

**MODELO GEOQUÍMICO 2D PARA EVALUACIÓN DEL POTENCIAL
DE ARENAS BITUMINOSAS EN EL SECTOR DE LA URIBE,
CUENCA YARÍ-CAGUÁN, COLOMBIA.**

**SAÚL ALBERTO ÁLVAREZ RANGEL
GIOVANNI ALEXANDER FLORIAN PACHÓN**

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Geología

Bucaramanga

2014

Universidad
Industrial de
Santander



**MODELO GEOQUÍMICO 2D PARA EVALUACIÓN DEL POTENCIAL
DE ARENAS BITUMINOSAS EN EL SECTOR DE LA URIBE,
CUENCA YARÍ-CAGUÁN, COLOMBIA.**

SAÚL ALBERTO ÁLVAREZ RANGEL

GIOVANNI ALEXANDER FLORIAN PACHÓN

**Proyecto de grado en la modalidad Práctica Empresarial para optar al título
de Geólogo**

TANIA SARITH PALMERA HENAO

Geóloga candidata a Título de M.Sc. UIS

DIRECTORA

JUAN CARLOS RAMIREZ ARIAS

Geólogo M.Sc. UIS

CODIRECTOR

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Geología

Bucaramanga

2014

Universidad
Industrial de
Santander



Agradecimientos

En primera instancia queremos agradecer a nuestra Directora Tania Sarith Palmera por habernos brindado la oportunidad de realizar y encaminar este proyecto.

A Juan Carlos Ramírez, nuestro codirector, por la paciencia, el conocimiento compartido, las correcciones, los consejos y la gran colaboración.

A Eliseo Tesón del Hoyo por su acompañamiento durante todo este tiempo, por los conocimientos brindados, constantes asesorías y por ser un excelente guía más.

A la escuela de geología de la Universidad Industrial de Santander y al Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) por la gran oportunidad de realizar este proyecto y hacernos crecer como profesionales.

A nuestros compañeros Julián de Bedout, José Porras, Juan Sebastián Carvajal, Cesar Herrera y Jean Paul Díaz por la colaboración en las diversas tareas en el manejo de los diferentes software e información utilizados durante el proyecto.

Y por último pero no menos importante, agradecemos a Dios por ser esa fuerza y motor que nos guío en este camino.

Dedicatoria

A mis padres, quienes han sido mi soporte y han hecho de mi lo que hoy soy.

A mi hermana y su esposo, mis mejores consejeros.

A Lisseth Ariza, por estar conmigo durante este proceso y darme tanto cariño.

A mis abuelos y sus valiosas enseñanzas.

A mis tíos, mis modelos a seguir.

A mi compañero de tesis, Giovanni, por su paciencia y entrega.

A mis compañeros de geología, por tantas experiencias vividas estos 5 años.

Saúl.

Dedicatoria

Principalmente a Dios, por ser mi fuerza de cada mañana para recorrer los caminos, derribar los obstáculos y cosechar mis éxitos.

A mis padres y hermanos, mi motor y mi orgullo.

A mi familia, mi apoyo incondicional antes, ahora y siempre.

A mi ángel del cielo, mi abuelo, mi amigo.

A mi compañero de tesis Saúl, por los esfuerzos y los resultados.

A mis amigos, porque el camino es más fácil si se recorre bien acompañado.

Giovanni.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	18
1. JUSTIFICACIÓN	19
2. OBJETIVOS	20
2.1. OBJETIVO GENERAL	20
2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS	20
3. MARCO TEÓRICO	21
3.1. ARENAS BITUMINOSAS.....	21
3.2. AMBIENTE TECTÓNICO Y GEOLÓGICO.....	23
3.3. MODELADO DE CUENCAS Y SISTEMAS PETROLÍFEROS	26
3.3.1. Modelamiento de Sistemas Petrolíferos en 1D y 2D..	27
4. MARCO GEOLÓGICO	30
4.1. LOCALIZACIÓN.....	30
4.2. CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL.....	31
4.3. EVOLUCIÓN TECTONO-ESTRATIGRÁFICA	37
5. ESTRATIGRAFÍA	41
5.1. BASAMENTO.....	45
5.2. PALEOZÓICO.....	45
5.3. CRETÁCICO	46
5.4. PALEOCENO	48
5.5. EOCENO SUPERIOR	48

6.	ESTRATIGRAFIA DE SECUENCIAS	49
6.1.	MEGASECUENCIA PRE-APTIANO.....	49
6.1.1.	Ciclo del Cámbrico Inferior.	51
6.1.2.	Ciclo del Ordovícico-Silúrico.....	51
6.1.3.	Ciclo del Carbonífero-Pérmico.....	51
6.1.4.	Ciclo del Triásico – Jurásico Inferior.....	52
6.1.5.	Ciclo del Jurásico Medio-Cretácico Inferior..	52
6.2.	MEGASECUENCIA DEL CRETÁCICO.....	52
6.3.	MEGASECUENCIAS DEL CENOZOICO.....	53
7.	GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	54
8.	GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO.....	55
8.1.	SISTEMA PETROLÍFERO	55
8.1.1.	Roca Fuente.....	55
8.1.2.	Roca Reservorio.....	55
8.1.3.	Roca Sello.	56
8.1.4.	Trampas.	57
9.	METODOLOGÍA.....	58
9.1.	ETAPA 1: RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN PRELIMINAR DE LA ZONA DE ESTUDIO Y REVISIÓN DEL MAPA GEOLÓGICO.....	59
9.2.	ETAPA 2: ELABORACIÓN DE MODELOS GEOQUÍMICOS Y SECCIÓN ESTRUCTURAL.	59
9.2.1.	Modelamiento geoquímico 1D..	59
9.2.1.1.	Recopilación de datos de entrada y construcción modelo 1D..	60
9.2.2.	Modelamiento Geoquímico 2D.	65
9.2.2.1.	Construcción de la Sección Estructural.	66
9.2.2.2.	Simulación de patrones de migración.....	72
9.3.	INTERPRETACIÓN, ANÁLISIS, CORRECCIÓN, VERIFICACIÓN Y AJUSTES DE RESULTADOS.....	75
9.4.	ELABORACIÓN DE INFORME FINAL.....	75
10.	RESULTADOS Y ANÁLISIS	76
10.1.	MODELAMIENTO 1D.....	76
10.1.1.	Análisis de parámetros geoquímicos	79

10.1.1.1. Transformación..	79
10.1.1.2. Generación.....	81
10.1.1.3. Expulsión.....	82
10.2. RETRODEFORMACIÓN DE LA SECCIÓN ESTRUCTURAL.	84
10.3. MODELAMIENTO 2D	87
10.3.1. Análisis de parámetros geoquímicos.	87
10.3.1.1. Generación.....	87
10.3.1.2. Migración y Acumulación.	89
10.3.1.3. Expulsión..	93
11. CONCLUSIONES	95
12. RECOMENDACIONES	97
BIBLIOGRAFÍA	98

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Hidrocarburos Convencionales y No Convencionales	21
Figura 2. Composición de Arenas Bituminosas.	22
Figura 3. Ambiente geológico de uno de los depósitos de petróleo pesado más grandes del mundo.	24
Figura 4. Cuencas Subandinas y Marco Tectónico.....	25
Figura 5. Simulación de los procesos geológicos, térmicos y de flujo de fluido en las cuencas sedimentarias a través del tiempo.....	27
Figura 6. Pasos múltiples para el modelamiento geoquímico	29
Figura 7. Localización Zona de Estudio.	30
Figura 8. Sector de Triple Convergencia entre las Placas Nazca, Sudamericana y Caribe.	32
Figura 9. Localización de la Cuenca Yarí-Caguán.....	33
Figura 10. Cuenca Yarí-Caguán	34
Figura 11. Rasgos estructurales de la Cuenca y principales direcciones de esfuerzos	38
Figura 12. Evolución tectono-estratigráfica de las Cuencas Yarí-Caguán y Sur de los Llanos Orientales	40
Figura 13. Carta de Correlación Estratigráfica	42
Figura 14. Tabla Cronoestratigráfica de la Cuenca Yarí-Caguán	43
Figura 15. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca Yarí-Caguán	44
Figura 16. Interpretación al tope del basamento Paleozoico desde el mapa de Anomalia de Bouguer. (Tomado de ANH, 2009).....	50
Figura 17. Línea sísmica 7U-70	54
Figura 18. Diagrama de flujo de la metodología.	58
Figura 19. Main input para pozo Uribe-1	61
Figura 20. Main input para Pseudo-pozo	61
Figura 21. Diagrama de Van Krevelen para muestras del sector La Uribe.	63
Figura 22. Condiciones de frontera para el pozo Uribe-1	64
Figura 23. Global Mean Surface Temperature.....	65
Figura 24. Ubicación de la sección estructural obtenida de Global Mapper y línea sísmica.....	67
Figura 25. Perfil topográfico de la sección estructural	68
Figura 26. Interpretación sísmica Línea 7U-70	69
Figura 27. Estado actual de deformación para la zona de estudio.	70
Figura 28. Parámetros de decompactación en base de datos Move	71
Figura 29. Construcción de Paleosecciones en Petrobuilder 2D	72
Figura 30. Main Input para Petrobuilder 2D	73
Figura 31. Condiciones de frontera para modelo 2D	74
Figura 32. Curvas de calibración para el pozo Uribe-1.	76
Figura 33. Curva de calibración para el pseudo-pozo.....	77
Figura 34. Diagrama de enterramiento con rangos de temperatura alcanzados para el pozo Uribe-1.	78

Figura 35. Diagrama de enterramiento con rangos de temperatura alcanzados para el Pseudo-pozo.....	78
Figura 36. Tasa de transformación en diagrama de enterramiento para pozo Uribe-1.....	80
Figura 37. de transformación en diagrama de enterramiento para Pseudo-pozo.....	80
Figura 38. Diagrama de generación vs. Tiempo para el pozo Uribe-1.....	81
Figura 39. Diagrama de generación vs. Tiempo para el Pseudo pozo.	82
Figura 40. Diagrama de expulsión vs. Tiempo para el pozo Uribe-1.	83
Figura 41. Diagrama de expulsión vs. Tiempo para el Pseudo-pozo.....	83
Figura 42. Paleosecciones 0, 5 y 12 Ma.	85
Figura 44. Tasa de generación a 18 M.a.	87
Figura 45. Tasa de generación a 12 M.a.	88
Figura 46. Tasa de generación a 5 M.a.	88
Figura 47. Tasa de generación a 0 M.a.	89
Figura 48. Paleosección con migración a 18 M.a.	90
Figura 49. Paleosección con migración a 12 M.a.	91
Figura 50. Paleosección con migración a 5 M.a.	92
Figura 51. Paleosección con migración a 0 M.a.	92
Figura 52. Mapa con ubicación de rezumaderos en la zona de estudio.	93
Figura 53. Tasa de expulsión actual.	94
Figura 54. Madurez termal y etapa de generación a partir de reflectancia de vitrinita.	94

LISTA DE ABREVIACIONES

%Ro:	Porcentaje de Reflectancia de Vitrinita
°C:	Grados Centígrados.
°F:	Grados Fahrenheit
ANH:	Agencia Nacional de Hidrocarburos
BHT:	Bottom Hole Temperature (Temperatura de fondo de pozo)
ft:	Pies (unidad de longitud)
Gravedad API:	$^{\circ}\text{API} = (141.5 / \text{Gravedad específica a } 60^{\circ}\text{F}) - 131.5$
HI:	Índice de Hidrógeno = (mg HC's / g TOC)
m:	Metros
Ma:	Millones de Años
OI:	Índice de Oxígeno = (mg CO ₂ / g TOC)
Tmax:	Temperatura del pico S2 de la Pirólisis.
TOC:	Total Organic Carbon (Carbono Orgánico Total)

Resumen

Título: MODELO GEOQUÍMICO 2D PARA EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE ARENAS BITUMINOSAS EN EL SECTOR DE LA URIBE, CUENCA YARÍ-CAGUÁN, COLOMBIA*

Autores: SAUL ALBERTO ALVAREZ RANGEL** GIOVANNI ALEXANDER FLORIAN PACHÓN**

Palabras clave: Modelamiento Geoquímico, Retrodeformación, Sección transversal, Arenas Bituminosas, Yarí-Caguán, Generación, Hidrocarburos.

Contenido:

Colombia constituye una de las plazas más importantes en la realización de nuevos proyectos exploratorios que permitan el descubrimiento de yacimientos que aumenten la producción, la cual actualmente se visualiza en decadencia, sugiriendo de esta manera la oportunidad de estimar el potencial generador de hidrocarburos mediante la exploración de yacimientos no convencionales como las Arenas Bituminosas.

El modelamiento geoquímico 2D permitió estimar generación, acumulación y las posibles rutas de migración de hidrocarburos para el área norte de la cuenca de Yarí-Caguán gracias a la elaboración de una sección transversal trazada desde el sector de La Uribe hasta el sector sur de la Serranía de la Macarena, en el departamento del Meta; la cual fue retrodeformada con el propósito de reconstruir paleo-secciones asignadas a edades de depositación de unidades, activación de fallas y eventos orogénicos, de manera que fuera posible analizar la evolución geológica, termal y geoquímica de la cuenca.

Se obtuvieron datos de inicio de generación a partir de la Formación Macarena Inferior de edad coniaciano-santoniano y migración de hidrocarburos previa a la exhumación del macizo de garzón, fluyendo principalmente hacia el cratón en dirección sureste y alojándose en rocas de la Formación Mirador de edad Eoceno superior, en estructuras anticlinales dispuestas en el sector de la Uribe y hacia el paleo-alto del basamento presente en el sector de la macarena; donde se encontró asociación con rezumaderos presentes en la actualidad.

El modelo arrojó tasas de generación de hidrocarburos con un máximo de aproximadamente 2.1 KTon/km² a lo largo de la roca generadora.

*Proyecto de Grado. **Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Directora: Tania Sarith Palmera Henao; Co-Director: Juan Carlos Ramirez Arias.

Abstract

Title: 2D GEOCHEMICAL MODELING FOR THE EVALUATION OF TAR-SANDS POTENTIAL IN THE SECTOR OF LA URIBE, BASIN YARÍ-CAGUÁN, COLOMBIA.*

Authors: SAUL ALBERTO ALVAREZ RANGEL** GIOVANNI ALEXANDER FLORIAN PACHÓN**

Keywords: Geochemical Modeling, retrodeforming, Cross section, Tar Sands, Yari-Caguan, Generation, Hydrocarbons.

Content:

Colombia is one of the most important squares in new exploratory projects that enable discoveries that increase production, which is currently displayed in decline, suggesting in this way the opportunity to estimate the generation potential of hydrocarbons through the exploration of non-conventional deposits such as tar sands.

The geochemical 2D modeling allowed to estimate generation, accumulation and possible migration routes of hydrocarbons for the northern zone of the Yari-Caguan basin through the elaboration of a cross section drawn from La Uribe sector to the southern sector of La Serranía de la Macarena, in the Department of Meta; which was retro-deformed with the purpose of reconstructing paleo sections assigned to ages of unit deposition, activation of faults and orogenic events, so that it would be possible to analyze the geological, geochemical and thermal evolution of the basin.

Data was obtained for the beginning of generation from the lower Macarena formation of age coniacian-santonian and migration of hydrocarbons prior to exhumation of the Garzon massif, flowing mainly towards the craton in Southeast direction and trapping at the Mirador formation of upper Eocene age, in anticlines arranged in the sector of La Uribe and over the basement paleo-high in the sector of La Macarena; where an association with seeps present today is suggested.

The model showed rates of hydrocarbons generation with a maximum of approximately 2.1 KTon/km² along the source rock.

* Degree Project. **Physicochemical Engineering Faculty. Geology School. Thesis Director: Tania Sarith Palmera Henao; Co-Director: Juan Carlos Ramirez Arias.

INTRODUCCIÓN

El presente es el informe final que resulta de un proyecto en la modalidad de pasantía de investigación, realizado en el marco del convenio UIS-Ecopetrol 2014, encaminado en la identificación del origen de las arenas bituminosas reportadas en el sector de La Uribe, Meta; en la zona norte de la cuenca Yari-Caguán, en Colombia.

El Proyecto consiste en la elaboración de modelos geoquímicos 1D y 2D a partir de información de pozos, sísmica, datos geoquímicos reportados y una sección transversal trazada desde el sector de La Uribe hasta el sur de serranía de La Macarena, la cual fue retrodeformada para edades de 5, 12, 18, 33 y 71 Ma, basándose en eventos deposicionales, orogénicos y erosivos; con el fin de evaluar la evolución termal, geológica y geoquímica de este sector de la cuenca.

Con el modelamiento geoquímico realizado se obtienen posibles rutas de migración y acumulación, tasas de transformación, generación y expulsión de hidrocarburos a lo largo del sistema petrolífero determinado para la sección trazada para las edades determinadas; brindando valiosa información en el proceso de exploración acerca del origen y proveniencia, tanto espacial como temporal, del crudo hallado en las arenas bituminosas de la zona de estudio.

1. JUSTIFICACIÓN

Gran parte del territorio nacional se encuentra aun sin explorar según la ANH por esta razón Colombia constituye una de las plazas más importantes en la realización de nuevos proyectos exploratorios que permitan el descubrimiento de yacimientos que aumenten la producción, la cual actualmente se visualiza en decadencia, sugiriendo de esta manera la oportunidad de estimar el potencial generador de hidrocarburos mediante la exploración de yacimientos no convencionales, los cuales constituyen una importante herramienta alternativa, en el presente caso arenas bituminosas.

En este proyecto se plantea el modelamiento geoquímico 2D para evaluación y prospección de arenas bituminosas en el sector de La Uribe, Meta en la zona norte de la cuenca Yarí-Caguán de Colombia, con el fin de evaluar el potencial actual de la cuenca como yacimiento no convencional, representando así nuevas fuentes de hidrocarburos para el país.

La creación de un modelo geoquímico permite establecer las características del sistema petrolífero de arenas bituminosas, tales como la historia de subsidencia en el caso del modelo 1D. Para el del modelo 2D, la reconstrucción de generación, migración y acumulación del petróleo y gas a través de una sección transversal, lo cual hace parte de este proyecto de gran utilidad para las empresas petroleras interesadas en estudios geoquímicos del área seleccionada, en este caso Ecopetrol S.A.

2. OBJETIVOS

2.1. OBJETIVO GENERAL

Proponer un modelo geoquímico para establecer posibles rutas de generación y/o migración en el sistema petrolífero de la Cuenca Yarí-Caguán, Colombia, específicamente en el sector norte denominado como sector de la Uribe.

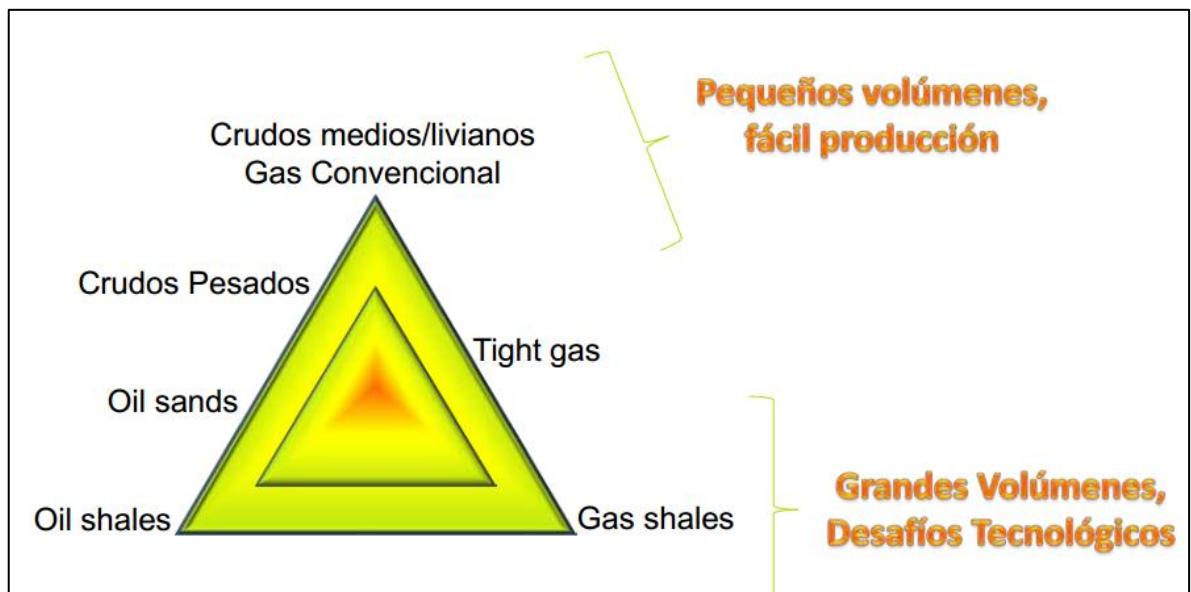
2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Elaborar una sección estructural en el área de estudio.
- Construir un modelo geoquímico 1D para el análisis de la historia termal de la zona de investigación.
- Elaborar un modelo geoquímico 2D para la determinación de una posible ruta de generación y migración del hidrocarburo responsable de la impregnación de las arenas bituminosas encontradas y reportadas en la zona de investigación.

3. MARCO TEÓRICO

Los hidrocarburos no convencionales (petróleo y gas) (Figura 1) son aquellos que se encuentran en unas condiciones que no permiten el movimiento del fluido, ya sea por estar atrapados en rocas poco permeables o por tratarse de petróleos de muy alta viscosidad y que requieren el empleo de tecnología especial para su extracción; debido a las propiedades del propio hidrocarburo o por las características de la roca que lo contiene (Repsol, 2014).

Figura 1. Hidrocarburos Convencionales y No Convencionales



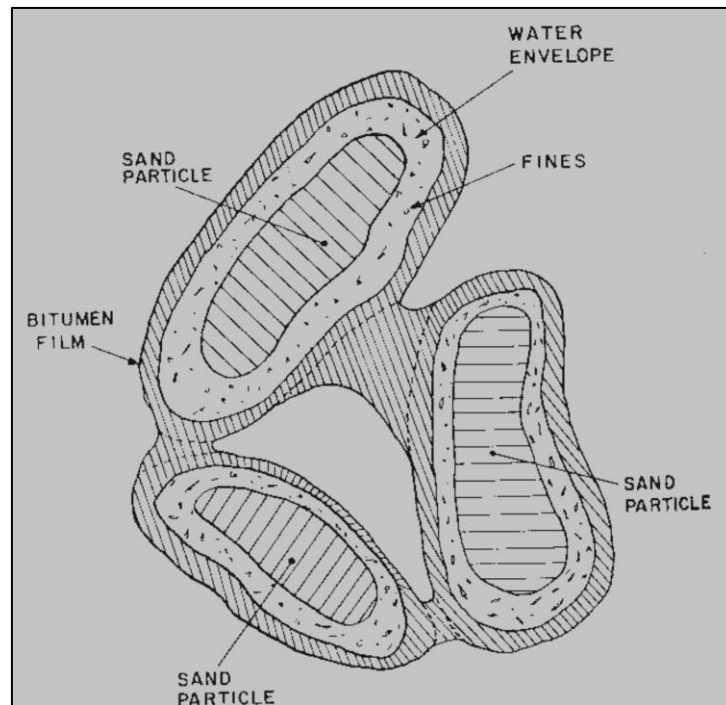
(Tomado Labastie, 2009 en Gutierrez, 2011).

3.1. ARENAS BITUMINOSAS

Las arenas bituminosas o arenas petrolíferas (oil sands) son arenas con alta porosidad y baja permeabilidad. Se encuentran compuestas por arena, arcilla,

agua y bitumen, consideradas una fuente de energía no convencional y no renovable, pues se encuentran impregnadas de un aceite pesado, negro y viscoso que debe ser tratado rigurosamente con el fin de procesarlo en las refinerías. (Carrillo, 2011).

Figura 2. Composición de Arenas Bituminosas.



(Tomado de Carrigy, 1963).

El bitumen presente en las arenas es una compleja combinación de alto peso molecular de compuestos orgánicos con un número de carbonos superior a C16. Posee un alto contenido de carbono y bajo contenido de Hidrógeno, con la presencia de bajas cantidades de otros componentes como Oxígeno(O), Azufre (S), Nitrógeno (N), Hierro (Fe), Níquel (Ni) y Vanadio (V). Este aceite se clasifica según los rangos dados por el Departamento de Energía de los Estados Unidos de Norteamérica (DOE) como un crudo pesado y a veces extra-pesado por presentar densidades entre 10° y 22,3° API e incluso menores. (Waples, 1945). El contenido

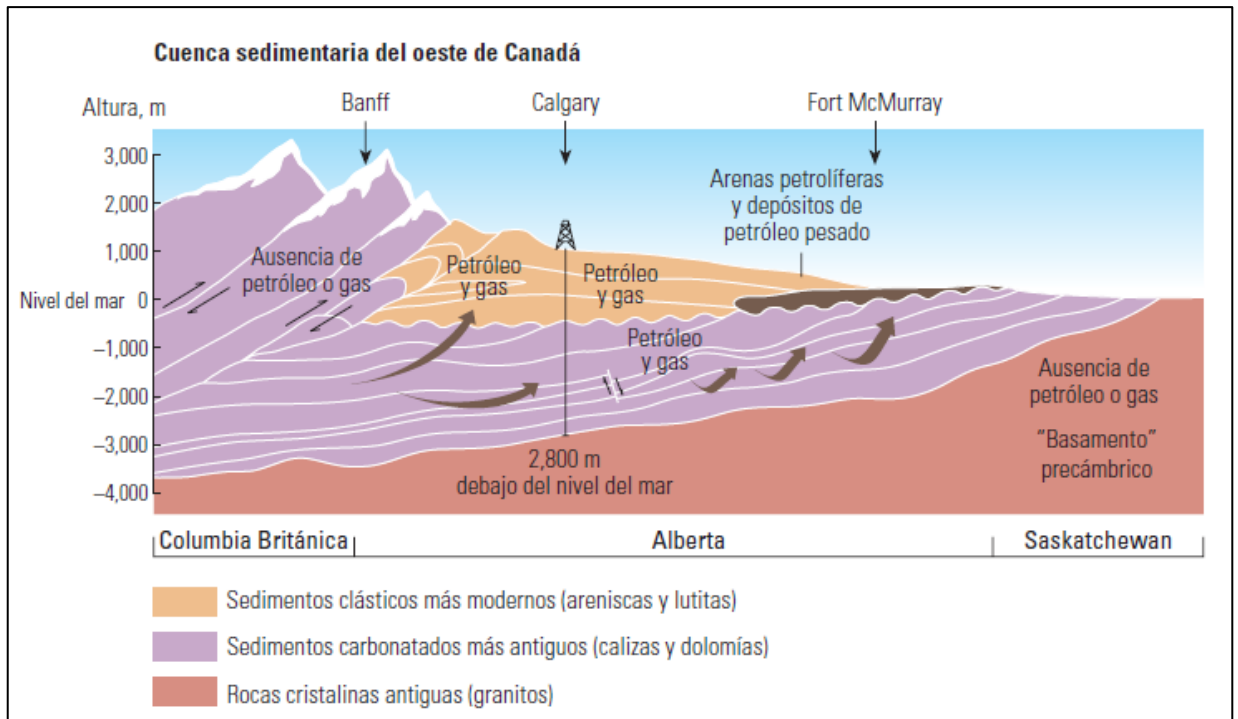
de bitumen en las arenas bituminosas varia del 1% - 18%, más del 12% de contenido de bitumen es considerada una roca rica y menos del 6% es una roca pobre y por lo tanto no es factible explotarla económicamente; En promedio se necesita explotar dos toneladas de arenas bituminosas para producir un barril de crudo sintético (159 litros). (Government of Alberta, 1985).

El bitumen, que presenta una alta viscosidad debido a la importante presencia de asfaltenos, es extraído de dos maneras dependiendo de la profundidad a la que se encuentren las reservas; siendo el método de minería el realizado para bajas profundidades de enterramiento, y el método de perforación in situ (en sus variedades) para altas profundidades de enterramiento. En ambos métodos se realiza la separación del sistema Bitumen-Arena-Agua por medio de un incremento de temperatura a partir de vapor, con el fin de disminuir la viscosidad y permitir el flujo del hidrocarburo (Schlumberger, 2009).

3.2. AMBIENTE TECTÓNICO Y GEOLÓGICO

Los depósitos de arenas bituminosas son depósitos someros súper gigantes, entrampados en los flancos de las cuencas de antepaís. Las cuencas de antepaís son depresiones enormes, formadas a raíz del hundimiento de la corteza terrestre durante la orogénesis. (Alboudwarej *et al*, 2006).

Figura 3. Ambiente geológico de uno de los depósitos de petróleo pesado más grandes del mundo.



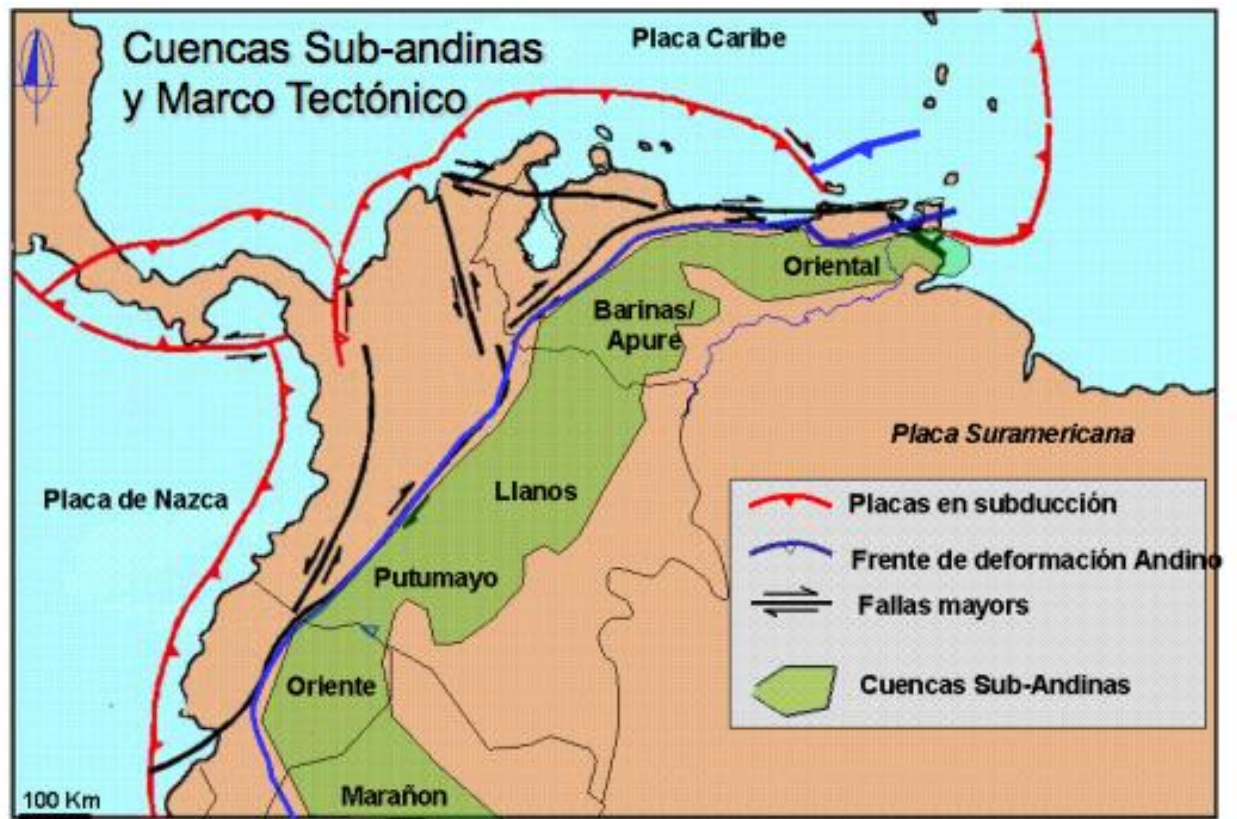
(Tomado de Alboudwarej et al, 2006). Durante los episodios de orogénesis se forman las cuencas de antepaís frente a la cadena de montañas por hundimiento de la terrestre. Los sedimentos marinos de la cuenca (púrpura) se convierten en la roca generadora (roca madre) de los hidrocarburos (marrón oscuro) que migran echado arriba, constituyendo los sedimentos (naranja) erosionados desde las montañas recién formadas.

El ambiente tectónico característico para la formación de Arenas Bituminosas corresponde a frentes de deformación. En Colombia las cuencas ofrecen buenas condiciones para formación de este tipo de yacimiento. (Gutiérrez, 2011).

La cuenca Yari-Caguán es clasificada tradicionalmente como de foreland con respecto a la cadena montañosa Andina. Limita al occidente con el sistema de fallas de vergencia sur oriental que produjo el levantamiento de la Cordillera Oriental durante el Cenozoico Tardío. (ANH-UPTC, 2009).

La secuencia sedimentaria que rellena la cuenca abarca desde el Paleozoico hasta el Reciente. Durante el Paleozoico Inferior se han reportado sedimentos de margen pasivo, mientras que en el Triásico y Jurásico se han reportado condiciones de rifting. En el Cretáceo Superior - Cenozoico continúa el depósito de la secuencia sedimentaria que evidencia el inicio de la deformación compresiva, que se intensifica en el Plioceno. Las estructuras generadas en estos periodos pueden identificarse por su fosilización o por unidades remanentes que las evidencian (ANH-UPTC, 2009).

Figura 4. Cuencas Subandinas y Marco Tectónico



(Tomado de Gutierrez, 2011).

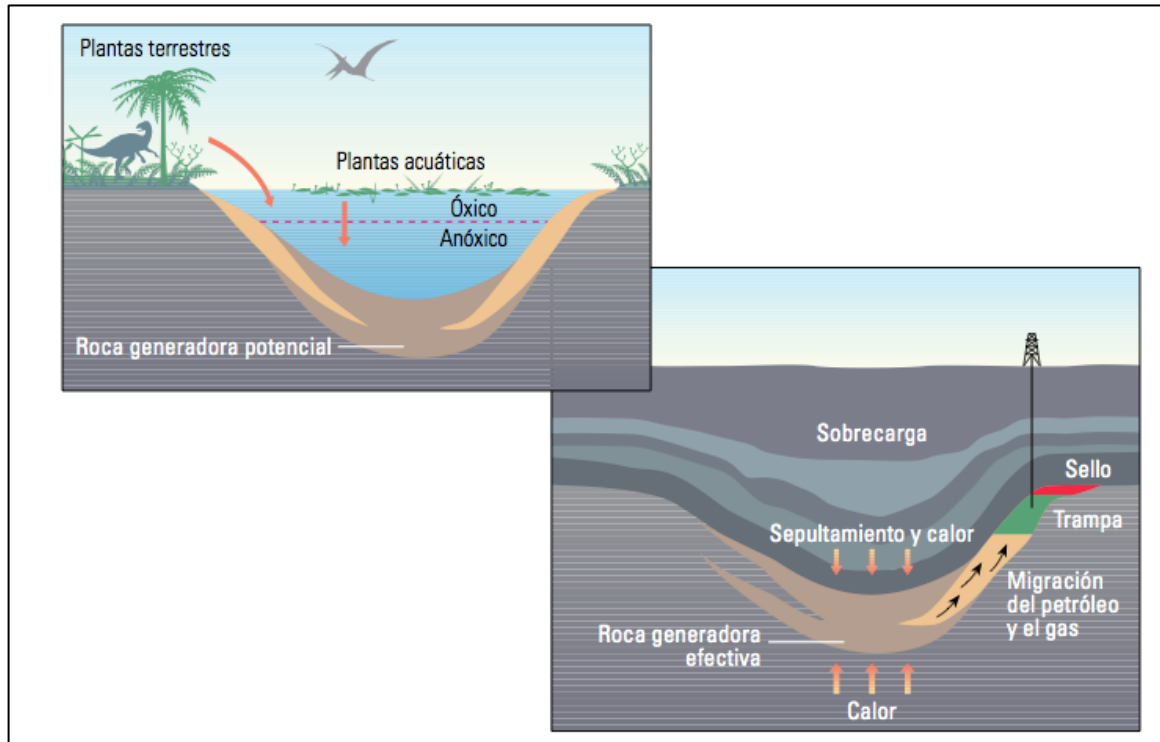
3.3. MODELADO DE CUENCAS Y SISTEMAS PETROLÍFEROS

Un sistema petrolífero es la unificación de todos los elementos y procesos que conforman la geología del petróleo. La aplicación práctica de los sistemas petrolíferos radica en la exploración, evaluación de recursos e investigación (Magoon et al., 1994).

El éxito de cualquier campaña de exploración depende de la convergencia de elementos y procesos geológicos trascendentales. El modelado de cuencas y sistemas petroleros permite examinar los procesos dinámicos de las cuencas sedimentarias y sus fluidos asociados, con el fin de determinar si las condiciones pasadas resultaron adecuadas para que los hidrocarburos ocuparan yacimientos potenciales y fueran preservados en dichos yacimientos. (Schlumberger, 2009).

A través del tiempo se ha venido desarrollando métodos de pronóstico cuantitativos del potencial de generación de petróleo de una unidad litológica, utilizando los modelos de cuencas sedimentarias como marcos estructurales para efectuar correlaciones genéticas geoquímicas entre los hidrocarburos y las rocas generadoras.

Figura 5. Simulación de los procesos geológicos, termicos y de flujo de fluido en las cuencas sedimentarias a través del tiempo.



(Tomado de Schlumberger, 2009). El modelado de cuencas y sistemas petroleros reconstruye la deposición de las rocas generadoras, yacimiento, sello y rocas de sobrecarga, y los procesos de formación de trampas y generación, migración y acumulación de hidrocarburos desde el pasado (izquierda) hasta el presente (derecha).

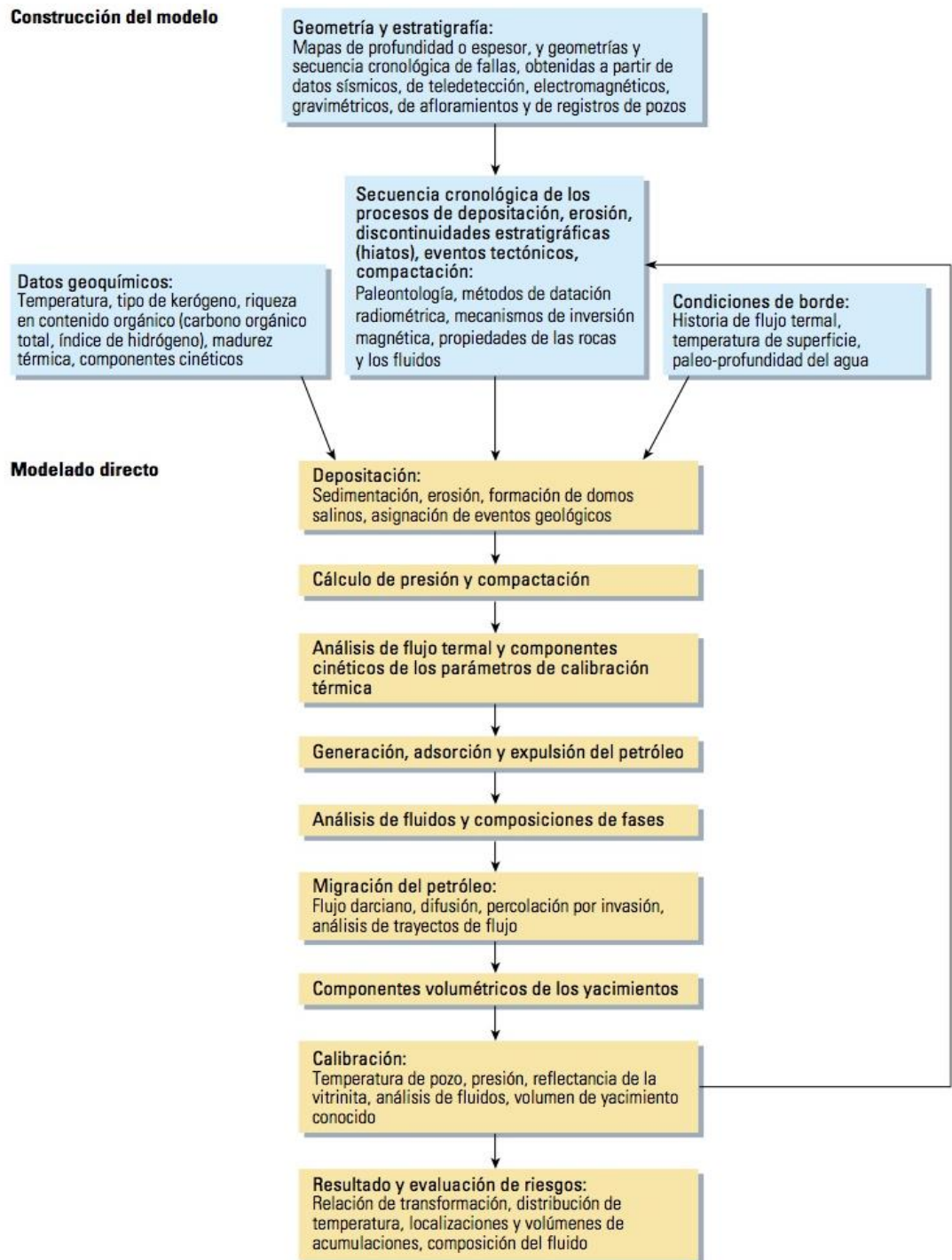
3.3.1. Modelamiento de Sistemas Petrolíferos en 1D y 2D. El modelado de cuencas y sistemas petroleros reúne diversos procesos dinámicos, incluyendo la depositación de sedimentos, la formación de fallas, el sepultamiento, los componentes cinéticos de la maduración del kerógeno y el flujo de fluido multifásico. Estos procesos pueden ser examinados en diversos niveles, y la complejidad habitualmente se incrementa con la dimensionalidad espacial; el más sencillo, el modelado 1D, examina la historia de enterramiento en una ubicación puntual. El modelado bidimensional, ya sea en una sección horizontal o transversal, puede ser utilizado para reconstruir la generación, migración y

acumulación del petróleo y el gas a través de una sección transversal. (Schlumberger, 2009).

El proceso de modelamiento consta de dos etapas principales: la construcción del modelo y el modelado directo. La construcción del modelo implica la construcción de un modelo estructural y la identificación de la cronología de la depositación y las propiedades físicas de cada capa. El método de modelado directo ejecuta cálculos sobre el modelo para simular el sepultamiento de los sedimentos, los cambios de presión y temperatura, la maduración del kerógeno y la expulsión, migración y acumulación de hidrocarburos. Mediante la calibración se comparan los resultados del modelo con las mediciones independientes a fin de permitir el refinamiento del modelo (Schlumberger, 2009).

A continuación se observa la metodología de construcción de un modelo geoquímico (Figura 6).

Figura 6. Pasos múltiples para el modelamiento geoquímico



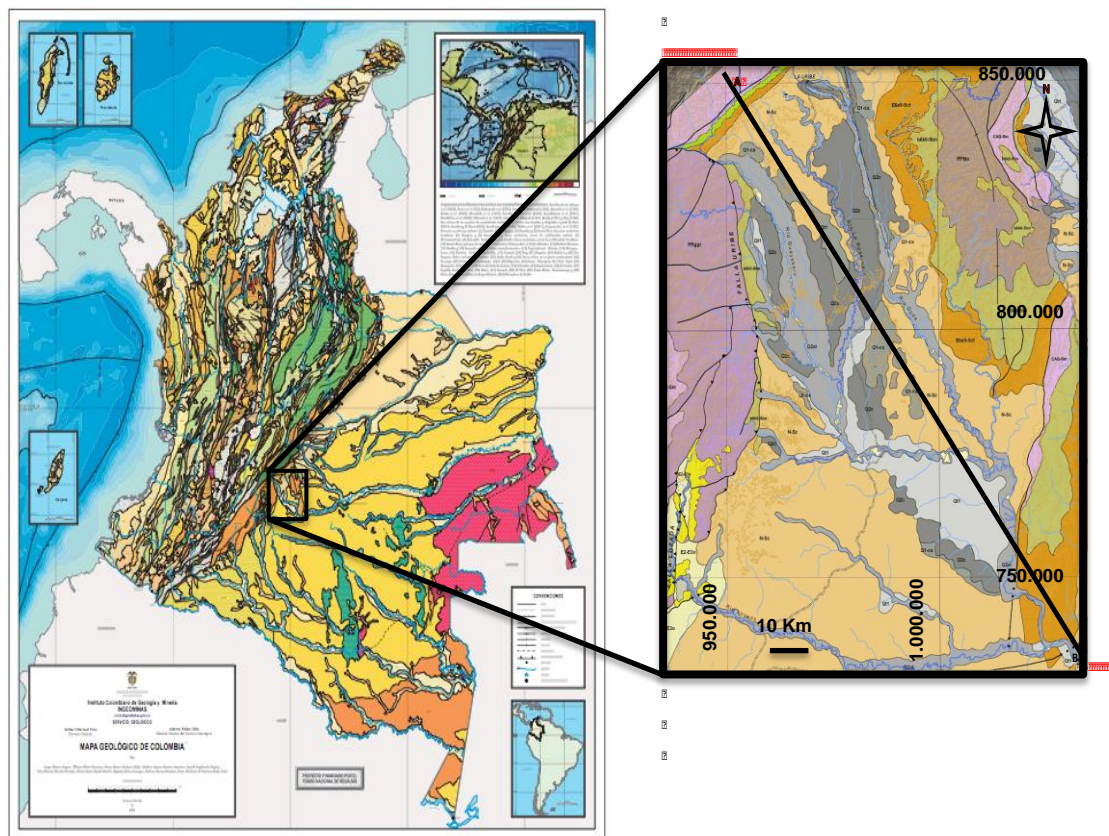
(Tomado de Schlumberger, 2009).

4. MARCO GEOLÓGICO

4.1. LOCALIZACIÓN

La zona de estudio se encuentra ubicada en el departamento del Meta, específicamente centro la Cordillera Oriental y la Serranía de la Macarena, en el sector denominado la Uribe, zona norte de la Cuenca-Yarí-Caguán.

Figura 7. Localización Zona de Estudio.



Tomado y modificado SGC, 2007 y ANH 2009.

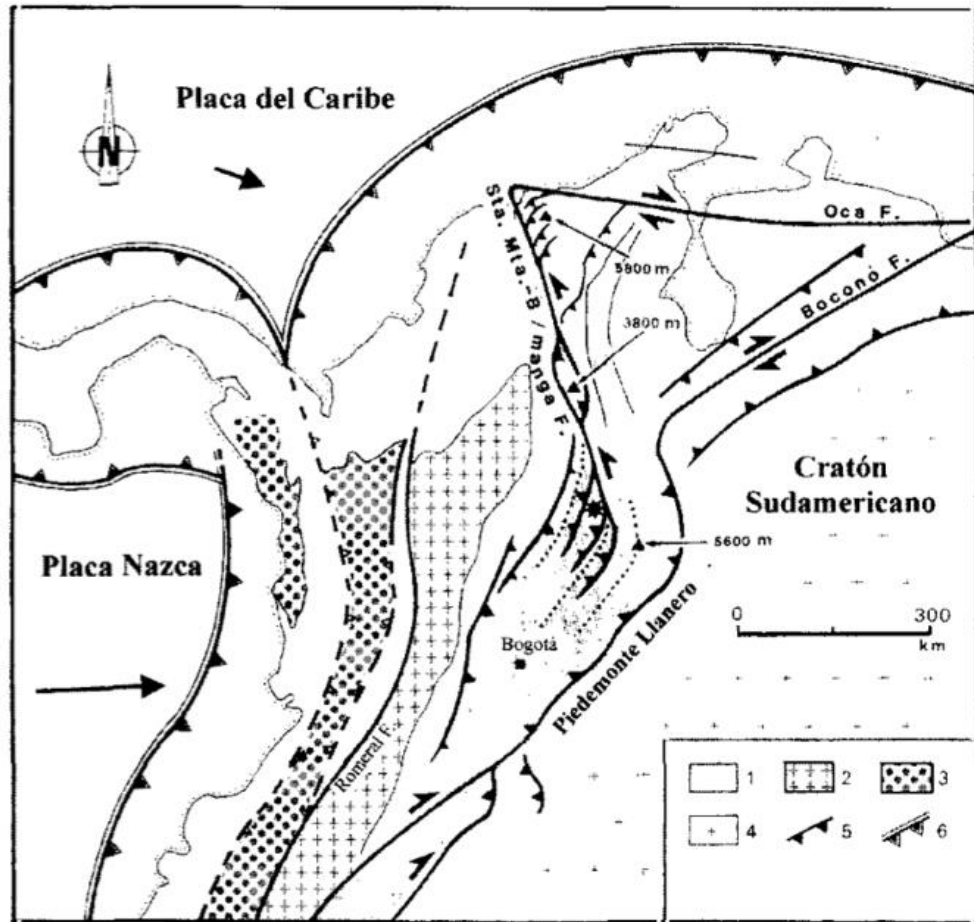
4.2. CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL

La esquina noroccidental de Suramérica está localizada en un sector de triple convergencia entre las placas Caribe, Nazca y Suramérica. La Placa Caribe tiene un movimiento E-SE, mientras que la Placa de Nazca tiene un movimiento en dirección al E y el norte de los Andes corresponde a un bloque con movimiento al NE, respecto a la Placa Suramericana. Esta convergencia de placas en el sector NW de Suramérica crea una zona de deformación continental definida por cabalgamientos en dirección NE-SE y fallas de rumbo. (Corredor, 2003 y Cortes et al 2005, Gomez, 2001). (Figura 8)

En márgenes convergentes, la carga tectónica que se genera por el cambio de espesor y levantamiento de un cinturón montañoso induce la flexura de la corteza y genera una depresión adyacente denominada cuenca de antepaís (foreland basin). Allí se depositan los productos de la erosión de las rocas que se levantan. (Jordan et al., 1988).

Las Cuencas Caguán y Putumayo poseen un área aproximada de 110.000 km^2 y forman parte del sistema de cuencas sedimentarias sub-andinas que se extienden desde Colombia hasta Argentina. Limitan al NW con el sistema de fallas del piedemonte de la Cordillera Oriental y el Macizo de Garzón, al E con el alto estructural de la Serranía de Chiribiquete (SCH), al NE con la Serranía de La Macarena (SM) y al S continua en Ecuador en la denominada cuenca de Oriente (Barrero, 2007). La arquitectura estructural de la cuenca está estrechamente relacionada a los elementos estructurales adyacentes, es decir, hacia el este asociados al Escudo de la Guayana con secuencias sedimentarias poco o nada deformadas, mientras que al oeste se plegadas y deformadas como consecuencia de los eventos de la Orogenia Andina durante el Mioceno Superior. (Cooper et al., 1995).

Figura 8. Sector de Triple Convergencia entre las Placas Nazca, Sudamericana y Caribe.

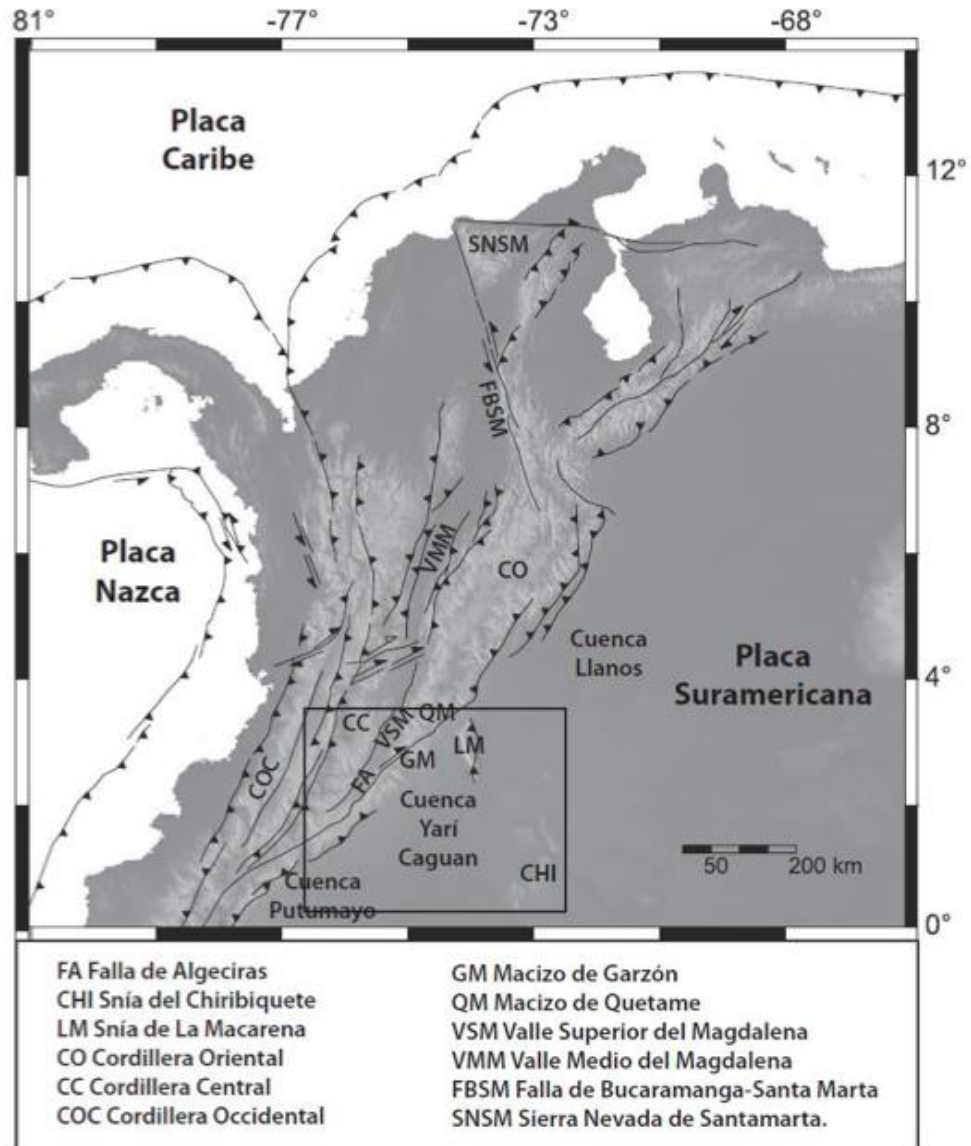


(Tomado de http://www.manizales.unal.edu.co/gestion_riesgos) 1.Cordillera Oriental 2.Cordillera Central 3.Cordillera Occidental 4.cratón 5.fallas inversas y de cabalgamiento 6.zonas de subducción del Pacífico y del Caribe. Las flechas gruesas indican los movimientos relativos de las placas con respecto a Sudamérica.

La cuenca de Yari-Caguán es una zona de transición entre las dos cuencas de foreland que se encuentran separadas por la Serranía de la Macarena, la cuenca de Llanos al norte y al sur la Cuenca de Putumayo (Figura 9). La evolución geológica de estas cuencas está directamente ligada al levantamiento de los Andes, debido a que este genera subsidencia flexural y a la vez actúa como una fuente primordial de sedimentos para la cuenca (DeCelles, P. Et al, 1996). La evolución estructural de la cuenca se evidencia en el estilo tectónico y de

deformación que involucra los diferentes eventos tectónicos anteriores ocurridos en el Paleozoico y Mesozoico.

Figura 9. Localización de la Cuenca Yari-Caguán.



(Tomado de Ramirez, 2013).

El registro sedimentario del sur de Colombia puede ser de extensión variable temporal y espacialmente dependiendo de los eventos tectónicos ocurridos y las inconformidades; Para la cuenca de Yarí- Caguán, la cual se encuentra cubriendo el cratón estable, el basamento cristalino se encuentra compuesto por rocas metamórficas principalmente cuarcitas y gneises que por procesos se granitizan y se muestran como granitoides y migmatitas en el Escudo de Guyana y el Macizo de Garzón. (Cooper et al., 1995, Reyes et al., 1997, Galvis et al., 1999).

Para el Paleozoico inferior los depósitos Cámbricos (calizas de la Unidad Ariari) fueron acumulados en el costado occidental de un cratón estable, probablemente un margen continental pasivo con bajo aporte de sedimentos clásticos que luego fue sometido a un régimen de subducción asociado al cierre del paleo-océano Iapetus, con intrusiones y vulcanismo básico (Unidad Guape) y desarrollo de un arco insular que fue acrecionado al cratón; posterior a esta acreción, ocurrió algo de sedimentación turbidítica, la cual está representada por la Unidad Duda. (Bridger, 1982 en Reyes et al., 1997).

Los depósitos que suprayacen el basamento son depósitos de tipo marino, rocas clásticas con presencia de hidrocarburos del Paleozoico Inferior. (Reyes et al., 1997). Suprayaciendo estos depósitos se presentan vulcanitas rojas del Mesozoico Temprano (Galvis et al., 1999). Existe presencia de metamorfismo en sedimentos del Paleozoico Inferior para el norte de la Macarena; En el piedemonte y la serranía de la Macarena también se reportan algunos depósitos correspondientes al Paleozoico Superior los cuales conjuntamente aparecen en algunos sectores de la Cordillera Oriental y en menor espesor en la Cuenca Llanos. La variación en la distribución de los depósitos probablemente fue causada por la erosión prolongada en la zona del cratón (Reyes et al., 1997).

Para el Triásico-Jurásico el basamento económico de esta cuenca corresponde a areniscas marinas someras a continentales, arcósicas intercaladas con arcillolitas rojo púrpura y depósitos volcánicos, tobas y brechas volcánicas, intruidas por plutónicas y diques básicos. Esta sucesión continental se ha correlacionado con la Formación Saldaña del Valle Superior del Magdalena, de edad Jurásica, aunque en la Cuenca del Putumayo recibe comúnmente el nombre de Formación Motema.(Gonçalves et. al, 2002,).

Posterior a un periodo de erosión y/o no depositación, durante el Jurásico al Cretácico, la depresión estructural preexistente comenzó a ser rellenada por sedimentos fluviales y marinos someros, a medida que ascendía el nivel relativo del mar. (Gonçalves et. al, 2002,). La subsidencia termal que se da luego de la fase extensiva inicial, consiente la depositación durante la fase transgresiva de las unidades cretácicas que alcanzan el máximo nivel de la cuenca en el Turoniano-Coniaciano. Los depósitos cretácicos arenosos basales del Aptiano-Albiano reciben en esta cuenca el nombre de Formación Caballos, (Cáceres et al., 1985).

La cuenca Yarí-Caguán se caracteriza por no presentar depósitos cretácicos en toda su extensión, pero existen zonas donde si hay presencia de estos depósitos los cuales presentan características de rocas de ambientes marinos a transicionales. El área de La Uribe en la cuenca presenta características de una posible cocina generadora de hidrocarburos.(Reyes et al., 1997).

A comienzos del Terciario, se evidencian pulsos de levantamiento de la Cordillera Central y la consiguiente retirada del mar, dando paso a la acumulación de sedimentos continentales molásicos en las cuencas Putumayo y Caguán. (Cáceres et al, 1985). En la cuenca Yarí-Caguán no existió depositación alguna entre el Paleoceno al Eoceno, solo los depósitos del Eoceno correspondientes a la Fm. Mirador, que se encuentran discordantes suprayaciendo a los depósitos Paleozoicos y el basamento cristalino.(Reyes et al., 1997).

A finales del Eoceno y comienzos del Oligoceno predominaban ambientes lacustres, pantanosos y de aguas salobres que prevalecieron durante la acumulación de los sedimentos (Cáceres et al., 1985). Estas condiciones lacustres persistieron hasta finales del Mioceno, con la depositación de las arcillolitas abigarradas y arenitas de la formación Arrayan. Posterior al Mioceno y hasta el reciente, el levantamiento de la Cordillera Oriental aportó continuamente sedimentos de piedemonte generando sobrecarga y maduración de posibles cocinas. (Gómez, 2013).

4.3. EVOLUCIÓN TECTONO-ESTRATIGRÁFICA

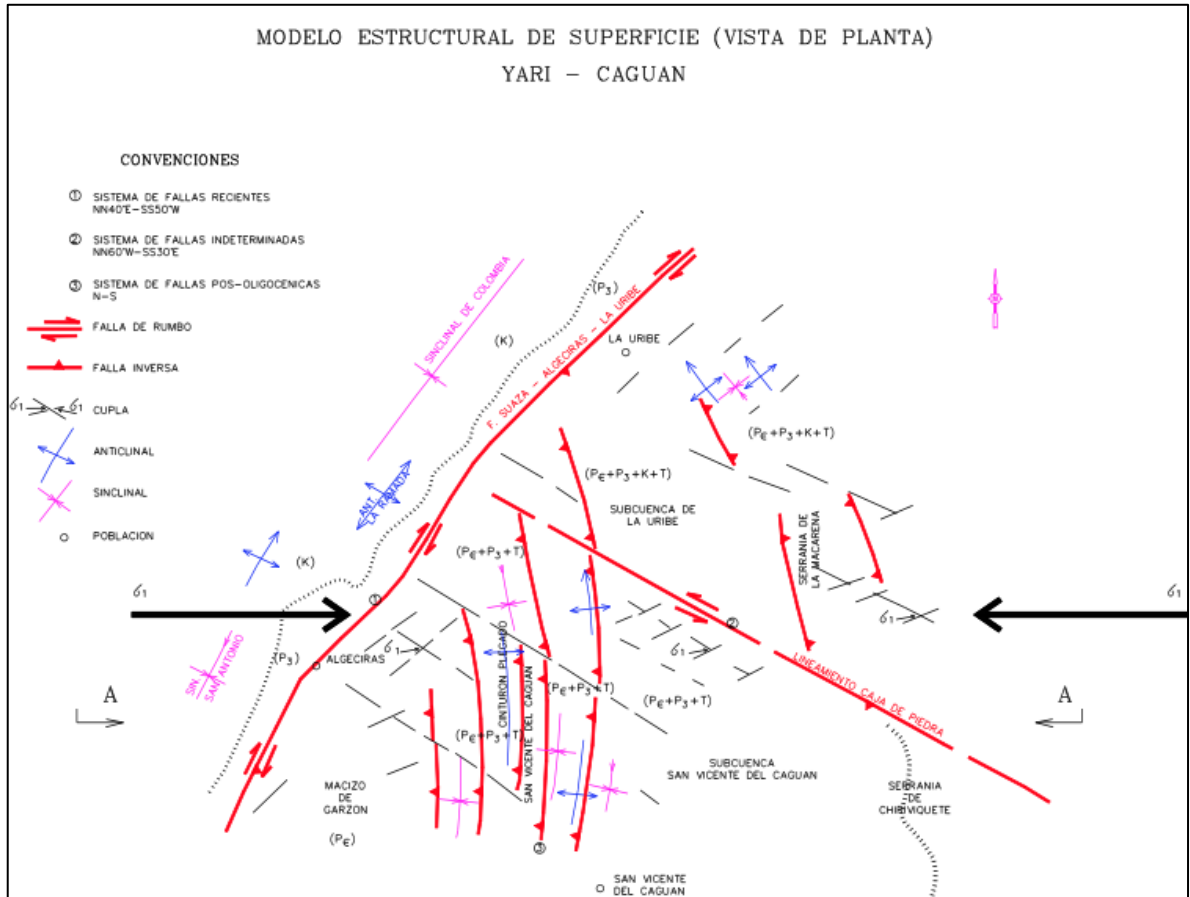
La cuenca Yará- Caguán se encuentra estructuralmente limitada por: Alto de La Macarena al norte, Alto de Florencia al sur, Cordillera Oriental, caracterizada por el cinturón de cabalgamiento, al Oeste y Serranía de Chiribiquete al Este.

Se reconocen cuatro eventos tectónicos principales que están ligados a la evolución de la Cuenca (ICP, 1998).

1. Evento distensivo con fallamiento normal que afecta el basamento cristalino y el Paleozoico, observado en sismica principalmente en el sector norte; evento que se reporta en el sector de la Macarena mas no se observa este episodio en el área de Yará – Caguán.
2. Evento compresivo de inversión tectónica que reactiva antiguas fallas normales con movimiento inverso. Es evidente en la Cordillera Oriental (ICP, 1998).
3. Evento compresivo de finales del Mioceno asociado con el levantamiento de la Cordillera Oriental.

4. Evento con componente transcurrente que origina fallas de rumbo, el cual involucra toda la sucesión sedimentaria evidenciado principalmente en la parte norte.

Figura 11. Rasgos estructurales de la Cuenca y principales direcciones de esfuerzos



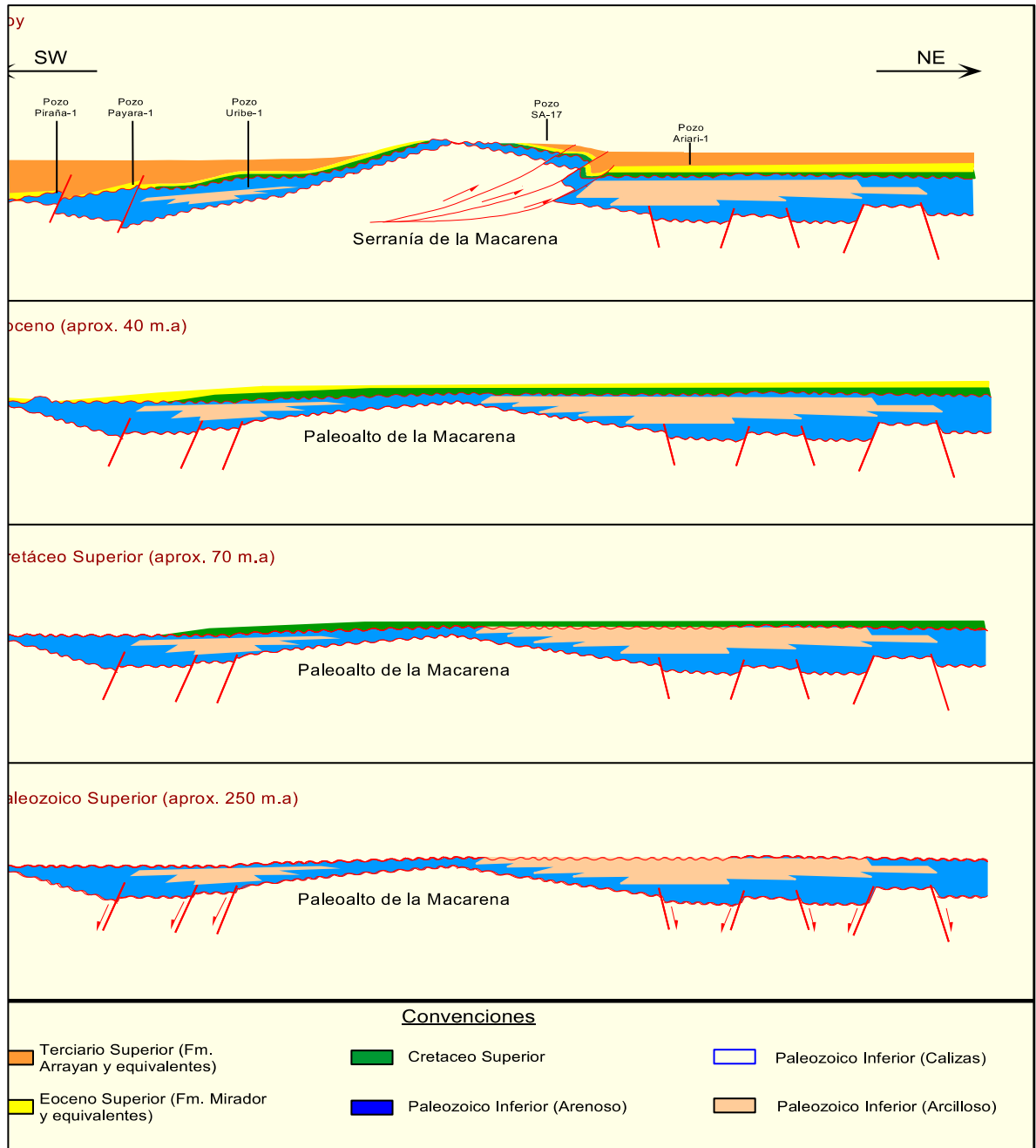
(Tomado de ICP, 1998)

La configuración tectónica del basamento es determinante en el desarrollo posterior del relleno sedimentario del área. La evolución tectónica de Yari-Caguán se puede seguir desde el Silúrico cuando ocurrió fracturamiento en bloques que se comportan como áreas subsidentes; Seguido a este evento la cobertera sedimentaria es afectada por fallas con orientación N-S como las que delimitan el bloque de la Macarena y otras fallas oblicuas. Los pliegues son estructuras muy amplias evidenciadas por anomalías geomorfológicas. La mayoría de los pliegues

y anomalías geomorfológicas tienen ejes con orientación aproximada N-S variando entre NNE y NNW. La muestra la evolución tectono-estratigráfica (ICP, 1998).

La cuenca esta subdividida en dos subcuencas separadas por una falla que afecta el basamento y cuya manifestación en superficie se conoce como lineamiento Caja de Piedra (Figura 11). Las subcuencas de La Uribe al Norte y la subcuenca de San Vicente al sur tienen diferencias estratigráficas. Sin embargo, dichas diferencias pueden ser explicadas por pinchamiento de las unidades sobre el basamento basculado (ICP, 1998).

Figura 12. Evolución tectono-estratigráfica de las Cuencas Yari-Caguán y Sur de los Llanos Orientales



(Tomado de ICP, 1998)

5. ESTRATIGRAFÍA

La cuenca sedimentaria de la Cuenca de Yarí - Caguán se conoce por presentar un espesor muy variable, alcanza aproximadamente los 16.000 pies en el sector conocido como La Uribe. Los depósitos sedimentarios de la cuenca tienen edades desde el Paleozoico abarcando hasta el presente (Reyes et al., 1997). En la figura 13 se presenta la nomenclatura usada para describir las unidades que conforman la cuenca y la correlación con las cuencas colindantes.

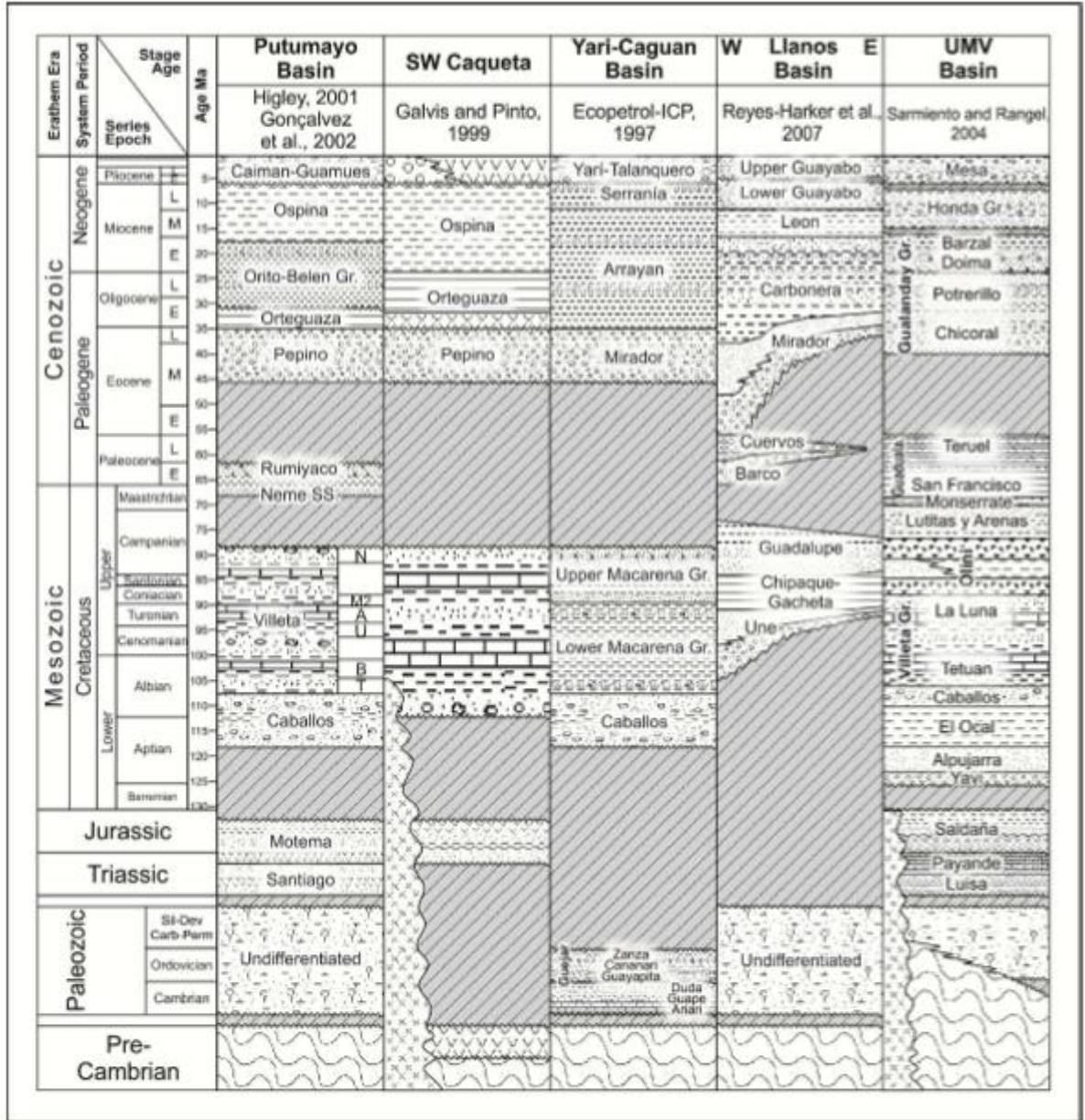
La cuenca Yarí-Caguán limita con la cuenca Llanos al norte, la cuenca de Putumayo al sur y la Cordillera Oriental y cuenca del Valle Superior del Magdalena al oeste, cada una con nomenclaturas estratigráficas diferentes y características específicas. En la figura 14 Reyes et al., 1997 presenta una tabla cronoestratigráfica regional que presenta las nomenclaturas más usadas de las áreas adyacentes y sus equivalencias. Esta sección presenta una orientación aproximada NE-SW.

En la cuenca se observan cuatro secuencias estratigráficas mayores, separadas por discordancias

- Paleozoico: Unidades Ariari, Guape, Duda (Cámbrico). Grupo Güejar: Formaciones Guayapita, Cananari y Zanza (Ordovícico).
- Cretácico: Caballos (Aptiano - Albiano). Villeta (Cenomaniano – Campaniano), Grupo Macarena (Albiano - Campaniano).Paleoceno: Neme - Rumiaco, Guayabero ? (Van der Hammen y Paba, 1959)
- Eoceno Superior a Reciente: Formaciones Pepino, Losada, Mirador (Eoceno Superior), Formaciones Orteguzaza, Orito - Belén, Ospina / Arrayán / Grupo San Fernando / Carbonera, León y Guayabo, (Oligoceno - Mioceno), Formaciones Caimán - Guamues / Yarí - Talanqueros / Necesidad (Plioceno - Pleistoceno).

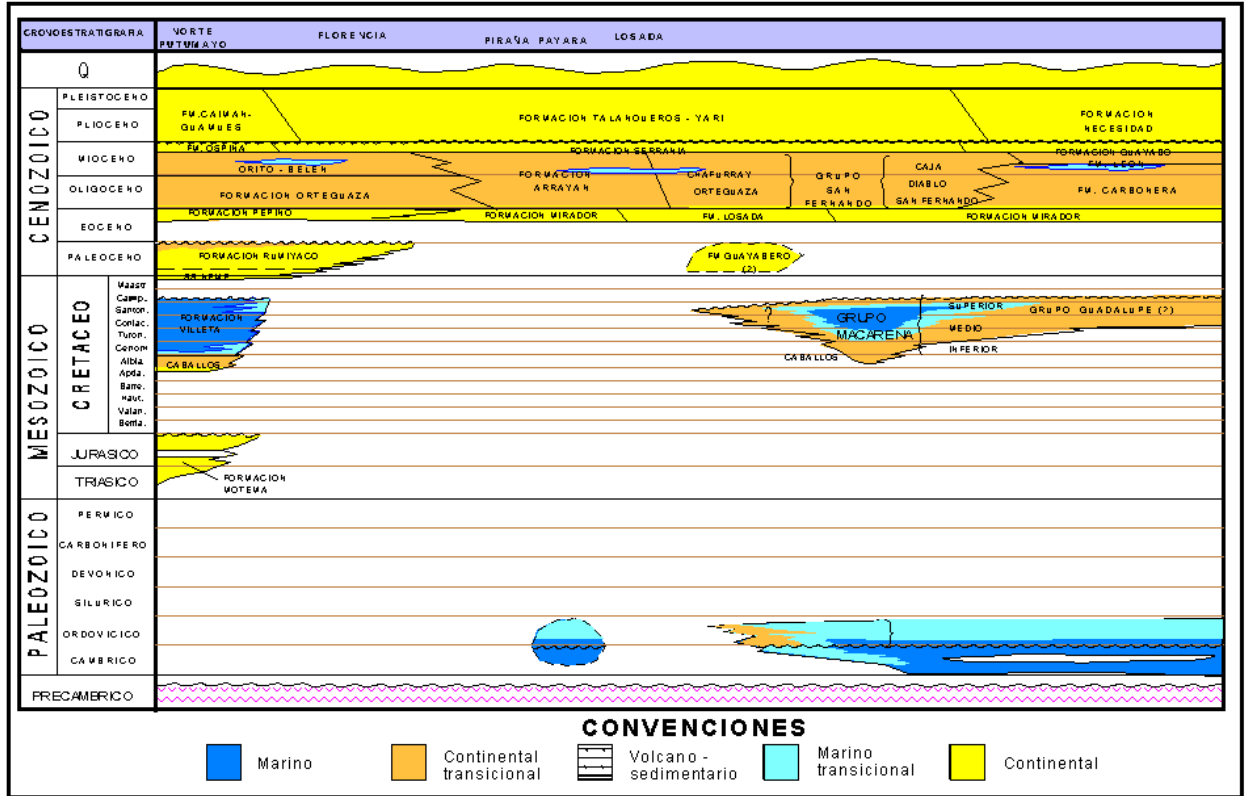
En general estas unidades sedimentarias se adelgazan hacia el este en dirección del escudo de la Guyana.

Figura 13. Carta de Correlación Estratigráfica



(Tomado de Ramirez et. al, 2013).

Figura 14. Tabla Cronoestratigráfica de la Cuenca Yari-Caguán

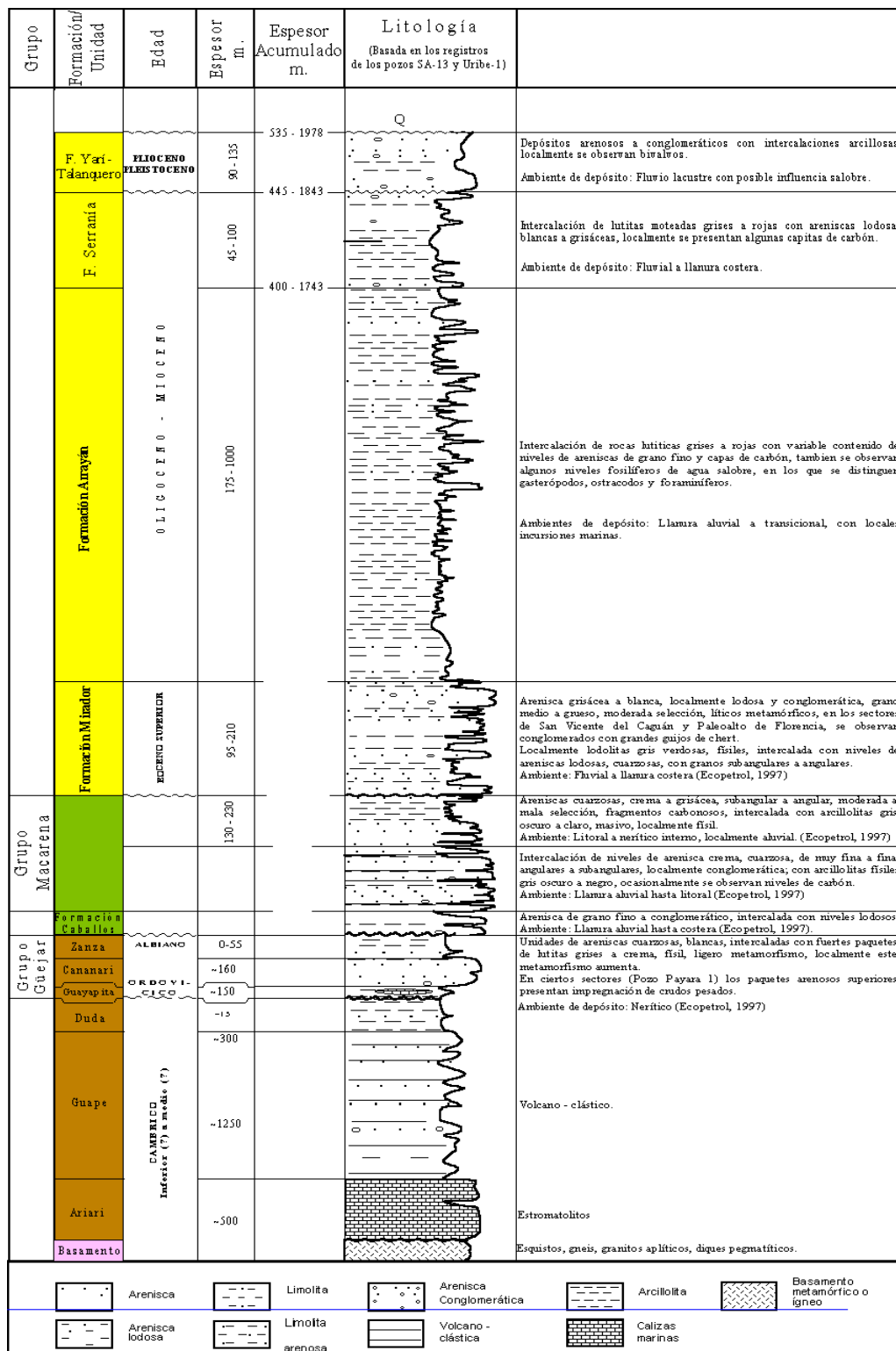


(Tomado de Reyes et al., 1997).

Para el sector de La Uribe, la nomenclatura utilizada es la característica de la Cuenca Yari-Caguán, la cual es correlacionable con la cuenca Llanos.

En general, La Cuenca Yari-Caguán va desde el paleoalto de Florencia hasta la Serranía de la Macarena y su prolongación en el subsuelo por el paleoalto del Yari los sedimentos van desde el Paleozoico hasta el Reciente reposando sobre un basamento cristalino perteneciente al escudo de la Guyana (ICP, 1998).

Figura 15. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca Yarí-Caguán



(Tomado de Reyes, A. Et al 1997).

5.1. BASAMENTO

Para el basamento se definen edades desde 600 millones de años en el sector del Macizo de Garzón, hasta 1780 millones de años al oriente de la cuenca (Beicip, 1988 en Reyes et al., 1997).

Esta representado por rocas del Escudo de la Guyana, que hacen parte del terreno Caquetá-Amazonas (Etayo et al., 1983 en Reyes et al., 1997).

Composicionalmente es muy variable, pasando desde rocas intrusivas hasta rocas metamórficas de bajo grado, las cuales presentan evidencia en algunos pozos de la cuenca: el pozo Mandur-2 perforó gneises y rocas verdosas de bajo grado de metamorfismo. Hacia el sur de la Serranía de la Macarena, el pozo Losada-1 recuperó ripios correspondientes a filita y esquistos verdes.

5.2. PALEOZÓICO

Las formaciones Paleozoicas del área de la Macarena y el piedemonte de la cordillera según Bridger, 1982 en Reyes et al., 1997 abarcan el Paleozoico inferior, siendo descritas de modo informal en el Cámbrico (Inferior (?) a medio (?)),

Las unidades se han diferenciado de la siguiente manera:

- **Unidad Ariari:** Conformada por calizas, localmente estromatolitos y dolomitas en la parte superior. Se reportan 500 m. De espesor en los Cerros de Calime, aunque su base no aflora (Reyes et al., 1997).

- **Unidad Guape:** Esquistos, Diabasas y cuarcitas, concordante con la unidad Ariari. Su espesor aproximado es de 1.250 m en el cañón del río Guape (Reyes et al., 1997).

- **Unidad Duda:** Areniscas calcáreas y lodolitas de origen turbidítico, con 200 a 300 m. reportados en los Cerros de Calime (Reyes et al., 1997).

Para el Ordovícico, según Reyes et al., 1997 se define el Grupo Güejar en el sector de la Macarena de base a tope:

- Aproximadamente 15 m. de lutitas negras con delgadas capas de caliza, de edad Tremadociano temprano.
- Aproximadamente 150 m. de sedimentos de edad Tremadociano tardío.
- Unidad más lutítica que las anteriores, aproximadamente 160 m., de edad Llanvirniano.

Estas tres unidades son divididas como Unidad Guayapita, Formación Cananari, Unidad Zanza, que están separadas de los sedimentos del Cámbrico por una inconformidad. (Reyes et al., 1997).

La secuencia sedimentaria es espesa, litológicamente variable y con ambientes de depositación de frente arrecifal y turbiditas predominantemente.

En la cuenca de Yarí - Caguán las rocas del paleozoico se evidencian tanto en afloramiento como en subsuelo, en los sectores de Payara, Uribe y norte de la Serranía de la Macarena.

5.3. CRETÁCICO

La secuencia cretácica en la Cuenca Yarí- Caguán abarca edades desde el Aptiano hasta el Campaniano. La litología de las unidades se describen a continuación:

Formación Caballos: Descrito por Reyes et al., 1997 como una secuencia de areniscas de grano fino a conglomerático, intercaladas con niveles lodosos.

Grupo Macarena: Las sedimentitas del grupo Macarena son bastante arenosas y son descritos en dos segmentos por Reyes et al., 1997:

1. Macarena Inferior: Intercalación de niveles de arenisca crema, cuarzosa, muy fina a fina, con clastos angulares a subangulares, localmente conglomerática; niveles de arcillolitas fósiles gris oscuro a negro. Ocasionalmente se observan niveles de carbón.

2. Macarena Superior: Areniscas cuarzosas, de color crema, con clastos subangulares y angulares, con moderada a mala selección, fragmentos carbonosos e intercalaciones de arcillolitas gris claro, masivas, localmente fósiles.

En el sector Caguán, el piso Maastrichtiano está ausente, excepto al norte donde hay sedimentitas de tipo continental provenientes posiblemente de las áreas exhumadas que abarcan la mayoría de la zona (ANH-UPTC, 2009).

Ambientalmente varían desde llanuras aluviales a costeras desde el Albiano hasta el Cenomaniano. Del Coniaciano al Campaniano se tiene una clara influencia marina, según se deduce de la bioestratigrafía, reportándose ambientes que varían de litoral a nerítico interno. Los ambientes observados en el área de la Macarena, indican influencia fluvial de ríos trenzados hacia la base del depósito y una progresiva influencia marina hacia el tope. Posiblemente para el Santoniano - Campaniano existió una gran entrante del mar hasta el sur de la Macarena, que conectaba con los sedimentos Cretácicos del sector de La Uribe (Reyes et al., 1997).

5.4. PALEOCENO

Para la edad del Paleoceno se reporta la Formación Mirador, la cual litológicamente es descrita como una arenisca grisácea a blanca y conglomerática, de grano medio a grueso, de moderada selección, con líticos metamórficos de chert. Localmente se presentan lodolitas gris verdosas, intercaladas con niveles de areniscas lodosas, cuarzosas, con granos subangulares a angulares, moderada a mala selección, con fragmentos carbonosos y arcillolitas gris oscuro claro, masivas, localmente físciles depositadas en un ambiente litoral a nerítico interno localmente con influencia aluvial (ANH-UPTC, 2009).

La formación Mirador aflora principalmente en los sectores de la Serranía de la Macarena y el Macizo de Garzón.

5.5. EOCENO SUPERIOR

El área expuesta en el sector Caguán describe las litologías como pertenecientes a las series Eoceno Superior-Oligoceno dentro de las formaciones Serranía y Arrayan (ANH-UPTC, 2009).

Formación Arrayan: Según Reyes et al., 1997 consta de una intercalación de rocas lutíticas grises a rojas con niveles de areniscas de grano fino, laminas de carbón y algunos niveles fosilíferos en los que se distinguen gasterópodos, ostrácodos y foraminíferos en el sector de Uribe y San Fernando en la Serranía de la Macarena.

Formación Serranía: consta de niveles de limolitas y arcillolitas varicoloreadas intercaladas con arenisca fina a conglomerática reportados en el sector del Caguán con un espesor de 45m.

Los depósitos del Mioceno se formaron en condiciones de llanura aluvial a transicional, con incursiones marinas locales.

6. ESTRATIGRAFIA DE SECUENCIAS

Para la cuenca de Yará – Caguán, debido a la poca información existente, el análisis de su evolución se encuentra ligado con las áreas vecinas como la Cuenca del Putumayo y la Cuenca de los Llanos, entre otras.

El Macizo de Garzón y el Paleocalte de Florencia son dos elementos estructurales presentes a lo largo de todo el desarrollo de la cuenca; la localización del Paleocalte de Florencia se evidencia en la interpretación del mapa de anomalías de Bouguer, y no en información de superficie (Gómez, 2013). Según Reyes et al., 1997 el paleocalte constituyó el límite sur de la Cuenca Caguán incluso desde el paleozoico.

En el trabajo de Barragán, 2011 para la ANH se presentan las diferencias geológicas entre las Provincias de Caguán y Putumayo y se busca establecer una clara configuración para cada una de las cuencas (Figura 16). En el mismo trabajo se propone 3 mega secuencias sedimentarias (pre-Aptiana, Cretácica y Cenozoica), relacionadas a procesos tectónicos mayores que van desde adelgazamiento cortical termal, hasta periodos de subsidencia acompañados de procesos tectónicos compresivos (Gómez, 2013).

6.1. MEGASECUENCIA PRE-APTIANO

Esta secuencia ocupa espacios en grabens Precámbricos de las cuencas Putumayo y Oriente en el Ecuador (Gómez, 2013). Cinco ciclos sedimentarios separados por discordancias regionales mayores han sido identificados, así:

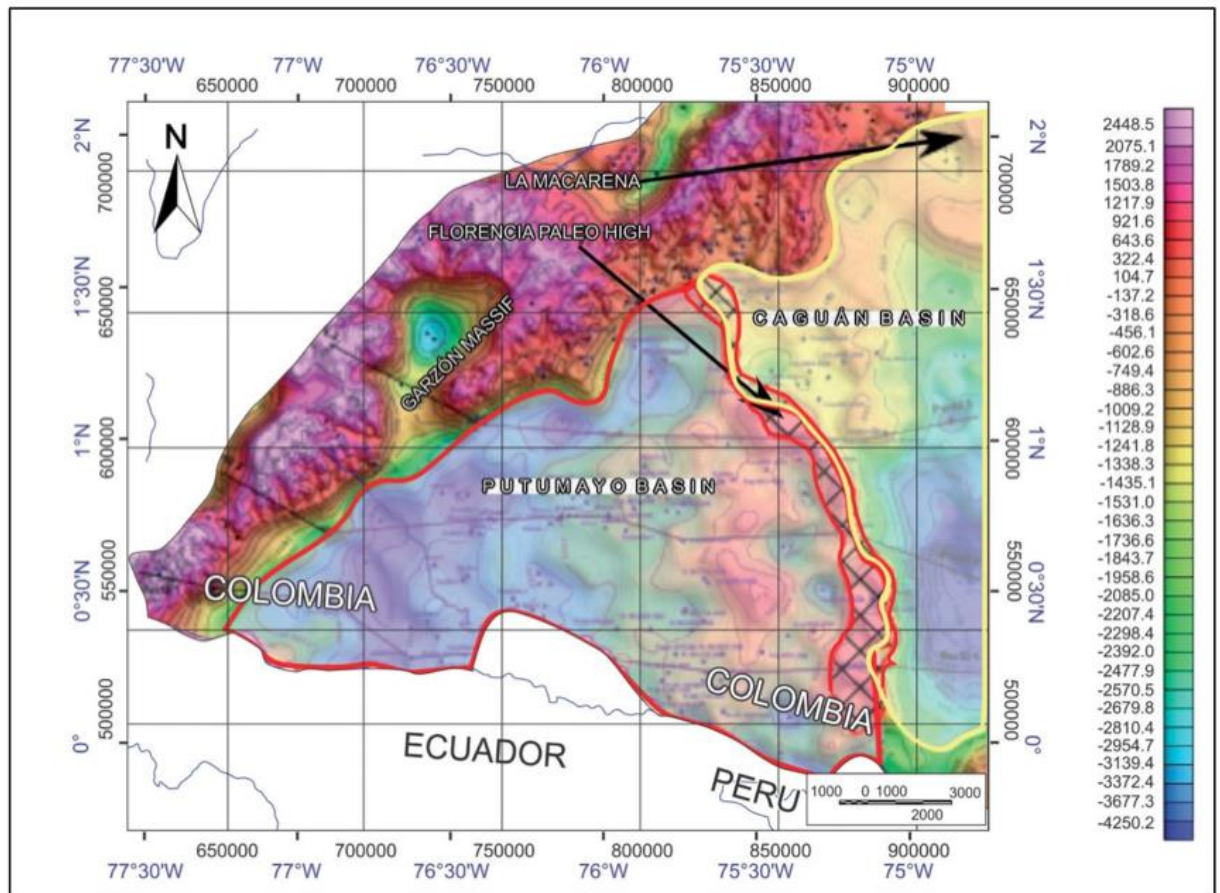


Figura 16. Interpretación al tope del basamento Paleozoico desde el mapa de Anomalia de Bouguer. (Tomado de ANH, 2009).

6.1.1. Ciclo del Cámbrico Inferior. Corresponde a una sedimentación de margen pasiva sobre el borde occidental del cratón de la Guyana. Se trata de calizas con estromatolitos y dolomitas de la Formación Ariari (Cuenca de Caguán) depositadas en un ambiente de lagoon, con espesores cercanos a los 500 m (Reyes et al., 1997).

6.1.2. Ciclo del Ordovícico-Silúrico. Está representado por las formaciones Guape, Duda y el Grupo Güejar. La Formación Guape al interior de la cuenca Caguán, presenta 1250 m. de espesor de una secuencia de esquistos, diabasas y cuarcitas concordantes sobre la Formación Ariari (Gómez, 2013). La Formación Duda corresponde a una sucesión de areniscas calcáreas y lodolitas de origen turbidítico, con espesores entre 200 y 300 m. El grupo Güejar consiste de areniscas cuarcíticas blancas intercaladas con lutitas grises y en menor proporción calizas y mármoles. En los pozos Uribe-1 y Payara-1, sedimentos desde estas unidades definen un ambiente de depósito marino nerítico con presencia de estratos arenosos con intervalos calcáreos y lodosos (Reyes et al., 1997).

6.1.3. Ciclo del Carbonífero-Pérmico. Según Hermoza *et al.*, 2009 en Gómez, 2013 en la secuencia sedimentaria del Grupo Mitú está relacionada con un extenso sistema de *rift* activo hasta el Triásico-Jurásico Medio. Esta unidad tiene también una posible relación con la Formación Macuma (Cuenca Oriente, Ecuador) caracterizada por calizas bioclásticas intercaladas con lutitas.

6.1.4. Ciclo del Triásico – Jurásico Inferior. Este ciclo está compuesto por sedimentos ricos en materia orgánica cubiertos por una secuencia volcáno-clástica asociada a las Formaciones Santiago y Sache de la cuenca Oriente y reportada en la zona sur de la cuenca Putumayo (ANH– UPTC, 2009). Su importancia radica en el alto potencial de generación asignado a esta secuencia en las cuencas ecuatorianas (Barragán, 2011). En la zona del Caguán, INGEOMINAS (2003) reporta rocas del Jurásico Temprano (Formación Motema) pertenecientes a un ambiente fluvial con influencia volcánica consistente de conglomerados, tobas vítreas, e intercalaciones de areniscas y lodolitas, en relación con cuerpos intrusivos graníticos a monzograníticos. En el trabajo de la ANH-UPTC, 2009 se propone un registro Triásico-Jurásico para el sector norte (Cuenca Yarí-Caguán), la secuencia se encuentra discontinua por la presencia de altos de basamento. (Gómez, 2013).

6.1.5. Ciclo del Jurásico Medio-Cretácico Inferior. Las rocas de este ciclo están definidas por secuencias de estratos rojos y vulcanitas de las formaciones Luisa, Saldaña y Girón y algunas marinas de la Formación Payandé. En la cuenca Caguán la secuencia está en contacto directo con unidades Terciarias indicando subsidencia diferencial con respecto a la cuenca Putumayo donde las secuencias Cretácicas están mejor preservadas (Gómez, 2013).

6.2. MEGASECUENCIA DEL CRETÁCICO

La Cuenca Caguán en el Aptiano presenta el inicio de la sedimentación en depocentros de *foreland* ubicados hacia la margen occidental de la cuenca cerca al borde del Macizo de Garzón, ya que la región oriental se encontraba emergida (Reyes et al., 1997). Para este ciclo, la Formación Caballos conformada por conglomerados intercalados con arenas y niveles lodosos, sobrepuesto por

secuencias de arenas cuarzosas y niveles de arcillolitas y calizas, se interpreta como una secuencia de ambientes de planicie aluvial costera. La secuencia superior es referida como la Formación Macarena y es equivalente a la Formación Villeta en la Cuenca de Putumayo (Reyes et al., 1997). La formación Macarena fue dividida en dos miembros (ANH-UPTC, 2009).

6.3. MEGASECUENCIAS DEL CENOZOICO

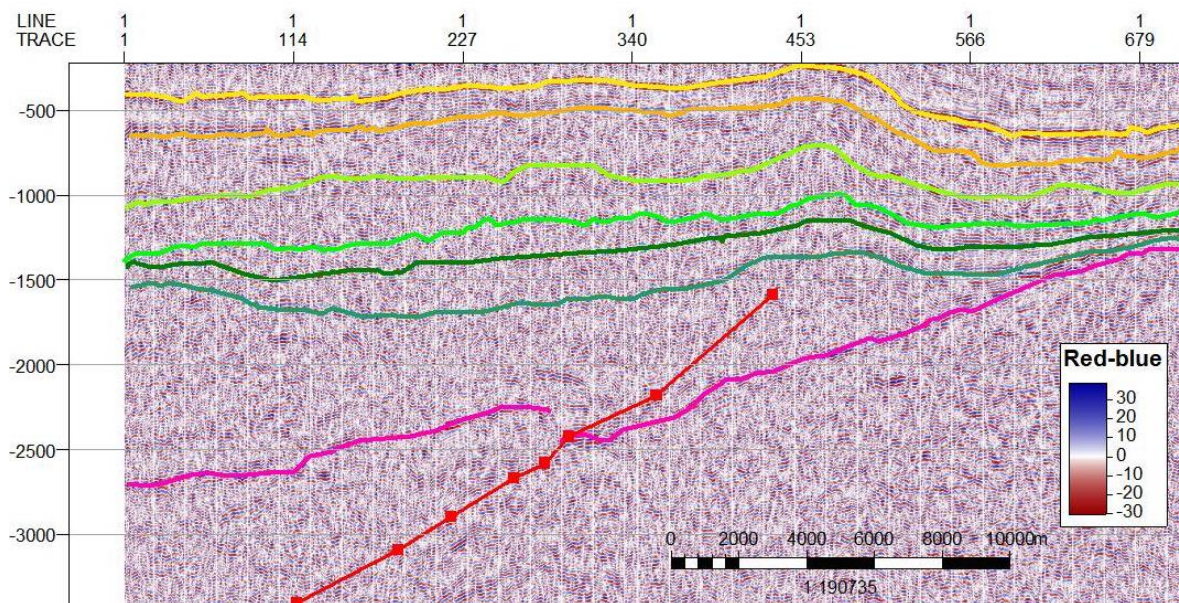
Estas secuencias están relacionadas a la consolidación del proceso orogénico andino por el levantamiento de la Cordillera Central, en dos pulsos principales ocurridos durante el Eoceno y el Mioceno. La carga flexural asociada a este proceso orogénico, permitió la acumulación de las sedimentitas de las formaciones Pepino (Eoceno) y Orito (Oligoceno) en la Cuenca de Putumayo y Mirador (Oligoceno) en la Cuenca de Caguán (Barragán, 2011). Después del levantamiento de la Cordillera Oriental ocurrido en el Plioceno, se encuentra una sucesión de gran espesor de areniscas, arcillas y delgados niveles de conglomerados de color rojo de la Formación Caimán-Guames la cual es equivalente a la Formación Yarí-Talanquero. Durante el Cuaternario se depositan sedimentos aluviales, especialmente abanicos de piedemonte (Reyes et al., 1997).

7. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

Según el análisis realizado para la línea sísmica 7U - 70 que pasa semiparalela a la sección transversal en la zona de estudio, existen fallas inversas que presentan vergencia al Sureste.

En la figura 17 se muestra la existencia de pliegues anticlinales amplios que se encuentran ligados a fallamiento y deformación de pliegue propagado por falla (*fault propagation fold*), con despegues que se desarrollan en el basamento. Esta distorsión afecta la totalidad de la secuencia sedimentaria identificada en la información sísmica (se muestra la secuencia desde la parte inferior (color fucsia) hasta la parte superior (color amarillo) tomando como referencia la primera línea como el basamento, posteriormente el Grupo Güejar y las formaciones Caballos, Macarena Inferior, Macarena Superior, Mirador y Arrayan) indicando una edad de deformación reciente asociada con la orogenia andina (Reyes et al., 1997).

Figura 17. Línea sísmica 7U-70



8. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

8.1. SISTEMA PETROLÍFERO

En la cuenca Yarí-Caguán, se define un sistema petrolífero conformado por las formaciones Villeta-Mirador para el sector de San Vicente, así mismo de Villeta-Pepino, para el sector de Florencia. La formación Villeta es correlacionable con la Formación Macarena en las unidades más superiores. (Reyes et al., 1997).

8.1.1. Roca Fuente. Según la evaluación geoquímica de muestras de superficie se evidencia roca fuente efectiva de hidrocarburos en la zona de La Uribe en el intervalo Coniaciano - Santoniano correspondiente a la Formación Macarena Medio-Superior (Reyes et al., 1997).

Según las muestras analizadas del pozo Uribe - 1 por Ecopetrol para el intervalo de tiempo Coniaciano – Santoniano correspondiente a la Formación Macarena Inferior se presentan buenas a excelentes características geoquímicas relacionadas con su comportamiento como roca fuente efectiva de hidrocarburos.

El análisis de las muestras de superficie y las muestras de pozo en el área de La Uribe indican la posible presencia de una cocina de generación de hidrocarburos para la Cuenca Yarí - Caguán.

8.1.2. Roca Reservorio. En Reyes et al., 1997, reportan las rocas reservorio dentro de la cuenca Yarí-Caguán, como la formación Caballos (Albiano en la región de La Uribe) y la formación Mirador (Eoceno superior en toda la cuenca).

Se deduce un menor potencial, por su distribución areal y propiedades petrofísicas, en las rocas del Grupo Macarena (Cretácico Superior) y el Grupo Güejar (Paleozoico). Respecto a estas últimas, muestras de afloramiento y de pozo, presentan alto grado de diagénesis y compactación, alcanzando incluso

niveles de metamorfismo de bajo grado, lo que permite descartar su potencial como reservorio; sin embargo, hay que anotar, que el nivel de conocimiento sobre el Paleozoico en esta cuenca es muy bajo y no se debe eliminar la posibilidad de encontrar rocas con buenas propiedades petrofísicas, particularmente en el sector sur de la Macarena, (Reyes et al., 1997).

8.1.3. Roca Sello. En la cuenca de Yarí-Caguán se identifica como principal roca sello regional las rocas del Oligoceno a Mioceno de la Formación Arrayán, la cual es equivalente en tiempo a la Formación Carbonera de la Cuenca de los Llanos Orientales (Reyes et al., 1997); el espesor de esta formación esta alrededor de 1.000 pies y su litología es muy similar a la reportada en la Formación Carbonera: espesos niveles arcillosos alternados con intervalos arenosos como resultado de oscilaciones en el nivel relativo del mar; hacia el sur, en cercanía con la Cuenca del Putumayo, se vuelve más lodosa, desapareciendo casi por completo los intervalos arenosos. Esta unidad y sus equivalentes en las cuencas del Putumayo y Llanos Orientales son igualmente sellos importantes.

Las unidades cretácicas podrían llegar a considerarse buenos sellos secundarios, especialmente la formación Macarena Superior debido a los niveles arcillosos que presenta (Reyes et al., 1997).

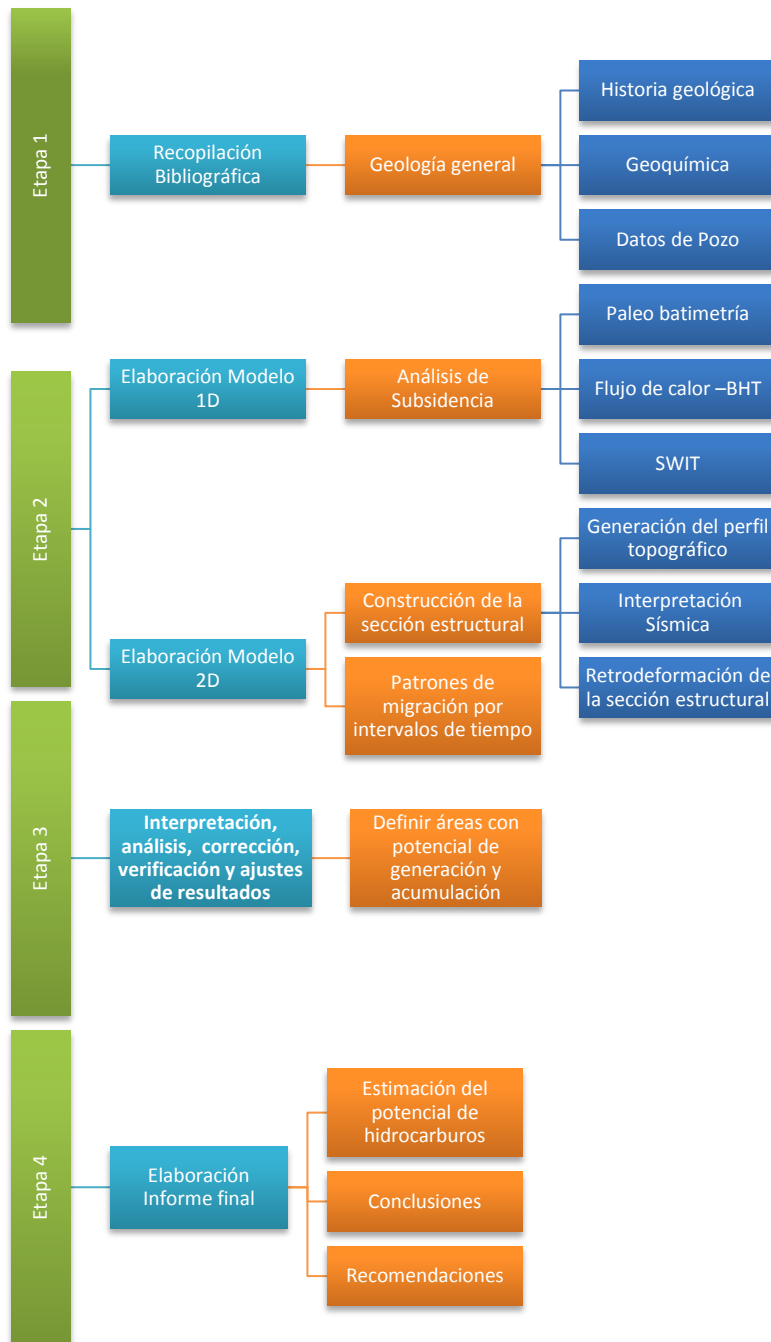
8.1.4. Trampas. Las trampas que se observan en la Cuenca Yarí-Caguán son asociadas a eventos tectónicos desde el Paleozoico al Plioceno, especialmente al levantamiento del Macizo de Garzón, afectado en dos fases de levantamiento. Durante el primer pulso de levantamiento que comenzó hace hace 12 Ma. hasta los 9 Ma., se formaron estructuras cercanas al Piedemonte de la Cuenca Yarí-Caguán y se produjo la reactivación y superposición de estructuras ya formadas durante el Paleozoico. El segundo de los pulsos de levantamiento tuvo lugar hace aproximadamente 6 a 3.8 Ma., cuando se formaron las estructuras del norte del piedemonte en la Cuenca, especialmente hacia el área de la Uribe y la Serranía de la Macarena (Reyes et al., 1997).

En la cuenca de Yarí-Caguán, se definen trampas de tipo estratigráfico y estructural; En el caso estructural, para la zona de estudio se observan algunos anticlinales amplios generados por deformación debida a la propagación de falla de vergencia al sureste, con despegues desarrollados en el basamento al frente del foreland del sector de la Uribe; y para el caso estratigráfico, los acuñamientos de los estratos basales del Eoceno Superior (Fm. Mirador) contra los paleoaltos de basamento (Reyes et al., 1997).

9. METODOLOGÍA

Esta investigación se llevó a cabo en 4 (cuatro) etapas principales. El flujo de trabajo se explica en la figura:

Figura 18. Diagrama de flujo de la metodología.



9.1. ETAPA 1: RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN PRELIMINAR DE LA ZONA DE ESTUDIO Y REVISIÓN DEL MAPA GEOLÓGICO.

Esta etapa consistió en la recopilación, adquisición y clasificación de la información relacionada con el objeto de la investigación, se realizó la selección del área de estudio específica con el mapa geológico, que permitió establecer de manera más clara las características litológicas, estructurales, geomorfológicas y demás de la zona. También se adquirieron los datos geoquímicos y datos de pozo necesarios para llevar a cabo la siguiente etapa.

9.2. ETAPA 2: ELABORACIÓN DE MODELOS GEOQUÍMICOS Y SECCIÓN ESTRUCTURAL.

En esta etapa se procedió a la creación de los modelos geoquímicos 1D y 2D, y la sección estructural comprendida entre el Sector de la Uribe y la Serranía de la Macarena.

9.2.1. Modelamiento geoquímico 1D. Para reconstruir la historia de enterramiento y generar el modelo geoquímico 1D en el software Petromod versión 2012.2 se ingresaron como datos de entrada las unidades estratigráficas, su espesor, edad de depositación, composición, datos de TOC y HI para aquellas formaciones que tengan carácter generador. En caso de existir erosión, se debe incluir el tiempo de esta y espesor erodado.

9.2.1.1. Recopilación de datos de entrada y construcción modelo 1D.

Para la construcción de los modelos en Petromod se tomaron para cada pozo: topes, espesores, edades de depositación, parámetros litológicos de cada unidad presente en la secuencia estratigráfica y datos de TOC, HI y cinética para las unidades generadoras, la cual se organiza en un input principal de entrada (Main input) el cual se realizó para el pozo presente en la zona (Uribe-1) y para un pozo ficticio (Pseudo-pozo), esta información se obtuvo de informes geológicos, historia de pozo, registros gráficos, columnas y trabajos previos sobre la cuenca, encontrados en reportes internos del ICP y demás información bibliográfica.

Para la realización de los modelos 1D para el pozo presente en la zona (Uribe-1) y para un pozo ficticio (Pseudo-pozo) localizado sobre la sección estructural realizada, teniendo en cuenta el espesor de las unidades y la profundidad a la que las mismas se encuentran, de manera que se observe algún cambio en estos dos modelos.

La determinación del factor PSE (Petroleum system element) se basó en la literatura de la Cuenca Yará-Caguán y para el caso de las rocas generadoras en un análisis de informes geoquímicos presentados por el ICP y la ANH dentro de los cuales se destacan Reyes et al., 1997, Barragán, 2011, entre otros. Se analizaron principalmente los parámetros de TOC y HI para determinar si la unidad contaba con un carácter generador. Las unidades que tuvieran un contenido orgánico mayor de 0,5%, valores de HI mayores a 50 mgHc/grTOC y que se reconocen como unidades generadoras en la literatura recopilada de la cuenca sobre sistemas petrolíferos. Los datos de entrada para el pozo Uribe-1 y el pseudo-pozo se encuentran en las figuras 19 y 20.

Figura 19. Main input para pozo Uribe-1

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

125

Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI mgHC/gTOC
ARRAYAN	-535	125	660	1700	33.00	15.00	15.00	0.00	Shale (typical)	Seal Rock			
MIRADOR	125	328	203		41.00	33.00			Sandstone (quartzite, typical)	Reservoir Rock			
MACARENA SUPERIOR	328	456	128	660	85.00	71.00	71.00	41.00	Sandstone (clay poor)	Source Rock	1.00	Tegelaar(1994)_TIII(Canada)	21.00
MACARENA INFERIOR	456	653	197		98.00	85.00			Shale (organic rich, 3% TOC)	Source Rock	4.62	Tegelaar(1994)_TIII(Venezuela)	161.00
CABALLOS	653	708	55		120.00	110.00			Sandstone (typical)	Underburden Rock			
						120.00							

Registro de pantalla completa

Figura 20. Main input para Pseudo-pozo

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

15.00

Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI mgHC/gTOC
ARRAYAN	-688	268	956	1510	33.00	15.00	15.00	0.00	Shale (typical)	Seal Rock			
MIRADOR	268	480	211		41.00	33.00			Sandstone (quartzite, typical)	Reservoir Rock			
MACARENAS	480	605	125	660	85.00	71.00	71.00	41.00	Sandstone (clay poor)	Source Rock	1.00	Tegelaar(1994)_TIII(Canada)	21.00
MACARENAL	605	818	213		98.00	85.00			Shale (organic rich, 3% TOC)	Source Rock	4.62	Tegelaar(1994)_TIII(Venezuela)	161.00
CABALLOS	818	925	107		120.00	110.00			Sandstone (typical)	Underburden Rock			
						120.00							

En el área de estudio la unidad generadora definida es la Formación Macarena Inferior, en el pozo Uribe-1 y el Pseudo-pozo. Los datos de geoquímica para la roca fuente fueron tomados de diversas fuentes, entre las que se destacan los estudios de Reyes et al., 1997; Barrero et al., 2007; Barragán et al., 2011; Gonçalves, 2002; entre otros. Para la Formación Macarena Inferior, la cual se tomó como roca fuente, tiene un valor de 4,6% de TOC y 161 mgHC/gTOC para el HI. Adicionalmente se ingresaron datos para la Formación Macarena Superior la cual presenta valores de 1,0% de TOC y 21 mgHC/gTOC para el HI. En cuanto a los datos de reflectancia de vitrinita se tomaron 0,79%Ro y 0,69% para las formaciones Macarena Inferior y superior respectivamente.

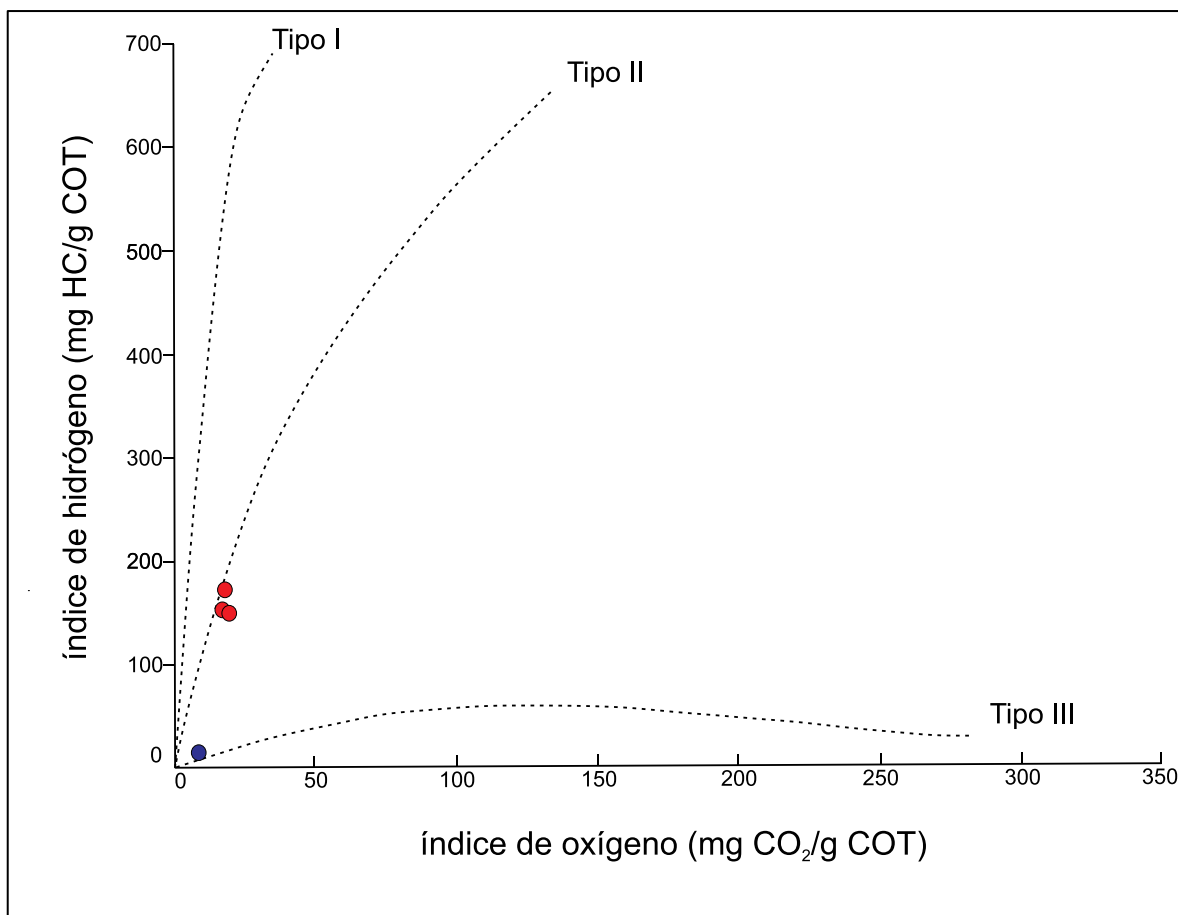
En la tabla 1 se presentan los datos utilizados como referencia del informe de Reyes, et al., 1997 y el promedio calculado.

Tabla 1. Datos geoquímicos para el sector de la Uribe.

No. de muestra	Formación	TOC	TMáx.	HI	OI	%Ro	Promedio
1.12	Macarena Inferior	5,26	455	151	8	0,83	0,79
1.14	Macarena Inferior	4,52	454	156	7	0,78	
1.15	Macarena Inferior	4,09	454	176	8	0,76	
1.21	Macarena Superior	1,0	442	21	4	0,69	0,69

Con el fin de complementar la veracidad de los datos ingresados, se realizó la ubicación de las muestras en el diagrama de Van Krevelen para clasificar el tipo de kerógeno y posteriormente obtener la cinética correcta para los modelos (Figura 21).

Figura 21. Diagrama de Van Krevelen para muestras del sector La Uribe.

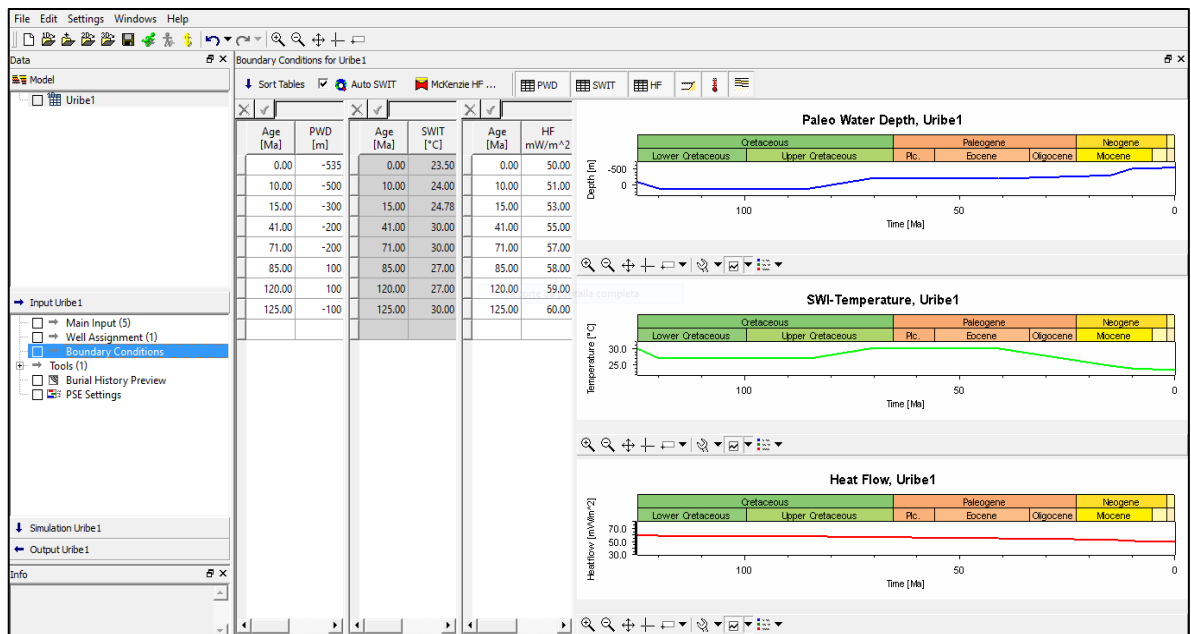


El parámetro cinético se definió a partir del tipo de kerógeno, la litología y la edad de la muestra que fue utilizada para la creación de la cinética, estos datos se encuentran almacenados en la base de datos de Petromod. La cinética utilizada es tipo Bulk, debido a que solo se requiere de un componente para evaluar la existencia de generación de hidrocarburos en dicho punto. Para la unidad cretácica tomada como roca fuente (Formación Macarena Inferior) que presenta kerógeno tipo II, se seleccionó la cinética Tegelaar(1994)_TII(Venezuela) de

acuerdo a los parámetros mencionados. Además para la Fm. Macarena Superior se ingresaron datos de cinética y se clasifico en Tegelaar(1994)_TIII(Canadá).

La calibración de las condiciones de frontera (Boundary conditions) para la simulación (Paleo Water Depth (PWD), Sediment Water Interface Temperature (SWIT) y Heat Flow History (HF)) se realiza mediante los módulos del software temperatura de fondo de pozo (BHT) y reflectancia de la vitrinita (%Ro) entre otros. Estos datos de calibración ingresados son los mismos para el pozo Uribe-1 y el Pseudo-pozo, a excepción de los datos de BHT los cuales no existen para el este último (Figura 22).

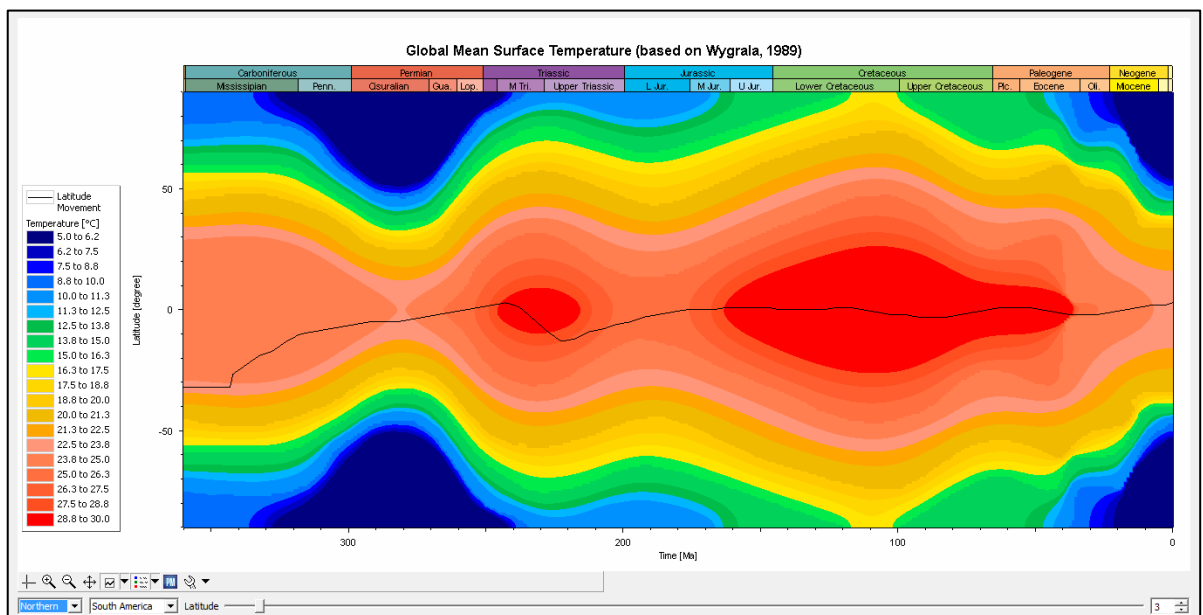
Figura 22. Condiciones de frontera para el pozo Uribe-1



Los datos de paleo-profundidad (Paleo water depth-PWD) se definen a partir de los ambientes de depositación de cada formación; La condición limite SWIT (Sediment-water interface temperature) se calibró con el modulo Global Mean Surface Temperature usando latitud 3^o para la zona norte de Suramérica (Figura

23). Los flujos de calor empleados para el área de estudio corresponden a las tendencias encontradas en el mapa de flujo de calor actual de la ANH y modelos geoquímicos realizados anteriormente para la cuenca Yari-Caguán por Ecopetrol (Reyes, et al., 1997), sin embargo, las calibraciones no fueron inmediatas con estos datos, por lo cual fue necesario modificar algunos valores de los flujos de calor hasta obtener la calibración del modelo.

Figura 23. Global Mean Surface Temperature



9.2.2. Modelamiento Geoquímico 2D. Para el modelamiento geoquímico en 2D es necesario la creación previa de la sección estructural que servirá para la creación de paleo-secciones, las cuales permitirán ver la evolución geoquímica y geológica de la zona.

9.2.2.1. Construcción de la Sección Estructural. A continuación se describen los pasos que se siguieron para la construcción de la sección transversal, la cual se emplea posteriormente en la construcción del modelo geoquímico 2D.

9.2.2.1.1. Generación de perfil topográfico. Para la obtención del perfil topográfico correspondiente a la sección estructural de la zona de estudio se utilizó el software Global Mapper en su versión No. 15. El proceso consistió en la entrada del modelo digital de elevaciones (DEM por sus siglas en inglés) para las zonas centro y sur de Colombia, teniendo como sistema de referencia el sistema Magna Sirgas, con origen en Bogotá.

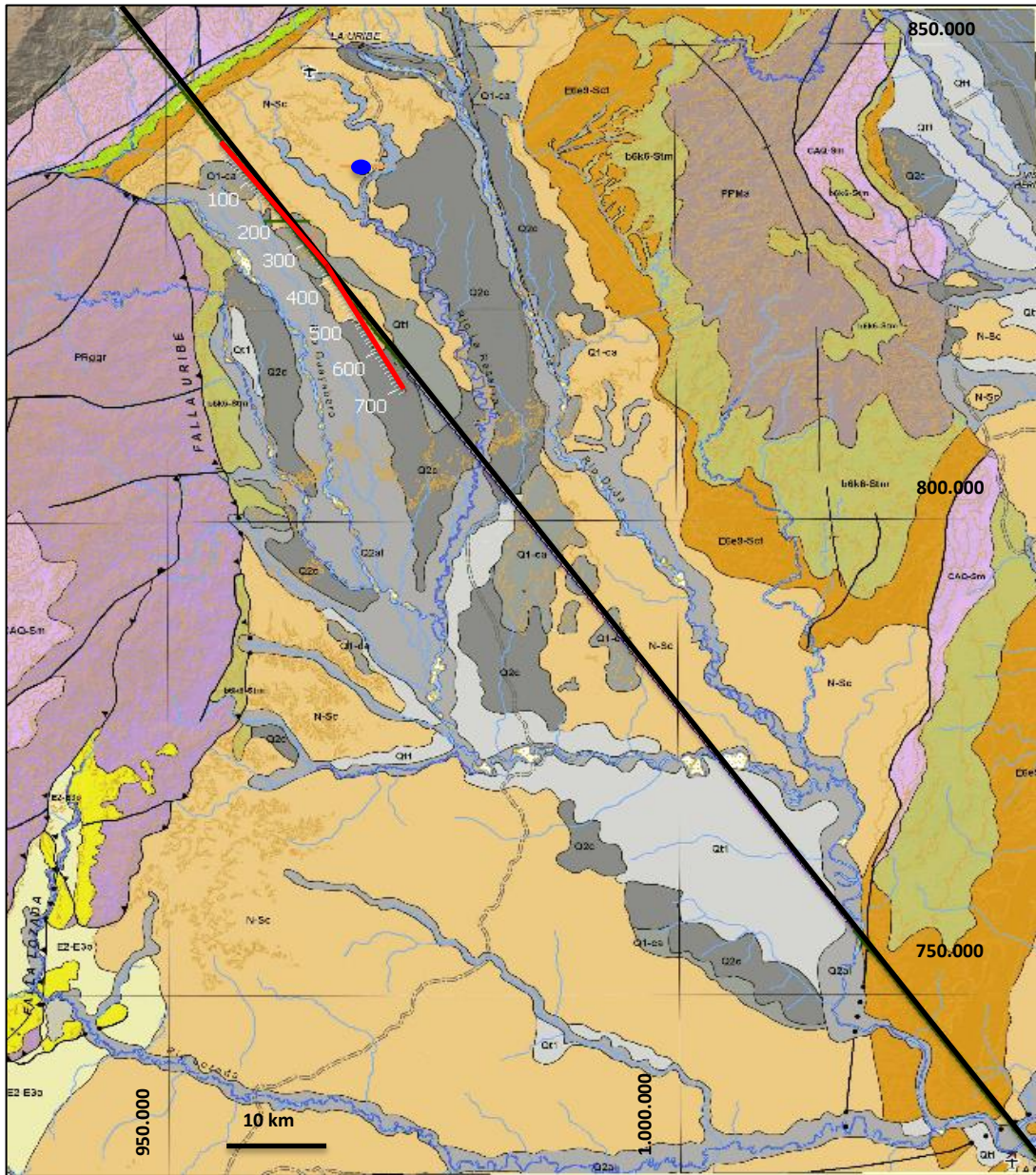
Sobre el DEM se ubicaron y georreferenciaron el Mapa Geológico a escala 1:500.000 de la Cuenca Caguán-Putumayo de la ANH (2009) y el Mapa Geológico de Colombia a escala 1:1'000.000 de Ingeominas (2007) teniendo en cuenta los rasgos geomorfológicos y patrones de drenaje, los cuales permitieron ubicar puntos de control de tal manera que la localización de la zona de estudio fuera precisa.

A continuación se ingresaron los archivos con la ubicación de información útil, tales como pozos y líneas sísmicas. En la zona de estudio se localizó el pozo Uribe-1, y la línea sísmica U70-07 referenciada en la Figura 24. Teniendo en cuenta la disposición de esta línea se procedió a trazar una línea que señala la ubicación de la que sería la sección estructural, de manera que se puedan observar las estructuras presentes.

Una vez definida la ubicación de la sección, a partir del software se obtiene el perfil topográfico de esta línea y se exporta el archivo con formato “.dxf”. También se exporta la imagen de la zona de estudio en formato “.TIFF”.

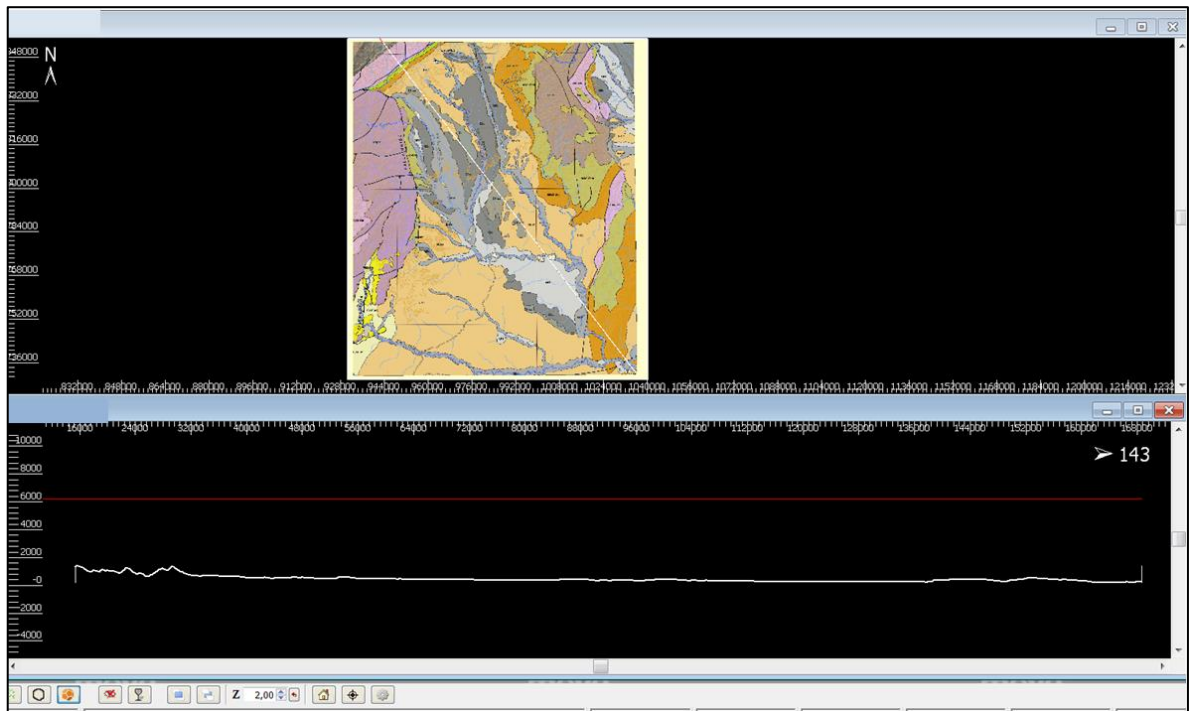
A partir del Global Mapper se obtuvo la siguiente imagen para la ubicación de la sección estructural en la zona de estudio, orientada con un azimut de 143°:

Figura 24. Ubicación de la sección estructural obtenida de Global Mapper y línea sísmica



También se obtuvo el siguiente perfil topográfico para la sección estructural, el cual se muestra en la Figura 25.

Figura 25. Perfil topográfico de la sección estructural

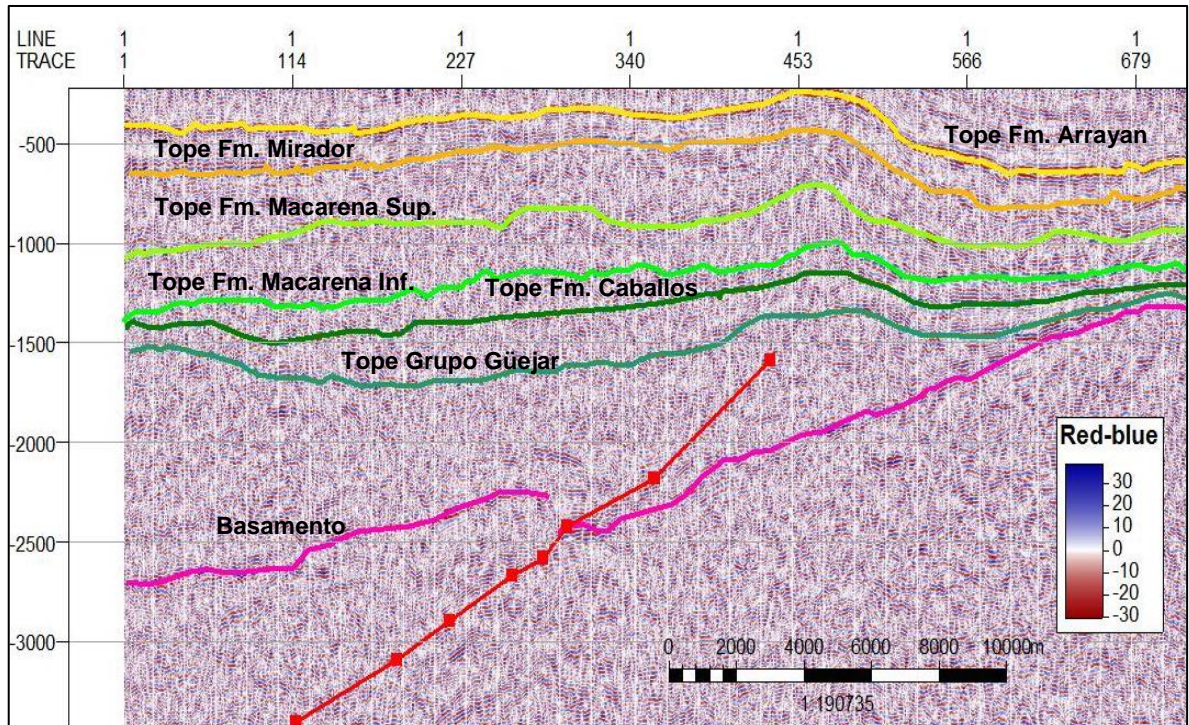


9.2.2.1.2. Interpretación Sísmica. En el software Petrel versión 2010 se establece el sistema de coordenadas para la zona de estudio. Una vez hecho esto, se insertan las líneas sísmicas y pozos del sector. También se debe insertar el archivo correspondiente al “check shot” del pozo con el fin de convertir los marcadores de los horizontes de profundidad a tiempo y de esta manera poder tener la misma escala vertical tanto para el pozo como para las líneas sísmicas. Seguido se habilitan las funciones de interpretación y se identifican para cada línea sísmica los horizontes dados por reflectores notables, estructuras y fallas.

En este trabajo, para el pozo Uribe-1 no existe un archivo de check shot. Por este motivo no se logró obtener la misma escala vertical para los dos tipos de archivos, de modo que se prosiguió a realizar una interpretación en tiempo. Con esta interpretación obtuvimos la geometría de los horizontes para la construcción de la sección estructural. Se identificaron los topes de las unidades sedimentarias

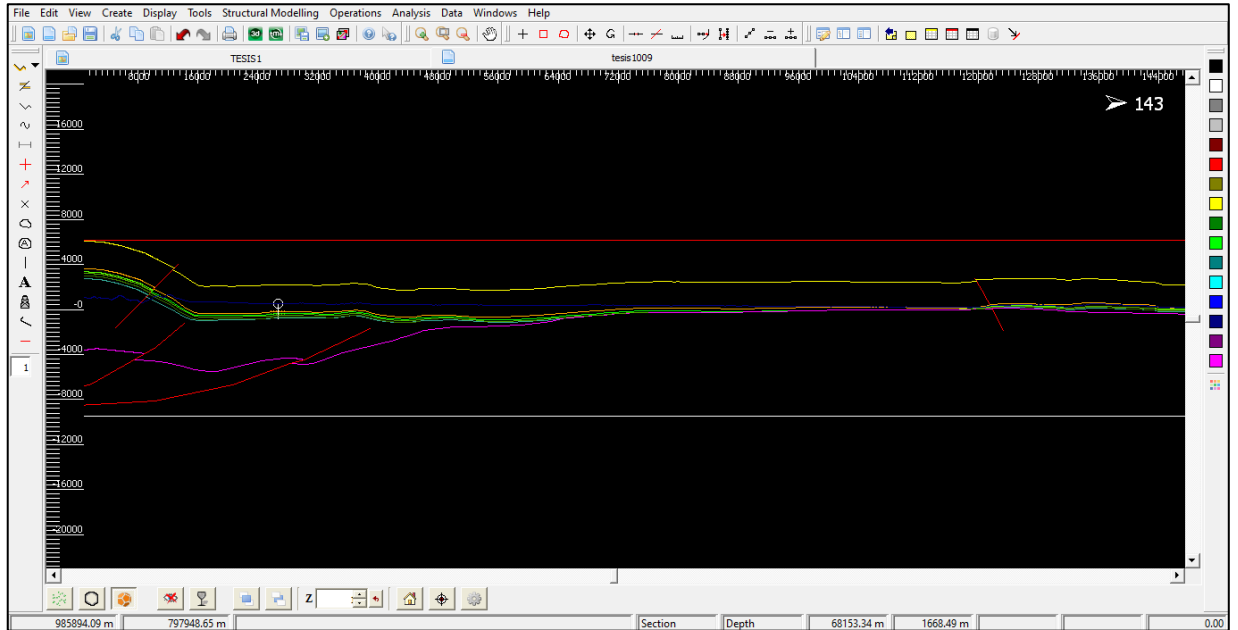
cretácicas y terciarias, estructuras de anticlinales amplios de tipo pliegues por propagación de falla (Fault Propagation Fold), esta última proviene de un despegue del basamento cristalino (Ver figuras 24 ubicación de la línea sísmica y 26 interpretación).

Figura 26. Interpretación sísmica Línea 7U-70



9.2.2.1.3. Retrodeformación de la sección estructural. Una vez se obtienen la imagen y el perfil de la zona de estudio, se importan en el software 2D Move y se procede a obtener una vista simultánea de los dos archivos. De esta manera es posible observar y localizar sobre el perfil topográfico las fallas, estructuras y contactos entre formaciones o los horizontes definidos para la sección estructural. También se inserta la información de los pozos, líneas sísmicas, datos estructurales y se proyectan en este perfil topográfico. Con esta información se construyen los horizontes y se obtiene el estado actual deformado de la zona de estudio (Figura 27).

Figura 27. Estado actual de deformación para la zona de estudio.



Continuamos con la retrodeformación de la sección estructural para varios estadios o edades (0, 5, 12, 18, 33 y 71 M.a), las cuales fueron definidas teniendo en cuenta eventos importantes como exhumaciones, depositación de unidades, activación de fallas, etc.

Las edades para la exhumación del macizo de garzón están basadas en datos de termocronología para muestras confidenciales de Ecopetrol, cuya ubicación se encuentra en un informe interno del ICP no divulgable. Estas muestras indicaron que el evento orogénico se inició entre los 12 y 14 Ma.

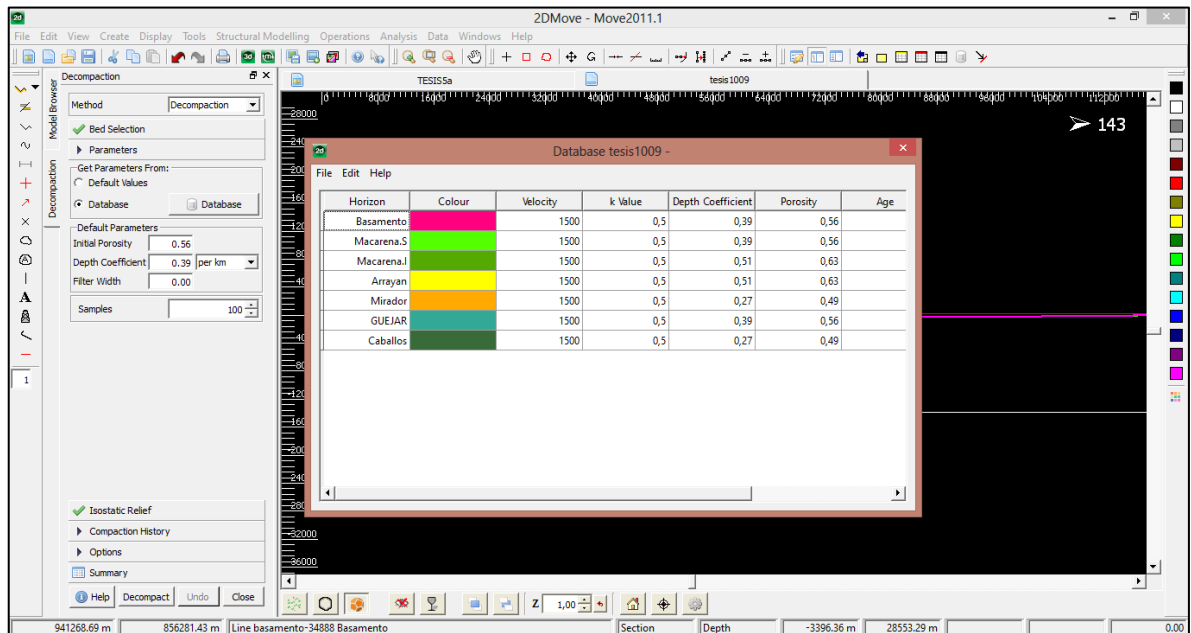
Para la serranía de la macarena, según Reyes, et al., 1997; su exhumación está asociada a la orogenia andina en el Mioceno.

Al obtener la secuencia sedimentaria en su posición horizontal, se realiza un proceso de decompactación; de esta manera se obtienen los momentos de

depositación de cada unidad sedimentaria corrigiendo aquellas variaciones en los espesores debidas a la presión litostática.

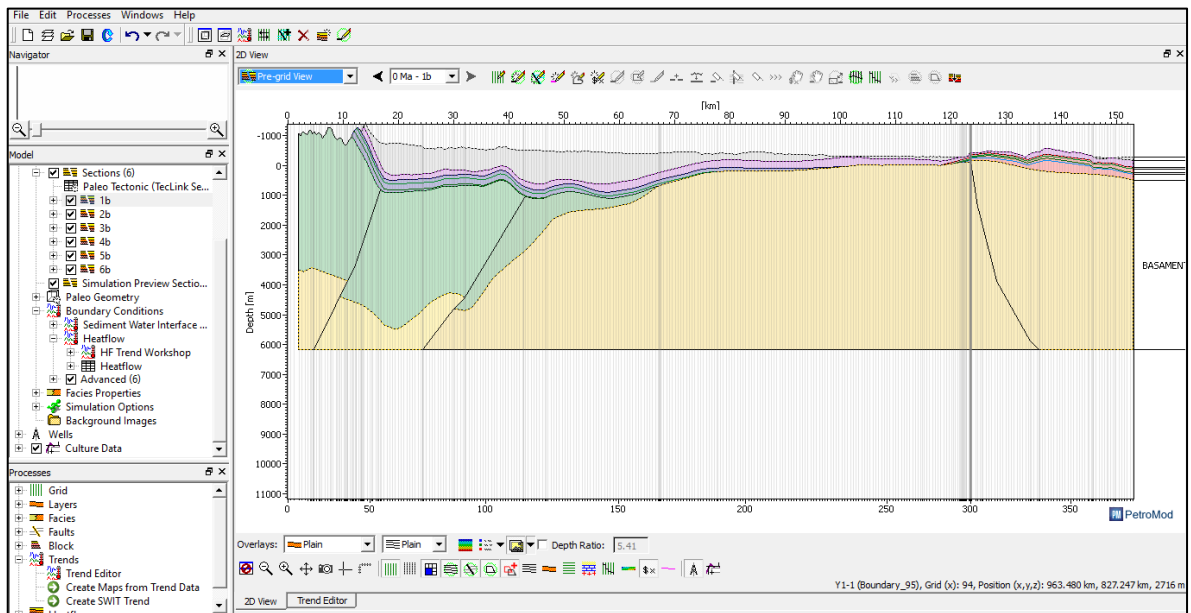
Para el proceso de decompactación se ingresaron en la base de datos del software Move en su plataforma 2D, los datos de coeficiente de profundidad y porosidad para cada litología (Figura 28).

Figura 28. Parámetros de decompactación en base de datos Move



9.2.2.2. Simulación de patrones de migración. En el software Petromod, se utilizó la plataforma Petrobuilder 2D para la construcción de paleo-secciones basadas en las secciones estructurales elaboradas anteriormente. El proceso consistió en la construcción y asignación de bloques para cada paleo-sección, delimitados por fallas, bordes de la sección, y horizontes de las unidades que depositan. A estos bloques se les dio un orden de manera ascendente para su aparición al simular. Se editó la grilla manualmente, de manera que se pudieran observar con una resolución correcta aquellos detalles, tales como acuñamientos, fallas, contactos, etc. (Figura 29)

Figura 29. Construcción de Paleosecciones en Petrobuilder 2D



Seguido a esto se realizó la asignación de litologías, propiedades geoquímicas, cinéticas (las mismas del modelo 1D), como se observa en la figura 30.

Figura 30. Main Input para Petrobuilder 2D

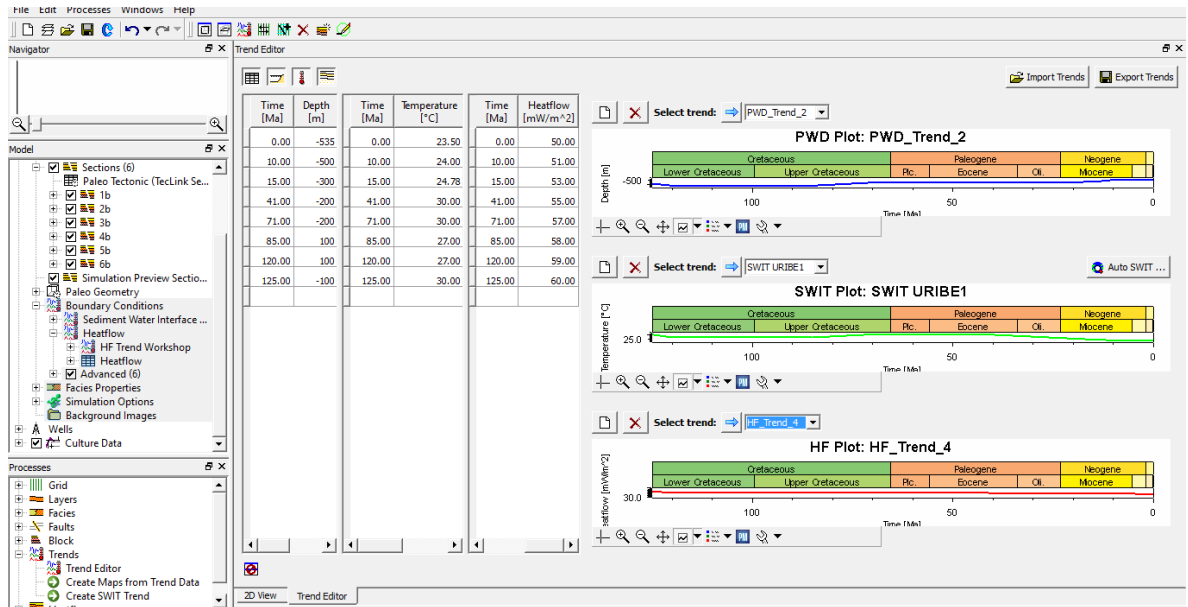
Name	Color	Lithology Value	TOC Mode	TOC Value [%]	TOC Map	Kinetics	HI Mode	HI Value [mgHC/gTOC]	HI Map	Petroleum System Elements
ARRAYAN_Facies	Yellow	Shale (typical)								Seal Rock
MIRADOR_Facies	Orange	Sandstone (typical)								Reservoir Rock
MACARENA SUP_Facies	Light Green	Sandstone (day poor)	Value	1.00		Tegelaar(1994)_TIII(Canada)	Value	21.00		Source Rock
MACARENA INF_Facies	Dark Green	Shale (organic rich, 3% TOC)	Value	4.62		Tegelaar(1994)_TII(Venezuela)	Value	161.00		Source Rock
CABALLOS_Facies	Light Blue	Sandstone (typical)								Reservoir Rock
GUEJAR_Facies	Blue	Siltstone (organic lean)								Underburden Rock
BASAMENTO_Facies	Pink	Schist								Underburden Rock

Se procede a asignar las fallas presentes en cada paleo-sección y finalmente se imponen las condiciones de frontera (PWD, SWIT y HF) dispuestas de la misma manera en el modelo 1D, asignándolas a cada paleo-sección.

Para los valores de SWIT se tomó la opción del Auto-SWIT, el cual tiene en cuenta la latitud para cierta zona del planeta (3 grados para nuestra zona de estudio, ubicada en el norte de Suramérica) a través del tiempo geológico, tal como se observó en la figura 23.

De esta forma, los valores obtenidos para las condiciones de frontera en este modelo se observan en la figura 31.

Figura 31. Condiciones de frontera para modelo 2D



Cuando se tienen construidas las paleo-secciones con las condiciones de frontera correctas, se procede a utilizar la plataforma “Simulator”, donde se escoge la resolución del modelamiento (muestreo) y el tipo de algoritmo que se utiliza como método de migración del hidrocarburo. En esta sección se escoge el método Híbrido.

Una vez simulado el proyecto, se utiliza la plataforma Viewer 2D para observar la simulación del modelo; De esta manera es posible detallar vectores que nos indican la dirección de migración, acumulaciones y por medio de escalas de colores (overlays) se observan tasas de transformación y generación.

9.3. INTERPRETACIÓN, ANÁLISIS, CORRECCIÓN, VERIFICACIÓN Y AJUSTES DE RESULTADOS.

En esta etapa se procedió a hacer el respectivo análisis de los modelos obtenidos con respecto a los datos utilizados y el ajuste de resultados con el fin de plantear el modelo más acorde para el sistema petrolífero para de esta manera definir áreas con potencial de generación y acumulación de hidrocarburos.

9.4. ELABORACIÓN DE INFORME FINAL

En esta última etapa se procedió a hacer la recopilación de toda la información adquirida y obtenida durante la investigación, en la cual se sintetizaron los resultados y los respectivos análisis elaborando y concluyendo con el informe final del proyecto y sus respectivas recomendaciones, sintetizando el potencial de hidrocarburos de la zona y las posibles rutas de migración.

10. RESULTADOS Y ANÁLISIS

10.1. MODELAMIENTO 1D

A continuación se presentan los resultados de las calibraciones de los flujos de calor a partir de los datos de temperatura de fondo de pozo (BHT) y los datos de vitrinita (%Ro) para cada pozo; A partir de las curvas de calibración (Figuras 32 y 33) se puede observar los valores de reflectancia de vitrinita y temperatura alcanzados a lo largo del pozo, los cuales concuerdan con los datos reportados por los registros de pozo entregados en informes internos del ICP.

Figura 32. Curvas de calibración para el pozo Uribe-1.

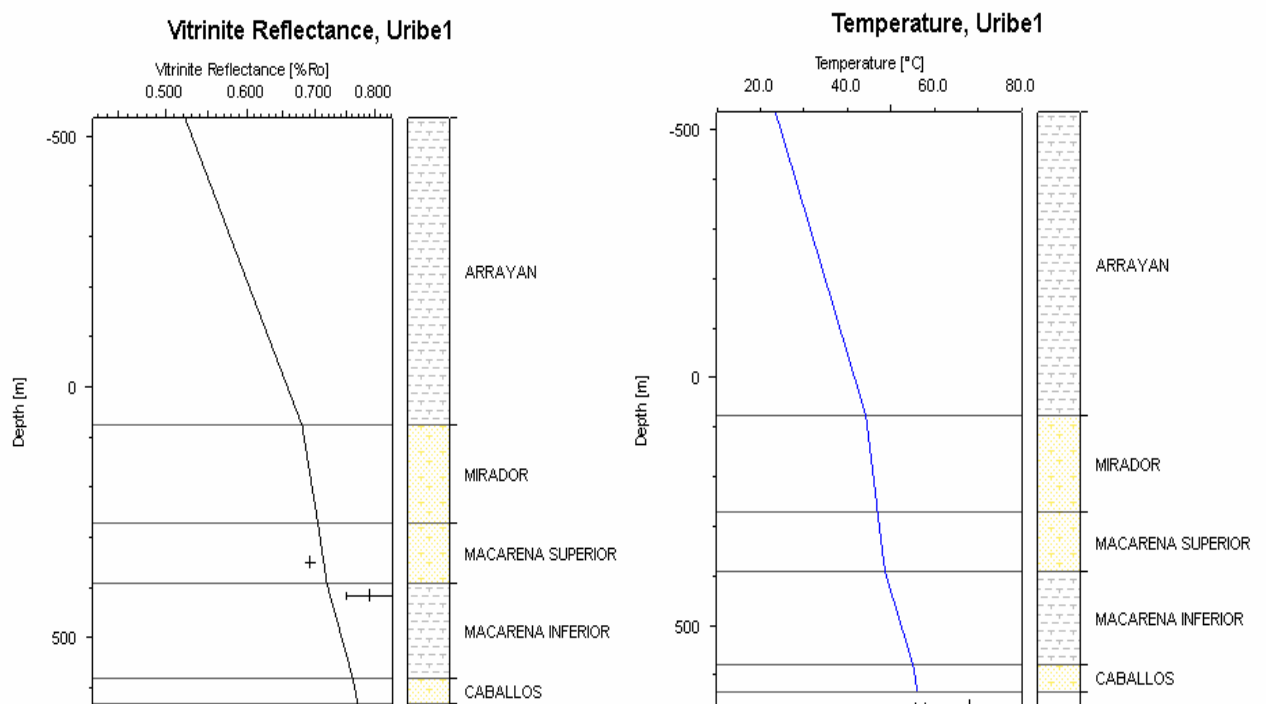
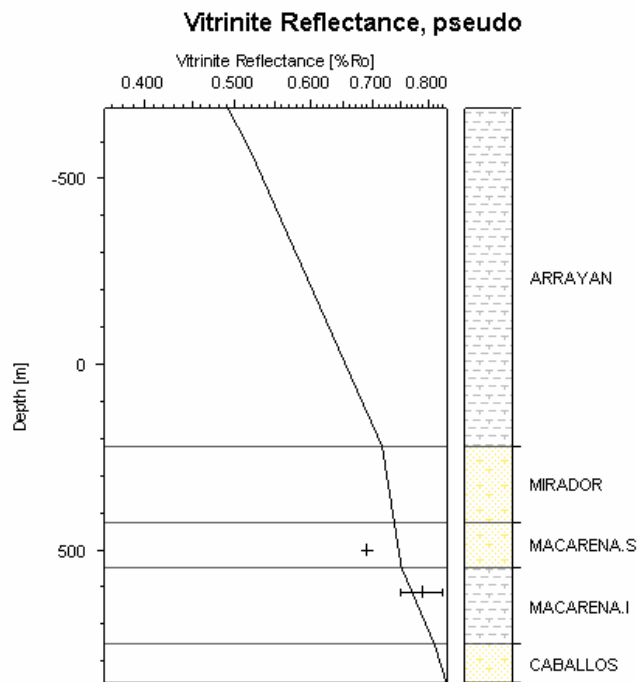


Figura 33. Curva de calibración para el pseudo-pozo.



De acuerdo a las gráficas de calibración en donde se introdujeron los datos de %Ro, flujos de calor y espesores se logró obtener las curvas de enterramiento.

Para el Pozo Uribe-1 y el Pseudo Pozo en donde principalmente se observa una rápida tasa de subsidencia a comienzos del Cretácico superior y a su vez la depositación de la unidad generador (Fm. Macarena Inferior) la cual se dio cerca de los 98 Ma hasta los 85 Ma. alcanzando temperaturas de 120-130 °C.

Las tasas bajas de subsidencia continúan en el Eoceno Inferior y Medio en donde se depositó la Formación Mirador, y se hacen mayores a finales del Eoceno hasta el Mioceno medio, representando la depositación de la Formación Arrayan.

Figura 34. Diagrama de enterramiento con rangos de temperatura alcanzados para el pozo Uribe-1.

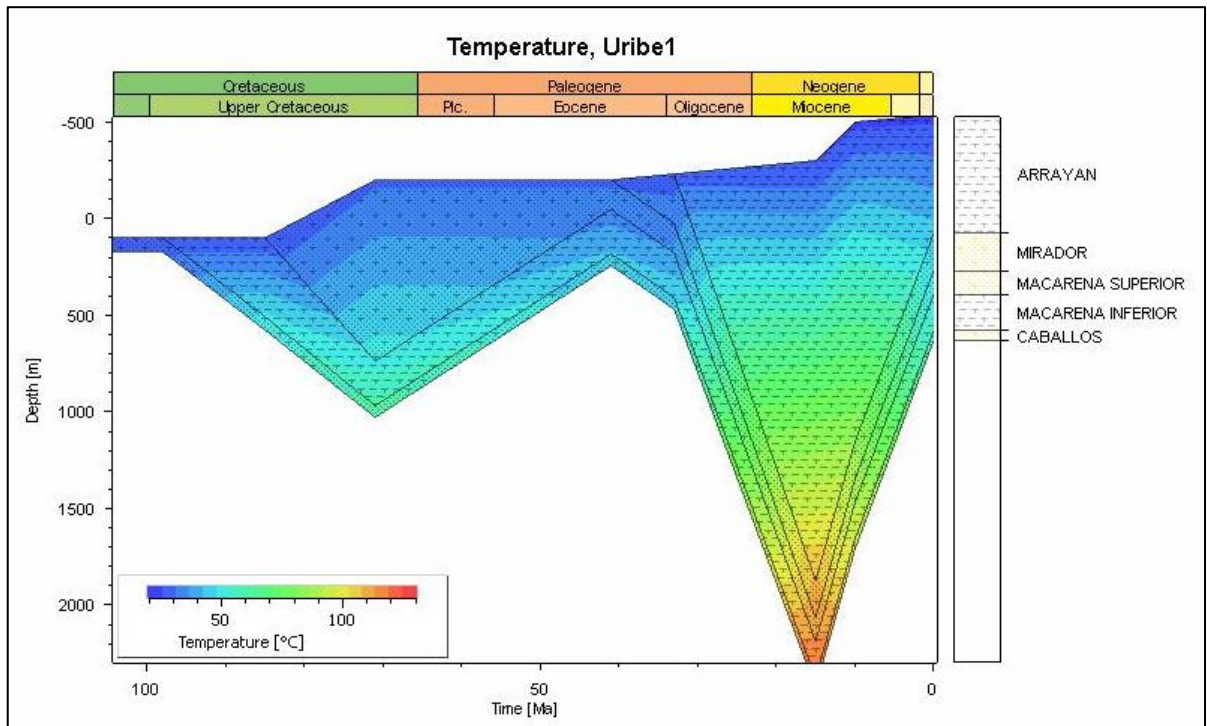
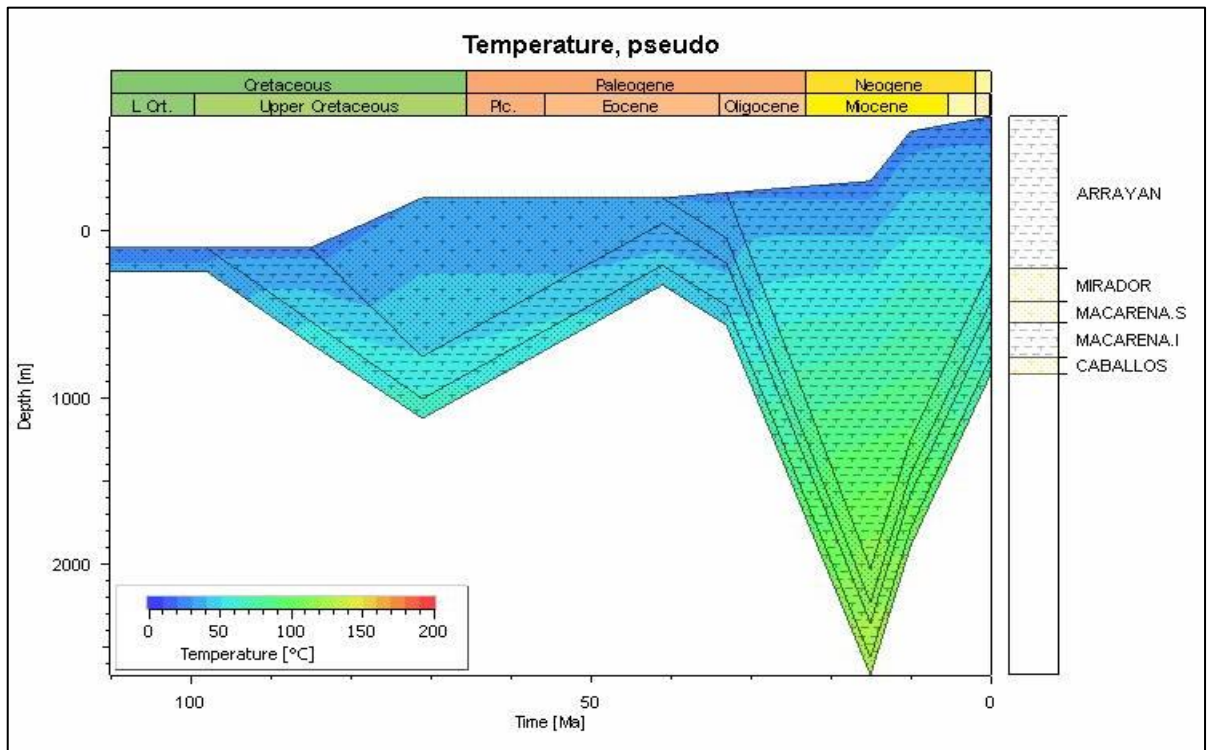


Figura 35. Diagrama de enterramiento con rangos de temperatura alcanzados para el Pseudo-pozo.



Adicionalmente, las curvas de enterramiento (Figura 34 y 35) muestran la temperatura que alcanzan las diferentes formaciones en la actualidad; Para el pozo de la Uribe-1 y el pozo ficticio las temperaturas actuales varían entre 55-65 °C.

10.1.1. Análisis de parámetros geoquímicos

Formación Macarena Inferior

La unidad Macarena Inferior para los dos pozos presenta espesores entre 197 - 213. Los datos de TOC para esta formación toman valores de 4,62%. En cuanto a los valores de HI van desde 151-176 mg Hc/g TOC y para los valores de %Ro se toman entre 0,75% - 0,83% para la formación.

De acuerdo con los valores de %Ro, TOC y HI reportados, se considera que en los dos pozos los sedimentos se encuentran maduros, y tienen una cantidad de materia orgánica de buena a excelente pero en cuanto a la calidad de esta los valores que reporta son bajos.

10.1.1.1. Transformación. Las curvas de transformación para la Formación Macarena Inferior en los pozos Uribe-1 y el Pseudo pozo (Figuras 36 y 37) muestran una tasa entre el 4%-10%; esta transformación inició aproximadamente en el Oligoceno(32 M.a.) hasta el Mioceno (15M.a).

En los dos pozos estudiados los contenidos de TOC son importantes (<4%) lo que caracteriza la unidad como buena roca generadora y con buena condición de madurez de sus sedimentos.

Figura 36. Tasa de transformación en diagrama de enterramiento para pozo Uribe-1.

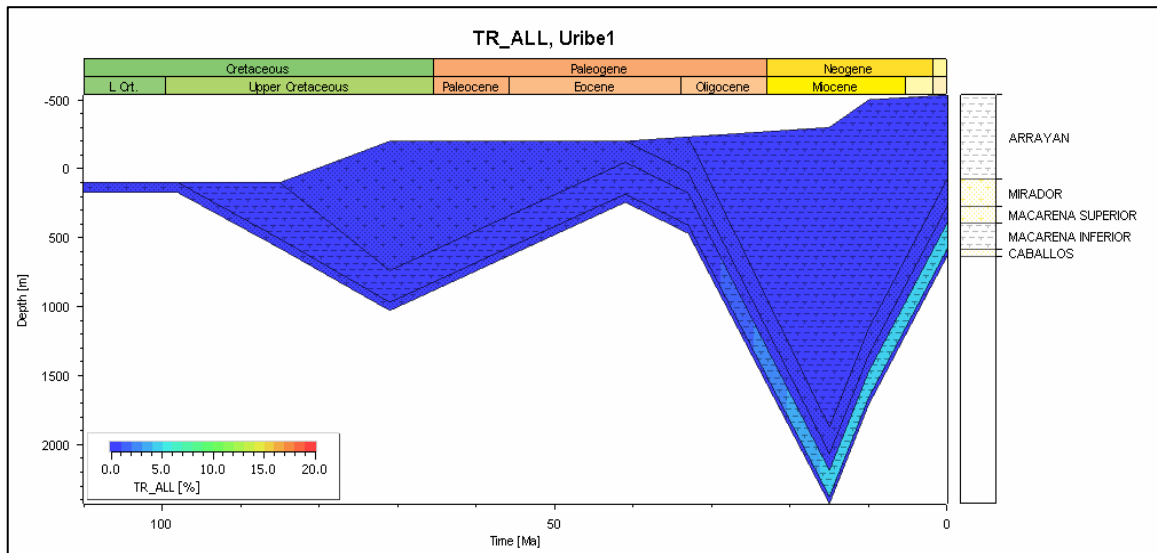
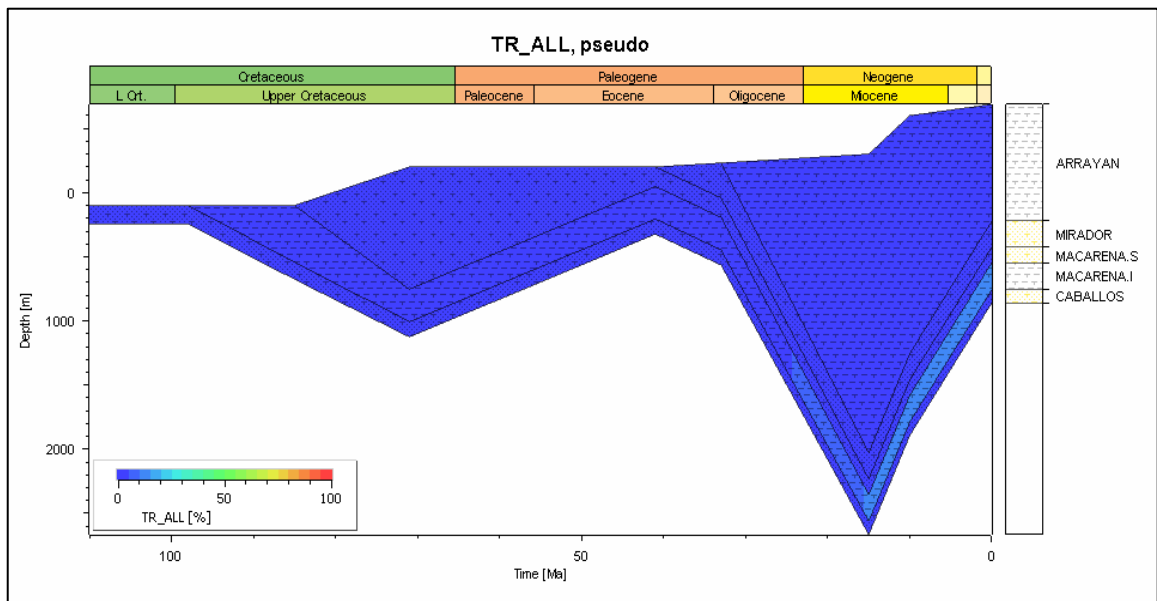


Figura 37. de transformación en diagrama de enterramiento para Pseudo-pozo.



10.1.1.2. Generación. La generación para la Formación Macarena Inferior coincide en su inicio de generación para el pozo Uribe-1 y el pseudo pozo (Figuras 38 y 39), la cual comienza en el Oligoceno (32-33 M.a) llegando hasta el Mioceno (15 M.a.), la tasa de generación para esta unidad varía entre 140 y 390 Ton.

Figura 38. Diagrama de generación vs. Tiempo para el pozo Uribe-1.

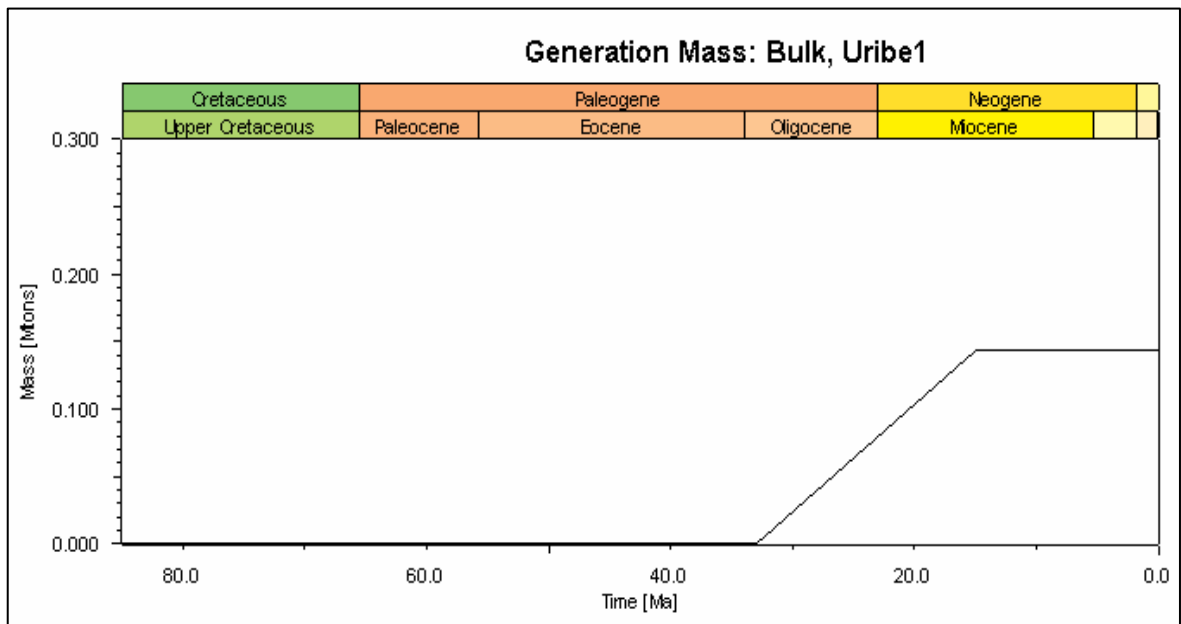
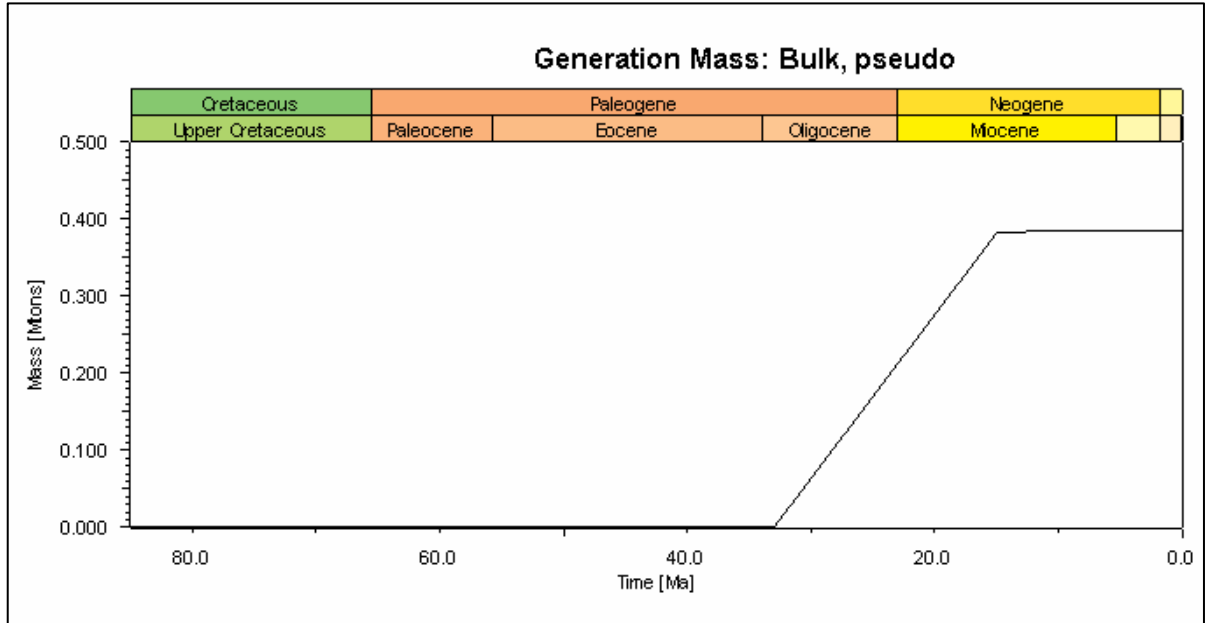


Figura 39. Diagrama de generación vs. Tiempo para el Pseudo pozo.



10.1.1.3. Expulsión. Mediante el modelamiento 1D no es posible obtener resultados que nos muestren volúmenes expulsados con precisión, pero se logra obtener estimaciones de los posibles volúmenes a partir de datos de transformación y generación.

Para la Formación Macarena Inferior no se presenta ningún tipo de expulsión en ninguno de los dos pozos, lo cual coincide con sus valores bajos de transformación y generación (Figuras 40 y 41).

Figura 40. Diagrama de expulsión vs. Tiempo para el pozo Uribe-1.

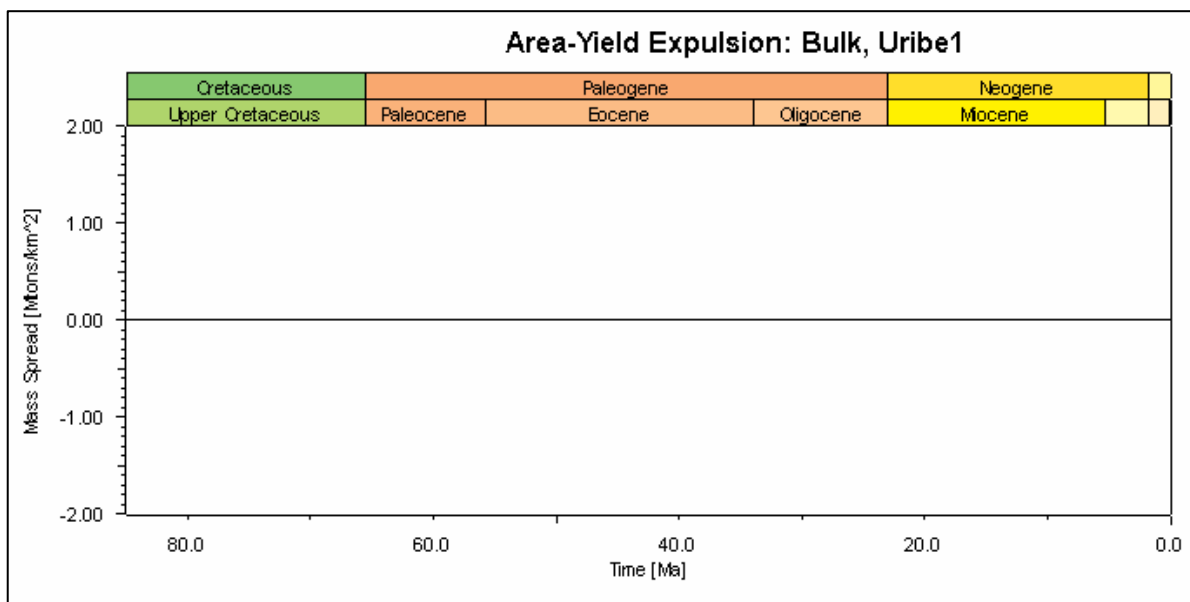
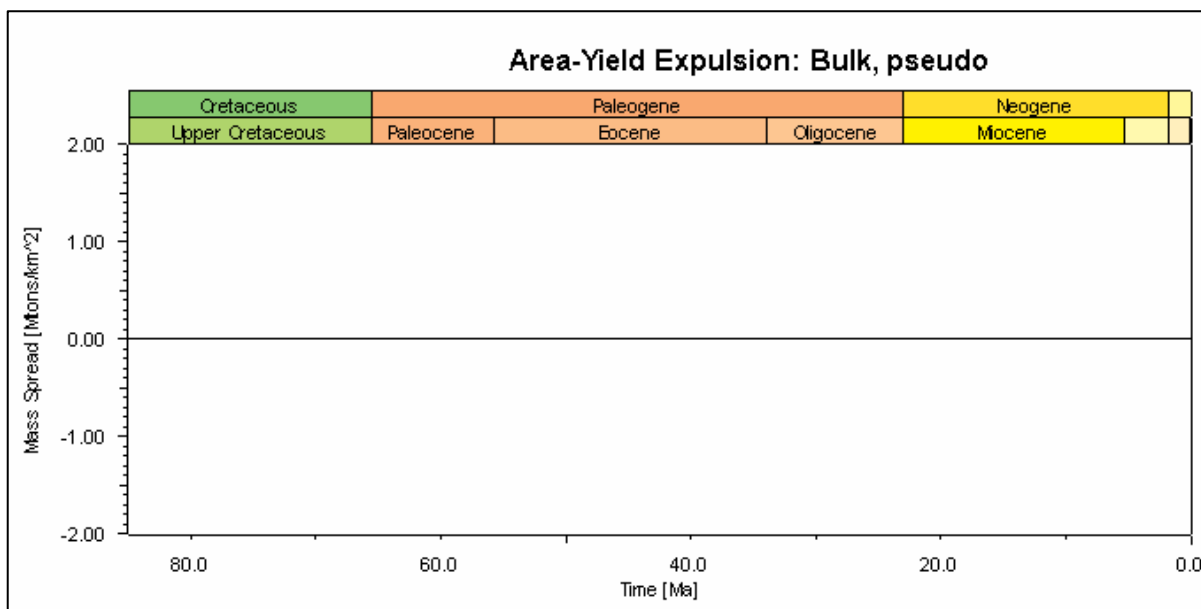


Figura 41. Diagrama de expulsión vs. Tiempo para el Pseudo-pozo.



10.2. RETRODEFORMACIÓN DE LA SECCIÓN ESTRUCTURAL.

A partir de la retrodeformación realizada para la sección estructural, se lograron obtener cinco (5) estados de deformación tiempo o paleo-secciones adicionales al estado actual de deformación, en las que se lograron determinar diversas estructuras y eventos importantes en la evolución geológica de este sector de la cuenca (Figuras 32 y 43).

La paleo-sección correspondiente a 5 Ma expone el continuo levantamiento del macizo de garzón y la serranía de la macarena. También se puede detallar el espesor erodado correspondiente a la formación Arrayán, y el no afloramiento de la Formación Mirador, la cual posee el rol de roca reservorio en el sistema petrolífero del sector de la Uribe.

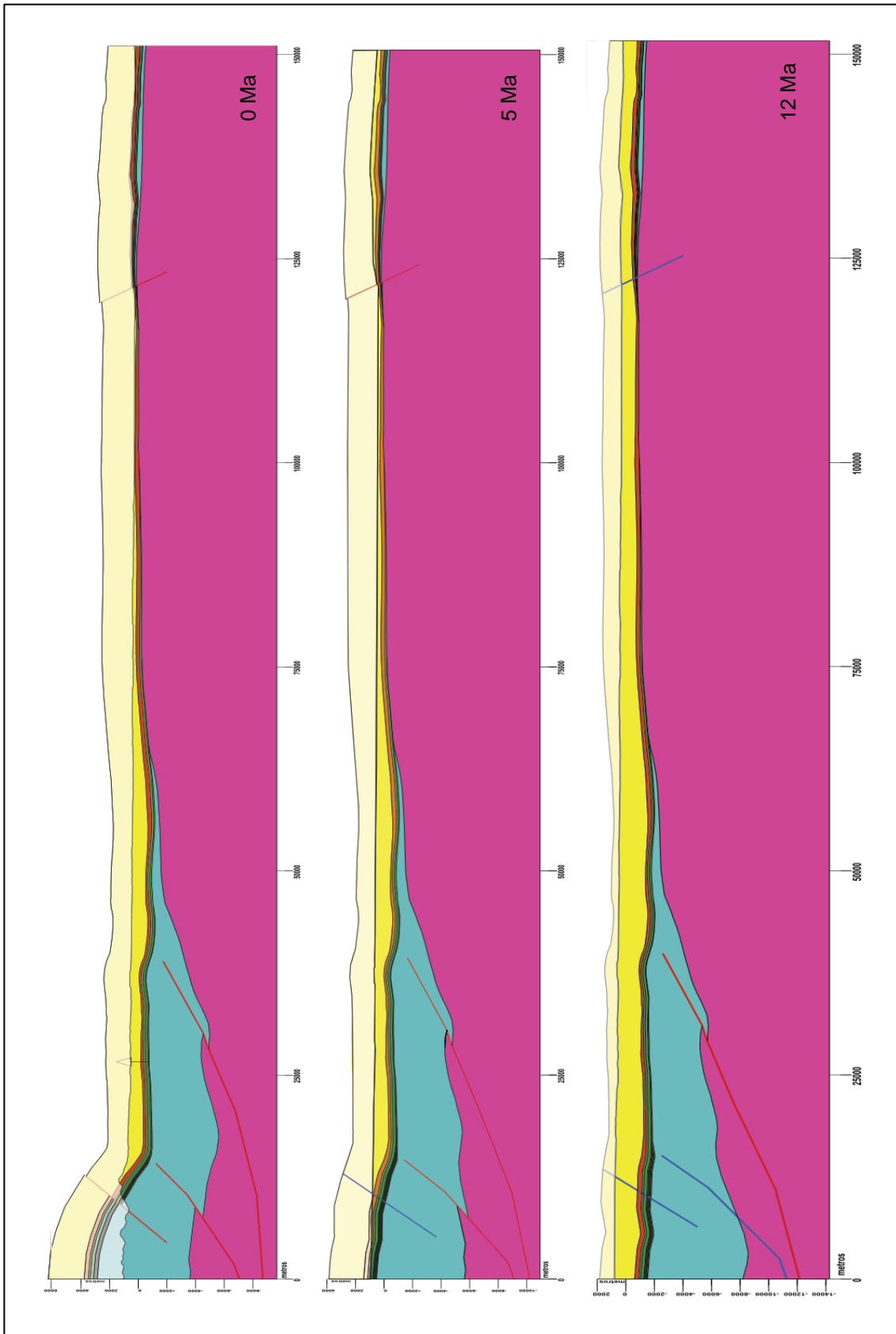
En la paleo-sección asignada a la edad de 12 Ma se evidencia el inicio del evento orogénico andino responsable de la exhumación del macizo de garzón y de la serranía de la macarena, evento que continúa hasta la actualidad. Se puede detallar la ocurrencia de pliegues por propagación de falla, los cuales actúan como potenciales trampas.

La paleo-sección de los 18 Ma muestra el final de la depositación de la Formación Arrayán, y las profundidades alcanzadas por las formaciones que la suprayacen.

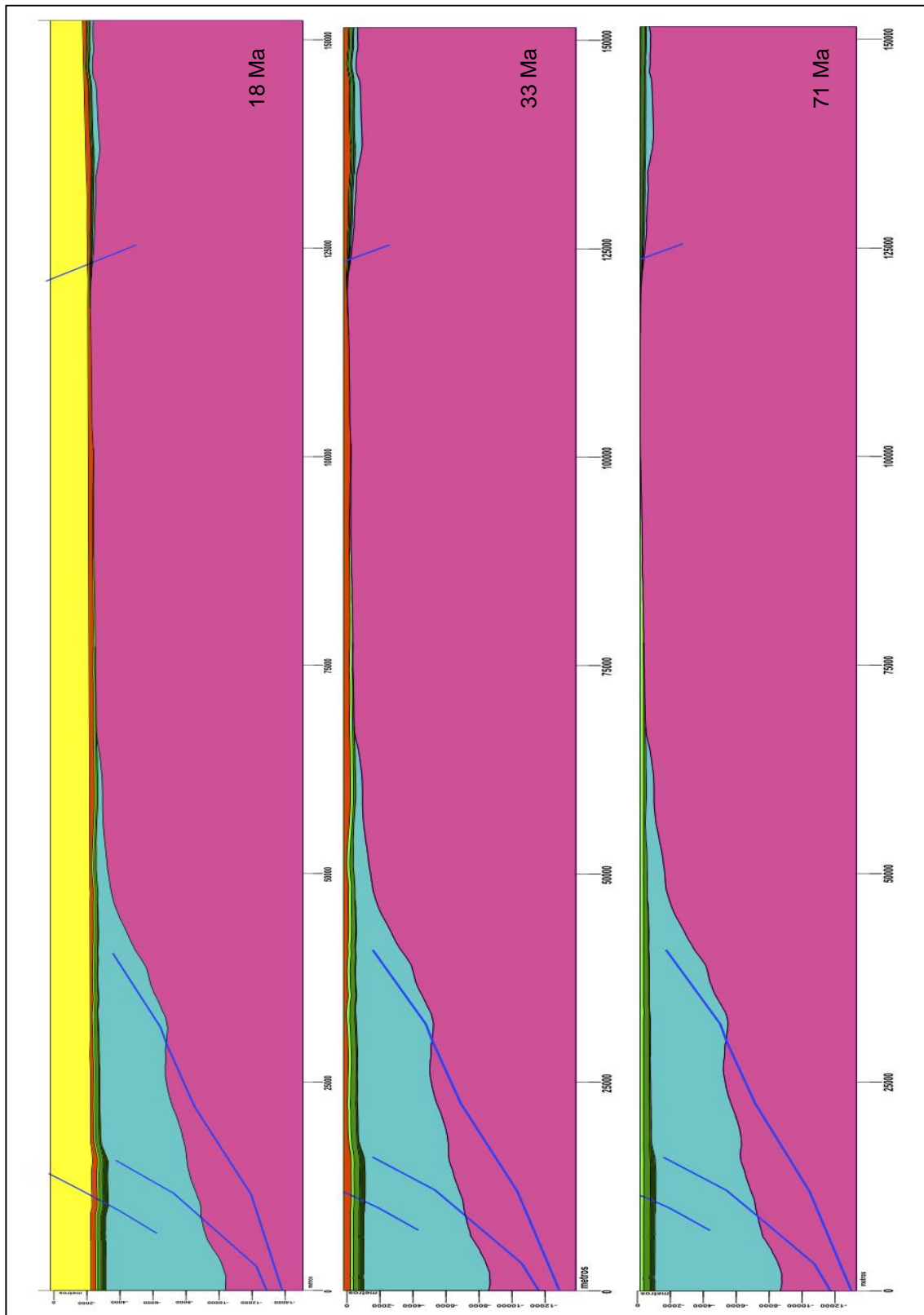
Para la edad de 33 Ma. se observa el fin de depositación de la formación Mirador, la cual suprayace discordantemente a las formaciones cretácicas.

Finalmente se obtuvo una paleo-sección para la edad de 71 Ma, en la cual se evidencia el fin de la depositación de la secuencia cretácica compuesta por la Formación Caballos y el grupo Macarena, las cuales se encuentran dispuestas a los dos lados del paleo-alto del basamento.

Figura 42. Paleo-secciones 0, 5 y 12 Ma.



. Figura 43. Paleo-secciones 18, 33 y 71 M.a.



10.3. MODELAMIENTO 2D

10.3.1. Análisis de parámetros geoquímicos. El modelamiento geoquímico 2D permite analizar posibles rutas de migración de hidrocarburos adicional a los parámetros analizados en el modelamiento 1D previamente realizado.

10.3.1.1. Generación. Se puede observar en el modelo geoquímico 2D que a lo largo de las paleo-secciones predominan valores de generación de hidrocarburo alrededor de las dos mil (2000) Toneladas por Km², sin embargo se logra detallar en la sección de los 18 Ma (Figura 44), que en el sector de la Uribe se halla localizado un punto en el cual la generación es mayor, alcanzando casi las 4000 Toneladas. Este punto se ha exhumado debido al evento orogénico presente en la zona, ubicándolo en la actualidad muy cerca de la superficie topográfica. También se detalla que la tasa de generación es mayor hacia el sector de La Uribe que hacia la serranía de la Macarena, tendencia que se mantiene en todas las paleo-secciones (Figuras 44-47).

Figura 44. Tasa de generación a 18 M.a.

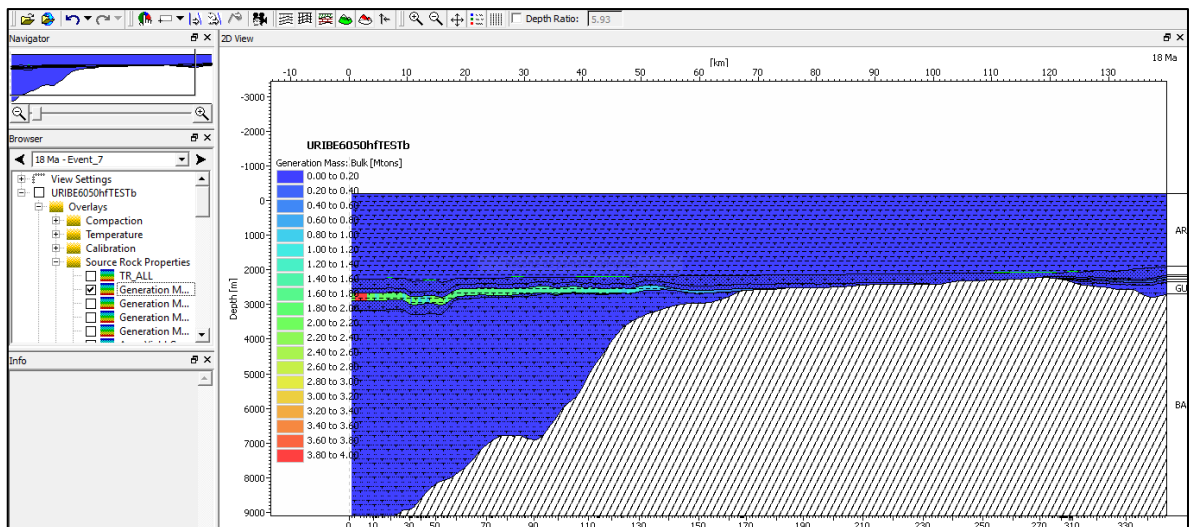


Figura 45. Tasa de generación a 12 M.a.

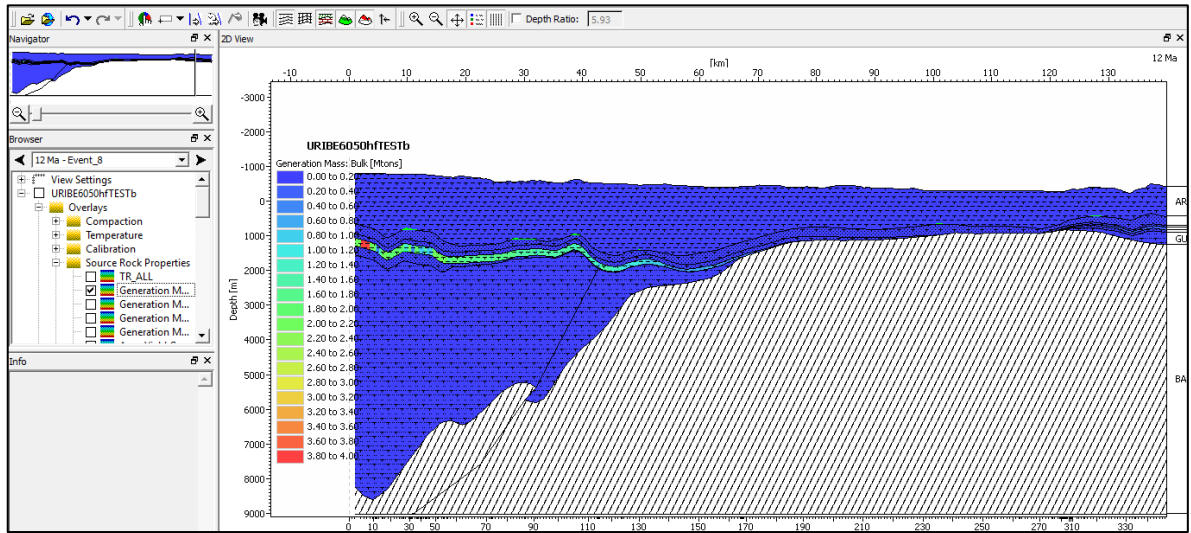


Figura 46. Tasa de generación a 5 M.a.

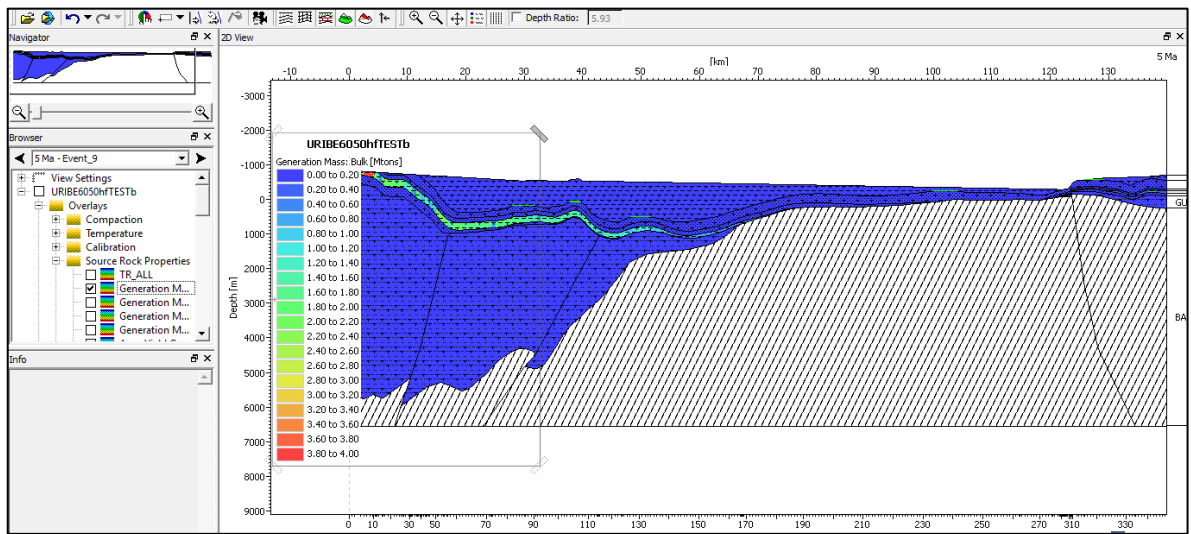
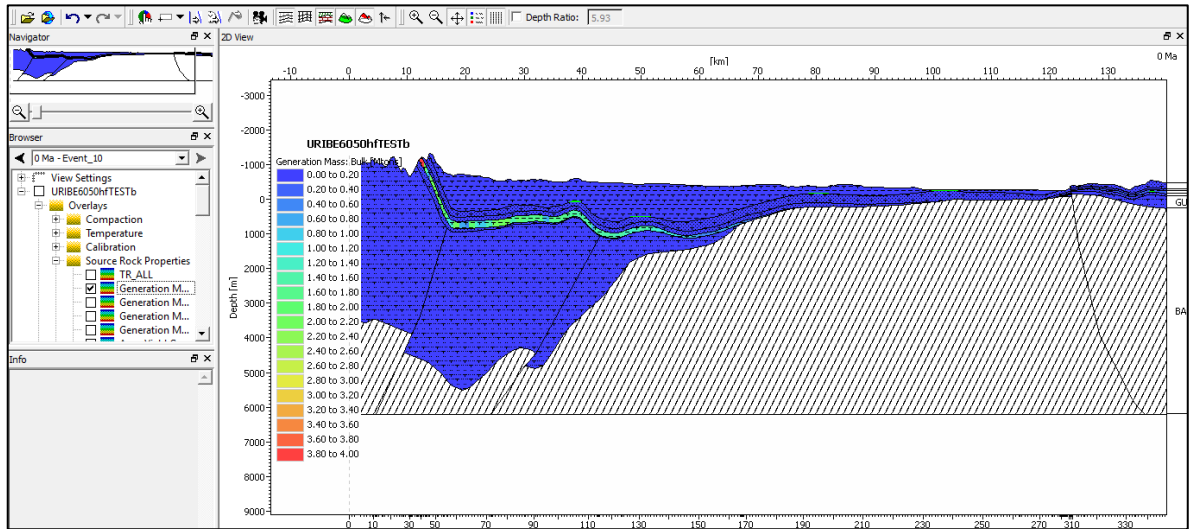
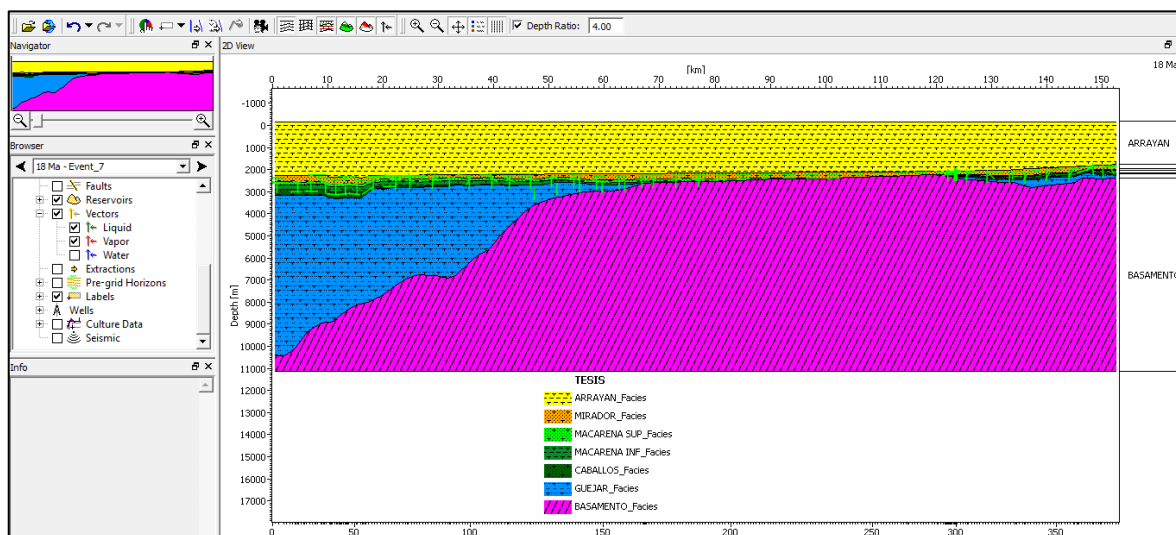


Figura 47. Tasa de generación a 0 M.a.



10.3.1.2. Migración y Acumulación. En el modelo se evidencia que a lo largo de la sección se produce migración a partir de la paleo-sección correspondiente a los 18 Ma. Para ese instante de tiempo se observa una migración vertical y una dirección con tendencia al Sureste, hacia la serranía de la macarena. Sin embargo, se comienzan a observar acumulaciones localizadas principalmente hacia el sector de la Uribe, a los primeros 40 km de distancia a partir del límite occidental del corte (Figura 48).

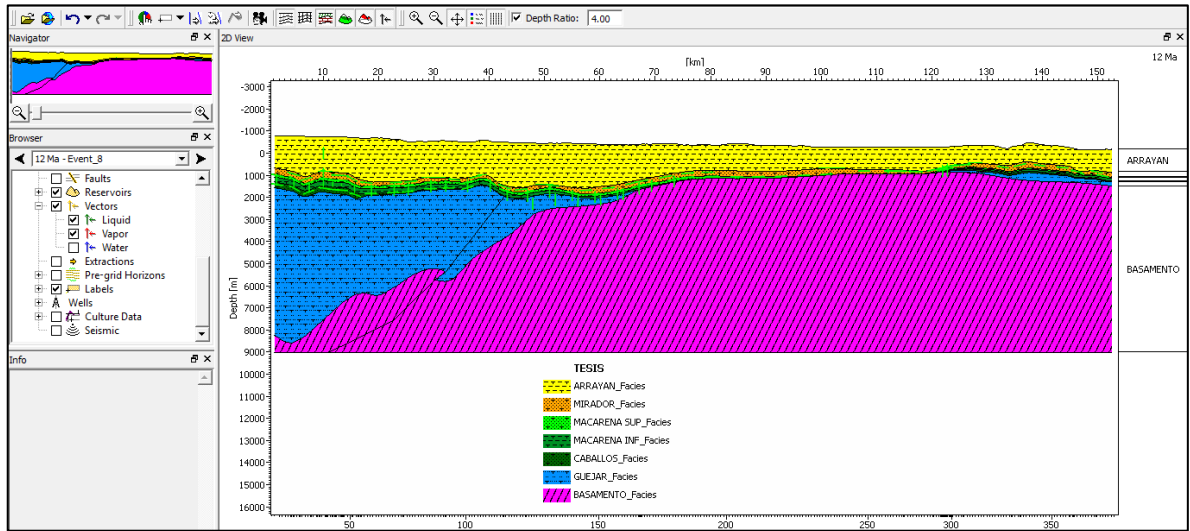
Figura 48. Paleosección con migración a 18 M.a.



Para la paleo-sección de los 12 Ma se comienzan a observar dos patrones diferentes para la migración a lo largo de la sección, de manera que el primer patrón muestra una tendencia al oeste, hacia donde se comienza a evidenciar el inicio de la exhumación del macizo de Garzón (Figura 49).

El segundo patrón tiene una predominancia al este, hacia la serranía de la macarena, con punto de origen al centro de la sección. En cuanto a las acumulaciones, las mayores se encuentran en la Formación Mirador, distribuidas en los anticlinales que se han generado a partir de propagación falla y hacia el sector de la serranía de la macarena, en el acuñaamiento que presenta la formación Macarena superior contra el basamento.

Figura 49. Paleosección con migración a 12 M.a.



Para los 5 y 0 Ma (Figura 50 y 51) se observa en la paleo-sección rutas de migración más definidas en 2 puntos específicos. Se puede detallar que en el sector de la macarena los vectores de migración indican el flujo de hidrocarburos a través de la Falla.

Hacia el sector de la Uribe se mantiene el patrón de migración hacia el noroeste, mostrando que los hidrocarburos fluyen buzamiento arriba, y manteniendo acumulaciones en los anticlinales mencionados anteriormente. Sin embargo, estas acumulaciones son cada vez de volúmenes menores.

Figura 50. Paleosección con migración a 5 M.a.

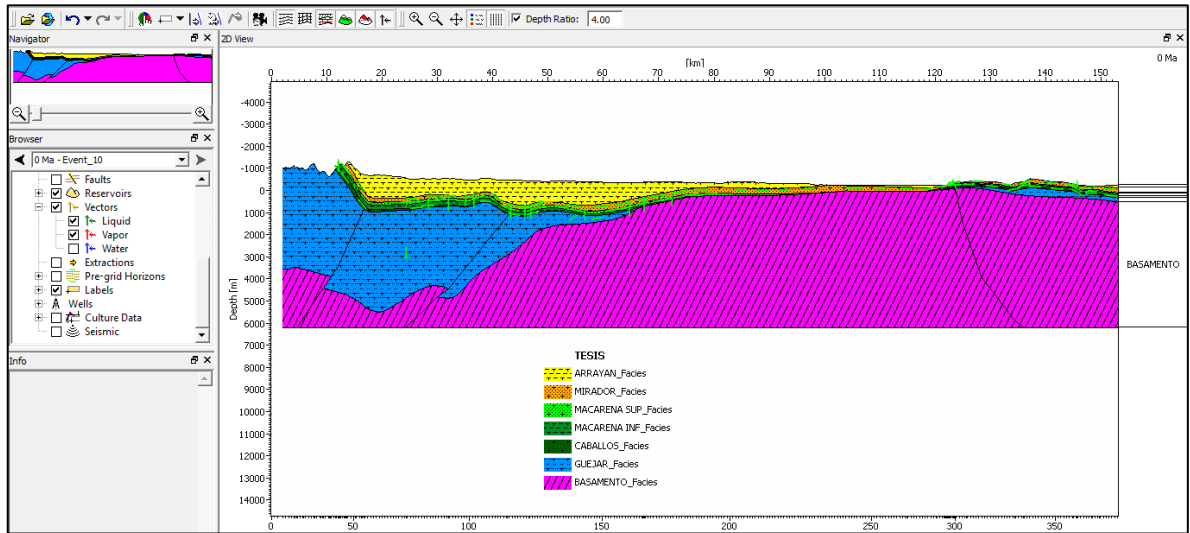
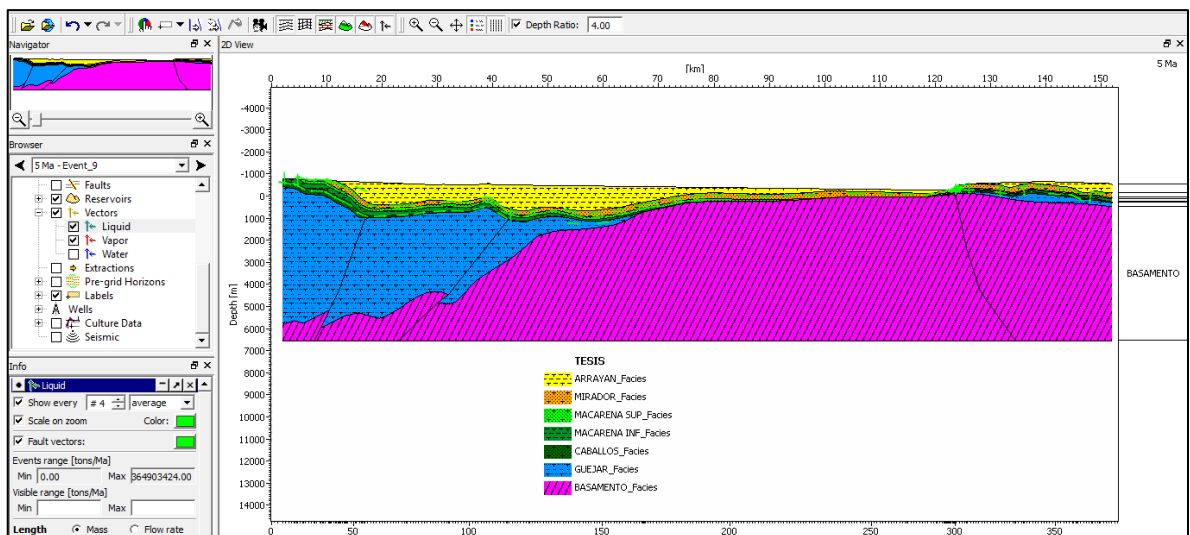


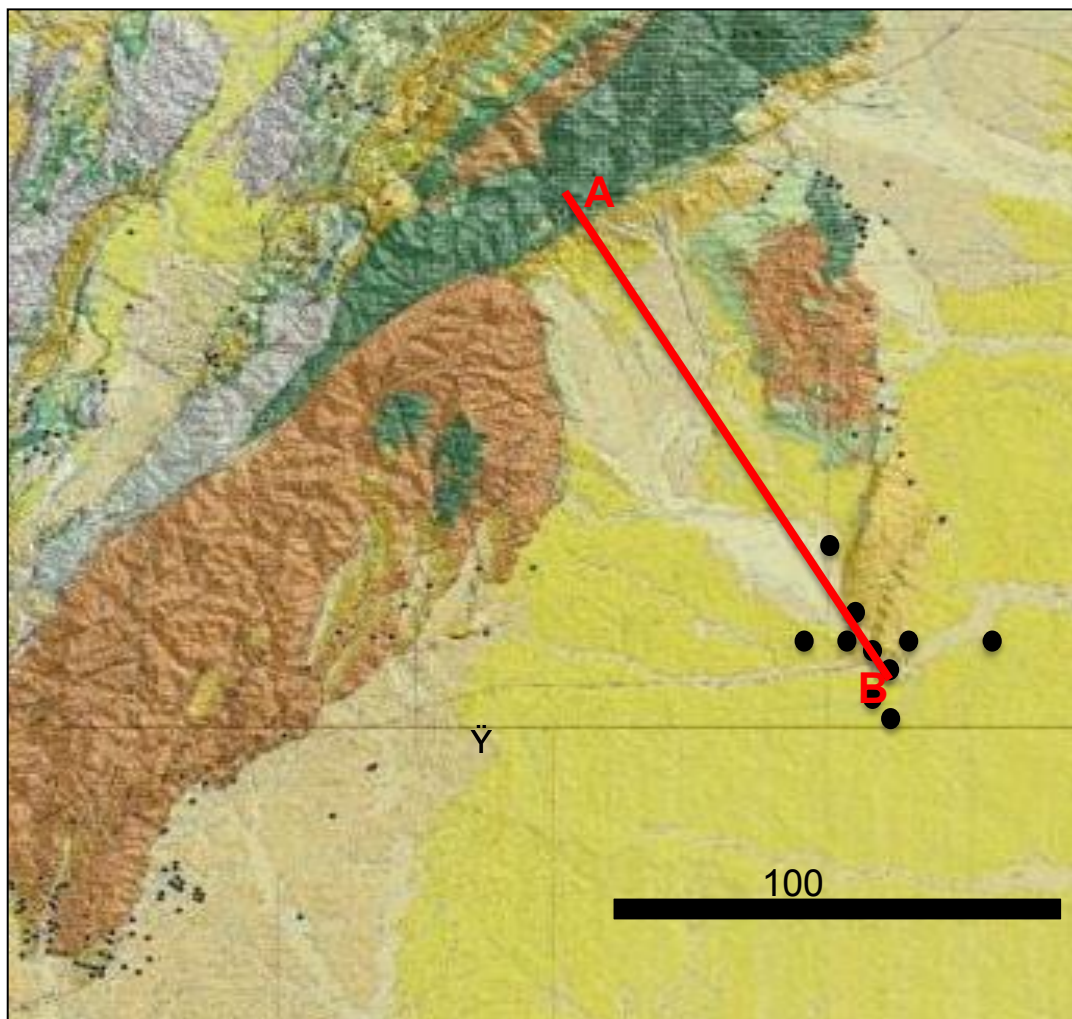
Figura 51. Paleosección con migración a 0 M.a.



Esta disposición de rutas de migración es típica para cuencas de tipo foreland, en donde la tendencia predominante es el flujo del hidrocarburo en dirección hacia el cratón.

A partir de este modelo, se puede asociar las acumulaciones presentes hacia el sector de la macarena con aquellos rezumaderos ubicados sobre la falla, tal como se muestra en el mapa de rezumaderos. (Figura 52)

Figura 52. Mapa con ubicación de rezumaderos en la zona de estudio.



10.3.1.3. Expulsión. En cuanto a la expulsión podemos observar que se mantienen tasas de expulsión muy bajas (casi nulas), alcanzando solo máximos de expulsión en la actualidad en sectores muy localizados, en los que los valores de expulsión las 74 kilo-toneladas por Km^2 (Figura 53). También se observa que la roca generadora alcanza a entrar en etapa principal de generación, tal como se muestra en la figura 54.

Figura 53. Tasa de expulsión actual.

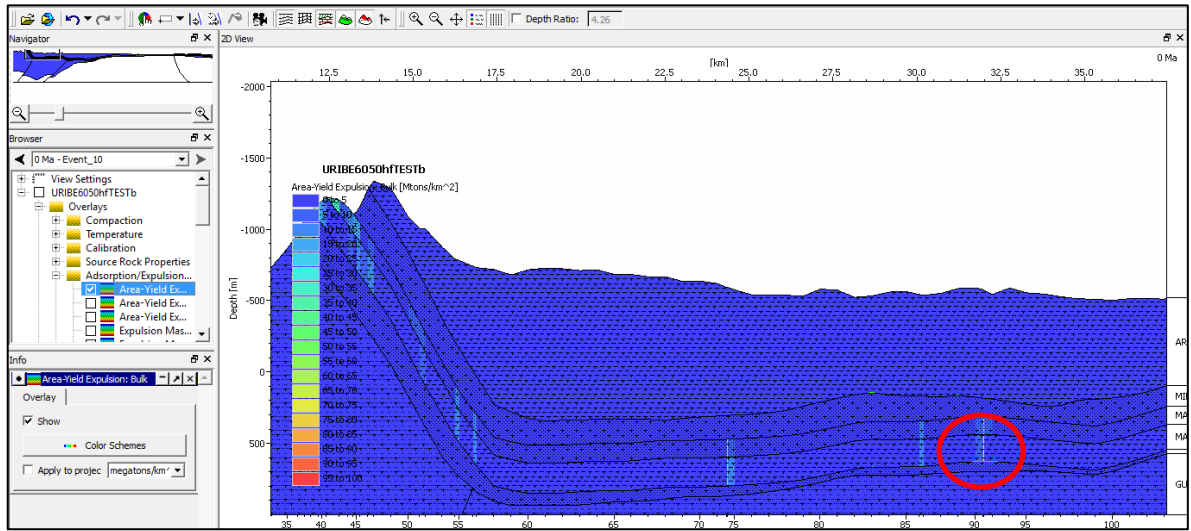
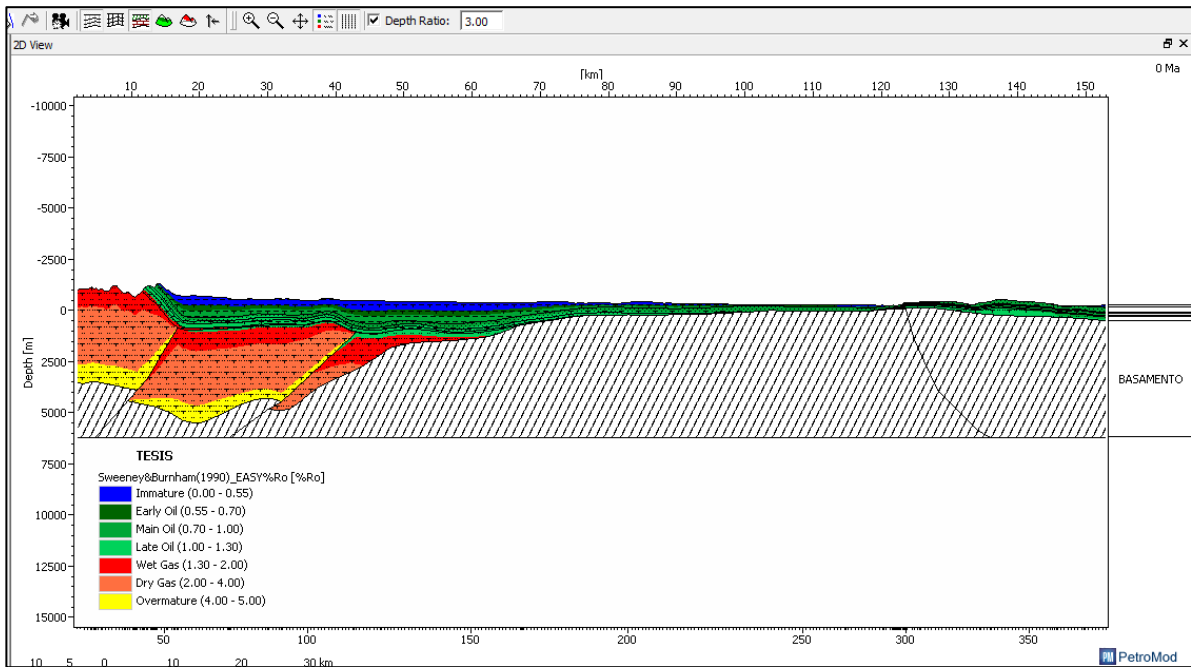


Figura 54. Madurez termal y etapa de generación a partir de reflectancia de vitrinita.



11. CONCLUSIONES

- Se identificó que a partir de los 18 Ma una tasa de transformación y generación mayor en el sector de La Uribe, y lo que hoy constituye el Macizo de Garzón, que en el sector de la serranía de la Macarena, en donde se alojan grandes acumulaciones de hidrocarburo; lo cual indica un patrón de migración predominante en sentido suroeste a lo largo de la sección transversal.
- Se observó concentración de acumulaciones hacia el centro de la sección transversal, emplazándose en estructuras anticlinales por propagación de fallas provocadas durante la exhumación del macizo de garzón, para edades entre los 12 y 14 Ma.
- Se propuso una asociación entre los rezumaderos presentes en la zona de la serranía de la Macarena y acumulaciones presentes en el paleo-alto del basamento, las cuales pudieron haber fluido a través de la falla y/o algún cambio de facies que permitiera su filtración vertical.
- Con base en el modelo se determinó una “cocina” en el sector de La Uribe, en donde se alojan la mayor densidad de acumulaciones a lo largo de la sección transversal, teniendo como roca generadora a la Formación Macarena inferior y como reservorio a la Formación mirador.
- Según el modelo geoquímico 2D realizado, La formación Macarena inferior posee propiedades geoquímicas óptimas que determinan su potencial para la generación de hidrocarburos, mas no para su expulsión.

- Según el estudio de los datos geoquímicos y los resultados obtenidos en el modelo 2D la formación Macarena Inferior se encuentra en una etapa temprana de generación de hidrocarburos.

12. RECOMENDACIONES

- Principalmente se recomienda iniciar una campaña de campo en la zona debido a que los datos cartográficos y geoquímicos existentes son escasos.
- Realizar sísmica de mejor calidad para la zona de estudio y la existencia de un check shot para el Pozo Uribe-1.
- Realizar una caracterización geoquímica completa con una cantidad de muestras considerables para las posibles formaciones generadoras.
- Realizar una serie completa de registros de pozos que permitan identificar propiedades petrofísicas y horizontes de interés para la zona de estudio.

BIBLIOGRAFÍA

ALBOUDWAREJ, H., and TAYLOR, S., 2006, La importancia del petróleo pesado, Oilfield Review, Schlumberger, 22 p.

ANH-UPTC, 2009. Cartografía Geológica De 51267.45 Km² En La Cuenca Caguán – Putumayo A Partir De Sensores Remotos A Escala 1:100.000 Y 739 Km² Con Control De Campo A Escala 1:50.000 En Las Planchas IGAC 413 Y 414 Departamentos De Meta, Caquetá, Putumayo.

BARRAGÁN, M. and MONTENEGRO, G. 2011, Caguán and Putumayo Basins Vol. 4. In Petroleum Geology of Colombia, CEDIEL, F., Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) Special Publication, Fondo Editorial Universitario EAFIT, 127 p.

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. 92 p.

CÁCERES, H., TEATÍN, P., (1985), Cuenca del Putumayo provincia petrolera meridional de Colombia, II Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas, p. 1-80.

CARRIGY, M., 1963. Ed. *Athabasca Oil Sands The Karl A. Clark Volume*. Edmonton, Alberta, Canada: Research Council of Alberta.

CARRILLO, L, 2011. Esquitos bituminosos, “Oil Shale” OSNERGMIN, Lima

COOPER, M., ADDISON, F., ALVAREZ, 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. AAPG Bulletin, V. 79, No. 10, p. 1421-1443.

CORREDOR, Freddy. 2003. Eastward Extent of the Late Eocene-Early Oligocene Onset of Deformation across the Northern Andes: Constraints from the Northern Portion of the Eastern Cordillera Fold Belt, Colombia, and Implications for Regional Oil Exploration. In: ACGGP (Ed.), VIII Simposio Bolivariano de Exploración en las Cuencas Subandinas, Cartagena de Indias, pp. 34–45.

CORTÉS, M., ANGELIER, J., 2005. Current states of stress in the northern Andes as indicated by focal mechanisms of earthquakes. Tectonophysics 403, 29–58.

DECELLES, P.G., GILES, K.A., 1996. Foreland basin systems. Basin Research 8, 105-123.

GALVIS, J., PINTO, H., 1999. Algunas Observaciones Acerca de la Geología del Sudoeste del Caquetá. Revista de la Academia Colombiana de Ciencias 23, 12.

GARCIA, Mario., MIER, Ricardo., CRUZ, Luis., VASQUEZ, Mauricio., (2009), Evaluación del potencial Hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas, Contrato Interadministrativo UIS-ANH, 219 p.

GÓMEZ, E., 2001, Tectonic controls on the Late Cretaceous to Cenozoic sedimentary fill of the Middle Magdalena Valley Basin, Eastern Cordillera and Llanos Basin, Colombia [Ph.D. thesis]: Cornell University, 619p.

GÓMEZ, J., NIVIA, A., JIMÉNEZ, D., MONTES, N., SEPÚLVEDA, J., OSORIO, J., TEJADA, M., MORA, M., GAONA, T., DIEDERIX, H., y URIBE, H., 2006, MAPA GEOLÓGICO DE COLOMBIA escala 1:2'800.000, INGEOMINAS, primera edición.

GÓMEZ, L. 2013. Estudio Integrado De Geología De Campo Para La Exploración De Arenas Bituminosas En Colombia. Bogotá, Colombia.

GONÇALVES, F., MORA, C., CORDOBA, F., KAIRUZ, E., GIRALDO, B., (2002), Petroleum generation and migration in the Putumayo Basin, Colombia: insights from an organic geochemistry and basin modeling study in the foothills, Marine and Petroleum Geology, Vol. 19, p. 711-725

GOVERNMENT OF ALBERTA. 1985. Facts about Alberta's oil sands and its industry. Oil sands discovery centre.

GUTIÉRREZ, Javier. 2011. Innovación en los sectores de la minería y la energía, Ecopetrol.

INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO 1998. Evaluación Regional de la Cuenca Yarí – Caguán. Informe Interno

JORDAN, T. E., FLEMINGS, P. B., y J.A, B., 1988, Dating thrust fault activity by use of foreland-basin strata, in Kleispehn, K. L., y Paola, C., eds., New Perspectives in Basin Analysis: New York, Springer Verlag: 307-330.

MAGOON, L.B., and DOW, W.G., (1994), The petroleum system From source to trap: American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, 655 p

RAMÍREZ, Juan., PELAYO, Yasmín. 2013. Generación de conceptos exploratorios previos sobre el comportamiento del sistema petrolífero de la cuenca Caguán – Putumayo y su potencial de recursos petroleros. Informe Interno.

REPSOL, 2014. Recursos no convencionales. [En Línea]
https://www.repsol.com/imagenes/es_es/no_convencionales_597x540_06_esp_tc_m7-607176.swf [citado el 16 de octubre de 2014]

REYES, A., OLAYA, I., ARANGO, F., MUNAR, F., GÓMEZ, P., GIRALDO, B., RANGEL, A., MORA, C., SARMIENTO, L., PÉREZ, H., BUCHELLI, F., CERÓN, J., RUEDA, M., ZEGARRA, M., GALINDO, M., DÍAZ, O. 1997. Evaluación Regional de la Cuenca Yari-Caguán. Piedecuesta, Colombia.

SCHLUMBERGER 2009. Oilfield Review Verano Ed. 21, no. 2. [En Línea] http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish09/aut09/02_sistemas_petroleros.ashx [citado el 16 de octubre de 2014]

TABOADA, A., RIVERA L. A., FUENZALIDA A., CISTERNAS A., PHILIP H., BIJWAARD H., OLAYA J., RIVERA C., (2000), Geodynamics of the northern Andes: Subductions and intracontinental deformation (Colombia): Tectonics, v.19, no. 5, p. 787–813.

WAPLES, Douglas W. 1945. Geochemistry in petroleum exploration. Cap. 7: Analytical Techniques.