



**MODELADO GEOQUÍMICO-ESTRUCTURAL 2D PARA EVALUAR
EL ORIGEN Y POTENCIAL DE LAS ARENAS BITUMINOSAS DEL
SUR DE FLORENCIA EN LA CUENCA CAGUÁN-PUTUMAYO,
COLOMBIA.**

Julián David De Bedout Ordóñez

José Ramón Porras Montero



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

2014

**MODELADO GEOQUÍMICO-ESTRUCTURAL 2D PARA EVALUAR
EL ORIGEN Y POTENCIAL DE LAS ARENAS BITUMINOSAS DEL
SUR DE FLORENCIA EN LA CUENCA CAGUÁN-PUTUMAYO,
COLOMBIA.**

Julián David De Bedout Ordóñez

José Ramón Porras Montero

**Proyecto de grado en la modalidad Pasantía de Investigación para optar al
título de Geólogo**

Directora:

Tania Sarith Palmera Henao

**Geóloga candidata a Título de M.Sc
(UIS-ICP)**

Co-Directores:

Mario García González

Geólogo Post-Ph.D (UIS)

Eliseo Tesón del Hoyo

Geólogo Ph.D (ICP-Ecopetrol)

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

2014

DEDICATORIA

A Dios

A mi Mamá Esmeralda Ordóñez y mi Papá Julián De Bedout

A mi Nona Claudina Rodríguez y mi Hermano John De Bedout

A mis Tios Anibal Ordóñez y Rubiel Ordóñez

A Mayra Vargas y Jonathan García

A José Luís González y Andrés Vera

A toda mi familia y mis amigos de la Universidad

A mis profesores de la UIS

Julián David De Bedout Ordóñez

DEDICATORIA

Primero a Dios y mi papá José Ramón Porras Vélez.

A mi mamá Celina Montero por todo su esfuerzo para convertirme en lo que soy.

A mis abuelos Núnelo Montero y Mary Santos por todos sus sacrificios por mí.

A mi hermano Edgar Yesid por ser mi mejor amigo y compañía en todo momento.

A Edgar por ser un segundo padre para mí.

A todos mis tíos, primos y familiares por aportar cada granito de felicidad y motivación para culminar esta etapa de mi vida y ser el hombre que soy.

A Michelle por alegrar todos esos instantes juntos.

A Laura por su amor sincero, motivación y paciencia... TTAMO.

A todos mis amigos y grandes personas que conocí en esta etapa y que son más que eso, son parte de mi familia:

Oscar Forero, Luis Carlos Serrano, Anny Forero, Karina Barragán, Luis Mayorga, José Luis González Montañez, Saúl Álvarez, y muchos más que saben mi aprecio por ellos solo que al ser bastantes sería inmenso colocarlos a todos.

A Julián De Bedout Ordoñez no solo por ser un gran amigo sino por ser un gran compañero de proyecto, además a su familia por aceptarme todos esos meses de trabajo en su hogar.

A todos y cada uno de los profesores que inculcaron en mí el nuevo profesional que hoy se convierte en geólogo.

A la Universidad Industrial de Santander por ser mi segundo hogar lleno de aprendizaje y experiencias que aportaron a mi desarrollo profesional.

En fin gracias a todos y cada uno de los que pusieron un esfuerzo por que este sueño se hiciera realidad.

José Ramón Porras Montero

AGRADECIMIENTOS

Quisiéramos agradecerle a nuestra Directora Tania Sarith Palmera Henao por habernos dado la oportunidad de hacer parte de este proyecto y dirigir nuestra tesis a lo largo de este proceso.

A nuestro Co-Director Eliseo Tesón Del Hoyo le agradecemos por compartir su experiencia, correcciones, consejos y buena actitud a pesar de molestarlo con tantas reuniones que nos sirvieron mucho para poder avanzar en momentos donde no sabíamos que hacer.

Al Geólogo Juan Carlos Ramírez quisiéramos agradecerle especialmente por haber sido prácticamente un Co-director más quien nos ayudó a mejorar este proyecto con sus consejos, correcciones y puntos de vista.

A nuestro Co-Director Mario García González quisiéramos agradecerle por sus consejos y correcciones con respecto a los datos y modelos que se emplearon en el proyecto.

Al Geólogo candidato a M.Sc Camilo Díaz le agradecemos especialmente por habernos ayudado y soportado cuando más dudas teníamos, siempre brindándonos su ayuda incondicional en temas de Geofísica, Petrofísica y Análisis de datos de pozo.

A Geólogo Ph.D Daniel Bello le agradecemos por habernos dado consejos estructurales y orientado en el manejo inicial del software SIG muy útil para poder empezar este proyecto.

Al Geólogo José Luís González Montañez por ayudarnos incondicionalmente con sus consejos y buena actitud en temas de modelado Estructural y Geoquímico muy importantes para el desarrollo de este proyecto a pesar de molestarlo tanto.

Al Geólogo candidato a M.Sc Rolando Ramírez por habernos brindado sus explicaciones, tiempo, correcciones y ayuda sobre temas SIG, Estructurales y Geoquímicos.

Al Geólogo Nelson Sánchez por su tiempo, orientaciones y correcciones en los conceptos Geoquímicos que se emplearon en los modelos.

A la geóloga candidata a M.Sc Jael Yanine Pacheco por habernos brindado sus consejos, explicaciones y tiempo sobre modelado Geoquímico.

A nuestros compañeros Cesar y Jean Paul por habernos ayudado con el manejo de Software SIG y Estructural en momentos donde necesitábamos mucha orientación.

Al Geólogo Cristian Mendoza por habernos brindado sus consejos, tiempo y ayuda para calibrar nuestro modelo Geoquímico.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....24

1. OBJETIVOS.....25

 1.1 Objetivo General..... 25

 1.2 Objetivos Específicos..... 25

2. PROPÓSITO DEL ESTUDIO.....26

3. LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....27

4. MARCO TEÓRICO.....29

 4.1 Arenas Bituminosas o Tar-Sands.....29

 4.1.1 Qué son las Arenas Bituminosas.....29

 4.1.2 Origen y formación.....30

 4.1.3 Explotación.....35

 4.2 Modelado de Cuencas y Sistemas Petrolíferos.....40

 4.2.1 Modelado de Cuencas.....40

 4.2.2 Modelado de Sistemas Petrolíferos.....42

 4.3 Interpretación Sísmica.....48

 4.3.1 Conceptos de Sísmica.....48

 4.3.2 Amarre Sísmica-Pozo.....49

5. MARCO TECTÓNICO.....51

 5.1 Marco Tectónico Regional.....51

 5.2 Marco Tectónico Local.....56

 5.3 Levantamiento Tectónico.....59

6. MARCO GEOLÓGICO.....61

 6.1 Cuencas Sub-Andinas.....61

 6.2 Cuencas Caguán-Putumayo y VSM.....63

 6.3 Estratigrafía de la zona de estudio.....65

 6.4 Evolución Geológica del Área.....84

 6.5 Antecedentes.....88

6.5.1 Cuenca VSM.....88

6.5.2 Cuenca Caguán-Putumayo.....90

6.6 Sistemas Petrolíferos.....92

6.6.1 Sub-Cuenca de Neiva.....92

6.6.2 Sub-Cuenca de Putumayo.....96

7. METODOLOGÍA.....98

7.1 Fase I: Investigación y recopilación de información.....99

7.2 Fase II: Modelado en Software.....99

7.2.1 Generación del mapa de estudio.....99

7.2.2 Modelado con Software SIG.....103

7.2.3 Interpretación Sísmica y calibración de Topes.....109

7.2.4 Modelado Estructural.....121

7.2.5 Modelado Geoquímico.....132

7.3 Fase III: Análisis e interpretación de resultados.....143

7.4 Fase IV: Creación del informe final.....143

8. RESULTADOS.....144

8.1 Interpretación de la Sísmica 2D.....144

8.2 Retrodeformación del corte.....147

8.3 Modelos Geoquímicos 1D.....151

8.4 Modelo Geoquímico 2D.....155

9. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....163

10. CONCLUSIONES.....165

11. RECOMENDACIONES.....166

BIBLIOGRAFÍA.....167

RESUMEN

TITULO: MODELADO GEOQUÍMICO-ESTRUCTURAL 2D PARA EVALUAR EL ORIGEN Y POTENCIAL DE LAS ARENAS BITUMINOSAS DEL SUR DE FLORENCIA EN LA CUENCA CAGUÁN-PUTUMAYO, COLOMBIA.*

AUTORES: Julián David De Bedout Ordóñez** y José Ramón Porras Montero**

PALABRAS CLAVE: Arenas Bituminosas, Modelado Geoquímico, Retrodeformación, Caguán-Putumayo, Valle Superior del Magdalena, Generación, Migración, Acumulación.

CONTENIDO:

La reducción mundial de las reservas convencionales de Hidrocarburos, sumada a la su continua necesidad por parte del ser humano, hace indispensable desarrollar conocimiento sobre este tema. Es por esto que en Colombia los estudios en yacimientos no convencionales avanzan cada vez más, buscando contribuir con el descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos en el país, esto se observa en la Cuenca Caguán-Putumayo donde se están realizando análisis como el presente, el cual permitió evaluar el sistema petrolífero que dio origen a las Arenas Bituminosas del Sur de Florencia, Caquetá.

Inicialmente se creó un mapa geológico del área de estudio, que se realizó con base en las planchas 388, 389, 390, 412, 414 y 431 del Servicio Geológico y una modificación de las mismas con base en una cartografía realizada por Ecopetrol y un mapa de la Cuenca propuesto por la ANH. Una vez hecho esto se procedió a crear una sección estructural que atraviesa desde la cuenca del Valle superior del Magdalena hasta la cuenca Caguán Putumayo. Esta sección estructural se retrodeformó a varias edades desde 78Ma hasta el presente, con el fin de ser empleadas en el modelado y darle mayor precisión a los resultados que se obtengan en el Modelo Geoquímico 2D. Dicho modelo, permitió analizar las posibles rutas de migración de los Hidrocarburos antes de que se exhumara el Macizo de Garzón entre 12 y 10 Ma. Posteriormente, estos Hidrocarburos fueron afectados por procesos de Biodegradación y Lavado con agua meteórica, disminuyendo sus fracciones livianas mientras se concentraban los hidrocarburos de mayor peso molecular, dando origen de esta manera a las Arenas Bituminosas presentes en el Área de estudio.

*Trabajo de Grado en la modalidad Pasantía de Investigación

**Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Directora: Tania S. Palmera; Co-Directores: Mario García González y Eliseo Tesón.

ABSTRACT

TITLE: 2D GEOCHEMICAL-STRUCTURAL MODELING TO EVALUATE THE ORIGIN AND POTENTIAL OF THE SOUTH OF FLORENCIA'S TAR-SANDS IN THE CAGUÁN-PUTUMAYO BASIN, COLOMBIA.*

AUTHORS: Julián David De Bedout Ordóñez** y José Ramón Porras Montero**

KEYWORDS: Tar-Sands, Geochemical Modeling, Retrodeformation, Caguan-Putumayo, Upper Magdalena Valley, Generation, Migration, Acumulation.

CONTENT:

The Worldwide reduction of conventional Hydrocarbon reserves, added to its continuous need by the Human being, makes essential to development of knowledge about this Issue. That is why in Colombia the studies about Unconventional Reservoirs advance increasingly, seeking to contribute to the discovery of new Hydrocarbon reserves in the country, this is observable in the Caguan-Putumayo Basin where analysis like the present are taking place, which favored to evaluate the Petroleum System that originated the Tar-Sands located south of Florencia, Caquetá.

Initially a Geological map of the studied area was created with the Geological Survey's maps: 388, 389, 390, 412, 414 and 431 with some modifications based on a cartography made by Ecopetrol and a map of the basin proposed by the ANH. Once it was finished, a structural cross section was created to cut across the Upper Magdalena Valley and the Caguan-Putumayo Basins. That cross section was sequentially retrodeformed from 78My to the present, in order to be used within the modeling and to give more accuracy to the results acquired with the 2D Geochemical modelling. That model allowed to analyse the posible hydrocarbon Migration Pathways before the exhumation of the Garzon Massif between 12-10My. Later on, those Hydrocarbons were affected by Biodegradation processes and water washing caused by meteoric waters, decreasing their light fractions while increasing their high molecular weight Hydrocarbons, giving origin to the Tar-Sands located in the studied area.

* Degree Work, Internship Research Modality

**Industrial University of Santander. Physicochemical Engineering Faculty. Geology School. Thesis Director: Tania S. Palmera; Co-Directors: Mario García González and Eliseo Tesón.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1: Localización general del área estudiada respecto a los departamentos de Colombia superpuestos a las cuencas del VSM y Caguán-Putumayo. _____27

FIGURA 2: Mapa de localización de la zona de estudio con respecto a los departamentos y el Modelo Digital de Elevación. Nótese que la sección estructural inicia en el departamento del Cauca y termina en el Caquetá. _____28

FIGURA 3: Mapa de los ríos que atraviesa la sección estructural elaborada sobre un modelo Digital de elevación del Terreno en cercanías a la ciudad de Florencia. _____28

FIGURA 4: Diagrama triangular donde se muestran y relacionan los tipos de HC's No-Convencionales respecto a sus volúmenes y facilidad de extracción. (Tomado y modificado de Branan, 2008) _____29

FIGURA 5: Gráfica donde se muestra la importancia de las Arenas Bituminosas dentro del contexto de las reservas mundiales de Hidrocarburos. El petróleo pesado, el petróleo extra-pesado y las Tar-Sands conforman aproximadamente un 70% de los recursos de petróleo totales del mundo, que oscilan entre 9 y 13 trillones de barriles. (Tomado de Alboudwarej *et al*, 2006) _____30

FIGURA 6: Diagrama que muestra el contenido orgánico de una roca (shale). (Tomado y modificado de Tissot & Welte, 1984) _____31

FIGURA 7: Escalas de viscosidad y °API donde se comparan los diferentes tipos de crudos y el Bitumen con productos de uso cotidiano cuya viscosidad nos resultan familiares. (Tomado y modificado de Curtis *et al*, 2003) _____32

FIGURA 8: Diagrama donde se muestra una cuenca de Foreland y la manera en que los Hidrocarburos son generados hasta llegar a ser Tar-Sands. (Tomado de Head *et al*, 2003) _____33

FIGURA 9: Comparación entre las moléculas presentes en un Bitumen sin Degradar y el Bitumen degradado que hace parte de las Arenas Bituminosas (Tomado y modificado de Tissot & Welte, 1984) _____34

FIGURA 10: Cromatogramas de dos Crudos y una Arena Bituminosa donde se comparan los picos de las moléculas que poseen y la curvatura que presentan por el efecto de la Degradación (Tomado y modificado de Miiller *et al*, 1982) _____35

FIGURA 11: Explotacion a cielo abierto de mina de arenas bituminosas en Alberta, Canadá (Tomado de 1984nwo, 2010). _____36

FIGURA 12: Distintos arreglos de pozos por los cuales se puede extraer bitumen. (Tomado y modificado de Curtis *et al*, 2003). _____36

FIGURA 13: Proceso de explotacion de las arenas bituminosas, tratamiento y producto final petroleo sintético (Tomado y modificado de Alboudwarej *et al*, 2006). _____37

FIGURA 14: Tecnica de drenaje asistido por vapor para la extraccion de bitumen a profundidad (Tomado de Alboudwarej *et al*, 2006). _____38

FIGURA 15: Ilustración de las 3 etapas en la tecnica CSS (Tomado de Alboudwarej *et al*, 2006)_____38

FIGURA 16: Matriz cualitativa de analisis comparativo de las distintas tecnicas de extraccion de bitumen y los indicadores de desempeño claves en los aspectos de produccion, subsuelo, superficie, costos y tecnologia (Tomado de Alboudwarej *et al*, 2006). _____39

FIGURA 17: Secuencia de procesos geológicos importantes en el modelamiento de cuencas (Tomado de Al-Hajeri *et al*, 2009) _____41

FIGURA 18: Simulación de la geometría y procesos geológicos de una cuenca sedimentaria (Tomado de Al-Hajeri *et al*, 2009). _____42

FIGURA 19: Concepto de un sistema petrolífero (Tomado y modificado de Magoon & Dow, 1994) _____42

FIGURA 20: Diagrama del sistema petrolífero con sus elementos (Tissot & Welte, 1984). _____43

FIGURA 21: Cuadro del nivel de incertidumbre para los sistemas petrolíferos (Tomado y modificado de Magoon & Dow, 1994). _____44

FIGURA 22: Modelo 2D de un sistema petrolífero con sus vectores de migración en verde para petróleo y en rojo para gas (Tomado de Al-Hajeri *et al*, 2009). _____45

FIGURA 23: Carta de eventos para el sistema petrolífero La Luna/Umir-Mugrosa (.) (Tomado de González, 2013). _____45

FIGURA 24: Simulación de un modelo 3D de un sistema petrolífero con sus vectores de migración y zonas de acumulación en verde para petróleo y en rojo para gas (Tomado de Al-Hajeri *et al*, 2009). _____46

FIGURA 25: Niveles de investigación para sistemas petrolíferos. (Tomado y modificado de Magoon & Dow, 1994). _____46

FIGURA 26: Diagrama de riesgo para los elementos de un sistema petrolífero. (Tomado de Hantschel & Kauerauf, 2009). _____47

FIGURA 27: Cuadro de evaluación para riesgo exploratorio. (Tomado de Gómez & Rodríguez, 2013) _____47

FIGURA 28: Esquema donde se muestra la comparación de la escala Sísmica, los registros de Pozos, el Big Ben y una persona. (Tomado y modificado de Emery & Myers, 1996) _____48

FIGURA 29: Conceptos teóricos de la creación de un sismograma sintético. (Tomado y modificado de Martínez, 1996) _____50

FIGURA 30: Comparación de respuestas obtenidas al hacer la convolución con diferentes Ondículas, durante la creación del sismograma sintético. (Tomado y modificado de Herron, 2011) _____50

FIGURA 31: Mapa de localización del mosaico tectónico actual de la esquina noroeste de Suramérica. Nótese la ubicación del Escudo de la Guyana, la cadena Andina, los terrenos acrecionados y las cuencas sub-Andinas. (Tomado y modificado de Cediél *et al*, 2011) _____51

FIGURA 32: División de los 3 segmentos Andinos y las zonas de subducción de bajo ángulo. Nótese la ausencia de vulcanismo actual en las zonas de Flat-Slab (Tomado de Ramos, 2009) _____ 52

FIGURA 33: Esquema tectónico actual de los Andes del Norte y el Caribe. Nótese la Colisión oblicua desde el Pacífico de la Dorsal Asísmica del Carnegie Ridge que se origina desde el Punto Caliente de las Islas Galápagos. (Tomado de Ramos, 2009) _____ 53

FIGURA 34: A: Subducción del Carnegie Ridge, la cual al ser una dorsal asísmica y boyante de corteza oceánica engrosada puede seguir empujando y subduciendo de forma casi horizontal. Mientras que los Slab a sus lados si subducen de forma normal. B: Proyección del Carnegie Ridge debajo de Ecuador y el Sur de Colombia. (Tomado y modificado de Gutscher *et al*, 1999) _____ 54

FIGURA 35: Mapa tectónico de los Andes del Norte en donde se muestra como la subducción del Carnegie Ridge desde el Pacífico genera una gran compresión que produce el fallamiento inverso y levantamiento del Macizo de Garzón y la Serranía de la Macarena. (Tomado y modificado de Cediel *et al*, 2003) _____ 55

FIGURA 36: Transecta W-E de Colombia donde se muestra como el Macizo de Garzón hace parte de la periferia metamórfica expuesta del Cratón Amazónico (Tomado de Cediel *et al*, 2003) _____ 55

FIGURA 37: Esquema tectónico de la parte Sur-Oeste de Colombia (Modificado de Gómez *et al*, 2006 y Mora *et al*, 2013) _____ 56

FIGURA 38: Visualización de las fallas que atraviesa la sección estructural, vistas sobre el mapa compuesto y el Modelo Digital de Elevación _____ 57

FIGURA 39: Visualización 3D de la zona de estudio donde se aprecian los nombres de las fallas que atraviesa la sección estructural A-A' _____ 58

FIGURA 40: Típico del Estilo estructural compresivo del VSM, donde se produce el cabalgamiento del Basamento sobre rocas sedimentarias Cretácicas y Cenozoicas. (Tomado de Macellari *et al*, 2003) _____ 58

FIGURA 41: (A) Gráfico donde se muestra que el promedio de las edades de levantamiento del Macizo de Garzón en base a edades de Trazas de Fisión de Apatitos. (B) Diagrama de levantamiento del Macizo de Garzón basado en, desde su formación. (Tomado y modificado de Van Der Wiel, 1991) _____ 59

FIGURA 42: Gráfica de Exhumación del Macizo de Garzón generada a partir de datos de Trazas de Fisión de Apatitos (AFT). Nótese que la última edad de levantamiento inicia entre 12 y 10Ma. (Ecopetrol, 2014) _____ 60

FIGURA 43: Mapa donde se muestra la megatendencia de desarrollo de Cuencas Foreland en su mayoría al oriente de los Andes. (Modificado de Macellari, 2006; Macellari & Hermoza, 2009) _____ 61

FIGURA 44: Mapa de localización de las cuencas del Valle Superior del Magdalena (VSM) y Gran Marañón (Caguán-Putumayo, Oriente y Marañón) (Tomado y modificado de Macellari & Hermoza, 2009) _____ 62

FIGURA 45: Mapa de localización de las cuencas y rasgos estructurales del SW de Colombia. _64

FIGURA 46: Visualización 3D de la geología y cuencas según la ANH para la zona de estudio exportado desde el Software Global Mapper. _____65

FIGURA 47: A) Bloquediagrama que ilustra la sedimentación Sin-Tectónica durante la etapa de Rifting de La Fm. Saldaña. B) Bloque diagrama que ilustra la sedimentación volcanoclástica de la Formación Saldaña asociada a fallas normales durante la etapa de Rifting. (Modificado de Gawthorpe & Leedert, 2000) _____67

FIGURA 48: Paleo-ambientes de sedimentación de la Formación Caballos. (Tomado y modificado de Cooper *et al*, 1995) _____68

FIGURA 49: Paleo-ambientes de sedimentación del Grupo Villeta. (Tomado y modificado de Cooper *et al*, 1995) _____69

FIGURA 50: Paleo-ambientes de sedimentación de la Formación Rumiyaco. (Tomado y modificado de Cooper *et al*, 1995) _____70

FIGURA 51: Paleo-ambientes de sedimentación de la Formación Pepino. (Tomado y modificado de Cooper *et al*, 1995) _____71

FIGURA 52: Paleo-ambientes de sedimentación de la Formación Orteguzza y el Grupo Orito-Belén. (Tomado y modificado de Cooper *et al*, 1995) _____72

FIGURA 53: Paleo-ambientes de sedimentación de las Formaciones Ospina y Caimán. (Tomado y modificado de Cooper *et al*, 1995) _____73

FIGURA 54: Columna Estratigráfica de la Sub-Cuenca de Putumayo (Tomado de Montenegro & Barragán, 2011) _____79

FIGURA 55: Comparación estratigráfica de las Sub-Cuencas de Putumayo y Yará-Caguán (Tomado de Montenegro & Barragán, 2011) _____80

FIGURA 56: Comparación de las nomenclaturas estratigráficas de la cuenca del Valle Superior del Magdalena. (Tomado y modificado de Roncancio & Martínez, 2011) _____82

FIGURA 57: Comparación de las nomenclaturas y litologías de las cuencas: Putumayo, SW del Caquetá, Yará-Caguán, Llanos y VSM. (Tomado y modificado de Ramírez, 2013) _____83

FIGURA 58: Paleo-configuración del Aulacógeno Bolívar a manera de punto triple. Nótese que mayor el adelgazamiento en la zona central y que la zona de estudio hacia parte del llamado Rift Payandé. (Tomado de Cediél *et al*, 2011) _____85

FIGURA 59: Sección SW-NE simplificada y esquemática del Aulacógeno Bolívar donde se muestran los diferentes espesores de las rocas Jurásicas y Cretácicas por la diferencia en adelgazamiento de la corteza en comparación al Rift Payandé que no fue tan espeso como la zona de Bogotá. (Modificado de Cediél *et al*, 2011) _____85

FIGURA 60: Datos de paleomagnetismo que muestran el cambio de cinemática de la Placa de Nazca lo que dio inicio a la inversión tectónica de la Cordillera Oriental. (Tomado de Mora *et al*, 2013) _____ 86

FIGURA 61: Columna generalizada, Eventos Tectónicos y Evolución Geológica del Corte A-A'. _____ 87

FIGURA 62: Mapa con la geología de la zona de estudio y bloques de la ANH. _____ 88

FIGURA 63: Modelamiento de un pseudo pozo en el depocentro de la cuenca del VSM. (Tomado de Roncancio & Martínez, 2011) _____ 94

FIGURA 64: Cuadro con los sistemas petrolíferos de la Sub-Cuenca de Neiva. (Tomado de Sarmiento & Rangel, 2004) _____ 95

FIGURA 65: Cuadro con los Campos petrolíferos de la Sub-Cuenca de Neiva y densidades de los crudos. (Tomado de Sarmiento & Rangel, 2004) _____ 95

FIGURA 66: Modelamiento de un pseudo pozo en el depocentro de la subcuenca de Putumayo (Tomado de Montenegro & Barragán, 2011) _____ 97

FIGURA 67: Flujo de trabajo empleado en el desarrollo de la tesis. Nótese que se produjo una continua retroalimentación antes de poder redactar el informe final. _____ 98

FIGURA 68: En la imagen se observan superpuestos el Mapa Geológico de Colombia y los límites de las planchas del INGEOMINAS escala 1:100000. Nótese que en el área de estudio no se tenía cubrimiento de gran parte del piedemonte y de la zona plana en Putumayo y Caquetá. _____ 100

FIGURA 69: Esquema que representa los tipos de datos que fueron utilizados para la generación del mapa compuesto que se utilizó en la tesis para realizar el trazo del corte estructural que posteriormente se retrodeformó. _____ 100

FIGURA 70: Mapa compuesto de la zona de estudio, que sirvió para realizar el trazo del corte estructural. Nótese la presencia de rocas ígneas y sedimentarias en el VSM, en la parte central el Complejo Garzón, el piedemonte de rocas Cretácicas y Cenozoicas con gran abundancia Cenozoica en la zona plana del Putumayo. _____ 101

FIGURA 71: Visualización 3D de un Modelo digital de Elevación sobre el cual se sobrepuso el mapa compuesto y el corte estructural generados. _____ 102

FIGURA 72: Mapa de la zona de estudio, el corte, la geología y los departamentos por donde pasa. _____ 102

FIGURA 73: Modulo de descarga del Modelo Digital de Elevación del terreno dentro del software Global Mapper. _____ 103

FIGURA 74: Selección de la proyección para la exportación del DEM requerido. _____ 104

FIGURA 75: Método de exportación del DEM como formato Raster para la zona Sur-Oeste del Territorio Colombiano, para utilizarlo en el proyecto SIG. _____ 105

FIGURA 76: Método de exportación del DEM como formato Z-map Grid de la zona de estudio para utilizarlo en el Software Petrel. _____ 105

FIGURA 77: Georreferenciación del mapa generado con respecto al Modelo Digital de Elevación utilizando diferentes puntos geográficos en común. _____ 106

FIGURA 78: Trazo de la sección estructural teniendo en cuenta las Líneas Sísmicas y Pozos que son propiedad de la compañía ECOPETROL S.A. para la zona de Caguán. _____ 107

FIGURA 79: Método de exportación de la topografía en formato de texto plano con el fin de poder cargarla posteriormente en el software 2D-Move. _____ 107

FIGURA 80: Exportado de la visualización del mapa, el corte, la sísmica y los pozos en formato .TIFF con el fin de poder cargarlos posteriormente en el software 2D-Move. _____ 108

FIGURA 81: Visualización de los datos cargados en el Software ArcGis, los cuales se van a utilizar para generar mapas con un mejor contenido visual durante la exportación. _____ 108

FIGURA 82: Entorno de visualización del software Petrel y menú para ajustar las opciones del proyecto. _____ 109

FIGURA 83: Sistema de coordenadas para la zona de estudio, y sistema de unidades empleado en el proyecto. _____ 110

FIGURA 84: Visualización del DEM en el software Petrel y ajuste de los valores de altura con la multiplicación $Z=Z*A$. _____ 111

FIGURA 85: Visualización del DEM ajustado y terminado en escala de colores donde lo rojo es la zona más alta y lo morado es la zona más baja. _____ 111

FIGURA 86: Visualización del DEM ajustado y terminado en escala de colores donde lo rojo es la zona más alta y lo morado es la zona más baja. _____ 112

FIGURA 87: Visualización del DEM ajustado y terminado en escala de colores donde lo rojo es la zona más alta y lo morado es la zona más baja. _____ 113

FIGURA 88: Líneas sísmicas georreferenciadas en el software. _____ 113

FIGURA 89: A) Línea sísmica sin ajustar al modelo digita de terreno. B) Línea sísmica calibrada a la topografía. _____ 114

FIGURA 90: Visualización de la línea sísmica calibrada al modelo digital de terreno en una ventana de interpretación. _____ 115

FIGURA 91: Creando los pozos con las coordenadas y el Kelly bushing. _____ 115

FIGURA 92: Visualización de los pozos junto a las líneas sísmicas en el software Petrel. _____ 116

FIGURA 93: Se importan los topes Litoestratigráficos de cada pozo. _____ 116

FIGURA 94: Ventana de herramientas del pozo para correr el ajuste de los topes a tiempo. ____ 117

FIGURA 95: A) Topes Litoestratigráficos en profundidad. B) Topes Litoestratigráficos ajustados con checkshot a la sísmica. _____ 117

FIGURA 96: Ventana de carga de los registros de pozos. _____ 118

FIGURA 97: Plantilla para los registros de pozos, donde se observa en la izquierda como estaban cargados los topes, y en la derecha la ubicación calibrada. _____ 119

FIGURA 98: Imagen donde se aprecia los registros de densidad y sónico (izquierda), la ondícula (centro) extraída de la línea sísmica (derecha) con lo cual se realizó el sismograma sintético. _ 120

FIGURA 99: Sismograma sintético donde se puede identificar el reflector con el cual se puede interpretar el tope. _____ 120

FIGURA 100: Ventana en donde se ingresaron los datos de georreferenciación obtenidos desde el Global Mapper para el mapa geológico que se utilizó en la creación de la sección estructural. _ 121

FIGURA 101: Vista en planta de la topografía de la sección estructural cargada sobre el mapa geológico del área de estudio. _____ 122

FIGURA 102: Vista de corte de la Topografía, los datos de Buzamientos y los pozos cargados con sus topes de Formaciones. _____ 122

FIGURA 103: Vista detallada de los topes del Pozo Pantera-1, la topografía, los contactos geológicos y los Buzamientos proyectados desde el mapa. _____ 123

FIGURA 104: Interpretación estructural de la zona perteneciente al Pozo Pantera-1 _____ 124

FIGURA 105: Vista detallada de los topes de los Pozos Río Pescado-1 y Río Pescado-2 junto con la topografía, los contactos geológicos y los Buzamientos proyectados desde el mapa. _____ 125

FIGURA 106: Interpretación estructural de la zona perteneciente a los Pozos Río Pescado-1 y Río Pescado-2 _____ 125

FIGURA 107: Sección A-A' de 116Km. (A): Sub-Cuenca de Neiva y Macizo de Garzón. (B): Sub-Cuenca de Putumayo tipo Foreland. _____ 126

FIGURA 108: Problema de los tres puntos empleado para tener en cuenta los ángulos de inclinación de las fallas empleadas en el corte. _____ 127

FIGURA 109: Regresión lineal del Tmax y los datos de %Ro medidos en el Pozo. Nótese que la ecuación de la recta sirve para calcular nuevos valores de Ro a partir del Tmax. _____ 128

FIGURA 110: Grafico de Profundidad y temperatura donde se muestra el espesor erosionado a partir de la proyección del BHT y los datos de temperatura del Pozo. _____ 129

FIGURA 111: Línea de tendencia termal inicial y desplazada por fallas inversas del Gp. Villeta. 130

FIGURA 112: Diagrama de Profundidad y %Ro para el pozo Pantera-1 _____ 130

FIGURA 113: Tabla de valores de edades para depositación, erosión y espesor para todas las formaciones, elementos del sistema petrolífero, y características geoquímicas para modelado 1D. _____ 132

FIGURA 114: Valores de Paleobatimetría a distintas edades y curva usada para el modelado. _132

FIGURA 115: Modelo global de Temperatura media de superficie (Basado en Wygrala, 1989)_133

FIGURA 116: Valores y curva de temperatura de interface suelo-agua usado en el modelado. _134

FIGURA 117: Modulo de McKenzie usado para calcular el flujo de calor durante las etapas de rift y post-rift, empleado en el modelado. _____ 134

FIGURA 118: Mapa de la zona de estudio con la superposición del flujo de calor según la ANH. Nótese que para el pozo Pantera-1 el valor mostrado es de 50 a 60 mW/m2 mientras que para el pozo Río Pescado-1 los valores son más fríos obteniendo datos de 30 a 40 mW/m2. _____ 135

FIGURA 119: Calculo de la corrección de temperatura de fondo de pozo (BHT) _____ 136

FIGURA 120: Valores de Flujo de calor y curva calibrada usada en el modelado. _____ 137

FIGURA 121: Tablas para asignación de edades de depositación y Paleo-Secciones. _____ 137

FIGURA 122: Tabla de valores de edades para depositación, erosión y espesor para todas las formaciones, elementos del sistema petrolífero, y características geoquímicas para modelado 2D. _____ 138

FIGURA 123: Paleo-Sección con bloques creados. _____ 138

FIGURA 124: Jerarquía de desarrollo de bloques empleada en el modelado 2D. _____ 139

FIGURA 125: Tablas para creación, asignación y ordenado de bloques. _____ 139

FIGURA 126: Paleo-Sección con bloques asignados, donde cada color es un bloque distinto. _140

FIGURA 127: Grid detallada con la cual se realizó el modelado. _____ 140

FIGURA 128: Tabla de asignación para la geometría de horizontes. _____ 141

FIGURA 129: Modelo de Paleo-Sección lista para la simulación. _____ 141

FIGURA 130: Ventanas de creación y asignación para mapas de facies. _____ 142

FIGURA 131: Ventana de simulación para modelado 2D. _____ 142

FIGURA 132: Mapa de localización de las 3 líneas sísmica interpretadas y los Pozos por donde pasan. _____ 144

FIGURA 133: Interpretación sísmica de la línea MP-1988-04. _____ 145

FIGURA 134: Interpretación sísmica de la línea OR-1993-12-75E _____ 146

FIGURA 135: Interpretación sísmica de la línea CAQ-1988-05_____ 146

FIGURA 136: Localización de la Sección de 0 Ma vista sobre el DEM en el programa 3D-Move. Nótese las rocas ya erosionadas por encima de la topografía. _____ 148

FIGURA 137: Secciones Estructurales retrodeformadas secuencialmente desde 78Ma hasta el presente, iniciando en la Sub-Cuenca de Neiva, pasando por el Macizo de Garzón hasta la Sub-Cuenca de Putumayo. _____ 149

FIGURA 138: Localización del pseudo pozo color blanco en la parte central de la sección A-A'. _____ 151

FIGURA 139: Diagrama de subsidencia del pseudo pozo, donde muestra como el Gp. Villeta entró en ventana de generación antes del levantamiento del Macizo de Garzón. _____ 152

FIGURA 140: Diagrama de subsidencia del pseudo pozo, donde muestra como el Gp. Villeta generó Hidrocarburos durante el Oligoceno antes del levantamiento súbito. _____ 152

FIGURA 141: Diagramas de calibración de Temperatura y Reflectancia de Vitrinita con respecto a la profundidad para el pozo Pantera-1. _____ 153

FIGURA 142: Diagrama de subsidencia y madurez termal para el pozo Pantera-1. _____ 154

FIGURA 143: Diagrama de subsidencia y generación para el pozo Pantera-1. _____ 154

FIGURA 144: Paleomodelos Geoquímicos 2D de la sección A-A' _____ 157

FIGURA 145: Paleosecciones de 35Ma y 18Ma mostrando el % de reflectancia de Vitrinita. ____ 160

FIGURA 146: Paleosección de 18Ma mostrando la cantidad total de hidrocarburos generados_ 161

FIGURA 147: Conversión de los 443 Millones de barriles a Mega Toneladas para comparar con la generación de la roca fuente. (Tomado y modificado de Convert-me, 2014) _____ 162

FIGURA 148: Acumulación actual del Alto de Florencia donde se muestra el rango de temperatura al cual se encuentra el yacimiento. _____ 162

FIGURA 149: Modelo geoquímico 1D para la zona norte de la Sub-Cuenca de Neiva, mostrando 2 pulsos de generación. (Tomado de Noyau & Osorio, 2000) _____ 163

FIGURA 150: Mapa de la zona de estudio donde se muestra como la sección A-A' presenta atraviesa algunos rezumaderos de Arena Bituminosa reportados por la ANH. _____ 164

FIGURA 151: Vista en planta de la sección A-A' con el área de Arenas Bituminosas propuesto y el modelo Geoquímico donde se aprecia la acumulación en profundidad. _____ 164

LISTA DE ABREVIACIONES

Gravedad API:	$^{\circ}\text{API} = (141.5 / \text{Gravedad específica a } 60^{\circ}\text{F}) - 131.5$
$^{\circ}\text{C}$:	Grados Centígrados.
$^{\circ}\text{F}$:	Grados Fahrenheit
TOC:	Total Organic Carbon (Carbono Orgánico Total)
HI:	Índice de Hidrógeno= (mg HC's / g TOC)
Ma:	Millones de Años
MD:	Measured Depth
TVD:	True Vertical Depth
%Ro:	Porcentaje de Reflectancia de Vitrinita
Tmax:	Temperatura del pico S2 de la Pirólisis.
ANH:	Agencia Nacional de Hidrocarburos
VSM:	Valle Superior del Magdalena
ft:	Pies (unidad de longitud)
m:	Metros (unidad de longitud)
AFT:	Apatite Fission Tracks
SIG:	Sistema de información Geográfico
KB:	Kelly Bushing (Altura de la mesa rotaria respecto al mar)
BHT:	Bottom Hole Temperature
AOM:	Amorphous Organic Matter

INTRODUCCIÓN

El presente documento es el resultado de una pasantía de Investigación asignada al grupo de trabajo por parte del Convenio UIS-Ecopetrol 2014 con el fin de evaluar el posible origen de las Arenas Bituminosas de la Cuenca Caguán-Putumayo.

La importancia de trabajos investigativos como el presente radica en que se puede evaluar la proveniencia de los Hidrocarburos que se Biodegradación hasta formar las Arenas Bituminosas objeto de estudio y de esta manera poder contribuir en el conocimiento acerca de su origen.

Otra gran importancia de este estudio es su contribución al poder evaluar la Hipótesis de la posible migración de Hidrocarburos desde la Cuenca del Valle Superior del Magdalena a la Cuenca Caguán-Putumayo antes de que se iniciara el levantamiento del Macizo de Garzón a los 10Ma, sin incurrir en grandes costos iniciales de exploración debido a que estos estudios investigativos se basan en su mayoría en datos públicos requiriendo solamente algunos insumos suministrados por la empresa, favoreciendo de esta manera los fondos de la compañía mientras se aumentan las probabilidades de éxito exploratorio.

El área estudiada se ubica en la Cuenca Intermontaña del VSM y la Cuenca tipo Foreland de Caguán-Putumayo dentro de los departamentos de Cauca y Caquetá. En dicha zona se hicieron modelos Geoquímicos 1D con el objetivo de analizar la Historia termal y de subsidencia, se trazó además una sección estructural que posteriormente se retrodeformó a distintas edades con el fin de realizar un modelo Geoquímico 2D que permitiera evidenciar la migración de Hidrocarburos y su posible contribución al origen de las Arenas Bituminosas del Sur de Florencia.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar un modelo geoquímico a partir de una sección estructural generada con base en interpretación sísmica y mapas; para evaluar la generación, migración y potencial de los Hidrocarburos que dieron origen a las Arenas Bituminosas del Sur de Florencia.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar la interpretación de 3 líneas Sísmicas con el fin de contribuir al conocimiento sobre el modelo estructural de ambos piedemontes del Macizo de Garzón en la zona de estudio.
- Construir una sección estructural a partir de la sísmica y el mapa geológico creado.
- Elaborar modelos Geoquímicos 1D con el fin de analizar la subsidencia e historia termal del área de estudio.
- Construir un modelo Geoquímico 2D a partir de la Retrodeformación de la sección estructural elaborada.
- Evaluar si hubo migración de hidrocarburos desde la cuenca del VSM que contribuyeran a la formación de las Arenas Bituminosas del Sur de Florencia.

2. PROPÓSITO DEL ESTUDIO

Como los yacimientos convencionales de petróleo cada vez se hacen más reducidos y la necesidad del mismo sigue aumentando continuamente es indispensable desarrollar conocimiento en yacimientos no-convencionales para satisfacer a futuro las necesidades de la industria del petróleo. Además la Ingeniería ha logrado desarrollar complejos métodos de perforación y extracción que acompañados con los altos precios del Barril de petróleo, hoy en día permiten ver a las Arenas Bituminosas como un recurso digno de ser explotado.

En este presente estudio se muestra un modelo geoquímico 2D basado en interpretación sísmica y mapas, que permitió evaluar el origen y potencial de las Arenas Bituminosas presentes en la cuenca Caguán-Putumayo. Por ello, dicho estudio se realizó a partir de valores numéricos, que permitieron generar resultados cuantitativos del territorio Colombiano. Además, la utilidad del proyecto investigativo que se va a realizar radica en su inmediata implementación para entender los Sistemas Petrolíferos y acumulaciones de Arenas Bituminosas del Sur de Florencia.

Empresas del sector petrolero como ECOPETROL S.A requieren identificar y evaluar zonas de interés económico para la extracción de hidrocarburos no convencionales con el objetivo de desarrollar así exitosamente futuros proyectos de explotación en el área, y esto se puede hacer mediante análisis de modelos geoquímico-estructurales e interpretación sísmica que permitirán determinar las áreas con mayor potencial dentro de la cuenca Caguán-Putumayo.

3. LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

La zona objeto de estudio se encuentra localizada al Suroeste del territorio Colombiano tal y como se muestra en la **FIGURA 1**. Nótese que dicha área se ubica al Sureste de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM), pasa por el Macizo de Garzón y llega a la Cuenca Caguán-Putumayo dentro de las coordenadas (1°N-1°40'N con 76°30'W-75°20'W). Además en la **FIGURA 2** se evidencia como la sección estructural inicia en el departamento del Cauca y termina en el departamento del Caquetá visualizado sobre un DEM, encontrándose ubicados dentro de la zona los pozos Pantera-1, Rio Pescado-1, Rio Pescado-2 y La Rastra-1. Por otro lado en la **FIGURA 3** se pueden ver los ríos y quebradas que son atravesados por dicha sección estructural, la cual se encuentra al Suroeste de la ciudad de Florencia.

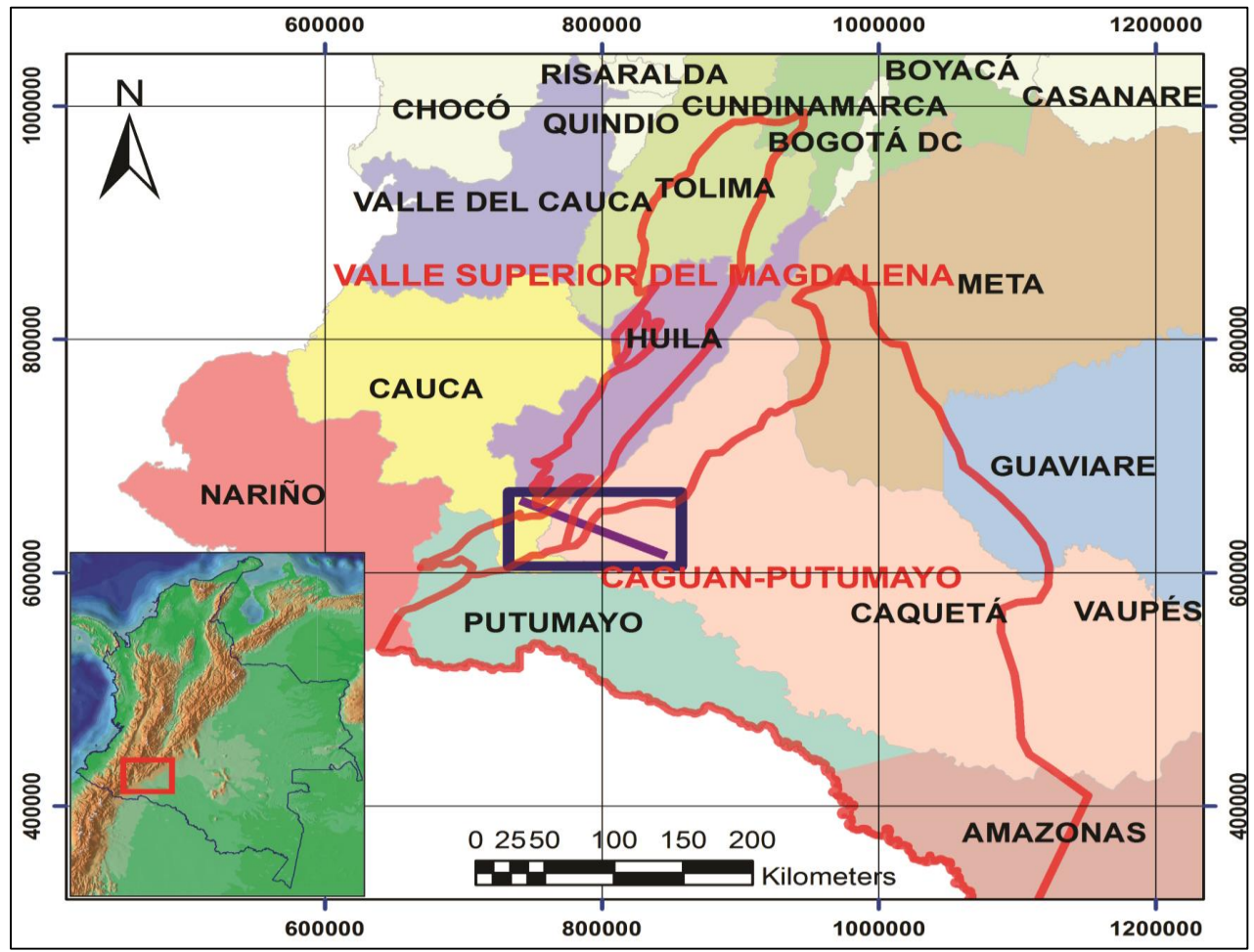


FIGURA 1: Localización general del área estudiada respecto a los departamentos de Colombia superpuestos a las cuencas del VSM y Caguán-Putumayo.

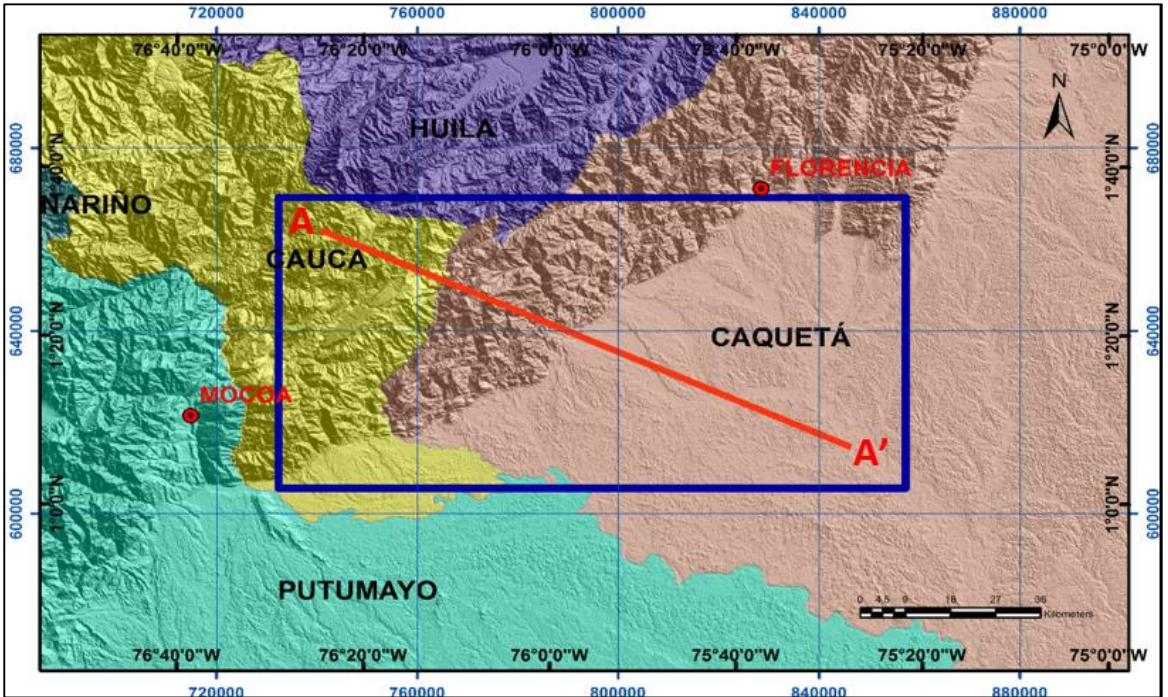


FIGURA 2: Mapa de localización de la zona de estudio con respecto a los departamentos y el Modelo Digital de Elevación. Nótese que la sección estructural inicia en el departamento del Cauca y termina en el Caquetá.

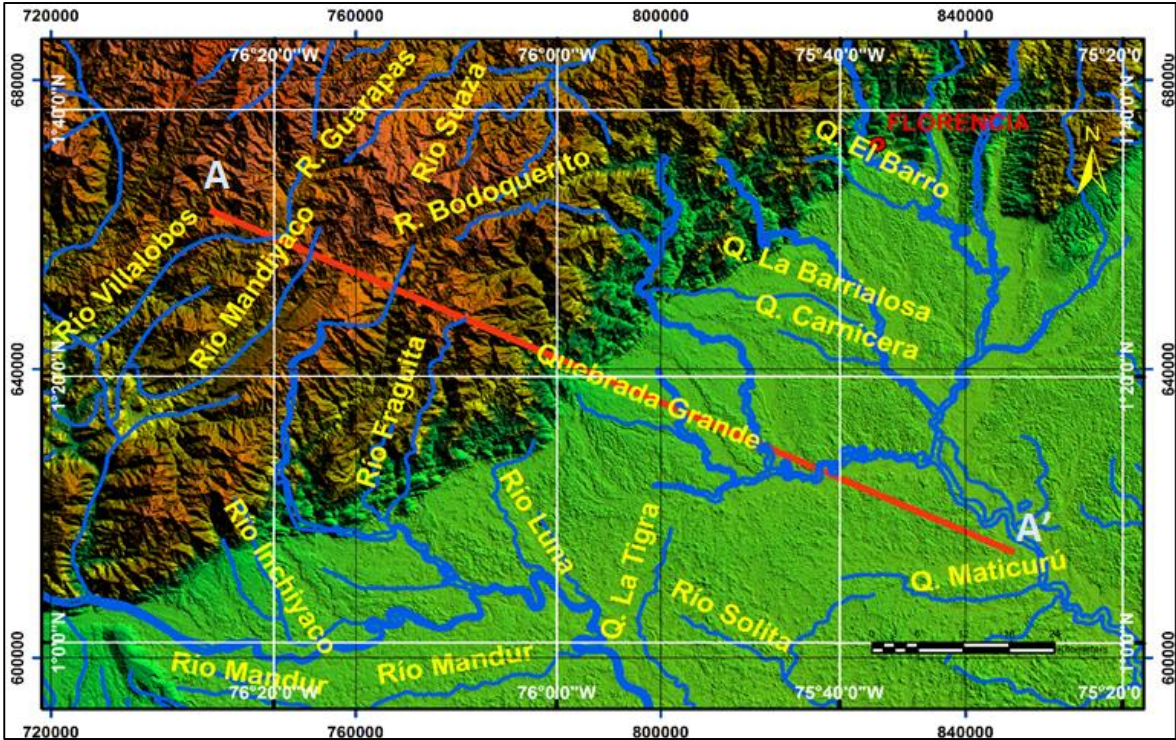


FIGURA 3: Mapa de los ríos que atraviesa la sección estructural elaborada sobre un modelo Digital de elevación del Terreno en cercanías a la ciudad de Florencia.

4. MARCO TEÓRICO

4.1 ARENAS BITUMINOSAS O TAR-SANDS

A continuación se describen los aspectos más importantes de las Arenas Bituminosas que permiten conocer y entender desde su significado hasta su importancia dentro del contexto energético mundial.

4.1.1 ¿QUÉ SON LAS ARENAS BITUMINOSAS?

Las arenas bituminosas o Tar-Sands como se muestra en la **FIGURA 4**, son un tipo de hidrocarburo no-convencional, el cual presenta retos tecnológicos relativamente no tan complejos, además si se suma esto a sus abundantes reservas; los hacen lo suficientemente interesantes para ser explotados de manera económicamente rentable. (Curtis *et al*, 2003; Alboudwarej *et al*, 2006)

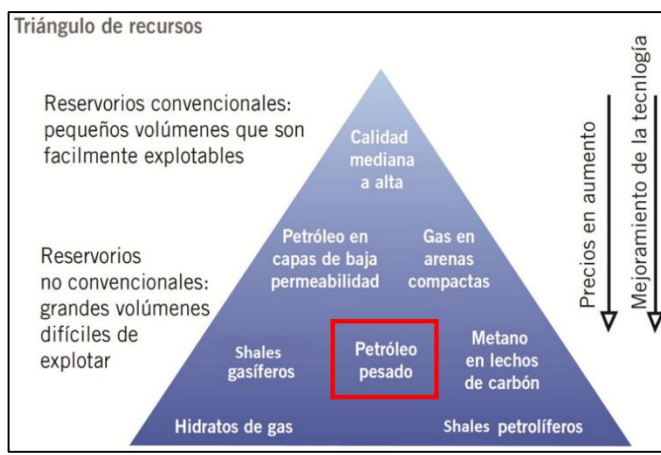


FIGURA 4: Diagrama triangular donde se muestran y relacionan los tipos de HC's No-Convencionales respecto a sus volúmenes y facilidad de extracción. (Tomado y modificado de Branán, 2008)

La abundancia de Hidrocarburos en el mundo varía según su calidad. El petróleo convencional equivale a un 30%, el petróleo pesado y extrapesado corresponden un 15% y 25% respectivamente. Mientras que las Arenas Bituminosas representan un 30% del total de Hidrocarburos que existen como se aprecia en la **FIGURA 5**, lo cual permite tener en cuenta un gran interés en las arenas bituminosas ya que poseen una gran abundancia y son relativamente fáciles de extraer en comparación con otros tipos de hidrocarburos no-convencionales como los hidratos de gas que a pesar de tener grandes reservas, su extracción resulta complicada. (Alboudwarej *et al*, 2006)

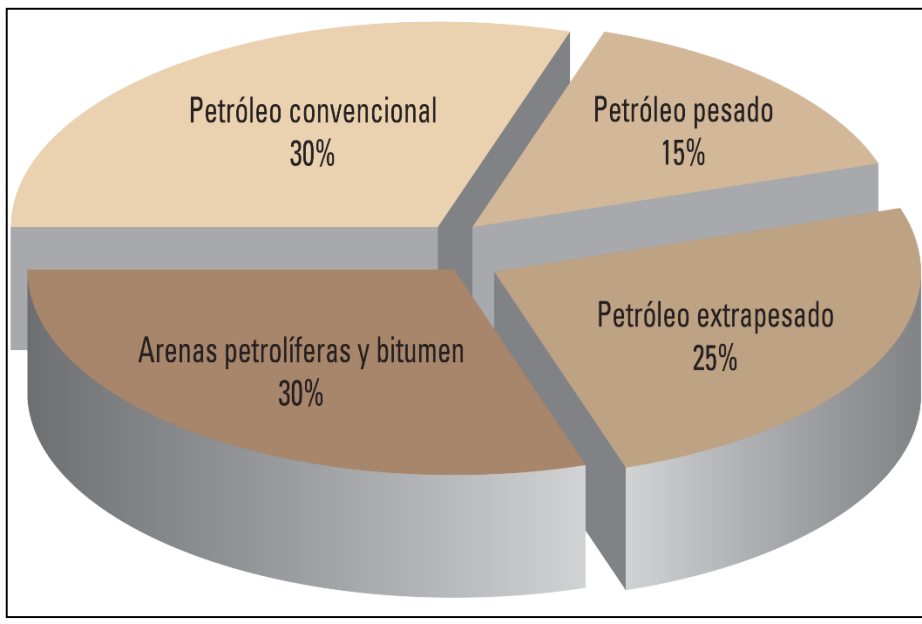


FIGURA 5: Gráfica donde se muestra la importancia de las Arenas Bituminosas dentro del contexto de las reservas mundiales de Hidrocarburos. El petróleo pesado, el petróleo extra-pesado y las Tar-Sands conforman aproximadamente un 70% de los recursos de petróleo totales del mundo, que oscilan entre 9 y 13 trillones de barriles. (Tomado de Alboudwarej *et al*, 2006)

4.1.2 ORIGEN Y FORMACIÓN

Las rocas sedimentarias tales como el Shale pueden presentar materia orgánica, la cual se encuentra en forma de Kerógeno y bitumen, siendo el bitumen los hidrocarburos (resinas, asfáltenos, aromáticos y saturados) que ya se han desprendido de la Macromolécula del Kerógeno por desestabilización termal, pero que aún no han sido expulsados de la roca. Además, como se puede observar en la **FIGURA 6** solo un 2% de la roca (Shale) corresponde a materia orgánica. Un 98% de ese 2% equivale a Kerógeno (macromolécula formada al final de la diagénesis), la cual al ser calentada y desestabilizada desprende moléculas de menor tamaño que forman el petróleo, lo que correspondería al 2% restante. Sin embargo en el caso de los yacimientos de Arenas Bituminosas, la materia orgánica presente ha sufrido un gran proceso de Biodegradación siendo inicialmente petróleo que poco a poco fue perdiendo calidad y aumentando su viscosidad hasta llegar al estado de Bitumen. (Demaison, 1977; Tissot & Welte, 1984)

Como es posible apreciar en la **FIGURA 7** Los Hidrocarburos se caracterizan por poseer diferencias en su composición y calidad, lo cual produce una gran variedad de crudos los cuales se clasifican según una escala de grados °API y su viscosidad. (Curtis *et al*, 2003)

A medida que los Hidrocarburos llegan a zonas cercanas a la superficie se produce una invasión por aguas meteóricas que a su vez se encuentran transportando bacterias. Estos dos agentes, producen una gran degradación de los Hidrocarburos, disminuyendo su calidad, y por consiguiente sus °API a medida que se van acercando a la superficie. Estos crudos, comienzan a perder sus fracciones más livianas (n-alcanos e iso-alcanos) debido a que son fáciles de digerir por las Bacterias. Esta disminución masiva de las moléculas de mejor calidad, produce un gran deterioro y un continuo enriquecimiento en las moléculas de mayor peso molecular como las Resinas y Asfaltenos, las cuales conforme se concentran; producen un aumento de la viscosidad del crudo. (Demaison, 1977; Tissot & Welte, 1984)

La degradación del petróleo puede llegar a niveles no tan extremos; generando de esta manera crudos pesados los cuales hoy en día son relativamente fáciles de extraer. Además, si dicha degradación se manifiesta de manera más intensa se generan crudos extrapesados de viscosidades muy altas. Sin embargo, si la degradación alcanza niveles extremos causando la pérdida de moléculas livianas y el enriquecimiento de macromoléculas de alto peso molecular como las Resinas y Asfaltenos, es posible que se generen Arenas Bituminosas (Oil-Sands), las cuales poseen un Bitumen muy degradado diferente al inicialmente producido por la roca generadora que dio origen al crudo que migró y se fue degradando hasta convertirse en este Bitumen enriquecido en Resinas y Asfaltenos. (Tissot & Welte, 1984)

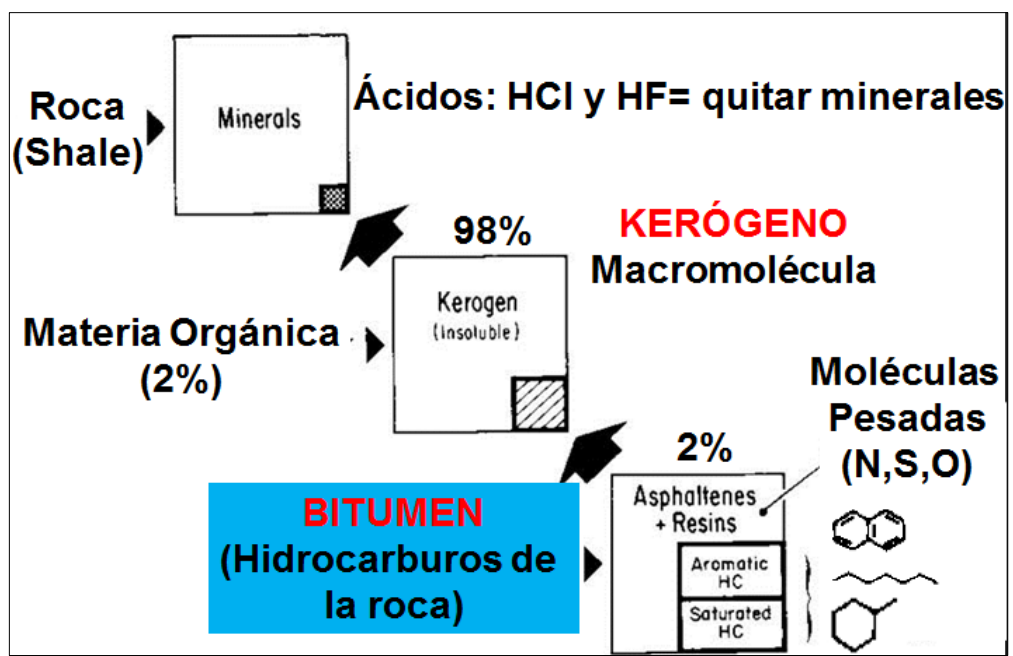


FIGURA 6: Diagrama que muestra el contenido orgánico de una roca (shale). (Tomado y modificado de Tissot & Welte, 1984)

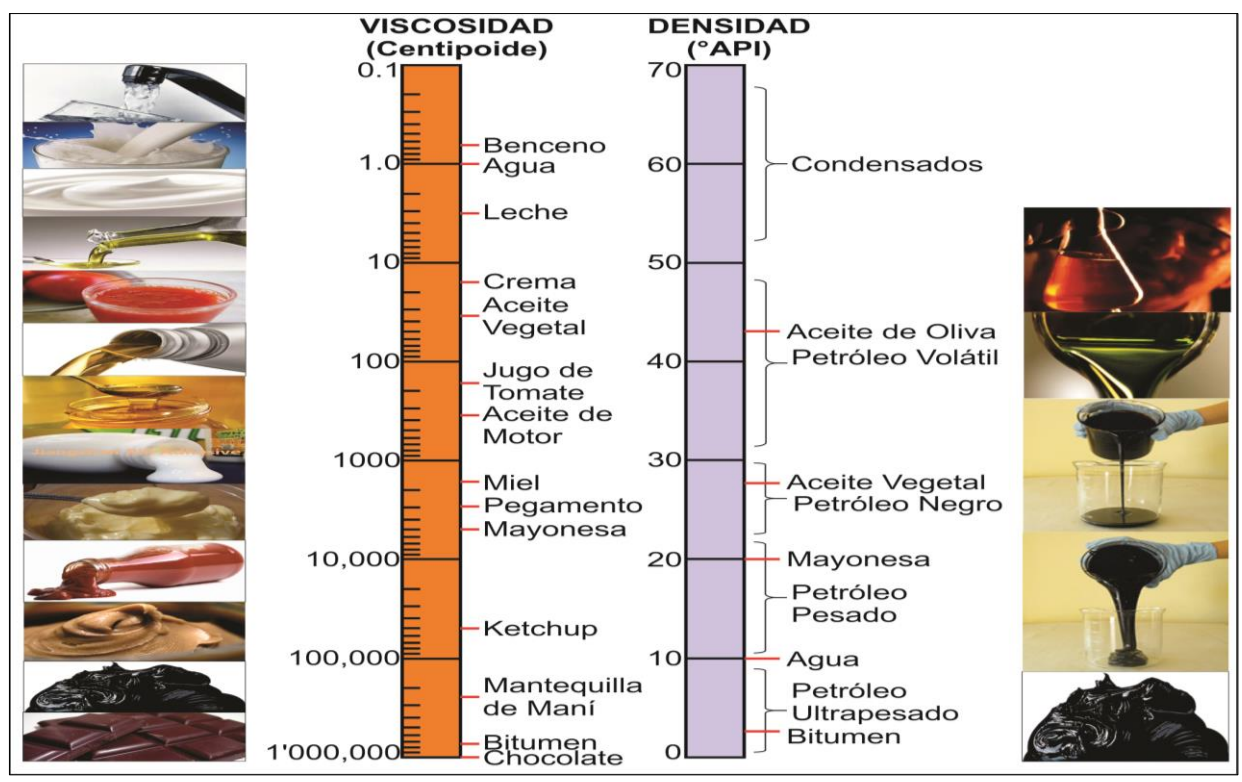


FIGURA 7: Escalas de viscosidad y °API donde se comparan los diferentes tipos de crudos y el Bitumen con productos de uso cotidiano cuya viscosidad nos resultan familiares. (Tomado y modificado de Curtis *et al*, 2003)

Como se aprecia en la **FIGURA 8** el ambiente Geológico más favorable para la formación y acumulación de yacimientos de Arenas Bituminosas son las Cuencas de Foreland ya que se producen las condiciones de maduración que generan gran cantidad de petróleo, el cual no migra verticalmente porque existen sellos regionales que impiden el escape. Además en este tipo de cuencas existen buenas posibilidades de migración por rocas “tubería” (Carrier Beds) cuya permeabilidad y porosidad facilitan el ascenso gentil por el monoclinal de la cuenca. (Demaison, 1977)

Sin embargo, a medida que migran y ascienden a la superficie, se produce un deterioro en su calidad, disminuyendo sus grados °API y aumentando su viscosidad. Este proceso continúa con el ascenso hasta que terminan llegando a superficie y siendo transformados en Bitumen degradado que se aloja en rocas o sedimentos de alta porosidad y permeabilidad. (Head *et al*, 2003)

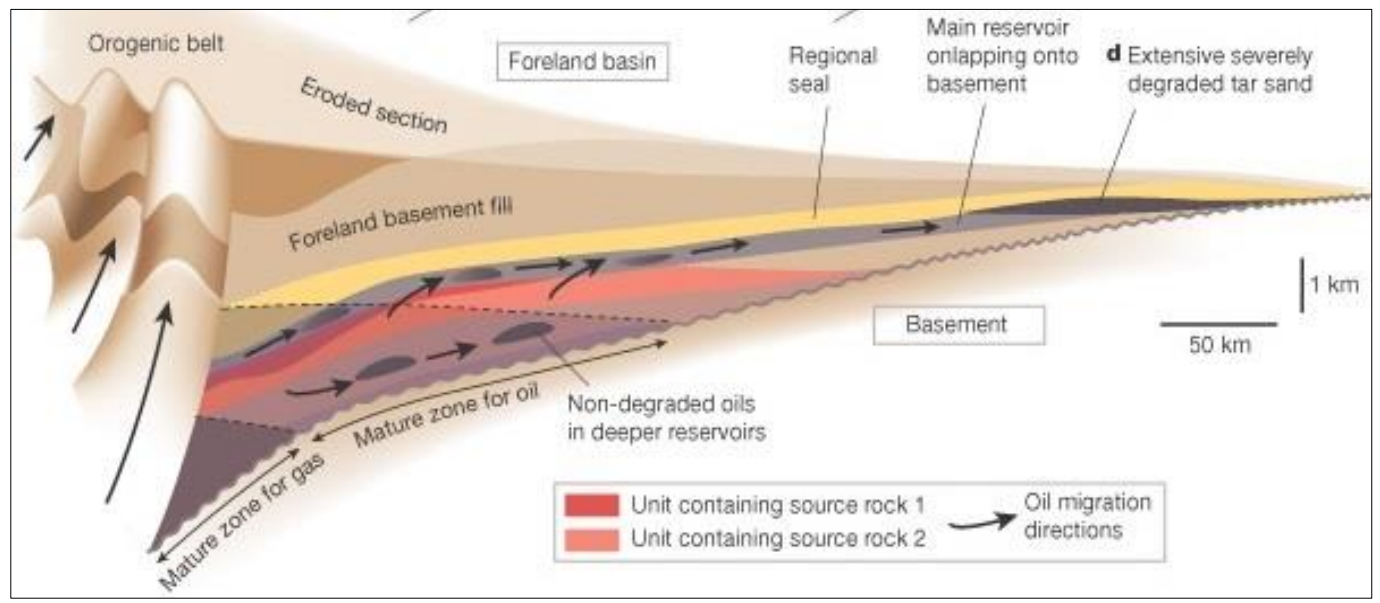


FIGURA 8: Diagrama donde se muestra una cuenca de Foreland y la manera en que los Hidrocarburos son generados hasta llegar a ser Tar-Sands. (Tomado de Head *et al*, 2003)

El Bitumen es una mezcla viscosa de los diferentes tipos de Hidrocarburos desprendidos a partir del Kerógeno durante la maduración de la roca generadora, que inicialmente presenta una mayor cantidad de Hidrocarburos de bajo peso molecular (n-alcanos, iso-alcanos y ciclo-alcanos) y en menor medida, moléculas de alto peso molecular como los Aromáticos, Resinas y Asfaltenos. (Tissot & Welte, 1984)

El Bitumen que inicialmente se genera presenta una menor cantidad de resinas y Asfaltenos, los cuales se encuentran dispuestos dentro de la mezcla de Hidrocarburos; a manera anillos con moléculas polares conectadas entre sí, denominadas Micelas, tal y como se muestra en la **FIGURA 9**. (Tissot & Welte, 1984)

A medida que se produce la Degradación por las bacterias y por el lavado con agua, la cantidad de Alcanos disminuye, al ser los más fácilmente atacados, mientras que los Aromáticos, Resinas y Asfaltenos aumentan su concentración generando una disminución de la calidad del Bitumen y aumentando su viscosidad. (Tissot & Welte, 1984)

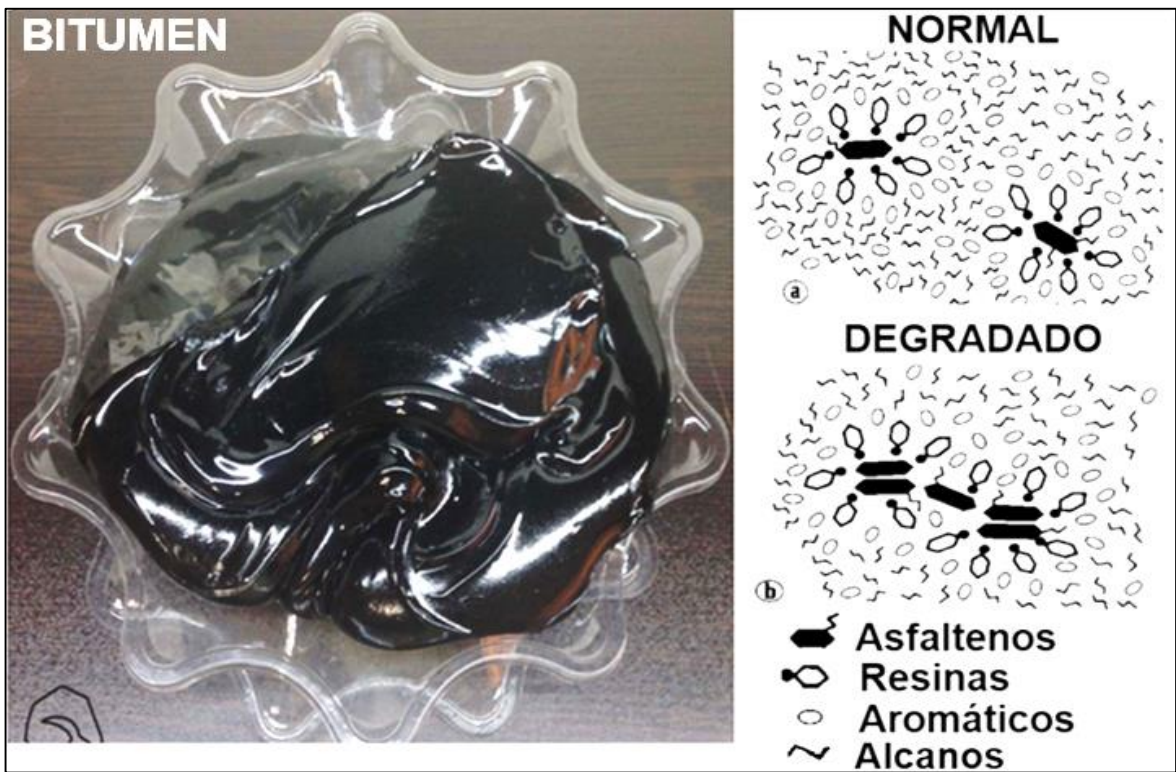


FIGURA 9: Comparación entre las moléculas presentes en un Bitumen sin Degradar y el Bitumen degradado que hace parte de las Arenas Bituminosas (Tomado y modificado de Tissot & Welte, 1984)

El efecto de la degradación por acción Bacteriana y por lavado con agua en el crudo se ve directamente reflejada en su composición y en su grado °API. En la **FIGURA 10** se logra observar como dichos efectos pueden ser apreciados de forma clara al apreciar los Cromatogramas obtenidos a partir de diferentes crudos y una Arena Bituminosa (Tar-Sand). (Miiller *et al*, 1982)

Nótese como el crudo con 32°API presenta una mayor cantidad de picos asociados a la presencia de moléculas de bajo peso molecular como los Alcanos. Mientras que dichas moléculas ya no están presentes en la Arena Bituminosa, en cuyo Cromatograma se hace clara la forma curva que caracteriza los crudos degradados. (Miiller *et al*, 1982)

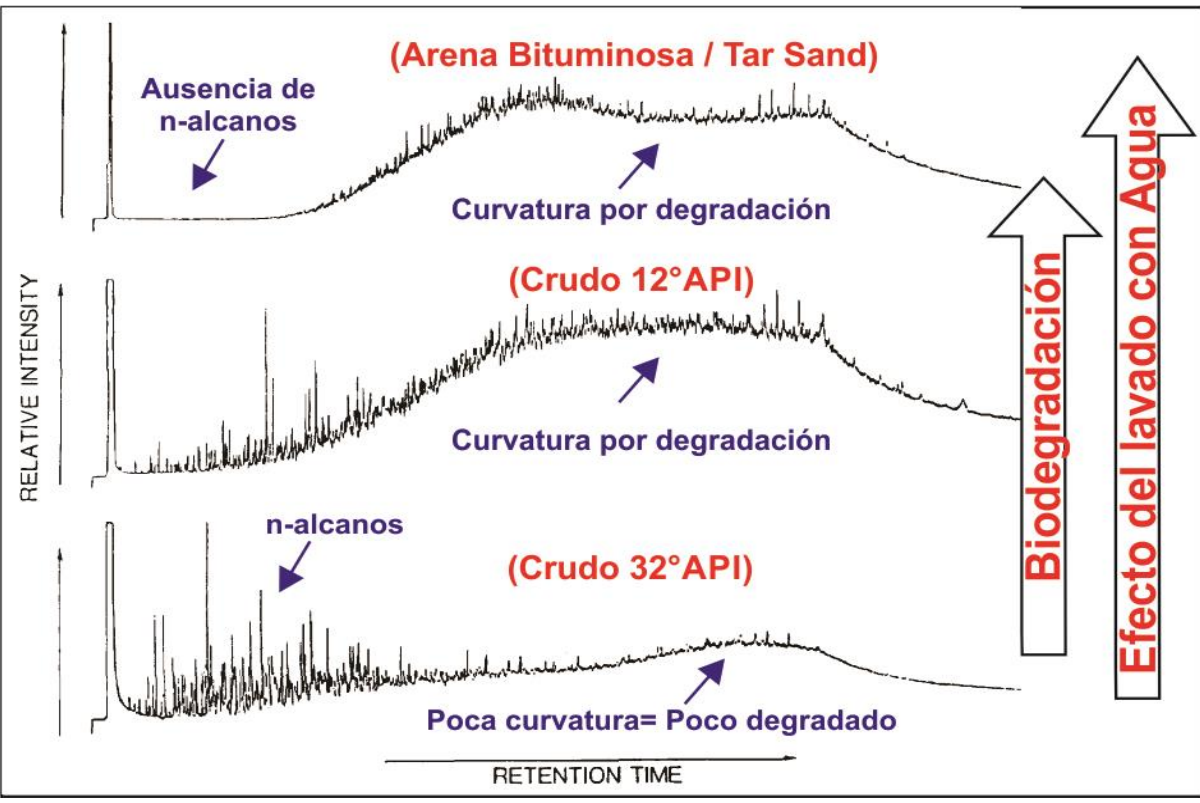


FIGURA 10: Cromatogramas de dos Crudos y una Arena Bituminosa donde se comparan los picos de las moléculas que poseen y la curvatura que presentan por el efecto de la Degradación (Tomado y modificado de Miiller *et al*, 1982)

4.1.3 EXPLOTACIÓN

La etapa de explotación de las arenas bituminosas es muy dependiente de las condiciones geológicas en las cuales son halladas, pues cabe resaltar que este proceso puede realizarse ya sea por Minería a cielo abierto como se observa en la **FIGURA 11** o por medio de pozos en distintos arreglos y diferentes técnicas como se ve en la **FIGURA 12**, teniendo así diversidad de opciones para mejorar y facilitar la extracción del hidrocarburo (Curtis *et al*, 2003; Alboudwarej *et al*, 2006).



FIGURA 11: Explotación a cielo abierto de mina de arenas bituminosas en Alberta, Canadá (Tomado de 1984nwo, 2010).

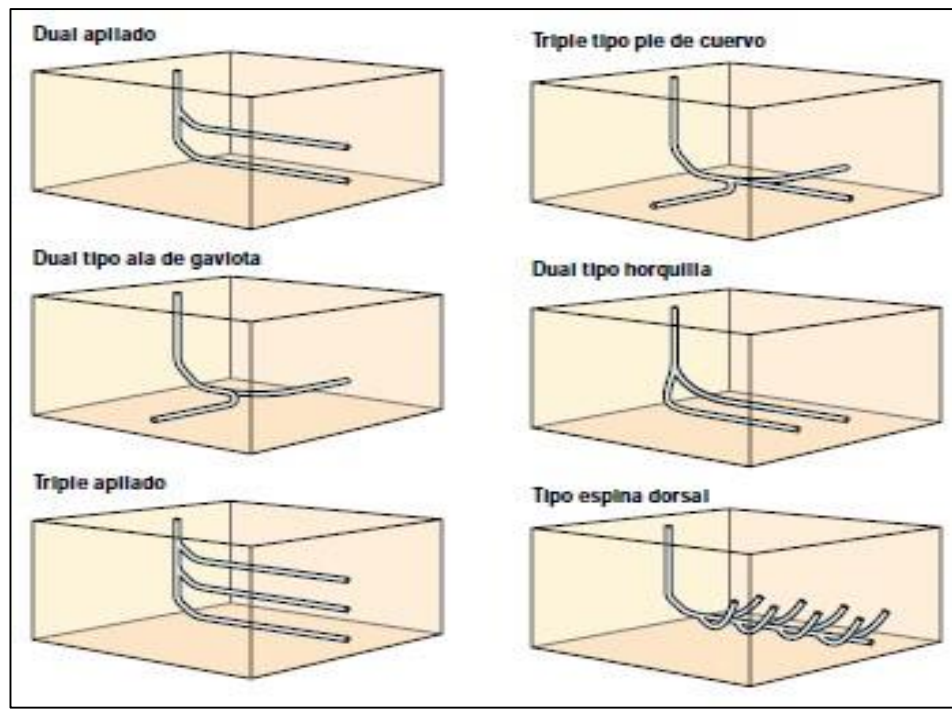


FIGURA 12: Distintos arreglos de pozos por los cuales se puede extraer bitumen. (Tomado y modificado de Curtis *et al*, 2003).

Como se puede apreciar en la **FIGURA 13** las arenas bituminosas son extraídas con procesos de minería a cielo abierto y cargadas en camiones de gran tamaño, estos llevan el material a los chancadores, donde es fraccionado antes de ser transferido a las tolvas intermedias, se agrega agua caliente al mineral chancado para transformar las arenas bituminosas secas en una pulpa, para su posterior movilización en líneas de hidro-transporte, los harneros giratorios en humedo descartan el sobre tamaño para su reprocesamiento, luego la mezcla de arena bituminosa y agua se transporta a la celda de separacion primaria, donde el bitumen, la arena y el agua se separan. En el proceso de tratamiento de espuma, la espuma de bitumen se trata con un solvente de hidrocarburo, al tiempo que se separa para su transporte en tuberias donde el producto final se envia a procesamiento (Curtis *et al*, 2003; Alboudwarej *et al*, 2006).



FIGURA 13: Proceso de explotacion de las arenas bituminosas, tratamiento y producto final petroleo sintético (Tomado y modificado de Alboudwarej *et al*, 2006).

En las tecnicas de explotacion por pozos podemos encontrar la de drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD), la cual consiste en dos pozos horizontales uno encima del otro como se observa en la **FIGURA 14**, donde en el pozo superior se inyecta una cierta cantidad de vapor, el cual va calentando por un flujo convectivo el bitumen presente en la roca que ocasiona que el petróleo fluya hacia el pozo inferior y sea extraído a la superficie para su posterior tratamiento (Curtis *et al*, 2003; Alboudwarej *et al*, 2006).

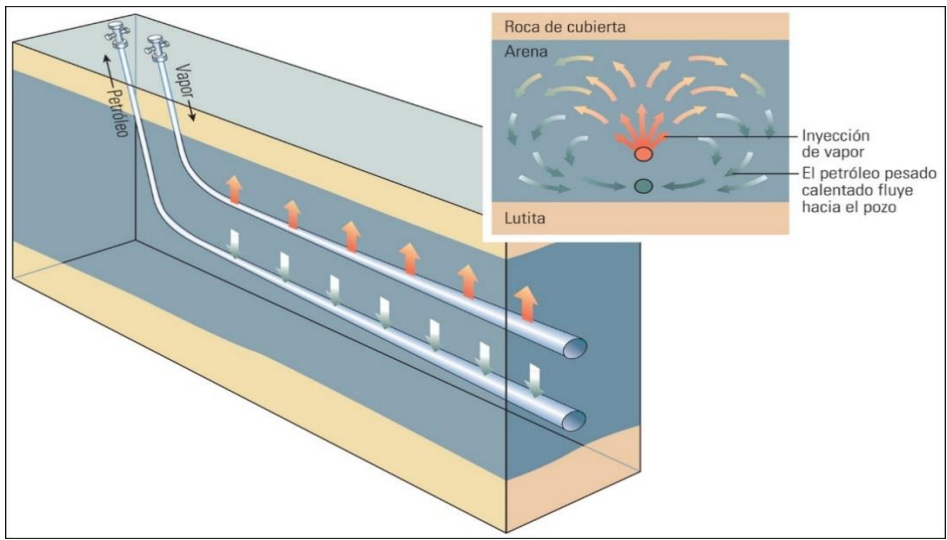


FIGURA 14: Técnica de drenaje asistido por vapor para la extracción de bitumen a profundidad (Tomado de Alboudwarej *et al*, 2006).

Otra técnica es la de estimulación ciclica por vapor (CSS), la cual consiste en 3 etapas, la de inyección de vapor, la de impregnación y la de producción como se muestra en la **FIGURA 15**. Cabe resaltar que estas tres etapas son en un mismo pozo vertical, donde primero se inyecta el vapor necesario para a calentar el bitumen, el cual en la etapa de impregnación a medida que su temperatura llegue a la condición adecuada va a migrar hacia el pozo donde finaliza con la etapa de la producción y extracción del hidrocarburo (Curtis *et al*, 2003; Alboudwarej *et al*, 2006).

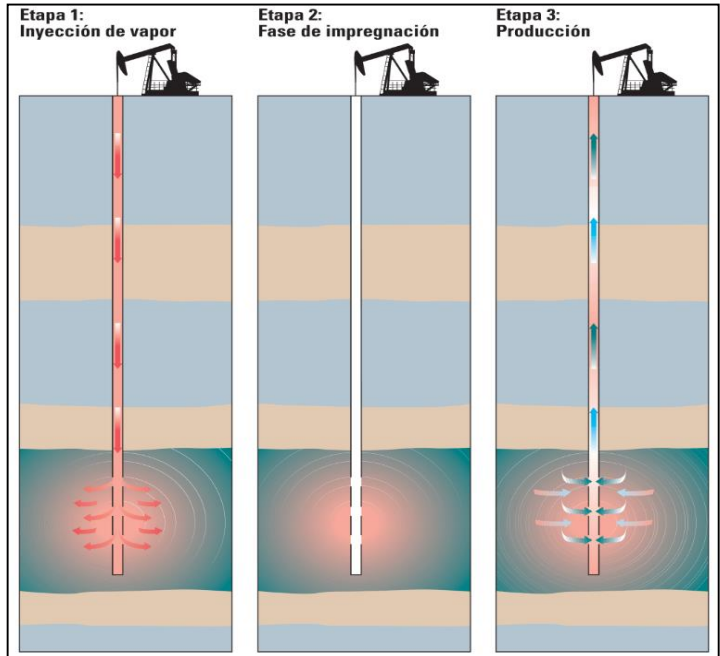


FIGURA 15: Ilustración de las 3 etapas en la técnica CSS (Tomado de Alboudwarej *et al*, 2006).

Existen muchas mas tecnicas empleadas en la explotacion de bitumen, como por ejemplo inyeccion de agua caliente, inyeccion permanente de vapor, y otras sustancias que alteren la condicion del hidrocarburo para que le permita fluir bajando el nivel de viscosidad y poder ser extraido para su uso. (Curtis *et al*, 2003; Alboudwarej *et al*, 2006).

Ademas estos procedimientos se pueden comparar con producciones en frio convencionales lo que nos permite identificar que al aplicar estas nuevas tecnicas podemos aumentar significativamente aspectos como la cantidad de reserva, la calidad del hidrocarburo pero a su vez podemos reconocer que se tiene menos conocimiento geologico, aumentan los costos de extraccion, y aumentan la emision de gases debido a la maquinaria extra que se utiliza, y que aunque la ciencia avanza se tiene un poco menos tecnologia que la necesaria para los campos convencionales, esto puede ser analizado en la **FIGURA 16** que nos permite comparar de una forma cualitativa entre las distintas tecnicas con los niveles de conocimiento y desempeño por medio de una matriz (Curtis *et al*, 2003; Alboudwarej *et al*, 2006).

	Indicadores de desempeño claves	Producción			Subsuelo				Superficie		Costos						
		Régimen de producción por pozo	Reservas por pozo	Recuperación de yacimientos	Petrofísica	Geología	Caracterización de fluidos	Propiedades mecánicas de las rocas	Hidratos de gas	Configuración de sistemas de levantamiento artificial	Características del permafrost	Emisiones de CO ₂	Requerimientos de combustible	Costos de instalaciones	Costos de perforación	Costos de terminación	Disponibilidad de tecnología
Técnicas EOR viables																	
Inyección de vapor continua		Regular	Excelente	Regular	Regular	Pobre	Pobre	Pobre	Regular	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Regular	Pobre	Excelente
Estimulación cíclica por vapor (CSS)		Excelente	Excelente	Regular	Regular	Pobre	Pobre	Pobre	Regular	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Regular	Pobre	Excelente
Drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD)		Excelente	Excelente	Regular	Regular	Pobre	Pobre	Pobre	Regular	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Regular	Pobre	Excelente
Inyección de agua caliente		Regular	Regular	Pobre	Regular	Pobre	Pobre	Excelente	Regular	Excelente	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular
Producción de petróleo en frío (CHOPS)		Pobre	Regular	Pobre	Regular	Regular	Regular	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Pobre	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente

FIGURA 16: Matriz cualitativa de analisis comparativo de las distintas tecnicas de extraccion de bitumen y los indicadores de desempeño claves en los aspectos de produccion, subsuelo, superficie, costos y tecnologia (Tomado de Alboudwarej *et al*, 2006).

4.2 MODELADO DE CUENCAS Y SISTEMAS PETROLÍFEROS

4.2.1 MODELADO DE CUENCAS

El modelamiento de cuencas es definido como una “*Representación dinámica de los procesos geológicos de una cuenca sedimentaria que se extiende en el tiempo geológico*”. Un modelo de cuenca es una simulación que inicia desde la sedimentación de la formación más antigua hasta toda la secuencia que ha sido depositada y se encuentra hoy en día. (Hantschel & Kauerauf, 2009)

Los procesos geológicos involucrados en la construcción de un modelo se observan en la **FIGURA 17**, entre los cuales se pueden resaltar los más importantes como: La depositación, análisis del flujo de calor, generación, migración y acumulación de hidrocarburos. (Al-Hajeri *et al*, 2009)

El modelado de cuenca implica la creación de la geología estructural dada por la geometría, estratigrafía presente, e identificación de la cronología de depositación, erosión y discontinuidades, así como también información geoquímica (TOC, %Ro, Temperatura, etc.) y condiciones límite (Boundary Conditions) de paleobatimetría, temperatura de superficie y flujo de calor. Por otro lado, en la simulación los cálculos se realizan sobre el modelo para representar el enterramiento de los sedimentos, cambios de presión y temperatura que permitan analizar la maduración del Kerógeno o procesos de expulsión, migración y acumulación de Hidrocarburos. Además, en la calibración se reajusta el modelo para que sea lo más parecido a la realidad. (Al-Hajeri *et al*, 2009; Hantschel & Kauerauf, 2009)

En la **FIGURA 18** se observa como por medio del modelado de cuenca se puede estudiar todos los procesos geológicos involucrados en la generación, migración y acumulación de hidrocarburos, para permitir que la búsqueda de yacimientos de petróleo o gas sean menos riesgosas, es decir se realicen perforaciones con más probabilidad de éxito. (Al-Hajeri *et al*, 2009)

Un elemento muy importante en el momento de analizar una cuenca es la reconstrucción en el tiempo Geológico, para conocer como fue la evolución estructural y estratigráfica durante todo el tiempo geológico desde la sedimentación de la primera unidad litológica hasta como se encuentra la cuenca actualmente. Esto permite simular el enterramiento, exhumación y demás procesos que alteraron las condiciones termales, dejando estudiar en cada momento geológico el estado de cada unidad litológica de la cuenca. (Hantschel & Kauerauf, 2009)

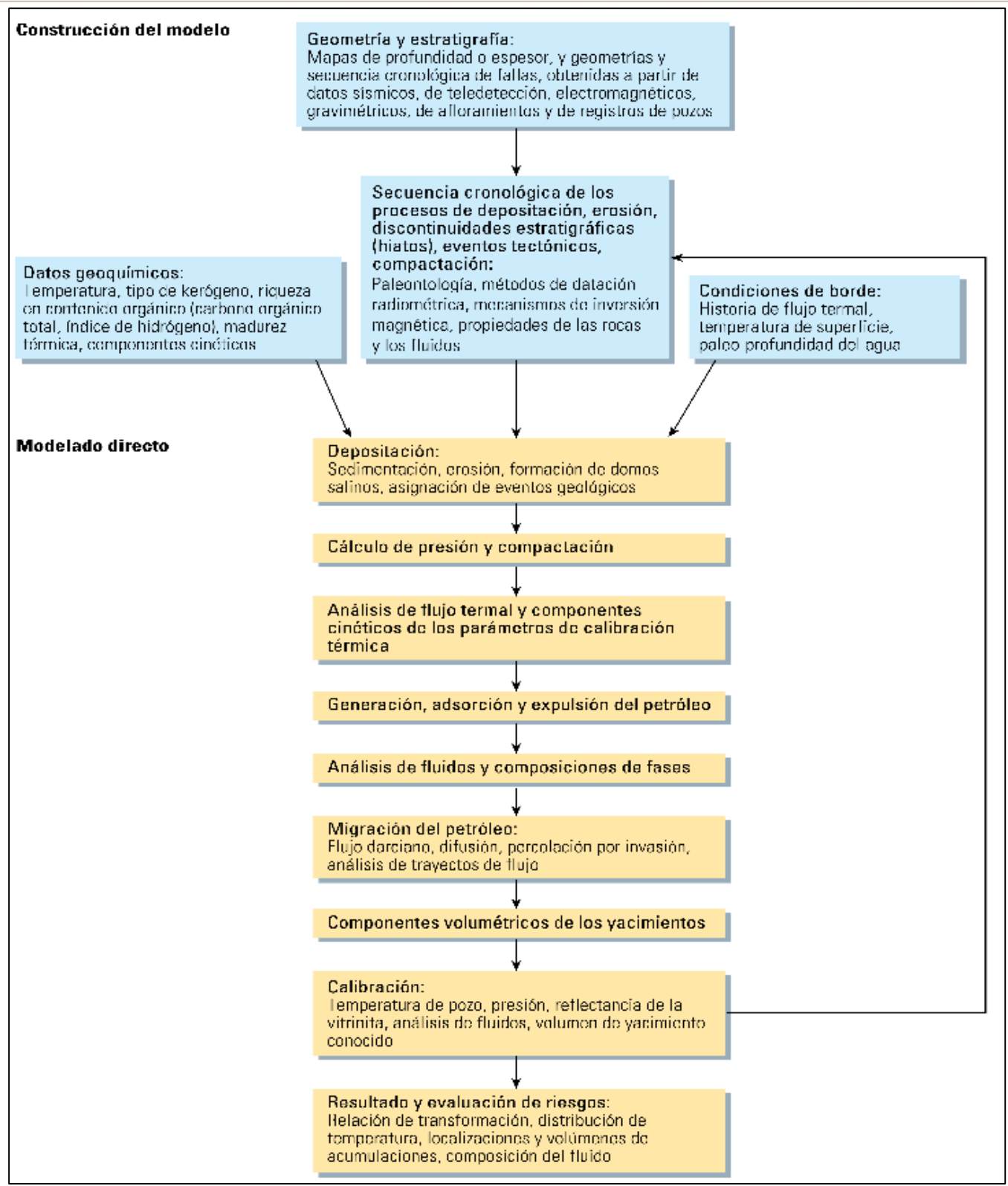


FIGURA 17: Secuencia de procesos geológicos importantes en el modelamiento de cuencas (Tomado de Al-Hajeri *et al*, 2009)

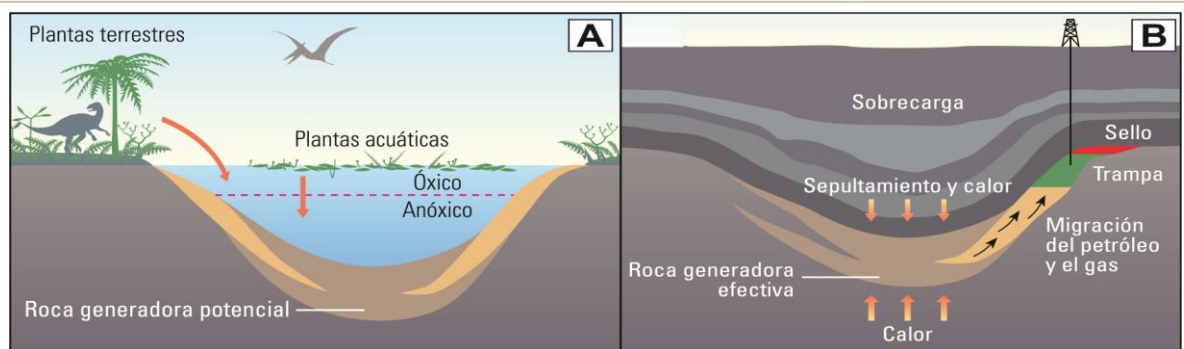


FIGURA 18: Simulación de la geometría y procesos geológicos de una cuenca sedimentaria (Tomado de Al-Hajeri *et al*, 2009).

4.2.2 MODELADO DE SISTEMAS PETROLÍFEROS

Un sistema petrolífero como se observa en la **FIGURA 19** es un conjunto de elementos y procesos geológicos que abarcan desde la sedimentación de la roca generadora, hasta la generación y migración de Hidrocarburos, que son esenciales para que una acumulación exista. (Magoon & Dow, 1994)

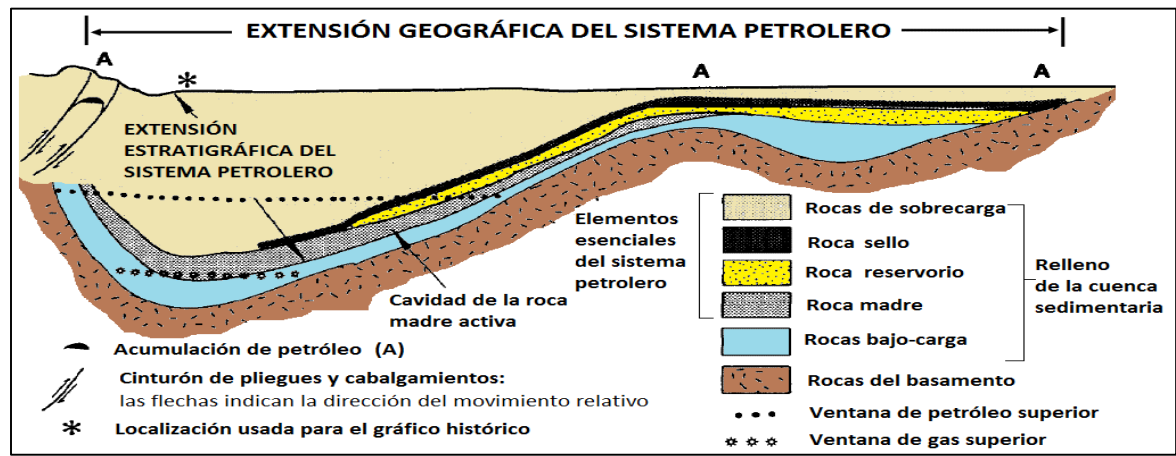


FIGURA 19: Concepto de un sistema petrolífero (Tomado y modificado de Magoon & Dow, 1994)

El sistema petrolífero se estudia como un modelo dinámico donde intervienen procesos geológicos de una cuenca como sedimentación de materia orgánica que bajo condiciones de presión y temperatura, se transforma en Hidrocarburos al pasar por las etapas de Diagénesis, Catagénesis y Metagénesis. Un sistema petrolífero, está relacionado con una sola roca generadora y, por ende, está formado por una sola familia de Hidrocarburos. Los Petróleos de cada familia tienen esencialmente las mismas características moleculares, aunque las propiedades físicas y químicas de los aceites de estas familias pueden variar. (Magoon & Dow, 1994; Tissot & Welte, 1984)

Los elementos claves que definen la existencia de un sistema petrolero como se aprecia en la **FIGURA 20** son la roca generadora, almacenadora, sello, sobrecarga, trampa y el enterramiento necesario para la generación térmica de hidrocarburos. Elementos que deben compartir las apropiadas relaciones espacio-temporales (Timing) para permitir que los hidrocarburos se acumulen y se preserven. (Guzmán & Holguín, 2001)

La roca generadora puede definirse como aquella en la cual se acumuló, preservó y maduró termalmente una suficiente cantidad de materia orgánica. Otro elemento es la roca almacén o reservorio que contiene características de porosidad y permeabilidad que permiten la acumulación de hidrocarburos. (Magoon & Dow, 1994)

Se denomina sello a las rocas que sirven como barreras impermeables y cierran la trampa lo que impide el escape de los fluidos a la superficie. Por otro lado, las rocas de sobrecarga son aquellas secuencias que suprayacen al sistema y contribuyen con su presión litostática a que se den las condiciones necesarias para la generación de hidrocarburos. (Magoon & Dow, 1994)

La trampa es el factor crítico en el ciclo de generación-migración-acumulación, ya que sin la presencia de ésta todos los Hidrocarburos escaparían a la superficie la cual puede ser estratigráfica, estructural o combinada. (Magoon & Dow, 1994)

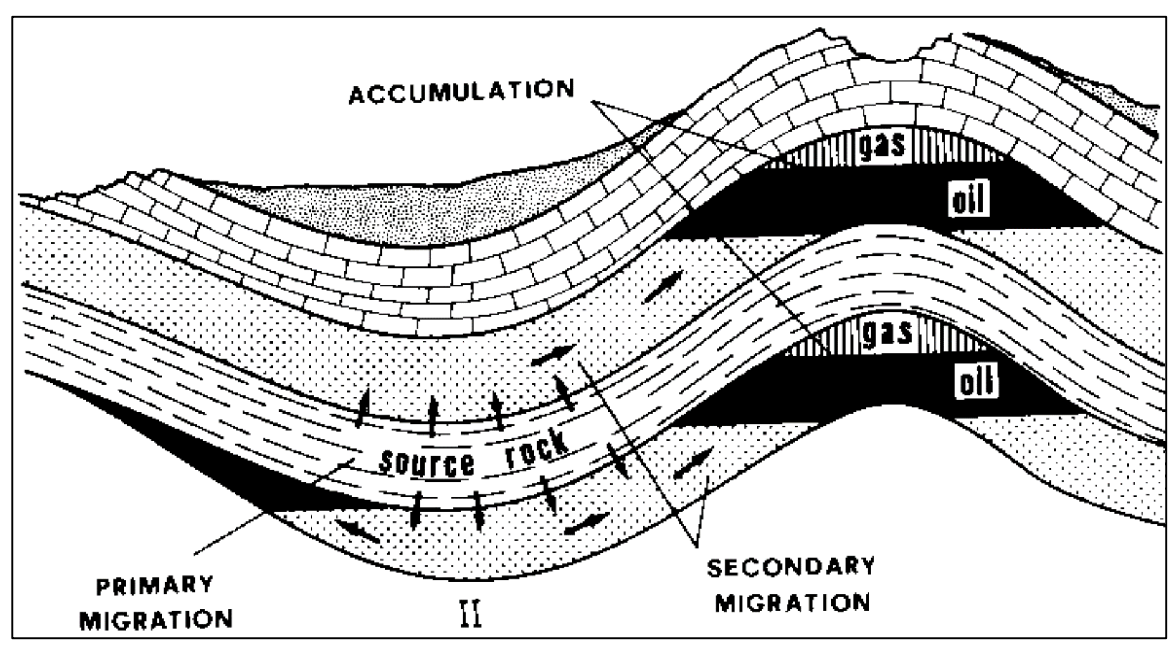


FIGURA 20: Diagrama del sistema petrolífero con sus elementos (Tissot & Welte, 1984).

El nombre de un sistema petrolífero se da en función de su roca generadora, seguido de su principal roca reservorio junto con el nivel de incertidumbre (Ver **FIGURA 21**) por ejemplo: La Luna-Mugrosa (.), La Luna como rocas generadoras y Mugrosa como roca reservorio con un nivel de incertidumbre (.) que indica que es hipotético pero existen evidencias de generación de petróleo o gas asociado a la roca. (Magoon & Dow, 1994)

NIVEL	SIMBOLO	CRITERIOS
CONOCIDO	(!)	HAY CORRELACION DE ACEITE-ROCA O GAS-ROCA
HIPOTÉTICO	(.)	AUSENCIA DE CORRELACIONES, PERO HAY EVIDENCIAS DEL ORIGEN DEL GAS O ACEITE (ROCAS GENERADORAS)
ESPECULATIVO	(?)	SOLO HAY POSTULADOS GEOLÓGICOS Y/O GEOFÍSICOS

FIGURA 21: Cuadro del nivel de incertidumbre para los sistemas petrolíferos (Tomado y modificado de Magoon & Dow, 1994).

Los procesos implicados en un sistema petrolífero son la formación de la trampa, generación-migración-acumulación de los hidrocarburos y el sincronismo. En donde las trampas pueden ser ya sea estratigráficas o estructurales, dependiendo de los eventos geológicos involucrados, lo que permite favorecer el entrapamiento de los fluidos, y con esto mejorar la probabilidad de preservar un yacimiento. (Magoon & Dow, 1994)

Como se ve en la **FIGURA 22**, el proceso de generación-migración-acumulación consiste en la expulsión de hidrocarburos por medio de vectores de migración o rutas en las cuales el petróleo y gas fluirán, luego de que las condiciones fueran óptimas para darse la maduración del Kerógeno en la roca madre. (González, 2013)

Se llama migración primaria al desplazamiento desde la roca madre hacia la roca reservorio, y migración secundaria cuando el desplazamiento se da dentro la misma roca almacén o hacia otra roca con buenas características de porosidad y permeabilidad. (Tissot & Welte, 1984)

El sincronismo consiste en que todos los procesos tengan un orden lógico y correcto a través del tiempo para que la acumulación del hidrocarburo exista, como se puede apreciar en la **FIGURA 23**, si hay sincronismo ya que el orden de roca generadora antes que el reservorio, roca reservorio antes que roca sello, y trampa antes de la generación y migración se están cumpliendo. (Magoon & Dow, 1994)

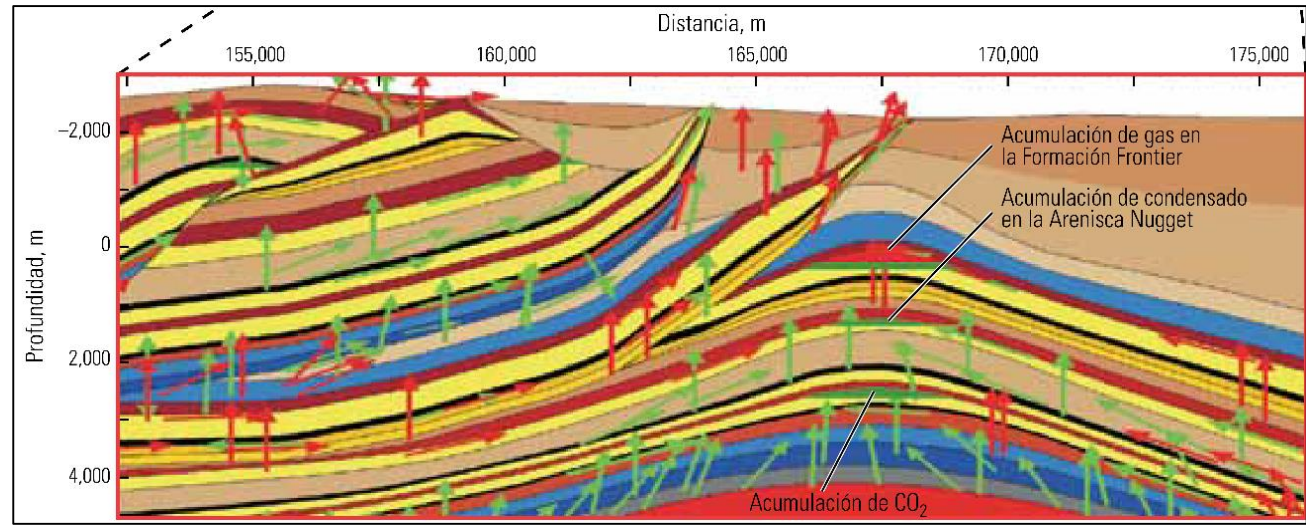


FIGURA 22: Modelo 2D de un sistema petrolífero con sus vectores de migración en verde para petróleo y en rojo para gas (Tomado de Al-Hajeri *et al*, 2009).

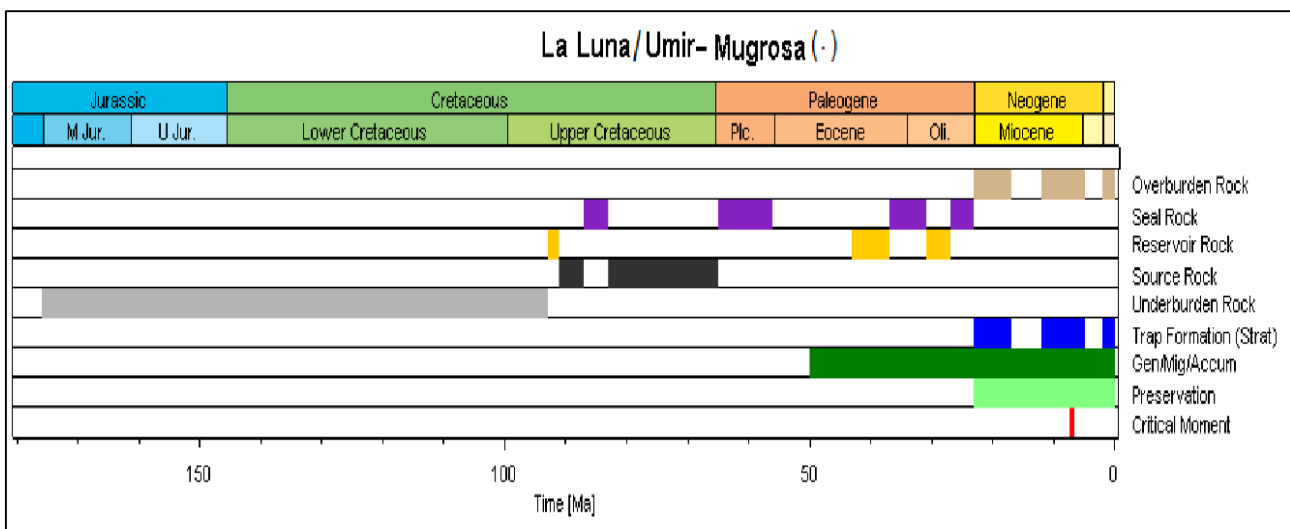


FIGURA 23: Carta de eventos para el sistema petrolífero La Luna/Umir-Mugrosa (.) (Tomado de González, 2013).

El modelamiento de sistemas petrolíferos es la simulación y análisis de todos los elementos y procesos geológicos que hacen parte en la generación, migración y entrapamiento de los hidrocarburos así como se muestra en la **FIGURA 24**, Lo cual permite predecir posibles prospectos o plays, que son zonas de mayor probabilidad de acumulación con alta importancia económica a donde se llega según el nivel de investigación que se necesite, como se puede ver en la **FIGURA 25**. (Al-Hajeri *et al*, 2009; Magoon & Dow, 1994)

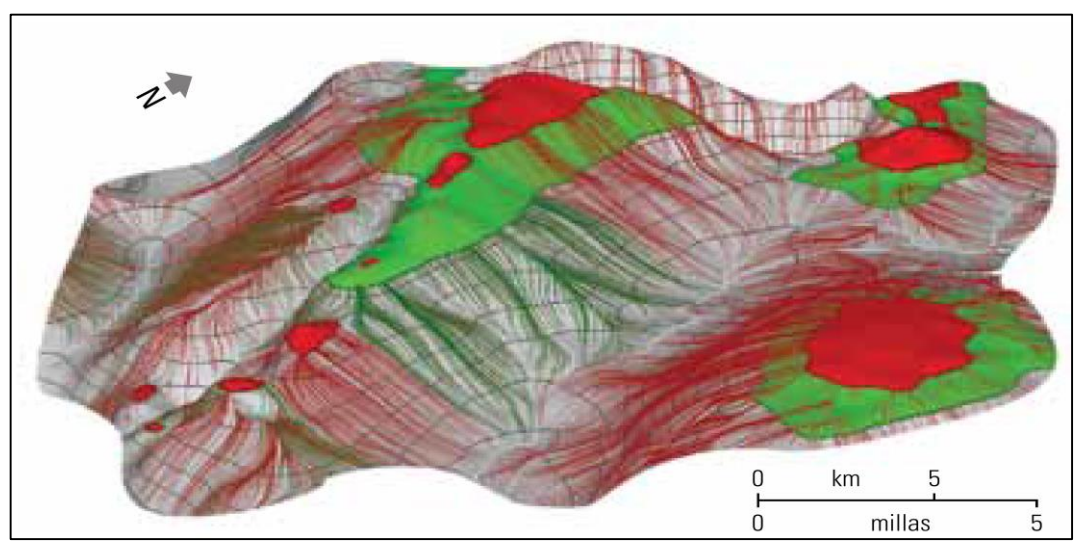


FIGURA 24: Simulación de un modelo 3D de un sistema petrolífero con sus vectores de migración y zonas de acumulación en verde para petróleo y en rojo para gas (Tomado de Al-Hajeri *et al*, 2009).

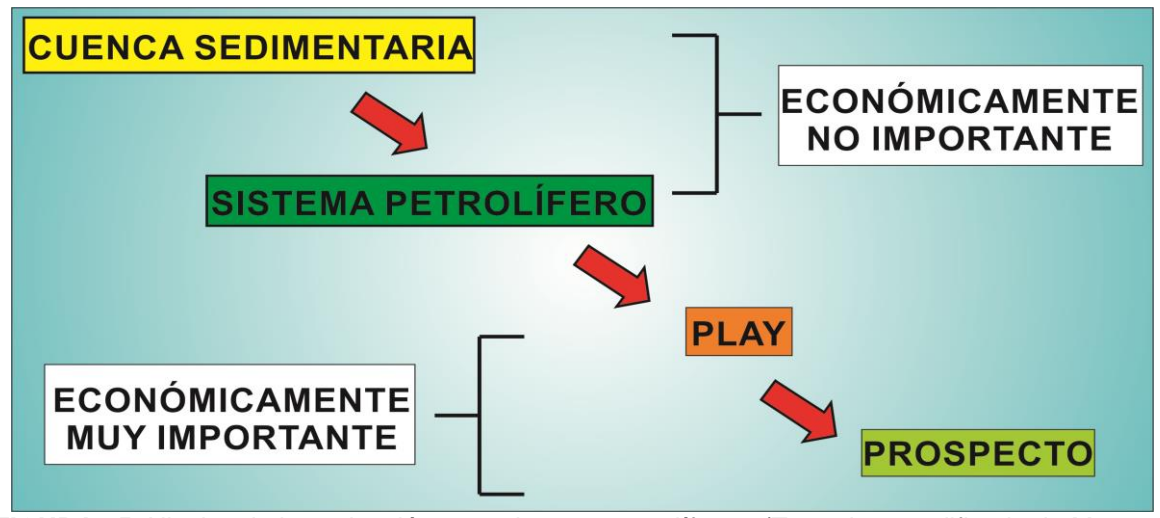


FIGURA 25: Niveles de investigación para sistemas petrolíferos. (Tomado y modificado de Magoon & Dow, 1994).

El estudio y análisis del riesgo en la exploración de hidrocarburos tiene en cuenta cierta cantidad de factores dentro de los cuales se encuentran la calidad y madurez de la roca madre, características del reservorio y sello, riesgo en la migración, así como se aprecia en la **FIGURA 26**. Entre mejor sean las condiciones más bajo será el riesgo y más alto la probabilidad de éxito, el cual es la suma de las probabilidades de los distintos elementos del sistema como se muestra en la **FIGURA 27**. (Hantschel & Kauerauf, 2009; Gómez & Rodríguez, 2013)

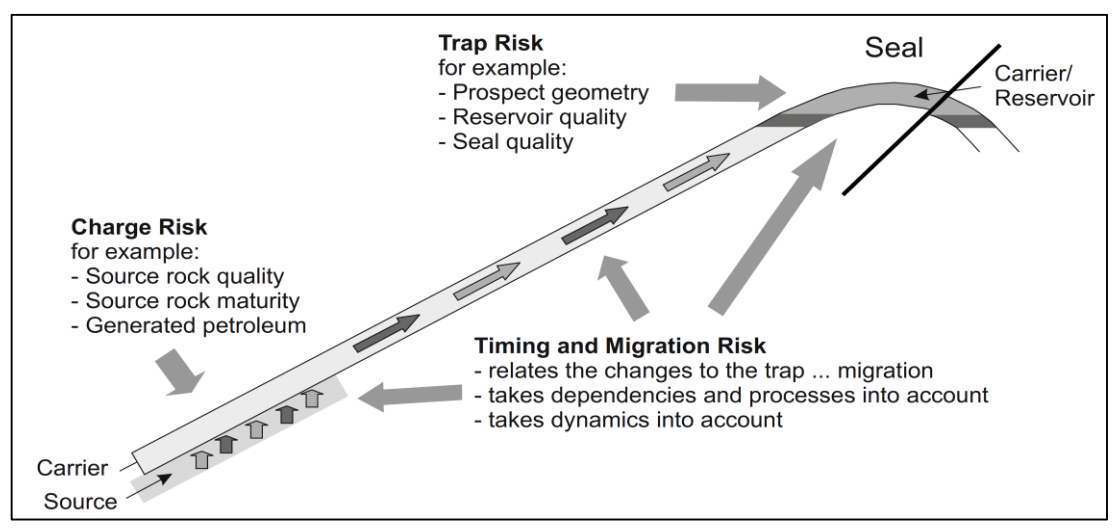


FIGURA 26: Diagrama de riesgo para los elementos de un sistema petrolífero. (Tomado de Hantschel & Kauerauf, 2009).

Zona Evaluación		Zona Convencional		Zona de Frontera		FRANJA VI			
Mismo Play adyacente a la estructura	Mismo Play cerca a la estructura	Nuevo Play-Igual modelo Viejo Play-Nuevo modelo		Nuevo Play-Nueva Cuenca ó Play con datos negativos		Nivel de Analogía para el Modelo Geológico			
Sistema Petrolero Conocido (!)		Sistema Petrolero Hipotético (.)		Sistema Petrolero Especulativo (?)		Nivel de Sistema Petrolero			
Descubrimiento en todos los Plays. Cobertura Sísmica 3D. Razón de éxito decreciente.		Plays Confirmados. Alguna cobertura sísmica 2 y 3D fuera de los hallazgos. Razón de éxito.		Al menos un Play confirmado. Alguna sísmica 2D. Razón de éxito creciente.		Descripción del Sistema Petrolero			
Muy Alta		Alta	Moderada	Baja	Muy Baja	Clasificación de la Probabilidad de éxito			
0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1	0
0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
									Probabilidad de éxito
									Riesgo

FIGURA 27: Cuadro de evaluación para riesgo exploratorio. (Tomado de Gómez & Rodríguez, 2013)

4.3 INTERPRETACIÓN SÍSMICA

4.3.1 CONCEPTOS DE SÍSMICA

El método sísmico es una forma indirecta de observar la geometría del subsuelo mediante el uso de Geófonos que registran el viaje de las ondas sísmicas causadas por la explosión de una fuente en superficie que bajan hasta las rocas en profundidad y regresan para ser captadas y de esta manera mediante una serie de procesamientos y filtros, impartirle una visualización adecuada para que el intérprete pueda darle un significado Geológico a los reflectores obtenidos. (Emery & Myers, 1996)

Sin embargo antes de poder efectuar un análisis de forma precisa utilizando datos indirectos del subsuelo como la Sísmica y los Registros de Pozo, es necesario tener en cuenta que sus niveles de investigación son diferentes y por lo tanto no muestran la misma información. Dicha situación se puede apreciar en la **FIGURA 28** donde se hace la comparación de estos datos de la industria del Petróleo con litologías de afloramiento, el tamaño de una persona y el monumento del Big Ben, con el fin de tener una imagen mental de las escalas que se manejan con estos datos. (Emery & Myers, 1996)

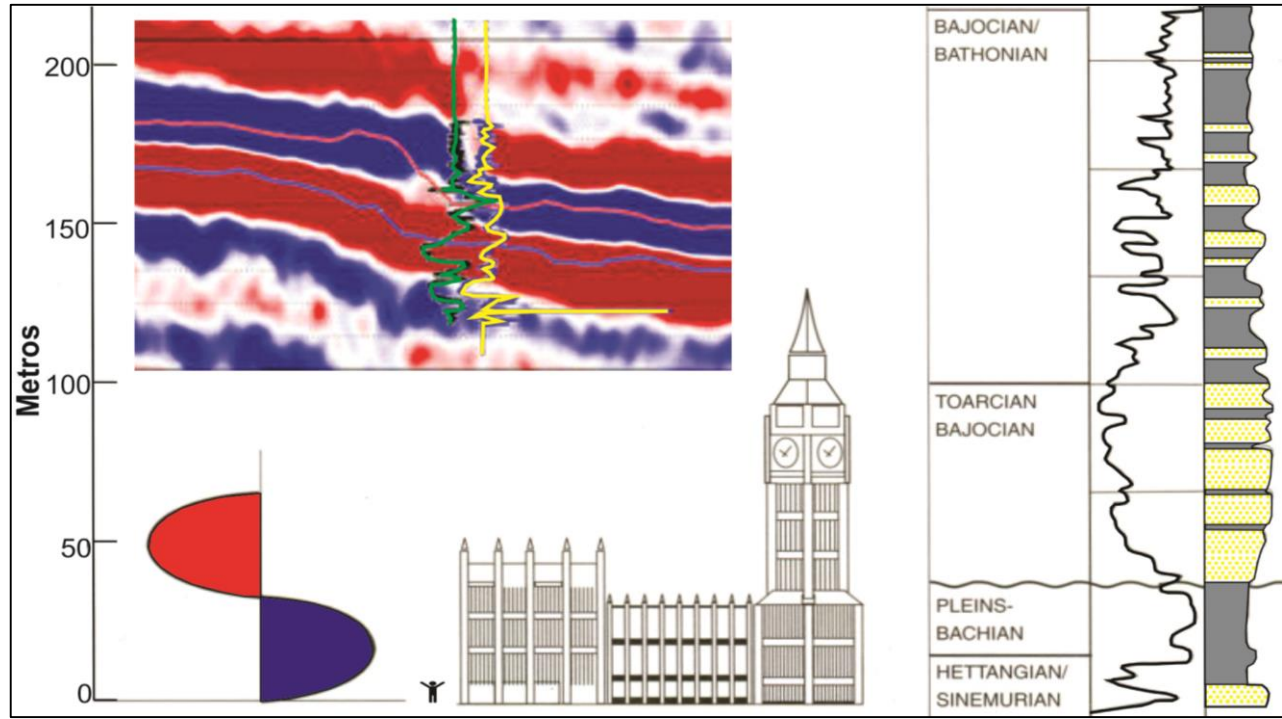


FIGURA 28: Esquema donde se muestra la comparación de la escala Sísmica, los registros de Pozos, el Big Ben y una persona. (Tomado y modificado de Emery & Myers, 1996)

4.3.2 AMARRE SÍSMICA-POZO

Antes de poder hacer una interpretación resulta obligatorio calibrar los datos ya que la sísmica normalmente se encuentra en milisegundos; es decir en unidades de tiempo, mientras que los datos del pozo como los topes y registros son tomados de forma directa y poseen valores de profundidad. (Martínez, 1996; Herron, 2011)

Para solucionar esta diferencia de unidades y dominios (uno en tiempo y el otro en profundidad) se utiliza de forma inicial la Sísmica de Pozo o Check Shot, que es una serie de datos tomados desde un geófono dentro del pozo que mide el tiempo de viaje desde una fuente en superficie hasta una cierta profundidad. (Martínez, 1996; Emery & Myers, 1996; Herron, 2011)

Dichos datos sirven para hacer una regresión lineal dentro del Software de Geofísica que se desee emplear, y con esto se pueden calibrar los topes de las formaciones, los cuales pasan de estar en un dominio de profundidad a un dominio de tiempo. (Martínez, 1996; Herron, 2011)

Sin embargo esta calibración inicial no resulta ser lo suficientemente precisa en la mayoría de los casos; por tal motivo, resulta necesario hacer un Sismograma Sintético con el fin de dar mayor precisión al amarre Sísmica-Pozo. Como se observa en la **FIGURA 29** para hacer esto inicialmente se deben establecer los valores del Coeficiente de Reflectividad de las interfaces de las formaciones objeto de estudio. Dicho coeficiente, se calcula a partir de las Impedancias acústicas, las cuales se calculan a partir de datos de velocidad y de densidad obtenidos de los registros de pozo de cada Formación. (Martínez, 1996)

Una vez calculados esos coeficientes se procede a hacer una convolución mediante una Ondícula. La cual como se puede apreciar en la **FIGURA 30** va a ser la que controle la forma del sismograma sintético, es decir su visualización final, ya que los valores del Coeficiente de Reflectividad no cambian, sino la forma de dicha Ondícula. (Martínez, 1996; Herron, 2011)

La cual mediante la convolución a cada coeficiente y la sobreposición de cada respuesta individual, va a generar una respuesta compuesta que servirá para comparar junto con los topes anteriormente calibrados en dominio de tiempo, si los reflectores coinciden o no con respecto a la respuesta del sismograma, y de esta manera poder iniciar la interpretación sísmica al seleccionar el color del reflector que se va a seguir. (Martínez, 1996; Herron, 2011)

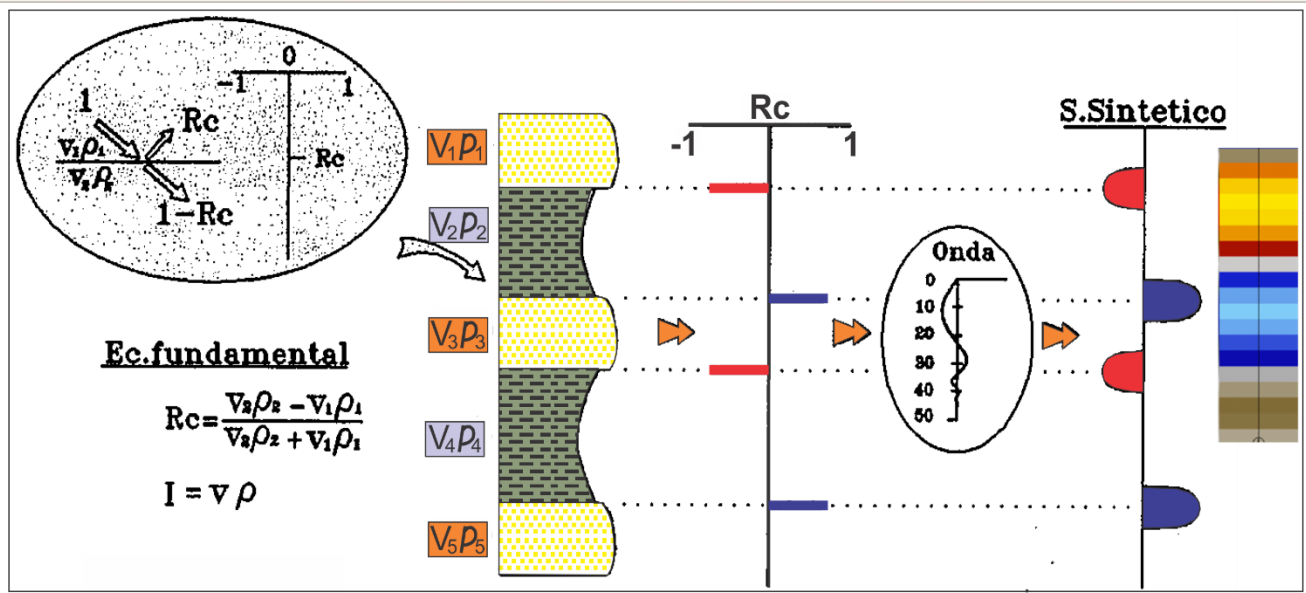


FIGURA 29: Conceptos teóricos de la creación de un sismograma sintético. (Tomado y modificado de Martínez, 1996)

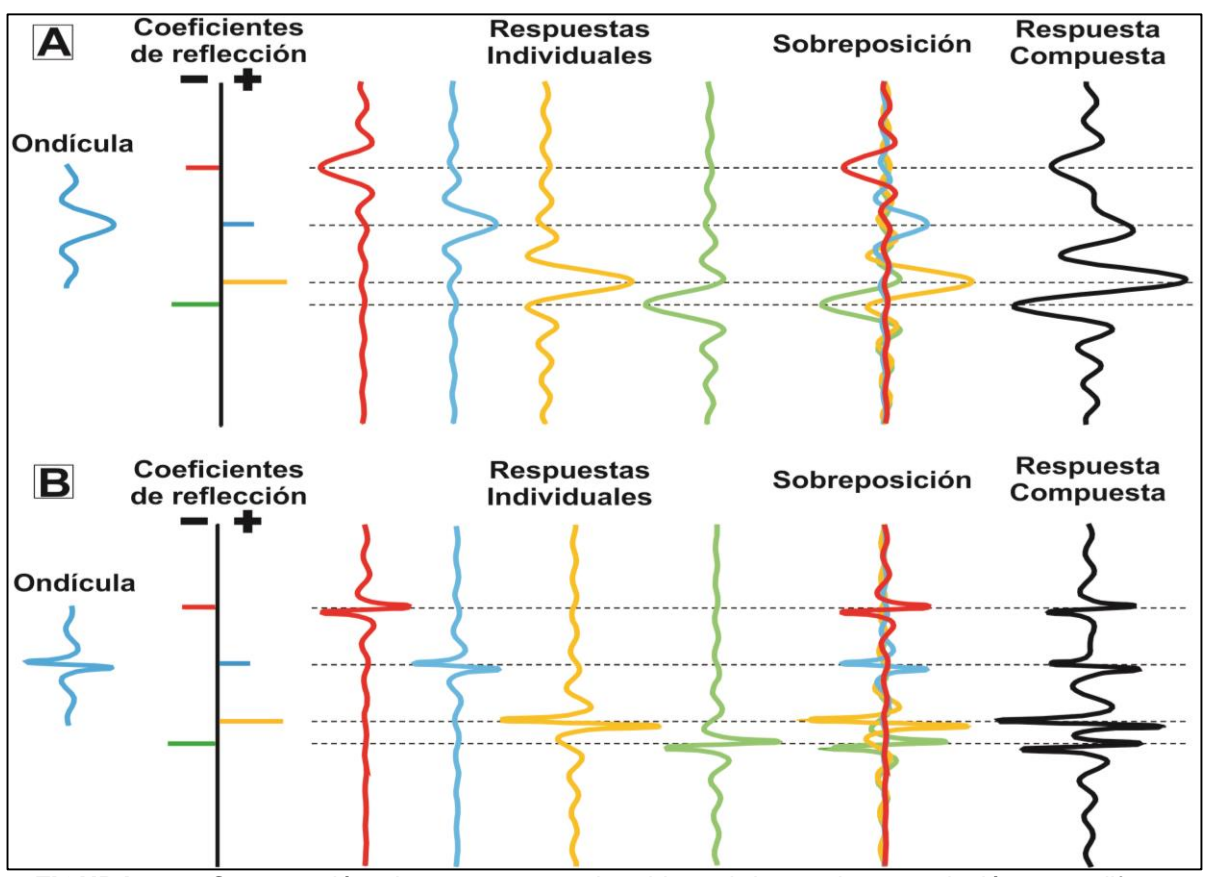


FIGURA 30: Comparación de respuestas obtenidas al hacer la convolución con diferentes Ondículas, durante la creación del sismograma sintético. (Tomado y modificado de Herron, 2011)

5. MARCO TECTÓNICO

5.1 MARCO TECTÓNICO REGIONAL

El mosaico tectónico actual de la esquina noreste de Sur América está dominado por tres Placas tectónicas: La placa Caribe, La Placa de Nazca y la Placa Suramericana como se muestra en la **FIGURA 31**. La esquina NW de la Placa Suramericana se encuentra formada por el bloque de los Andes y el escudo de la Guyana, los cuales se encuentran separado por el sistema de fallas del Piedemonte Llanero. (Cediel *et al*, 2003; Cediel *et al*, 2011)

Como se observa en la **FIGURA 31** el segmento superior de los Andes se caracteriza por tener Terrenos Oceánicos obducidos en el Pacífico, presentar una serie de Cuencas tipo Foreland y tener volcanismo Cenozoico activo hasta la mitad del territorio Colombiano. (Cediel *et al*, 2011)

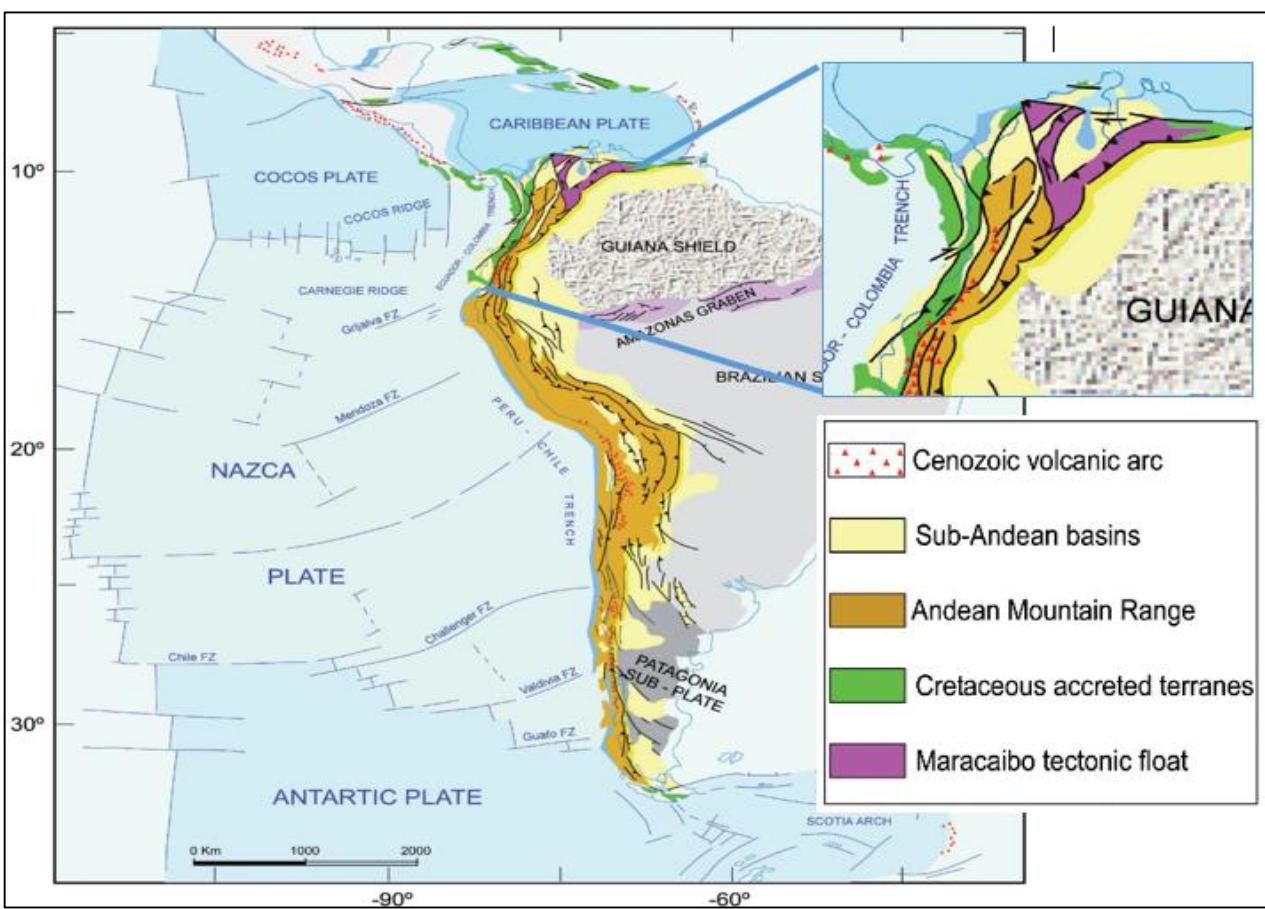


FIGURA 31: Mapa de localización del mosaico tectónico actual de la esquina noroeste de Suramérica. Nótese la ubicación del Escudo de la Guyana, la cadena Andina, los terrenos acrecionados y las cuencas sub-Andinas. (Tomado y modificado de Cediel *et al*, 2011)

Como se puede apreciar en la **FIGURA 32** la cordillera de los Andes puede ser dividida en tres segmentos: Los Andes del Norte; caracterizados por presentar subducción oblicua acompañada de acreción de terrenos oceánicos y fallamiento de rumbo causados por el movimiento de la Placa Caribe. Al sur del Golfo de Guayaquil y hasta el Golfo de Penas, se encuentran los Andes Centrales, los cuales son el clásico ejemplo de subducción Andina entre corteza oceánica y continental. Finalmente, los Andes del Sur se asemejan a los del Norte debido a la presencia de terrenos oceánicos obducidos y fallamiento de rumbo causado por el movimiento de la Placa Escocesa. (Gansser, 1973; Alemán & Ramos, 2000; Ramos, 2009)

Nótese además que en la **FIGURA 32** se puede apreciar como existen segmentos de Subducción de bajo ángulo (Flat-Slabs) la cual evita el desarrollo de volcanes activos y magmatismo reciente. Además la zona de estudio se encuentra en un segmento de subducción normal que produce magmatismo bordeado al norte por el Flat-Slab de Bucaramanga y al Sur por el de Perú. (Ramos, 2009).



FIGURA 32: División de los 3 segmentos Andinos y las zonas de subducción de bajo ángulo. Nótese la ausencia de vulcanismo actual en las zonas de Flat-Slab (Tomado de Ramos, 2009)

En la **FIGURA 33** se pueden apreciar los principales elementos tectónicos de los Andes del Norte, el Océano Pacífico y el Mar Caribe, donde se muestra que la colisión de rocas oceánicas asociadas a la Placa Caribe contra el Norte de Suramérica produjo el desarrollo de Cinturones Plegados y Fallados, fallamiento inverso y de rumbo junto con cuencas de tipo Foreland (Ramos, 2009).

Nótese en la **FIGURA 33** como desde el Pacífico en el Punto Caliente de las Islas Galápagos se está produciendo el Carnegie Ridge, el cual es una Dorsal Asísmica generada por el movimiento de la Placa de Nazca sobre dicho punto caliente. Las Dorsales Asísmicas son cordilleras submarinas, lineares, boyantes del fondo marino que se caracterizan por no presentar sismicidad (ausencia de terremotos) y poseer grandes espesores de corteza oceánica (engrosadas) generadas desde puntos calientes (Ver **FIGURA 34**). (Gutscher *et al*, 1999; Ramos, 2009)

Además, en la **FIGURA 33** se puede ver como el desplazamiento actual de los Andes del Norte es el resultado del movimiento de la Placa Caribe y de la Colisión oblicua desde el sur con el Carnegie Ridge, lo que causa el desarrollo de una serie de fallas activas en dirección NE tanto de rumbo como inversas (Ramos, 2009).

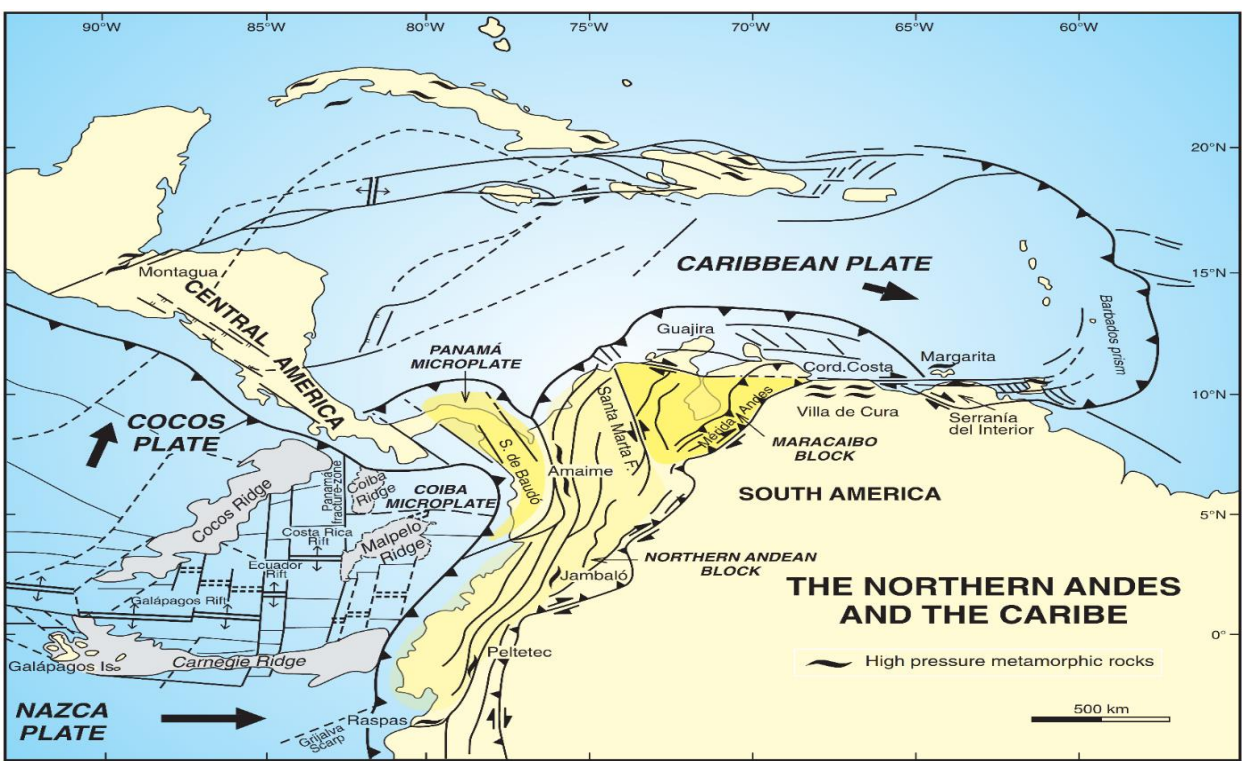


FIGURA 33: Esquema tectónico actual de los Andes del Norte y el Caribe. Nótese la Colisión oblicua desde el Pacífico de la Dorsal Asísmica del Carnegie Ridge que se origina desde el Punto Caliente de las Islas Galápagos. (Tomado de Ramos, 2009)

Según (Gutscher *et al*, 1999) y (Cediel *et al*, 2003) el efecto de la dorsal asísmica del Carnegie Ridge comenzó a favorecer la Exhumación de la parte sur de la Cordillera Oriental debido a su llegada a la frontera de Colombia y Ecuador desde hace aproximadamente 10 Millones de años, coincidiendo aproximadamente con la edad de levantamiento del Macizo de Garzón según (Van Der Wiel, 1991) de 12 Ma y de (Ecopetrol, 2014) que propone una edad según trazas de fisión de apatitos (AFT) de 10 Ma para dicha exhumación.

Los Andes del Norte comprenden las cadenas montañosas que se desarrollan desde el Golfo de Guayaquil en Ecuador, pasando por las tres Cordilleras Colombianas hasta llegar a Venezuela. Este segmento de los Andes posee una gran complejidad estructural que se caracteriza por presentar fallamiento causado por la continua acreción de terrenos Alóctonos a la periferia del Cratón Amazónico tal y como se puede apreciar en la **FIGURA 35**. (Cediel *et al*, 2003)

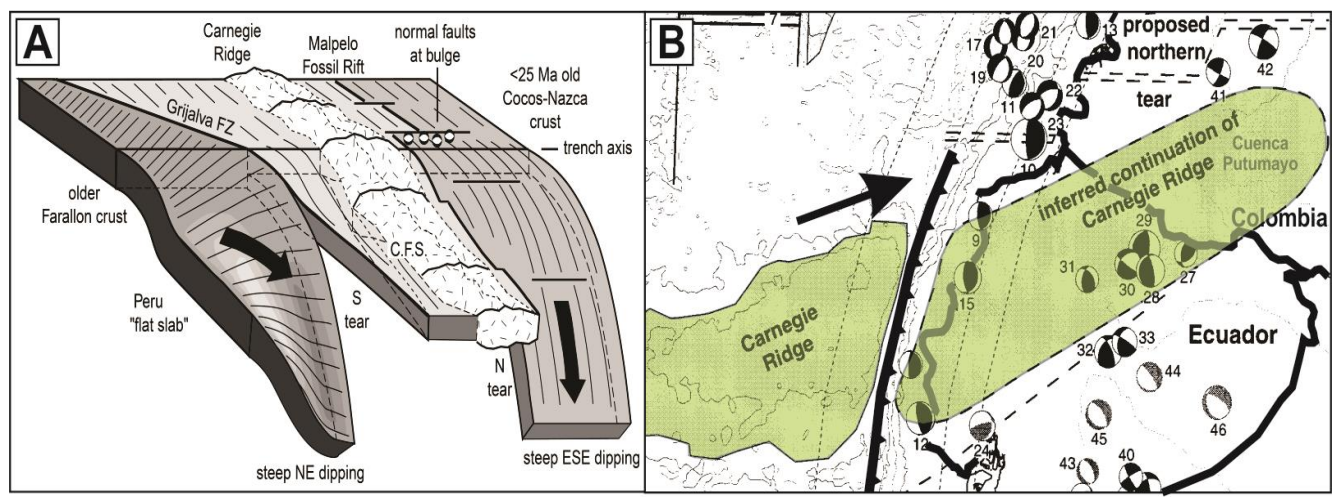


FIGURA 34: A: Subducción del Carnegie Ridge, la cual al ser una dorsal asísmica y boyante de corteza oceánica engrosada puede seguir empujando y subduciendo de forma casi horizontal. Mientras que los Slab a sus lados si subducen de forma normal. B: Proyección del Carnegie Ridge debajo de Ecuador y el Sur de Colombia. (Tomado y modificado de Gutscher *et al*, 1999)

Como se aprecia en la **FIGURA 36** el terreno autóctono de facies de alto grado de metamorfismo de Anfibolita y Granulita que se conoce como el Macizo de Garzón, pertenece a la periferia metamorfizada Cratón Amazónico que se exhumó durante el levantamiento súbito de la Cordillera Oriental (Paroxismo), sin embargo dicho macizo a diferencia de la mayoría de las rocas de la cordillera, se encuentra aflorando debido a que se erosionó de forma más acelerada que el resto de rocas presentes en el área. (Cediel *et al*, 2003)

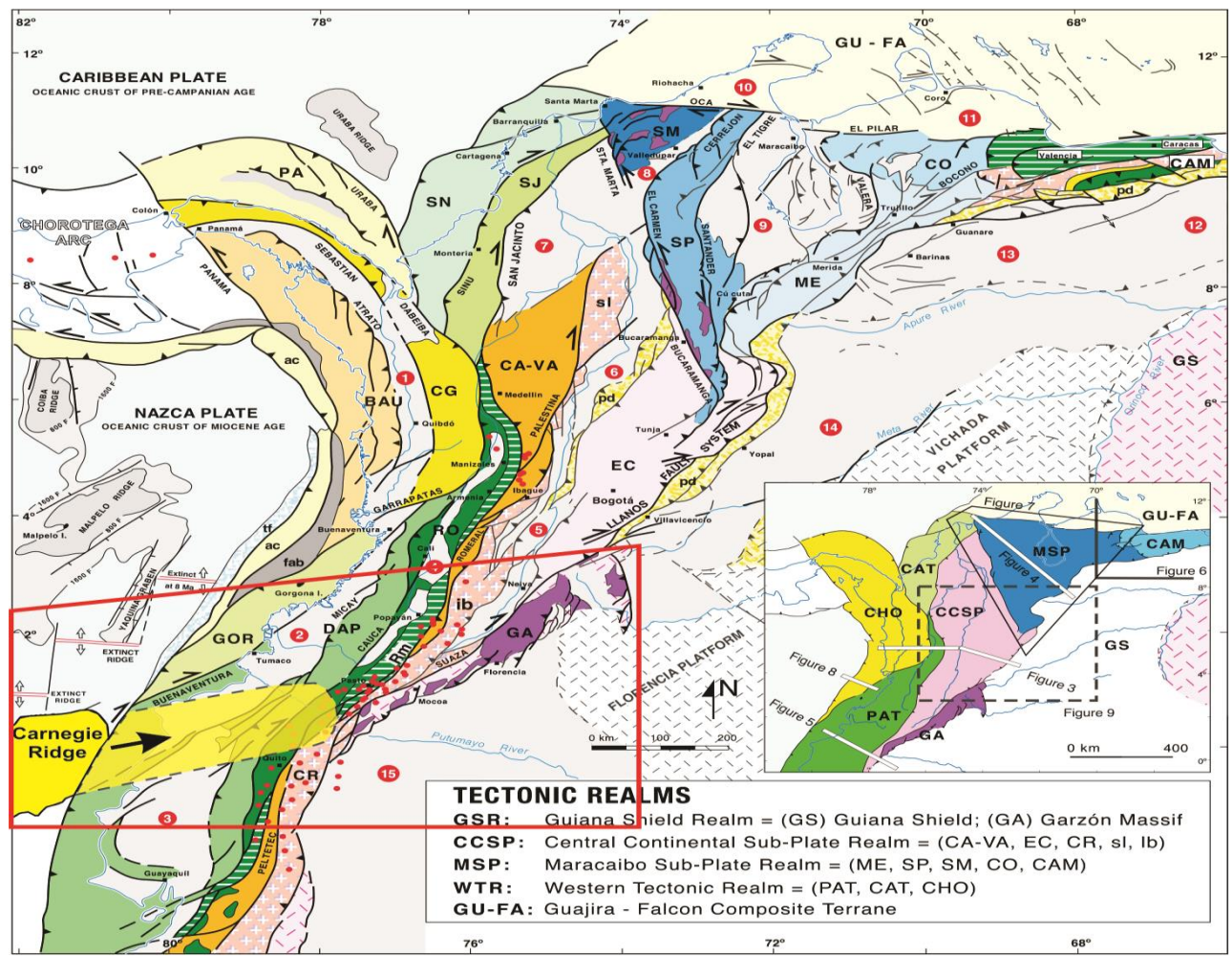


FIGURA 35: Mapa tectónico de los Andes del Norte en donde se muestra como la subducción del Carnegie Ridge desde el Pacífico genera una gran compresión que produce el fallamiento inverso y levantamiento del Macizo de Garzón y la Serranía de la Macarena. (Tomado y modificado de Cediel *et al*, 2003)

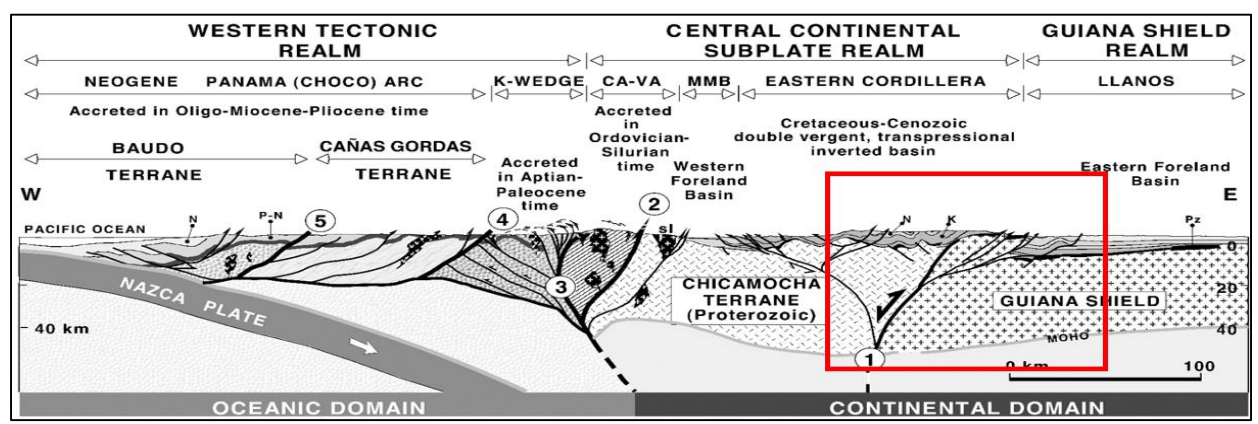


FIGURA 36: Transecta W-E de Colombia donde se muestra como el Macizo de Garzón hace parte de la periferia metamórfica expuesta del Cratón Amazónico (Tomado de Cediel *et al*, 2003)

5.2 MARCO TECTÓNICO LOCAL

El mosaico tectónico actual del Sur-Oeste de Colombia, presenta una gran complejidad estructural que inicia desde el desarrollo de las tres cordilleras Colombianas en el Nudo de los Pastos hasta el fallamiento tanto de Rumbo como Inverso que puede ser apreciado en la **FIGURA 37**. Nótese la tendencia general de las fallas en dirección NE que principalmente está dominada por el desplazamiento de la Placa Caribe, que asociada a la subducción de la Placa de Nazca generan una compresión responsable de la inversión tectónica de las fallas Normales desarrolladas durante el Jurásico, permitiendo de esta manera la formación de fallas inversas de alto ángulo. (Gómez *et al*, 2006; Mora *et al*, 2013)

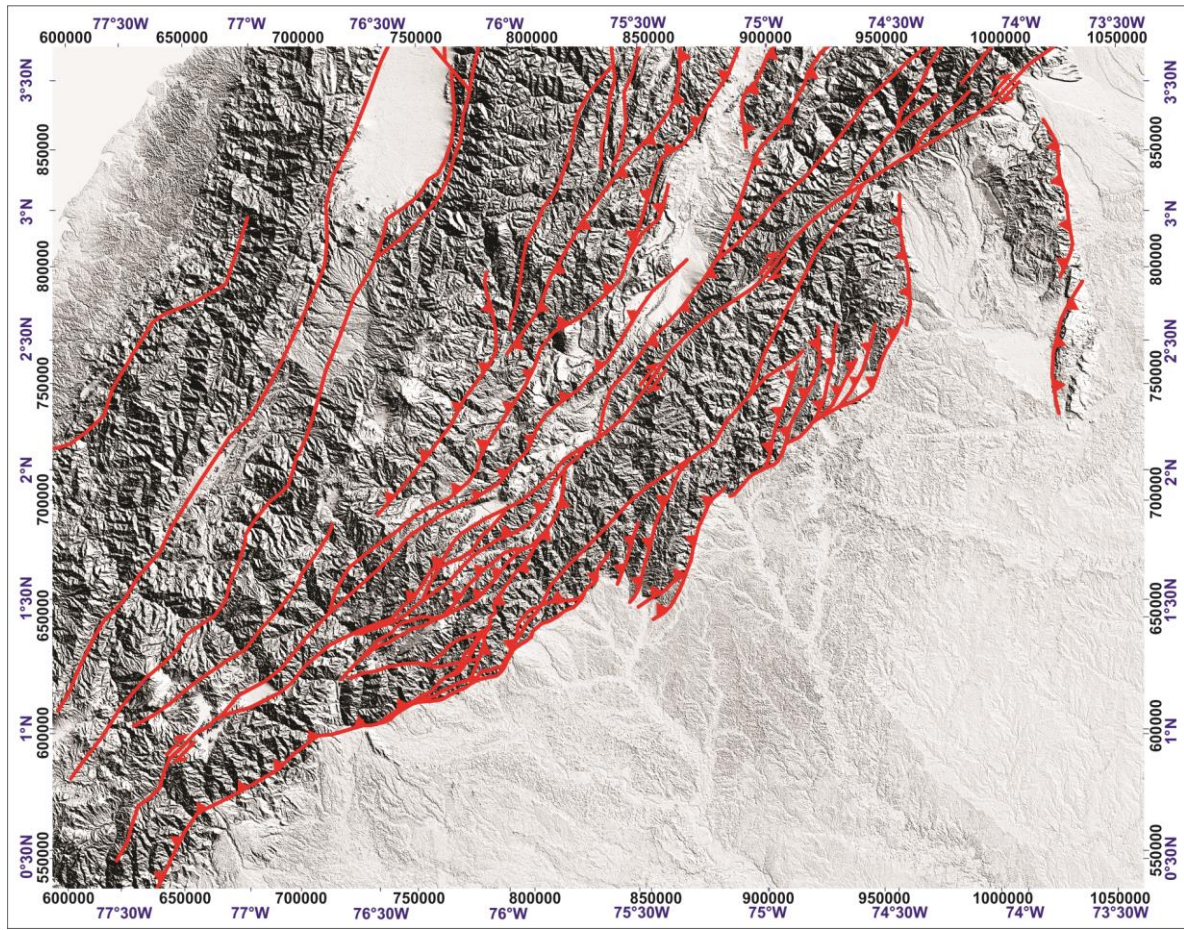


FIGURA 37: Esquema tectónico de la parte Sur-Oeste de Colombia (Modificado de Gómez *et al*, 2006 y Mora *et al*, 2013)

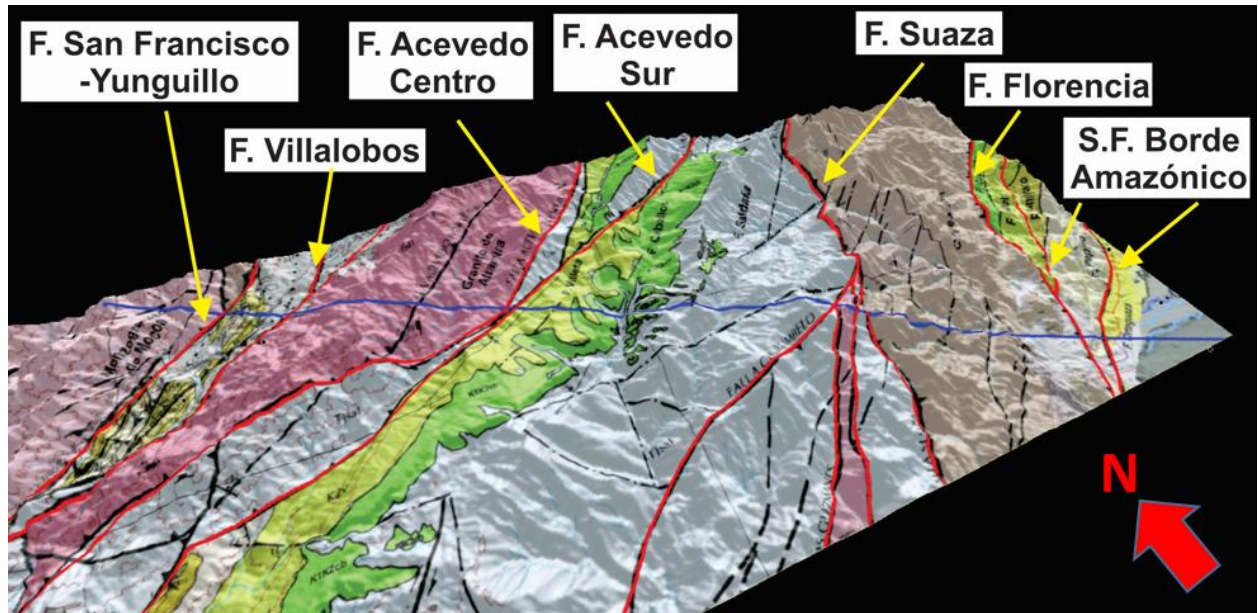


FIGURA 39: Visualización 3D de la zona de estudio donde se aprecian los nombres de las fallas que atraviesa la sección estructural A-A'

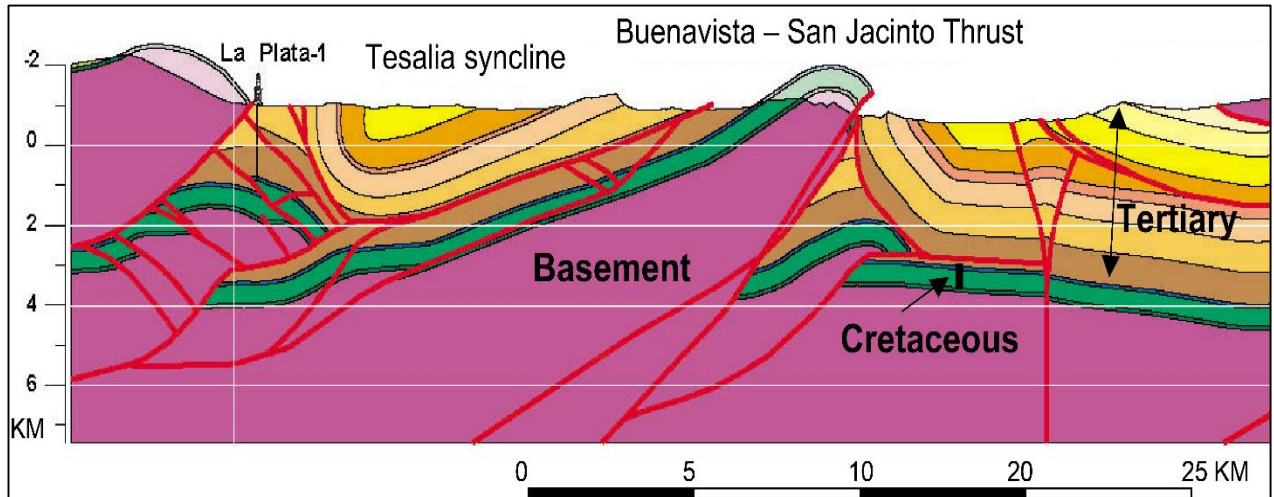


FIGURA 40: Típico del Estilo estructural compresivo del VSM, donde se produce el cabalgamiento del Basamento sobre rocas sedimentarias Cretácicas y Cenozoicas. (Tomado de Macellari *et al*, 2003)

5.3 LEVANTAMIENTO TECTÓNICO

El Complejo Garzón tiene una Historia Geológica que inicia desde su formación en el Proterozoico hasta eventos más recientes de rápida exhumación durante la Orogenia Andina que según datos antiguos de trazas de fisión de Apatitos (AFT) tomados de (Van Der Wiel, 1991) corresponde a un levantamiento de 12 Ma con un rango que va desde 8Ma hasta 14 Ma tal y como se muestra en la parte A de la **FIGURA 41**. Además, en la parte B se puede apreciar cómo ha sido la historia de enterramiento del Macizo de Garzón, la cual según datos de (Van Der Wiel, 1991) inicia desde una profundidad de 25Km y desde ese momento ha sufrido distintos eventos de exhumación hasta llegar a su posición actual por encima del nivel del mar en un evento de levantamiento súbito de la Cordillera Oriental en la Orogenia Andina conocido como Paroxismo.

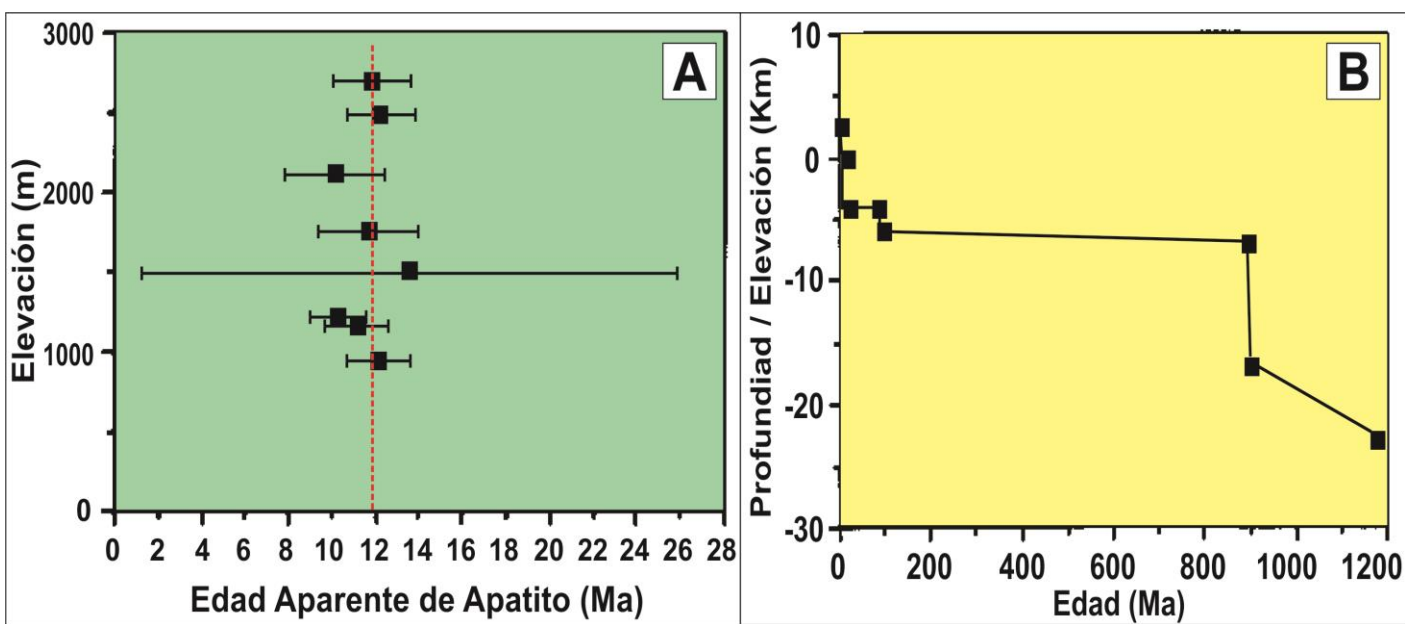


FIGURA 41: (A) Gráfico donde se muestra que el promedio de las edades de levantamiento del Macizo de Garzón en base a edades de Trazas de Fisión de Apatitos. (B) Diagrama de levantamiento del Macizo de Garzón basado en, desde su formación. (Tomado y modificado de Van Der Wiel, 1991)

En la **FIGURA 42** se puede evidenciar como fue la historia reciente de exhumación del Complejo Garzón según (Ecopetrol, 2014). Nótese que el rango en color rosado para la caja de la parte derecha varía entre 12Ma y 10Ma, siendo la mejor trayectoria (línea negra) la que inicia a levantarse hace 10Ma. Por otro lado, en la escala de temperatura se puede apreciar como el rango de color rosado varía entre 100°C y 120°C. Estos valores Paleo-Temperatura sirven para calcular la profundidad a la que se encontró la muestra al sustraerles la temperatura de superficie (25°C) y dividirlos en el gradiente geotérmico, y al final poder utilizar dichos valores para efectuar la Retrodeformación del corte A-A'.

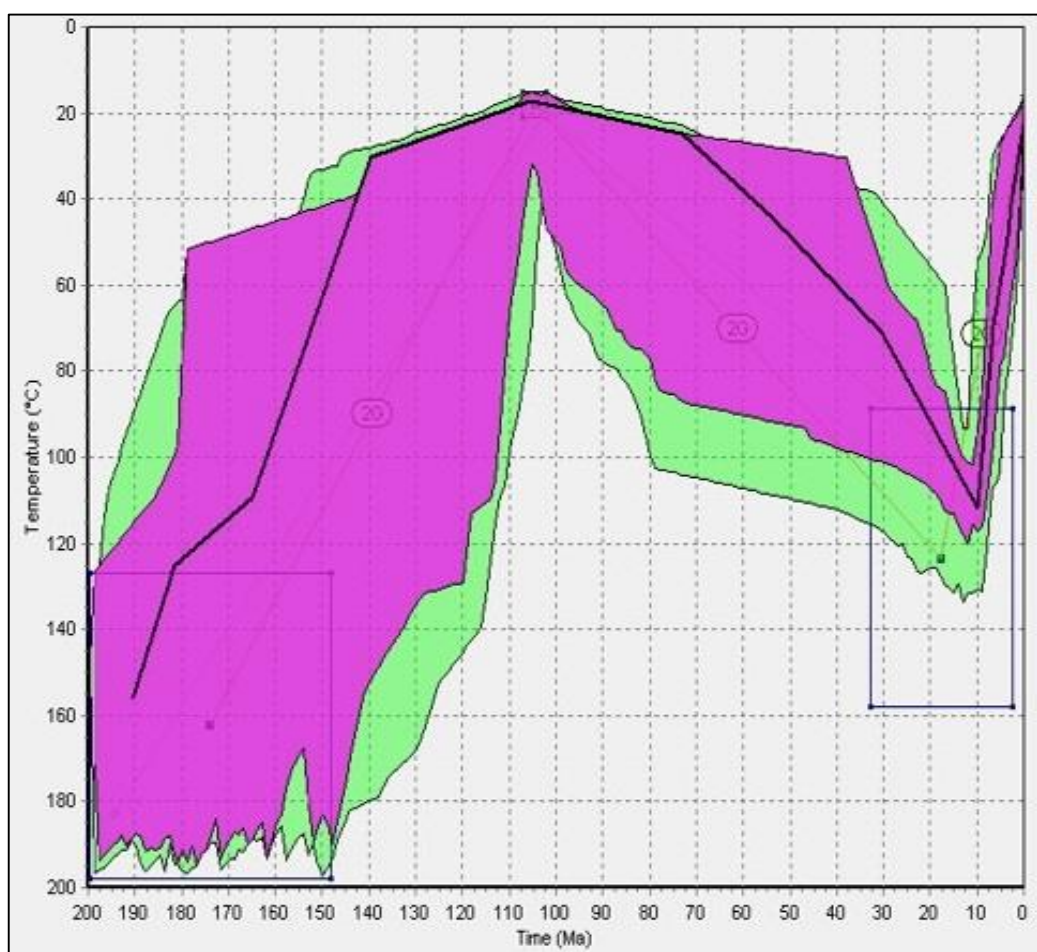


FIGURA 42: Gráfica de Exhumación del Macizo de Garzón generada a partir de datos de Trazas de Fisión de Apatitos (AFT). Nótese que la última edad de levantamiento inicia entre 12 y 10Ma. (Ecopetrol, 2014)

6. MARCO GEOLÓGICO

6.1 CUENCAS SUB-ANDINAS

La megatendencia (megatrend) de cuencas Sub-Andinas desarrolladas en los piedemontes de la cadena montañosa de los Andes, se extiende desde Argentina hasta Venezuela. Estas cuencas presentan las mayores oportunidades de exploración de Hidrocarburos en Suramérica. En la **FIGURA 43** se muestra la localización de las principales Cuencas Sub-Andinas en color azul, permitiendo ver la tendencia general del desarrollo de cuencas tipo Foreland hacia la zona oriental de la cadena montañosa. Nótese también que las cuencas de Colombia y Venezuela, presentan una separación diferente y fragmentada a causa de la inversión de la Cordillera Oriental y los Andes de Mérida. (Macellari, 2006)

La Cuenca Gran marañón es una enorme acumulación de sedimentos que Atraviesa los límites políticos de Colombia, Ecuador y Perú. Recibiendo el nombre de Cuenca Oriente en Ecuador, Marañón para el segmento de Perú y Caguán-Putumayo en Colombia. (Ver **FIGURA 44**). (Macellari & Hermoza, 2009)



FIGURA 43: Mapa donde se muestra la megatendencia de desarrollo de Cuencas Foreland en su mayoría al oriente de los Andes. (Modificado de Macellari, 2006; Macellari & Hermoza, 2009)

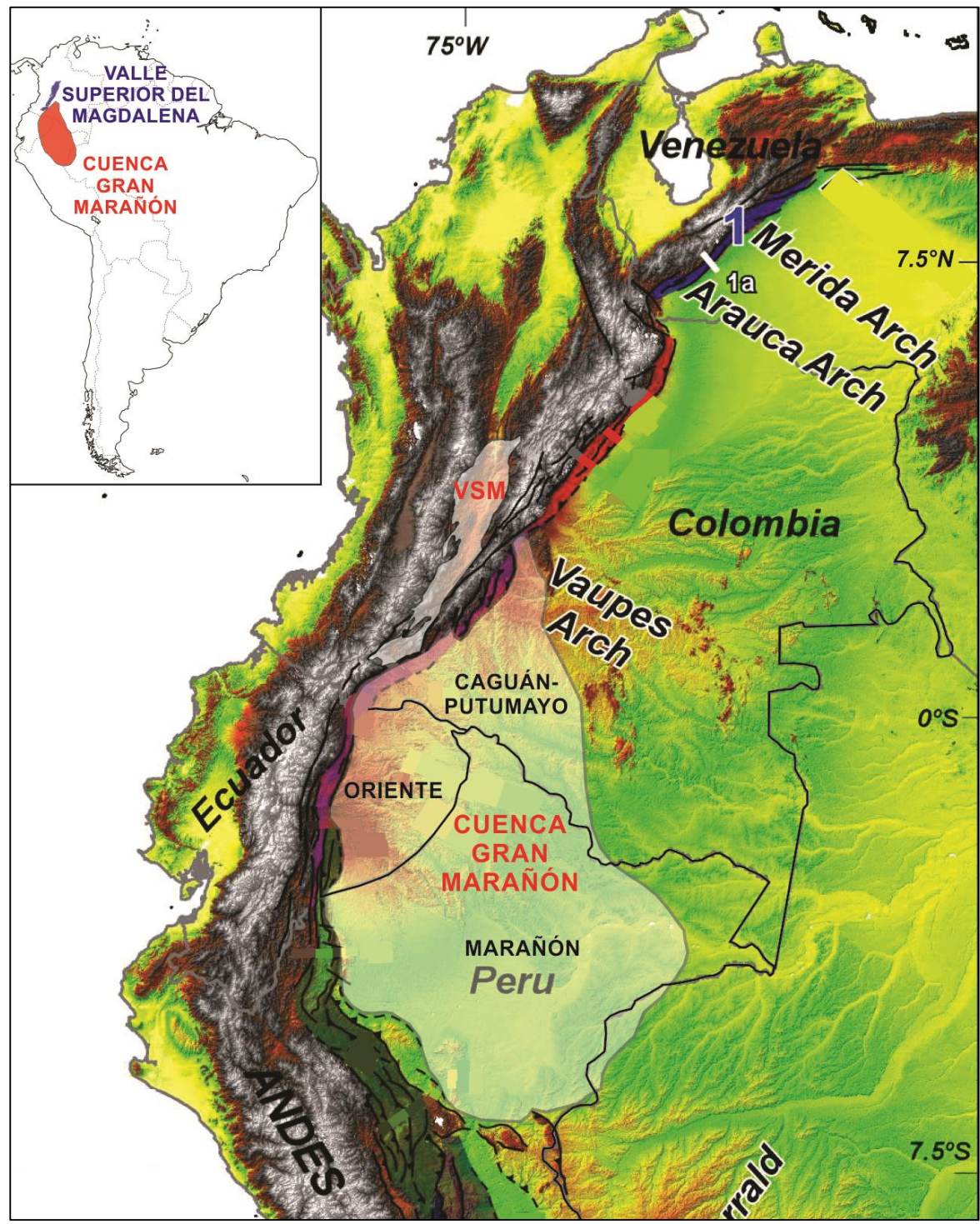


FIGURA 44: Mapa de localización de las cuencas del Valle Superior del Magdalena (VSM) y Gran Maraón (Caguán-Putumayo, Oriente y Maraón) (Tomado y modificado de Macellari & Hermoza, 2009)

6.2 CUENCAS CAGUÁN-PUTUMAYO Y VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA

Las cuencas del Valle Superior del Magdalena (VSM) y Caguán-Putumayo comprendidas en el estudio de la presente investigación son dos grandes acumulaciones sedimentarias de la parte Sur-Oeste de Colombia que se encuentran separadas por las rocas Ígneo-Metamórficas del Macizo de Garzón. Como se aprecia en la **FIGURA 45** el alto de Natagaima divide a la Cuenca del VSM en dos Sub-Cuencas: En la parte norte la Sub-Cuenca de Girardot y en la parte sur en la Sub-Cuenca de Neiva. (Mojica & Franco, 1990; Roncancio & Martínez, 2011)

La **FIGURA 45** también permite observar como la cuenca Caguán-Putumayo, puede subdividirse en La Sub-Cuenca de Putumayo de forma triangular que limita con la Cordillera Oriental al NW, la Cuenca Oriente al Sur y al Arco de Florencia al Este, a partir del cual se encuentra la Sub-Cuenca Yarí-Caguán que limita con la Cuenca Llanos Sur hacia la parte NE, El Macizo de Garzón al NW y las Cuencas Oriente y Marañón al Sur (Montenegro & Barragán, 2011; Roncancio & Martínez, 2011). Además, en dicha imagen también se puede ver como la sección estructural analizada atraviesa la Sub-Cuenca de Neiva en el VSM, El Macizo de Garzón y La Sub-Cuenca de Putumayo.

Por otro lado, en la **FIGURA 46** es posible apreciar una visualización 3D del mapa geológico superpuesto al Modelo Digital de Elevación del Terreno (DEM) en la cual se observa la manera en que la sección estructural inicia desde el Monzogranito de Mocoa, luego atraviesa el sinclinal en donde fue perforado el pozo Pantera-1 que está junto al Granito de Altamira. Sin embargo, nótese que el límite de la Cuenca del VSM según la ANH no está bien establecido ya que omite parte de la zona sedimentaria y en cambio debería llegar hasta el contacto con el Monzogranito de Mocoa, debido a la presencia de las rocas Cenozoicas donde se encuentra el Sinclinal del pozo Pantera-1, las cuales son excluidas según ese límite de Cuenca.

Posteriormente, la sección corta las rocas Cretácicas de las Formaciones Caballos y Villeta que limitan por discordancia las rocas Jurásicas de la Formación Saldaña. Seguido a esto, el corte atraviesa hacia la parte central de la Sub-Cuenca de Neiva los Gneises exhumados del Macizo de Garzón que limitan en contacto fallado a los bloques de la zona del Piedemonte, los cuales separan la parte Oeste de la Cuenca tipo Foreland y el VSM.

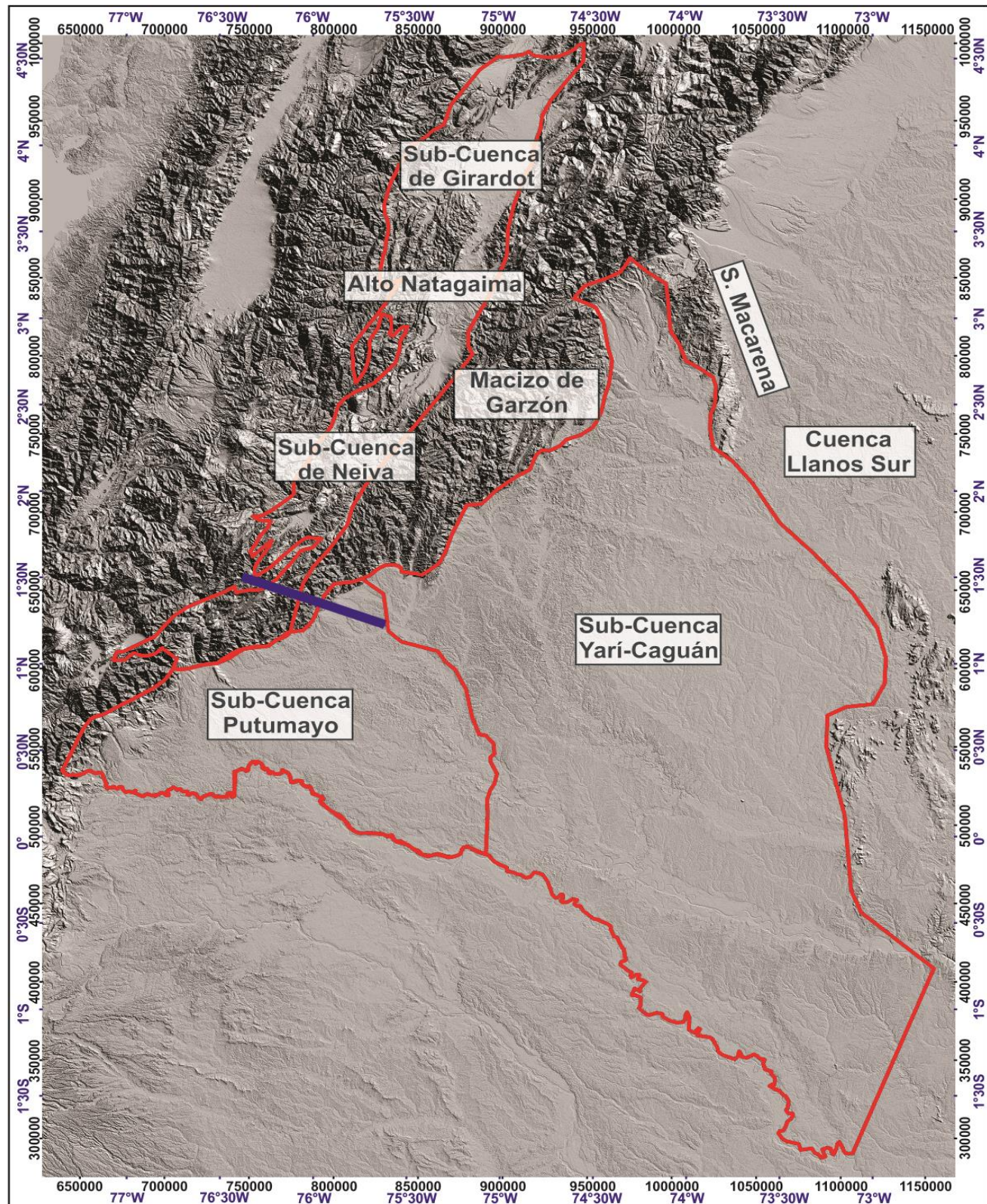


FIGURA 45: Mapa de localización de las cuencas y rasgos estructurales del SW de Colombia.

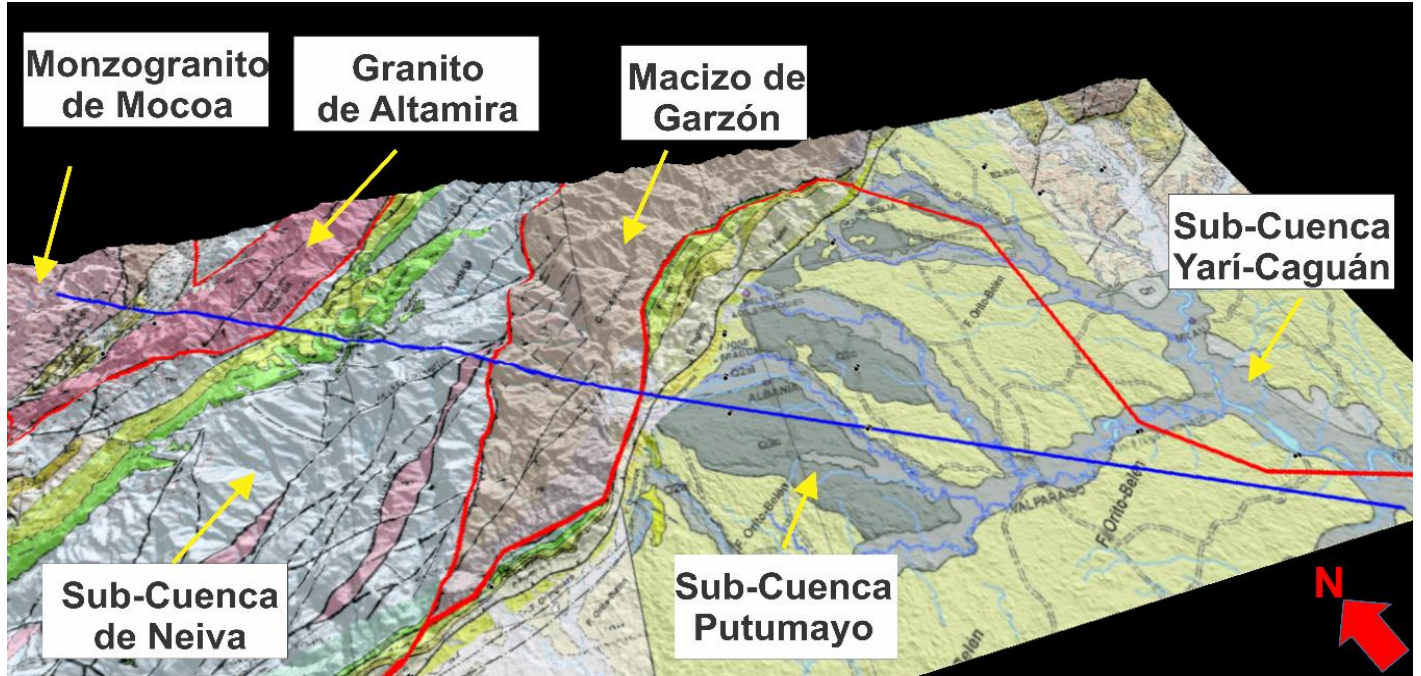


FIGURA 46: Visualización 3D de la geología y cuencas según la ANH para la zona de estudio exportado desde el Software Global Mapper.

6.3 ESTRATIGRAFÍA DE LA ZONA DE ESTUDIO

6.3.1 FORMACIONES SUB-CUENCA DE PUTUMAYO

COMPLEJO GARZÓN

Edad

Tiene una edad Rb-Sr de 1180 Ma (Kroonenberg & Diederix, 1982)

Descripción

El Complejo Garzón está formado por granulitas bandeadas, Gneises y Anfibolitas cuyo protolito fue una secuencia esencialmente sedimentaria que sufrió metamorfismo regional de alto grado, alcanzando las facies Anfibolita y Granulita. (Kroonenberg & Diederix, 1982)

Evento de Formación

Estas rocas fueron originadas durante la Orogenia Grenvilliana, la cual se produjo por el Choque entre Laurentia y Amazonia al consolidarse el supercontinente Rodinia. (Clavijo *et al*, 2008)

MONZOGRANITO DE MOCOA Y GRANITO DE ALTAMIRA

Edad: Límite del Triásico-Jurásico (~200Ma) (Kroonenberg & Diederix, 1982)

Descripción

Consisten en cuerpos Plutónicos de composición félsica con desarrollo de cristales de grano medio a grueso y textura fanerítica. (Kroonenberg & Diederix, 1982)

Evento de Formación

Durante el Triásico-Jurásico se produjo un importante magmatismo metalumínico-calcoalcalino Tipo-I originado por subducción de corteza oceánica bajo corteza continental. (Cediel *et al*, 2003)

Fm. SALDAÑA

Edad: Jurásico Inferior a Medio. (Kroonenberg & Diederix, 1982)

Descripción

La Formación Saldaña está formada por rocas volcanoclásticas, fragmentos piroclásticos con flujos de lava félsica, y areniscas rojas (Red Beds). (Kroonenberg & Diederix, 1982)

Ambiente de Formación

Dicho vulcanismo y sedimentación son el resultado del evento distensivo que inició en el Triásico Jurásico. Al ver la **FIGURA 47** se puede apreciar la manera en que la Formación Saldaña era depositada. Este proceso denominado sedimentación Sin-Tectónica consiste en el desarrollo de las fallas normales con una simultánea depositación de material siliciclástico, causado por la erosión de los bloques que eran exhumados. (Gawthorpe & Leedert, 2000)

Durante el Jurásico también había gran concentración de oxígeno en la atmósfera, que sumado a la fuerte oxigenación por el movimiento del agua durante el desarrollo de los ríos generados por el desplazamiento rápido de las fallas normales, se produjo una oxidación masiva de las rocas depositadas durante este evento extensivo. Impartiéndoles de esta manera las coloraciones rojizas que caracterizan a las rocas de la Fm. Saldaña y sus equivalentes como las Formaciones Girón y la Quinta. (Kroonenberg & Diederix, 1982; Mojica & Macía, 1982; Gawthorpe & Leedert, 2000)

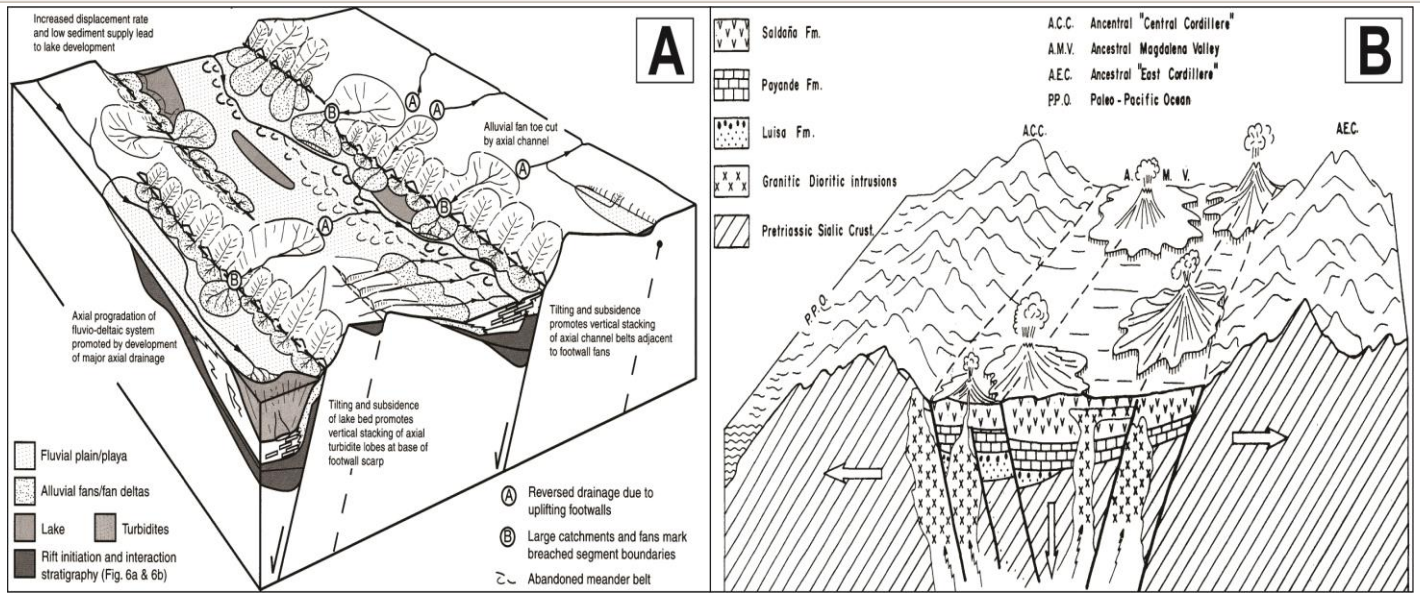


FIGURA 47: A) Bloquediagrama que ilustra la sedimentación Sin-Tectónica durante la etapa de Rifting de La Fm. Saldaña. B) Bloque diagrama que ilustra la sedimentación volcanoclástica de la Formación Saldaña asociada a fallas normales durante la etapa de Rifting. (Modificado de Gawthorpe & Leedert, 2000)

Fm. CABALLOS

Edad: Aptiano-Albiano (Kroonenberg & Diederix, 1982)

Descripción

Para la zona SW del país la secuencia Cretácica inicia con la Formación Caballos de edad, la cual está conformada por areniscas masivas cuarzosas de grano medio a grueso y conglomerados que son localmente glauconíticas, bien cementadas y muestran en ocasiones megaripples con algunas intercalaciones de Shales ricos en materia orgánica que fueron depositadas en un ambiente costero. El nombre Caballos fue inicialmente utilizado por la Texas Petroleum Company, tomando como referencia el Cerro Caballos. Dicha formación presenta un espesor máximo de unos 125 metros que suprayacen discordantemente sobre las arenas rojizas de la Formación Saldaña, marcando el inicio de la transgresión Cretácica. (Kroonenberg & Diederix, 1982; Mojica & Macía, 1982; Núñez, 2003)

Ambiente de Formación

Al apreciar la **FIGURA 48** se puede ver la zona de estudio superpuesta al mapa generalizado de paleo-ambientes tomado de (Cooper *et al*, 1995). Al hacer esto se observa que la Formación Caballos se depositó la dentro de un ambiente transicional de Llanura costera con algo de influencia continental hacia los bordes, a diferencia de la zona central del país donde ya es estaban depositando sedimentos marinos.

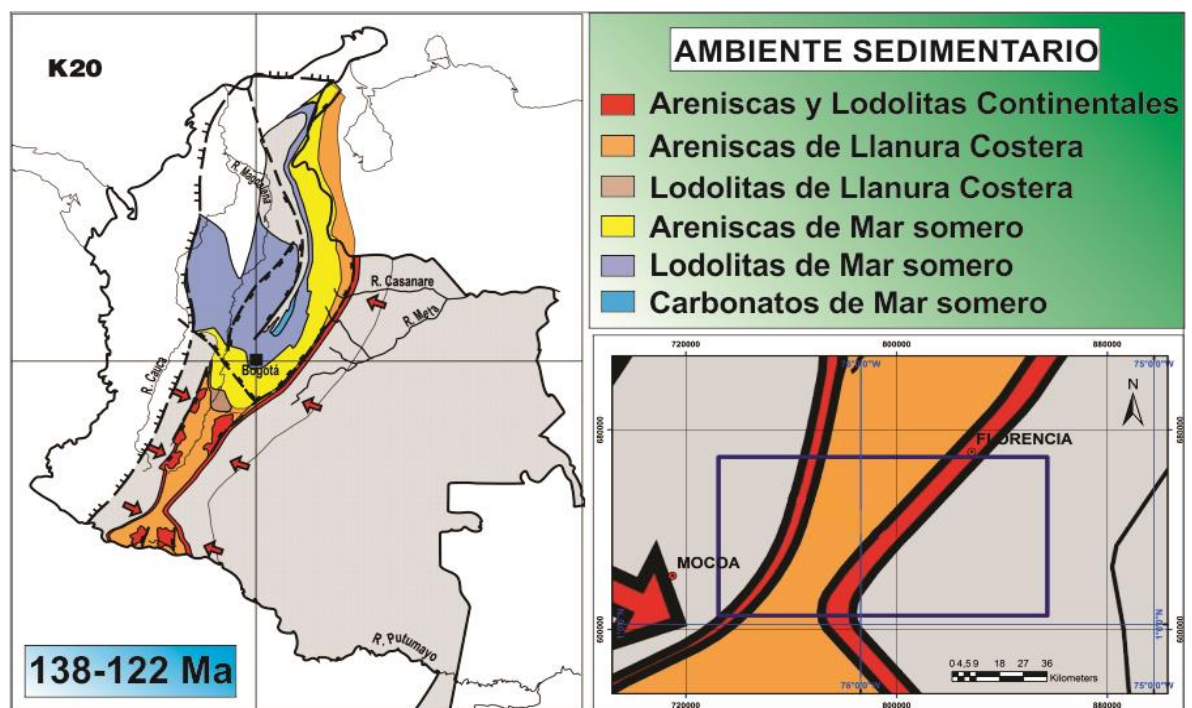


FIGURA 48: Paleo-ambientes de sedimentación de la Formación Caballos. (Tomado y modificado de Cooper *et al*, 1995)

Gp. VILLETA

Edad: Albiano-Campaniano (Kroonenberg & Diederix, 1982)

Descripción

Se conoce como Grupo Villeta a las intercalaciones de Shales y Calizas ricos en materia orgánica que presentan foraminíferos, escamas de pescado usualmente con pirita que. Localmente siendo muy fosilíferos con presencia de concreciones calcáreas de hasta 3 metros de diámetro que abundan hacia la parte media de la secuencia. Se da también la presencia de intercalaciones de Fosforitas y Cherts, alcanzando esta formación un espesor entre 320 y 500 metros (Kroonenberg & Diederix, 1982; Mojica & Macía, 1982; Núñez, 2003)

Ambiente de Formación

En la **FIGURA 49** se puede ver la zona de estudio superpuesta al mapa generalizado de paleo-ambientes tomado de (Cooper *et al*, 1995). Al hacer esto se observa que el Grupo Villeta se depositó en un ambiente marino somero anóxico que permitió la sedimentación de lodolitas y Calizas ricas en materia orgánica.

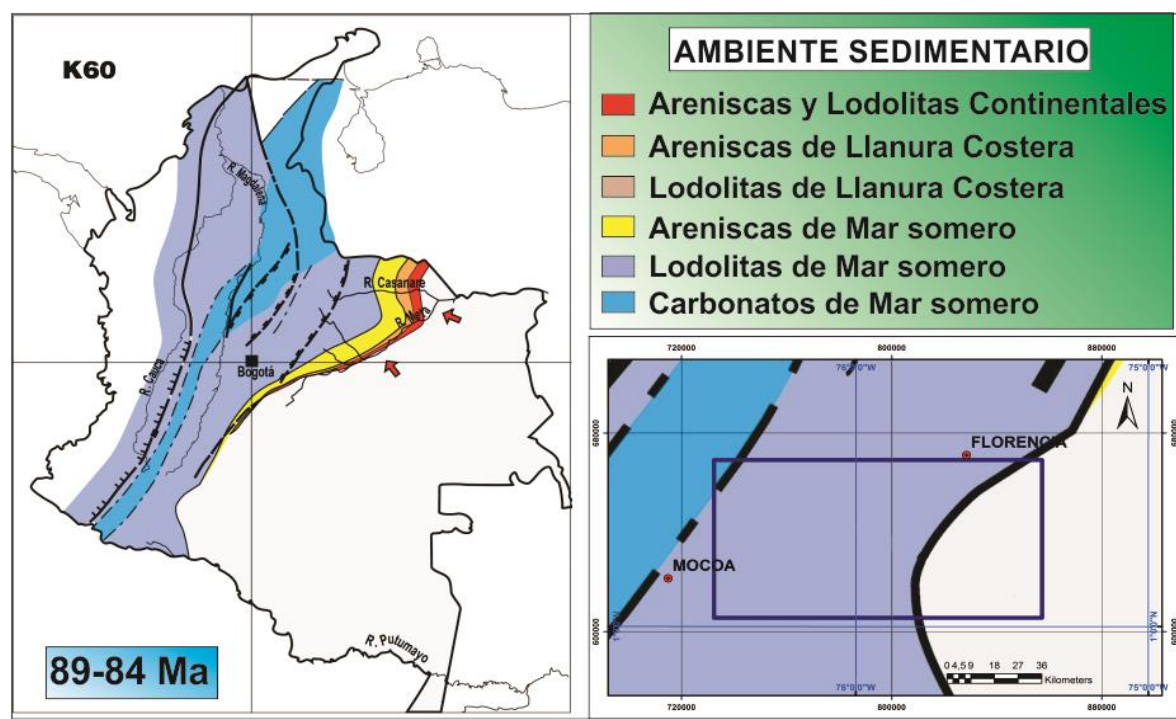


FIGURA 49: Paleo-ambientes de sedimentación del Grupo Villeta. (Tomado y modificado de Cooper *et al*, 1995)

Fm. RUMIYACO

Edad: Paleoceno (Gonçalves *et al*, 2002)

Descripción

La Formación Rumiyaco (Equivalente en edad a la Formación Guaduala) está compuesta por areniscas, conglomerados y shales. Presenta un miembro arenoso basal denominado Neme el cual evidencia ambientes de agua somera bajo un régimen energético bajo que podría representar periodos de exposición sub-aérea dada la presencia de nódulos y costras ferruginosas. Además esta Formación pudo recibir esporádicamente aporte de sedimentos más gruesos representados por las capas de cuarzoarenitas con intercalaciones de shale. El espesor de Rumiyaco varía entre 450 y 800 metros. . (Mora *et al*, 1998; Montenegro & Barragán, 2011)

Ambiente de Formación

La **FIGURA 50** muestra la zona de estudio superpuesta al mapa generalizado de paleo-ambientes tomado de (Cooper *et al*, 1995). En dicha imagen es posible ver como las lodolitas de la formación Rumiyaco fueron depositadas dentro de un ambiente transicional de Llanura costera con algo de influencia continental hacia los bordes durante una secuencia regresiva. (Mora *et al*, 1998; Núñez, 2003)

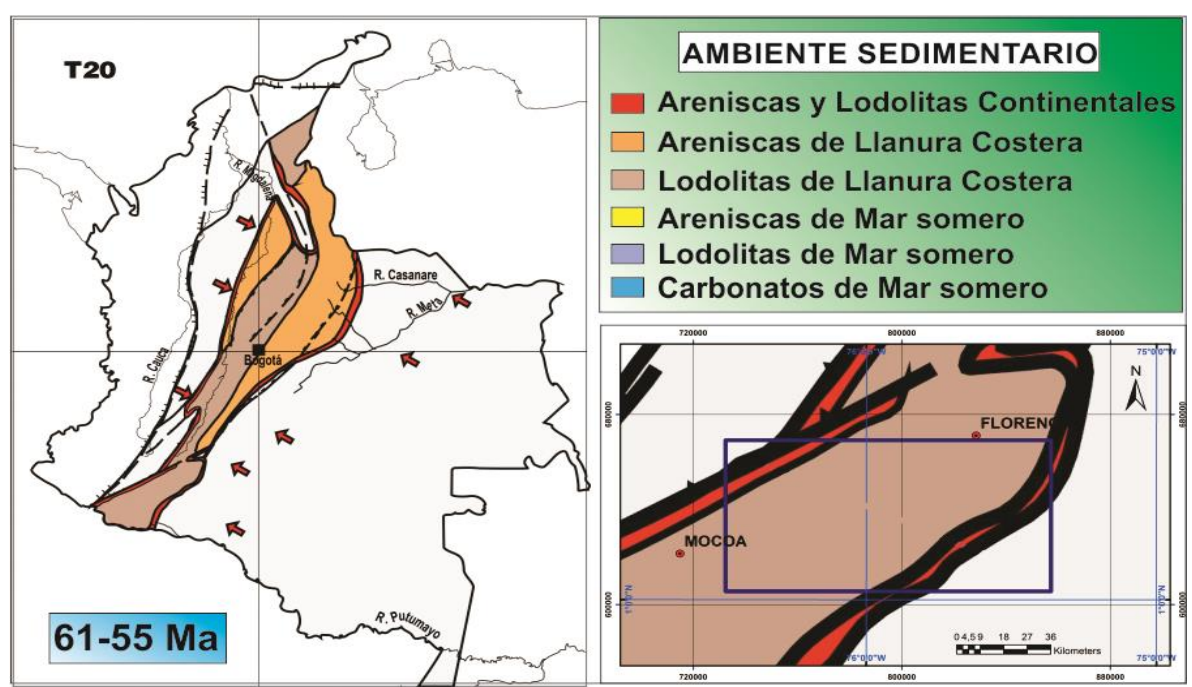


FIGURA 50: Paleo-ambientes de sedimentación de la Formación Rumiyaco. (Tomado y modificado de Cooper *et al*, 1995)

Fm. PEPINO

Edad: Eoceno Medio a Superior. (Gonçalves *et al*, 2002)

Descripción

La Formación Pepino (Equivalente en edad a la Fms. Chicoral y Potrerillo) tiene en su base unos conglomerados con abundantes fragmentos líticos y estratificación cruzada, con presencia de lentes arenosos de matriz arcillosa localmente. En el centro está conformado por Shales y algunas areniscas de color rojizo con cemento silíceo, mientras que la zona superior consta de conglomerados oscuros con matriz arcillosa junto con areniscas y shales de color rojizo y marrón. El espesor de esta formación varía entre 145 y 295 metros. (Mora *et al*, 1998; Montenegro & Barragán, 2011; Núñez, 2003)

Ambiente de Formación

Al observar **FIGURA 51** se puede ver la zona de estudio superpuesta al mapa generalizado de paleo-ambientes tomado de (Cooper *et al*, 1995). En dicha imagen es posible apreciar que las areniscas, conglomerados y lodolitas de la Formación Pepino se depositaron en un ambiente continental

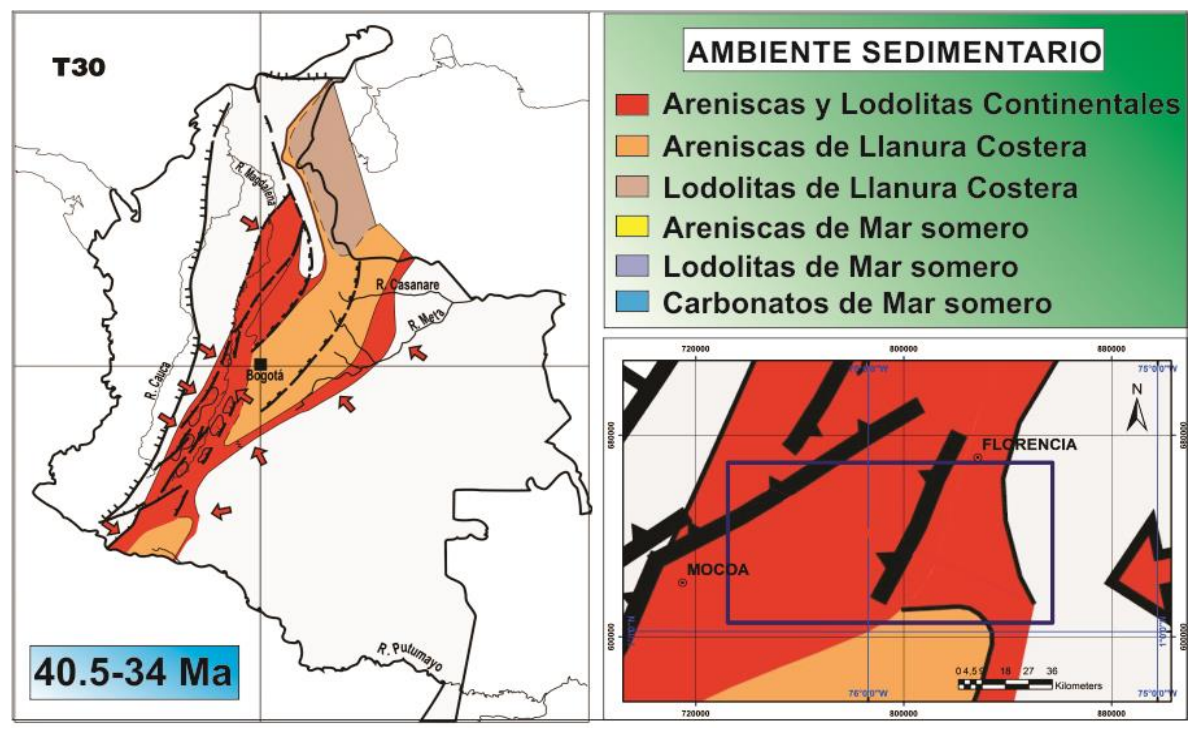


FIGURA 51: Paleo-ambientes de sedimentación de la Formación Pepino. (Tomado y modificado de Cooper *et al*, 1995)

Fm. ORTEGUAZA

Edad: Oligoceno Inferior. (Gonçalves *et al*, 2002)

Descripción

La Formación Orteguaza (Equivalente en edad a la Formación Doima) fue depositada en un ambiente salobre restringido transicional que consiste en intercalaciones de Shales grises con areniscas ferruginosas y capas delgadas de carbonatos, presentando abundante presencia de capas de carbón lignito. El espesor de esta formación es de 330 metros. (Mora *et al*, 1998; Montenegro & Barragán, 2011; Núñez, 2003)

Ambiente de Formación

En la **FIGURA 52** se muestra la zona de estudio superpuesta al mapa generalizado de paleo-ambientes tomado de (Cooper *et al*, 1995). En dicha imagen se muestra como eran los ambientes de sedimentación de la Formación Orteguaza y el Grupo Orito-Belén, los cuales eran de tipo transicional de llanura costera, lo que se evidencia por el Yeso y los carbones.

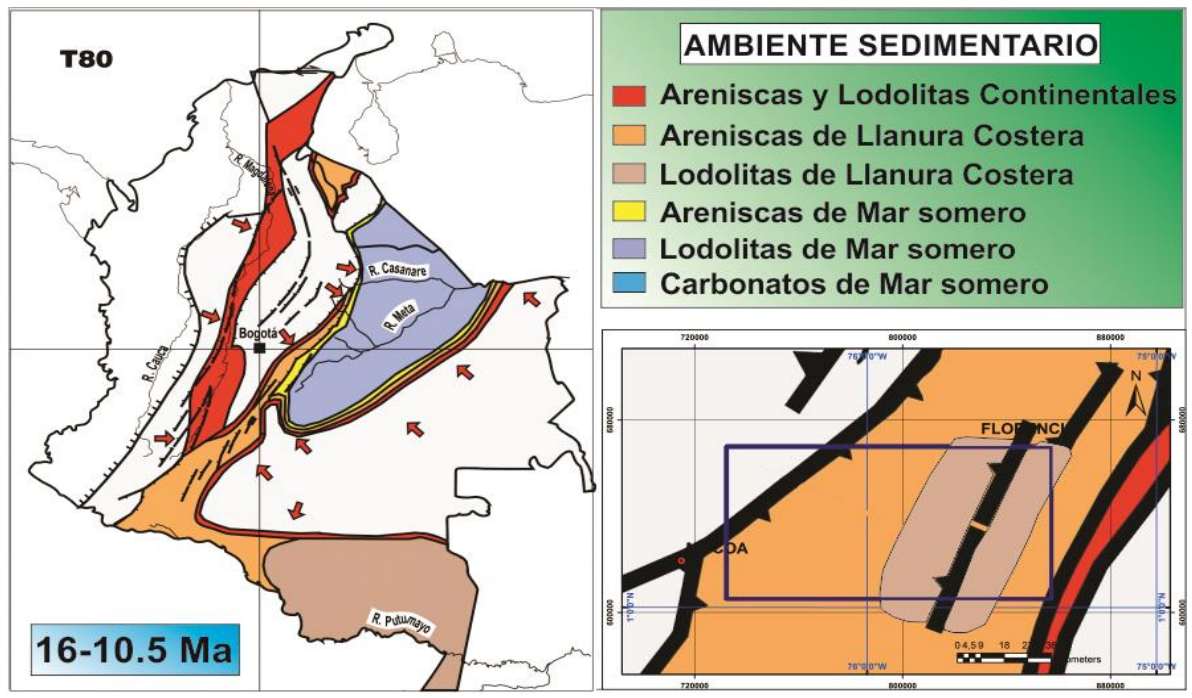


FIGURA 52: Paleo-ambientes de sedimentación de la Formación Orteguaza y el Grupo Orito-Belén. (Tomado y modificado de Cooper *et al*, 1995)

Gp. ORITO-BELÉN

Edad: Oligoceno Superior a Mioceno Inferior. (Gonçalves *et al*, 2002)

Descripción

El Grupo Orito-Belén aparece como paquetes de Shales rojizos marrones y grises algunos con abundante contenido de materia orgánica, acompañados de areniscas arcillosas e intercalaciones de Litoarenitas inmaduras mostrando Ripples y laminación, capas de conglomerados, presencia de Yeso y mantos de Carbón, teniendo un espesor entre 1000 y 1300 metros. (Montenegro & Barragán, 2011; Núñez, 2003)

Fm. OSPINA

Edad: Mioceno Medio a Superior. (Gonçalves *et al*, 2002)

Descripción

La Formación Ospina (Equivalente en edad a la Formación Honda) está conformada por Shales de coloración rojiza intercalados con algunas areniscas de grano fino que se depositó en una serie de ambientes fluviales influenciados por la subsidencia y flexura causada por el levantamiento. Esta Formación es discordante hacia el tope con respecto a la formación Caimán y tiene un espesor de unos 200 metros. (Montenegro & Barragán, 2011; Núñez, 2003)

Ambiente de Formación

Al apreciar la **FIGURA 53** se logra observar la zona de estudio superpuesta al mapa generalizado de paleo-ambientes tomado de (Cooper *et al*, 1995). En dicha imagen se muestra como eran los ambientes de sedimentación de las Formaciones Ospina y Caimán, las cuales se acumularon en un ambiente continental dominado por la presencia de ríos trenzados y meandriformes con algunos abanicos aluviales.

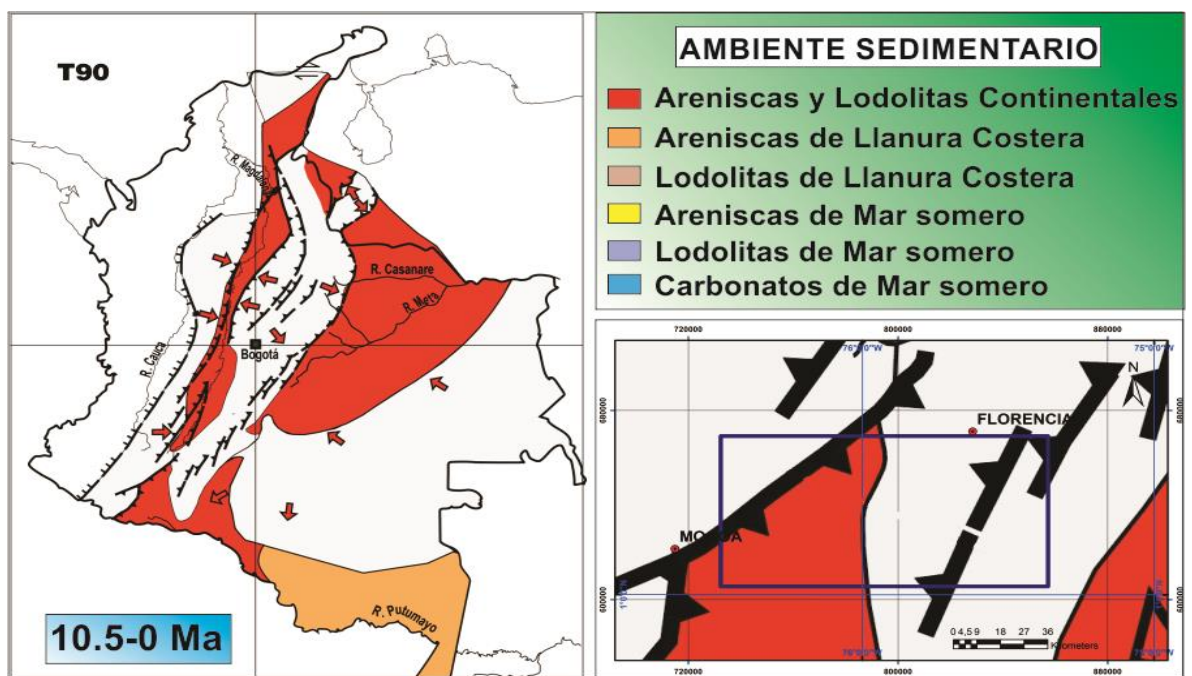


FIGURA 53: Paleo-ambientes de sedimentación de las Formaciones Ospina y Caimán. (Tomado y modificado de Cooper *et al*, 1995)

Fm. CAIMÁN

Edad: Plioceno. (Gonçalves *et al*, 2002)

Descripción

Está compuesta por una alternancia de areniscas, Shales y capas delgadas de Conglomerados rojizos que tienen un espesor entre 75 y 100 metros. (Montenegro & Barragán, 2011)

Ambiente de Formación

Después del levantamiento de la Cordillera Oriental se produce su desmantelamiento lo que permite la depositación de la Formación Caimán (Equivalente en edad a la Formación Gigante). (Montenegro & Barragán, 2011)

6.3.2 FORMACIONES SUB-CUENCA DE NEIVA

Fm. GUADUALA

Edad: Maastrichtiano-Paleoceno (Roncancio & Martínez, 2011)

Descripción

La Formación Guaduala o Guaduas (Equivalente de la Formación Rumiayaco), se encuentra constituida principalmente por Shales rojizos, marrones y grises con pequeñas intercalaciones de areniscas grises ricas en matriz con algo de laminación cruzada que aumentan de espesor hacia los topes. Ocasionalmente se pueden encontrar capas de conglomerados y estratos ricos e materia orgánica de poca extensión lateral. Para esta Formación el espesor estimado es desde 500 a 1200 metros. (Kroonenberg & Diederix, 1982)

Ambiente de Formación

Marca la transición desde un ambiente marino somero a uno continental asociado al levantamiento gradual de la cuenca desde finales del Cretácico. La depositación de esta formación se dio en un ambiente de Lagoon costero a fluvio deltaico. Además, las alternancias de capas rojizas y grises son evidencia de alternancia entre ambientes oxidantes y reductores. (Kroonenberg & Diederix, 1982)

Fm. CHICORAL

Edad: Eoceno Medio (Roncancio & Martínez, 2011)

Descripción

La Formación Chicoral que es la parte inferior del Grupo Gualanday (Equivalente en edad a la base de la Formación Pepino), se encuentra formada por areniscas de grano medio a grueso y conglomerados con granos redondeados con menor proporción de fragmentos de areniscas, rocas ígneas y metamórficas en una matriz de arena y arcilla. Ocasionalmente también puede haber Shales de distintos colores, obteniendo esta Formación un espesor de 350 a 500 metros y tiene una. (Gil, 2007; Prada & Pedraza, 2010; Roncancio & Martínez, 2011)

Ambiente de Formación

Estas rocas se depositaron en un ambiente continental fluvial. (Roncancio & Martínez, 2011)

Fm. POTRERILLO

Edad: Eoceno Superior (Roncancio & Martínez, 2011)

Descripción

La Formación Potrerillo es la parte media del Grupo Gualanday (Equivalente en edad al tope de la Formación Pepino) y es básicamente una unidad de Shale de coloración rojiza, amarilla y gris que presenta intercalaciones de areniscas y lentes de conglomerados. (Gil, 2007; Prada & Pedraza, 2010; Roncancio & Martínez, 2011)

Ambiente de Formación

Estas rocas se acumularon en llanuras de inundación cerca a zonas terminales de un abanico bajo condiciones de alta subsidencia. (Gil, 2007; Prada & Pedraza, 2010; Roncancio & Martínez, 2011)

Fm. DOIMA

Edad: Oligoceno Inferior (Roncancio & Martínez, 2011)

Descripción

La Formación Doima (Equivalente en edad a la Formación Orteguzza) está constituida por conglomerados rojizos con forma de rellenos de canal de clastos con tamaños máximos de hasta 20cm de Shale silíceo y Chert. Principalmente con cuarzo, fragmentos de rocas ígneas y metamórficas soportadas en una matriz arenosa. En menor proporción se presentan capas delgadas de Shales y areniscas de color amarillo y verdoso. Teniendo un espesor de aproximadamente 150 a 200 metros. (Prada & Pedraza, 2010; Roncancio & Martínez, 2011)

Ambiente de Formación

Estas rocas fueron depositadas en un retorno de los abanicos con desarrollo de barras con algunas evidencias de removimiento de material por corrientes trenzadas en una edad de Oligoceno. (Prada & Pedraza, 2010; Roncancio & Martínez, 2011)

Fm. BARZALOSA

Edad: Oligoceno Superior a Mioceno Inferior. (Roncancio & Martínez, 2011)

Descripción

La Formación Barzalosa (Equivalente en edad a la parte inferior de Orito-Belén) corresponde a unas intercalaciones de capas medias y gruesas de Shales con capas medias de areniscas y conglomerados con cantos de Chert en secuencias granodecipientes con presencia de vetillas de Yeso. Además puede presentar un nivel fosilífero característico de máximo 1 metro de espesor dentro del Shale. La presencia de conglomerados y arenas refleja el levantamiento intermitente del área, además la composición de los clastos indica proveniencia de rocas Cretácicas. (Kroonenberg & Diederix, 1982; Gil, 2007; Prada & Pedraza, 2010; Roncancio & Martínez, 2011)

Ambiente de Formación

Estas rocas fueron depositadas en sistemas de ríos trenzados. (Gil, 2007)

Fm. HONDA

Edad: Mioceno (Roncancio & Martínez, 2011)

Descripción

La formación Honda (Equivalente en edad a la Formación Ospina) consiste en una serie de Shales rojizos y marrones, areniscas con estratificación cruzada junto con conglomerados que tienen fragmentos de Chert, rocas ígneas, rocas metamórficas y componentes volcánicos con presencia local de calizas. Es posible encontrar venas de calcita y Yeso dentro de los Shales junto con madera fósil de manera local. Esta Formación presenta un espesor de 1600 metros. (Kroonenberg & Diederix, 1982)

Ambiente de Formación

Estas rocas fueron depositadas parcialmente por ríos trezados y parcialmente por ríos meandriformes, además la presencia de carbonatos y el Yeso indican condiciones áridas posiblemente lacustres. La composición de los clastos refleja un volcanismo incipiente junto con una creciente contribución de rocas del basamento. (Kroonenberg & Diederix, 1982)

Fm. GIGANTE

Edad: Plioceno (Roncancio & Martínez, 2011)

Descripción

La Formación Gigante (Equivalente en edad a la Formación Caimán) es restringida en su ocurrencia y consiste hacia la base en una unidad conglomerática de fragmentos volcánicos de la formación Saldaña, rocas ígneas y metamórficas. Hacia la parte media consta de variados depósitos volcanoclásticos como flujos de lodo volcánico, areniscas tobáceas estratos de pumita y menor cantidad de conglomerados. (Kroonenberg & Diederix, 1982)

Finalmente presenta una unidad conglomerática superior similar a la unidad inferior que consiste exclusivamente de fragmentos de rocas Ígneas y metamórficas derivadas del desmantelamiento del macizo de Garzón. El límite superior de esta formación es erosivo por lo que se estima que tiene unos 400 metros. (Kroonenberg & Diederix, 1982)

Ambiente de Formación

Después del levantamiento de la Cordillera Oriental (Macizo de Garzón) se produce su desmantelamiento y subsecuente depositación de sedimentos, los cuales son los componentes de esta formación. (Montenegro & Barragán, 2011)

6.3.3 COMPARACIÓN DE NOMENCLATURAS

En la **FIGURA 54** se muestra la nomenclatura de la Sub-Cuenca de Putumayo junto con los lapsos de las discordancias que hacen parte del desarrollo de la sedimentación de la zona y que sirvieron para hacer el Modelado Geoquímico 1D. Nótese la discordancia entre Orito y Ospina, la cual coincide con el levantamiento del Complejo Garzón. Además se aprecian los cambios litológicos evidenciados por las curvas del registro Gamma-Ray, el cual distingue en las rocas Cenozoicas Shales y arenas debido a sus diferencias de radioactividad, además de ver las calizas Cretácicas basales del Grupo Villeta. (Montenegro & Barragán, 2011)

Además, al observar la **FIGURA 55** es posible comparar las litologías de las Sub-Cuencas de Putumayo y Yarí-Caguán, en donde se resalta que la equivalencia estratigráfica del Grupo Villeta es el Grupo Macarena, el cual es un cambio lateral hacia unas Facies arenosas, mientras que el Villeta está constituido por Calizas y Shales de origen marino. Dicho cambio de Facies resulta inquietante desde el punto de vista exploratorio ya que usualmente en las rocas Cretácicas fueron depositadas las mayores acumulaciones de materia orgánica, sin embargo al no existir dichas rocas con alto contenido orgánico, se produce un vacío dentro del sistema petrolífero en cuanto a la roca generadora; permitiendo suponer que otras causas generaron los Hidrocarburos de esta cuenca, como una posible migración de larga distancia o una posible roca generadora Paleozoica que no se ha tenido en cuenta hasta el momento. (Montenegro & Barragán, 2011)

Otro aspecto de esta columna es que las rocas de la Sub-Cuenca de Putumayo que fueron depositadas en la Era Cenozoica representan desde el punto de vista Convencional los reservorios y sellos que permiten acumular Hidrocarburo, y para las Arenas Bituminosas son los reservorios que podrían ser explotados de darse las condiciones económicas necesarias. (Montenegro & Barragán, 2011)

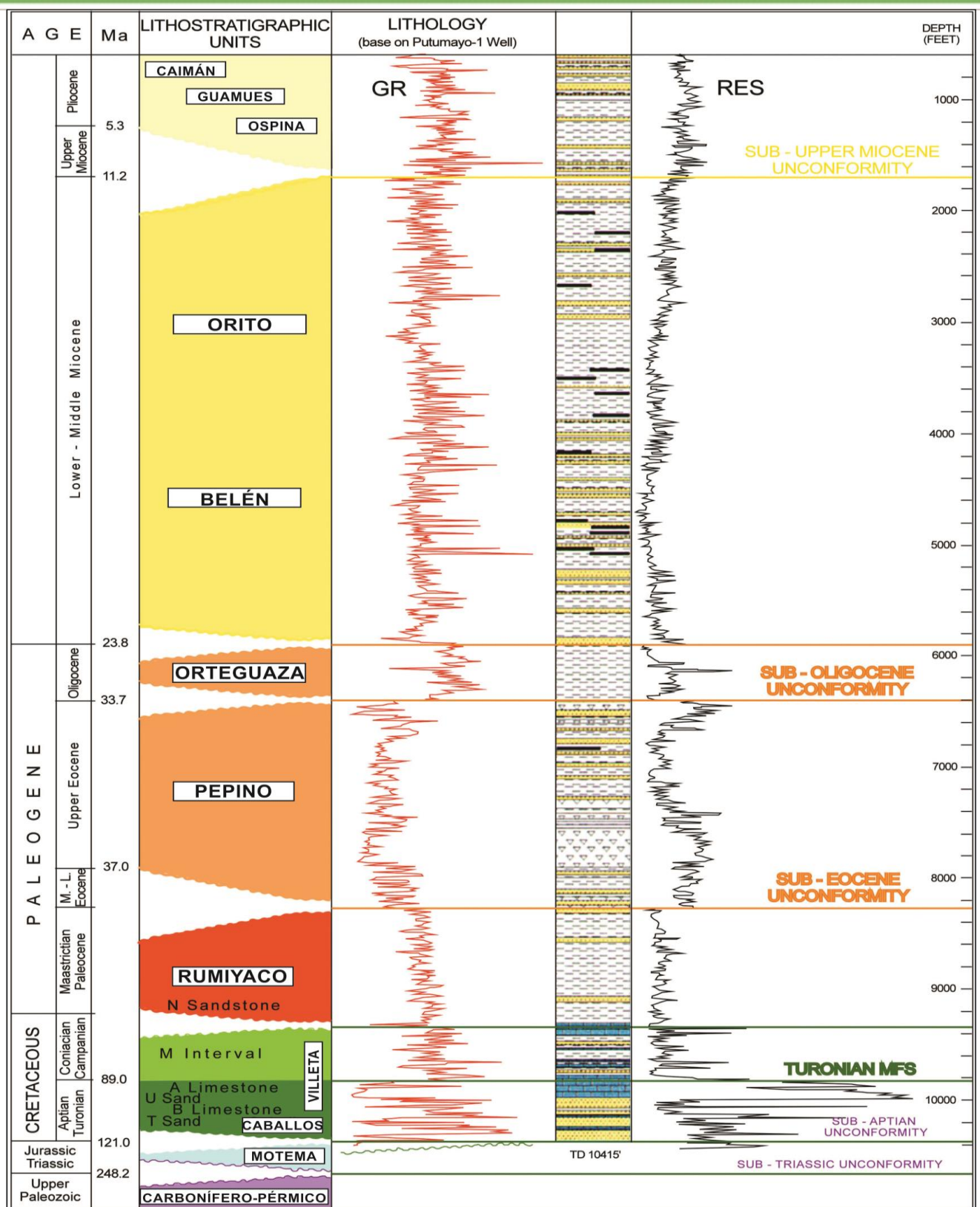


FIGURA 54: Columna Estratigráfica de la Sub-Cuenca de Putumayo (Tomado de Montenegro & Barragán, 2011)

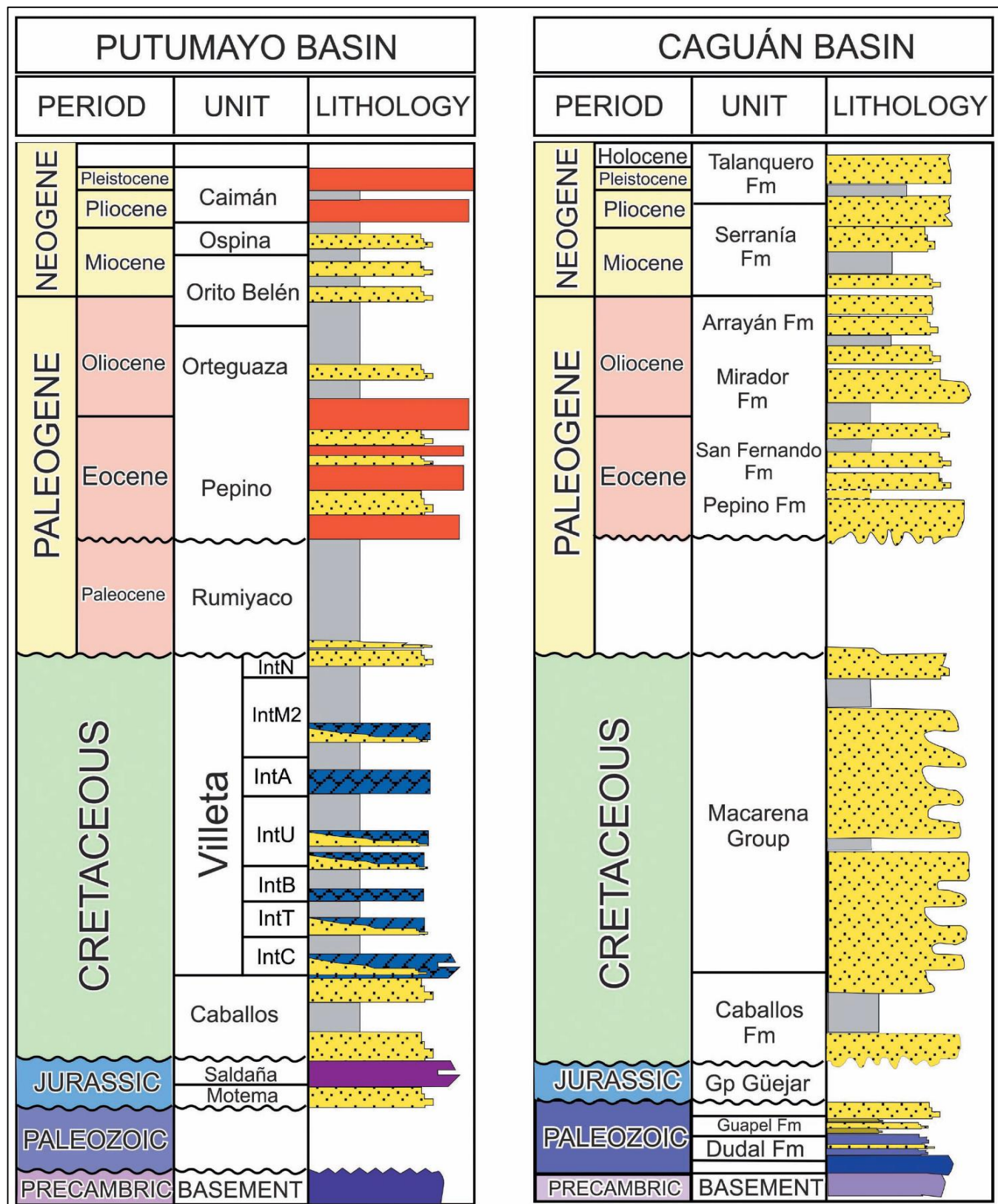


FIGURA 55: Comparación estratigráfica de las Sub-Cuencas de Putumayo y Yari-Caguán (Tomado de Montenegro & Barragán, 2011)

En la **FIGURA 56** se muestra una comparación de algunas complejas nomenclaturas usualmente empleadas para las formaciones presentes en la Cuenca del VSM. Nótese como al finalizar la depositación de la formación Honda se produce una discordancia cerca de los 10Ma, que debe su origen al levantamiento del Macizo de Garzón. Además la Formación Gigante es el resultado de la erosión del macizo, siendo evidencia de la edad de exhumación de dichas rocas. (Van Der Wiel, 1991; Roncancio & Martínez, 2011)

Otra característica de la **FIGURA 56** es la compleja nomenclatura que distintos autores han propuesto para nombrar las mismas Formaciones y Grupos, ya que si se aprecia, es posible evidenciar como las rocas de Guadalupe también se pueden llamar Monserrate, estando subdivididas en el Grupo Olini o simplemente como una gran Formación Monserrate. Esto mismo sucede con Caballos, Villeta y Gualanday ya que varían mucho sus nombres haciendo difícil el uso de las nomenclaturas para esta cuenca. (Roncancio & Martínez, 2011)

Por otro lado, en la **FIGURA 57** es posible visualizar una comparación de nomenclaturas y litologías de las Cuencas y Sub-Cuencas Llanos, VSM, Putumayo y Yarí-Caguán. En dicha imagen se aprecian los cambios laterales de las discordancias, facies y nomenclaturas de los sedimentos depositados en esta zona. Nótese la ausencia de rocas desde el Jurásico Superior hasta el Barremiano, es decir desde Saldaña hasta Caballos; lo cual se debe a que dicha zona era un relieve positivo que se erosionó mientras en otras zonas de Colombia se producía sedimentación. (Ramírez, 2013)

Finalmente, en vista de la compleja cantidad de nomenclaturas que existen para la zona de estudio (ubicada en el límite de las dos cuencas) sumado a la necesidad de simplificar y entender mejor los resultados finales, se decidió mantener la nomenclatura de la Sub-Cuenca de Putumayo ya que incluso en el Pozo Pantera-1 se emplean dichos nombres por parte de los reportes de exploración.

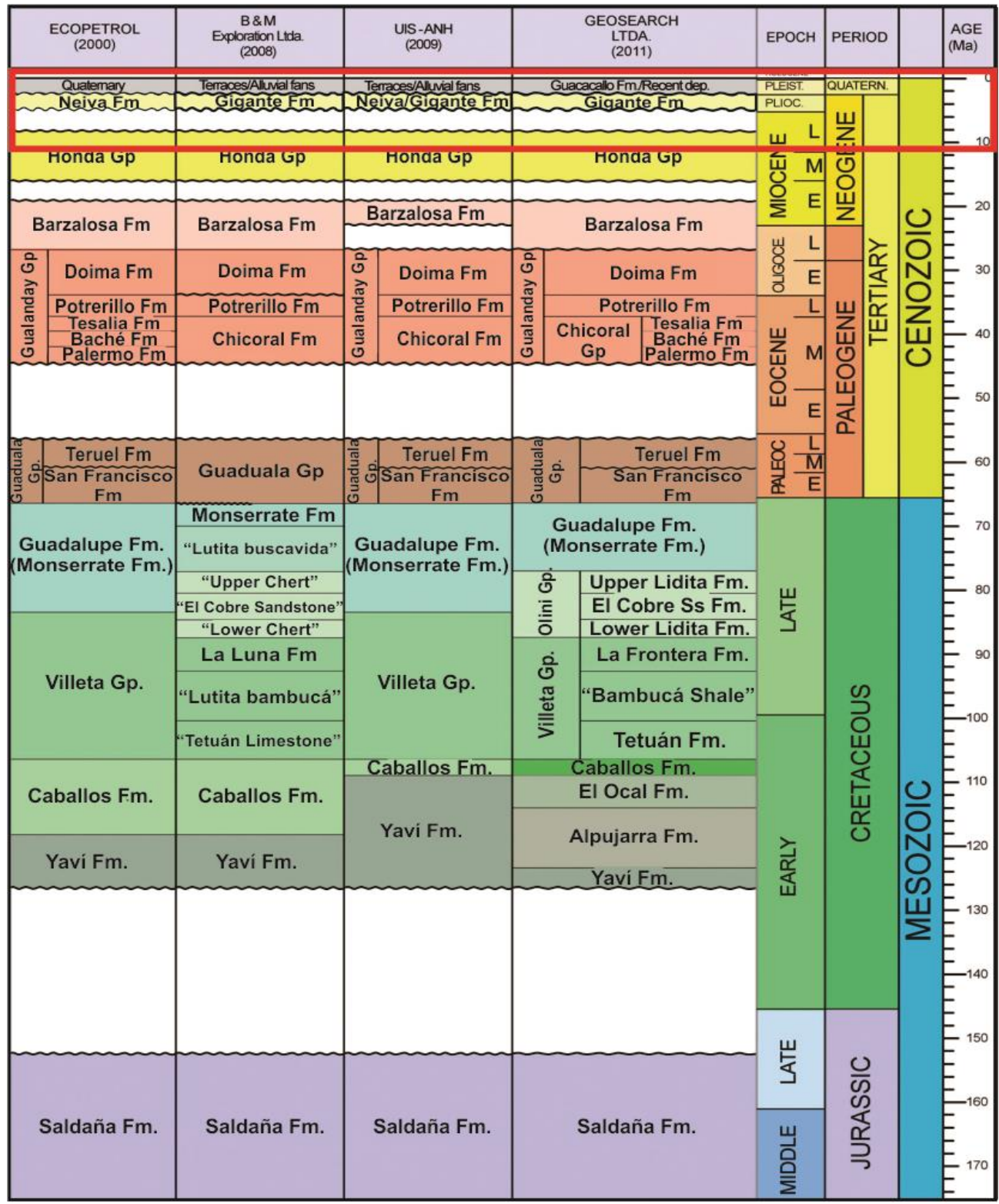


FIGURA 56: Comparación de las nomenclaturas estratigráficas de la cuenca del Valle Superior del Magdalena. (Tomado y modificado de Roncancio & Martínez, 2011)

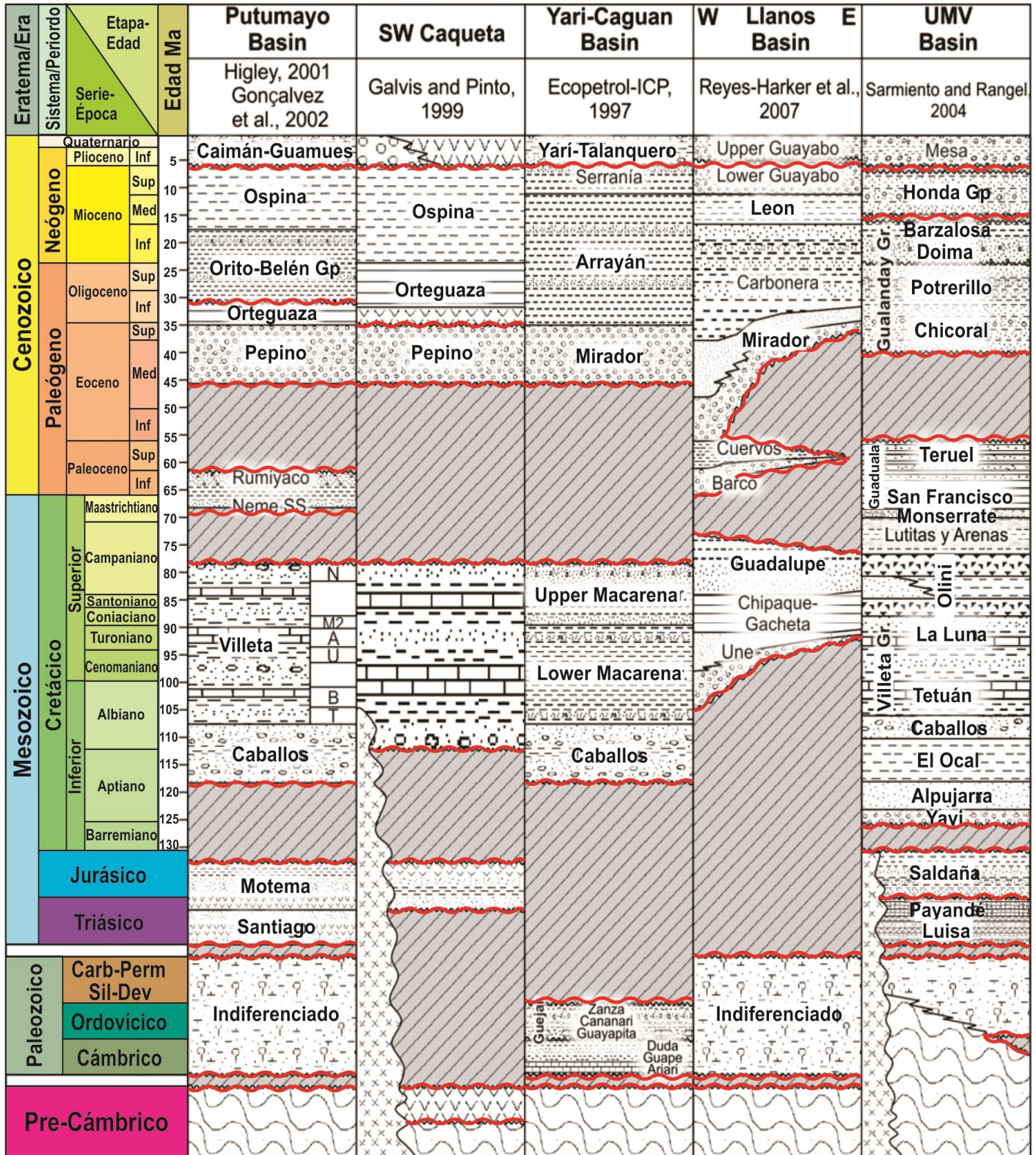


FIGURA 57: Comparación de las nomenclaturas y litologías de las cuencas: Putumayo, SW del Caquetá, Yari-Caguán, Llanos y VSM. (Tomado y modificado de Ramírez, 2013)

6.4 EVOLUCION GEÓLOGICA DEL ÁREA

El complejo Garzón hace parte de la periferia occidental metamorfizada del Cratón Amazónico que posee facies de alto grado de metamorfismo regional de Anfibolita y Granulita. Dichas facies son muy similares a las rocas de edad Neoproterozoica del Macizo de Santander y otros cuerpos metamórficos de Colombia, que fueron desarrollados por la colisión entre Laurentia y Amazonia en lo que se conoce como Orogenia Greenvilliana y que permitió la consolidación del Supercontinente Rodinia. (Cediél *et al*, 2003; Clavijo *et al*, 2008)

El Aulacógeno Bolívar es el nombre propuesto por Cediél *et al*, 2003 y Cediél *et al*, 2011 para referirse al periodo prolongado de Riftogénesis y subsidencia continental que ocurrió en el Noroeste de Suramérica que principalmente afectó la zona central Colombiana y parte de Venezuela desde finales del Paleozoico hasta la parte superior del Cretácico inferior. Dicho Rifting se reanudó durante el Triásico depositando rocas de la formación Payandé, y continuó hasta el Jurásico inferior y medio, mientras que en Jurásico superior durante una etapa de Sin-Rift se depositan secuencias continentales y volcanoclásticas que hoy día son parte de las formaciones Girón, La Quinta y Noreán. (Ver **FIGURA 58**)

Sin embargo, durante al mismo tiempo también se produjo un importante magmatismo metalumínico-calcoalcalino Tipo-I originado por subducción (Monzogranito de Mocoa y Granito de Altamira), que permite pensar en el Triásico-Jurásico como una distribución compleja de cuencas extensionales con influencia localizada de arcos magmáticos que coexistían mutuamente. (Cediél *et al*, 2003)

La profundidad del espesor sedimentario del Rift Payandé (precursor de las cuencas VSM y Putumayo) fue mucho menor que en la parte central de la Cordillera Oriental (Ver **FIGURA 59**), debido a que el mayor adelgazamiento de la corteza y subsecuente depositación sedimentaria, se produjo en lo que hoy día son los departamentos de Boyacá, Cundinamarca y Santander. Por esto, fue posible que durante la inversión tectónica y la acción compresiva del Carnegie Ridge, se diera la rápida erosión de la parte sur de la Cordillera, dejando expuesto el Complejo Garzón. (Sarmiento, 2001; Cediél *et al*, 2003; Cediél *et al*, 2011)

Posteriormente, las Placas de Farallón y Suramérica se reorganizaron, cambiando su dirección y velocidad; dando origen a las resultantes colisiones oblicuas de subducción del Cenozoico, originando las nuevas placas oceánicas del Caribe, Nazca y Cocos. Dicho cambio en la cinemática se puede evidenciar en la **FIGURA 60** donde se muestra una Paleo-ubicación de dos muestras teniendo en cuenta datos de Paleo-magnetismo. (Taboada *et al*, 2000; Mora *et al*, 2013)

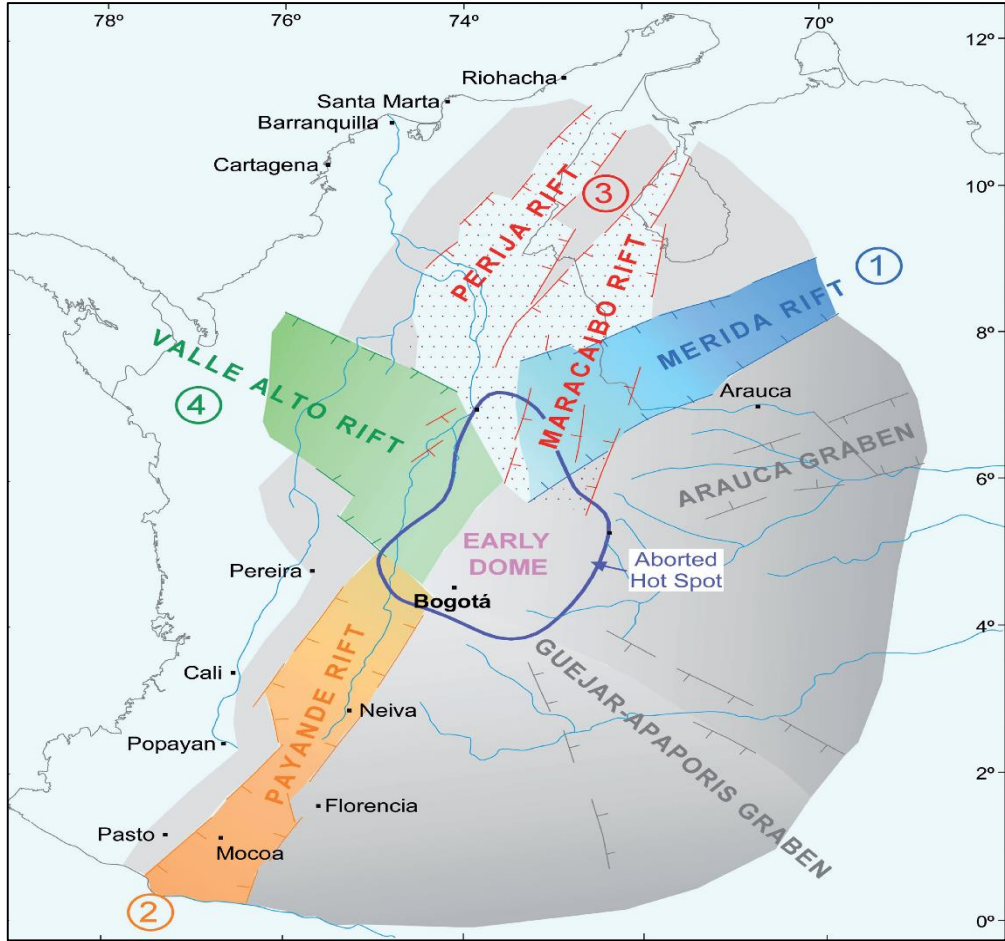


FIGURA 58: Paleo-configuración del Aulacógeno Bolívar a manera de punto triple. Nótese que mayor el adelgazamiento en la zona central y que la zona de estudio hacia parte del llamado Rift Payandé. (Tomado de Cediel *et al*, 2011)

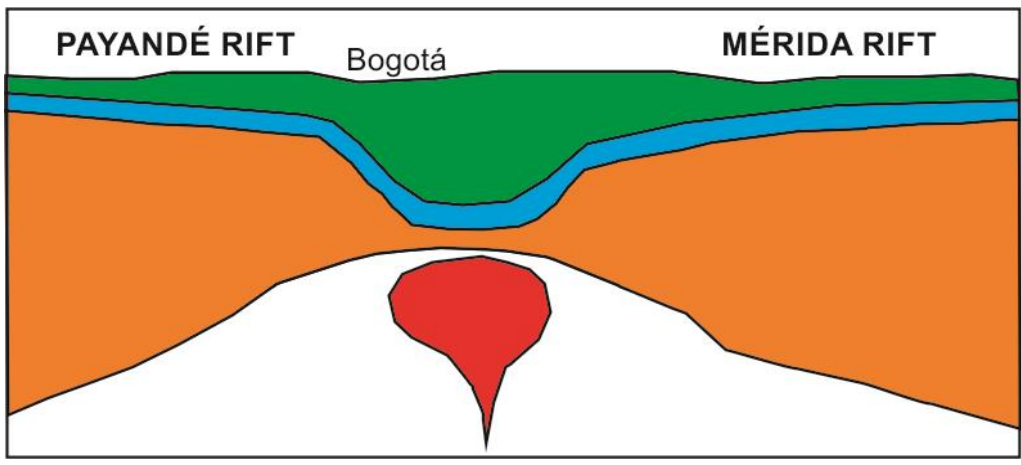


FIGURA 59: Sección SW-NE simplificada y esquemática del Aulacógeno Bolívar donde se muestran los diferentes espesores de las rocas Jurásicas y Cretácicas por la diferencia en adelgazamiento de la corteza en comparación al Rift Payandé que no fue tan espeso como la zona de Bogotá. (Modificado de Cediel *et al*, 2011)

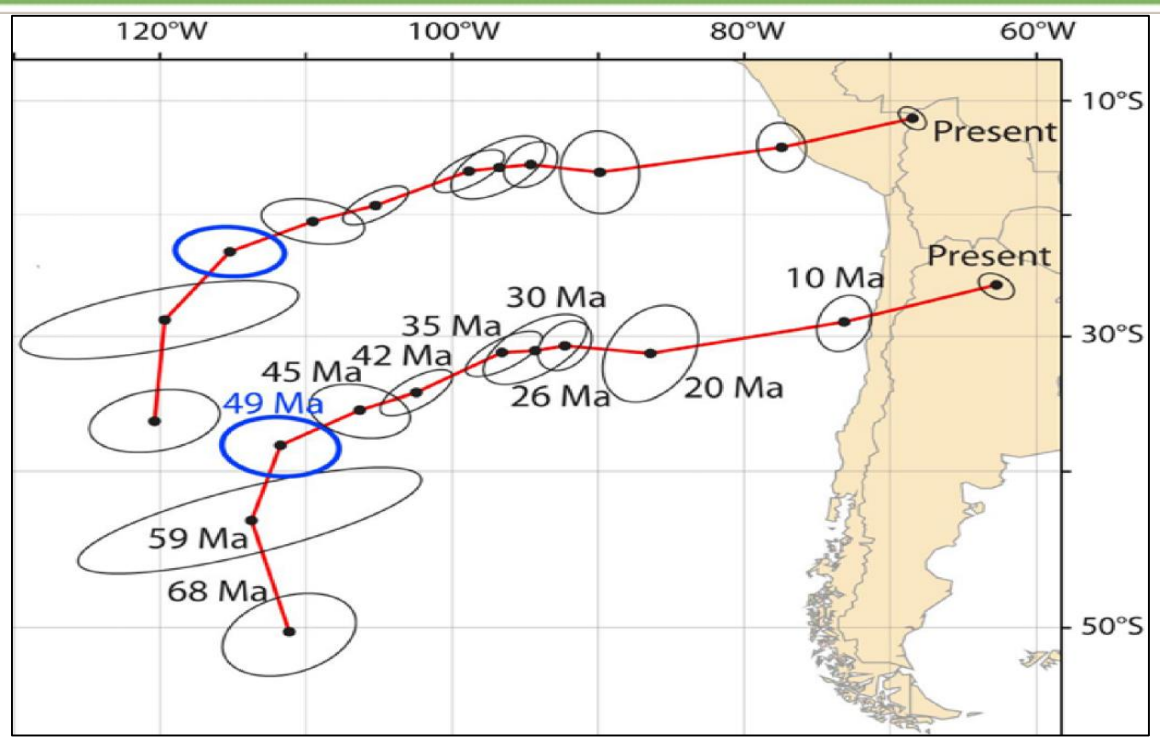


FIGURA 60: Datos de paleomagnetismo que muestran el cambio de cinemática de la Placa de Nazca lo que dio inicio a la inversión tectónica de la Cordillera Oriental. (Tomado de Mora *et al*, 2013)

Finalmente a causa del cambio de cinemática de la placa de Nazca, la subducción vuelve a ser dominante, comprimiendo poco a poco hasta finalmente causar el levantamiento súbito de la Cordillera Oriental, separando de esta manera las cuencas del Valle Superior del Magdalena y Caguán-Putumayo en lo que se conoce como Orogenia Andina, la cual continúa hasta el presente. (Cediel *et al*, 2011)

En la **FIGURA 61** se observan los diferentes procesos Geológicos que sufrió la zona de estudio, iniciando por la Orogenia Grenvilliana (1), seguida de una etapa de subducción que continuaría hasta la formación de Pangea, la cual durante el Triásico-Jurásico se separa en un evento anorogénico Sin-Rift dominado por subsidencia mecánica (2). Seguido a esto se produce la etapa de Post-Rift dominada por subsidencia termal que se caracteriza por la transgresión del mar epicontinental que deposita el Gp. Villeta (3), el cual; luego de llegar a su máxima extensión comienza a regresarse de forma continua hasta que, se produce la inversión tectónica completa y se produce la exhumación de estas rocas, junto con la erosión de los sedimentos que suprayacían al Macizo dando origen a la configuración actual del área en el evento conocido como Orogenia Andina (4). (Cediel *et al*, 2003; Clavijo *et al*, 2008; Cediel *et al*, 2011; Mora *et al*, 2013)

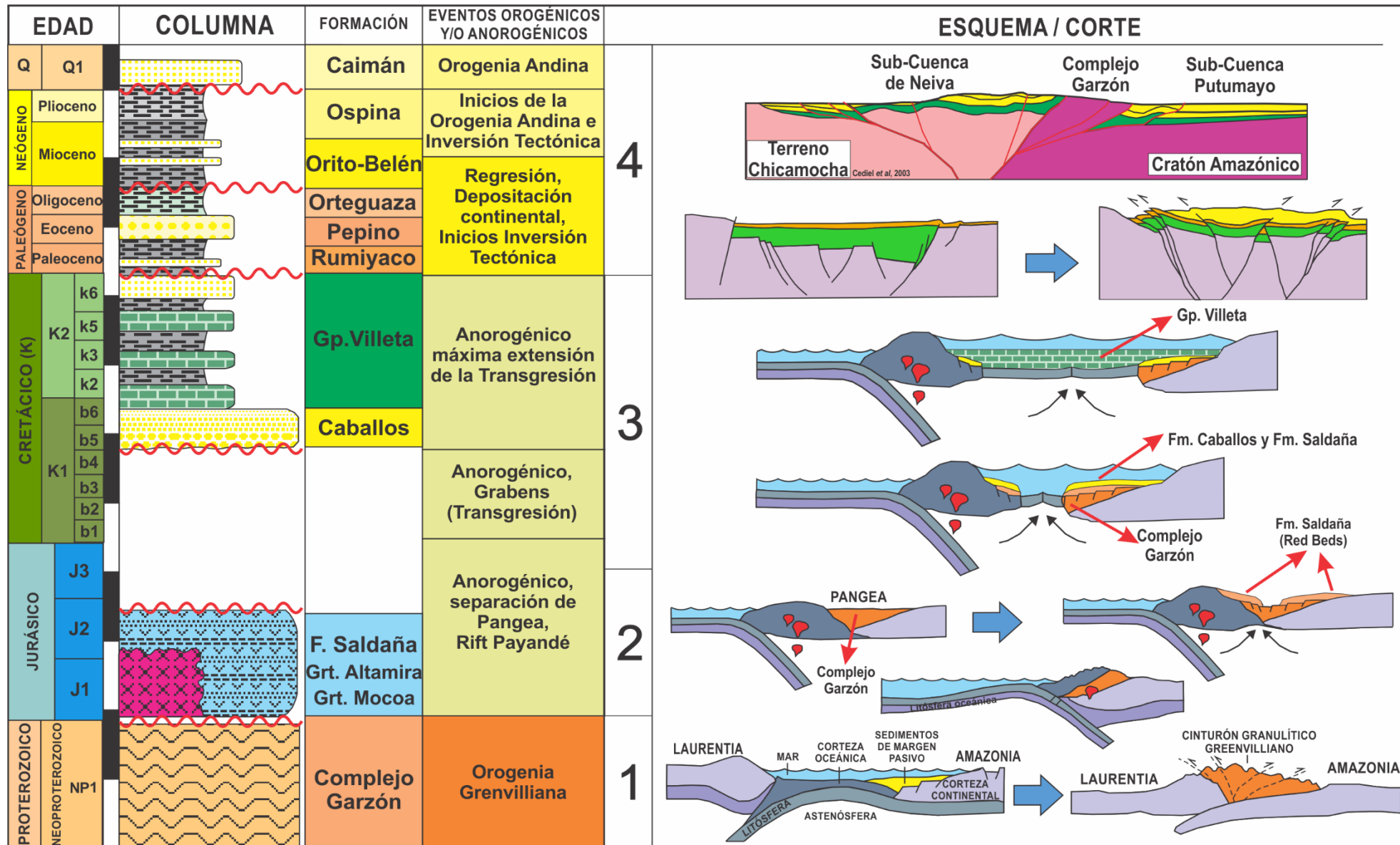


FIGURA 61: Columna generalizada, Eventos Tectónicos y Evolución Geológica del Corte A-A'.

- Kroonenberg & Diederix, (1982) describieron cada una de las unidades Litoestratigráficas del valle medio del Magdalena, además dieron unos indicios de la geología estructural de la zona y su evolución histórica.
- Mojica & Macía, (1982) Plantearon una descripción estratigráfica de las formaciones del VSM en la zona norte de la sub-cuenca de Neiva, a su vez propusieron la idea de cómo fue la paleogeografía y que unidades pudieron ser generadoras o reservorios.
- Schamel, (1989) realizó una correlación de la estratigrafía de las cuencas del VSM y del VMM, con su respectivo modelo estructural. Y afirmó dentro del sistema petrolífero del VSM a las formaciones Guadalupe y Caballos como principales reservorios.
- Mojica & Franco, (1990) analizaron y describieron el modelo estructural y evolución geológica del VSM y del VMM, que han sufrido diversas etapas deformativas distensivas (Mesozoico) y compresivas (Cenozoico), Por esto el VSM se caracteriza por un estilo estructural compresivo de cabalgamientos y plegamientos, donde se generan trampas estructurales.
- Buitrago, (1994) Propuso algunos sistemas petrolíferos para la sub-cuenca de Neiva entre los cuales podemos resaltar Villeta-Caballos(!) y Villeta-Monserrate(!). Donde abarca más de 5120 Km² y 18 campos con reservas recuperables de 527 millones de barriles de petróleo y 5.7 billones de metros cúbicos de gas.
- Vergara, (1997) Analizó resultados geoquímicos de los shale negros de la formación Villeta en la cuenca del VSM, donde se evidenció grandes cantidades de sedimentación de materia orgánica predominantemente marina en las edades (Albiano Superior – Turoniano Superior) con altos promedios de TOC y HI, lo que muestra mayor potencial generador.
- Mann & Stein, (1997) plantearon un análisis para la cuenca del VSM de las variaciones de facies orgánicas para los shale negros de la formación Villeta, su potencial generador y cambios en el nivel del mar que influenciaron en el tipo de materia orgánica que se depositó.

- Noyau & Osorio, (2000) propusieron mediante un estudio de análisis de biomarcadores y modelamiento 1D la evidencia de 2 pulsos de generación para la zona sur de la cuenca del VSM.
- Rodríguez *et al*, (2003) con base en información geológica y geoquímica presentaron un modelo de evolución estructural para el flanco oriental del VSM, mediante secciones 2D construidas y balanceadas, con el análisis de los sistemas petrolíferos mediante estudios geoquímico de pozos del área.
- Reyes & Mora, (2008) Presentaron un estudio integrado de caracterización geoquímica de la formación La Luna del grupo Villeta, identificación de cocinas, posibles rutas de migración y elaboraron un balance de masas para calcular el volumen de hidrocarburos por descubrir en la cuenca.

6.5.2 CUENCA CAGUÁN-PUTUMAYO

La historia de exploración de esta cuenca para el área de Putumayo se remonta a la década de 1930 donde compañías Anglo Saxon Petroleum Company, Texas Petroleum Company realizaron campañas de perforación pero los resultados mostraron muestras pobres de hidrocarburos. (Montenegro & Barragán, 2011)

En 1963 Texaco perforó Orito-1, el primer pozo productor, esto fue en una estructura anticlinal donde descubrió el campo llamado con el mismo nombre del pozo, con producción inicial diaria de 1411 barriles de 37° API. (Montenegro & Barragán, 2011)

Desde el descubrimiento del campo Orito Texaco realizó intensas exploraciones en la zona con la perforación de 62 pozos hasta el año 1972, algunos de los cuales llevaron al también descubrimiento de campos menores como: Loro, Sucumbios, Churuyaco, Sudio, Caribe, Caiman, San Miguel, Temblon y Hormiga. (Montenegro & Barragán, 2011)

La compañía Cayman Corporation inicia campañas de exploración en 1973, dentro de las cuales realiza la perforación de 13 pozos donde encuentra producción comercial, descubriendo los campos Nancy, Bourdine and Maxine en trampas de tipo estratigráficas. (Montenegro & Barragán, 2011)

Para la zona de Yarí-Caguán la exploración comienza para la década de 1940, con la empresa Shell Petroleum Company of Colombia junto con compañías como Ecopetrol, Texaco, Petrocol y Occidental que perforaron alrededor de 30 pozos, de los cuales solo Payara-1, Piraña-1, Uribe-1 y Losada-1 mostraron muestras de Hidrocarburos, que no alcanzaban a ser comerciales. (Montenegro & Barragán, 2011)

El último reporte exitoso en la cuenca fue el pozo Capella-1 perforado por la compañía Emerald Company en 2008, en el cual se encontró hidrocarburo con densidad de 10.5° API y unas reservas estimadas de 2 millones de barriles de petróleo. (Montenegro & Barragán, 2011)

- Cáceres & Teatin, (1985) presentaron un reporte del área donde describieron aspectos estratigráficos y estructurales, trampas y reservorios para programas exploratorios de Ecopetrol.
- Urueta & Dutoit, (1997) Realizaron un estudio de prospección de hidrocarburos en el piedemonte de la cuenca Putumayo.
- Mora *et al*, (1998) definieron formalmente la nomenclatura estratigráfica para el sector norte de la cuenca Putumayo.
- Handford & Kairuz, (2000) Estudiaron secuencias y entrampamientos estratigráficos de la formación Villeta en la cuenca.
- Kairuz *et al*, (2000) Analizaron los sistemas petrolíferos de la cuenca, de los cuales se conocen cerca de 29 campos productores, con reservas totales in situ de 1420 Millones de barriles de petróleo, aunque solo recuperables alrededor de 410.
- Gonçalves *et al*, (2002) Mediante el análisis de la geoquímica orgánica y modelamiento del piedemonte de la cuenca, se estudió los procesos de generación y migración de hidrocarburos con el objetivo de buscar zonas potenciales para campos.

- Núñez *et al*, (2003) Hacen un reconocimiento geológico regional de las planchas 411 La Cruz, 412 San Juan de Villalobos, 430 Mocoa, 431 Piamonte, 448 Monopamba, 449 Orito y 465 Churuyaco. En los Departamentos de Caquetá, Cauca, Huila, Nariño y Putumayo.
- Aguilera, (2006) Modeló geoquímicamente 1D y 3D la generación y migración de los hidrocarburos de la cuenca Putumayo, lo cual mostró una generación y entrapamiento reciente alrededor de 5 Ma.
- Pinilla & Kairuz, (2006) Presentaron un análisis geoquímico de la formación Villeta, y modelaron 7 pozos para evaluar la madurez termal a la que fue sometida dicha formación; con lo cual se determinó familias de hidrocarburos existentes en la cuenca.
- Rossello *et al*, (2008) Realizaron un análisis multidisciplinario para caracterizar los principales niveles generadores, sus sistemas petrolíferos, y potencial exploratorio de la cuenca Putumayo.

6.6 SISTEMAS PETROLÍFEROS

6.6.1 SUB-CUENCA DE NEIVA

Rocas Generadora:

La principal roca generadora de hidrocarburos en la cuenca corresponde a la secuencia del cretácico superior, que incluye calizas y shale del grupo Villeta (Albiano-Coniaciano). Además hacia la parte norte de la Sub-Cuenca, los shale de la formación Caballos (Albiano) sirven como roca generadora secundaria. (Mojica, 2009)

El grupo Villeta presenta valores de hasta 13% de TOC, aunque principalmente se encuentran valores superiores a 4%, datos de HI mayores a 300 mgHC/gTOC, más del 50% de AOM (materia orgánica amorfa) y Kerógeno tipo II, clasificándolo como buena a muy buena roca generadora. Por el contrario la secuencia de shales de la formación Caballos presenta valores de 2 a 5% de TOC, datos de HI menores a 300mgHC/gTOC, mayor contenido de vitrinita e inertinita, lo cual deja regular contenido de AOM, lo que correspondería a un tipo de Kerógeno III. (Roncancio & Martínez, 2011)

Rocas Reservorio:

Las principales rocas almacenadoras identificadas en la cuenca corresponden a las areniscas de la formación Caballos (Albiano) y areniscas de la formación Guadalupe-Monserrate (Campaniano - Masstrichtiano), con algunos reservorios secundarios en las formaciones Gualanday y Honda. (Roncancio & Martínez, 2011)

Las rocas almacén de Caballos presentan porosidades entre 10% y 18% con permeabilidades menores a 500 milidarcys. Para la formación Guadalupe se encuentran valores de porosidad alrededor de 18% y permeabilidades cercanas a 100 milidarcys. (Roncancio & Martínez, 2011)

Roca Sello:

Los shales y calizas pelágicas de la formación Villeta son un sello importante para las acumulaciones en las areniscas de la formación Caballos, a su vez los shales de la formación Guadalupe (Maastrichtiano – Paleoceno inferior) sellan las acumulaciones de hidrocarburos en las areniscas de la formación Guadalupe. (Roncancio & Martínez, 2011)

Trampas:

En la cuenca debido a su evolución geológica, la mayoría de trampas son estructurales o presentan un componente estructural, como los anticlinales del margen oeste de la Sub-Cuenca de Neiva, relacionados a fallas inversas formadas durante el levantamiento de la cordillera oriental como es el caso del campo san francisco. (Roncancio & Martínez, 2011)

Otras trampas presentes en la cuenca como los pliegues anticlinales relacionados a cabalgamientos y retrocabalgamientos, trampas estructurales relacionados a la inversión de fallas con vergencia oeste y zonas de dúplex, como son los casos de los campos Ortega, Guando y La Hocha, respectivamente. También la Discordancia del mioceno medio dejó trampas estructurales-estratigráficas como anticlinales truncados, lo que se presenta en los campos Dina, Palogrande y Tenay. (Roncancio & Martínez, 2011)

Generación y Expulsión:

La simulación de los procesos de generación y acumulación de hidrocarburos en la cuenca del Valle Superior del Magdalena en un depocentro al norte de la Cuenca, mostró generación desde el cretácico, y mayor expulsión hacia el mioceno tardío, esto fue modelado con flujo de calor actual de 55 mW/m² y 64 mW/m² para el Albiano, y lo que reflejo valores de vitrinita entre 0.85% a 1.2% tal y como se muestra en la **FIGURA 63**. (Roncancio & Martínez, 2011)

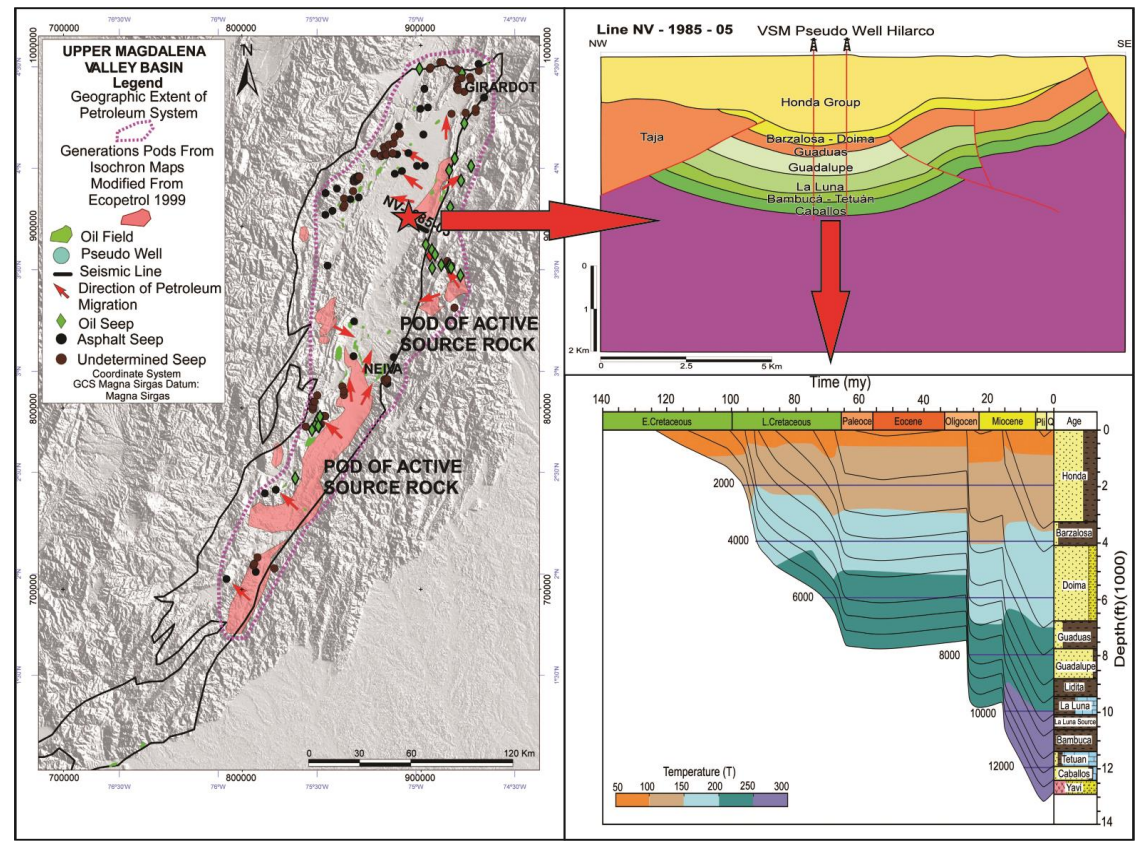


FIGURA 63: Modelamiento de un pseudo pozo en el depocentro de la cuenca del VSM. (Tomado de Roncancio & Martínez, 2011)

Los sistemas petrolíferos propuestos para la Sub-Cuenca de Neiva son el de Villeta-Caballos (!) y Villeta-Monserrate (!) como se observa en la **FIGURA 64**, presentaron importantes acumulaciones evidenciadas en los más de 2.000 Millones de barriles in situ, donde 443 Millones son recuperables, y tan solo 267 Millones han sido producidos. (Sarmiento & Rangel, 2004)

Como se aprecia en la **FIGURA 65** los principales campos petrolíferos de la Sub-Cuenca de Neiva son San Francisco, Dina cretácico y Tello, en los cuales sumados encontramos más del 50% de las reservas recuperables, Los hidrocarburos presentan densidades desde 19° API hasta 36° API lo que se considera crudos medianos a pesados. (Sarmiento & Rangel, 2004)

Petroleum System	Main Source Rock	Oil Family	Main Reservoir Rock	Seal	Trap
Villeta - Caballos Neiva Sub-basin	Lower Villeta	Oil Family I	Caballos	Villeta Fm.	Estructural
Subtotal					
Villeta - Monserrate Neiva Sub-basin	Lower Villeta	Oil Family II	Monserrate	Guaduala Fm.	Estructural

FIGURA 64: Cuadro con los sistemas petrolíferos de la Sub-Cuenca de Neiva. (Tomado de Sarmiento & Rangel, 2004)

Oil Field	Reservoir Rock	Oil in situ (MMbbl)	Reserves (MMbbl)	Oil Produced (MMbbl)	° API Gravity
Balcón - Colombia	Caballos	44	8,8	0,9	33,7
Hatonuevo - Loma Larga	Caballos	6,8	3	1,9	36,4
Tenay	Caballos	20	5,1	5,3	
San Francisco	Caballos	675	135	65,7	26,6
Andalucía	Honda	80	11,4	8,3	33
		825,8	163,3	82,1	
Dina Terciario	Honda	182,5	36	33,1	20,3
Dina Cretacico	Monserrate	125	48,5	40,8	21,3
Cebú	Monserrate	126	25	7,4	
Píjao	Monserrate	18	5	4,9	
Tello	Monserrate	230	46	51,5	
Palogrande	Monserrate	214	42,9	30,2	
Brisas	Monserrate	28,2	7	6,1	
Gigante	Monserrate	175	35		23,5
Los Mangos - Yaguara	Caballos	100	17,5	6,2	21
La Cañada	Monserrate	12,2	2,4	1,3	21
La Jagua	Honda	2	0,4	0,4	21,2
Santa Clara	Caballos	11,8	4,6	3,1	19,1
Santa Clara Sur	Caballos	5	1	0	
Río Ceibas	Honda	42,5	8,5	0,1	
		1272,7	279,8	185,1	
		2098,5	443,1	267,2	

FIGURA 65: Cuadro con los Campos petrolíferos de la Sub-Cuenca de Neiva y densidades de los crudos. (Tomado de Sarmiento & Rangel, 2004)

6.6.2 SUB-CUENCA DE PUTUMAYO

Rocas Generadoras:

Las calizas y shales de la formación Villeta (Albiano medio – Campaniano superior) son las principales rocas generadoras de esta cuenca, debido a sus altos valores de %TOC (4-12), valores de HI que varían entre 300 y 450 teniendo un Kerógeno tipo II. Por otro lado, las capas de shales grises de la formación Caballos (Aptiano superior – Albiano medio) presentan valores de 2% de TOC, lo cual la ubica en el rango de buena roca madre, pero dicho contenido decrece en dirección Oeste-Este. Además la evaluación de la materia orgánica identificó Kerógeno tipo II a Kerógeno tipo III, teniendo valores de HI que varían entre 100 y 450 mgHC/gTOC. (Montenegro & Barragán, 2011)

Rocas Reservorios:

Las areniscas de las formaciones Caballos son los principales reservorios, con almacenamiento secundario en las formaciones Rumiyaco y Pepino. Para la formación Caballos se encontraron valores de porosidad de 12% con permeabilidad de 150 milidarcys, lo cual clasifica a estas rocas como un buen reservorio. (Montenegro & Barragán, 2011)

Rocas Sello:

Calizas y shales de la formación Villeta, Shales de las formaciones Rumiyaco y Pepino funcionan muy bien como sellos, aunque la formación Orteguzza es el llamado sello regional. (Montenegro & Barragán, 2011)

Trampas:

Las principales trampas están compuestas por anticlinales asimétricos frecuentemente limitados por fallas transcurrentes, y pliegues asociados a fallas de alto ángulo como se aprecia en los campos Orito, Caribe, San Miguel y Burdine. Además trampas de tipo estratigráficas localizadas al este que consisten en acuñamientos de las areniscas de la base (Villeta), formando sellos laterales como en el campo Alea. (Montenegro & Barragán, 2011)

Generación y Expulsión:

Los procesos de generación iniciaron desde finales del Cretácico pero se dio la mayor maduración principalmente desde el Paleoceno medio hasta el presente, con un punto crítico localizado en el mioceno superior, el pseudo pozo fue modelado hacia la parte oeste de la Sub-Cuenca con valores de flujo de calor actual de 36 mW/m² y para el Aptiano un paleoflujo de 45 mW/m² tal y como se muestra en la **FIGURA 66**. (Montenegro & Barragán, 2011)

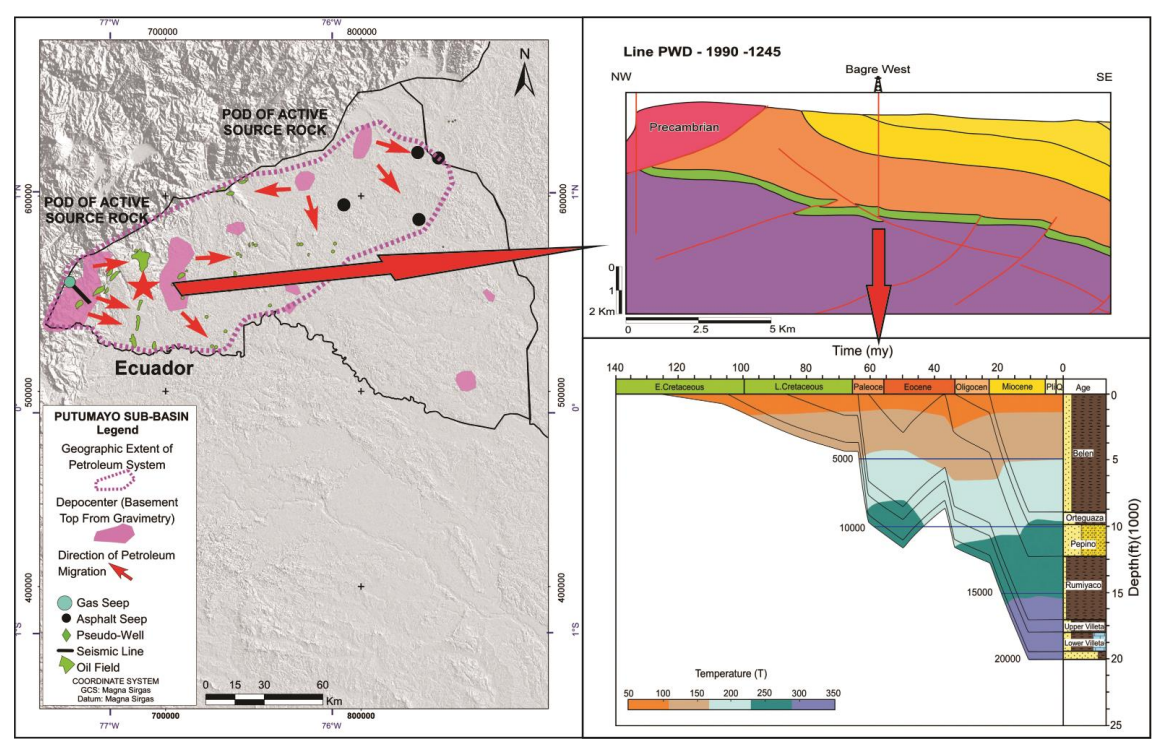


FIGURA 66: Modelamiento de un pseudo pozo en el depocentro de la subcuenca de Putumayo (Tomado de Montenegro & Barragán, 2011)

Los sistemas Petrolíferos propuestos para la Sub-Cuenca de Putumayo son Villeta-Caballos (.) y Villeta-Pepino (?) entre los cuales se han identificado alrededor de 1.112 Millones de barriles in situ. Además se encuentran crudos con densidades desde 10°API hasta densidades de 40°API divididos en dos familias, una en la cual la roca generadora es margosa, mientras la otra es carbonática. (Kairuz *et al*, 2000)

7. METODOLOGÍA

A continuación se explican las 4 fases que describen la metodología y/o procedimientos que conllevaron a la realización de esta tesis.

- **Fase I:** Investigación y Recopilación de Información
- **Fase II:** Modelamiento en Software
- **Fase III:** Análisis e interpretación de Resultados
- **Fase IV:** Creación del Informe Final

Sin embargo este no fue un proyecto de desarrollo lineal, sino un proceso de continua retroalimentación, ya que a medida que se obtenían nuevos resultados, análisis, datos y correcciones se iniciaba nuevamente con el proceso de investigación y nuevos modelos que volvían a ser analizados varias veces. Dicho proceso se repitió hasta quedar conformes y de esta manera poder hacer la creación del informe final, tal y como se aprecia en la **FIGURA 67**.

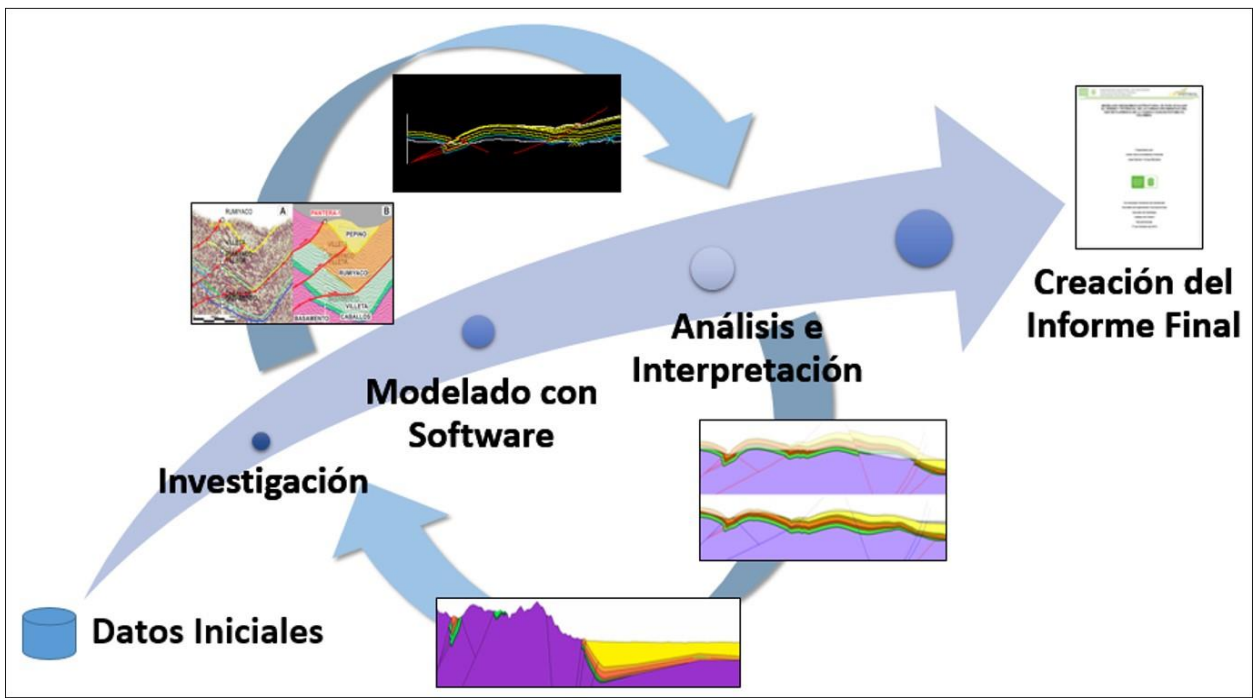


FIGURA 67: Flujo de trabajo empleado en el desarrollo de la tesis. Nótese que se produjo una continua retroalimentación antes de poder redactar el informe final.

7.1 FASE I: INVESTIGACIÓN Y RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

En esta primera fase, a los integrantes del grupo se les asignó un área de trabajo que abarca la parte sur de la cuenca del Valle Superior del Magdalena, el Macizo de Garzón y la zona sur de la cuenca Yarí-Caguán. Para las cuales se procedió a realizar una recopilación de literatura pública que fue complementada con datos suministrados por el ICP-Ecopetrol.

7.2 FASE II: MODELAMIENTO EN SOFTWARE

7.2.1 GENERACIÓN DEL MAPA DE ESTUDIO

Como primer paso dentro de la presente investigación, se procedió a buscar información cartográfica de dominio público para la zona de estudio; con el fin tener un referente inicial de la información que se tenía. En la **FIGURA 68** se observar el mapa Geológico de Colombia a escala 1:2'800.000 y los límites de las planchas 1:100.000, en donde se puede apreciar la ausencia de las planchas 413 y 432 para la zona del piedemonte junto con las 450, 451, 452 y 433 para la zona del Foreland.

Para poder crear un mapa más completo se unificaron las planchas del INGEOMINAS junto con un mapa Geológico de la Cuenca Caguán-Putumayo de la ANH y una Cartografía de uso interno de Ecopetrol, tal y como se puede apreciar en la **FIGURA 69** y **FIGURA 70**.

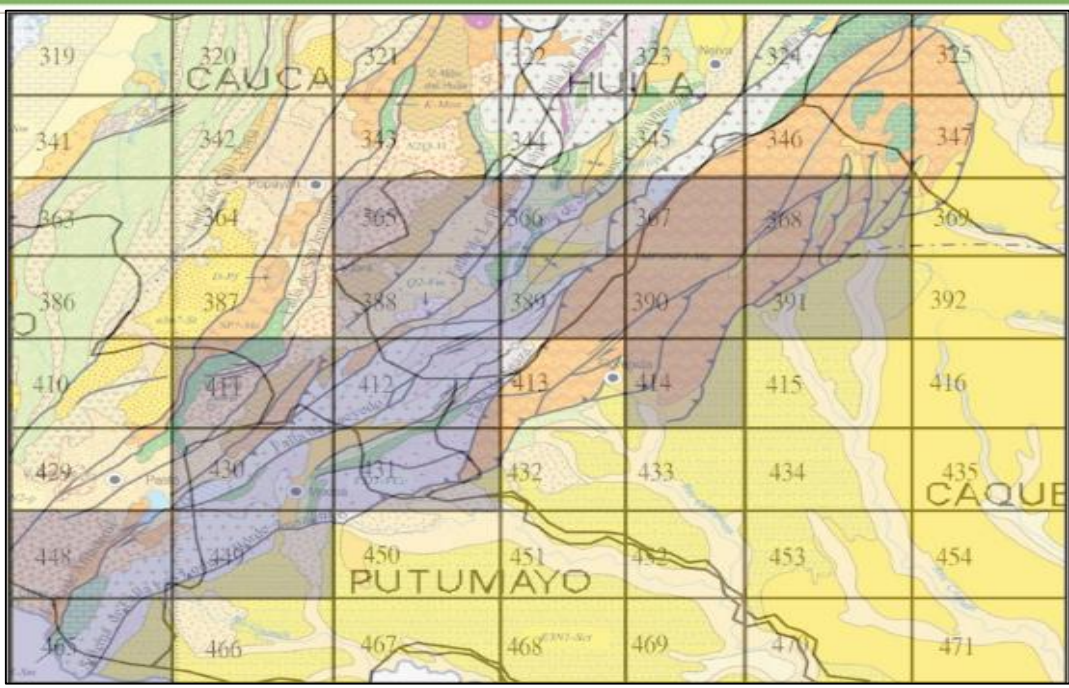


FIGURA 68: En la imagen se observan superpuestos el Mapa Geológico de Colombia y los límites de las planchas del INGEOMINAS escala 1:100000. Nótese que en el área de estudio no se tenía cubrimiento de gran parte del piedemonte y de la zona plana en Putumayo y Caquetá.

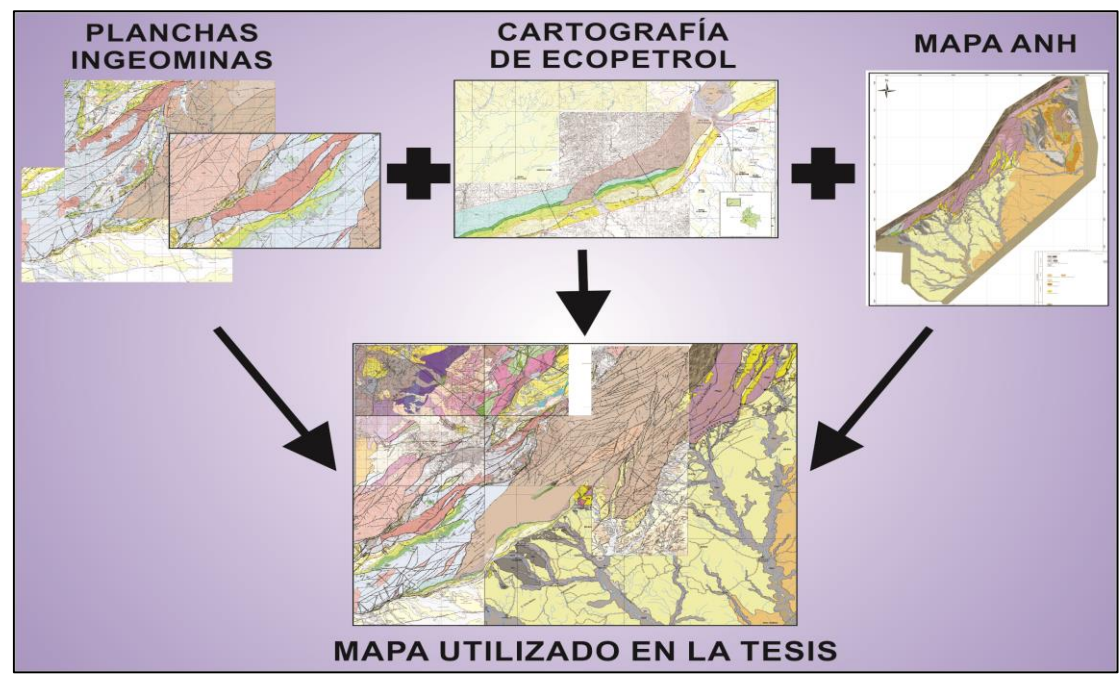


FIGURA 69: Esquema que representa los tipos de datos que fueron utilizados para la generación del mapa compuesto que se utilizó en la tesis para realizar el trazo del corte estructural que posteriormente se retrodeformó.

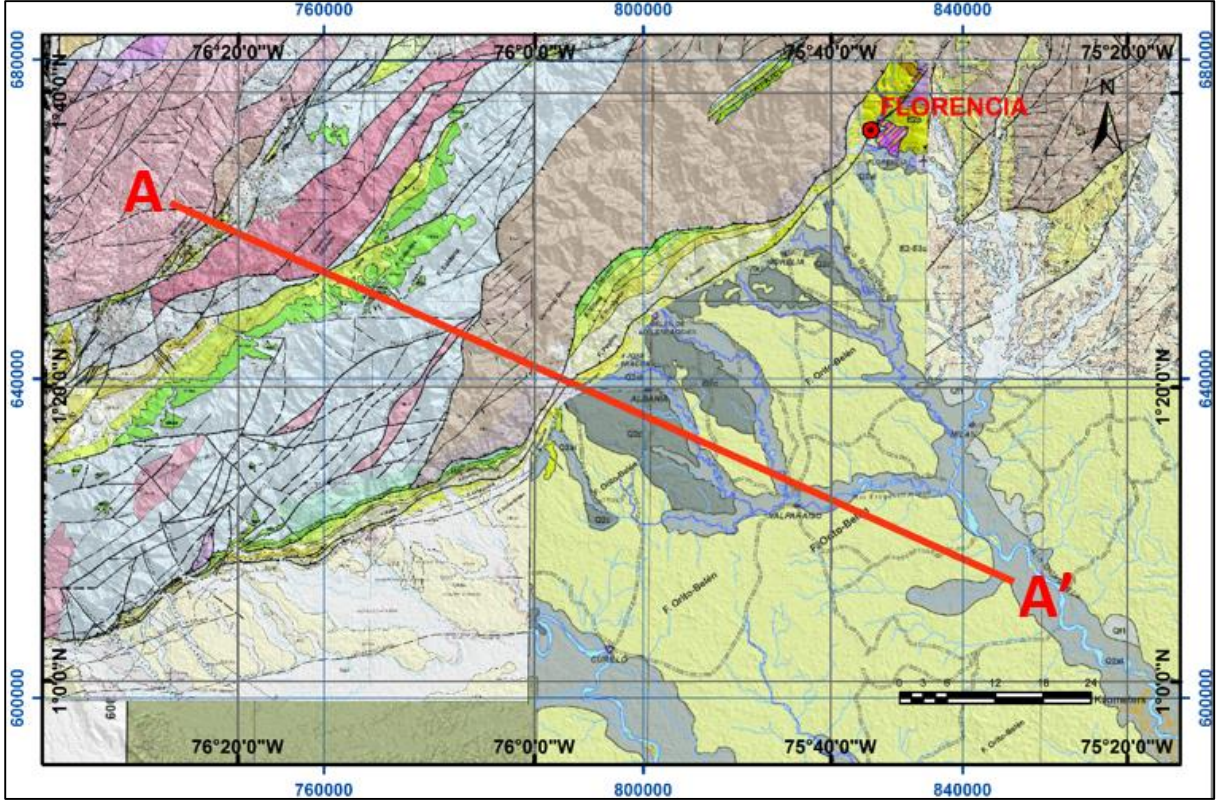


FIGURA 70: Mapa compuesto de la zona de estudio, que sirvió para realizar el trazo del corte estructural. Nótese la presencia de rocas ígneas y sedimentarias en el VSM, en la parte central el Complejo Garzón, el piedemonte de rocas Cretácicas y Cenozoicas con gran abundancia Cenozoica en la zona plana del Putumayo.

En la **FIGURA 71** se puede apreciar una visualización 3D del mapa geológico compuesto que se generó superpuesto a un Modelo Digital de Elevación del Terreno. Nótese también el trazo de la sección estructural que se empleó para la Retrodeformación, la cual va desde el Valle Superior del Magdalena, el Macizo de Garzón en la Cordillera Oriental, pasando por Putumayo hasta la Sub-cuenca Yarí-Caguán. En esta imagen también es posible apreciar como la Serranía de la Macarena está más al Norte, mientras que hacia la parte izquierda se puede ver el nacimiento de las tres cordilleras en el Nudo de los Pastos

El mapa geológico compuesto que se generó permite visualizar una gran parte del Sur Oeste del Territorio Colombiano, facilitando el reconocimiento de unidades Litoestratigráficas de zonas sobre las cuales se desee trazar una sección estructural. Dicha sección pasa por los Departamentos del Cauca y Caquetá tal y como puede verse en la **FIGURA 72**.

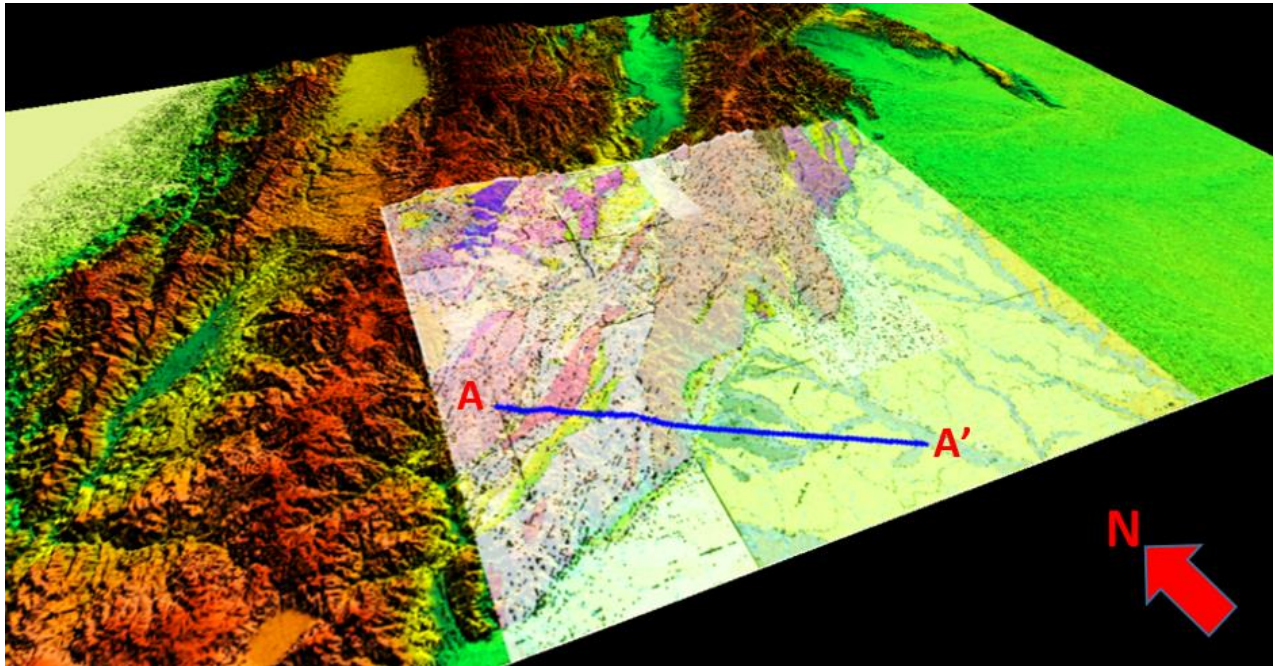


FIGURA 71: Visualización 3D de un Modelo digital de Elevación sobre el cual se sobrepuso el mapa compuesto y el corte estructural generados.

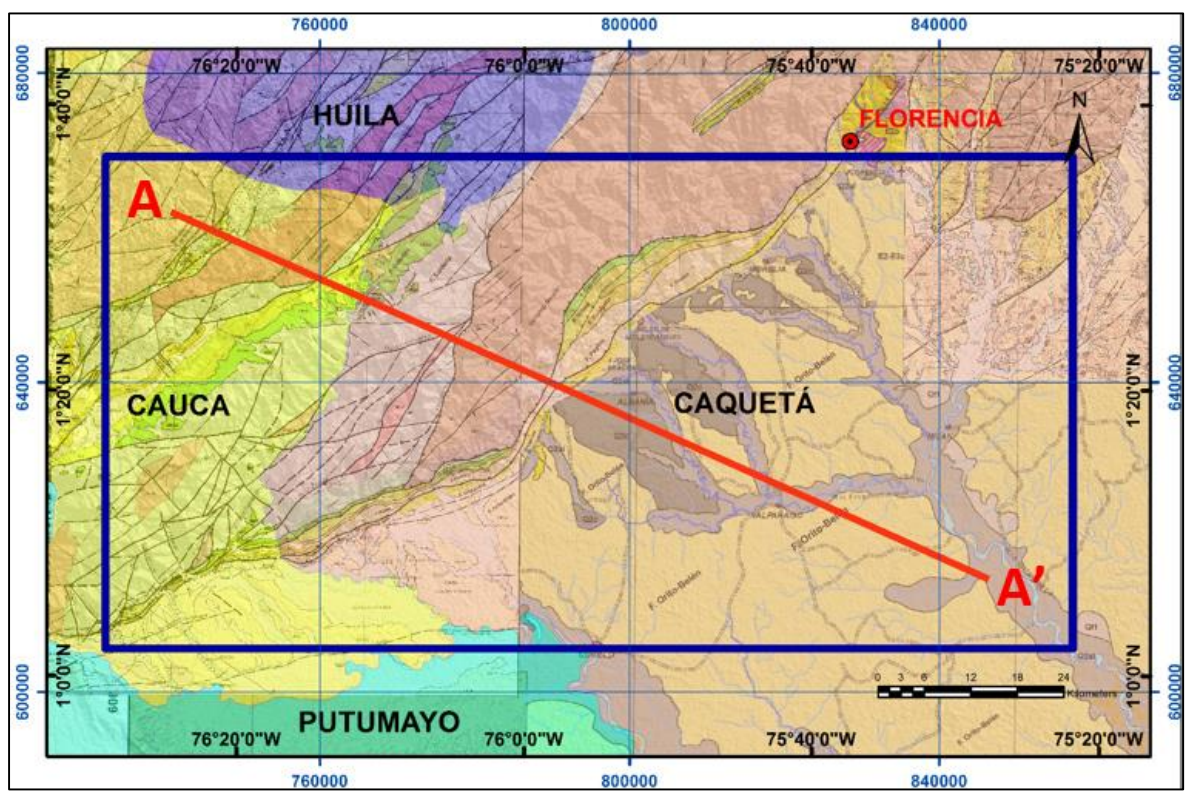


FIGURA 72: Mapa de la zona de estudio, el corte, la geología y los departamentos por donde pasa.

7.2.2 MODELADO CON SOFTWARE SIG

En el Software Global Mapper inicialmente se procedió a descargar el Modelo Digital de Elevación (DEM) tal y como se puede ver en la **FIGURA 73**. Dicho modelo permitió apreciar la Geomorfología y Lineamientos de la zona de estudio con gran detalle junto con la posibilidad darle una mejor referencia espacial al mapa.

Seguidamente se requirió georreferenciar el DEM tanto en ArcGis como en Global Mapper, para el cual se hizo en la pestaña Projection. En nuestro caso como se tenía instalado el Software ArcGis se pudo cargar la proyección desde la carpeta: Coordinate Systems/ Projected Coordinate Systems/ National Grids/ South America/ y seleccionando el archivo MAGNA Colombia Bogota.prj para los dos programas, esto es debido a que desde el año 2005 se deben usar mapas con referencia WGS84 en el Territorio Colombiano. (Ver **FIGURA 74**)

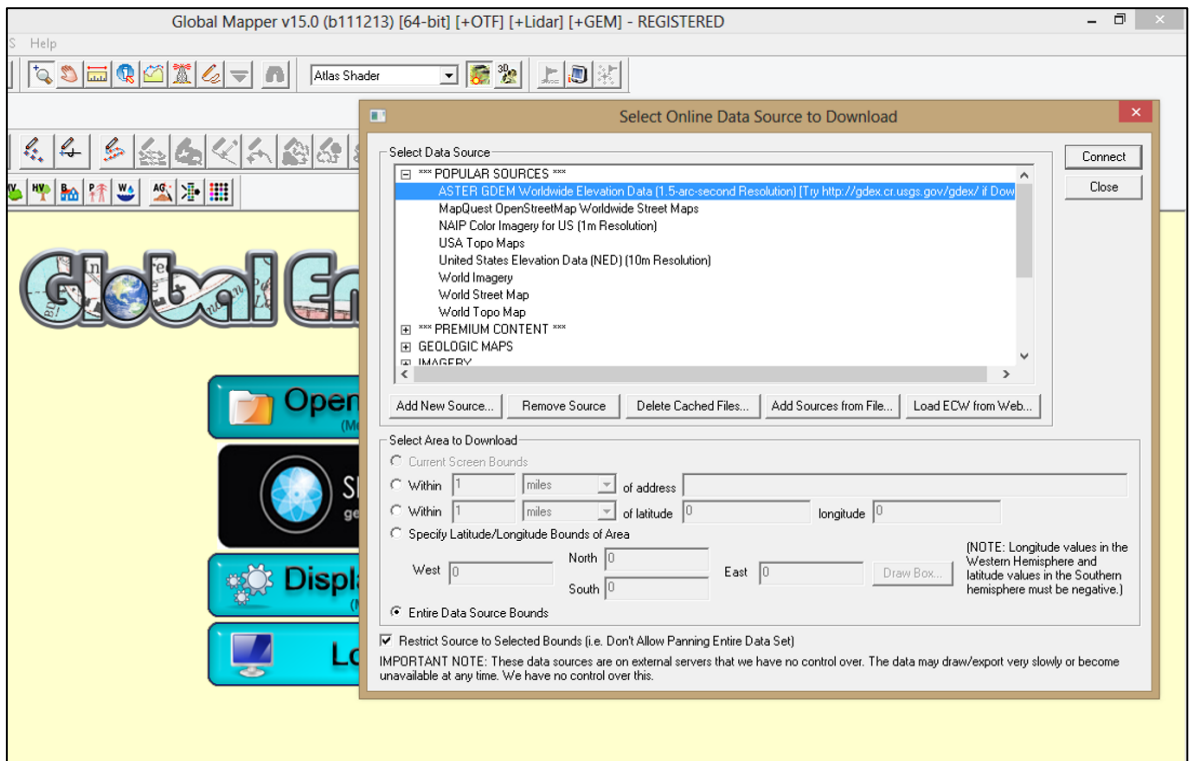


FIGURA 73: Modulo de descarga del Modelo Digital de Elevación del terreno dentro del software Global Mapper.

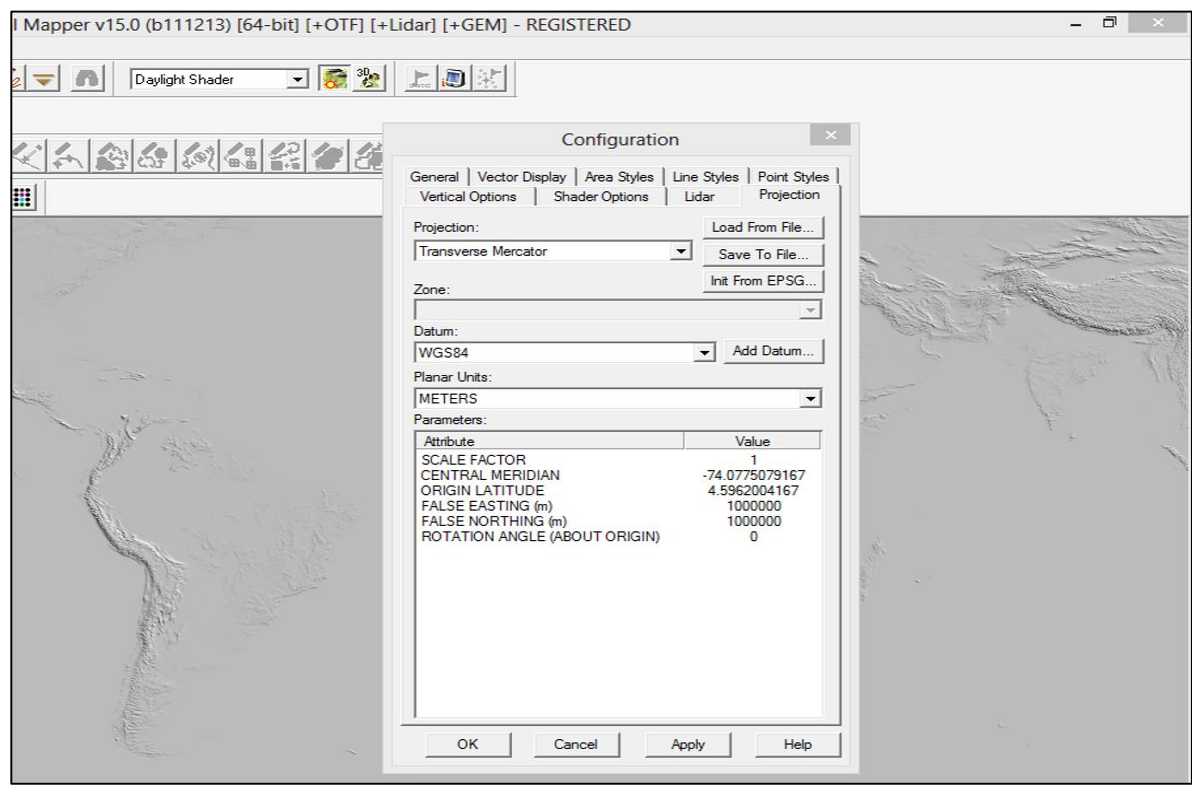


FIGURA 74: Selección de la proyección para la exportación del DEM requerido.

Una vez terminado lo anterior, se requirió exportar la imagen georreferenciada del Modelo Digital de Elevación en formato Raster (Ver **FIGURA 75**), esto se hizo mediante la pestaña Export. Al hacer esto se despliega una lista, en donde se escogió la casilla Export Raster/Image Format. Al hacerlo, aparece una ventana de formatos de exportación; en ella se seleccionó el formato GeoTIFF, lo que termina abriendo una nueva ventana de dialogo.

En dicha ventana, se trazó el área de la imagen que se requería exportar, para finalmente esperar a que se creara la imagen ya georreferenciada. Dicho proceso se volvió a efectuar con el fin de exportar en DEM en formato Z-map ya que se requería para poder cargarlo posteriormente en el Software Petrel. (Ver **FIGURA 76**)

Al observar la **FIGURA 77** se puede observar cómo se procedió a Georreferenciar el mapa con respecto a varios puntos en común y las coordenadas del Modelo Digital de Elevación, teniendo en cuenta que el sistema de coordenadas fuera el mismo.

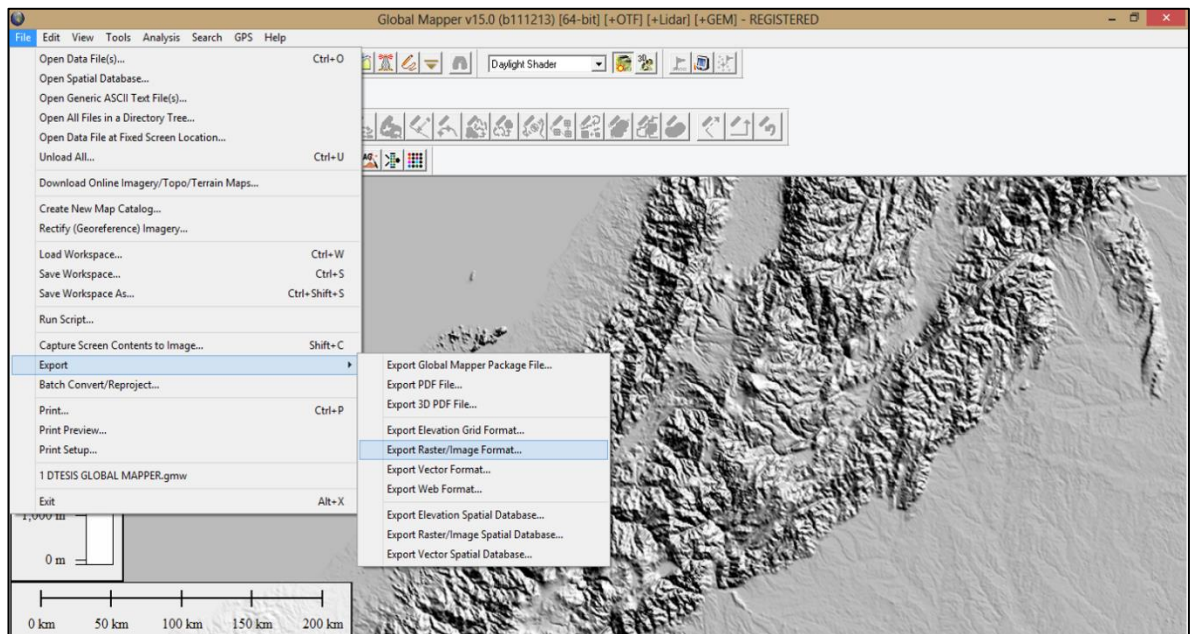


FIGURA 75: Método de exportación del DEM como formato Raster para la zona Sur-Oeste del Territorio Colombiano, para utilizarlo en el proyecto SIG.

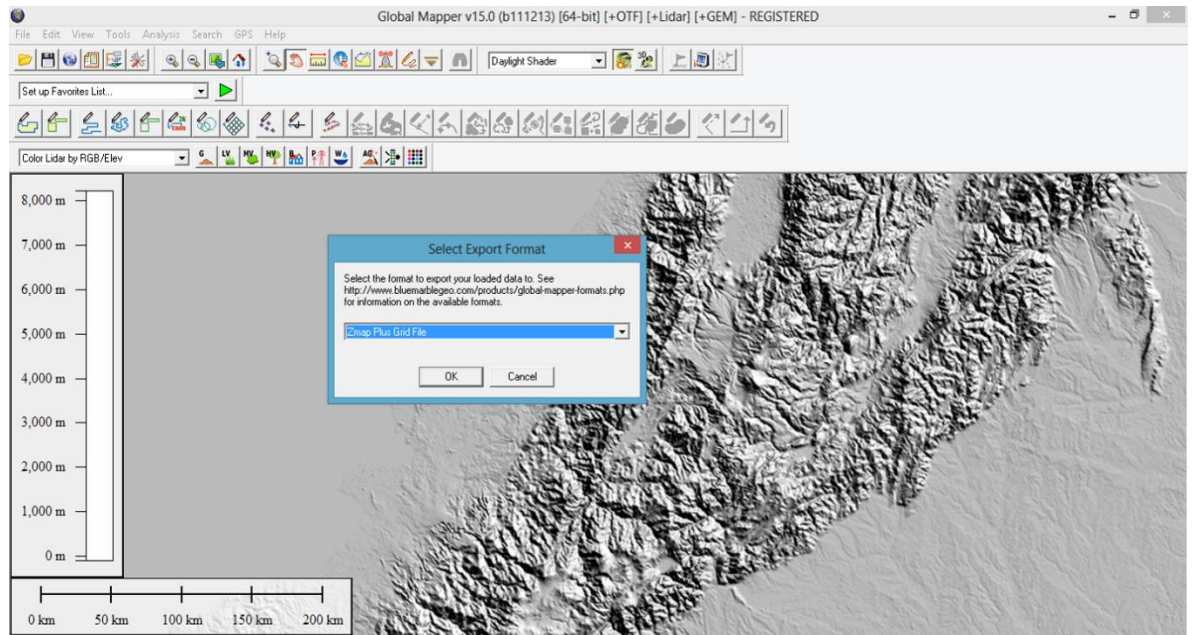


FIGURA 76: Método de exportación del DEM como formato Z-map Grid de la zona de estudio para utilizarlo en el Software Petrel.

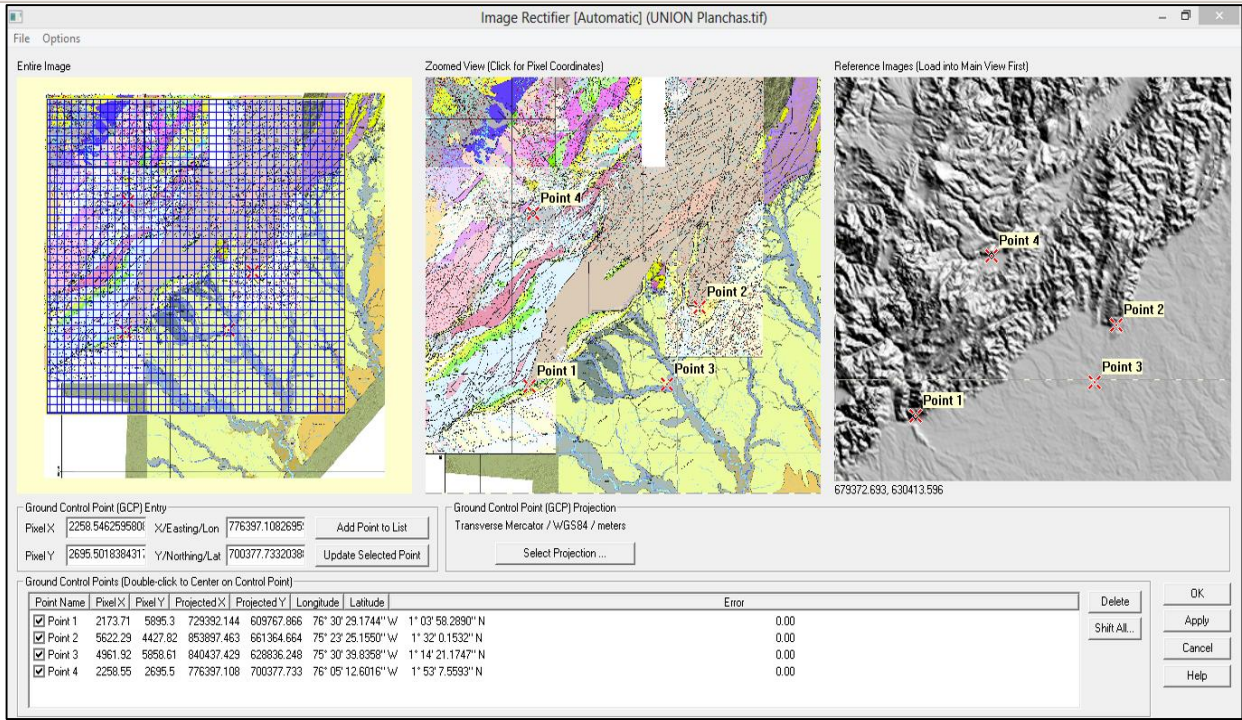


FIGURA 77: Georreferenciación del mapa generado con respecto al Modelo Digital de Elevación utilizando diferentes puntos geográficos en común.

Posteriormente, se procedió a cargar los archivos en formato shapefile de Pozos y Sísmica de la ANH, los cuales se ingresaron al proyecto de Global Mapper con el fin de tener en cuenta la información con la cual disponía el grupo de trabajo ya que en dichos archivos se puede ver el nombre de la compañía operadora. Esto permitió seleccionar las Líneas Sísmicas 2D y los Pozos que le pertenecen a la Compañía Ecopetrol S.A, ayudando de esta manera a definir la manera de trazar la sección estructural que puede apreciarse en la **FIGURA 78**.

Una vez se hace esto, es posible exportar la sección estructural con el fin de insertarla después en el Software 2D-Move tal y como se aprecia en la **FIGURA 79**. Finalmente también con el objetivo de ser cargado en 2D-Move se exporta la visualización del mapa geológico superpuesto al Modelo Digital de Elevación, los trazos en planta de la Sísmica 2D y los puntos de localización de los Pozos, como se observa en la **FIGURA 80**.

Finalmente en la **FIGURA 81** es posible ver como dentro del Software ArcGis también se montó el proyecto con el fin de generar mapas con una visualización de exportación más agradable y útil en algunas ocasiones para los objetivos del proyecto.

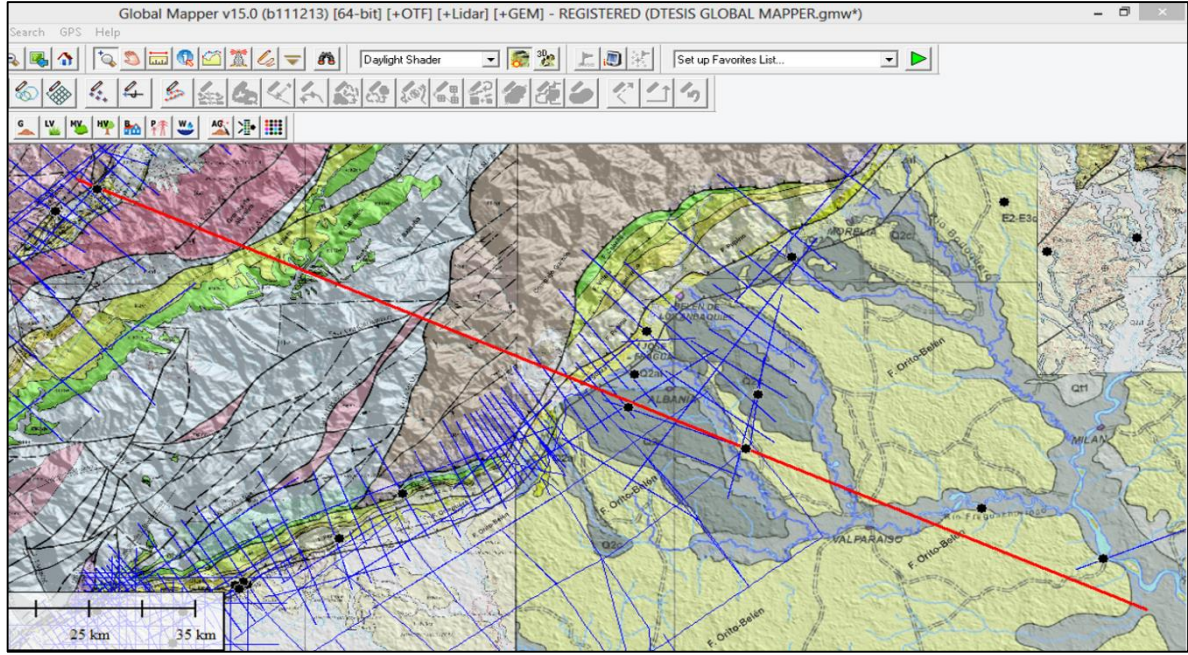


FIGURA 78: Trazo de la sección estructural teniendo en cuenta las Líneas Sísmicas y Pozos que son propiedad de la compañía ECOPETROL S.A. para la zona de Caguán.

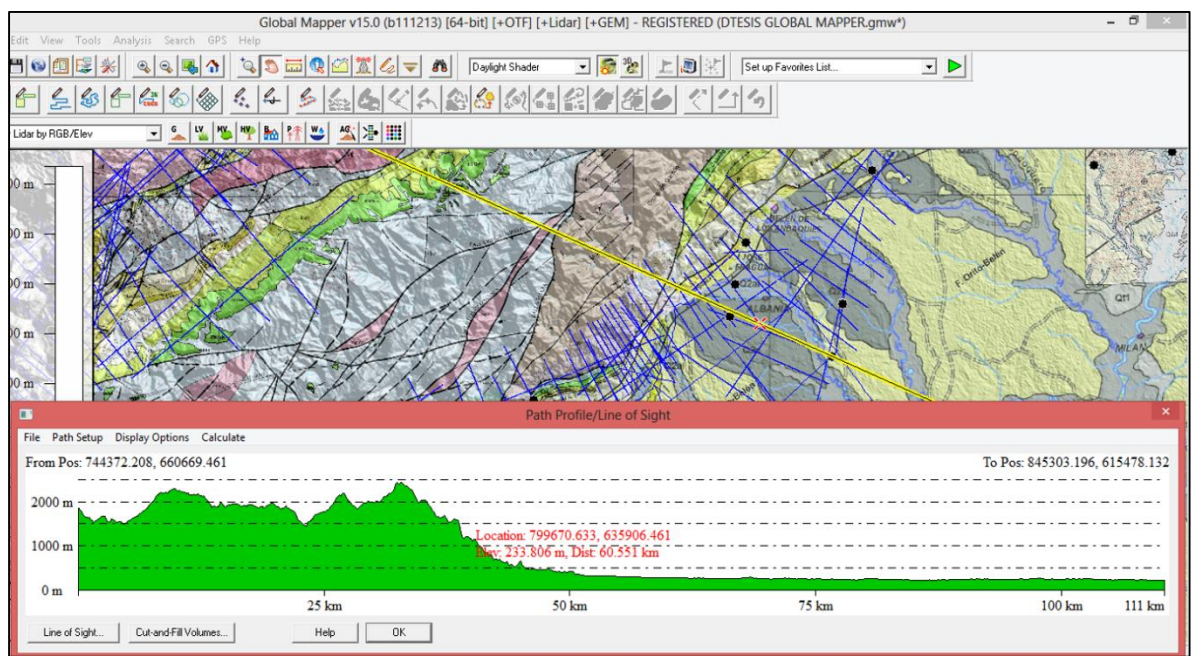


FIGURA 79: Método de exportación de la topografía en formato de texto plano con el fin de poder cargarla posteriormente en el software 2D-Move.

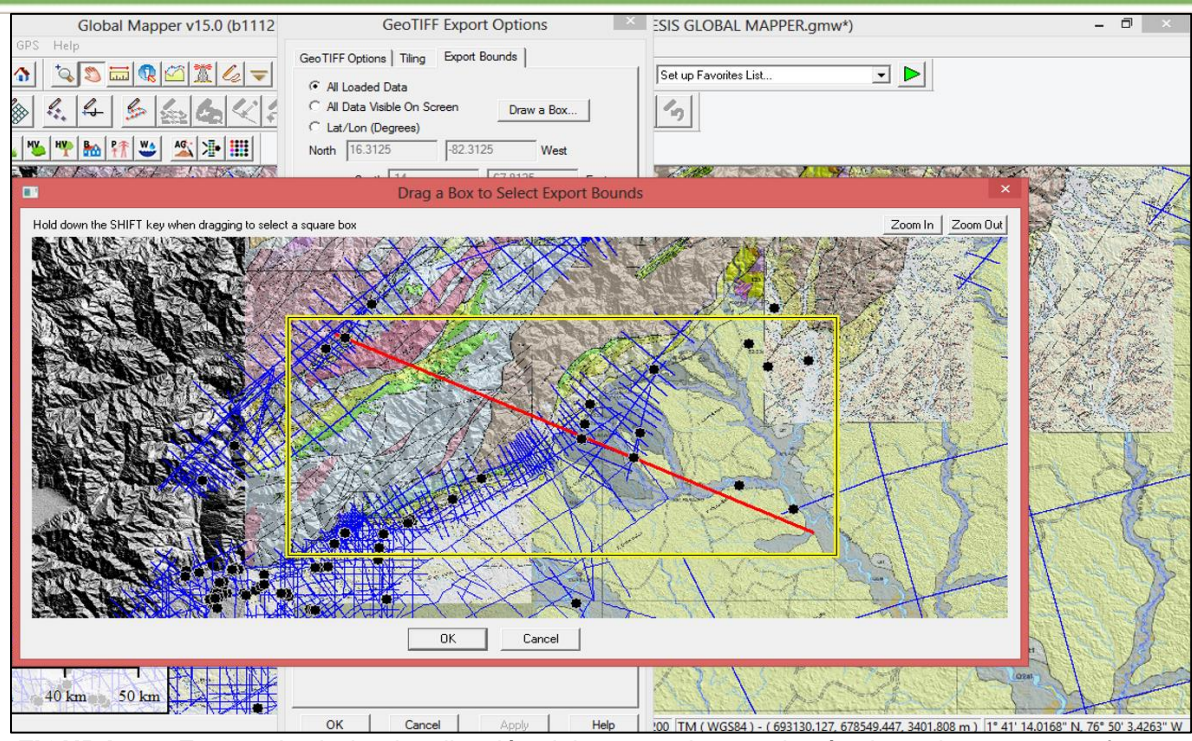


FIGURA 80: Exportado de la visualización del mapa, el corte, la sísmica y los pozos en formato .TIFF con el fin de poder cargarlos posteriormente en el software 2D-Move.

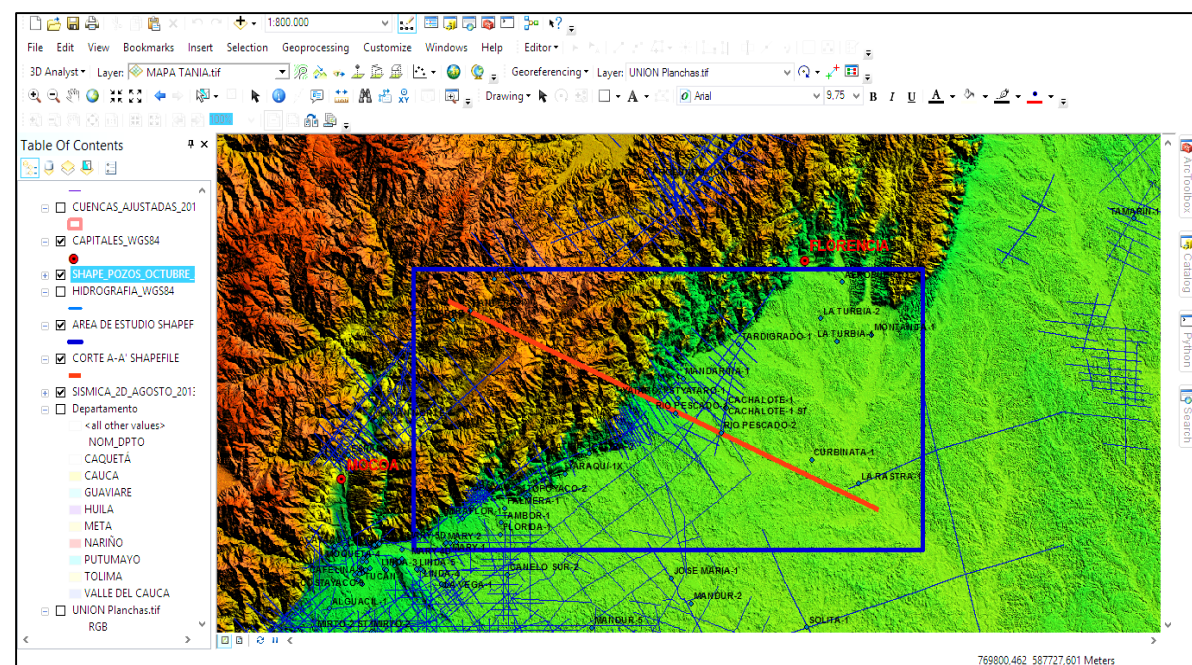


FIGURA 81: Visualización de los datos cargados en el Software ArcGIS, los cuales se van a utilizar para generar mapas con un mejor contenido visual durante la exportación.

7.2.3 INTERPRETACIÓN SÍSMICA Y CALIBRACIÓN DE TOPES

Con el software Petrel se empezó creando un nuevo proyecto, inicialmente se necesitó ajustar el sistema de unidades y el sistema de coordenadas en el menú Project/Project Settings, como se observa en la **FIGURA 82**.

Todos los ajustes iniciales se realizaron con el objetivo de la georreferenciación del proyecto y la unificación de las unidades que se iban a emplear para las variables de x, y, profundidad, área, volumen, etc. el sistema de coordenadas para la zona de estudio que se utilizó es el “PowerPlan: OB-BOGO:OB-Bogotá” como se puede apreciar en la **FIGURA 83**.

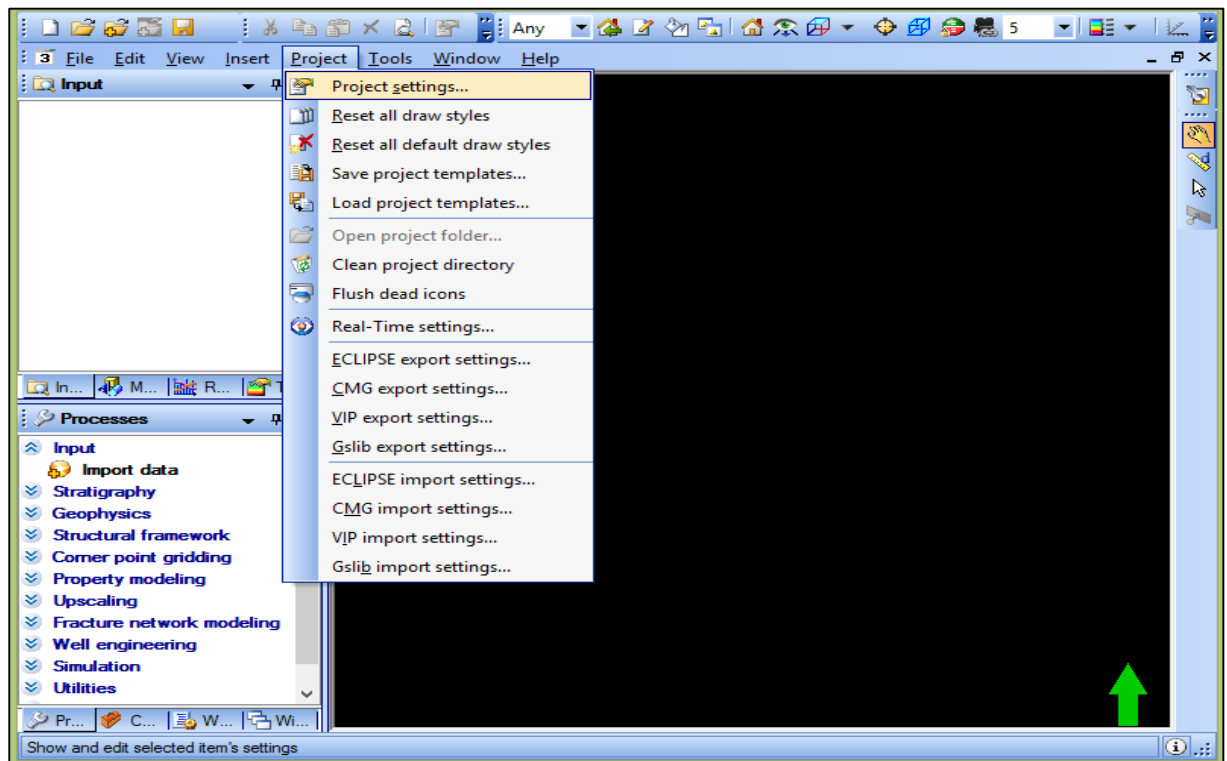


FIGURA 82: Entorno de visualización del software Petrel y menú para ajustar las opciones del proyecto.

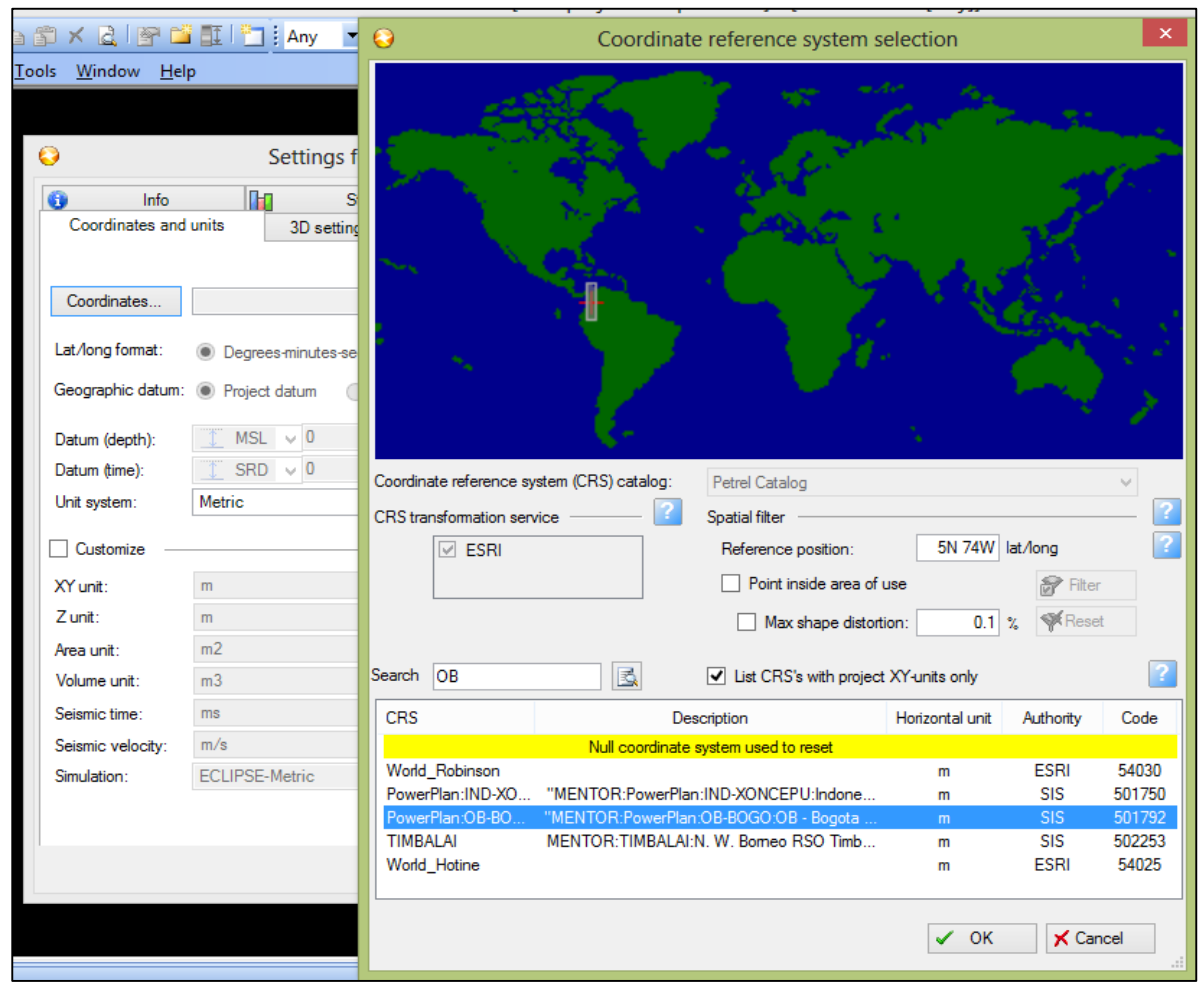


FIGURA 83: Sistema de coordenadas para la zona de estudio, y sistema de unidades empleado en el proyecto.

Seguido a esto se procede a cargar en el menú File/Import File, el DEM exportado del software Global Mapper v15.0 como una superficie en profundidad de tipo Zmap Grid, con el fin de calibrar la información sísmica a la topografía del terreno.

El DEM cargado se muestra con las alturas en profundidad a lo cual en las propiedades de la superficie en la pestaña "Calculations" se realizó la multiplicación $Z=Z*A$ de los valores por la variable $A= -1$ como se muestra en la **FIGURA 84**.

Para terminar de ajustar el DEM en las propiedades de la superficie, en la opción "Color table" como se puede ver en la **FIGURA 85**, se ajusta los colores del Modelo para una mejor visualización de las zonas más altas y bajas.

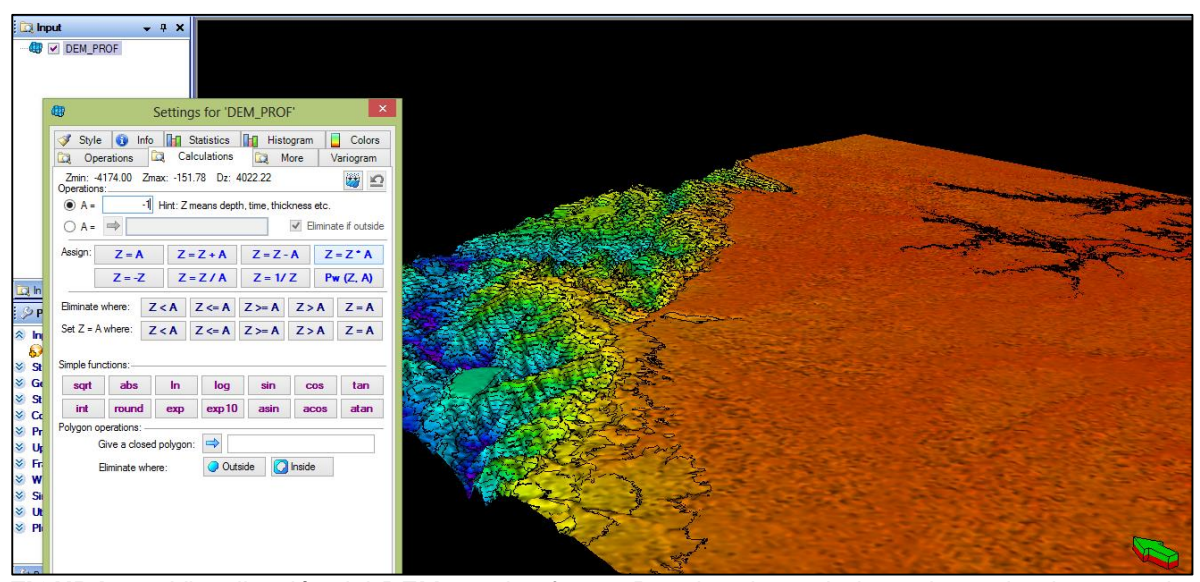


FIGURA 84: Visualización del DEM en el software Petrel y ajuste de los valores de altura con la multiplicación $Z=Z*A$.

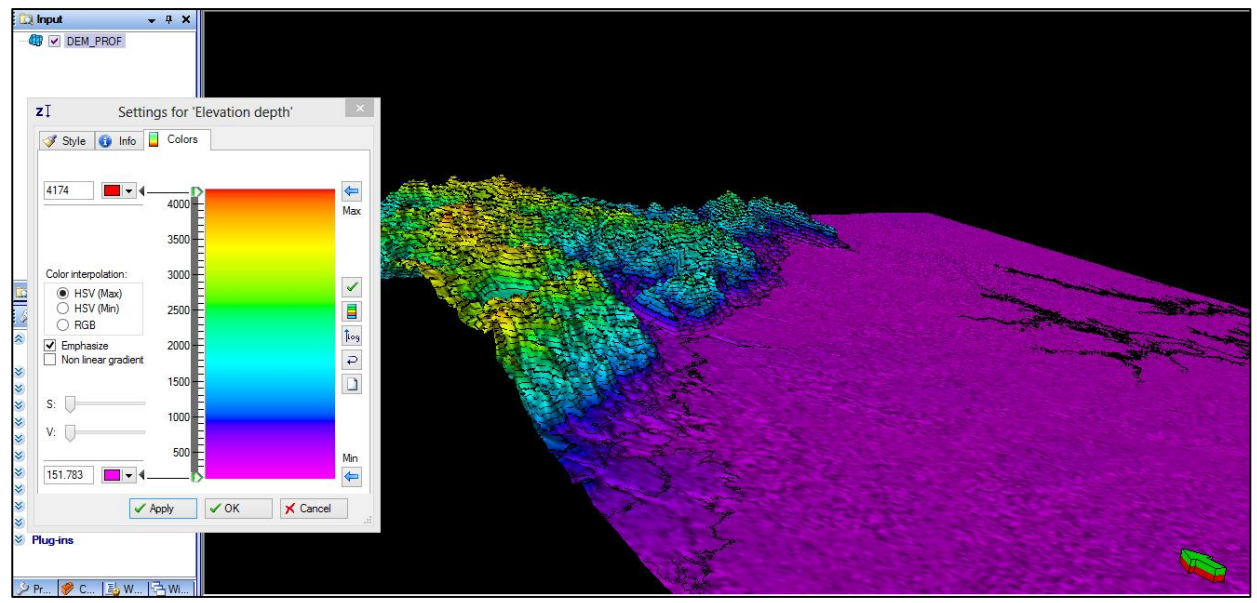


FIGURA 85: Visualización del DEM ajustado y terminado en escala de colores donde lo rojo es la zona más alta y lo morado es la zona más baja.

Debido a que la información sísmica no estaba en profundidad, se debió convertir el DEM a tiempo, y como se manejó dos áreas principalmente, una para Caguán-Putumayo y otra para el valle superior del magdalena, los datos necesarios fueron el datum de la sísmica y la velocidad de reemplazamiento tomados de las campañas de adquisición de las líneas sísmicas usadas en el proyecto.

Para la cuenca del valle superior del magdalena la campaña de adquisición fue la MOCOA-PITALITO-88, del cual se usó la información de 1500 para el datum y 3000 para la velocidad de reemplazamiento, dentro de la fórmula $DEM_TWT_VSM = ((1500 - DEM_PROF) / 3000) * 2000$ como se aprecia en la **FIGURA 86**. Para la cuenca de Caguán-Putumayo también se realizó el mismo proceso extrayendo la información de las campañas de adquisición ORTEGUAZA-93 Y CAQUETA-88.

Al finalizar la conversión se debe arreglar el *template* a elevación en tiempo ya que por defecto lo tiene en profundidad, este cambio se realiza en la ventana de opciones del DEM en la pestaña “info” tal y como se ve en la **FIGURA 87**.

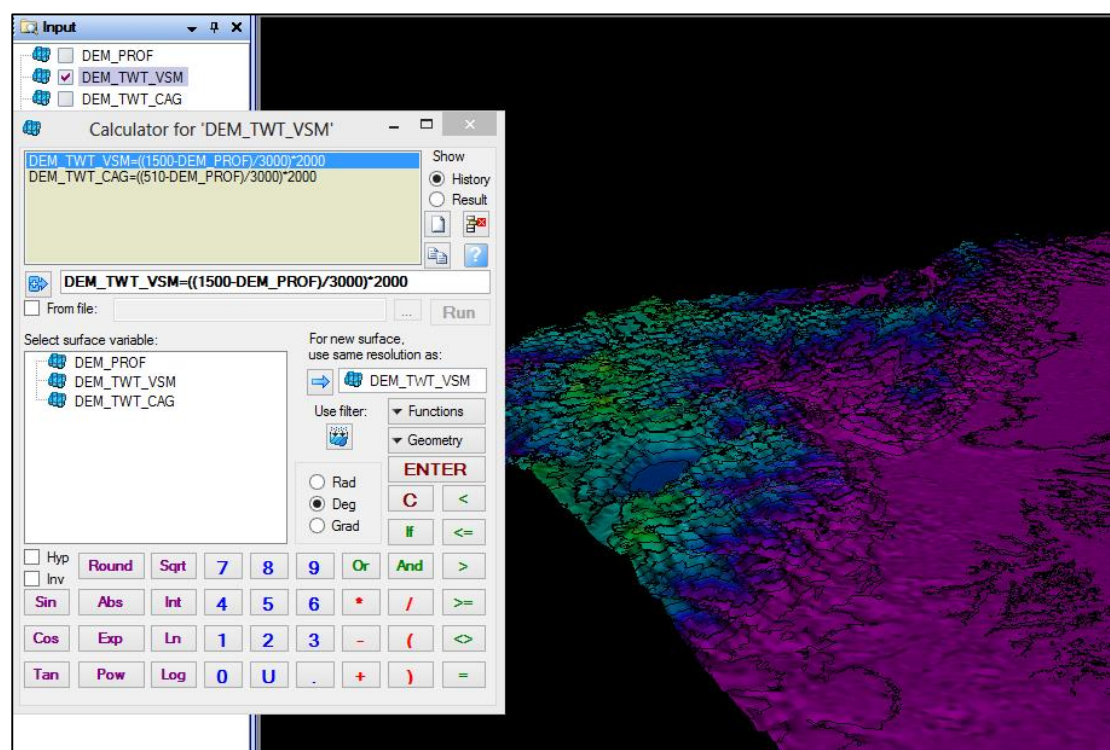


FIGURA 86: Visualización del DEM ajustado y terminado en escala de colores donde lo rojo es la zona más alta y lo morado es la zona más baja.

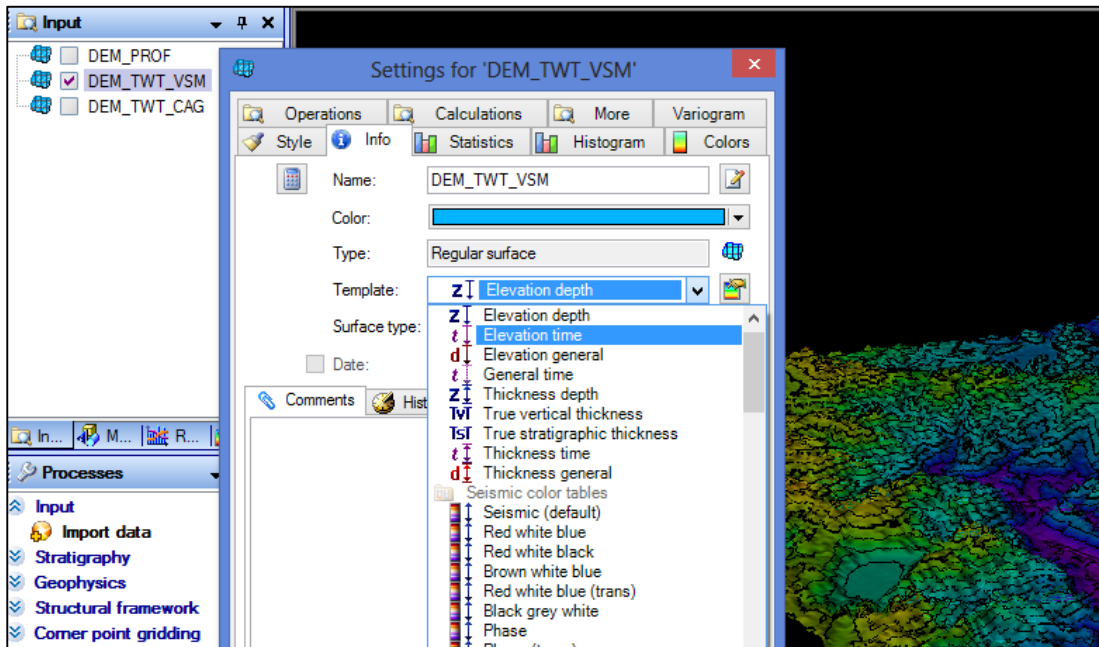


FIGURA 87: Visualización del DEM ajustado y terminado en escala de colores donde lo rojo es la zona más alta y lo morado es la zona más baja.

Se procedió a cargar las líneas sísmicas en formato SEG-Y teniendo en cuenta parámetros de escala y georreferenciación (Ver **FIGURA 88**) para realizar la calibración con el modelo digital de elevación del terreno con el fin de no dejar información geofísica por encima de la topografía como se observa en la **FIGURA 89**, ya que no es lógico encontrar reflectores arriba de la superficie.



FIGURA 88: Líneas sísmicas georreferenciadas en el software.

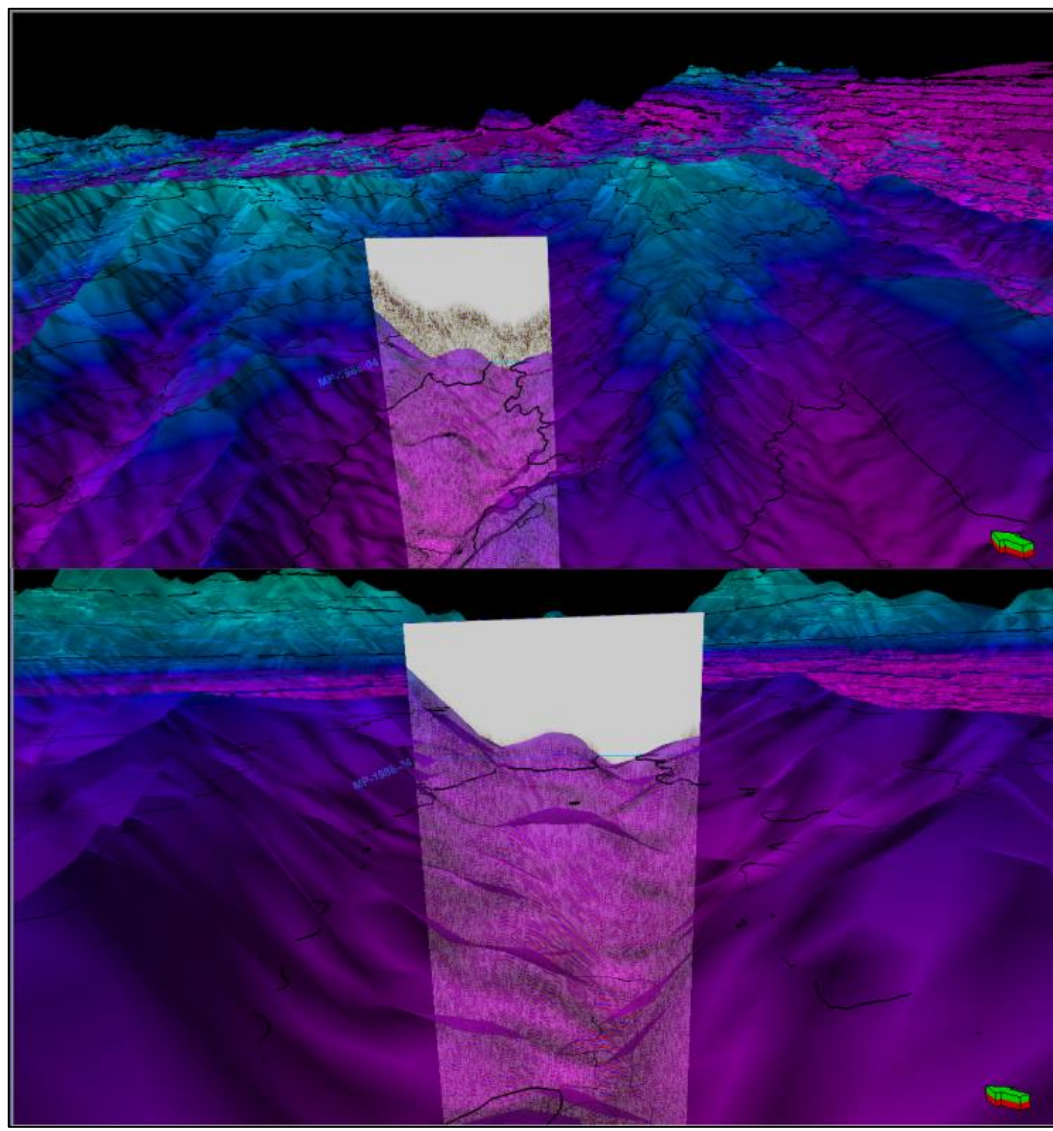


FIGURA 89: A) Línea sísmica sin ajustar al modelo digita de terreno. B) Línea sísmica calibrada a la topografía.

Se revisó la visualización de la topografía sobre la línea sísmica en una ventana de interpretación como se ilustra en la **FIGURA 90**, así ajustando de una manera correcta la línea de superficie, ya que el software presenta algunos errores en su librería de gráficos y en la ventana de visualización 3D todavía se aprecia algo de información sísmica por encima del DEM.

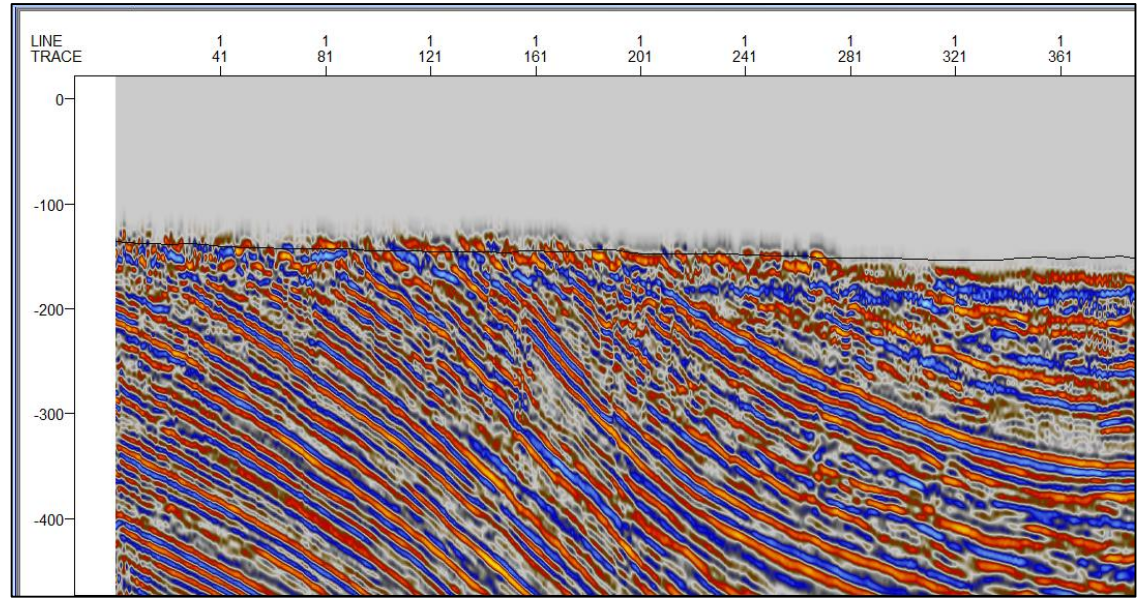


FIGURA 90: Visualización de la línea sísmica calibrada al modelo digital de terreno en una ventana de interpretación.

Posteriormente, se inició la creación de los 4 pozos (Pantera-1, Rio Pescado-1, Rio Pescado-2 y La Rastra-1) tomando los parámetros de coordenadas, la elevación de la mesa rotaria con respecto al nivel de mar (KB) y el sistema de unidades en el cual se va a trabajar para el pozo como se puede ver en la **FIGURA 91**.

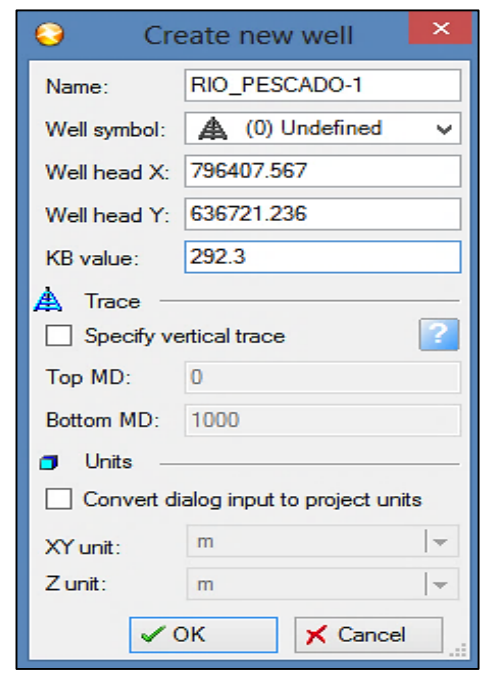


FIGURA 91: Creando los pozos con las coordenadas y el Kelly bushing.

Después de la creación de todos los pozos se modificaron los parámetros de tamaño de los símbolos para mejorar la visualización con la sísmica como se observa en la **FIGURA 92**, luego se continuó con la carga de la información de topes litoestratigráficos en profundidad (mts) para cada pozo asignándoles los nombres de cada formación, así como se puede apreciar en la **FIGURA 93**.

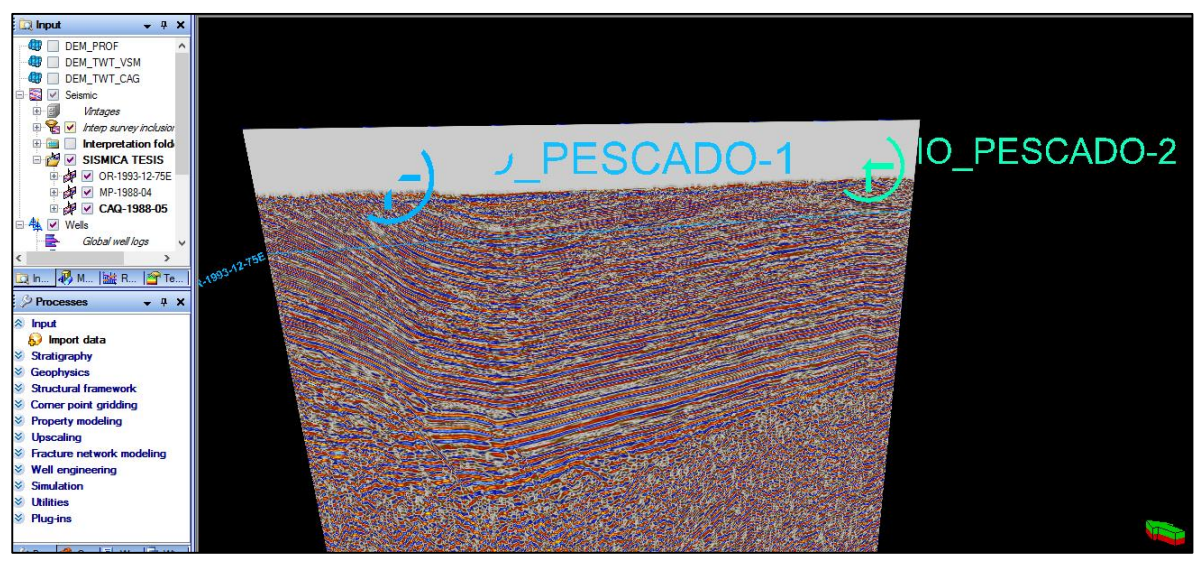


FIGURA 92: Visualización de los pozos junto a las líneas sísmicas en el software Petrel.



FIGURA 93: Se importan los topes Litoestratigráficos de cada pozo.

Debido a que la información sísmica se encontraba en tiempo y los topes litoestratigráficos en profundidad se procedió a convertir los topes a tiempo por medio del checkshot que una correlación entre la profundidad vertical en el pozo y el tiempo de viaje de la onda en el subsuelo.

Se importó el archivo del checkshot y se corrió la operación (Ver **FIGURA 94**) devolviéndonos el valor de cada tope en milisegundos y así ajustándolos adecuadamente a la información visible en la línea sísmica como se puede ver en la **FIGURA 95**.

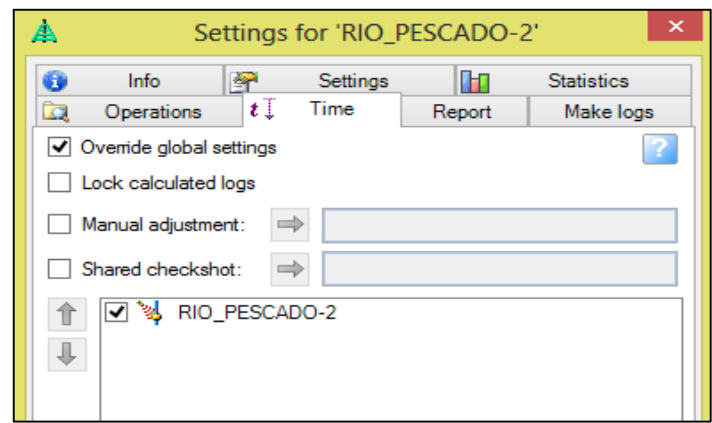


FIGURA 94: Ventana de herramientas del pozo para correr el ajuste de los topes a tiempo.

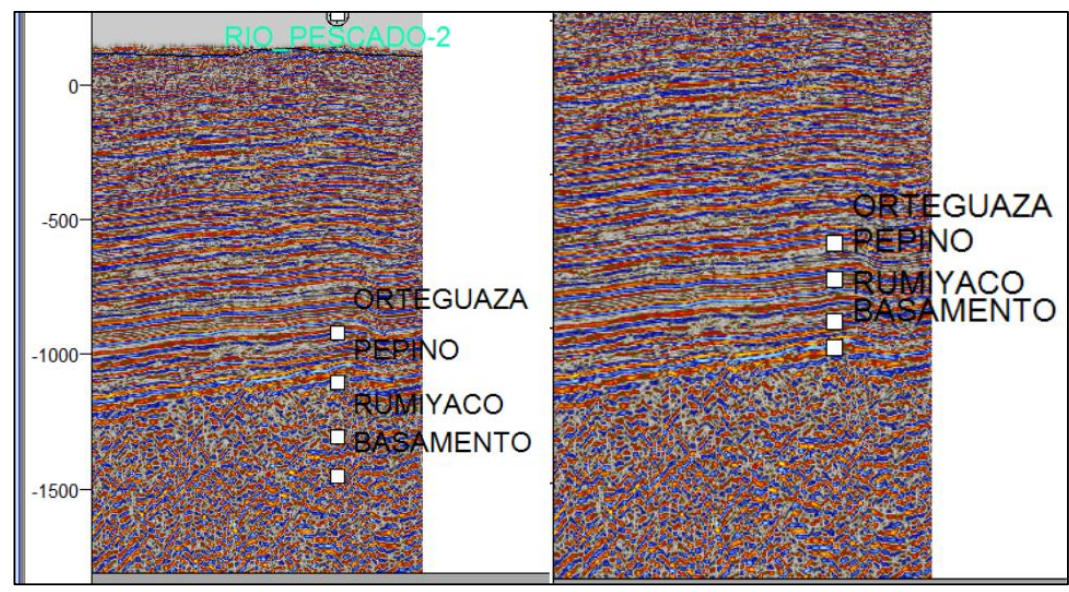


FIGURA 95: A) Topes Litoestratigráficos en profundidad. B) Topes Litoestratigráficos ajustados con checkshot a la sísmica.

Luego se realizó la carga de los registros para cada pozo mediante el importe de los archivos con extensión *las*, a cada registro se le asignó una plantilla de propiedad verificando que fuera la adecuada, sé le creo un nuevo *Global well log* con el nombre y por último se revisó que manejara en el archivo y en el software las mismas unidades o en su defecto que fueran correlacionables como se muestra en la **FIGURA 96**.

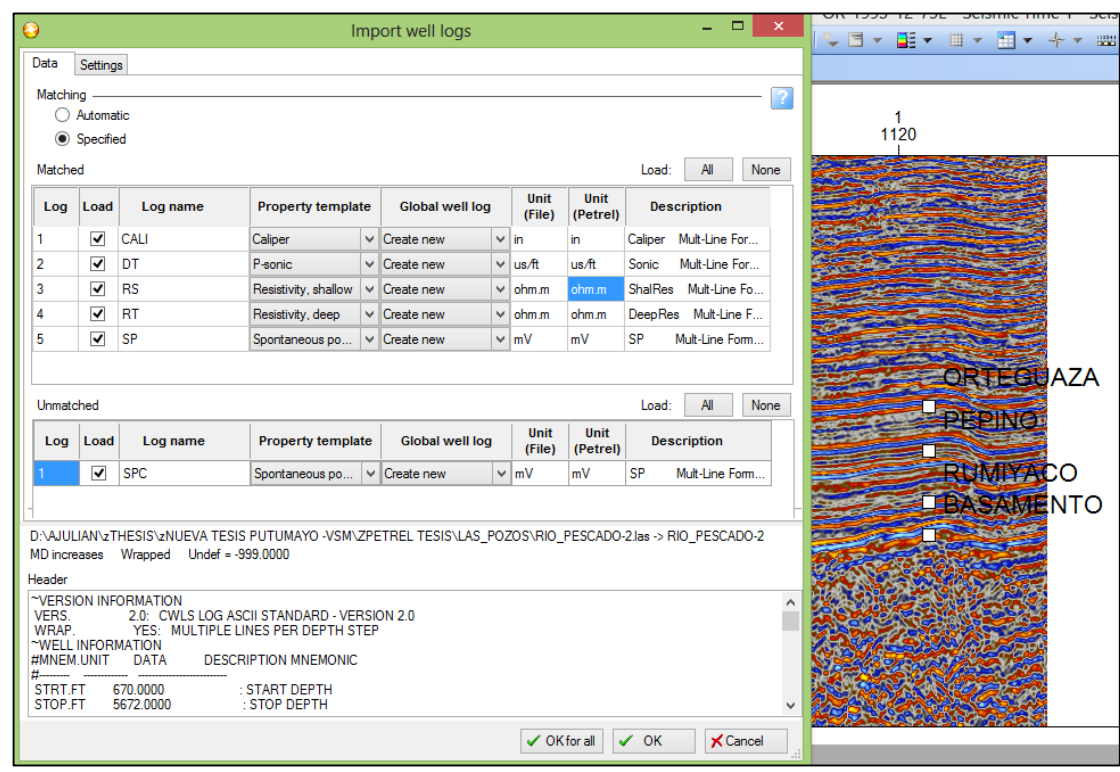


FIGURA 96: Ventana de carga de los registros de pozos.

Posteriormente, se revisaron los topes Litoestratigráficos mediante los registros de pozos al cargarlos en Petrel, para ello se realizó una plantilla en el cual se pudiera visualizar cambios pronunciados que permitieran ver el y corregir la ubicación vertical del tope (Ver **FIGURA 97**), así como sucedió en el pozo Rio Pescado-1 con el basamento, y en el pozo Rio Pescado-2 en la formación Pepino.

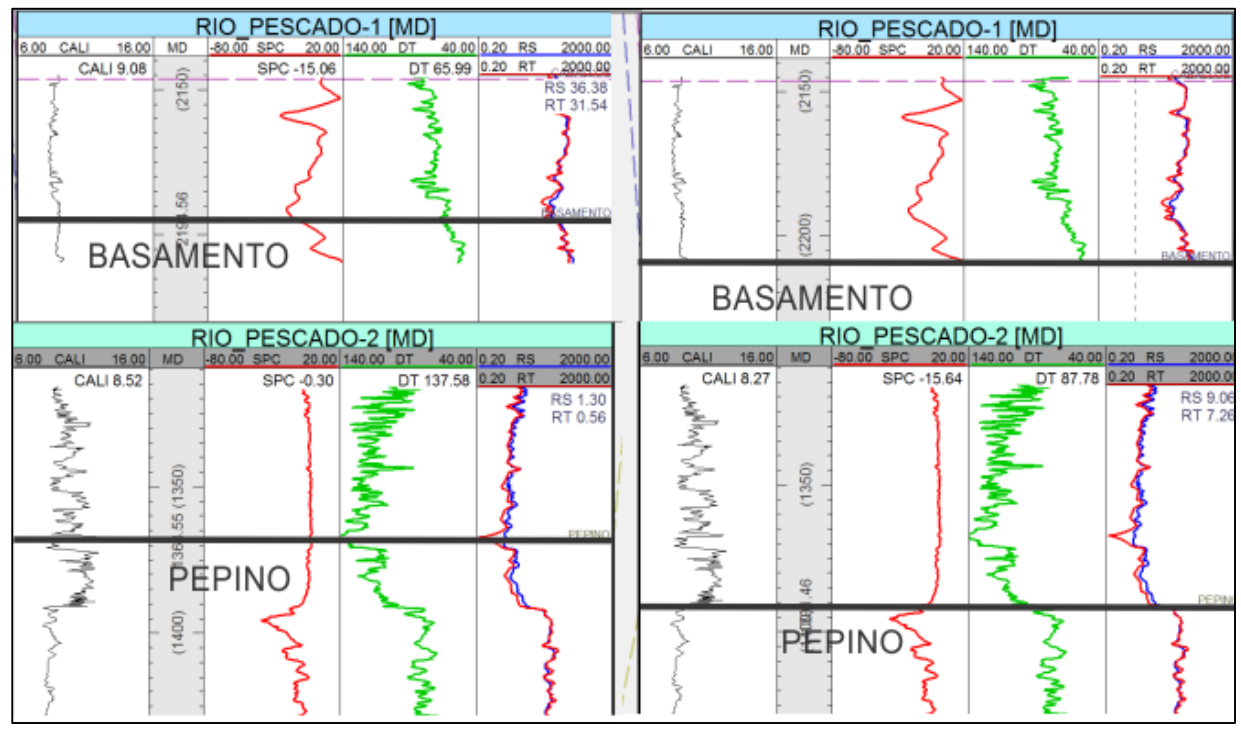


FIGURA 97: Plantilla para los registros de pozos, donde se observa en la izquierda como estaban cargados los topes, y en la derecha la ubicación calibrada.

Con el objetivo de calibrar mejor la interpretación se creó un sismograma sintético, por medio de la Ondícula extraída de la línea sísmica como se puede apreciar en la **FIGURA 98**, junto con los registros de densidad y sónico con los cuales se realizó el proceso de convolución, y así crear una sísmica de pozo buena, esto se logró ajustando los parámetros de la Ondícula para mejorar la calidad del sismograma.

En la **FIGURA 99** se puede observar el sismograma sintético del pozo Pantera-1 el cual se usó para ayudar a identificar cuál de los reflectores interpretar como el tope de cada formación, ya que presentaba dificultad debido al complejo modelo estructural y a la mala calidad de la línea sísmica de la zona.

El sismograma tenía una calidad limitada debido a que la Ondícula extraída no generaba el mejor espectro de fases y la Ondícula como la sísmica esa bastante limitada, pero sirvió para mejorar la interpretación.

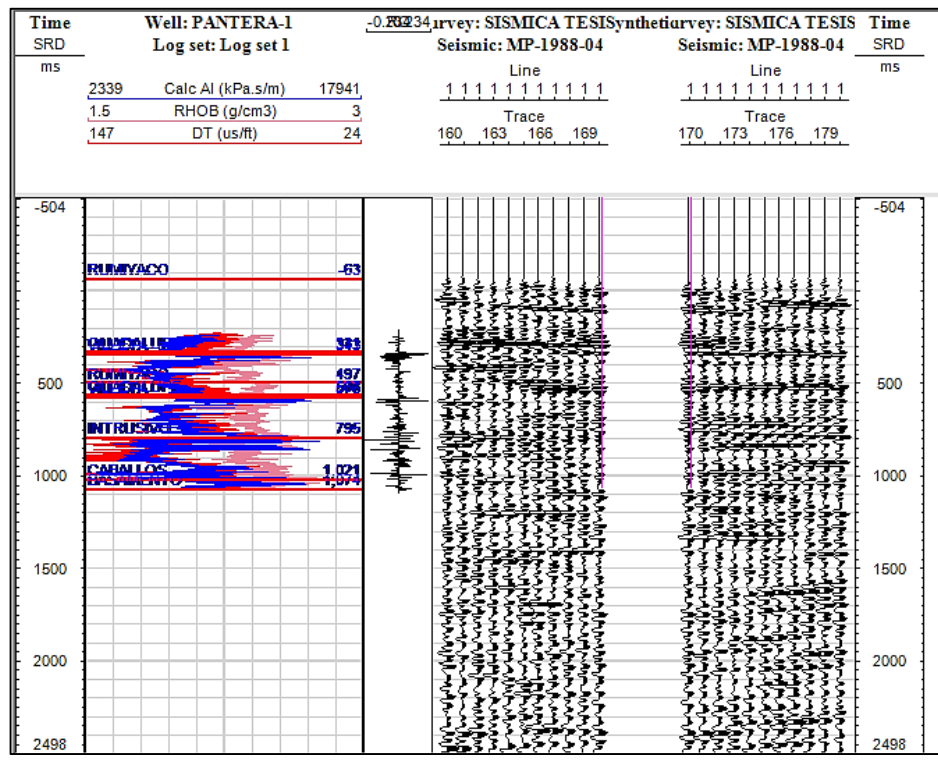


FIGURA 98: Imagen donde se aprecia los registros de densidad y sónico (izquierda), la ondícula (centro) extraída de la línea sísmica (derecha) con lo cual se realizó el sismograma sintético.

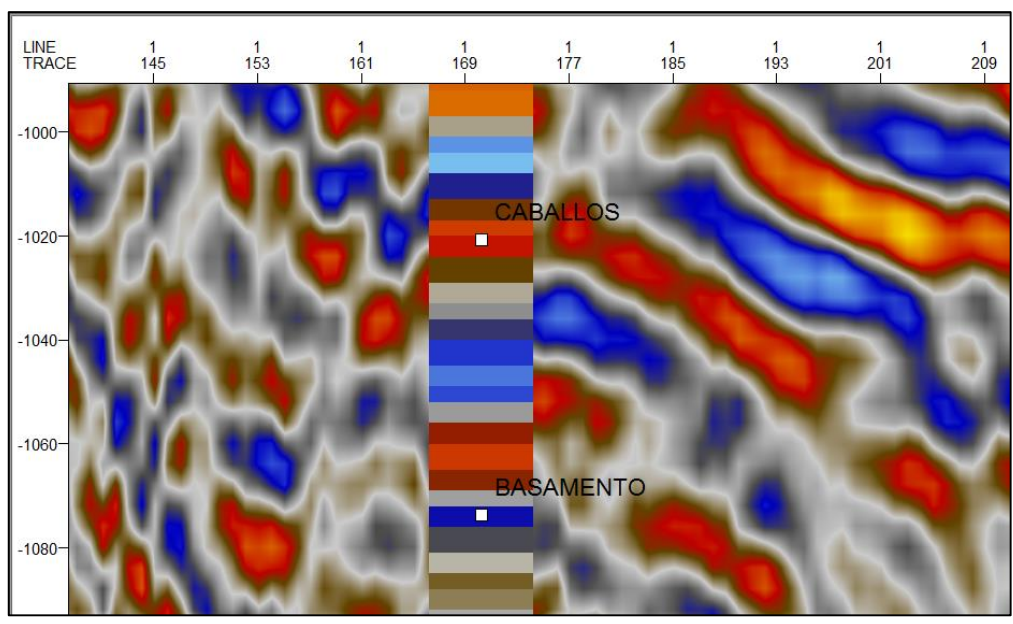


FIGURA 99: Sismograma sintético donde se puede identificar el reflector con el cual se puede interpretar el tope.

7.2.4 MODELADO ESTRUCTURAL

Como se muestra en la **FIGURA 100** Inicialmente se procedió a cargar el mapa de la sísmica, pozos y el corte que fue exportado desde el Software Global Mapper. Teniendo en cuenta las coordenadas de exportación que se generan desde dicho programa. Estos datos de longitud y latitud se ingresan en el entorno de vista de mapa del software 2D-Move para realizar la georreferenciación de los datos que se van a cargar.

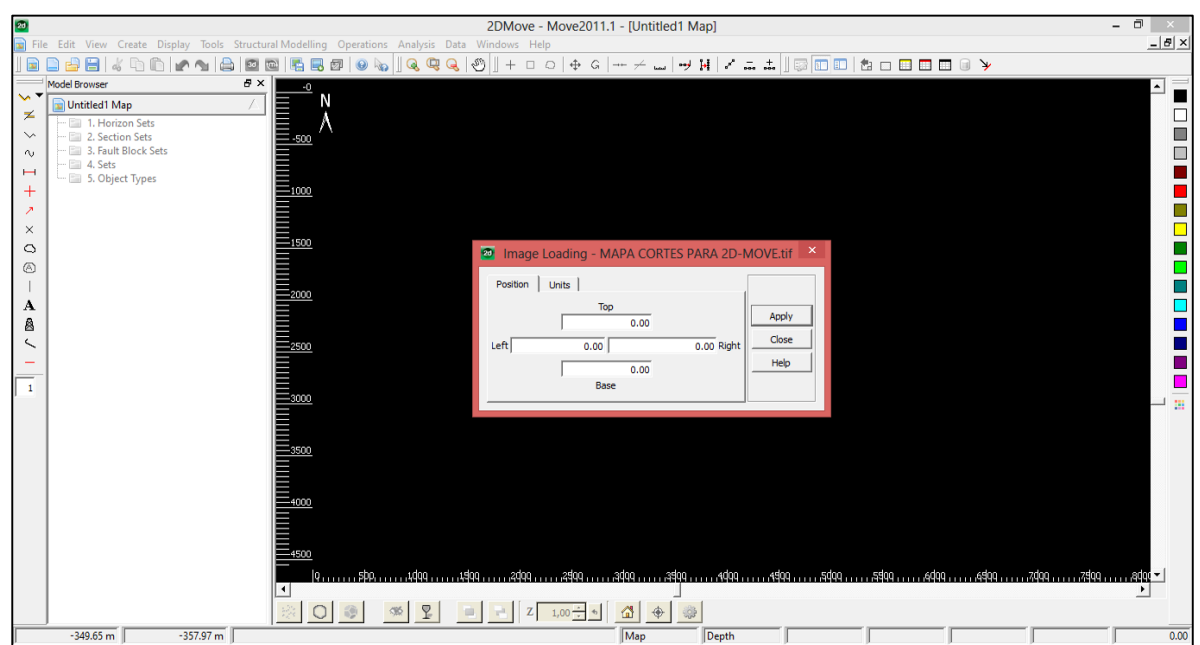


FIGURA 100: Ventana en donde se ingresaron los datos de georreferenciación obtenidos desde el Global Mapper para el mapa geológico que se utilizó en la creación de la sección estructural.

En la **FIGURA 101**, se muestra una vista en planta de la topografía que fue exportada desde el Global Mapper formato de texto plano sobre el mapa georreferenciado. Además, al apreciar la **FIGURA 102** se puede ver la vista en planta y en corte de dicha topografía junto con los datos de buzamientos obtenidos desde las planchas del Servicio Geológico y los archivos de pozos con sus respectivos valores de profundidades de topes de Formaciones que fueron proyectados a la sección estructural A-A' desde sus localizaciones en el mapa.

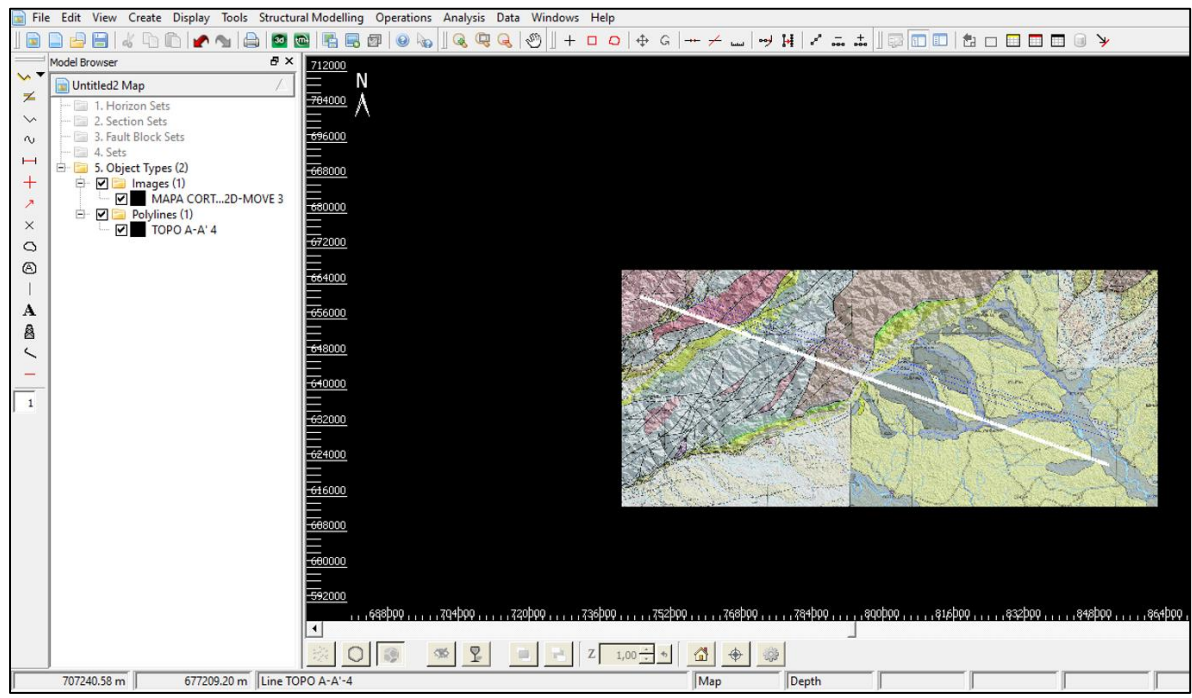


FIGURA 101: Vista en planta de la topografía de la sección estructural cargada sobre el mapa geológico del área de estudio.

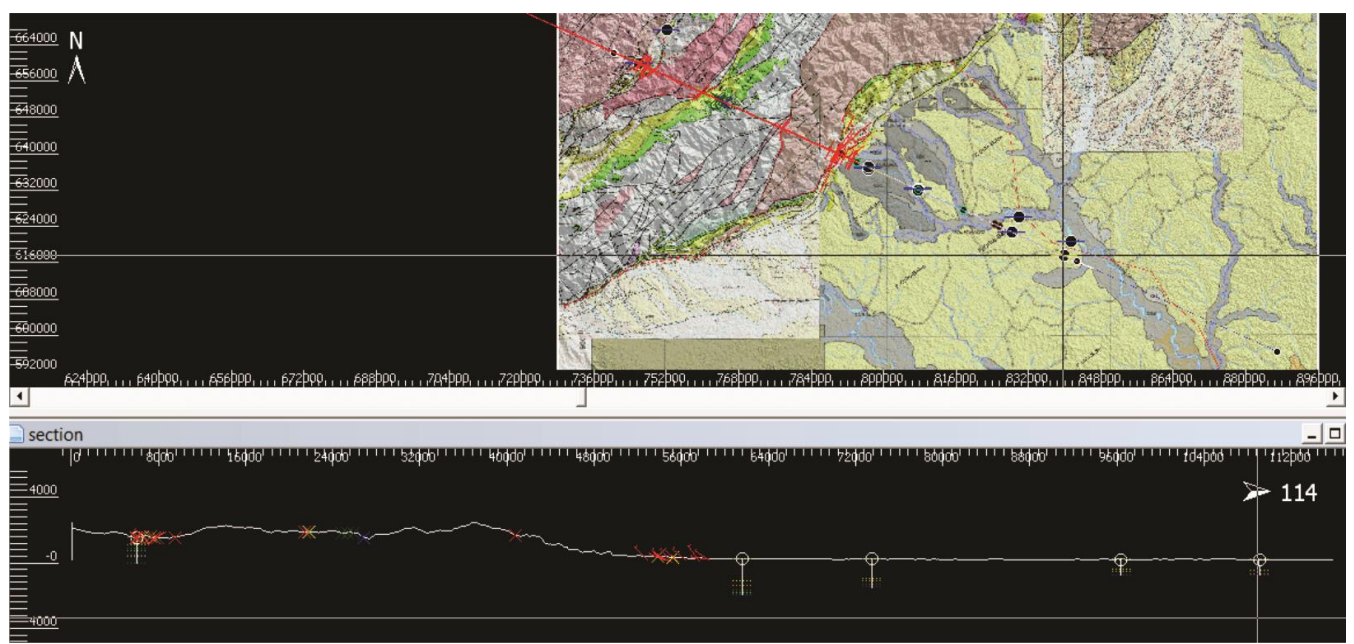


FIGURA 102: Vista de corte de la Topografía, los datos de Buzamientos y los pozos cargados con sus topes de Formaciones.

En la **FIGURA 103** es posible visualizar con más detalle la topografía, los contactos geológicos del sinclinal que aflora en superficie, los buzamientos y topes de Pozo proyectados a la Sección A-A' para la zona del Pozo Pantera-1. Dichos datos deben ser respetados al momento de efectuar la interpretación estructural ya que son los únicos valores reales que se poseen al momento de trazar los horizontes y las fallas, los cuales; como se muestra en la **FIGURA 104** sirvieron para proponer la configuración estructural de tres cabalgamientos (Thrusts) debajo del sinclinal que se aprecia en superficie los cuales se encuentran bordeados a lado y lado por fallas que exhumaron y propiciaron la erosión de los sedimentos sobre el Monzogranito de Mocoa (Izquierda) y el granito de Altamira (Derecha).

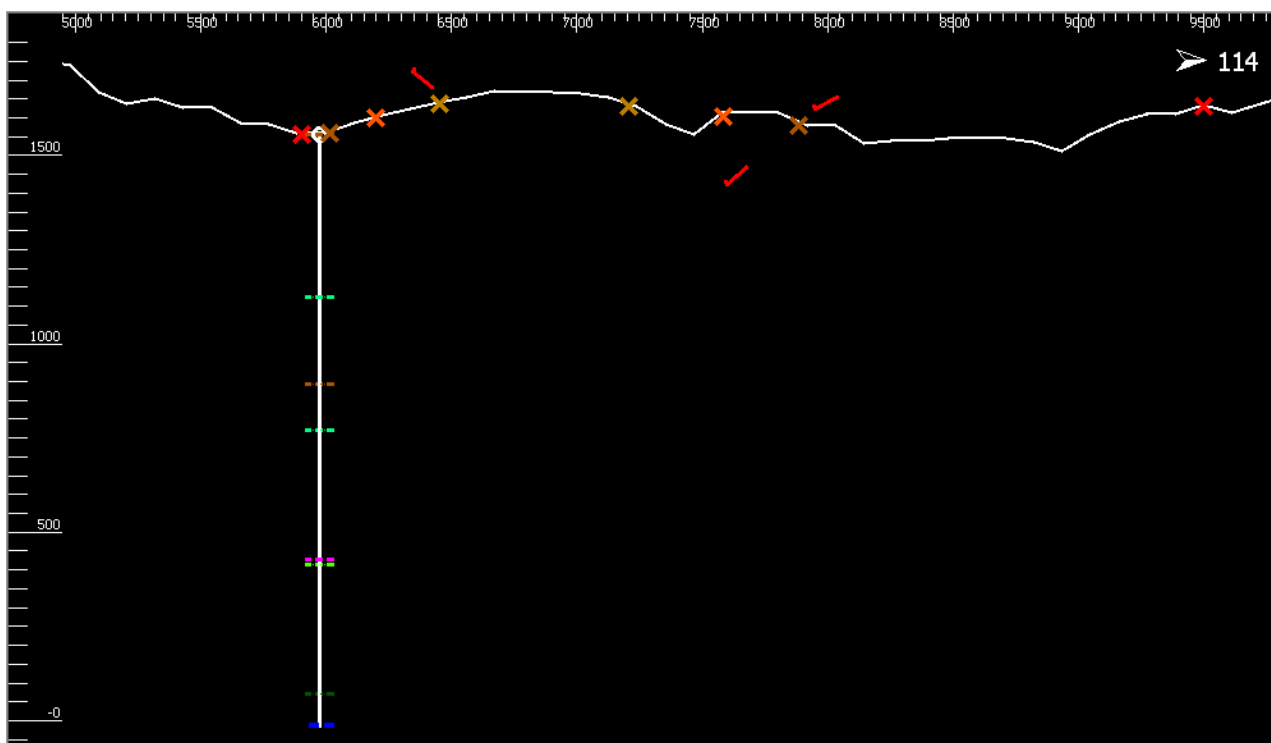


FIGURA 103: Vista detallada de los topes del Pozo Pantera-1, la topografía, los contactos geológicos y los Buzamientos proyectados desde el mapa.

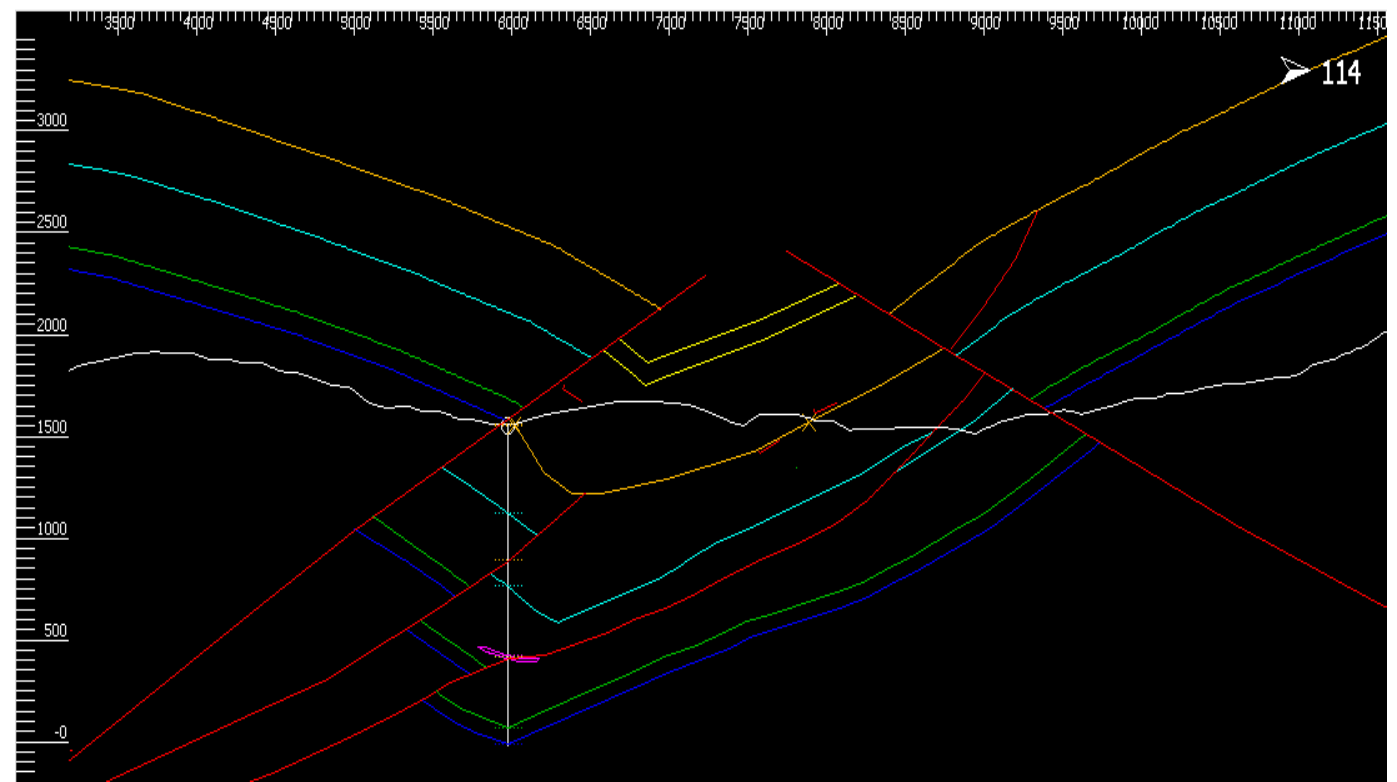


FIGURA 104: Interpretación estructural de la zona perteneciente al Pozo Pantera-1

Los datos de Buzamientos, topes, y contactos geológicos también se proyectaron sobre la topografía para la zona de los Pozos Río Pescado-1 y Río Pescado-2 como se muestra en la **FIGURA 105**. A partir de estos datos reales; se procedió a construir una interpretación estructural que respetara dichos contactos de las formaciones en superficie y en profundidad tal y como es posible apreciar en la **FIGURA 106**. Donde se muestra la manera en que las fallas del borde Amazónico han exhumado y causado la erosión de la mayoría de los sedimentos que se encontraban depositados en el piedemonte, además; teniendo en cuenta la interpretación Sísmica se estableció que la falla más cercana al Pozo Río Pescado no alcanza a cortar por completo la formación Orteguzza.

Nótese en la **FIGURA 107** que la sección A-A' es muy regional ya que presenta una longitud de 116Km, iniciando en la Sub-Cuenca de Neiva de mayor complejidad estructural y termina en la Sub-Cuenca tipo Foreland de Putumayo donde la complejidad es mucho menor.

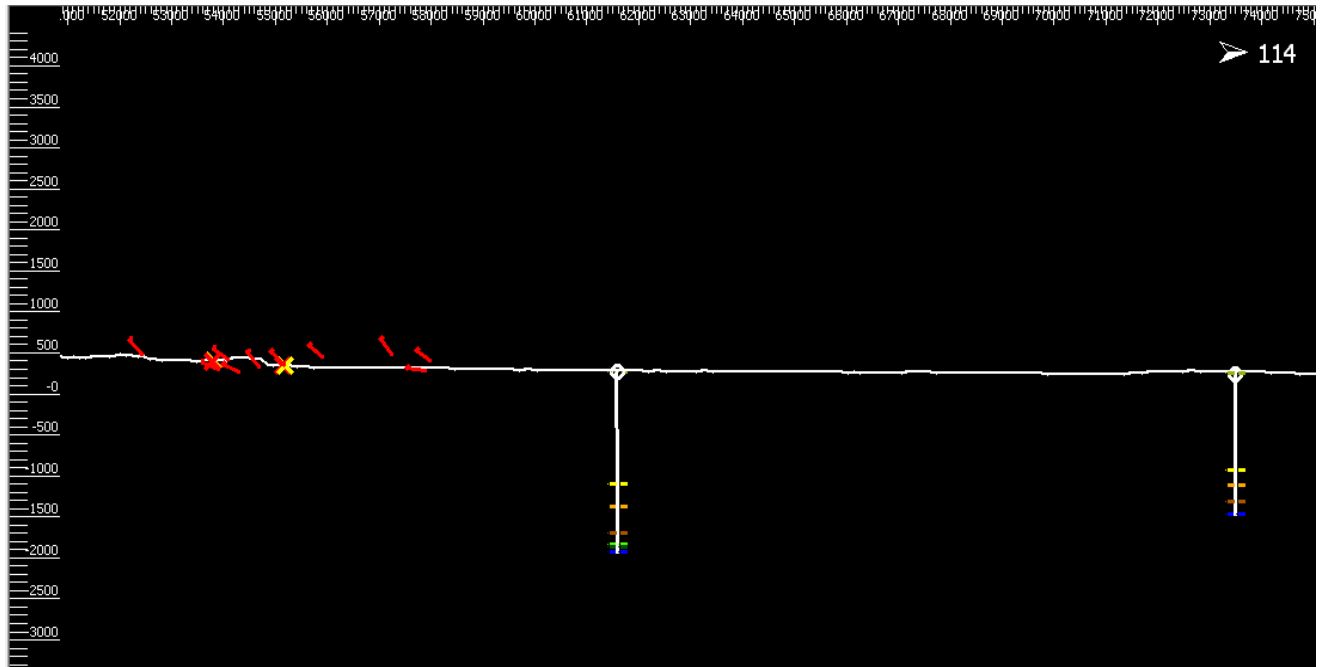


FIGURA 105: Vista detallada de los topos de los Pozos Río Pescado-1 y Río Pescado-2 junto con la topografía, los contactos geológicos y los Buzamientos proyectados desde el mapa.

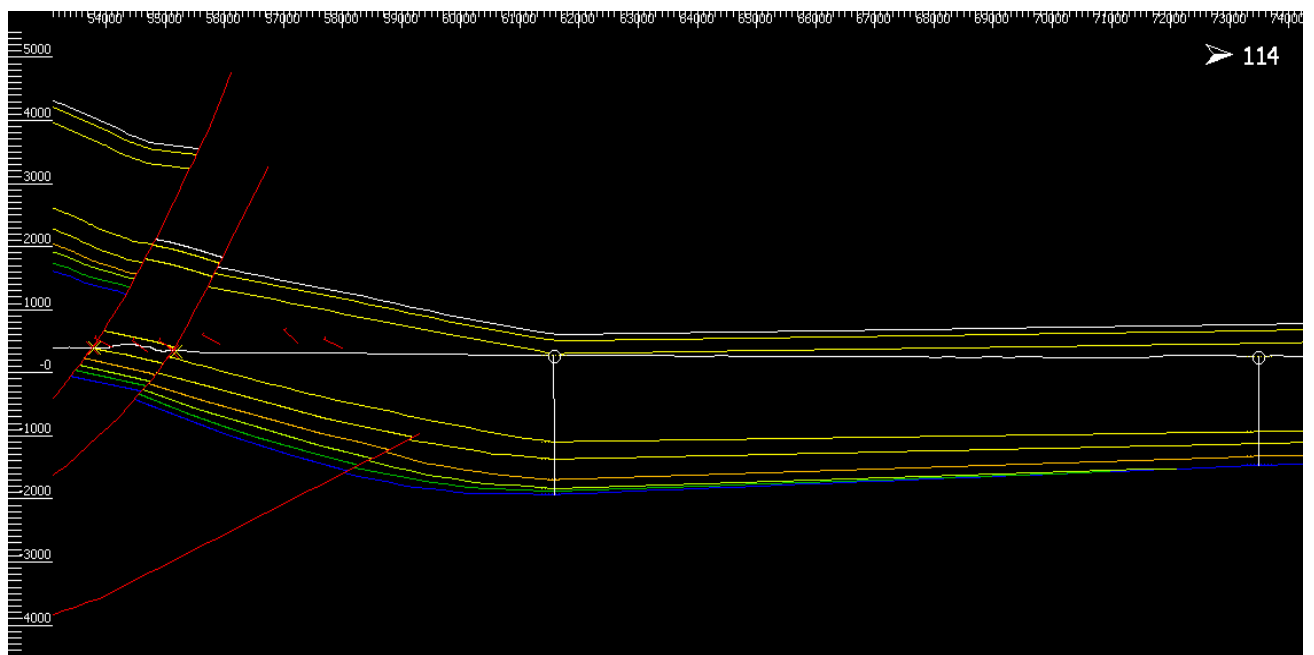


FIGURA 106: Interpretación estructural de la zona perteneciente a los Pozos Río Pescado-1 y Río Pescado-2

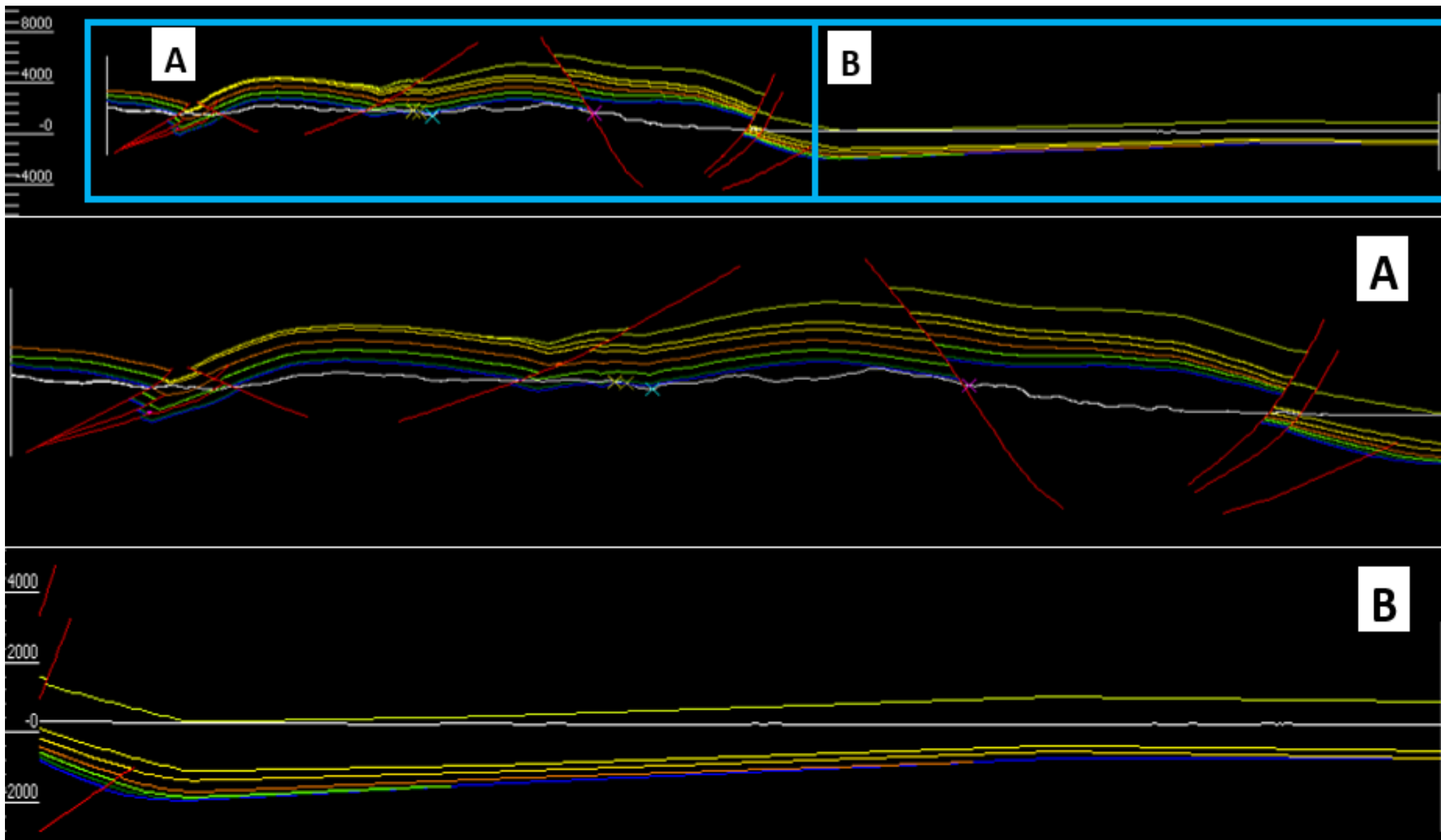


FIGURA 107: Sección A-A' de 116Km. (A): Sub-Cuenca de Neiva y Macizo de Garzón. (B):Sub- Cuenca de Putumayo tipo Foreland.

Para darle mayor precisión al modelo estructural de la sección A-A' se procedió a utilizar el método de los tres puntos para calcular los ángulos de las fallas presentes en dicho corte. Este método consiste en relacionar dos puntos con la misma altura de las curvas de nivel por donde corte la Falla a ser analizada. Dichos puntos con la misma altura, se unen para formar una línea de rumbo, la cual va a servir como guía para poder trazar una nueva línea paralela en un nuevo tercer punto de altura sobre la curva de nivel por donde atravesase la falla. (Ver FIGURA 108)

Posteriormente, se procedió a utilizar la Ecuación: $Tan(\Theta) = \Delta h / d$, en donde Θ es el ángulo al cual buza la falla analizada, Δh es la diferencia vertical entre las líneas de rumbo, es decir la resta entre la cota mayor menos la cota menor por donde pasen las dos líneas de rumbo paralelas. Finalmente d es la distancia en vista de planta que tienen de separación las dos líneas de rumbo trazadas, que se mide con ayuda de la escala del mapa, al pasar los valores de centímetros a unidades más grandes de medición como los Kilómetros.



FIGURA 108: Problema de los tres puntos empleado para tener en cuenta los ángulos de inclinación de las fallas empleadas en el corte.

Además, otro tipo de calibración que se utilizó para el pozo Pantera-1 fue poder emplear datos de vitrinita ya que se disponía de algunas mediciones de %Ro y Tmax medidos directamente en los Shales del Grupo Villeta. Sin embargo, habían valores de Tmax que no contaban con % de Reflectancia de Vitrinita equivalentes; por esta razón se procedió a graficar los valores que sí se tenían, tal y como se muestra en la **FIGURA 109**. Permitiendo, de esta manera hacer una regresión lineal con el fin de generar una ecuación calibrada con los datos del Pozo que permitiera calcular nuevos valores de %Ro a partir de las mediciones de Tmax.

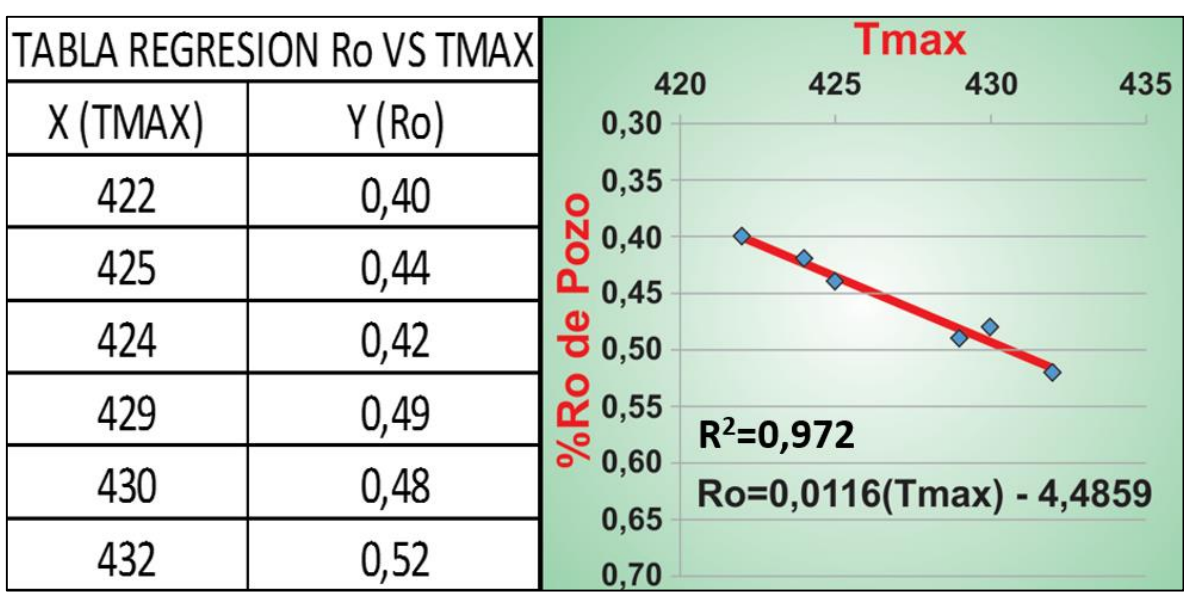


FIGURA 109: Regresión lineal del Tmax y los datos de %Ro medidos en el Pozo. Nótese que la ecuación de la recta sirve para calcular nuevos valores de Ro a partir del Tmax.

Se utilizó la ecuación calibrada con muchos datos de Reflectancia para calcular la Temperatura según (Barker & Palewlewicz, 1994) para transformar los valores de vitrinita medidos en el laboratorio (%Ro-lab) y los datos que fueron calculados a partir de la ecuación (%Ro-Tmax). Una vez hecho esto, se requería saber la cantidad de metros que fueron erosionados por encima del Pozo Pantera-1, para lo cual se procedió a graficar estos valores de temperatura y establecer su regresión lineal para visualizar la línea de tendencia. Posteriormente se graficó el valor de 68.51 correspondiente al BHT, el cual se proyectó a una temperatura de 25°C y a partir de este punto de intercepción determinar la distancia vertical que corresponde a 600 metros de espesor erosionado. (Ver **FIGURA 110**)

Además, al apreciar la **FIGURA 110**, se evidencia el proceso de enfriamiento de la Cuenca ya que el BHT (la temperatura actual) se encuentra ubicado a la izquierda de los valores de Reflectancia de vitrinita, la cual registra la paleo-temperatura que presentó la Cuenca; mostrando unas mayores temperaturas que la actual.

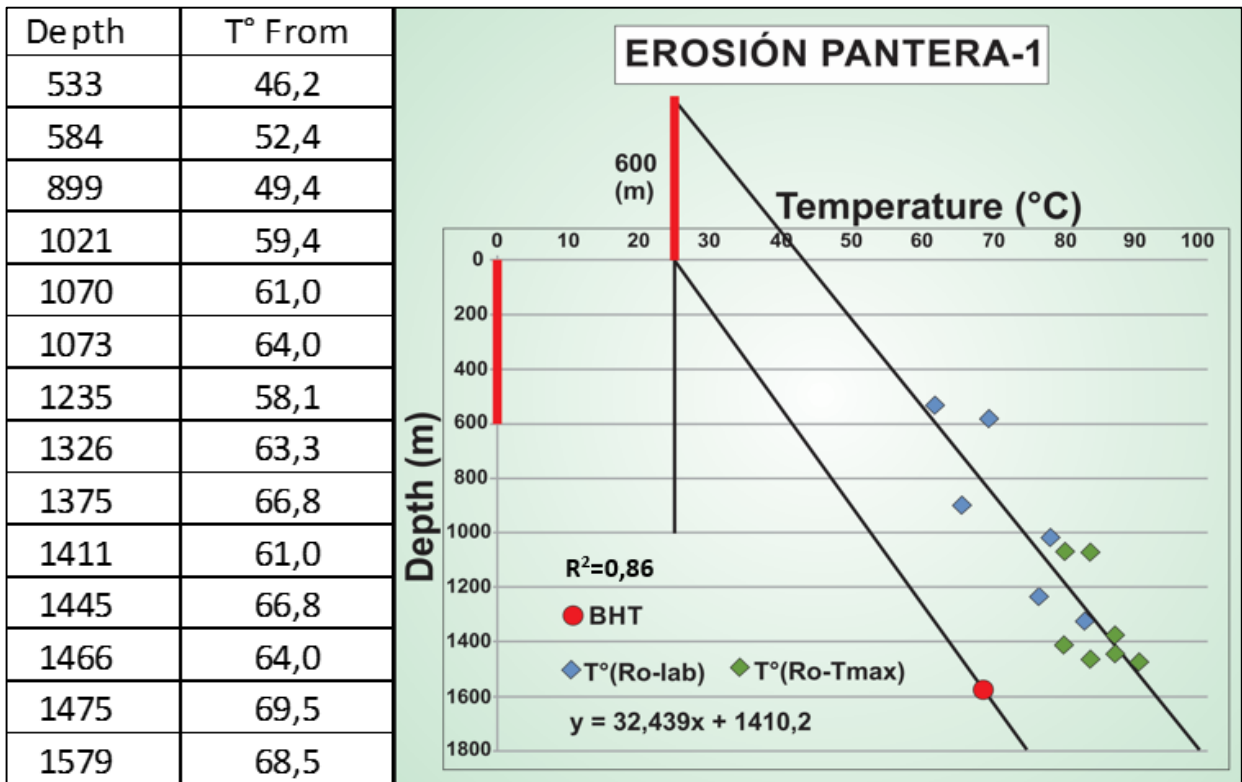


FIGURA 110: Grafico de Profundidad y temperatura donde se muestra el espesor erosionado a partir de la proyección del BHT y los datos de temperatura del Pozo.

En la **FIGURA 111** se muestra el estado termal inicial de las rocas del Grupo Villeta, el cual fue afectado por compresión tectónica que produjo el desarrollo de dos cabalgamientos que separaron la roca pero dejaron un gradiente similar en los tres segmentos de Villeta

Nótese como la regresión lineal actual de los datos del Pozo Pantera-1 muestra una sola tendencia debido a que hoy en día se observan datos que han sufrido un reequilibrio termal debido a la depositación de la Fm. Pepino y demás Formaciones suprayacentes que causaron subsidencia, que calentó las rocas a una temperatura mayor de la que se encontraban después de haber sido separadas por las fallas inversas, indicando de esta manera que las fallas son anteriores a la depositación de la Formación Pepino. (Ver **FIGURA 112**)

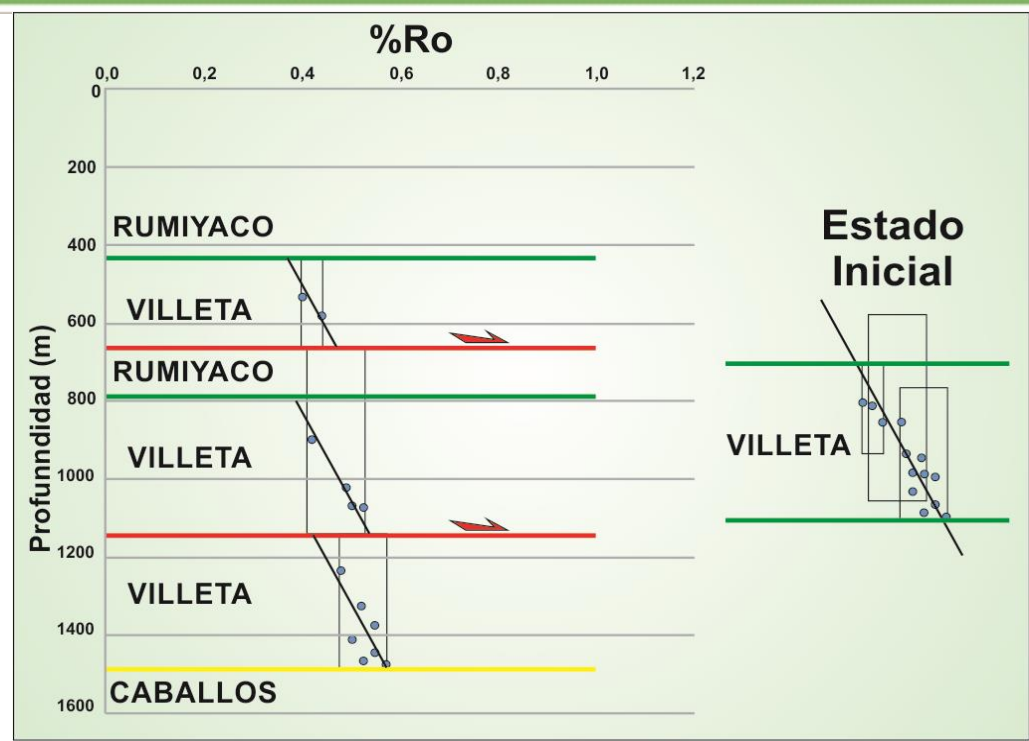


FIGURA 111: Línea de tendencia termal inicial y desplazada por fallas inversas del Gp. Villeta

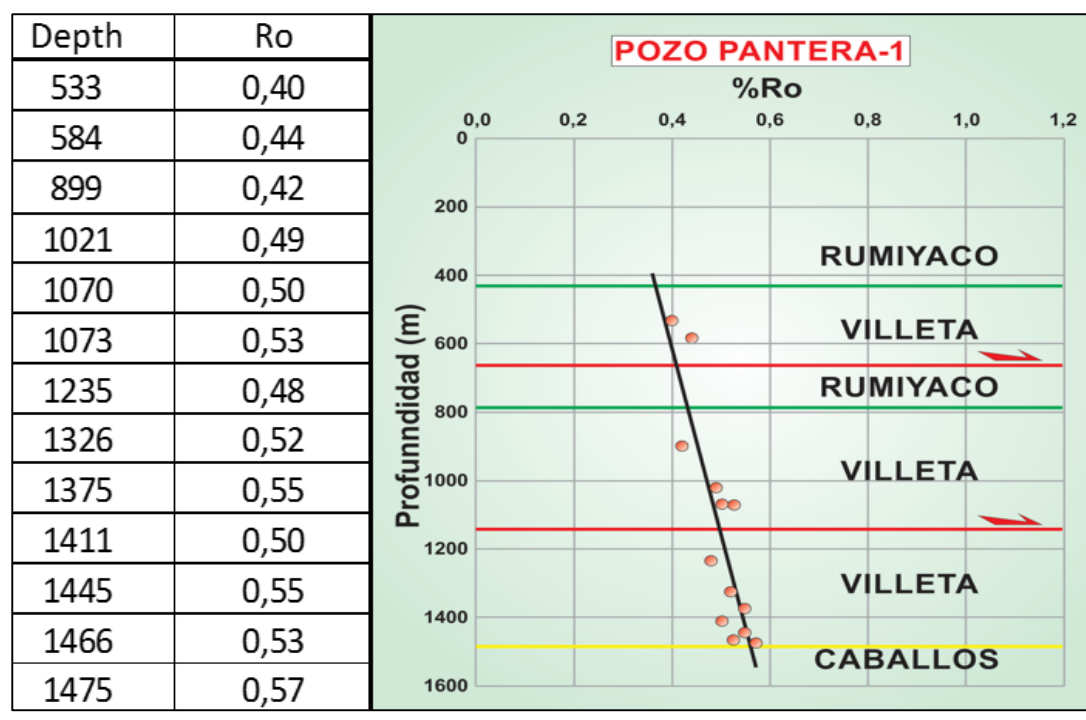


FIGURA 112: Diagrama de Profundidad y %Ro para el pozo Pantera-1

Después de efectuar las calibraciones de temperatura y ángulos de las fallas junto con otras correcciones y calibraciones que se llevaron a cabo a medida que se obtenían nuevos datos y comentarios por parte de los directores de la tesis, fue posible iniciar con la Retrodeformación de la Sección Estructural, para lo cual inicialmente se debió tener muy bien definido el modelo estructural ya que a partir de este punto los resultados serían basados de dicho modelo.

El siguiente paso fue tener concordando todos los saltos de falla para cada lado de cada falla del corte, con el fin de poder utilizar el algoritmo Fault Parallel Flow el cual mueve las partículas que hacen parte de los estratos; de manera paralela al trazo de la falla hasta dejarlas con su equivalente estrato del otro lado del plano de falla; permitiendo de esta manera ver la configuración antes de que se produjera el desplazamiento por parte de dicha falla.

Previamente se definieron las edades de interés para efectuar los pasos de la Retrodeformación, las cuales se establecieron teniendo en cuenta nuestro objetivo de determinar la migración de Hidrocarburos antes de que se produjera el levantamiento del Macizo de garzón. Para lo cual se decidió tener secciones en 0Ma, 5Ma, 12Ma, 18Ma, 35Ma, 45Ma y 78Ma, edades que tienen como referencia la edad del tope de algunas formaciones ya que esto facilita el proceso de Retrodeformación.

Afortunadamente para el presente estudio, se disponían de datos de Termocronología de baja temperatura con trazas de fisión de Apatitos (AFT) que sirvieron para determinar la profundidad de enterramiento en Kilómetros para las 4 formaciones con que se disponían los datos, al efectuar el cálculo a partir de la temperatura que tenían dichas muestras para cada una de las edades de interés anteriormente establecidas.

Se procedió posteriormente a horizontalizar el tope de la formación superior hacia un target que representa la paleotopografía y con esto poder retirar dicho tope de formación con el fin de poder continuar con el siguiente estado de deformación. Sin embargo al retirar una formación, se está quitando peso a la columna sedimentaria; por tal motivo los sedimentos sufren una decompactación que puede ser modelada con datos de valores de porosidad inicial (Φ_0) y el coeficiente de porosidad-profundidad de cada litología (c).

7.2.5 MODELADO GEOQUÍMICO

Se inició el desarrollo de los modelos geoquímicos 1D con la asignación de las edades de depositación y erosión a las distintas formaciones presentes en los pozos, además de establecer las facies litológicas, cada una con su respectivo puesto dentro del sistema petrolífero. A su vez para la roca generadora se le asigna los valores de HI, TOC, y cinética usada para conocer la tasa de transformación de la materia orgánica así como se muestra en la **FIGURA 113**, todos los campos son tomados de literatura citada y algunos reportes internos de Ecopetrol.

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 (HC/gT)
CAIMAN	-2000	-2000	0	100	5.00	2.00	2.00	1.00	Sandstone (typical)	Reservoir Rock			
OSPINA	-2000	-2000	0	246	17.00	10.00	10.00	1.00	Sandstone (typical)	Reservoir Rock			
ORITO-BELEN	-2000	-2000	0	1300	30.00	20.00	10.00	1.00	Shale (typical)	Seal Rock			
ORTEGUAZA	-2000	-2000	0	345	35.00	32.00	10.00	1.00	Shale (typical)	Seal Rock			
PEPINO	-2000	-2000	0	525	46.00	38.00	10.00	1.00	Sandstone (typical)	Reservoir Rock			
RUMIVACO	-2000	-2000	0	450	70.00	65.00	10.00	1.00	Shale (typical)	Seal Rock			
VILLETA	-2000	-2000	0	410	107.00	80.00	10.00	1.00	Limestone (organic rich - 10% TOC)	Source Rock	8.00	IES_TII_Brown_Limestone_2C	600.00
CABALLOS	-2000	-2000	0	130	118.00	110.00	10.00	1.00	Sandstone (typical)	Reservoir Rock			
BASAMENTO	-2000	-1600	400		200.00	118.00			Granite (150 Ma old)	Underburden Rock			
						200.00							

FIGURA 113: Tabla de valores de edades para depositación, erosión y espesor para todas las formaciones, elementos del sistema petrolífero, y características geoquímicas para modelado 1D.

Para los datos de Paleobatimetría se tuvo en cuenta los ambientes sedimentarios de cada una de las formaciones del pozo, también la posición del modelo con respecto al nivel del mar a lo largo de su historia geológica como se muestra en la **FIGURA 114**, para el programa los valores negativos hacen referencia a posiciones por encima del nivel del mar, y los valores positivos por debajo, estos tomados de estudios estratigráficos y sedimentológicos de dominio público.

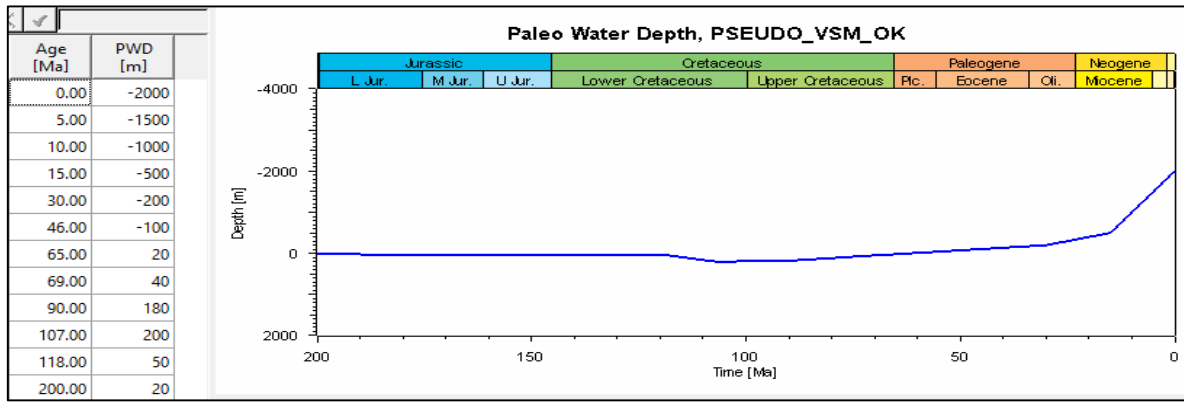


FIGURA 114: Valores de Paleobatimetría a distintas edades y curva usada para el modelado.

Se tomaron los valores de la temperatura de la interface del mar o SWIT (Sea Water Interface Temperature) dentro de las condiciones límite (Boundary Conditions) de manera automática según el algoritmo que trae el programa para una posición geográfica al Norte de Suramérica a una latitud de 2°, este valor asignado para el área de estudio, tal y como se muestra en la **FIGURA 115**. El Software tomó estos valores dependiendo de la Paleobatimetría y Geología Histórica, ya que los contenidos de gases en la atmósfera y otras variables como las erupciones volcánicas han influenciado dichas temperaturas a lo largo del desarrollo de la tierra. Sin embargo, son de mayor importancia para el modelado de Cuencas los eventos desarrollados dentro del Eón Fanerozoico ya que es en este rango de tiempo cuando se desarrollaron las mayores condiciones para generar y preservar Hidrocarburos. (Wygrala, 1989)

La curva que genera el programa se puede apreciar en la **FIGURA 116**, donde se observan dos picos de mayor temperatura en los periodos Triásico y Cretácico con un descenso hasta la actualidad, dichos valores van a influenciar la historia termal en las cuencas analizadas por la presente investigación.

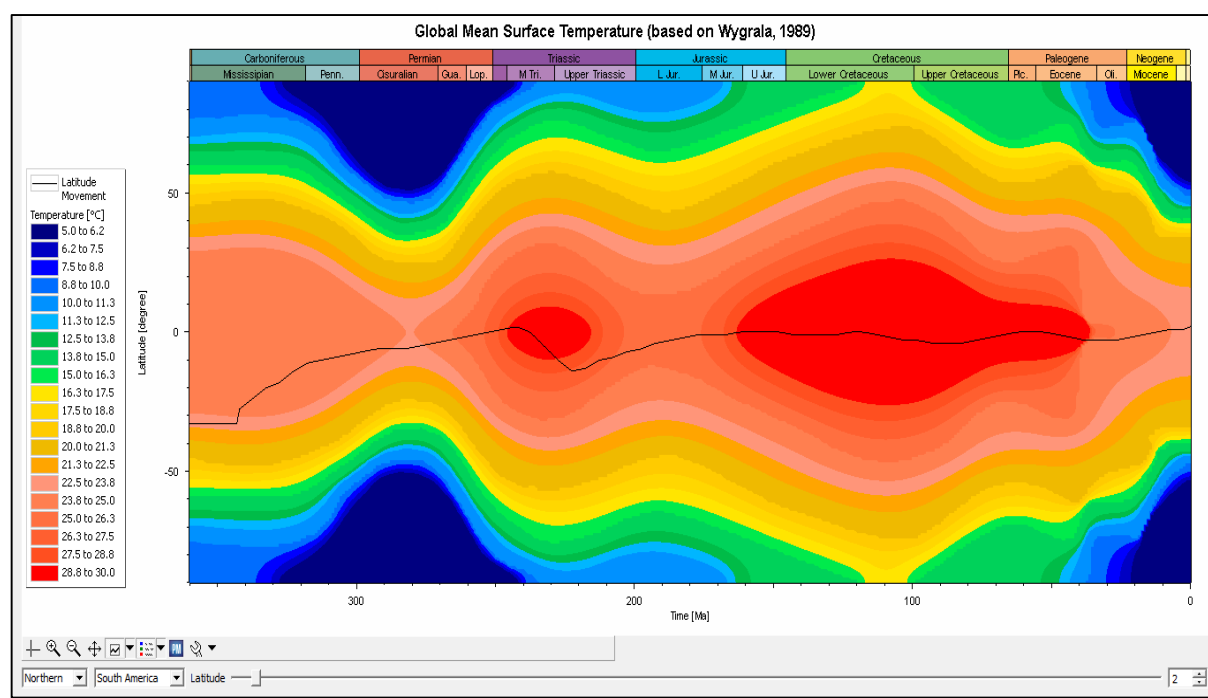


FIGURA 115: Modelo global de Temperatura media de superficie (Basado en Wygrala, 1989)

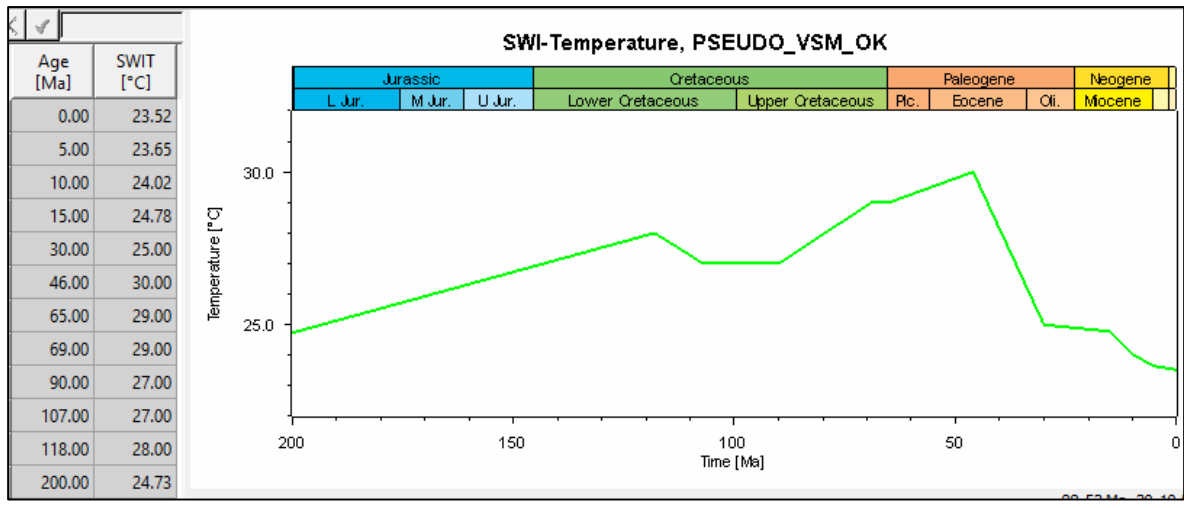


FIGURA 116: Valores y curva de temperatura de interface suelo-agua usado en el modelado.

Al momento de ingresar las Condiciones Límite (Boundary Conditions), se procedió a ingresar valores de acortamiento de la corteza=1.08 y del manto=1.18 que fueron tomados de (Sarmiento, 2001) dentro del módulo de McKenzie para un rango Sin-Rift desde 200Ma hasta 125Ma y un Post-Rift hasta 58 Ma como se ve en la FIGURA 117. Estos valores tienen en cuenta la manera en que fue adelgazada la corteza, la cual de ser más delgada va a permitir que el manto se encuentre más cerca de la superficie, permitiendo de esta manera que se transmita un mayor flujo de calor a la superficie en estas etapas de extensión.

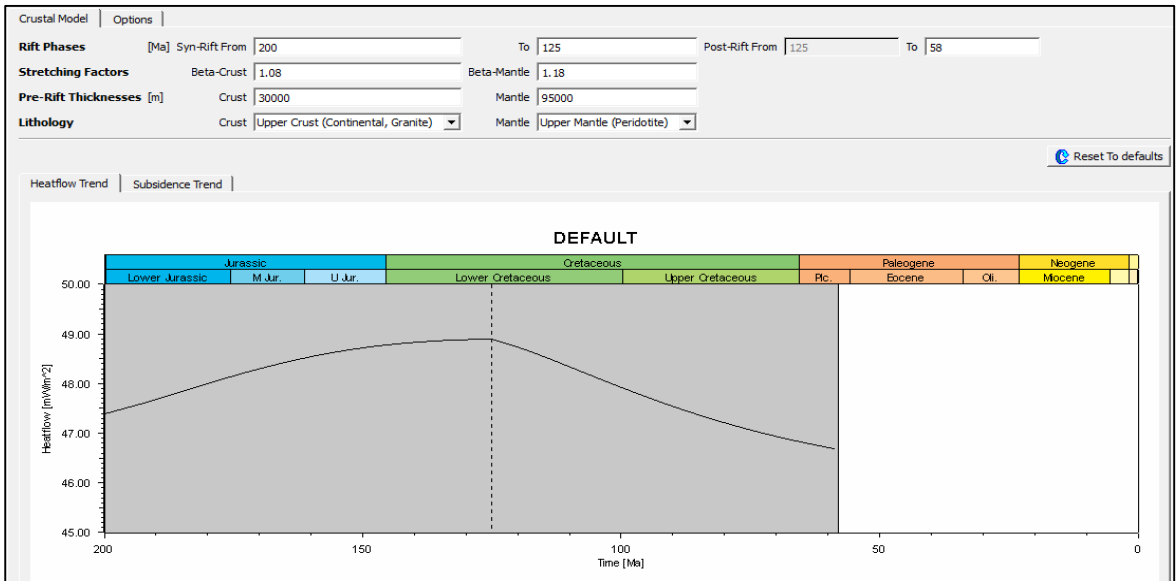


FIGURA 117: Modulo de McKenzie usado para calcular el flujo de calor durante las etapas de rift y post-rift, empleado en el modelado.

Para poder darle una mayor precisión a los datos de flujo de calor que se ingresaron a las condiciones límite (Boundary Conditions), se procedió a georreferenciar sobre la zona de estudio el mapa de Flujo de Calor de la ANH para tener datos actuales que poseen las Cuenkas analizadas. Como se muestra en **FIGURA 118**.

En dicha imagen se puede apreciar que el Pozo Pantera-1 ubicado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena tiene valores de flujo de calor actual de 50 a 60 mW/m², mientras que para la zona de Putumayo el Pozo Río Pescado-1 presenta valores de 30 a 40 mW/m² los cuales son más fríos en comparación a los obtenidos en la Sub-Cuenca de Neiva, la cual es más caliente ya que se encuentra más cerca de los volcanes del Nudo de los Pastos.

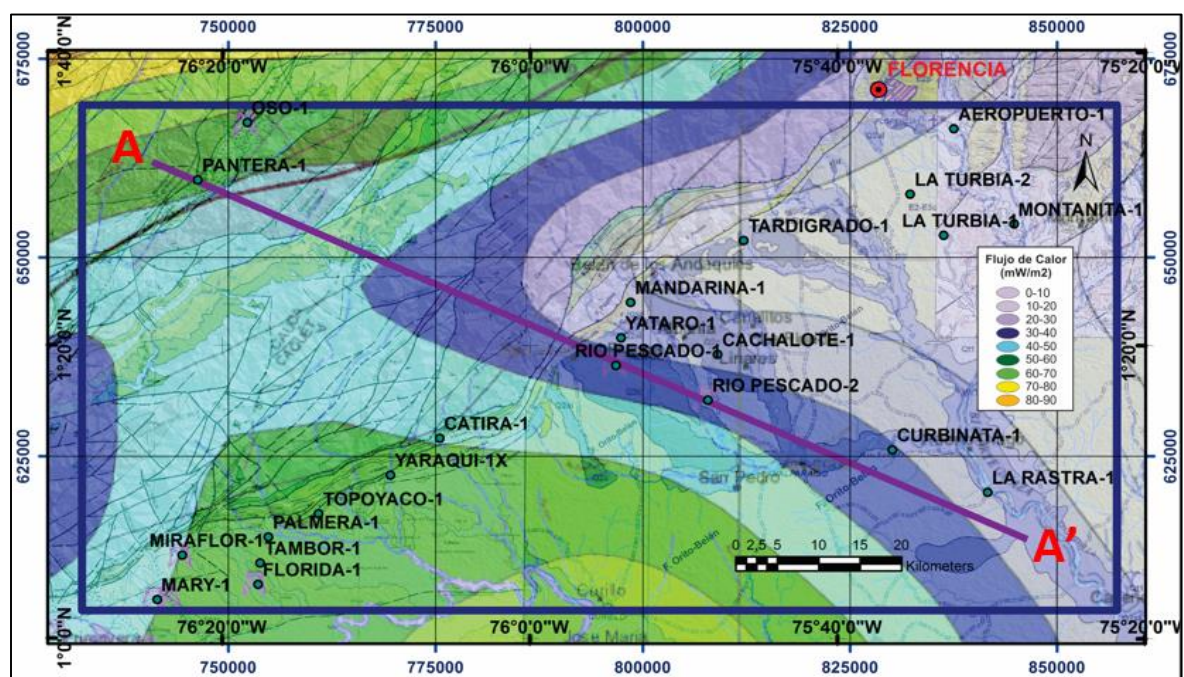


FIGURA 118: Mapa de la zona de estudio con la superposición del flujo de calor según la ANH. Nótese que para el pozo Pantera-1 el valor mostrado es de 50 a 60 mW/m² mientras que para el pozo Río Pescado-1 los valores son más fríos obteniendo datos de 30 a 40 mW/m².

Otro tipo de calibración que se utilizó para el modelo fue ingresar datos de Reflectancia de Vitrintita de las muestras de pozo que fueron tomadas a diferentes profundidades. Dichos datos solamente fueron suministrados para el pozo Pantera-1 y sirvieron para establecer una mejor gráfica de flujo de calor empleada para el modelo geoquímico. Sin embargo, el pozo Río Pescado-1 solo se pudo calibrar con la temperatura de fondo de pozo (BHT) debido a que no se tenía ninguna otra información para poder efectuar alguna corrección al modelo.

Con el fin de poder hacer un mejor ajuste termal al modelo geoquímico de los pozos se procedió a buscar en los informes de perforación sus valores de temperatura de fondo de pozo (BHT), siendo de 58.89°C para Pantera-1. Dicho datos posteriormente fueron ingresados a la página ZetaWare, Utilities BHT Correction, GoM Waples *et al*, 2004 con el fin de hacer una calibración de dichos datos de temperatura, ya que al haber sido tomados con varias horas de tiempo de circulación, sus valores reales varían y por lo tanto es requerido un recalcu de sus verdaderos equivalentes. (ZetaWare, 2014)

Posteriormente se ingresaron los valores de profundidad a las cuales se tomaron dichos datos de temperatura junto con las horas que duraron detenidos los pozos desde la circulación teniendo en cuenta un valor de temperatura de superficie de 25°C para ambos casos tal y como se aprecia en la **FIGURA 119**.

PANTERA-1

Measured log temperature (°C):	58.89
Measurement depth Z (meters):	1579
Surface temperature (°C):	25
Time since circulation (hours):	25
Corrected temperature(°C):	68.51

FIGURA 119: Calculo de la corrección de temperatura de fondo de pozo (BHT)

En la **FIGURA 120** se aprecia la curva que mostró el programa después de todos los ajustes realizados, donde se observa un flujo de calor más alto en el rift Jurásico y también otro parte ascendente hacia la actualidad debido a la actividad tectónica, con apoyo magmático del nudo de los pastos.

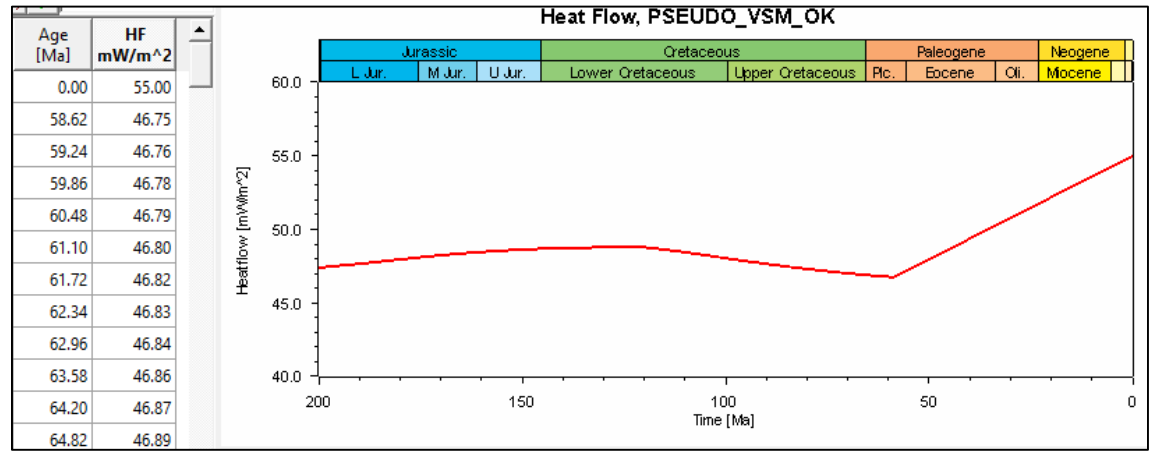


FIGURA 120: Valores de Flujo de calor y curva calibrada usada en el modelado.

En el modelado 2D se inició cargando las distintas Paleo-Secciones (0Ma, 5Ma, 12Ma, 18Ma, 35Ma, 45Ma, 78Ma) generadas a partir de la retrodeformación, luego se asignaron las edades correspondientes a cada una dentro del programa. A su vez se establecieron las edades de depositación de cada uno de los horizontes objeto de estudio, con sus respectivas tonalidades, tal y como se puede observar en la FIGURA 121.

Age [Ma]	Horizon	Layer	Event Type	Name	Age [Ma]
0.00	Ospina	Ospina	Deposition	0Ma_P	0.00
17.00	Orito-Belen	Orito-Belen	Deposition	5Ma_P	5.00
32.00	Orteguaza	Orteguaza	Deposition	12Ma_P	12.00
35.00	Pepino	Pepino	Deposition	18Ma_P	18.00
62.00	Rumiyaco	Rumiyaco	Deposition	35Ma_P	35.00
77.00	Villeta	Villeta	Deposition	45Ma_P	45.00
107.00	Caballos	Caballos	Deposition	78Ma_P	78.00
118.00	Basamento	Basamento	Deposition		
200.00	Base				

FIGURA 121: Tablas para asignación de edades de depositación y Paleo-Secciones.

Se procedió a crear las facies litológicas con su respectivo puesto dentro del sistema petrolífero y sus características geoquímicas como se observa en la **FIGURA 122**, donde para la roca generadora se le debe asignar su HI y TOC por medio de un valor o un mapa si se tiene.

Name	Color	Lithology Value	TOC Mode	TOC Value [%]	TOC Map	Kinetics	HI Mode	HI Value [mgHC/g TOC]	HI Map	Petroleum System Elements
OSPINA	[Grey]	Sandstone (typical)			→				→	Overburden Rock
ORITO-BELEN	[Yellow]	Shale (typical)			→				→	Overburden Rock
ORTEGUAZA	[Orange]	Shale (typical)			→				→	Seal Rock
PEPINO	[Red]	Sandstone (typical)			→				→	Reservoir Rock
RUMIYACO	[Brown]	Shale (organic lean, sandy)			→				→	Seal Rock
VILLETA	[Green]	Limestone (organic rich - 10% TOC)	Value	8.00	→	IES_TII_Brown_Limestone_2C	Value	450.00	→	Source Rock
CABALLOS	[Dark Green]	Sandstone (typical)			→				→	Reservoir Rock
BASAMENTO	[Purple]	Granite (150 Ma old)			→				→	Underburden Rock

FIGURA 122: Tabla de valores de edades para depositación, erosión y espesor para todas las formaciones, elementos del sistema petrolífero, y características geoquímicas para modelado 2D.

Luego se realizaron los bloques uno a uno para cada una de las Paleo-Secciones como se ve en la **FIGURA 123**, teniendo en cuenta que se debió corregir algunas áreas y líneas que se cruzaban entre sí o que no estaban correctamente unidas, también se tuvo en cuenta que los topes de los bloques no podían cambiar, ya que todas esto generaba inconvenientes.

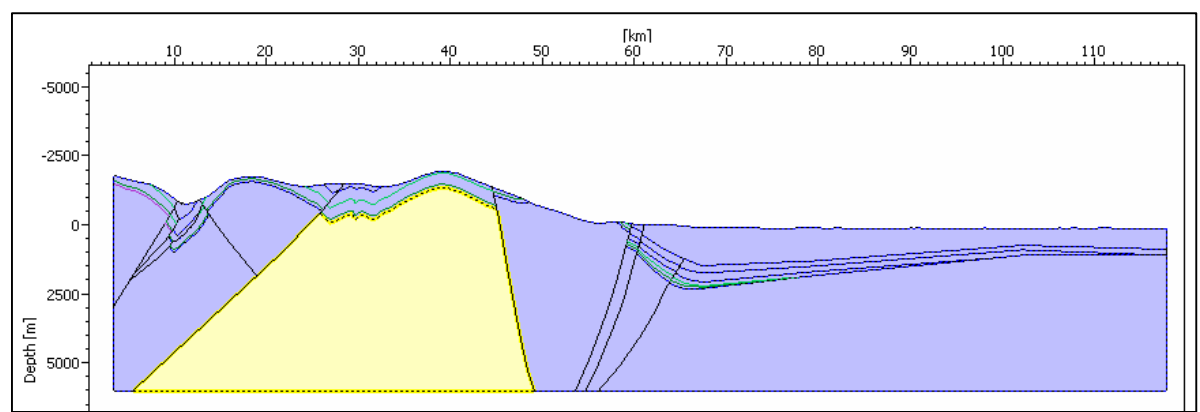


FIGURA 123: Paleo-Sección con bloques creados.

Mientras se realizaron todos los bloques se tuvo en cuenta la jerarquía, es decir cuando un bloque (Padre) se subdividió y genero dos bloques nuevos (Hijos), tal y como se muestra en la **FIGURA 124**, donde está el esquema de desarrollo empleado en el presente proyecto de modelado.

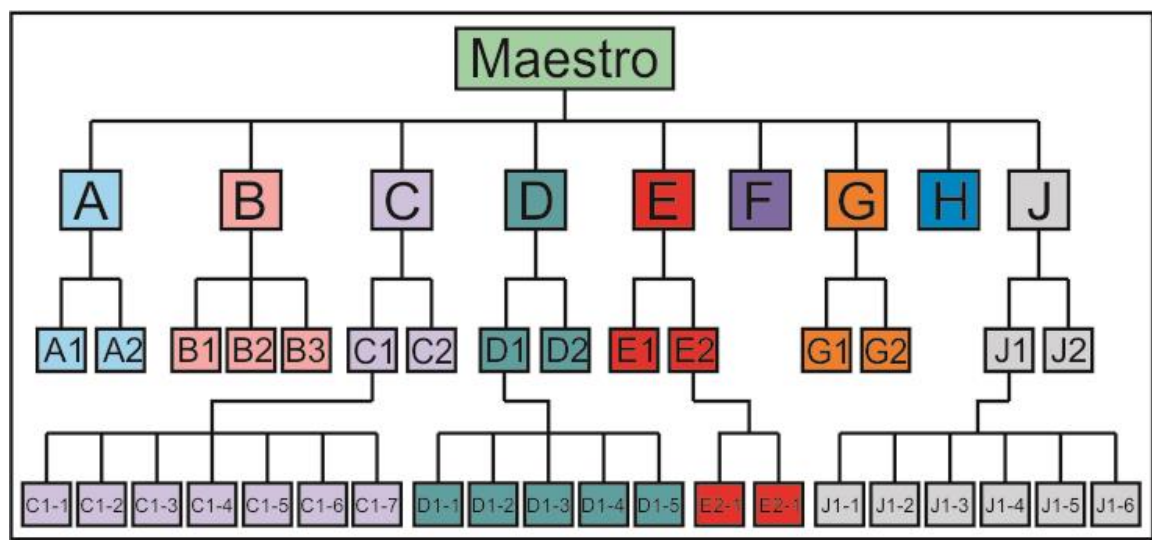


FIGURA 124: Jerarquía de desarrollo de bloques empleada en el modelado 2D.

Seguido a esto se realizó la creación de la tabla de nombres de los bloques en donde se pone la relación de cada uno con el bloque padre, y se le establece un número, que va a ser importante ya que en este orden es como el programa va a simular el modelo de cada Paleo-Sección. Además se asignó cada nombre a los bloques de cada paleo-Sección necesarios para relacionarlos como se puede mirar en la FIGURA 125.

Name	Color	Parent Block	Block Order	Block Boundary	Block Name
Maestro			1		
A		Maestro	50		
B		Maestro	40		
C		Maestro	20	Boundary_82	A1
J		Maestro	10	Boundary_83	A2
D		Maestro	60	Boundary_85	D1-1
B1		B	41	Boundary_88	J1-2
B2		B	42	Boundary_90	J1-4
B3		B	43	Boundary_92	D1-4
J1		J	15	Boundary_94	E2-2
J2		J	11	Boundary_96	D1-5
C1		C	16	Boundary_97	E2-1
C2		C	12	Boundary_99	D2
D1		D	51	Boundary_100	F
D2		D	13	Boundary_101	G1
E		Maestro	52	Boundary_245	B1
F		Maestro	14	Boundary_246	B2
G		Maestro	70		
E1		E	53		
E2		E	54		
H		Maestro	75		
A1		A	55		
A2		A	44		
J1-1		J1	34		
J1-2		J1	56		

FIGURA 125: Tablas para creación, asignación y ordenado de bloques.

Luego de la asignación se pudo observar en la vista Pre-Grid del programa el modelo con los distintos 32 bloques de la Paleo-Sección a 5Ma, en donde cada color significa un bloque diferente como se aprecia en la **FIGURA 126**.

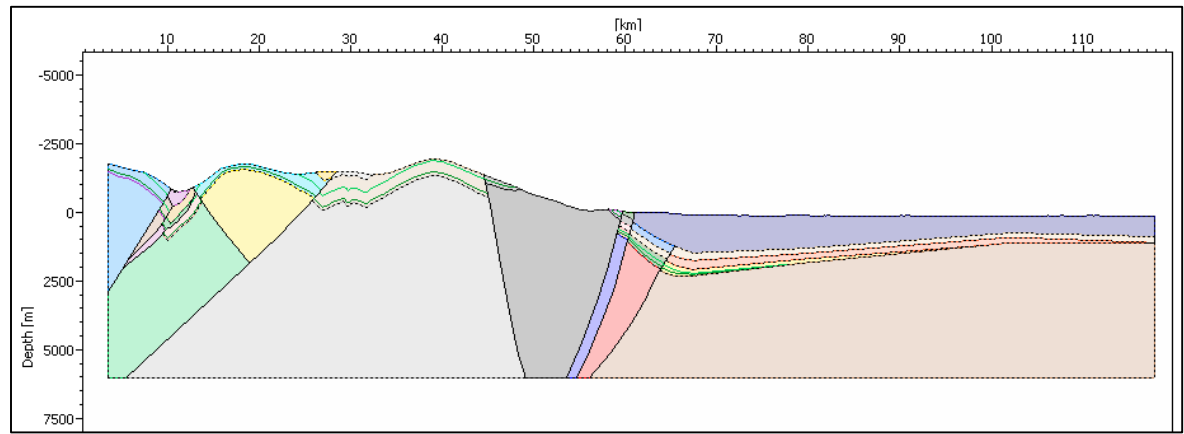


FIGURA 126: Paleo-Sección con bloques asignados, donde cada color es un bloque distinto.

Se arregló la Grid, y se le aumento la densidad en zonas donde era necesario tomar mayor detalle para el modelo, es decir en zonas de fallas y zonas de contactos litológicos, ya que implicaban trampas y estructuras donde no existían, como se puede observar en la **FIGURA 127**.

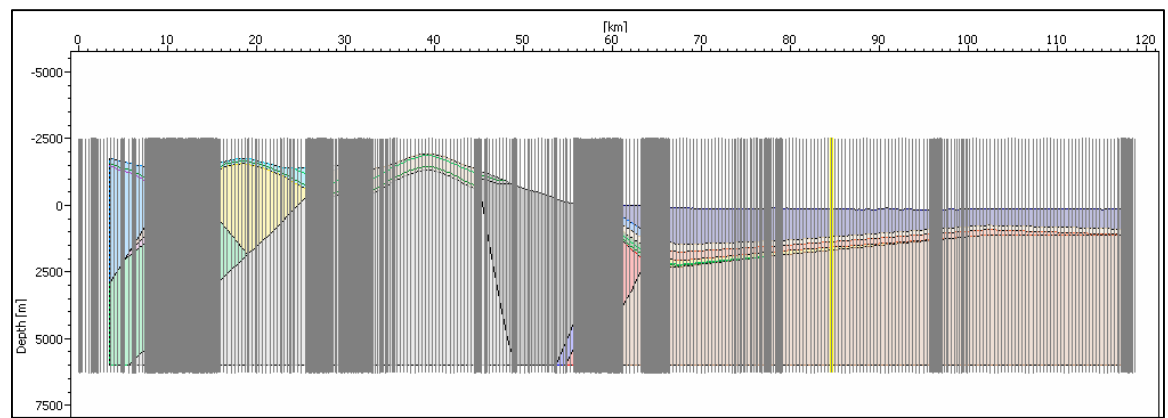


FIGURA 127: Grid detallada con la cual se realizó el modelado.

Se activó y creó para cada uno de los bloques de cada Paleo-Sección la geometría de horizontes es decir, se designó para la vista pre-grid todas las formaciones presentes desde el tope del bloque hasta la base, a su vez representadas en la vista Gridded por los mapas de facies, como se puede apreciar en la **FIGURA 128**.

	Age [Ma]	Horizon	-	Pre-grid Horizon	Gridded Horizon	Layer	-	Event Type	Facies Map
1	5.00	Ospina		→					
2						Ospina		Deposition	→ OSPINA_Map
3	17.00	Orito-Belen		→					
4						Orito-Belen		Deposition	→ ORITO-BELEN_Map
5	32.00	Orteguaza		→					
6						Orteguaza		Deposition	→ ORTEGUAZA_Map
7	35.00	Pepino		→					
8						Pepino		Deposition	→ PEPINO_Map
9	62.00	Rumiyaco		→ Top Block Boundary	→ Rumiyaco_Map				
10						Rumiyaco		Deposition	→ RUMIYACO_Map
11	77.00	Villeta		→ VILLETA	→ Villeta_Map				
12						Villeta		Deposition	→ VILLETA_Map
13	107.00	Caballos		→ CABALLOS	→ Caballos_Map				
14						Caballos		Deposition	→ CABALLOS_Map
15	118.00	Basamento		→ BASAMENTO	→ Basamento_Map				
16						Basamento		Deposition	→ BASAMENTO_Map
17	200.00	Base		→ Bottom Block Boundary	→ Base_Map				

FIGURA 128: Tabla de asignación para la geometría de horizontes.

Una vez se terminó todo lo anterior se realizó el Gridded en el cual se revisó que no se encontraran espacios vacíos, que las facies litológicas fueran las indicadas para cada bloque, se observó que estuvieran todas las fallas, o se completaron si hacían falta, y así poder generar el modelo geológico de cada Paleo-Sección para la simulación de los eventos de generación, migración y acumulación, tal como se ve en la FIGURA 129.

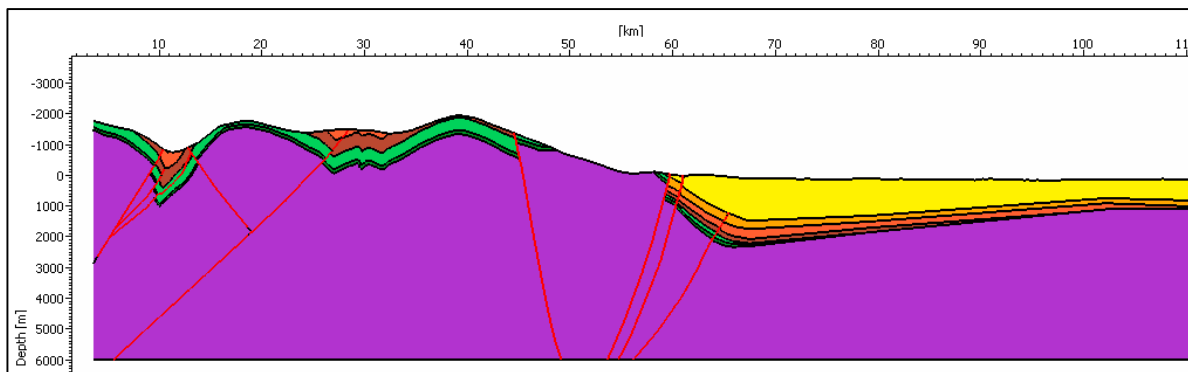


FIGURA 129: Modelo de Paleo-Sección lista para la simulación.

Posteriormente se procedió a crear y asignar los mapas de las distintas facies litológicas, a partir de un bloque en el cual se encuentre la secuencia más completa. Ya que se debía realizar para todos los bloques, se realizó por medio del proceso de asignación de facies para modelos TecLink, el cual permite desde el bloque que contenga los mapas crear la tabla para todos los demás bloques de todas las Paleo-Secciones así como se puede ver en la FIGURA 130.

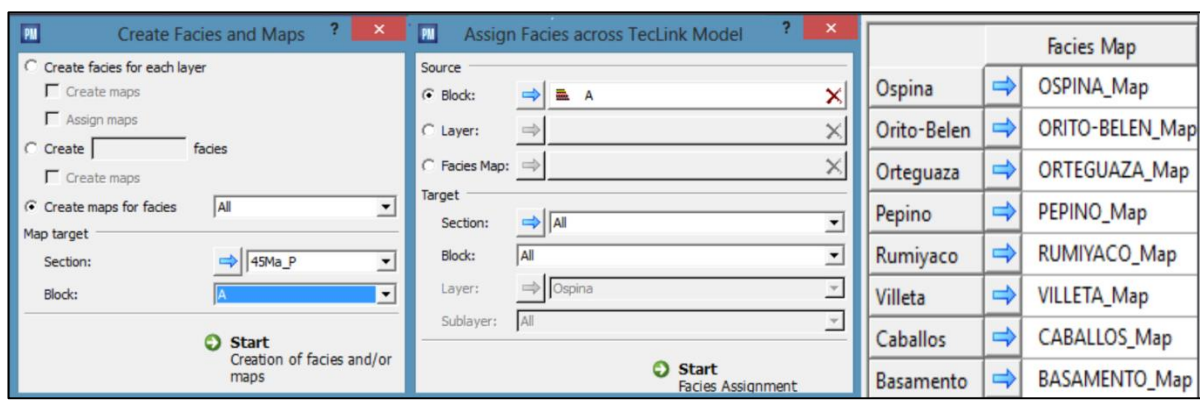


FIGURA 130: Ventanas de creación y asignación para mapas de facies.

Por último se ajustaron las condiciones límite de la historia termal para que el modelo fuera calibrado, y esté procedimiento se realizó de una manera similar a como se hace en los modelos 1D, ya que se emplea los mismos algoritmos y valores para cada característica (Paleobatimetría, Temperatura de fondo de agua, y Flujo de calor).

El procedimiento continuó con la simulación del modelo 2D, ajustando un espaciado de detalle de 232 metros para el corte de 117 Km, el método de migración usado fue el Híbrido, el cual involucra algoritmos de darcy y rutas de flujo para mostrar vectores como se observa en la FIGURA 131.

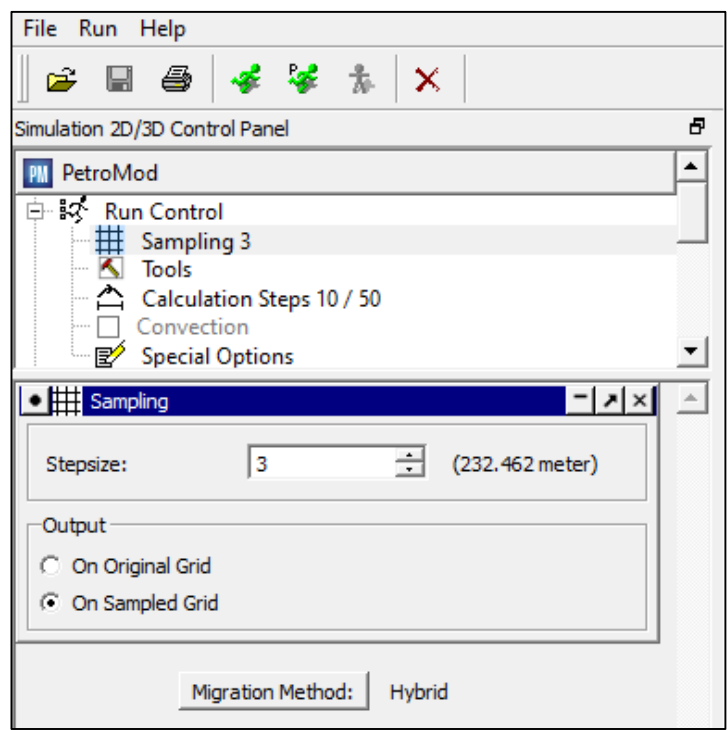


FIGURA 131: Ventana de simulación para modelado 2D.

7.3 FASE III: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

A medida que se obtenían resultados de la interpretación Sísmica, el modelo estructural y el modelo Geoquímico se hacían calibraciones para mejorar los resultados de dichos modelos, los cuales junto con los conceptos recopilados durante la revisión bibliográfica; sirvieron para hacer un mejor análisis de la zona de estudio.

Al hacer estos ajustes sobre los resultados, es posible unificar la información obtenida con el fin de evaluar si las acumulaciones de arenas Bituminosas presentes hacia el Sur de la ciudad de Florencia provinieron desde la Cuenca del valle Superior del Magdalena antes de que se produjera el levantamiento del Macizo de Garzón entre 10 y 12 Ma.

7.4 FASE IV: CREACIÓN DEL INFORME FINAL

Finalmente, teniendo en cuenta los datos obtenidos de los software junto con la demás información se procedió a unificar la información obtenida en las fases anteriores en un documento de formato Word que representara de forma detallada los conceptos, metodologías y uso de software que permitieron el desarrollo del presente trabajo de investigación.

8. RESULTADOS

8.1 INTERPRETACIÓN DE LA SÍSMICA 2D

Se interpretaron 3 líneas sísmicas cuya localización junto a los pozos de interés se puede apreciar la **FIGURA 132**. Los nombres de dichas líneas son: MP-1988-04, OR-1993-12-75E y CAQ-1988-05, las cuales se muestran de color rojo dentro de la visualización del mapa Geológico y el Modelo Digital de Elevación del Terreno. Nótese sus diferencias de longitud, dirección y cercanía de los pozos, así como su ubicación ya que la línea MP-1988-04 se encuentra en la Sub-Cuenca de Neiva, la cual presenta mayor complejidad estructural, mientras que las otras dos líneas se localizan dentro de la Cuenca Foreland que tiene buzamientos más suaves.

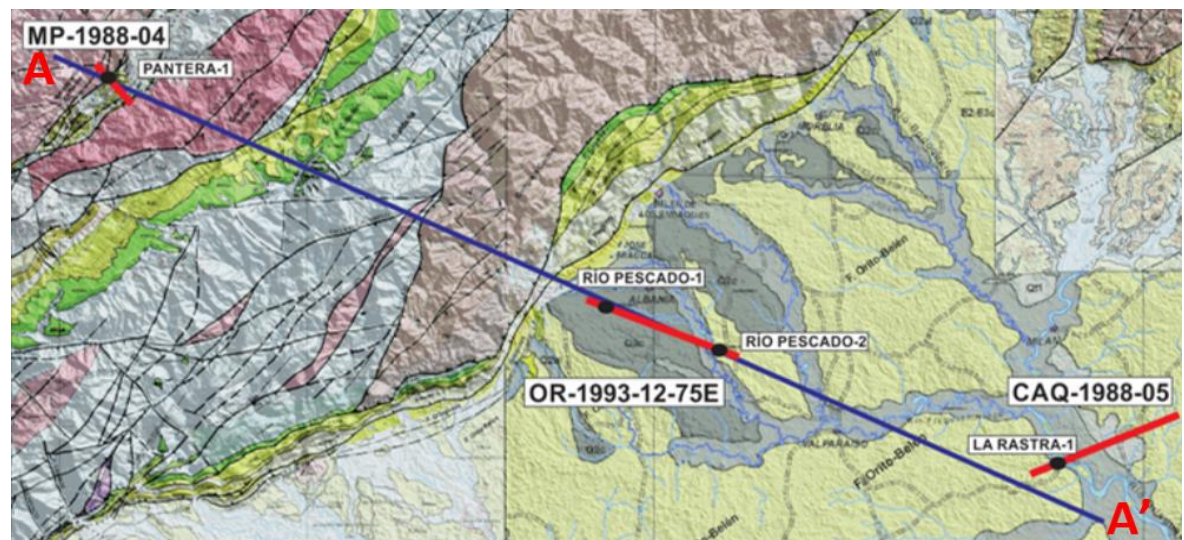


FIGURA 132: Mapa de localización de las 3 líneas sísmica interpretadas y los Pozos por donde pasan.

Una vez se cargaron los datos suministrados de los Pozos Pantera-1, Rio Pescado-1, Rio Pescado-2 y La Rastra-1, junto con la sísmica; se pudo crear el sismograma sintético del pozo Pantera-1, el cual sirvió para poder tener una mejor claridad sobre los topes de dicho pozo, permitiendo de esta manera comenzar a hacer la interpretación estructural de la línea sísmica MP-1988-04 como se muestra en la **FIGURA 133**. Nótese que el pozo atraviesa dos fallas vistas en corte, de las cuales; la primera se evidencia por la repetición de topes de las formaciones Rumiyaco y Villeta típico de fallas inversas. La segunda se infiere debido al espesor anormalmente grande del Grupo Villeta hacia la parte inferior del pozo.

Por otro lado, en dicha imagen también se evidencia el estilo estructural de escamación gruesa (Thick-Skinned) característico de la cuenca del VSM ya que dichas fallas alcanzan a cabalgar el basamento, incluso a traerlo hasta la superficie como se observa en la falla más somera que pone al Monzogranito de Mocoa sobre la Formaciones Rumiyaço, Villeta y Caballos.

En la **FIGURA 133** se muestra como las fallas central e inferior del Pozo Pantera-1 son asociadas a una edad Pre-Eoceno Medio; además en la se evidencia como se truncan hacia la base de la formación Pepino, evidenciando su preservación. Sin embargo, la falla superior se puede considerar como más joven y fuera de secuencia (Out-of-sequence) ya que corta formaciones suprayacentes a la formación Rumiyaço.

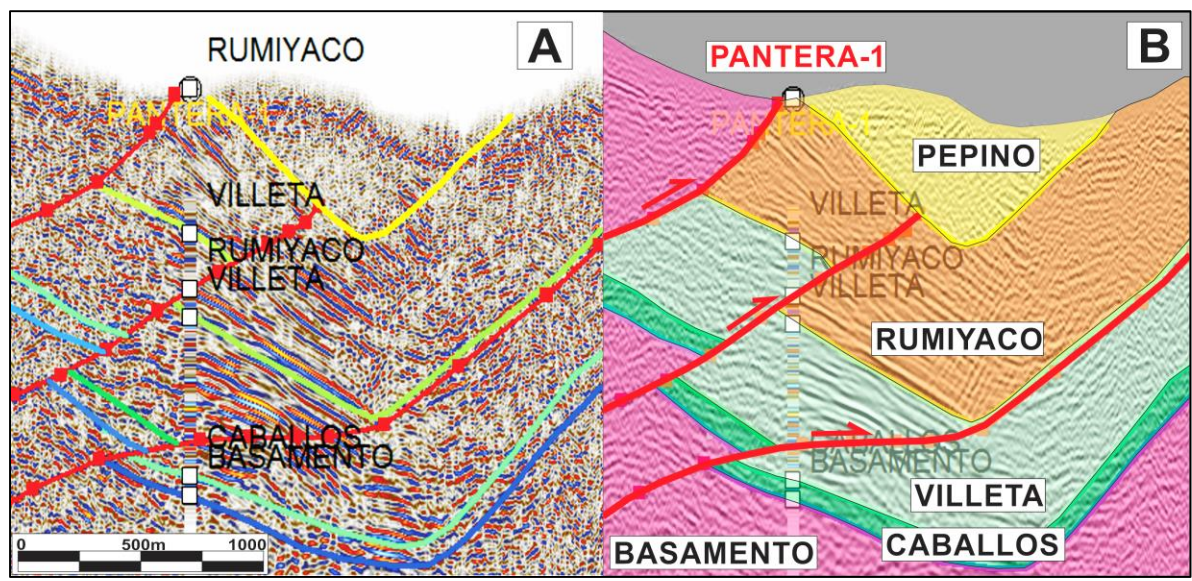


FIGURA 133: Interpretación sísmica de la línea MP-1988-04.

En la **FIGURA 134** se muestra la línea OR-1993-12-75E interpretada. Nótese la presencia de un sinclinal que tiene hacia su base las formaciones Cretácicas de poco espesor haciendo Onlap (acuñándose) antes de llegar al segundo pozo, además de que dicho sinclinal está fallado hasta la mitad de la Formación Orteguaça, lo que le da a esa falla una edad Pre-Oligoceno (Pre-30Ma) ya que por encima los reflectores son continuos evidenciando la ausencia de deformación. Finalmente, en la **FIGURA 135** se muestra como en la línea CAQ-1988-05 los buzamientos son suaves y hacen falta las formaciones antes de Pepino; las cuales ya se han acuñado debido a su ubicación en la parte lejana de la Cuenca Foreland.

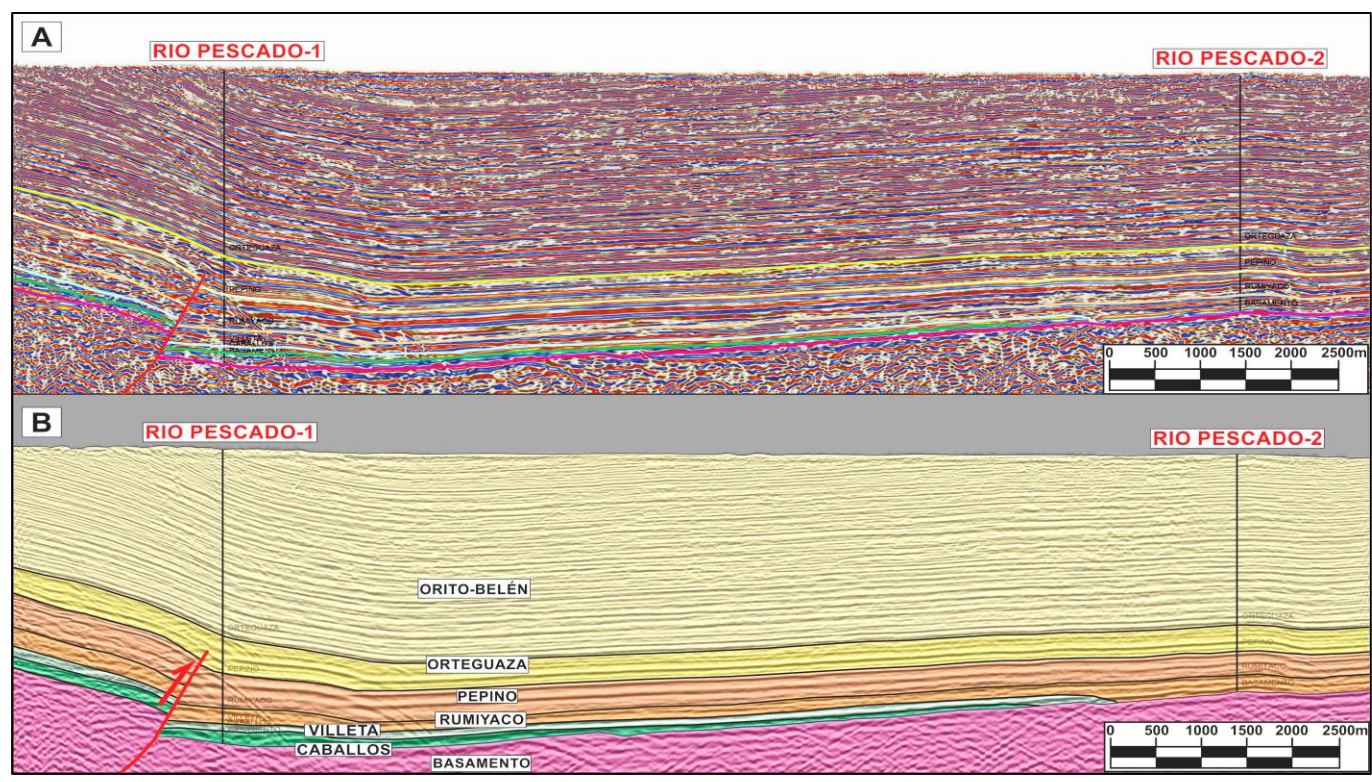


FIGURA 134: Interpretación sísmica de la línea OR-1993-12-75E

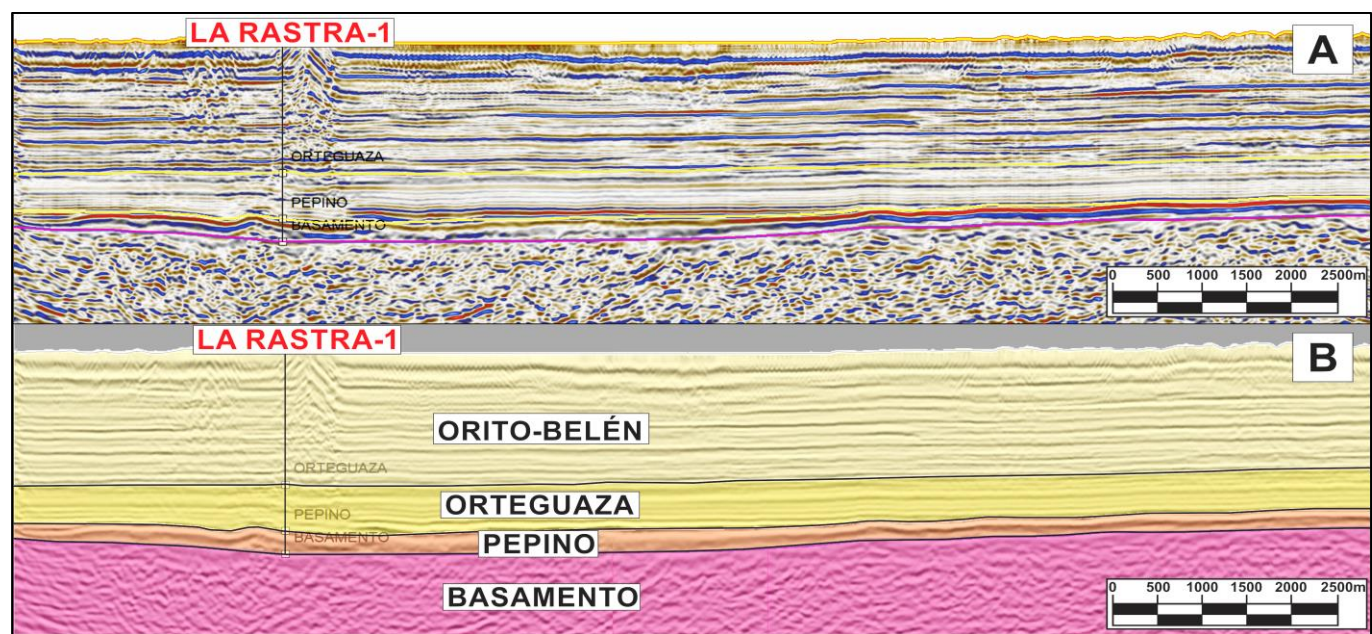


FIGURA 135: Interpretación sísmica de la línea CAQ-1988-05

8.2 RETRODEFORMACIÓN DEL CORTE

La sección estructural actual (0Ma) de 116Km de longitud, inicia desde la Sub-Cuenca de Neiva, atraviesa el Macizo de Garzón y llega hasta la Sub-Cuenca de Putumayo, exhibiendo zonas altamente erosionadas, principalmente sobre el Macizo de Garzón y en general dentro de la Sub-Cuenca de Neiva, la cual; actualmente es un margen pasivo invertido y exhumado que contrasta con la poca erosión presente en la Sub-Cuenca de Putumayo de tipo Foreland como se observa en la **FIGURA 136**.

Dicha sección estructural, fue retrodeformada secuencialmente desde el Cretácico Superior hasta mostrar su configuración actual como se aprecia en la **FIGURA 137**. Nótese como la sección se 78Ma (Campaniano) evidencia el antiguo margen pasivo que se desarrolló durante el Cretácico superior y que permitió la depositación del Grupo Villeta. En esta etapa la cuenca era de tipo Rift, caracterizada por presentar subsidencia termal debido al enfriamiento y contracción de la corteza que anteriormente presentaba mayores temperaturas asociadas al Rifting. Dichas rocas se encuentran suprayaciendo las fallas normales y rocas volcanoclásticas de la Fm. Saldaña asociadas a la etapa de extensión y subsidencia mecánica del Triásico-Jurásico.

Posteriormente, en las secciones de 45Ma (Eoceno Inferior) y 35Ma (Oligoceno inferior) se muestra la sedimentación de las Formaciones Rumiayaco y Pepino respectivamente, las cuales evidencian la regresión generalizada desde inicios del Cenozoico que permitió la acumulación de estas rocas transicionales y continentales a manera de Onlap (acuñamientos) sobre el basamento del Cratón Amazónico, mostrando una mayor longitud del corte en comparación al Cretácico.

Por otro lado la sección de 18Ma (Mioceno Inferior) muestra la depositación del grupo Orito-Belén que entierra la sección a manera de overburden que entierra y contribuye con la maduración de las rocas generadoras. Después, en la sección de 12Ma (Mioceno superior) se muestra el inicio de la deformación y erosión causada por la inversión tectónica. Dicha erosión puede ser apreciada en la sección de 5Ma (Plioceno Inferior) la cual muestra como la mayoría de las rocas de la Sub-Cuenca de Neiva ya han sido exhumadas súbitamente (Paroxismo) por lo que se muestran en tonalidades transparentes, siendo más evidentes en la sección de 0Ma donde casi todas las rocas ya han sido desmanteladas, quedando solamente algunas porciones de sedimentos en la zona del pozo Pantera-1 y la falla de Acevedo.

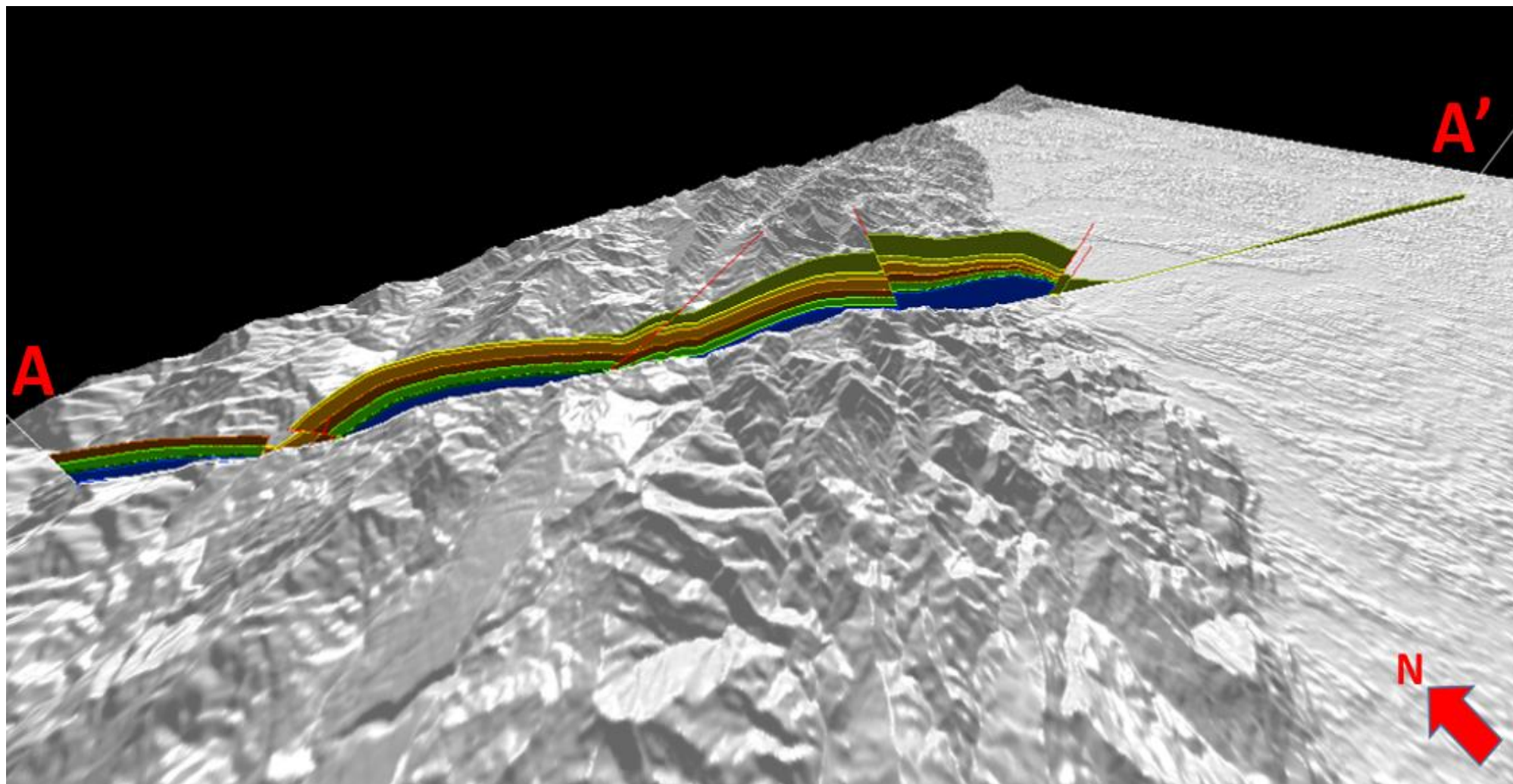


FIGURA 136: Localización de la Sección de 0 Ma vista sobre el DEM en el programa 3D-Move. Nótese las rocas ya erosionadas por encima de la topografía.

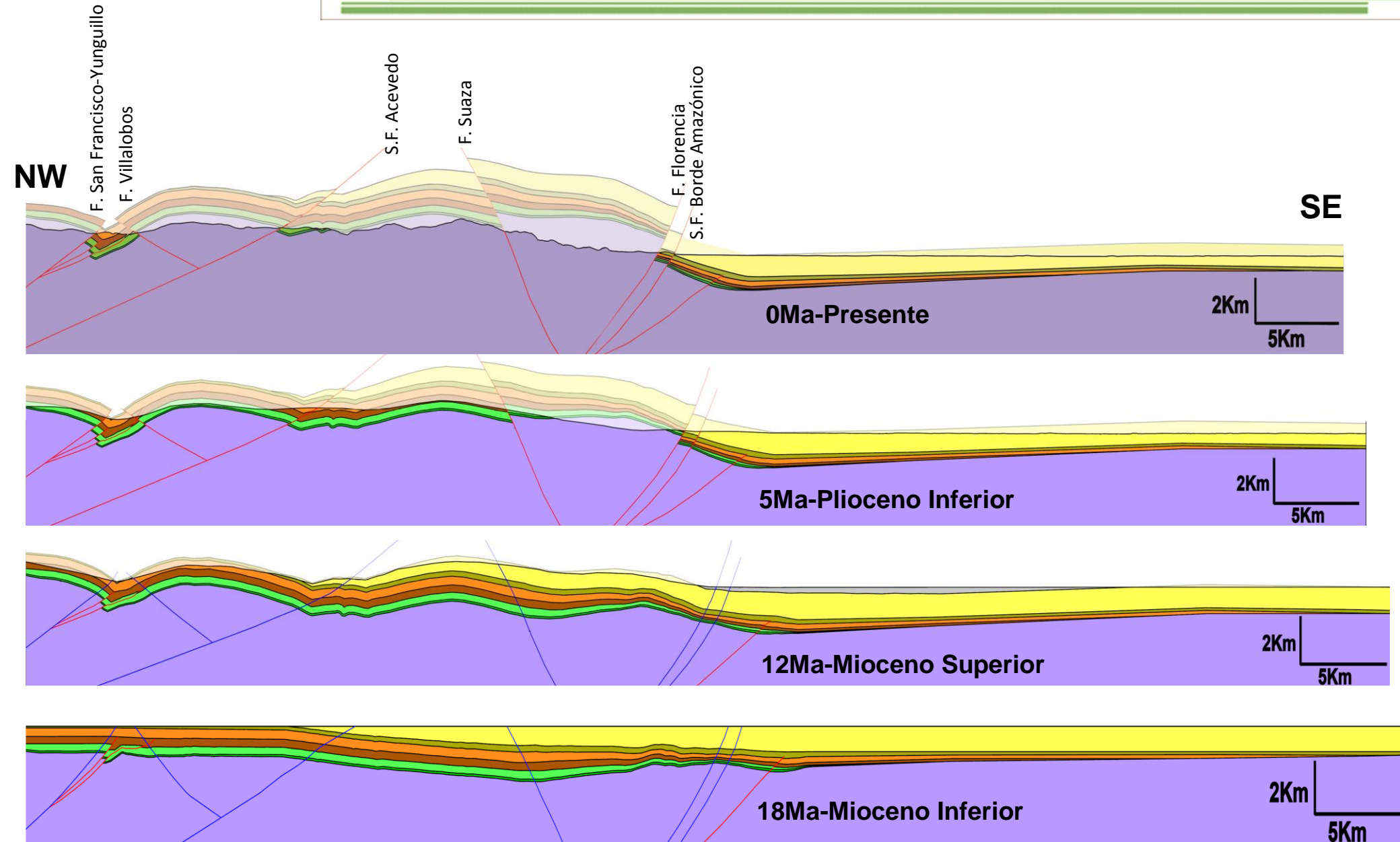


FIGURA 137: Secciones Estructurales retrodeformadas secuencialmente desde 78Ma hasta el presente, iniciando en la Sub-Cuenca de Neiva, pasando por el Macizo de Garzón hasta la Sub-Cuenca de Putumayo.

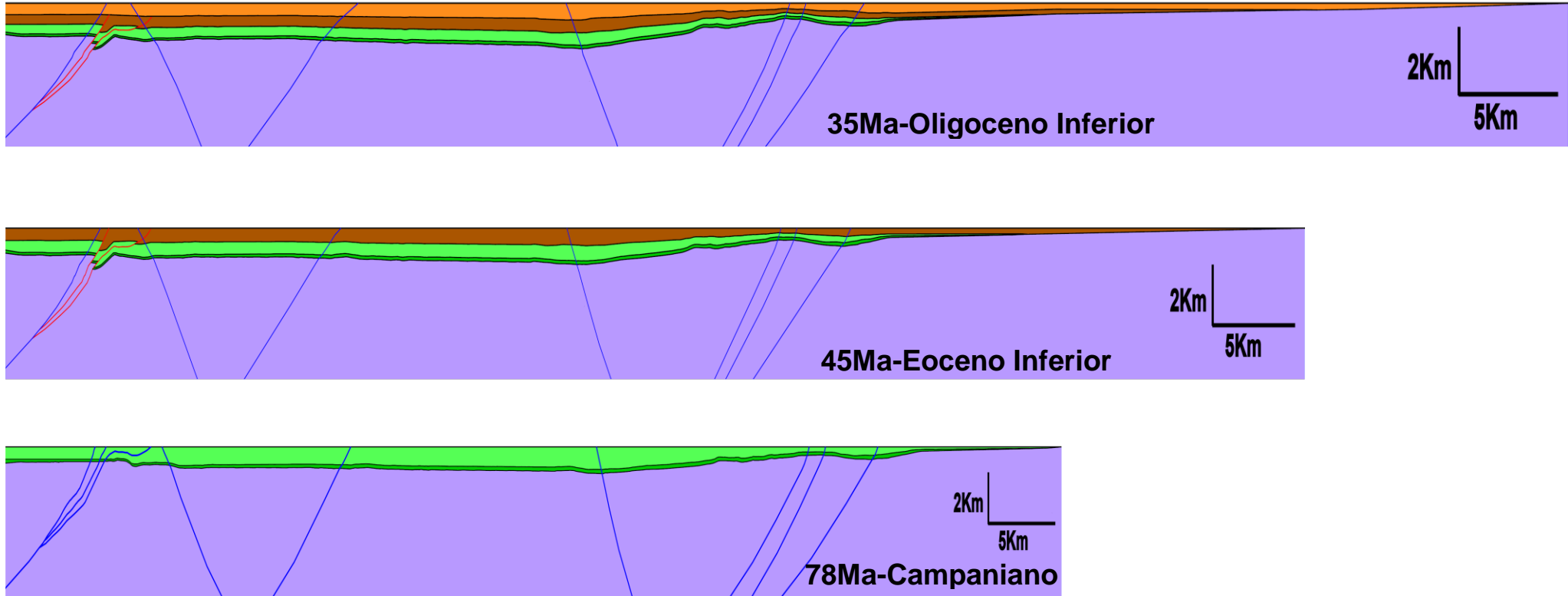


FIGURA 137: Continuación

8.3 MODELADO GEOQUÍMICO 1D

Se realizaron 2 modelos geoquímicos 1D, el primero fue un pseudo pozo extraído de la sección A-A', en la parte izquierda del Macizo de Garzón, ubicado en el kilómetro 36 del corte, como se muestra en la **FIGURA 138**. Nótese que la secuencia sedimentaria se encuentra erosionada dejando expuesto en superficie basamento económico, por lo cual se tomaron los datos de espesores mostrados por el corte.

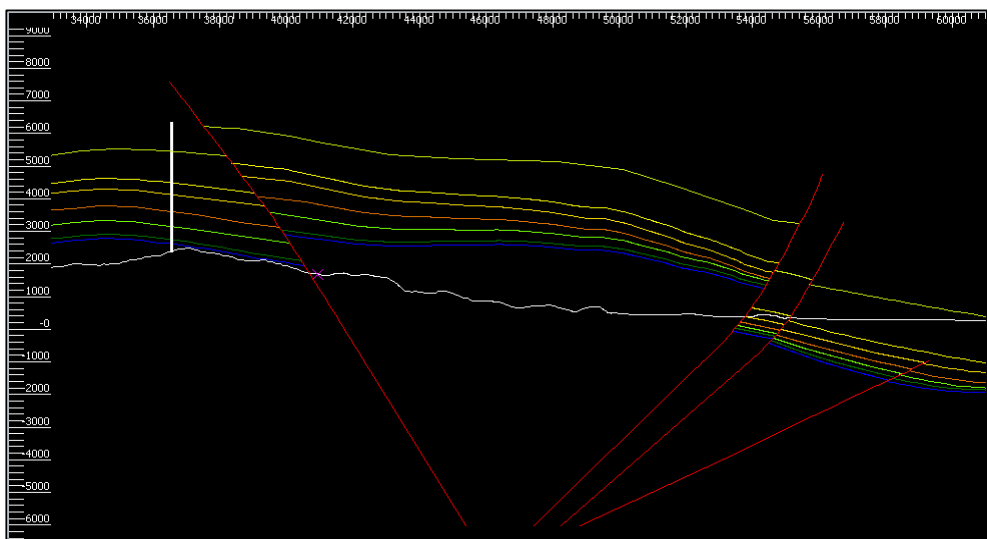


FIGURA 138: Localización del pseudo pozo color blanco en la parte central de la sección A-A'.

La historia de subsidencia de dicho pseudo pozo, muestra el inicio de la depositación de la secuencia sedimentaria en el cretácico, sufriendo un gran enterramiento acompañado de eventos pequeños de erosión en los topes de las formaciones Villeta, Rumiyaco y Orteguzza, hasta su levantamiento súbito producto de la exhumación del Macizo de Garzón. Esto se evidencia en la **FIGURA 139**, donde se aprecia como actualmente solo aflora el basamento. Nótese también como la roca generadora alcanzó una profundidad de 2 km, entrando en ventana temprana de generación de petróleo en el Oligoceno alcanzando una mayor madurez termal en el Mioceno, la cual fue truncada debido al levantamiento súbito que inicia entre 12 y 10 Ma.

Además, en la **FIGURA 140**, se observa la generación total en Megatoneladas de Hidrocarburo que produjo el Gp. Villeta, alcanzando a originar valores considerables durante el Oligoceno, antes de la fuerte exhumación que se evidencia en el modelo.

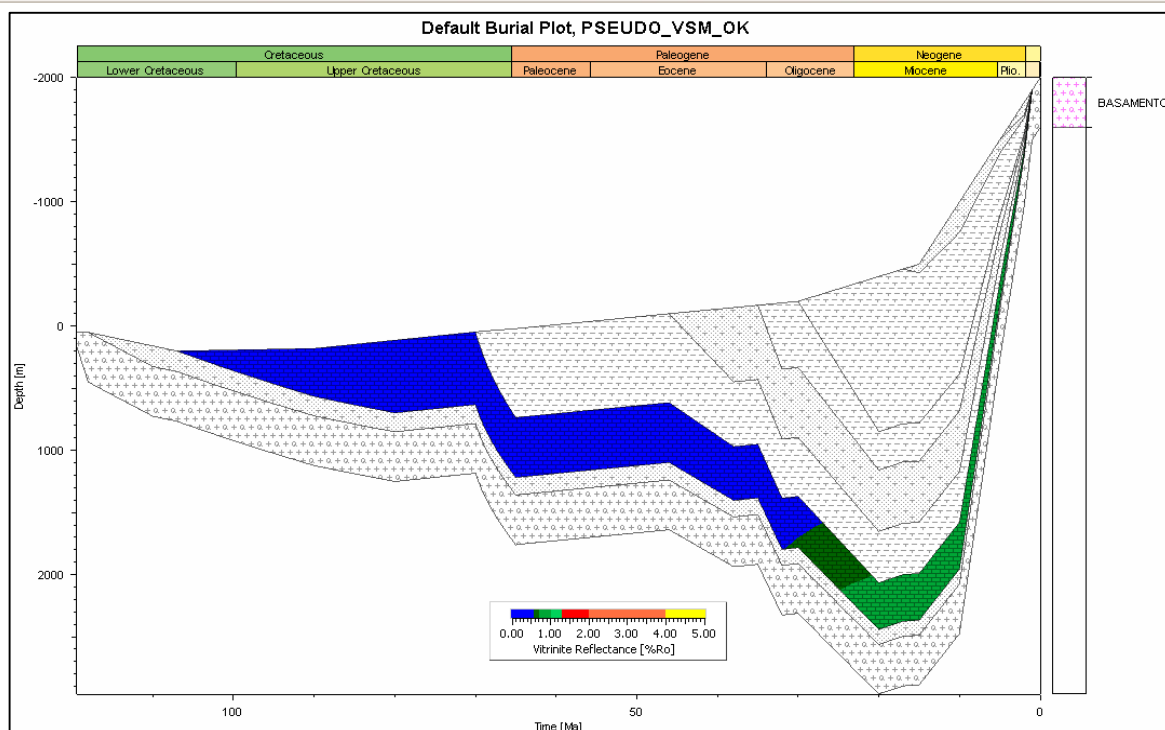


FIGURA 139: Diagrama de subsidencia del pseudo pozo, donde muestra como el Gp. Villeta entró en ventana de generación antes del levantamiento del Macizo de Garzón.

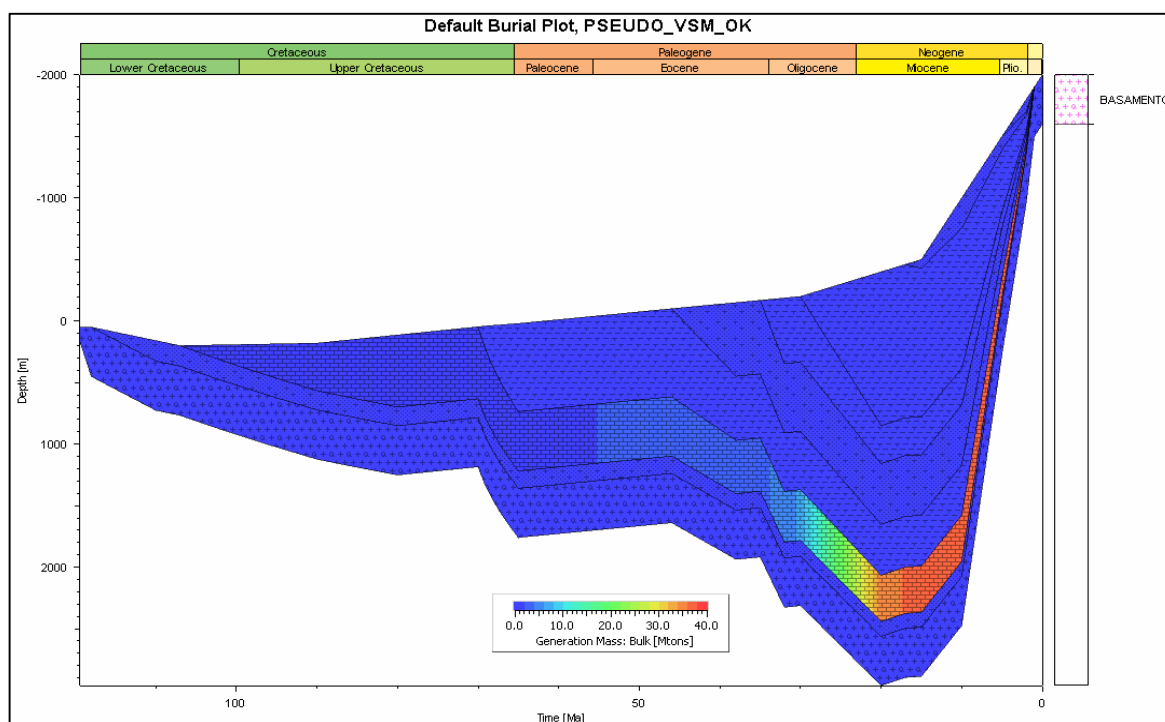


FIGURA 140: Diagrama de subsidencia del pseudo pozo, donde muestra como el Gp. Villeta generó Hidrocarburos durante el Oligoceno antes del levantamiento súbito.

El segundo modelo 1D fue extraído a partir del modelo geoquímico 2D en la zona del pozo Pantera-1, el cual fue calibrado con datos de Reflectancia de Vitrinita y Temperatura de Fondo de pozo como se muestra en la **FIGURA 141**.

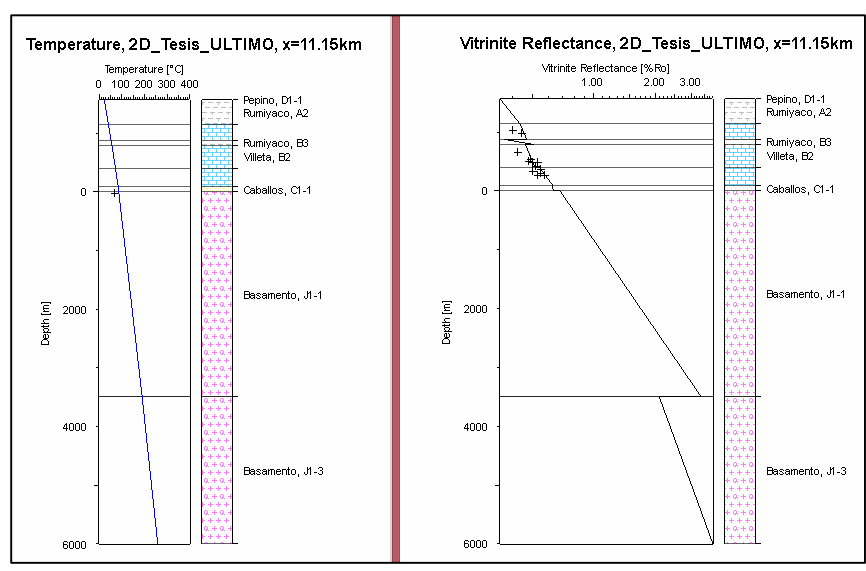


FIGURA 141: Diagramas de calibración de Temperatura y Reflectancia de Vitrinita con respecto a la profundidad para el pozo Pantera-1.

La **FIGURA 142**, muestra la historia de subsidencia del pozo extraído en el cual se observa un levantamiento que inicia entre 12 y 10 Ma, producto de la Orogenia Andina. Nótese que se observan formaciones repetidas, esto se debe al efecto de las fallas inversas que atraviesan el pozo. Una de estas fallas repite el espesor del Gp. Villeta y la otra monta al Gp. Villeta sobre la Formación Rumiayaco. En dicha imagen también se ve un pico anómalo causado por la división de bloques dentro del basamento a los cuales es asociado cada uno de los segmentos del modelo, por lo cual no debe ser tenido en cuenta para la historia de subsidencia.

El efecto de los cabalgamientos (Thrusts) causa un mayor enterramiento, y subsecuente calentamiento de las rocas más profundas debido al peso generado por la secuencia agregada, esto se ve reflejado para cada uno de los segmentos del Gp. Villeta ya que cada uno presenta diferentes valores de %Ro, aumentando su valor con la profundidad. Nótese, que el segmento inferior entra en ventana temprana de generación a finales del Eoceno. Sin embargo, debido a la poca sedimentación posterior y el rápido levantamiento se impidió que alcanzara mayores niveles de madurez termal.

La generación del Gp. Villeta en el pozo Pantera-1, fue menor en comparación a la que muestra el pseudo pozo de la parte media del corte, lo cual se debe a que el espesor sedimentario en esta zona no alcanzó la misma potencia que la parte central de la sección A-A'. Esto se evidencia en los rangos de generación mostrados en las escalas de la **FIGURA 140** y **FIGURA 143**.

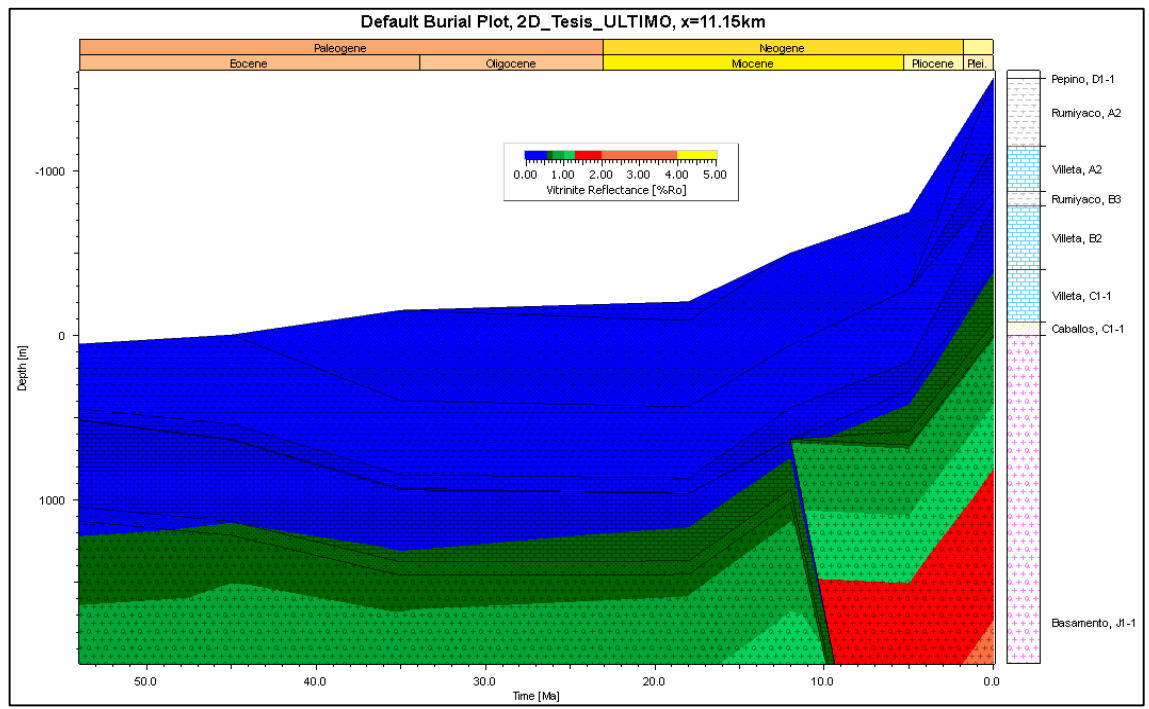


FIGURA 142: Diagrama de subsidencia y madurez termal para el pozo Pantera-1.

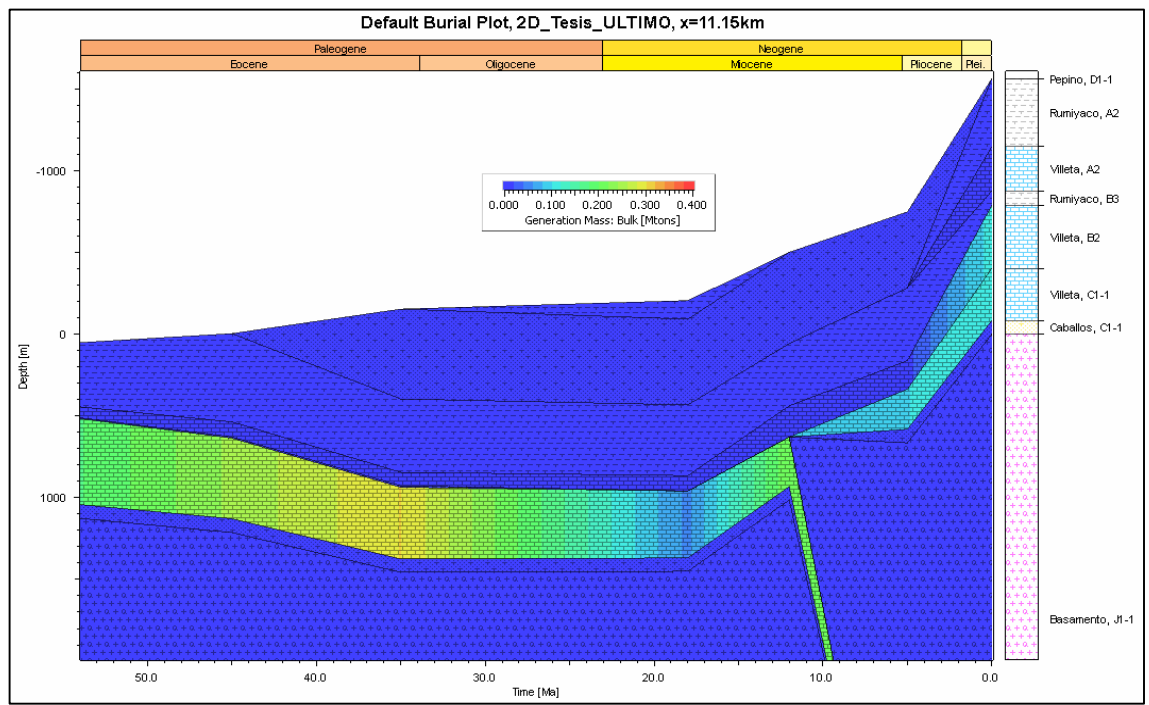


FIGURA 143: Diagrama de subsidencia y generación para el pozo Pantera-1.

8.3 MODELADO GEOQUÍMICO 2D

Teniendo en cuenta la retrodeformación secuencial elaborada para la sección estructural A-A' se realizó el modelo Geoquímico 2D que permite simular los procesos de generación, migración y acumulación de Hidrocarburos a los diferentes estados de retrodeformación tal y como se puede apreciar en la **FIGURA 144**. En donde se muestra que se produce una generación muy incipiente desde hace 35Ma (Oligoceno inferior) y que ha venido aumentando hasta darse un gran pico de generación apreciable en la sección de 18Ma (Mioceno Inferior). En la cual también se observa un depocentro en la parte central de la sección debido a que el Gp. Orito-Belén tuvo su mayor espesor en esta zona, generando de esta manera un mayor enterramiento y madurez de la roca generadora.

En la paleosección de 18Ma (Mioceno inferior) mostrada en la **FIGURA 144** se observa una gran tendencia de migración desde el depocentro localizado en la posición actual del Macizo de Garzón hasta los acñamientos (Onlaps) de las rocas Cenozoicas sobre el Cratón Amazónico en la Sub-Cuenca de Putumayo. Generando una acumulación de poco espesor pero gran extensión areal dentro de la Fm. Pepino en el actual alto estructural de Florencia. Además, en esta Paleosección también se observan otras acumulaciones en la Sub-Cuenca de Neiva, pero; debido al levantamiento del Macizo de Garzón, producto de la Orogenia Andina se fueron exhumando hasta finalmente perderse en la superficie.

Además, en la paleosección de 12Ma (Mioceno Superior) se puede apreciar que ya no hay migración desde la Sub-Cuenca de Neiva hacia Putumayo debido a que se exhuma la antigua cocina, quedando por encima del depocentro de la zona del pozo Rio Pescado-1. Propiciando de esta manera la migración de Hidrocarburos desde la parte central del corte hacia trampas localizadas al oeste de la sección. (Ver **FIGURA 144**)

Según el modelo, en la paleosección de 12Ma (Mioceno Superior) existe una pequeña contribución de la cocina situada en la posición actual del pozo Rio Pescado-1 ya que la acumulación aumento ligeramente su volumen y dicho aporte solo pudo darse desde esa área para dicho momento. (Ver **FIGURA 144**)

Como se muestra en la **FIGURA 144**, la paleosección de 5Ma (Plioceno Inferior) se puede observar como todas las trampas de la parte central ya han sido exhumadas, lo que permite inferir que todos los Hidrocarburos anteriormente acumulados en esta zona se han perdido. Además, ya que en esta edad el Macizo de Garzón se encuentra separando por completo las dos Sub-Cuencas se puede deducir que el ligero aporte en la gran acumulación del actual alto de Florencia proviene desde la cocina situada en el área del actual Pozo Rio Pescado-1.

El actual modelo 2D muestra la preservación de la gran acumulación situada en el alto de Florencia, la cual presenta una gran extensión areal con poco espesor vertical. Nótese como la parte Oeste de la sección se encuentra erosionada en su mayoría, evidenciando la pérdida de la mayoría de los Hidrocarburos que pudieron acumularse durante la evolución de la sección A-A'.

La zona del pozo Pantera-1 actualmente muestra una madurez termal suficiente como para haber generado algo de Hidrocarburos lo cual confirma la presencia de impregnaciones descritas en los reportes de perforación del pozo para las rocas suprayacentes al segmento inferior del grupo Villeta.

Actualmente, el área del pozo Pantera-1 no muestra acumulaciones significativas, por lo cual; la zona aparentemente no es muy interesante desde el punto de vista exploratorio, evidenciando así la poca cantidad de pozos y ningún bloque con actividad económica en el área.

Finalmente, según el modelo se observa migración desde la zona de cocina en el pozo Rio Pescado-1 migración hacia la parte del piedemonte del Macizo de Garzón y la Sub-Cuenca de Putumayo. Dicha migración muestra unas pequeñas acumulaciones entrampadas por la Fm. Orteguzza y el Basamento.

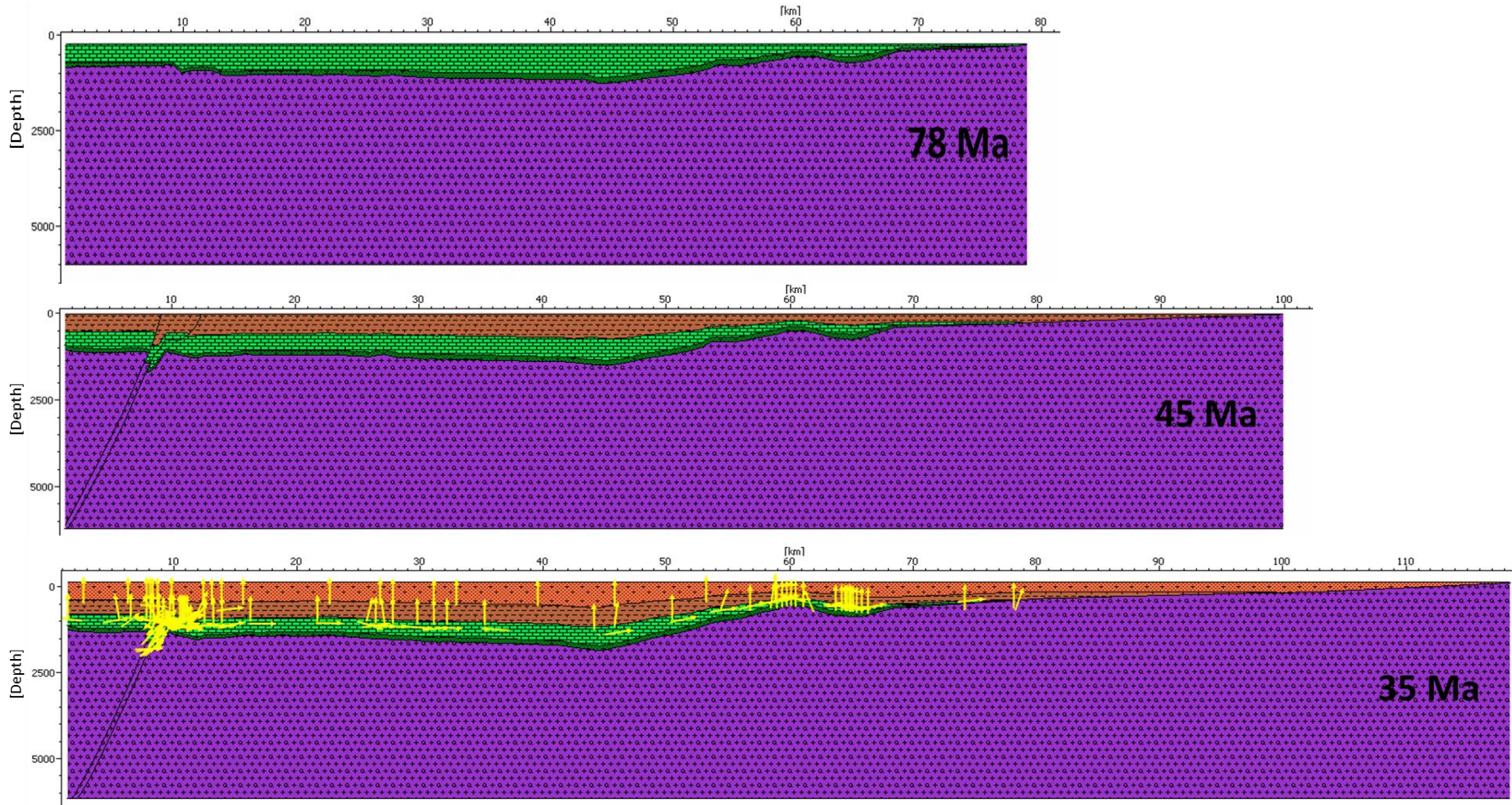


FIGURA 144: Paleomodelos Geoquímicos 2D de la sección A-A'

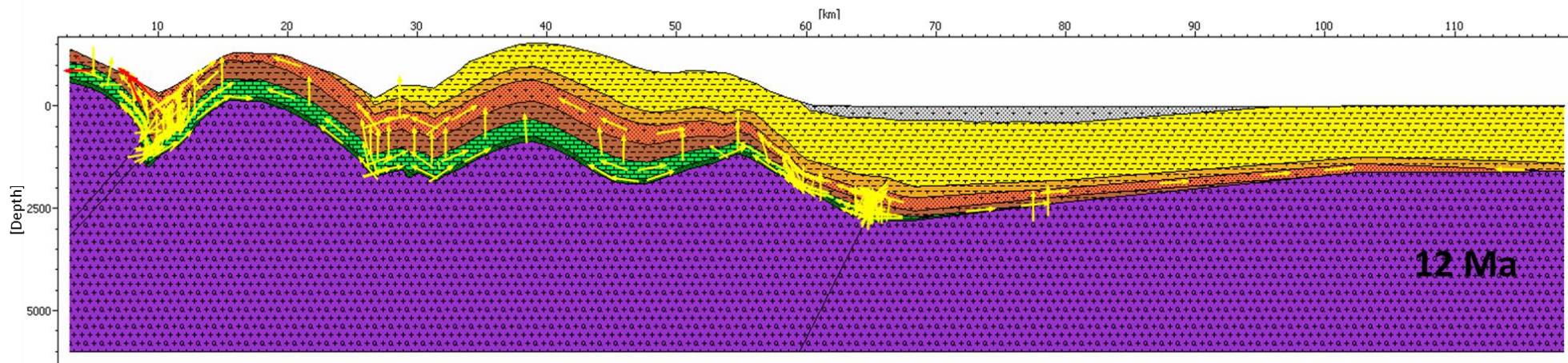
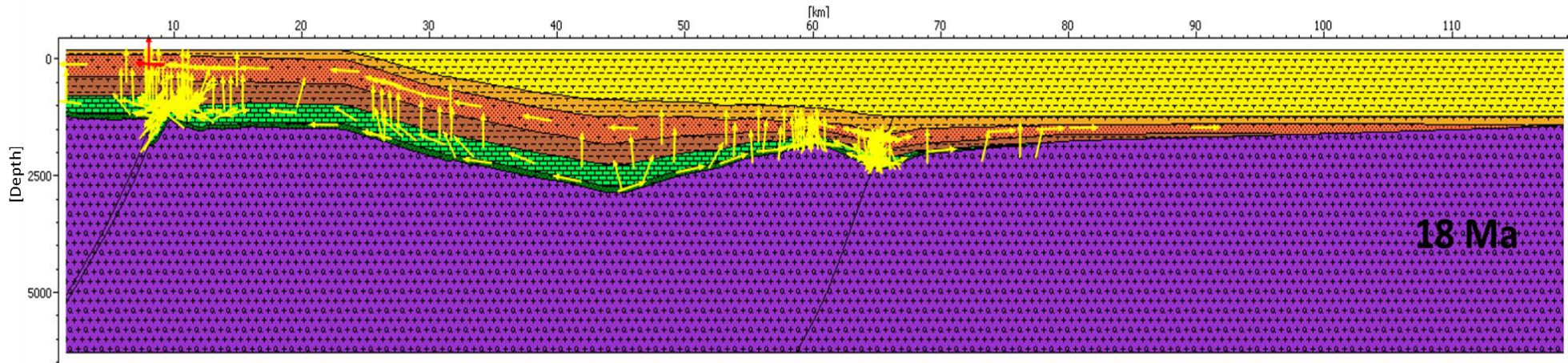


FIGURA 144: Continuación

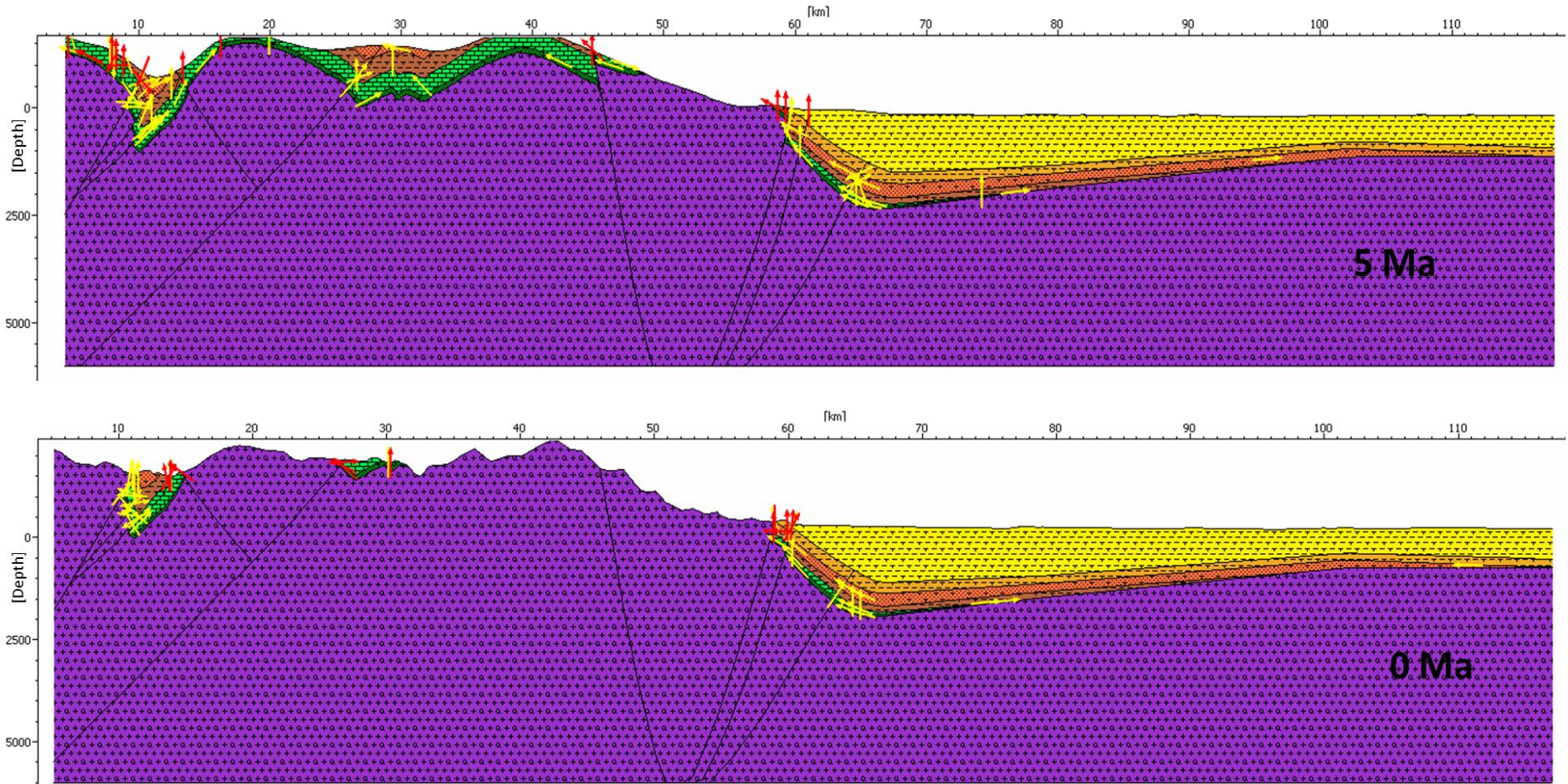


FIGURA 144: Continuación

En la **FIGURA 145**, se puede apreciar el cambio de madurez termal en el depocentro de la zona actual del Macizo de Garzón, mostrando a 35Ma (Oligoceno Inferior) el inicio de la ventana temprana de generación y para 18Ma una madurez suficiente para generar gran cantidad de Hidrocarburos.

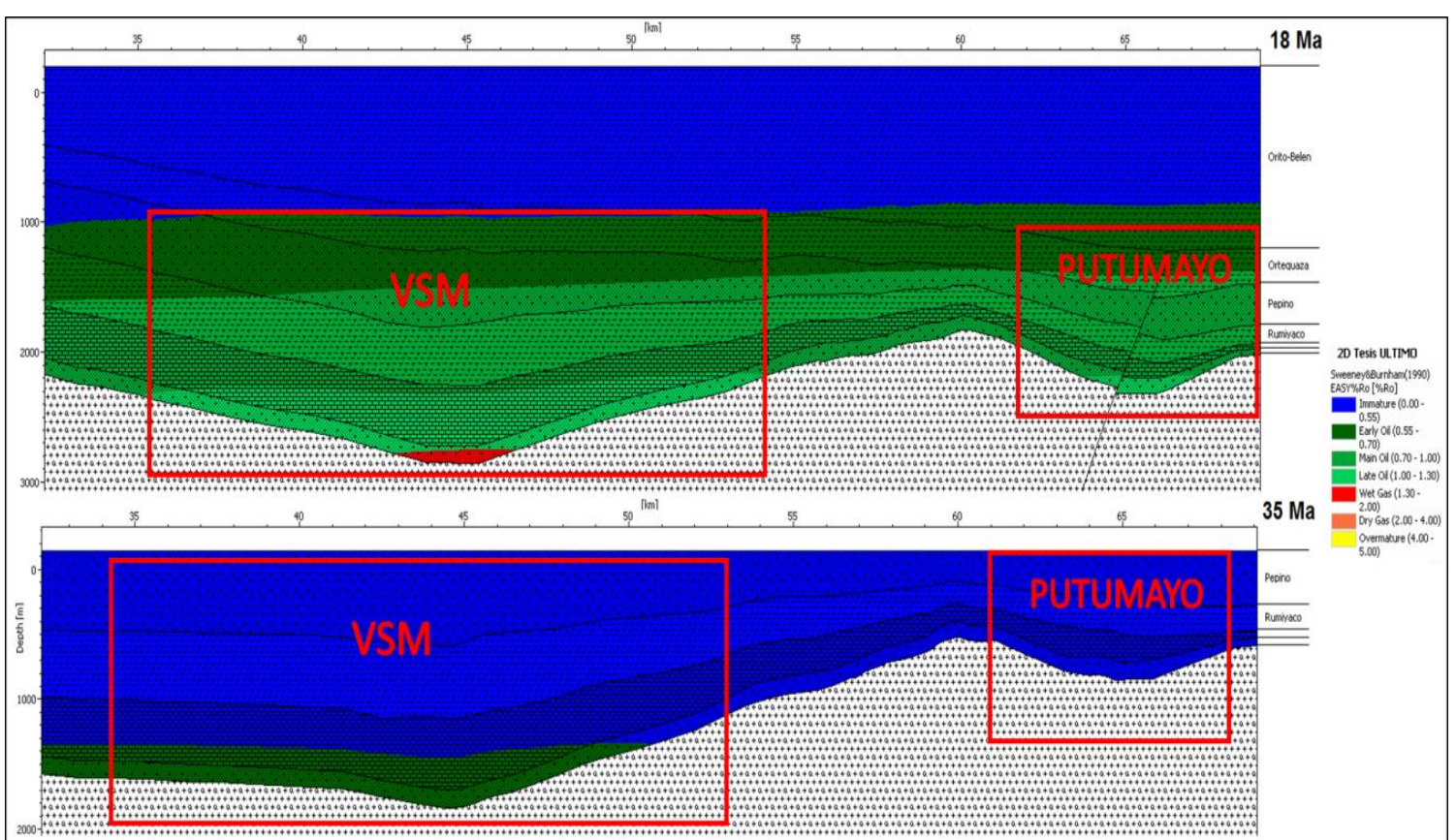


FIGURA 145: Paleosecciones de 35Ma y 18Ma mostrando el % de reflectancia de Vitrinita.

La cantidad de Hidrocarburos necesaria para acumular el gran yacimiento del Alto de Florencia, no pudo ser generada de la zona del actual Rio Pescado-1, a pesar que entrara en ventana de generación a 18Ma. Sin embargo, el depocentro del VSM si tuvo la suficiente generación capaz de acumular los Hidrocarburos presentes en el área evidenciada en la **FIGURA 146**, por lo que se concluye que el aporte más significativo a lo largo de la sección proviene de esta zona, antes de que se levantara el Macizo de Garzón.

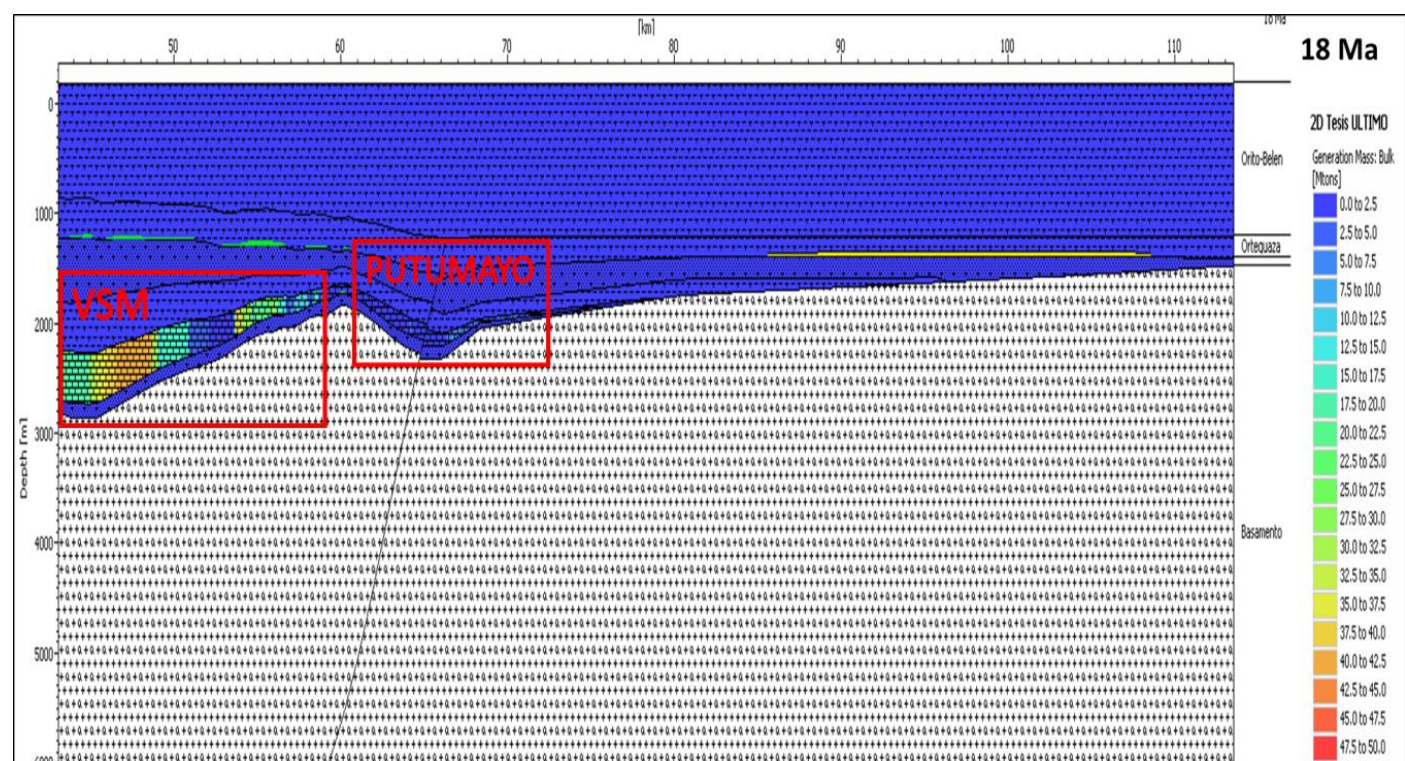


FIGURA 146: Paleosección de 18Ma mostrando la cantidad total de hidrocarburos generados

La **FIGURA 147** muestra la conversión del volumen acumulado en el yacimiento a Mega Toneladas de hidrocarburo. Esto muestra que se necesitaron 64.75 Megatoneladas y que la única zona de la sección de la cual pudo provenir dicha cantidad es el depocentro situado en la posición actual del macizo de Garzón ya que la zona del pozo Río-Pescado-1 solo alcanzó de 7 Megatoneladas. Esto permite que el origen de dicha acumulación a lo largo del corte A-A' proviene de la Sub-Cuenca de Neiva.

Dicha acumulación ha sido ligeramente exhumada hasta su posición actual, ya que se aprecia una erosión local del Gp. Orito-Belén, permitiendo de esta manera que el gradiente de temperatura disminuyera hasta presentar temperaturas actuales entre 65°C a 70°C como se muestra en la **FIGURA 148**, lo cual; si se tiene en cuenta que las bacterias sobreviven hasta los 80°C permite proponer que el yacimiento está siendo afectado por procesos de biodegradación, los cuales están destruyendo las fracciones más livianas mientras favorecen la concentración de Hidrocarburos de alto peso molecular, lo que finalmente da origen a las arenas Bituminosas del sector Sur de Florencia en la Sub-Cuenca de Putumayo.

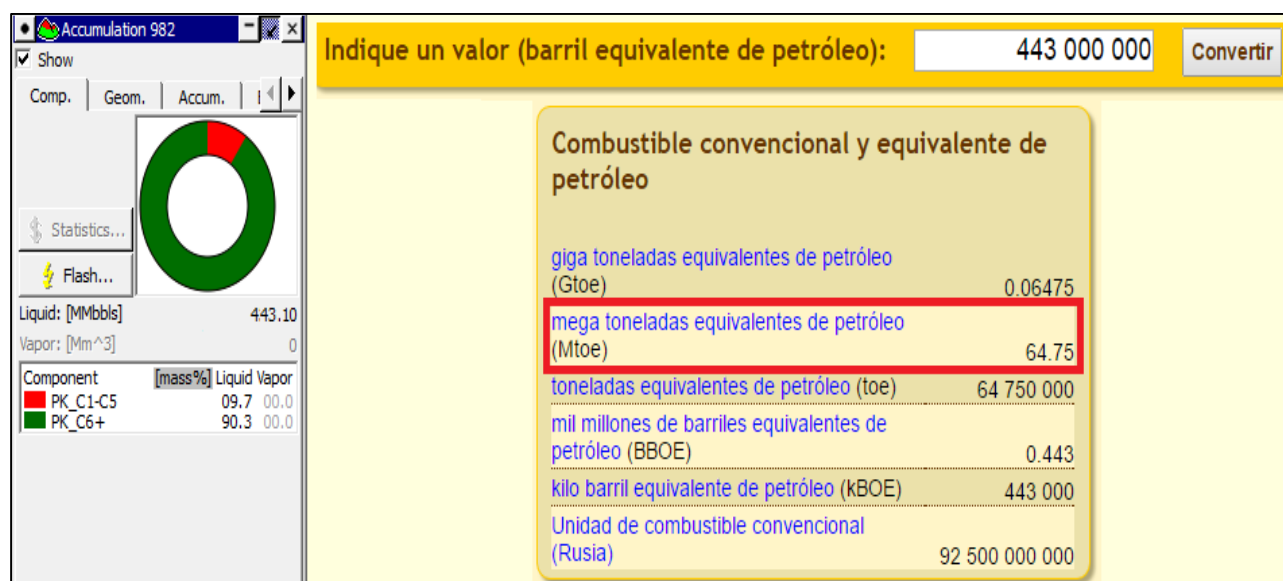


FIGURA 147: Conversión de los 443 Millones de barriles a Mega Toneladas para comparar con la generación de la roca fuente. (Tomado y modificado de Convert-me, 2014)

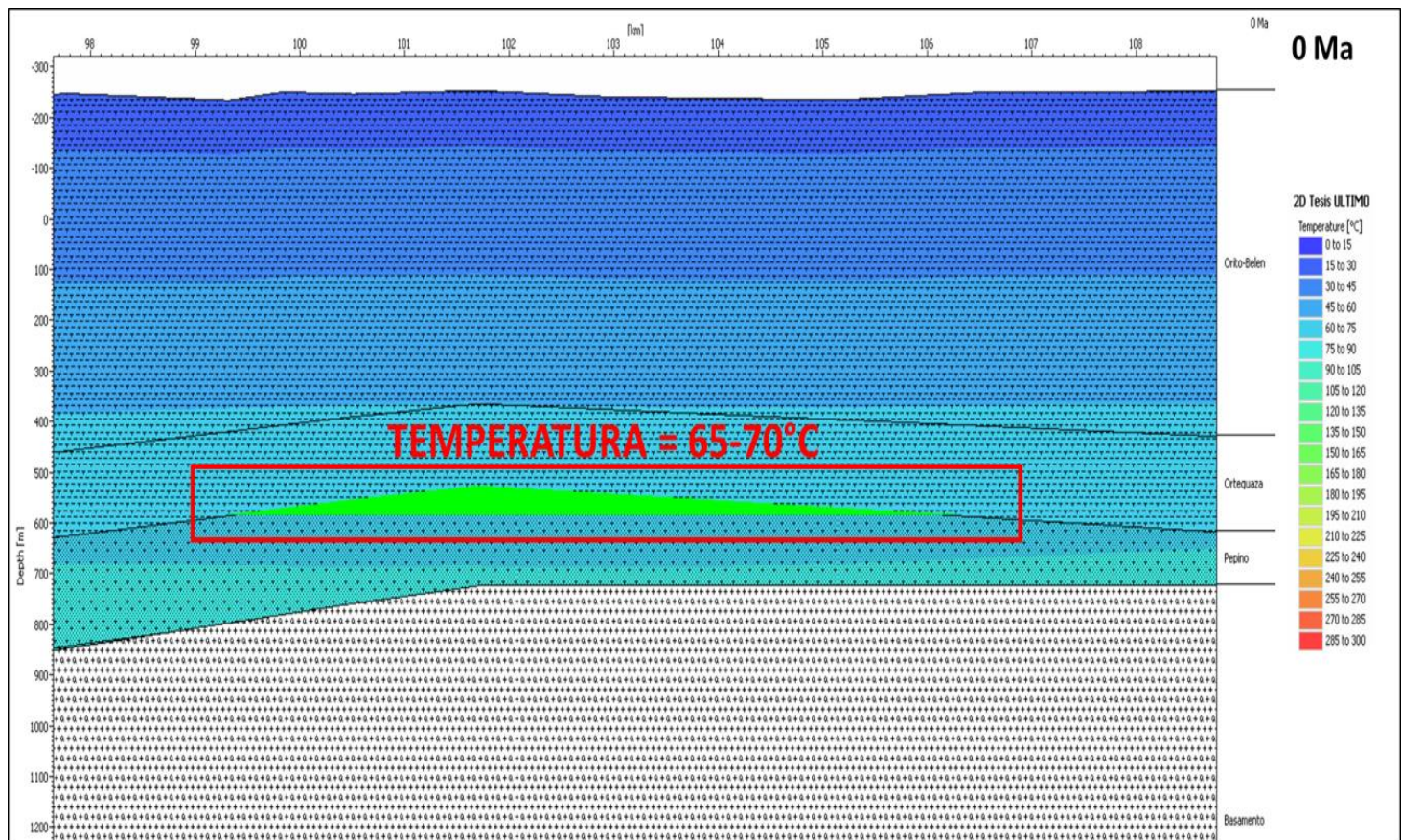


FIGURA 148: Acumulación actual del Alto de Florencia donde se muestra el rango de temperatura al cual se encuentra el yacimiento.

9. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

El modelo Geoquímico 2D mostró una generación entre 35Ma (Oligoceno Inferior) y 18Ma (Mioceno inferior) la cual coincide con el primer pulso de generación de edad Oligoceno propuesto por (Noyau & Osorio, 2000) para el norte de la Sub-Cuenca de Neiva tal y como se puede apreciar en la **FIGURA 149**.

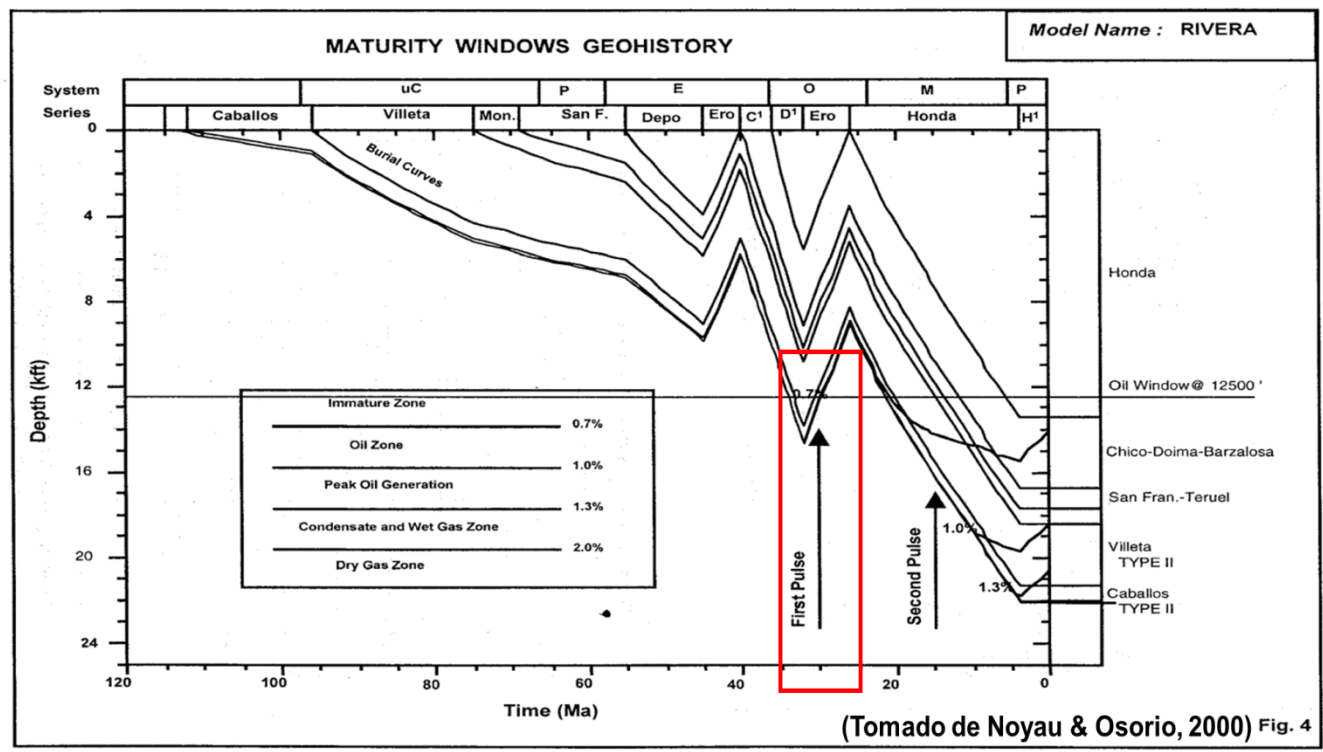


FIGURA 149: Modelo geoquímico 1D para la zona norte de la Sub-Cuenca de Neiva, mostrando 2 pulsos de generación. (Tomado de Noyau & Osorio, 2000)

Los datos obtenidos a partir del modelo Geoquímico 2D también muestran que la gran acumulación de Hidrocarburos en la Sub-Cuenca de Putumayo coincide en localización con varios rezumaderos de Arenas Bituminosas reportados por la ANH tal y como se muestra en la **FIGURA 150**

Dicha acumulación se encuentra a una profundidad de 800 metros dentro de las areniscas de la Formación Pepino, sin embargo el mapa mostrado en la **FIGURA 150** y la **FIGURA 151** muestra que existen Arenas Bituminosas en Superficie. Lo cual, permite inferir que de alguna manera se está dando la migración hasta superficie de los Hidrocarburos presentes en la gran acumulación mostrada por el modelo 2D filtrandose hasta llegar a la superficie.

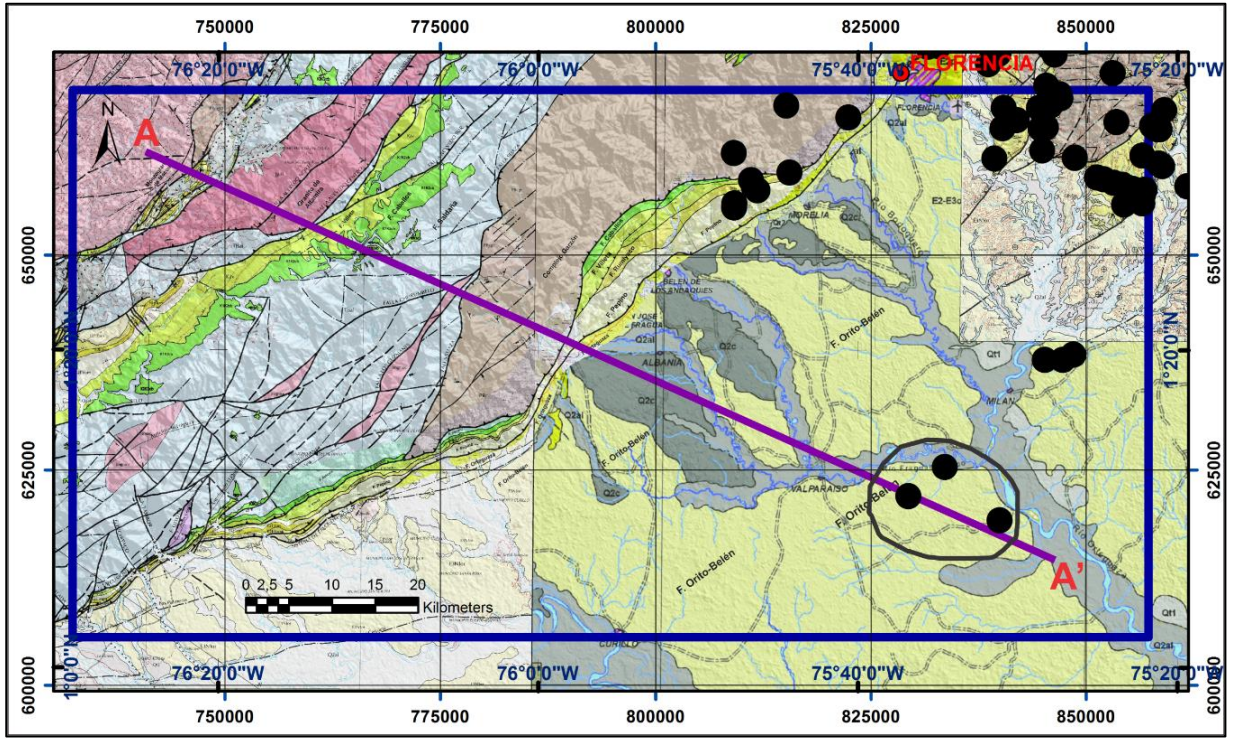


FIGURA 150: Mapa de la zona de estudio donde se muestra como la sección A-A' presenta atraviesa algunos rezumaderos de Arena Bituminosa reportados por la ANH.

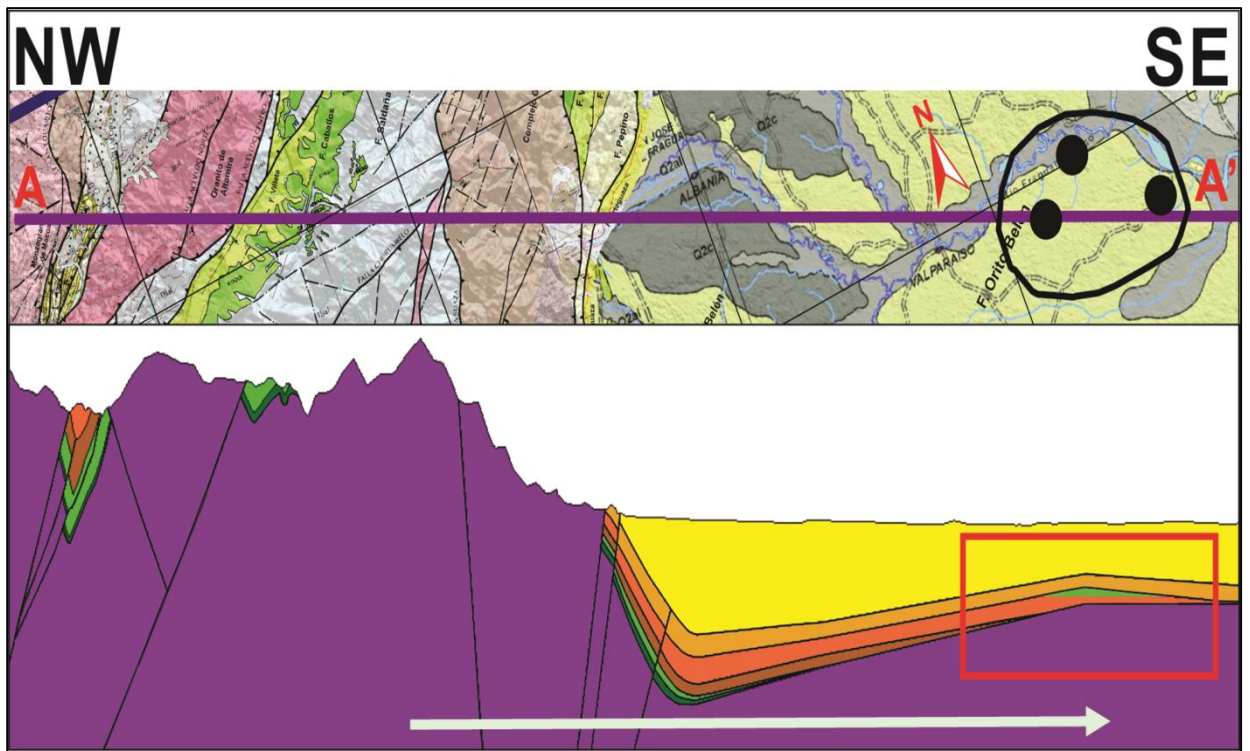


FIGURA 151: Vista en planta de la sección A-A' con el área de Arenas Bituminosas propuesto y el modelo Geoquímico donde se aprecia la acumulación en profundidad.

10. CONCLUSIONES

Se determinó a partir del Modelo Geoquímico 2D, que sí hubo generación y migración de Hidrocarburos desde la Sub-Cuenca de Neiva hacia la Sub-Cuenca de Putumayo que se acumularon en el alto de Florencia y posteriormente debido a procesos de Biodegradación dieron origen a las Arenas Bituminosas del sector Sur de Florencia.

Se estableció que la mayor generación de hidrocarburos se dio en la parte central del corte A-A' debido a que la cantidad necesaria para acumular el gran yacimiento del Alto de Florencia de 443 Millones de barriles de petróleo, solo pudo ser generada en el depocentro de la del VSM; antes de que se levantara el Macizo de Garzón.

Se concluyó que existe una acumulación de Hidrocarburos a 800m de profundidad en las areniscas de la Formación Pepino, que coincide con la localización en superficie, de varios rezumaderos de Arenas bituminosas reportados por la ANH. Los cuales deben su presencia al escape vertical de dicha acumulación hasta la superficie.

Se determinó que la acumulación del Alto de Florencia ubicada a 800 metros de profundidad, presenta valores de temperatura entre 65 y 70°C, las cuales; si se tiene en cuenta que las bacterias sobreviven hasta 80°C, permiten proponer que el yacimiento está siendo afectado por procesos de Biodegradación.

Se propuso un modelo estructural para la Sección A-A' con base en la interpretación de las líneas Sísmicas CAQ-1988-05, MP-1988-04 y OR-1993-12-75E.

Se creó la sección estructural A-A' de 116km de longitud a partir de las planchas del Servicio Geológico, una cartografía de Ecopetrol, el mapa de la Cuenca de la ANH, junto con la Sísmica y datos de topes de pozos suministrados.

Se concluyó que en la zona central de la sección A-A' se produjo generación desde el Oligoceno hasta antes del levantamiento del Macizo de Garzón a los 12Ma con base en los modelo geoquímicos 1D.

Se determinó que existió un pulso de generación desde el VSM entre 35Ma (Oligoceno Inferior) y 18Ma (Mioceno inferior) para la sección A-A' a partir del modelo Geoquímico 2D, que coincide con el pulso de generación de edad Oligoceno propuesto por (Noyau & Osorio, 2000) para el Norte de la Sub-Cuenca de Neiva.

11. RECOMENDACIONES

Con el fin de tener más claro el potencial como roca generadora del Grupo Villeta en la zona de Río Pescado-1, se sugiere adquirir muestras de Shale con el fin de hacerle mediciones de Reflectancia de Vitrinita y Pirólisis junto con nuevos datos de acortamiento de la corteza y manto ya que la Tesis de Sarmiento, 2001 aparenta ser limitada hacia la zona de estudio. De hacerse esto, se podría calibrar el Modelado Geoquímico ya que actualmente no se puede hacer una corrección del paleo-flujo de calor debido a la falta de datos de %Ro.

También es aconsejable nuevas adquisiciones de Sísmica y Pozos para la Zona de estudio ya que actualmente existen datos muy antiguos, incompletos e imprecisos los cuales podrían estar inhibiendo la toma de decisiones financieras en el área.

Se sugiere revisar mejor la cartografía de la Cuenca Caguán-Putumayo propuesta por la ANH ya que muestra aflorando a la formación Orteguzza en la zona del Foreland, mientras que en realidad es el Grupo Orito-Belén el que aflora en dicha parte de la Cuenca según los reportes de perforación analizados en este estudio.

Se recomienda adquirir mayores datos de termocronología de Trazas de Fisión de Apatitos junto con datos de rumbo y buzamiento en la zona de estudio con el fin de mejorar el modelo estructural y de esta manera darle mayor precisión a los resultados obtenidos.

BIBLIOGRAFÍA

- ❖ Aguilera, R., (2006), Modelos de Generación y Migración de Hidrocarburos en la cuenca del Putumayo, IX Simposio Bolivariano “Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas”, ACGGP, Vol. 1, 6 p.
- ❖ Alboudwarej, H., and Taylor, S., (2006), La importancia del petróleo pesado, Oilfield Review, Schlumberger, 22 p.
- ❖ Alemán, A., Ramos, V.A., (2000). The Northern Andes. In: Cordani, U.G., Milani, E.J., Thomaz Filho, A., Campos, D.A. (Eds.), Tectonic Evolution of South America. 31st International Geological Congress: Río de Janeiro. 422 p.
- ❖ Al-Hajeri, M., Al Saeeda, M., Derks, J., Fuchs, T., Hantschel, T., Kauerauf, A., Schenk, O., Swientek, O., Tessen, N., Welte, D., Wygrala, B., Kornpihl, D., & Peters, K., (2009), Modelado de Cuencas y Sistemas Petroleros, Oilfield Review, Vol. 21, no. 2, p. 16-33.
- ❖ Allen, P., and Allen, J., (2005): Basin Analysis. Principles and Application. Blackwell Publishing. Second Edition, 562 p.
- ❖ Barker, C., & Palewicz, M., (1994), Calculation of vitrinite reflectance from Thermal histories and peak temperatures, A comparison of methods, In Rainer, T., Sachsenhofer, R., Rantitsch, G., Herlec, U., & Vrabec, M., (2009), Organic maturity trends across the Variscan discordance in the Alpine-Dinaric Transition Zone (Slovenia, Austria, Italy): Variscan versus Alpidic thermal overprint, Australian Journal of Earth Sciences, Vol. 102, p. 120-133.
- ❖ 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.
- ❖ Branán, Nicole, (2008), Exploration & Innovation: Geoscientists Push the Frontiers of Unconventional Oil and Gas, de: <http://www.jsg.utexas.edu/news/2008/04/exploration-innovation->

geoscientists-push-the-frontiers-of-unconventional-oil-and gas/, Consultado el 28 de Septiembre de 2014.

- ❖ Buitrago, J., (1994), Petroleum systems of the Neiva Area, Upper Magdalena Valley (Colombia), In: Magoon, L.B., and Dow, W.G., (1994), The petroleum system From source to trap: American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, 655 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.
- ❖ Cediel, F., Shaw, R.P., Cáceres, C., (2003), Tectonic assembly of the northern Andean Block. In: Bartolini, C., Buffler, T., Blickwede, J. (Eds.), the Circum-Gulf of Mexico and Caribbean: Hydrocarbon Habitats, Basin Formation, and Plate Tectonics. AAPG Memoir, vol. 79, p. 815-848.
- ❖ Cediel, F., Leal, H., Shaw, R., Melgarejo, J., and Restrepo, P., (2011), Regional Geology of Colombia Vol. 1. In Petroleum Geology of Colombia, Cediel, F., Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) Special Publication, Fondo Editorial Universitario EAFIT, 183 p.
- ❖ Clavijo, J., Mantilla, L., Pinto, J., Bernal, L., & Pérez, A., (2008), Evolución Geológica de la Serranía de San Lucas, Norte del Valle Medio del Magdalena y Noroeste de la Cordillera Oriental, Boletín de Geología, Vol. 30, p. 45-62.
- ❖ 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.
- ❖ Curtis, C., Kopper, R., Decoster, E., (2003), Yacimientos de petróleo Pesado, Oilfield Review, Schlumberger, 24 p.
- ❖ Demaison, G., (1977), Tar Sands and Supergiant Oil Fields, The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Vol. 61, p. 1950-1961.

- ❖ Ecopetrol, (2014), Determinación del levantamiento del Macizo de Garzón basado en trazas de fisión de Apatitos, reporte interno.
- ❖ Emery, D., & Myers, K., (1996), Sequence Stratigraphy, Blackwell Science, 264 p.
- ❖ Gansser, A., (1973), Facts and theories on the Andes: Journal of the Geological Society of London, v. 129, p. 93–131.
- ❖ García, M., Mier, R., Cruz, L., Vasquez, M., (2009), Evaluación del potencial Hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas, Contrato Interadministrativo UIS-ANH, 219 p.
- ❖ Gawthorpe, R., & Leedert, (2000), Tectono-sedimentary evolution of active extensional Basins, Basin Research, Vol. 12, p. 195-218.
- ❖ Gil, Wilson, (2007), Estratigrafía y Geología Estructural de la parte sur del bloque Doima, Valle Superior del Magdalena, departamento del Tolima, Colombia, [B.Sc Thesis]: Universidad Industrial de Santander, Santander, 163 p.
- ❖ 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 J., & Rodríguez, O., (2013), Metodología para el análisis de riesgo petrolero y toma de decisiones. Caso de estudio Franja Norte de crudos pesados, sector Guanabo-Seboruco, Cuba, Anuario de la sociedad Cubana de Geología, Vol. 1, p. 23-31.
- ❖ González, José, Modelado Geoquímico/Estructural en el Área Sur Del Sinclinal De Nuevo Mundo, Cuenca Del Valle Del Magdalena Medio, Colombia, (2013), [B.Sc. Thesis]: Universidad Industrial de Santander, Santander, 81 p.
- ❖ 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.
- ❖ Gutscher, M., Malavieille, J., Lallemand, S., & Collot, J., (1999), Tectonic segmentation of the North Andean margin: impact of the Carnegie Ridge collision *Earth and Planetary Science Letters*, Vol. 168, pp. 255-270.
 - ❖ Guzmán V. M. A., y Holguín, Q. N., (2001), El concepto de sistema petrolero y la geoquímica orgánica en México: *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros*, v. 59, No. 1-2, p. 10-13.
 - ❖ Hantschel, T. and Kauerauf, A., (2009), *Fundamentals of basin and petroleum systems modeling*. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 485 p.
 - ❖ Handford, C.R., & Kairuz, E., (2000), High-Frequency Sequences and Stratigraphic Entrapment, Cretaceous Villeta Formation, Putumayo Basin (Colombia), VII Simposio Bolivariano “Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas”, ACGGP, Vol. 1, p. 109-134.
 - ❖ Head, I., Martin, D., Jones, & Larter, S., (2003), Biological activity in the deep subsurface and the origin of heavy oil, *Nature*, Vol. 426, pp. 344-352
 - ❖ Herron, Donald, (2011), *First Steps in Seismic Interpretation*, Geophysical Monograph Series-SEG, First edition, 192 p.
 - ❖ Jiayu, N., & Jianyi, H., (1999), Formation and distribution of heavy oil and tar sands in China, *Marine and Petroleum Geology*, Vol. 16, p. 85-95.
 - ❖ Kairuz, E., Cordoba, F., Moros, J., Calderon, W., & Buchelli, F., (2000), Sistemas Petrolíferos del Putumayo (Colombia), VII Simposio Bolivariano “Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas”, ACGGP, Vol. 1, p. 525-532.
 - ❖ Kroonenberg, S., & Diederix, H., (1982), Geology of the Uppermost Magdalena Valley, CIAF, 21th Field Conference part One, p. 74-87.
 - ❖ Macellari, C., (2006), Remaining Hydrocarbon Potential in the Subandean Basins: A Regional Perspective, IX Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas, ACGGP, 7 p.

- ❖ Macellari, C., & Hermoza, W., (2009), Subandean segmentation and its impact on hydrocarbon exploration in the Central/Northern Andes, X Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas, ACGGP, 13 p.
- ❖ Macellari, C., Amaral, J., Salel, J., Osorio, M., (2003), Exploring Sub-Basement Traps in the Upper Magdalena Valley of Colombia, XIII Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas, ACGGP, 7 p.
- ❖ Magoon, L.B., and Dow, W.G., (1994), The petroleum system From source to trap: American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, 655 p.
- ❖ Mann, Ute, & Stein, Ruediger, (1997), Organic Facies Variations, Source Rock Potencial, and Sea Level Changes in Cretaceous Black Shales of the Quebrada Ocal, Upper Magdalena Valley (Colombia), American Association of Petroleum Geologist Bulletin, Vol. 81, N° 4, p. 556-576.
- ❖ Martínez, W., (1996), Interpretación Geológica de Sismogramas Sintéticos. Un ejemplo aplicado al sondeo Río Segura G-1. Geogaceta, Vol. 20, p. 153-156.
- ❖ Miiller, D., Holba, A., & Hughes, W., (1982), Effects of Biodegradation on Crude Oils, Phillips Petroleum Company, 9 p.
- ❖ Montenegro, G., and Barragán, M., (2011), Caguán and Putumayo Basins Vol. 4. In Petroleum Geology of Colombia, Cediél, F., Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) Special Publication, Fondo Editorial Universitario EAFIT, 127 p.
- ❖ Mojica, J., (2009), Basins Catatumbo, Cesar-Ranchería, Eastern Cordillera, Llanos Easternes, Valle Medio y Upper del Magdalena: Open Round Colombia, 2010-ANH. In Roncancio, J., & Martínez, M., (2011), Upper Magdalena Basin Vol. 14. In Petroleum Geology of Colombia, Cediél, F., Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) Special Publication, Fondo Editorial Universitario EAFIT, 183 p.

- ❖ Mojica, J., & Franco, R., (1990), Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena, Colombia, Geología Colombiana, Vol. 17, p. 41-64
- ❖ Mojica J., & Macía, C., (1982), Geologic Reconnaissance of the Northern Neiva Basin, Upper Magdalena Valley, Colombia, CIAF, 21th Field Conference Part Two, p. 92-116.
- ❖ Mora, A., Venegas, D., Vergara, L., (1998), Estratigrafía del cretácico Superior y Terciario Inferior en el Sector Norte de la Cuenca del Putumayo, Departamento del Cauca, Colombia. Geología Colombiana, Vol. 23, p. 31-77
- ❖ Mora, Andrés, (2007), Inversion tectonics and exhumation processes in the Eastern Cordillera of Colombia, [Ph.D Thesis]: Potsdam University, Potsdam, 146 p.
- ❖ Mora, A., Reyes-Harker, A., Rodríguez, G., Tesón, E., Ramirez-Arias, J., Parra, M., Caballero, V., Mora, J., Quintero, I., Valencia, V., Ibañez, M., Horton, B., & Stockli, D., (2013), Inversion tectonics under increasing rates of shortening and sedimentation: Cenozoic example from the Eastern Cordillera of Colombia, In: Nemcok, M., Mora, A. and Cosgrove, J., Thick-Skin-Dominated Orogens: From Initial Inversion to Full Accretion. Geological Society, London, Special Publications, Vol. 377, 471 p.
- ❖ Noyau, A., & Osorio C., (2000), Evidence of two Oil Pulses by Biomarker Analysis and Modelling (Upper Magdalena Basin, Colombia), VII Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas, ACGGP, p. 547-558.
- ❖ Núñez, Alberto, (2003), Reconocimiento Geológico regional de las planchas 411 La Cruz, 412 Juan de Villalobos, 430 Mocoa, 431 Piamonte, 448 Monopamba, 449 Orito y 465 Churuyaco, INGEOMINAS, Memoria explicativa, 298 p.
- ❖ Parra, M., (2008), Cenozoic foreland-basin evolution in the northern Andes: insights from thermochronology and basin analysis in the Eastern Cordillera, Colombia., [Ph.D Thesis]: Potsdam University, Potsdam, 147 p.

- ❖ Pinilla, C., & Kairuz, E., (2006), Evaluación Geoquímica y Modelamiento de la Formación Vileta, Cuenca de Putumayo, IX Simposio Bolivariano “Exploración Petrolera de las Cuencas Subandinas”, ACGGP, Vol. 1, 8 p.
- ❖ Prada, A., y Pedraza, D., (2010), Control Estratigráfico de las unidades del Paleógeno-Neógeno en el Sinclinal de Avechucos, Municipio de Ortega (Tolima), [B.Sc. Thesis]: Universidad Industrial de Santander, Santander, 163 p.
- ❖ Ramírez, J., (2013), Correlación de nomenclaturas utilizadas en las cuencas del Suroeste de Colombia, reporte interno de Ecopetrol.
- ❖ Ramos, V., (2009), Anatomy and global context of the Andes: Main geologic features and the Andean orogenic cycle. In: Mahlburg, S., Ramos, V., Dickinson, W., Backbone of the Americas: shallow subduction, plateau uplift, and ridge and terrane collision, The Geological Society of America, Memoir 204, 284 p.
- ❖ Reyes, R., & Mora, C., (2008), Cuenca del Valle Superior del Magdalena, Colombia. Sistema Petrolero La Luna, VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Instituto Argentino del Petróleo y Gas, p. 337-356.
- ❖ Rodríguez, G., Maya, L., Mora, C., (2003), Evolución Estructural del Flanco Oriental del Valle Superior del Magdalena y sus Implicación en la Carga de Hidrocarburos, VIII Simposio Bolivariano – Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas, ACCGP, p. 155-160.
- ❖ Roncancio, J., & Martínez, M., (2011), Upper Magdalena Basin Vol. 14. In Petroleum Geology of Colombia, Cediel, F., Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) Special Publication, Fondo Editorial Universitario EAFIT, 183 p.
- ❖ Rossello, E.A., Nevistic, V.A., Salvay, R.O., Pina, L.H., & Covellone, G., (2008), Cuenca Putumayo (Colombia), VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 313-336
- ❖ Sarmiento, Luis, (2001), Mesozoic Rifting and Cenozoic Basin Inversion History of The Eastern Cordillera, Colombian Andes: Inferences from Tectonic Models, [Ph.D Thesis]: Vrije Universiteit, Amsterdam, 319 p.

- ❖ Sarmiento, L., & Rangel, A., (2004), Petroleum Systems of the Upper Magdalena Valley, Colombia, Marine and Petroleum Geology, Vol. 21, p. 373-391.
- ❖ Schamel, Steven, (1989), Middle and Upper Magdalena Basins (Colombia), In: Biddle, K., Active Margin Basins, AAPG Memoir, Vol. 52, p. 283-301.
- ❖ Sitio Web: 1984 nwo, Bajo las Arenas Bituminosas de Alberta, consultado el 29 de Abril de 2014, URL: <http://www.1984nwo.net/1984/index.php?topic=4443>
- ❖ Sitio Web: ZetaWare, Utilities - BHT Correction, GoM Waples et al. 2004, consultado el 20 de Septiembre de 2014, URL: http://zetaware.com/utilities/bht/waples_gom.html
- ❖ Sitio Web: convert-me.com, consultado el 3 de Octubre de 2014, <http://www.convert-me.com/es/convert/energy/boe.html>
- ❖ Taboada, A., L. A. Rivera, A. Fuenzalida, A. Cisternas, H. Philip, H. Bijwaard, J. Olaya, and C. Rivera, (2000), Geodynamics of the northern Andes: Subductions and intracontinental deformation (Colombia): Tectonics, v.19, no. 5, p. 787–813.
- ❖ Tissot, B., and Welte, D., (1984), Petroleum Formation and Occurrence: Berlin, Springer-Verlag, 699 p.
- ❖ Urueta, J., Dutoit, C., (1997), Prospección de hidrocarburos en el piedemonte de la Cuenca del Putumayo, VI Simposio Bolivariano “Exploración Petrolera Cuencas Sub-andinas”, ACGGP, p. 263-274.
- ❖ Van Der Wiel, M., (1991), Uplift & Volcanism of the SE Colombian Andes in relation to Neogene sedimentation in the Upper Magdalena Valley. [Ph.D Thesis]: Agriculture University of Wageingen, Amsterdam, The Netherlands, 212 p.
- ❖ Vargas, C. A., (2012), Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Earth Sci. Res. J., Vol.16, Special Issue, 1-246.

- ❖ Vergara, Luis, (1997), Cretaceous Black Shale in the Upper Magdalena Valley, Colombia. New Organic Geochemical Results (Part II), Journal of South American Earth Sciences, Vol. 10, N° 2, p. 133-145
- ❖ Wemazenu, G., (2012), Hydrocarbon generation and migration from Jurassic source rocks in the northern North Sea, [BSc. Thesis]: Norwegian University of Science and Technology, Norway, 97 p.
- ❖ Wygrala B., (1989), Integrated study of an oil field in the southern Po basin, northern Italy: Berichte kernforschungsamlage, Julich, 2313, p.217