteriormente se presenta el evento de mayor deformación en la cuenca hacia el Mioceno Medio a Tardío, relacionado con el levantamiento de la Cordillera Oriental, asociado a una respuesta de la acreción del Arco de Panamá hacia el margen oeste de Colombia (Toro et al., 2004). Esto produce un reactivamiento de fallas de cabalgamiento pre-existentes y generación de fallas nuevas que plegaron a aquellas formadas anteriormente (Corredor, 2003); llegando así a formar, durante esta época, la cadena plegada cabalgante con vergencia al Oeste (Mojica y Franco, 1999). Este evento se denomina como Orogenia Andina. Estas características se hacen evidentes dentro de la paleo-sección asociadas al Tope de Real (5 Ma), donde se ve una nueva falla asociada a la Paleo-Falla La Salina, como también la cadena de cabalgamientos de estilo estructural

“CompressiveFault blocks and BasementThrust” hacia los estratos del Cretácico principalmente (Otero; 2001).

Finalmente se presenta la sección 2410 modificada, la cual es la sección actual. En esta se evidencia la deformación continua presentada por el levantamiento de la Cordillera Oriental, lo cual es corroborado por Caballero et al., 2010, donde especifica que en las formaciones Colorado y Real presentan material asociado al basamento Paleozoico y Rocas del Mesozoico y Eoceno de la Cordillera Oriental, mostrando el registro de todo el levantamiento. Adicionalmente se genera la forma actual del Sinclinal de Nuevo Mundo, producto de la deformación generada a partir del Sistema de Fallas La Salina.

Figura 23. Modelo estructural desarrollado a partir de la retro-reformación de la Sección 2410 modificada. La explicación de cada sección se encuentra en el capítulo 7.3.1.



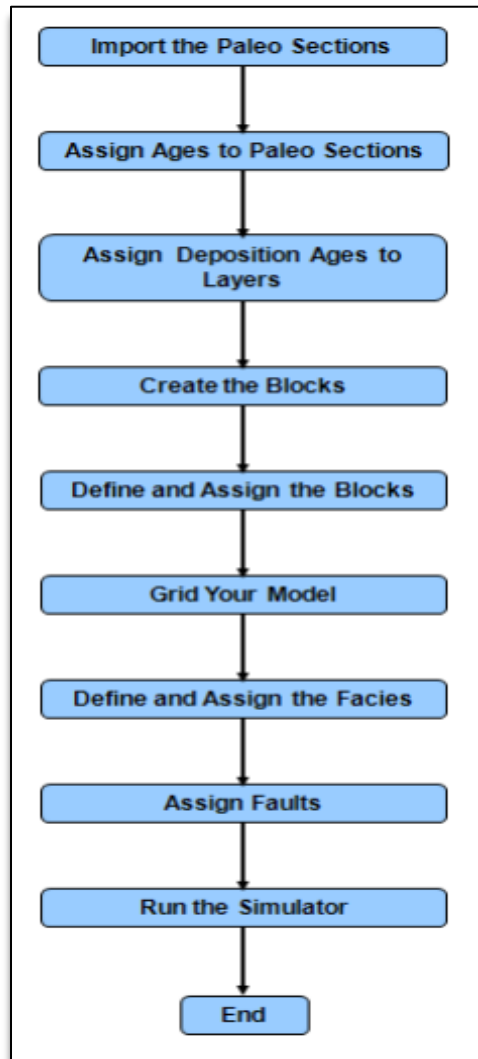
1.3.2 MODELO GEOQUIMICO

Este modelo se generó a partir del software Petromod 2D con el módulo de TecLink 2D, el cual genera las variaciones de la madurez de las rocas fuente, como también sus vectores de migración de los hidrocarburos generados; a través

de las paleo-secciones (desarrolladas mediante la retro-deformación de la sección inicial) en el tiempo geológico; para zonas con complejidad geológica.

El flujo de trabajo usado para el desarrollo del modelo es el propuesto por los mismos creadores del software (Figura 24).

Figura 24. Flujo de Trabajo usado para el modelo geoquímico.



Shlumberger; 2012.

Las características geológicas usadas, en general, para el modelo 2D son las mismas que las usadas para el modelo 1D. Dentro de las variaciones cabe destacar que para la simulación de los modelos 2D no se tuvo el módulo de erosión propiamente dicho. Esta se tuvo en cuenta a través del modelado

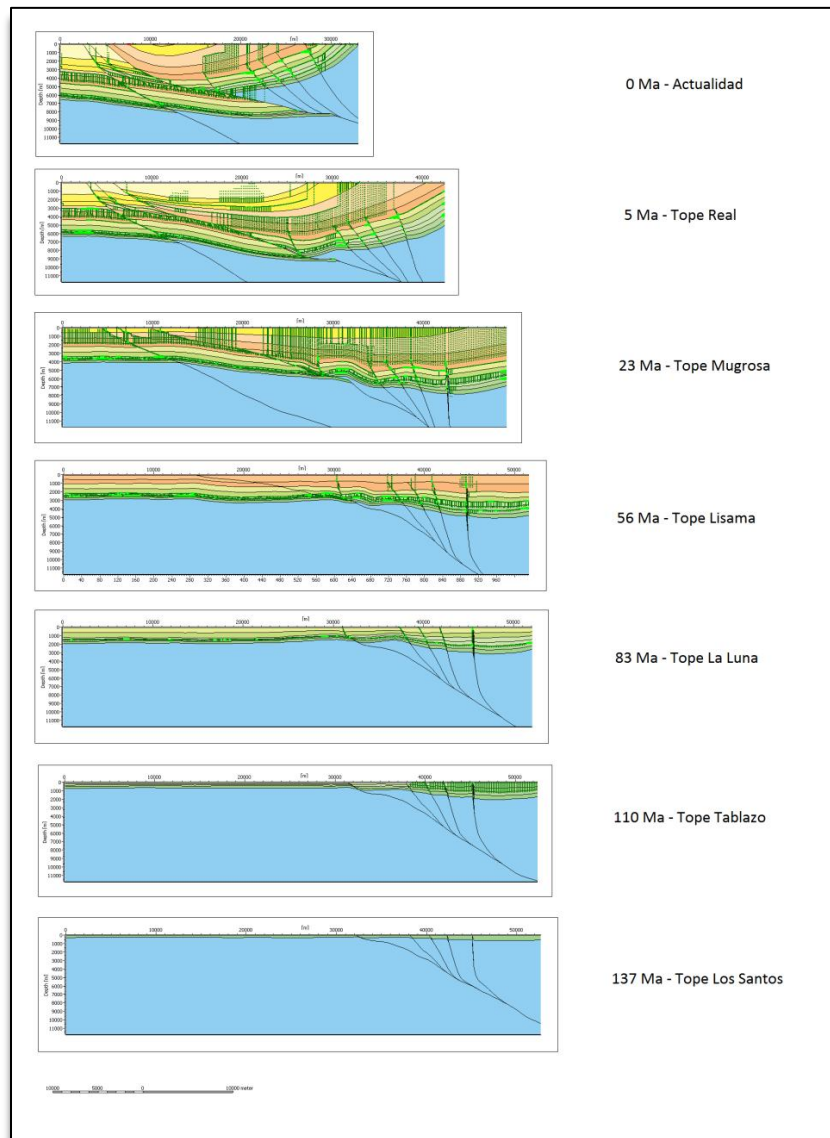
estructural, de manera general. A su vez, al no obtener información sobre características propias de las fallas (Valores de ShaleGouge Ratio (SGR); Presión capilar y Permeabilidad de la Falla, y tiempos de abertura y cierre) se optó por no tener en cuenta estas características (Se propuso que el intervalo de tiempo de abertura de las fallas fuera siempre abierto a través del todo el tiempo geológico, para cada falla).

Posteriormente se llevó el modelo al módulo de Simulación, en el cual se corrió con una resolución de muestreo cada 200 metros. Primeramente se corrió con el algoritmo de Invasión-Percolación (Figura 25), el cual es un algoritmo basado en la presión capilar y la flotabilidad sin ningún tiempo de flujo de permeabilidad controlada (Hantschel&Kauerauf, 2009). Este también afirma que en escala de tiempo geológico el petróleo se mueve instantáneamente a través de la cuenca debido a la presión capilar y la flotabilidad (Hantschel&Kauerauf, 2009). Para Aguilera; 2000, este método es considerado como el que posee una menor incertidumbre geológica y apto para todo tipo de condiciones geológicas y estructurales.

La migración generada a partir de este algoritmo sugiere que la primera formación en entrar en generación de hidrocarburos es Rosablanca hacia los 93 Ma. Este primer pulso es bastante leve y se intensifica hacia los 65 Ma, donde las rocas fuente cretácicas entran en ventana de generación de Aceite. En esta edad hay parámetros tanto estructurales como estratigráficos que llegan a generar acumulaciones. Posteriormente hacia los 31 Ma empieza a mostrarse zonas con mayor deformación, evidenciadas en la creación de pliegues regionales en profundidad con acumulaciones aún mayores. Luego se presenta la fase de mayor levantamiento y deformación de la Orogenia Andina, produciendo así un replegamiento que produce una expulsión de los hidrocarburos acumulados anteriormente en trampas estructurales; quedando así solo los hidrocarburos acumulados en trampas estratigráficas. Finalmente, hacia la sección actual, se presenta que gran parte del crudo acumulado ha sido expulsado a superficie y que a su vez también hubo acumulaciones en algunas áreas de la sección. Estas

áreas en la sección se encuentran asociadas a la Formación La Luna y la Formación Tablazo. En estas, las formaciones Umir y Simití, respectivamente, son el sello para la acumulación de los hidrocarburos en los respectivos reservorios.

Figura 25. Modelo geoquímico de Migración en las paleo-secciones desarrollado a partir de la simulación en el software Petromod 2D en el módulo TecLink, a través del algoritmo Invasión-Percolación. La explicación de la Figura se encuentra en el capítulo 7.3.2.



Posteriormente el modelo estructural se corrió con el algoritmo de Híbrido (Figura 26), el cual se basa en una combinación del algoritmo denominado FlowPath y el de Flujo de Darcy. El algoritmo de FlowPath considera que por la diferencia de densidades y la presión entre el hidrocarburo y el agua de formación, este busca

ocupar zonas más altas de la capa por la cual se está desplazando y así formar acumulaciones en estos puntos; por lo que el principal factor condicionante de la vía de migración es la geometría de la capa (Aguilera; 2000). El algoritmo de Flujo de Darcy se basa en el efecto que tiene la flotabilidad en la presión durante la migración, de acuerdo a las ecuaciones de flujo de fluidos en medios porosos que cumplen con la ley de Darcy. Es recomendado para cuerpos con heterogeneidades sedimentológicas como diagenéticas en las tres dimensiones (Aguilera; 2000).

En general, el algoritmo de Híbrido soluciona la ecuación de Darcy en zonas con bajas permeabilidades, mientras que usa el Flowpath para zonas de bajas permeabilidades (Hantschel&Kauerauf, 2009).

El modelo de migración (Figura 26) muestra que hacia los 83 Ma se presenta que la Formación Rosablanca comienza a entrar en fase de generación de Aceite, generando acumulaciones de muy poco interés hacia el Tope de la Formación Rosablanca y Tablazo. Posteriormente se presenta una compresión y deformación en la sección hacia los 56 Ma, llegando a definir algunas acumulaciones adicionales, pero las cuales siguen siendo de no relevancia. Hacia los 23 Ma aumenta esta deformación produciendo pliegues los cuales puede llegar a acumular material de interés a profundidad. Las trampas en este momento son estructurales-estratigráficas. Finalmente para la edad actual, las rocas en las cuales se almacenaba el hidrocarburo dejan de presentar oportunidades de interés exploratorio debido a la fuerte deformación relacionada al levantamiento de la Cordillera Oriental.

Estos dos modelos de migración poseen las mismas variaciones en cuanto al grado de maduración debido a que presentan las mismas características termales. En la Figura 27 se presentan las franjas de maduración termal para las rocas Fuentes del área a partir del algoritmo de Seeney&Burham(1990); para la sección en la actualidad.

Figura 26. Modelo geoquímico de Migración en las paleo-secciones desarrollado a partir de la simulación en el software Petromod 2D en el módulo TecLink, a través del algoritmo de Híbrido. La explicación de la Figura se encuentra en el capítulo 7.3.2.

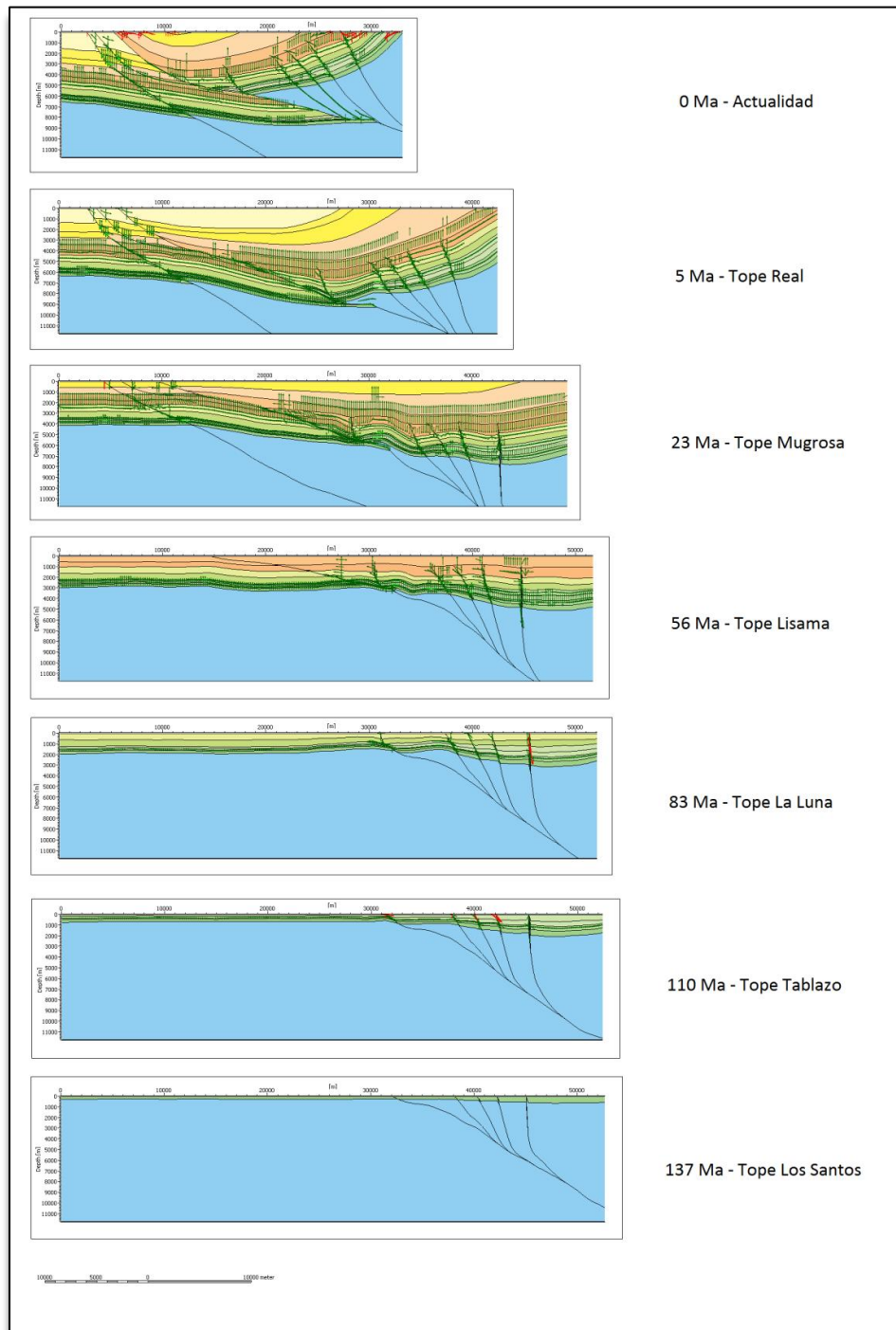
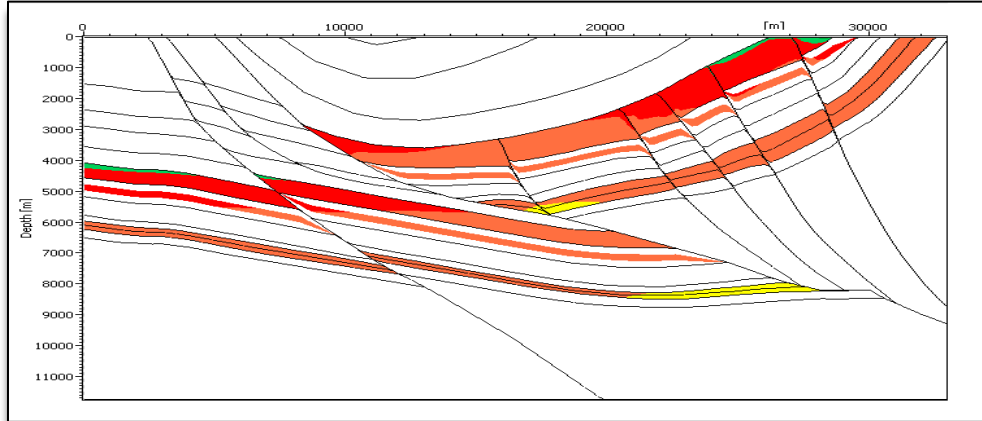


Figura 27. Maduración Termal de las rocas fuentes.



A partir de la cinética de Seoney&Burham(1990) para la Sección 2410 Modificada actual.

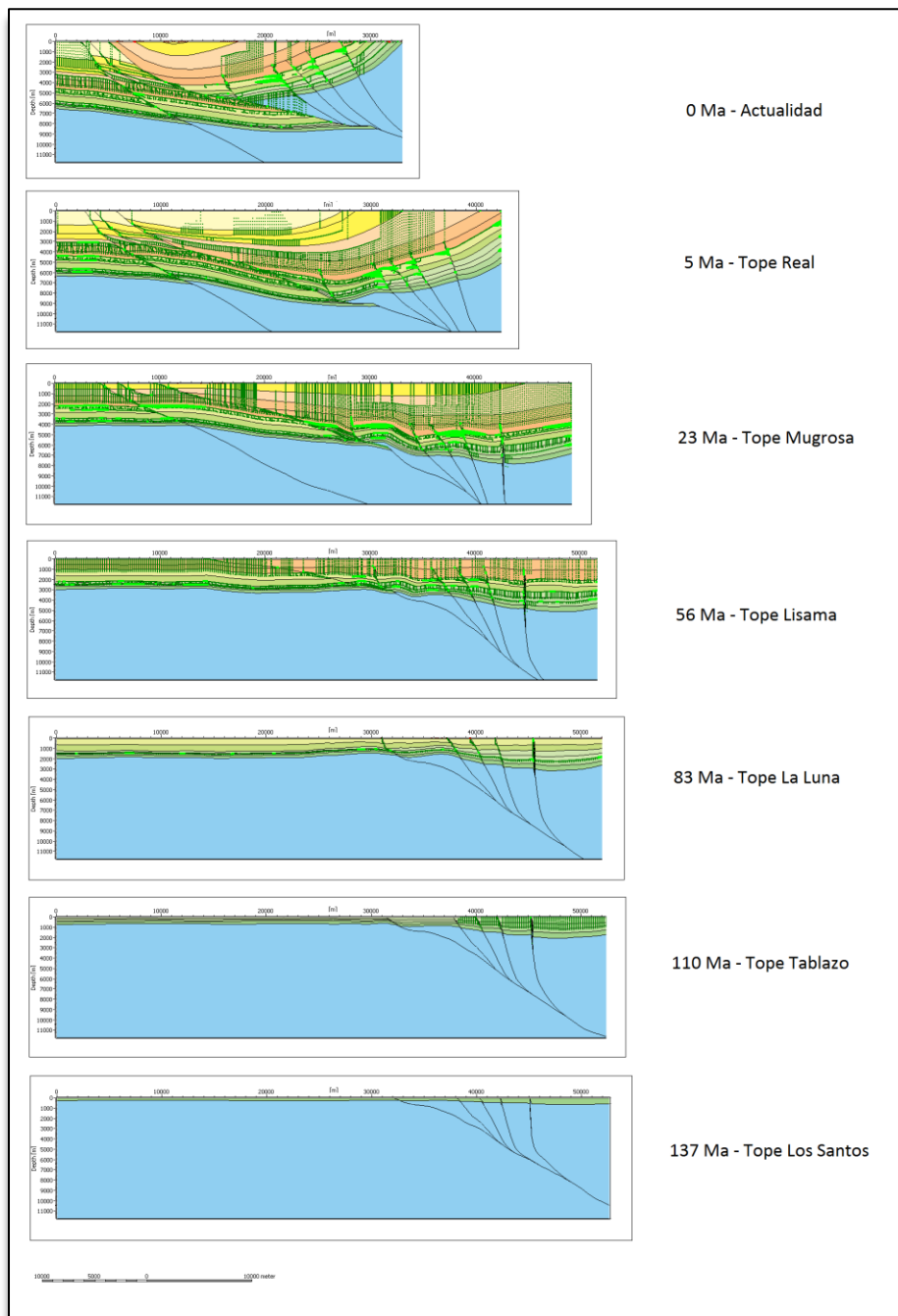
Finalmente se plantea una opción adicional encaminada a determinar el potencial de acumulación para un yacimiento no convencional para la Formación La Luna. Esto se hizo dividiendo esta formación en tres facies, siguiendo la relación de éstas con la subdivisión de los miembros perteneciente a esta Formación (Salada, Pujama y Galembo). Estas características se encuentran en la Figura 28.

Figura 28. Valores usados de edades de depositación, litología, elementos del sistema petrolífero (PSE) y características geoquímicas para cada una de las formaciones. En rojo se resalta la modificación hecha a la Formación La Luna, la cual se dividió en 3 facies adicionales correlacionadas con las características de los miembros Salada, Pujama y Galembo para la generación de un nuevo modelo geoquímico.

Name	Color	Lithology Value	TOC Mode	TOC Value [%]	TOC Map	Kinetics	HI Mode	HI Value [mgHC/gTOC]	HI Map	Petroleum System Elements
Cuaternario		Sandstone (day rich)			⇒				⇒	Overburden Rock
Real		Siltstone (organic lean)			⇒				⇒	Seal Rock
Colorado_1		Siltstone (organic lean)			⇒				⇒	Seal Rock
Colorado_2		Sandstone (typical)			⇒				⇒	Reservoir Rock
Mugrosa_1		Shale (organic rich, typical)			⇒				⇒	Seal Rock
Mugrosa_2		Sandstone (typical)			⇒				⇒	Reservoir Rock
Chorro_Esmeraldas		Shale (typical)			⇒				⇒	Seal Rock
Chorro_LaPaz		Sandstone (typical)			⇒				⇒	Reservoir Rock
Lisama_1		Shale (typical)			⇒				⇒	Seal Rock
Umir_1		Shale (black)	Value	4.00	⇒	IES_TIII_Tertiary_Coal_2C	Value	300.00	⇒	Source Rock
LaLuna_1		Limestone (shaly)			⇒				⇒	Seal Rock
LaLuna_2		Shale (organic rich, 3% TOC)	Value	8.00	⇒	IES_TII_Brown_Limestone_2C	Value	500.00	⇒	Source Rock
LaLuna_3		Limestone (organic rich - typical)			⇒				⇒	Reservoir Rock
Simiti_1		Shale (organic rich, typical)			⇒				⇒	Seal Rock
Tablazo_1		Limestone (ooid grainstone)			⇒				⇒	Reservoir Rock
Paja_1		Shale (organic rich, 3% TOC)	Value	3.00	⇒	IES_TII_Toarcian_Shale_2C	Value	150.00	⇒	Source Rock
Rosablanca_1		Limestone (ooid grainstone)	Value	2.00	⇒	IES_TII_Brown_Limestone_2C	Value	400.00	⇒	Source Rock
LosSantos_1		Sandstone (typical)			⇒				⇒	Reservoir Rock
Basamento_1		Sandstone (quartzite, typical)			⇒				⇒	Underburden Rock

A partir de esta modificación y con las demás características usadas para el anterior modelo, se simula este tanto para el algoritmo de invasión-percolación (Figura 29), como para el algoritmo de híbrido (Figura 30).

Figura 29. Modelo geoquímico de Migración en las paleo-secciones desarrollado a partir de la simulación en el software Petromod 2D en el módulo TecLink, a través del algoritmo de Híbrido; con variación en las Facies para la Formación La Luna. La explicación de la Figura se encuentra en el siguiente párrafo.

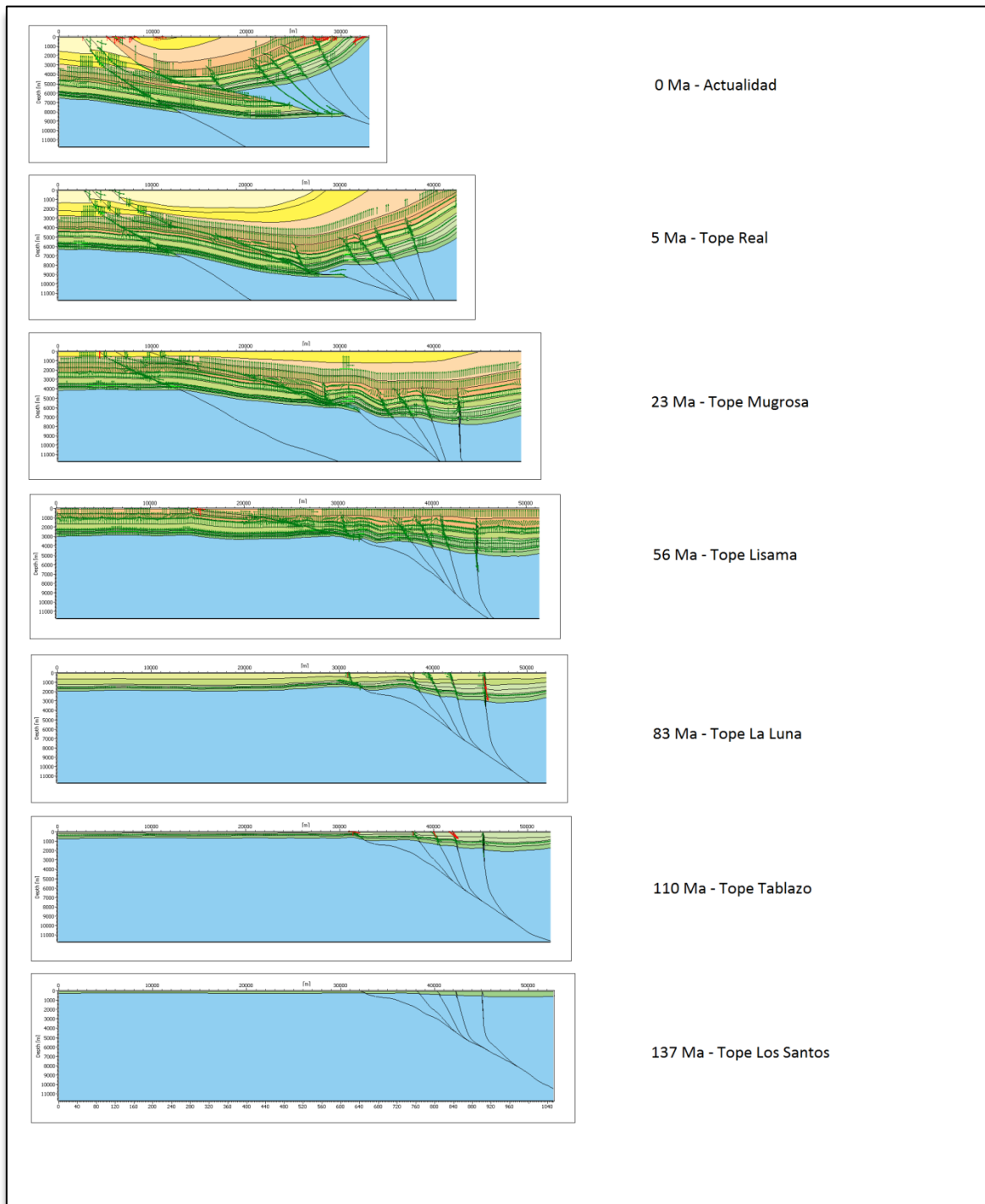


Para el algoritmo de invasión-percolación, con la división de facies en la formación la Luna, muestra un aumento fuerte en las acumulaciones en general. Se muestra una nueva franja de gran interés en esta misma Formación. Esto debido a que la

Formación presenta intervalos generadores y a su vez acumuladores o reservorio en rocas calcáreas arenosas; como también rocas sello intra-formaciones.

A su vez para la simulación con el algoritmo de Híbrido en la sección con modificación de las facies de la Formación La Luna, no se presenta ninguna variación importante. Las acumulaciones dadas se mantienen igual y la única variación presentada es con respecto a los vectores de migración, los cuales se muestran en las facies de la Formación La Luna, y tienen una dirección principalmente hacia las fallas, las cuales son las vías de migración.

Figura 30. Modelo geoquímico de Migración en las paleo-secciones desarrollado a partir de la simulación en el software Petromod 2D en el módulo TecLink, a través del algoritmo de Híbrido; con variación en las Facies para la Formación La Luna.

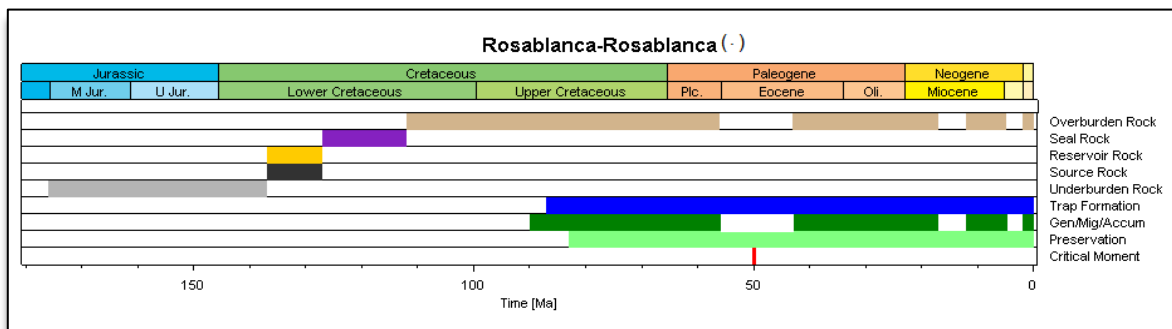


8. ANALISIS DE RESULTADOS

A partir de las relaciones geológicas, geoquímicas y estructurales a través del tiempo geológico, generadas a partir de los modelos, se pueden llegar a determinar y plantear 5 sistemas petrolíferos para el área de trabajo; según la Nomenclatura de Magoon & Dow (1994). Con el fin de entender con mayor especificación cada uno de estos, se detallaran a continuación:

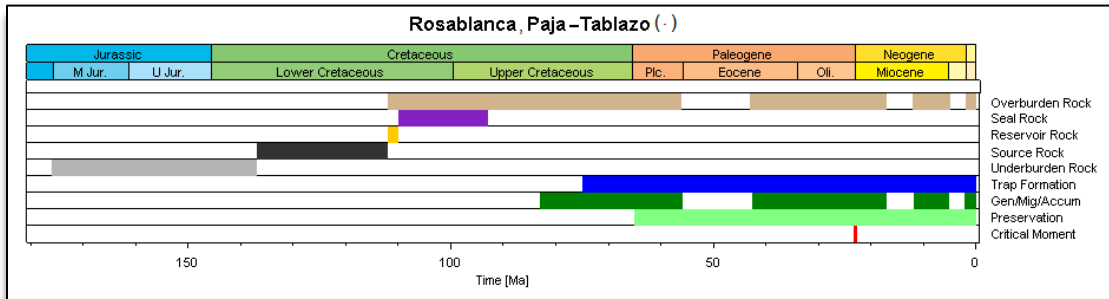
- Rosablanca – Rosablanca (-) (Figura 31): Para este sistema petrolífero se tiene que las rocas infrayacentes son el Basamento y la Fm. Los Santos. Posteriormente la roca fuente y la roca reservorio sería la Fm. Rosablanca. A partir de esta indicación, este sistema petrolífero se podría asociar a un Yacimiento no Convencional. Posteriormente, la Formación consecuente es la Fm. Paja, la cual dentro del modelo siempre se definió como una Roca Fuente; pero que al observar su litología, esta podría ser fácilmente una roca tipo Sello. Las demás rocas depositadas supra-yacentemente se especifican como rocas de sobrecarga. Adicionalmente se especifica que esta Fm. Rosablanca comienza a entrar en ventana de generación temprana de aceite hacia los 90 Ma. Posteriormente la trampa, asociada a la propagación de la deformación estructural dada por el levantamiento de la Cordillera Central para este periodo, comienza a generar plegamientos, los cuales empieza a acumular hidrocarburos desde los 83 Ma. El momento crítico se define hacia los 50 Ma, debido a que en este momento es donde se encuentran mayor cantidad de hidrocarburos acumulados.

Figura 31. Carta de eventos para el Sistema Petrolífero Rosablanca– Rosablanca (·). Los espacios en blanco en la franja de “Gen/Mig/Accum” y “Overburden Rock” se encuentran relacionados a los periodos de erosión.



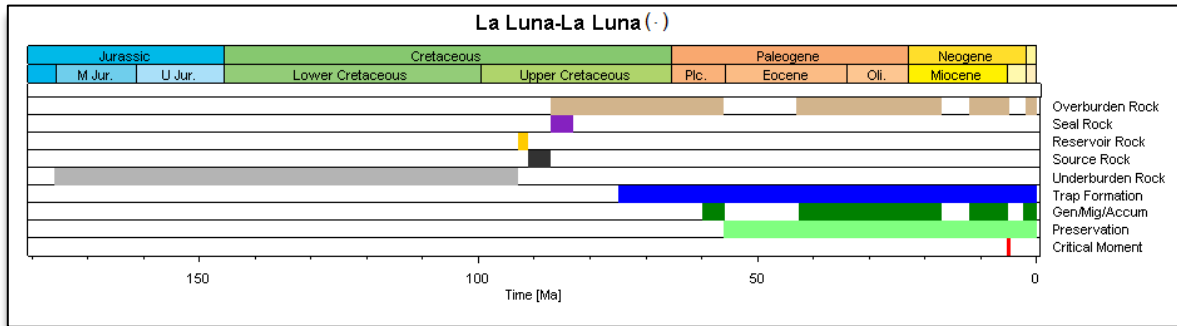
- **Rosablanca, Paja - Tablazo (·) (Figura 32):** Este se definió a partir de las relaciones observadas entre los elementos y procesos del sistema petrolífero a través de los modelos geoquímicos simulados. En la Figura 31 se observan cada uno de los elementos y su correspondencia en edad (Ma), donde las rocas infrayacentes (Underburden Rock) son el Basamento (Formación Girón) y la Formación Los Santos. Posteriormente las rocas fuente (Source Rock) son la Formación Rosablanca y Paja; las roca reservorio (Reservoir Rock) la Formación Tablazo; la roca sello, la Formación Simití; y las rocas suprayacentes (Overburden Rock) la demás secuencia hasta las Formaciones Actuales. A su vez se identifican que para para la edad 83 Ma las rocas se encuentran en etapa de generación. Posteriormente estos hidrocarburos generados migran y se entrapan en zonas específicas desde los 75 Ma. Estas trampas iniciales tienen una característica dual estructural-estratigráfica, y se encuentran relacionadas a pliegues intraformacionales asociados a cambios en el contexto geotectónico regional (transición régimen extensional a compresional). Finalmente desde los 65 Ma se preservan estas acumulaciones hasta la actualidad. El momento crítico para este sistema petrolífero se propone hacia los 23 Ma, donde se presenta la mayor acumulación en cuanto a reservas de hidrocarburos.

Figura 32. Carta de eventos para el Sistema Petrolífero Rosablanca, Paja – Tablazo (·). Los espacios en blanco en la franja de “Gen/Mig/Accum” y “Overburden Rock” se encuentran relacionados a los periodos de erosión.



- **La Luna – La Luna (·) (Figura 33):** Las rocas presentes como suprayacentes se encuentran en las Formaciones Basamento, Los Santos, Rosablanca, Paja, Tablazo y Simití. Posteriormente se encuentra la subdivisión de facies de la Formación La Luna, la cual vade tope a techo con La Luna_3 (Roca Reservorio asociada al Miembro Salada), La Luna_2 (Roca Fuente asociada al Miembro Pujama) y La Luna_1 (Roca Sello asociada al Miembro Galembo. Posteriormente se presentan desde la depositación de Umir hasta la roca más Joven (Real y Cuaternario) las rocas supra-yacentes o de sobrecarga. Los periodos asociados a la formación de la Trampa se encuentran relacionados a deformación dada por el levantamiento de la Cordillera Central desde el Cretácico Tardío (75 Ma), hasta la actualidad; pasando por las posibles trampas generadas debido a la Orogenia Andina. A su vez, según los resultados del modelo geoquímico en las simulaciones con los distintos algoritmos, se presenta que desde los 56 Ma se presenta acumulación y preservación de hidrocarburos, por lo que el comienzo de generación comienza millones de años antes, ubicando así el tiempo de inicio a 60 Ma. Posteriormente el punto de mayores acumulaciones presentadas para el modelo geoquímico se da hacia los 5 Ma, produciendo así el Momento Crítico. Cabe destacar que las rocas definidas como sello (La Luna _1 Miembro Galembo) llegan a presentan altas acumulaciones, dando un carácter dual para esta facie.

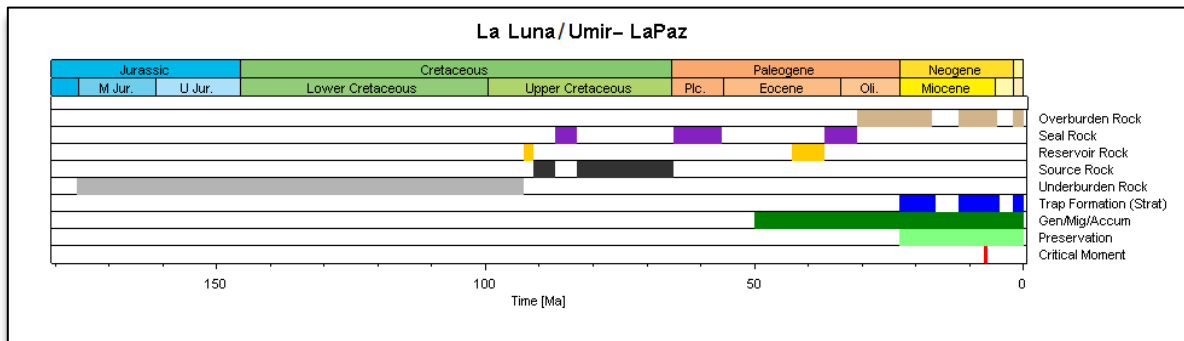
Figura 33. Carta de eventos para el Sistema Petrolífero La Luna – La Luna (·). Los espacios en blanco en la franja de “Gen/Mig/Accum” y “Overburden Rock” se encuentran relacionados a los periodos de erosión.



- **La Luna / Umir – Gr. Chorro (La Paz) (·) (Figura 34):** Las Formaciones que se encuentran como rocas infrayacentes van desde el Basamento hasta la Formación La Luna en la facie de Pujama, la cual se demarca como la roca fuente. Posteriormente se presenta que la roca reservorio se encuentra hacia el intervalo inferior del Gr. Chorro (Fm. La Paz). Posteriormente se presenta la roca sello, la cual es la parte superior del Gr. Chorro (Fm. Esmeraldas). Finalmente las demás rocas hasta superficie son las rocas de sobrecarga. Para este sistema petrolífero se tiene que el comienzo de la generación y migración se da hacia los 50 Ma, donde la Fm. La Luna se encuentra en etapa temprana de generación de aceite.

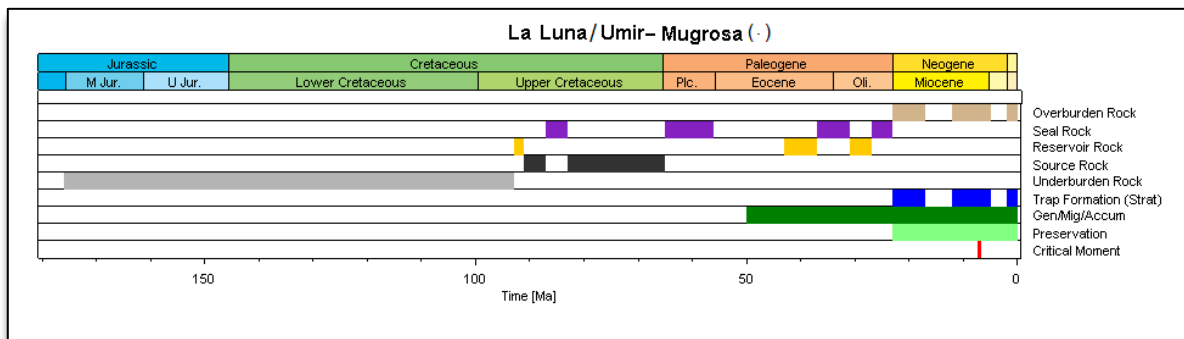
Posteriormente continua la depositación de la demás secuencia. Luego se presentan acumulaciones hacia los 23 Ma, en donde las trampas tienen tendencia a ser trampas estratigráficas y no estructurales. Estas posteriores acumulaciones resultan ubicándose dentro de la estructura del Sinclinal de Nuevo Mundo, por lo que se asume este tipo de trampas y no estructurales. Finalmente estas se acumulan y preservan hasta la actualidad.

Figura 34. Carta de eventos para el Sistema Petrolífero La Luna/Umir – La Paz (·). Los espacios en blanco en la franja de “Gen/Mig/Accum” y “Overburden Rock” se encuentran relacionados a los periodos de erosión.



- **La Luna, Umir / Mugrosa (·) (Figura 35):** En este sistema petrolífero se presentan las mismas características e historia geológica que el sistema petrolífero LaLuna/Umir – La Paz; con la diferencia de que en este caso la roca reservorio se encuentra hacia el zona inferior de la Fm. Mugrosa y su roca sello es la parte superior de Mugrosa.

Figura 35. Carta de eventos para el Sistema Petrolífero La Luna/Umir – Mugrosa (·). Los espacios en blanco en la franja de “Gen/Mig/Accum” y “Overburden Rock” se encuentran relacionados a los periodos de erosión.



Finalmente, a partir de los modelos de migración y acumulación generados en base a los algoritmos Invasión-Percolación e Híbrido para las dos opciones planteadas, se miden las reservas para cada uno de los sistemas petrolíferos. Dentro del software de Petromod, se tiene una herramienta denominada

PetroReport, la cual tiene la utilidad de generar los reportes asociados a los modelos simulados, entregando datos de reservas, acumulaciones, pérdidas, balance de masas; entre otros. En este caso se planteó inicialmente obtener este reporte, pero debido a inconsistencias con respecto a las licencias de éste software no se pudo concretar esto. Por consiguiente se decidió solamente realizar la medida manual de las reservas acumuladas de interés sin tener en cuenta los demás parámetros (Pérdidas, Balance de masa, entre otros). En la Tabla 1 se tiene las reservas en Millones de Barriles (MMbbls) para el modelo geoquímico normal y para la Tabla 2 se tiene las reservas para el modelo geoquímico con variación en las Facies de la Formación La Luna. Nótese que no se presenta variación entre ambos modelos para el algoritmo de Híbrido.

Tabla 1. Acumulaciones (En millones de Barriles) dadas en los modelos de Invasión-Percolación e Híbrido para la Sección 2410 Modificada.

<u>Algoritmo Usado</u>	<u>Sistema Petrolífero</u>	<u>Acumulaciones Puntuales (MMbbls)</u>	<u>Cantidad de Acumulación Puntual (MMbbl)</u>
Invasión/Percolación	La Luna - La Luna (-)	LaLuna_1	55,64
		LaLuna_2	53
		LaLuna_3	20,56
	Rosablanca/Paja - Tablazo (-)	Tablazo_1	66,91
		Tablazo_2	46,02
	TOTAL		
Modelo-Híbrido	La Luna/Umir - Mugrosa (-)	Mugrosa_1	35,23
		Mugrosa_1	38,93
	La Luna/Umir - Gr. Chorro (La Paz) (-)	Gr. Chorro_1	11,84
		Gr. Chorro_2	70,8
	Rosablanca/Paja - Tablazo (-)	Tablazo_3	19,71
	Rosablanca - Rosablanca (-)	Rosablanca_1	43,44
		Rosablanca-2	48,78
	TOTAL		

Tabla 2. Acumulaciones (En millones de Barriles) dadas en los modelos de Invasión-Percolación e Híbrido para la Sección 2410 Modificada con variaciones en las Facies en la Formación La Luna.

Algoritmo Usado	Sistema Petrolífero	Acumulaciones Puntuales (MMbbls)	Cantidad de Acumulación Puntual (MMbbl)
Invasión/Percolación (Con Facies de Fm. La Luna)	La Luna - La Luna (-)	LaLuna_4	11,81
		LaLuna_5	49,02
		LaLuna_6	93,28
		LaLuna_7	52,05
		LaLuna_8	32,08
		LaLuna_9	14,83
	Rosablanca/Paja - Tablazo (-)	Tablazo_4	130,4
		Tablazo_5	52,65
TOTAL			436,12
Modelo-Híbrido (Con Facies de Fm. La Luna)	La Luna/Umir - Mugrosa (-)	Mugrosa_1	35,23
		Mugrosa_2	38,93
	La Luna/Umir - Gr. Chorro (La Paz) (-)	Gr. Chorro_1	11,84
		Gr. Chorro_2	70,8
	Rosablanca/Paja - Tablazo (-)	Tablazo_3	19,71
	Rosablanca - Rosablanca (-)	Rosablanca_1	43,44
		Rosablanca-2	48,78
	TOTAL		

En la Figura 36 se presenta un cuadro resumen de las mayores acumulaciones dadas para cada modelo y algoritmo, respecto a su sistema petrolífero.

Figura 36. Cuadro de Resumen de las acumulaciones presentadas en los modelos geoquímicos. Los cuadros amarillos indican las menores acumulaciones por cada sistema petrolíferos; mientras que los cuadros rojos las mayores acumulaciones.

Característica	Algoritmo Usado	Sistema Petrolífero	Menor Acumulación (MMbbls)	Mayor Acumulación (MMbbls)
Sin Facies de Fm. La Luna	Invasión/Percolación	Rosablanca/Paja - Tablazo (-)	46,02	66,91
		La Luna - La Luna (-)	20,56	55,64
	Híbrido	Rosablanca - Rosablanca (-)	43,44	48,78
		Rosablanca/Paja - Tablazo (-)	19,71	19,71
		La Luna/Umir - Gr. Chorro (La Paz) (-)	11,84	70,8
		La Luna/Umir - Mugrosa (-)	35,23	38,93
Con Facies de Fm. La Luna	Invasión/Percolación	Rosablanca/Paja - Tablazo (-)	52,65	130,4
		La Luna - La Luna (-)	11,81	93,28
	Híbrido	Rosablanca - Rosablanca (-)	43,44	48,78
		Rosablanca/Paja - Tablazo (-)	19,71	19,71
		La Luna/Umir - Gr. Chorro (La Paz) (-)	11,84	70,8
		La Luna/Umir - Mugrosa (-)	35,23	38,93

Posteriormente se comparan estos sistemas petrolíferos a partir de las acumulaciones mostradas en las Tablas 1 y 2, con respecto a datos estadísticos generales asociados a las reservas totales en el país al 31 de Diciembre de 2012 (2377 Millones de Barriles)(ANH, 2013); como también datos del campo más cercano al área de interés, Lisama (1351 MMbbls) (Sarmiento, 2011); y de un

campo recientemente descubierto hacia el Bloque Caño Sur Este, en el departamento del Meta (22,4 MMbbls) (Portafolio; 2013) con el fin de dar una mejor perspectiva a las acumulaciones generadas en la simulación geoquímica. A partir de esto se puede llegar a determinar que, a manera general, se presenta que en la zona el potencial Hidrocarburífero resulta siendo de un interés intermedio.

9. CONCLUSIONES

- Se desarrollaron diagramas de subsidencia indicando la historia geológica general para el área del proyecto, determinando subsidencia de la cuenca en gran parte del tiempo geológico; exceptuando el comienzo de la Erosión regional del Eoceno, y las erosiones presentadas hacia el Mioceno Medio y el Plioceno/Pleistoceno.

- A partir de los Diagramas de Subsidencia 1D, se generó el modelo geoquímico 1D con el fin de dar un concepto previo antes del modelo 2D, indicando así que para el área de interés, actualmente las rocas fuente se encuentran en etapa de generación intermedia a tardía de aceite (Fm. La Luna-Umir) y Ventana de gas húmedo a seco (Fm Rosablanca y Paja); a profundidades entre los 4800 a 6600 metros; respectivamente.

- Se realizó un modelado estructural para la sección 2410 Modificada a partir de la retro-deformación de ésta a 7 edades específicas; Tope de la Formación Los Santos (137 Ma), Tope de la Formación Tablazo (Ma), Tope de la Formación La Luna (83 Ma), Tope de la Formación Lisama (56 Ma), Tope de la Formación Mugrosa (23 Ma); Tope de la Formación Real (5 Ma), y la sección actual; en el cual se encontró un acortamiento total de 18776,4 m en un periodo de 137 Ma (36.35%).

- En referencia al modelo estructural, modelo de facies y datos generales de input; se elaboró un modelado geoquímico 2D con el software PetromodTeclink 2D, a partir de los algoritmos Invasión-Percolación e Híbrido; con el fin de determinar los patrones de generación, migración y acumulación para cada una de las edades planteadas en el modelo estructural input.

- Para la determinación del potencial de la Fm. La Luna respecto a los Yacimientos no Convencionales se modificó el input del modelo de Facies para que pudiera contener los miembros de esta Formación (Salada, Pujama y Galembo) y sus respectivas características litológicas; y así poder generar un nuevo modelo

geoquímico 2D a partir de los algoritmos Invasión-Percolación e Híbrido, para determinar el potencial de generación, migración y acumulación para esta formación respecto a este tipo de yacimientos.

- En cada uno de los modelos generados 2D se tuvo una resolución de 200 metros, y a su vez no se tuvo en cuenta el modelo de erosión input, como tampoco las características propias de las fallas debido a la no obtención de ésta información (ShaleGouge Ratio, Presión capilar y permeabilidad y tiempos de abertura y cierre). Para este último, se optó por un tiempo de abertura constante a lo largo del tiempo de la falla.

- A partir de los resultados dados en el modelo geoquímico 2D, se determinaron 5 sistemas petrolíferos: Rosablanca – Rosablanca (?); Rosablanca / Paja – Tablazo (?); La Luna / Umir – Gr Chorro (La Paz) (·); La Luna / Umir – Mugrosa (·); y La Luna – La Luna (?). Para cada uno de éstos se desarrolló su respectiva carta de eventos.

- A su vez, para cada sistema petrolífero se determinó la cantidad de hidrocarburos acumulados actualmente.

- Por medio de los resultados de acumulaciones para cada sistema petrolífero en el modelo geoquímico 2D con respecto a datos generales de las reservas en Colombia, reservas en un campo aledaño (Campo Lisama) y uno descubierto actualmente (Bloque caño Sur Este) se determinó el potencial hidrocarburífero del área; llegando a concluir que el potencial es intermedio, debido a acumulaciones encontradas de 11,84 a 55,64 MMbbls para la simulación sin facies intermedias de la Fm. La Luna; y de 11,81 a 130,4 MMbbls para la simulación con facies intermedias; para las simulaciones con los algoritmos de Invasión-Percolación e Híbrido.

- Cabe destacar que los resultados de los modelos geoquímicos 2D determinados con simulación de algoritmos Invasión-Percolación e Híbrido; para los dos modelos de facies planteados; presentan diferencias a lo cual genera diferentes acumulaciones. Esto es debido a que cada uno determina los resultados de las

acumulaciones dependiendo de factores distintos (Permeabilidad, Flotabilidad, Presión Capilar, geometría, otros).

- Respecto a la simulación con el algoritmo de Híbrido se presenta que este no varía con el cambio de modelo de facies (Con y sin facies de la Fm. La Luna), debido a que en este se tiene en cuenta más los parámetros asociados a geometría. En cambio, para la simulación con Invasión-Percolación se presenta un cambio fuerte debido a que en este se tienen en cuenta más los parámetros asociados a capilaridad y flotabilidad, tomados de las relaciones de características litológicas de las Formaciones.

- Para el área de trabajo, se determina que la Fm. La Luna y la Fm. Rosablanca poseen un potencial alto en cuanto a Yacimientos no Convencionales.

- Las posibles acumulaciones de aceite procedentes de la Fm. Rosablanca/Paja poseen un Riesgo Exploratorio Alto debido al poco sincronismo (La expulsión de aceite fue mucho antes de la formación de trampas estructurales). Adicionalmente las pocas posibles acumulaciones dadas se perdieron por procesos de deformación posterior.

- Las posibles acumulaciones de gas procedentes de la Fm. Rosablanca/Paja poseen un Riesgo exploratorio Intermedio debido a una mayor posibilidad de Acumulación por sincronismo (Trampas estructurales en el estilo estructural «CompressiveFault blocks»), en donde se pueden presentar yacimientos no convencionales tipo Shale Gas-OilShale y Calizas Fracturadas.

10. RECOMENDACIONES

- La obtención de información directa a partir de datos de pozo en general, como también de sísmica 3D, para el área de interés, podrían mejorar, calibrar y generar un modelo mucho más detallado, con el cual se reduce la especulación y el riesgo de exploración en un porcentaje alto.
- A su vez, la información asociada a los parámetros de relleno de las Fallas, como son el Radio de GougeShale, Permeabilidades, y características geológicas en general, como también intervalos de tiempo de abertura y cierre de éstas; podría también mejorar con gran resolución el modelo geoquímico.
- La determinación de fórmulas cinéticas para cada una de las formaciones asociadas a rocas fuentes calibraría con más detalle el modelo.
- La realización de la simulación por otros métodos y algoritmos (Flowpath, Flujo de Darcy, entre otros) daría otras perspectivas para las acumulaciones y el modelo geoquímico general.
- Para una mejor determinación de los modelos se debe de contar con los sub-intervalos generadores y los sub-intervalos almacenadores para todas las formaciones en general.
- La determinación a mayor detalle del proceso de erosión, el cual se cuantía de manera general dentro del proyecto, puede llegar a generar una variación intermedia, debido a que este proceso conlleva a una exhumación de la cuenca y a su vez de las acumulaciones y a su vez generar biodegradación de los crudos acumulados. Adicionalmente se establece que gran parte de las acumulaciones de interés se encuentran a profundidades altas.
- Desarrollar el modelo geoquímico a un mayor detalle para evitar errores dentro de la simulación asociados a este parámetro.
- Se debería de investigar a mayor detalle el posible potencial del área para Yacimientos no Convencionales.

10. BIBLIOGRAFIA

- AGUILERA R.C (2000): Tecnologías de Modelamiento de migración de Hidrocarburos: Aspectos Geológicos y perspectivas Exploratorias. 3ra Convención Técnica de la ACGGP. Bogotá. Colombia. p. 5
- ALLEN PHILIP & ALLEN JOHN (2005): Basin Analysis. Principles and Application. Blackwell Publishing. Second Edition. pp 405-495.
- BARRERO D., PARDO A., VARGAS C., MARTINEZ J. (2007): Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH y B&M Exploration Ltda. Bogotá, Colombia. pp 78-81
- CABALLERO O. VICTOR (2010): Evolución Tectono-Sedimentaria del Sinclinal de Nuevo Mundo, Cuenca Sedimentaria Valle Medio del Magdalena, Colombia; Durante el Oligoceno-Mioceno. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Geología. Proyecto de Grado Master en Geología. p. 33.
- COOPER M.; ADDISON F.; ALVARES R.; CORAL M.; GRAHAM R.; HAYWARD A.; HOWE S.; MARTINEZ J.; NAAR J.; PEÑAS R.; PULHAM A.; TABORDA A. (1995): Basin development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. The American Association of Petroleum Geologist AAPG. pp. 33
- CORDOBA FABIO; ROLON LUISA; BUCHELLY FERNANDO; SUARES MARIO (2000): Provincia petrolífera del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Empresa Colombiana de Petroleos ECOPETROL, Santafé de Bogotá, Colombia. p. 7.
- GARCIA D. F. & PARRA. P. (2003): Áreas con mayor potencial de carga de petróleo: Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) y Occidente de la Cordillera Oriental, Colombia. VIII Simposio Bolivariano – Exploración petrolera de la Cuencas Subandinas. p. 13

- GOMEZ ELIAS, JORDAN TERESA, ALLMENDIGER RICHARD, CARDOZO NESTOR (2005): Development of the Colombian foreland-basin system as a consequence of diachronous exhumation of the northern Andes. Geological Society of America Bulletin. September/October.p. 21.
- GOMEZ ERNESTO; CASTILLO LUIS (2003): Actividad de la Falla La Salina a partir de instrumentación sísmológica. Geofísica Colombiana No 7 pp 5-12. Diciembre. Bogotá D.C.p. 18.
- EINSELE GERHARD (1992): Sedimentary Basins: Evolution, Facies and Sediment Budget. Springer-Verlag. University Tubingen. Germany. pp 1-10; 313-341.
- HANTSCHHEL THOMAS & KAUERAUF ARMIN (2009): Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Springer-Verlag Berlin Heidelberg. 2009. pp. 1-30; 103-145; 247-336.
- HUBER K. & WIEDMANN J. (1986): Sobre el límite Jurásico-Cretácico en los alrededores de Villa de Leyva, Dpto de Boyaca; Colombia. Geología Colombiana No 15 pp 81-92.
- MAGOON LESLIE & DOW WALLACE (1994): The Petroleum System – From Source to Trap. AAPG Memoir 60. Tulsa, Oklahoma, USA. pp 3-23
- MEJIA AURA & RODRIGUEZ DAREN (2011): Análisis estratigráfico y de proveniencia en los conglomerados del Grupo Chorro, Sinclinal de Nuevo Mundo; Cuenca Valle Medio del Magdalena. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Geología. Proyecto de Grado. Bucaramanga. pp. 112-118.
- MERRILL K. ROBERT (1991): Source and Migration Process and Evaluation Techniques. Treatise of Petroleum Geology. Handbook of Petroleum Geology. The American Association of Petroleum Geologists. Tulsa, Oklahoma; USA. pp. 1-65
- MOJICA, J & FRANCO, R (1990): Estructura y evolución tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena. Geología Colombiana. 17. Bogotá. p. 24

- NARANJO JULIAN, DUQUE NORIA, MORENO NESTOR (2009): Definición de Eventos diagenéticos y carga de Hidrocarburos mediante estudios de Petrología en la Formación Rosablanca, Cuenca del Valle Medio del Magdalena. ECOPETROL & ANSALL LTDA. X Simposio Bolivariano de exploración petrolera en cuencas Sub-Andinas. ACGGP. Cartagena, Colombia. p. 9.
- OREJUELA PAOLA ANDRES (2010): Caracterización de la gravedad API en el campo Lisama (VMM) a partir de la pirolisis Rock-eval VI. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geología. Tesis de pregrado. pp. 73-77
- OTERO ARCINIEGAS M. I (2001): Modelamiento y Evolución Estructural del Cierre Sur del Sinclinal de Nuevo Mundo y su utilidad en el procesamiento sísmico. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Geología. Proyecto de Grado. Bucaramanga. p.100.
- PORTAFOLIO (2013): “Ecopetrol anuncia nueva producción en Bloque Caño Sur Este”. Portafolio.com.co. 5 de Diciembre de 2013.<http://www.portafolio.co/negocios/nuevas-producciones-ecopetrol>.
- RAMÓN J.C. & DZOU L.I. (1999): Petroleum geochemistry of Middle Magdalena Valley, Colombia. Organic Geochemistry. 30. pp 249-266.
- REYES S. JUAN, FAJARDO D. ANDRES, MANTILLA M. MARTIN (2000): Secuencia Calcárea del Cretáceo del Valle Medio del Magdalena, Colombia, Una nueva frontera exploratoria. Instituto Colombiano del Petróleo ICP, ECOPETROL & Consorcio G&G. p. 17
- ROYERO J. & CLAVIJO J. (2001): Mapa geológico generalizado. Departamento de Santander. Escala 1:400.000 Memoria explicativa. Instituto de Investigación e información geocientífica, Minero-Ambiental y Nuclear INGEOMINAS. Ministerio de Minas y Energía. República de Colombia. p. 92.
- SARMIENTO LUIS. (2001): Mesozoic Rifting and Cenozoic Basin Inversion History of the Eastern Cordillera, Colombian Andes. Interferences from tectonic

models". Netherlands Research School of Sedimentary Geology. Publication number: 2002.01.01, Ecopetrol and Vrije Universiteit Amsterdam. pp. 1-216.

- SARMIENTO LUIS. (2011): Petroleum Geology of Colombia: Middle Magdalena Basin. Geology and Hydrocarbon Potential. University EAFIT. Department of Geology. Impresos El Día. Medellín. p. 193.

- SUAREZ MARIO A; SERRANO MARTHA P; MORALES MARTIN (2000): Estilo estructurales y potencial de entrapamiento de la sección Cretácea, Cuenca del Valle del Magdalena Medio, Colombia. Ecopetrol. p.26

- TOUSSAINT J. F. (1993): Evolución Geológica de Colombia. Universidad Nacional de Colombia. p. 98.

- WARD D.; GOLDSMITH R.; CRUZ J.; RESTREPO H. (1973): Geología de los Cuadrangulos H-12 Bucaramanga y H-13 Pamplona Departamento de Santander. U.S Geological Survey & Instituto de Investigación e información geocientífica, Minero-Ambiental y Nuclear INGEOMINAS. Ministerio de Minas y Energía. República de Colombia. p.124.