

**CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA PETROLÍFERO DE LAS ARENAS
BITUMINOSAS EN EL ÁREA DE SOGAMOSO (CORDILLERA ORIENTAL DE
LOS ANDES COLOMBIANOS) MEDIANTE CORRELACIONES CRUDO-ROCA Y
MODELAMIENTO DE SISTEMAS PETROLÍFEROS**

JAEL YANINE PACHECO MENDOZA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
MAESTRÍA EN GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2015

**CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA PETROLÍFERO DE LAS ARENAS
BITUMINOSAS EN EL ÁREA DE SOGAMOSO (CORDILLERA ORIENTAL DE
LOS ANDES COLOMBIANOS) MEDIANTE CORRELACIONES CRUDO-ROCA Y
MODELAMIENTO DE SISTEMAS PETROLÍFEROS**

Jael Yanine Pacheco Mendoza

Trabajo de investigación para optar al título de Magíster en geología

DIRECTOR:

Mario García González

Geólogo PhD.

CODIRECTOR:

Eliseo Tesón del Hoyo

Geólogo PhD.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
MAESTRÍA EN GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2015

AGRADECIMIENTOS

Quisiera agradecer enormemente al Instituto Colombiano del Petróleo por el apoyo económico, logístico y personal brindado para desarrollar este proyecto de investigación; también agradezco a la Universidad Industrial de Santander por el conocimiento impartido. Especial gratitud al PhD. Eliseo tesón por su orientación durante todo el desarrollo del proyecto, así como al PhD. Mario García, a los geólogos José Ricardo Sandoval y Nelson Sánchez Rueda y al ingeniero Gustavo Navas. Finalmente, pero no menos importante a mi mamá y mi hermana por su paciencia y apoyo en estos dos años.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	21
1. OBJETIVOS	24
1.1 OBJETIVO GENERAL	24
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	24
2. MARCO DE REFERENCIA PARA LA INVESTIGACIÓN	25
2.1 GEOLOGÍA REGIONAL	25
2.2 SISTEMAS PETROLÍFEROS	40
2.2.1 Rocas generadoras	41
2.2.2 Rocas Reservorio	43
2.2.3 Trampas y procesos del sistema petrolífero	45
3. MATERIALES Y MÉTODOS	47
3.1 TRABAJO DE CAMPO	48
3.2 PROCESAMIENTO DE DATOS DE CAMPO	51
3.2.1 Termocronología de baja temperatura Trazas de Fisión en Apatitos (AFT)	52
3.3 TÉCNICAS DE LABORATORIO	56
3.3.1 Procedimientos en Roca	56
3.3.2 Procedimientos en Crudos y extractos de bitumen	59
3.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LABORATORIO.	63
3.5 MODELAMIENTO DE SISTEMAS PETROLÍFEROS	70
4. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	72
4.1 EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE ROCA GENERADORA	83

4.1.1 Facies orgánicas	91
4.2 ANÁLISIS DE CRUDO	108
4.2.1 Mezcla y biodegradación de los crudos	109
4.2.2 Ambiente de depósito	116
4.2.3 Madurez	125
4.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL Y EVOLUCIÓN DE LA DEFORMACIÓN	129
5. INTEGRACIÓN E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	141
5.1 ASOCIACIÓN DE LAS FACIES ORGÁNICAS A LOS CRUDOS	141
5.2 MODELAMIENTO DE SISTEMAS PETROLÍFEROS	147
5.2.1 Modelo 1D Bloque Yacente de la Falla de Soapaga	147
5.2.2 Modelo 1D Bloque Colgante Falla de Soapaga	154
5.2.3 Modelo 2D Sección Norte (Corrales)	162
5.2.4 Modelo 2D Sección Sur (Laguna de Tota)	173
6. DISCUSIÓN	184
7. CONCLUSIONES	189
8. RECOMENDACIONES	192
BIBLIOIGRAFÍA	193
ANEXOS	204

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Mapa de localización del área de estudio del presente proyecto de investigación la ubicación de los rezumaderos, arenas bituminosas y los pozos en la Zona Axial de la Cordillera Oriental.	23
Figura 2. Mapa de localización de la C.O. con sus respectivos límites estructurales.	27
Figura 3. Esquema de la configuración estructural del área de estudio, donde se observan rocas jurásicas en el anticlinal de Arcabuco, enfrentadas con rocas Cretáceas y terciarias en la Falla de Boyacá.	29
Figura 4. Modelos esquemáticos de los dos ambientes tectónicos propuestos para la evolución de la CO. A) Modelo de cuenca de tipo back-arc según Cooper. B) Rift intracontinental durante 165 Ma propuesto por Pindell.	30
Figura 5. Marco cronoestratigráfico de una transecta a través de la Cordillera Oriental. Ubicación en el recuadro.	39
Figura 6. Mapa de ubicación de las secciones estructurales, localización de las muestras de arenas impregnadas, de crudos, rezumaderos y de rocas generadoras.	49
Figura 7. Ejemplificación de la Formación de las trazas por fisión espontánea del átomo de ^{238}U . Izq: Diagrama de ejemplo de la fisión. Der: Trazas de fisión en un cristal de apatitos.	54
Figura 8. Diagrama de tiempo-temperatura para apatito para ejemplificar los cambios en las trazas de fisión a través del tiempo.	55
Figura 9. El levantamiento tectónico episódico asociado con erosión conducirá al levantamiento de roca y exhumación.	56
Figura 10. Ruta analítica de crudo y roca en el laboratorio de geoquímica del ICP.	58

Figura 11. Equipo de extracción ASE 350 de la marca DIONEX.	59
Figura 12. Montaje de cromatografía líquida con acoplamiento a detector UV y de Índice de Refracción usado para hacer el fraccionamiento SAR.	61
Figura 13. Diagrama esquemático de un sistema de cromatografía gaseosa acoplada a espectrómetro de masas.	63
Figura 14. Iones m/z/ 191, 177 y 217 de la muestra M-013 (Formación Picacho), presentando los criterios usados para descartar del análisis las muestras altamente biodegradadas.	67
Figura 15. Iones m/z 191, 177 y 217 de la muestra PIC-07 (Formación Picacho), presentando los criterios usados para seleccionar las muestras de rezumaderos para los posteriores análisis.	68
Figura 16. Resumen de los flujos de calor asociados a las diferentes cuencas sedimentarias.	71
Figura 17. Diagrama ternario de esteranos C ₂₇ -C ₂₈ -C ₂₉ en configuración αα.	74
Figura 18. Cromatograma de masas del ion m/z 191 (triterpanos) con la distribución de los 17α(H)-hopanos extendidos (C31-C35), mostrando el decrecimiento gradual en la altura de los picos C31 a C35	76
Figura 19. Diagrama de %COT vs S2. Se presenta en escala logarítmica en base 10 para una mejor observación de los resultados.	84
Figura 20. Diagrama de Van Krevelen. Los marcadores de color lila representan las muestras del bloque Soapaga (Tesis Eliecer Uribe) y los marcadores color naranja son las muestras del presente estudio.	90
Figura 21. Diagrama de Tmax vs IH para determinar el grado de evolución termal de las muestras. Los marcadores de color lila representan las muestras del bloque Soapaga (Tesis Eliecer Uribe) y los marcadores color naranja son las muestras del presente estudio.	91
Figura 22. Diagrama ternario de esteranos C ₂₇ -C ₂₈ -C ₂₉ para los extractos de bitumen de las rocas generadoras analizadas.	94

Figura 23. Columna estratigráfica de la Formación Tibasosa y las propiedades geoquímicas asociadas, mostrando el tipo de materia orgánica y el Cromatograma de whole oil de la muestra G-M70.	98
Figura 24. Columna estratigráfica de la Formación Chipaque y las propiedades geoquímicas asociadas, mostrando el tipo de materia orgánica y el Cromatograma de whole oil de la muestra G-M77 y G-M82.	101
Figura 25. Columna estratigráfica de la Fm. Chipaque en el Páramo de Güina, mostrando un extracto de bitumen antes y después de hidropirólisis.	102
Figura 26. Columna estratigráfica de la Formación Plaeners (La Luna) en la vía Paz del Río-Socha, mostrando la materia orgánica de muestra G-M99 y los cromatograma whole oil de las muestras G-M99 y G-M110.	103
Figura 27. Esquema de variación lateral de facies de las Formaciones del Cretácico Superior en la Cordillera Oriental entre el área de Sáchica-Tunja y Chita, en sentido SW-NE (Boyacá).	104
Figura 28. Columna estratigráfica de la Formación Los Pinos en la vía Tópaga-Mongua, mostrando el whole oil del extracto de la muestra G-M50.	107
Figura 29. Extractos de bitumen de la Formación Guaduas en diferentes localidades.	108
Figura 30. Diagrama ternario de las proporciones de hidrocarburos saturados, aromáticos y resinas+asfaltenos.	110
Figura 31. Diagrama del índice 25-Nohhopano/H30 vs % de saturados para mostrar el grado de biodegradación de las muestras, donde se separan las muestras con mayor grado de biodegradación, que fueron excluidas del resto de los análisis.	111
Figura 32. Cromatograma de <i>whole oil</i> de las principales niveles de preservación de los crudos analizados en las distintas muestras	115
Figura 33. Diagrama ternario de Esteroides Mono-Aromáticos (MAS) C ₂₇ -C ₂₈ -C ₂₉ .	117

Figura 34. Ejemplos de la huella de los terpanos en el ion z7 191, donde se observa un patrón de homohopanos H31-H35 en escalera para todas las muestras; $H_{29} < H_{30}$ y $T_s < T_m$.	119
Figura 35. Diagrama C29/C30 hopanos vs Homohopanos C35/C34.	120
Figura 36. Diagrama de índice de Oleanano vs Terpanos tricíclicos 26/25. Se observan dos agrupaciones de rezumaderos, ambos de origen marino ($26/25Tri < 1$). Los extractos reflejan una afinidad continental.	122
Figura 37. Diagrama de índice de Gamacerano vs índice de Homohopanos, donde se observa una tendencia marina.	123
Figura 38. Diagrama de homohopanos H35/H34 vs índice de Metildibenzotiofeno.	125
Figura 39. Diagrama de isomerización de esteranos para mostrar el grado de evolución termal de las muestras. Se observa buena agrupación de las muestras de crudos y rezumaderos con los extractos de bitumen de la Fm. Chipaque.	127
Figura 40. Diagrama de índice de isomerización de epímeros 22S y 22R para homohopano C32 vs índice Moretano/Hopano. Las líneas punteadas marcan los límites de madurez según cada índice. Línea roja horizontal ($Mor/H_{30} = 0.15$); la línea azul vertical ($H_{32} 22S / (22S + 22R) = 0.50$); línea roja vertical ($H_{32} 22S / (22S + 22R) = 0.60$). Límites tomados de Peters et al (2005b).	128
Figura 41. Diagrama de %Ro Eqv. Vs RMN. Los marcadores color rojo corresponden a extractos de la Fm. Guaduas; el rosado a la Fm. Pinos; los triángulos verdes a la Fm. Chipaque; los triángulos azules a la Fm. La Luna; y los círculos verdes a crudos de pozo.	129
Figura 42. Localización de las secciones estructurales Laguna de Tota y Corrales, las muestras de AFT, las localidades donde Sarmiento (2001) calculó los factores de adelgazamiento cortical y los pozos usados para la calibración de los modelamientos.	130
Figura 43. Corte Corrales. Para mayor detalle ver Anexo H.	131
Figura 44. Corte estructural Laguna de Tota. Para mayor detalle ver anexo I.	132

Figura 45. Modelos termales de exhumación ilustrando las rutas de exhumación más probables para cada muestra en diferentes sectores a lo largo de la zona axial de la CO.).	138
Figura 46. Representatividad de cada variable para el componente 1 en el Análisis de Componentes Principales.	144
Figura 47 Análisis de componentes principales de las 25 muestras de rezumaderos, arenas bituminosas y crudos y 14 extractos de bitumen.	145
Figura 48. Dendrograma de agrupación jerárquica de 25 muestras de rezumaderos, arenas bituminosas y crudos y 14 extractos de bitumen.	146
Figura 49. Condiciones límite del modelo Bloque Yacente Soapaga.	150
Figura 50. Paleo-temperaturas calculadas a partir del Ro de las rocas del Cretácico y Temperaturas actuales a partir del BHT. Se muestran el gradiente geotérmico actual y los paleo-gradientes del Cenozoico y Cretácico.	152
Figura 51. Calibración termal del modelo del bloque yacente de Soapaga.	153
Figura 52. Diagrama de enterramiento del modelo 1D del bloque yacente de Soapaga mostrando la tendencia de temperatura en el tiempo.	154
Figura 53. Balance de generación y expulsión de las rocas generadoras.	154
Figura 54. Gradiente geotérmico actual en el pozo Cormichoque-1.	160
Figura 55. Calibración termal del modelo bloque colgante F. Soapaga.	160
Figura 56. Historia de enterramiento del bloque colgante de la F. de Soapaga en el pozo Tunja-1 mostrando la isolínea de temperatura de 80°C.	161
Figura 57. Balance de generación y expulsión de hidrocarburos en el modelo del bloque colgante de Soapaga.	162
Figura 58. Variación de facies en sentido Oeste-Este a la sección Norte (Corrales).	162
Figura 59. Curvas de calibración en el pozo Corrales-1 para la sección Corrales.	164
Figura 60. a) Reflectancia de vitrinita a través de la sección Corrales mostrando las zonas de cada etapa de madurez. b) Tasa de transformación actual de las diferentes rocas generadoras.	166

Figura 61. Acumulaciones de hidrocarburos en la sección Corrales, mostrando los volúmenes y el origen probable de los crudos entrampados en estos reservorios.	169
Figura 62. Evolución de la generación en la sección Corrales.	170
Figura 63. Evolución de la madurez para las rocas generadoras Fms. Lutitas de Macanal, Fómeque, Chipaque y Guaduas.	171
Figura 64. Balance de Expulsión global de la sección Corrales.	172
Figura 65. Evolución termal entre 33 y 0 Ma mostrando la temperatura a la que estuvieron sometidos los diferentes reservorios.	172
Figura 66. Evolución de la deformación y variación lateral de facies a lo largo de la sección Laguna de Tota.	173
Figura 67. Curvas de calibración de madurez y temperatura en el pozo Tamauka, donde se muestra que el flujo de calor actual se ajusta a la curva generada por el software, mientras que los datos de Ro se encuentran distantes de la curva generada debido a la anomalía termal generada por la intrusión de la Riolita de Iza.	174
Figura 68. Variación lateral de la madurez, donde se muestra que en las partes más bajas, por debajo de la Falla de Soapaga las rocas tienen un nivel de madurez mayor que en los otros sectores.	175
Figura 69. Acumulaciones en la sección Laguna de Tota.	176
Figura 70. Evolución de la madurez en el tiempo geológico para la sección Laguna de Tota.	177
Figura 71. Evolución de los procesos de generación-expulsión en la sección Laguna de Tota.	178
Figura 72. Balance de expulsión global de la sección Laguna de Tota.	179
Figura 73. Overlay de temperatura para la sección Laguna de Tota, mostrando las unidades que se encuentran por encima y por debajo de la isoterma de 80°C.	180
Figura 74. Mapa generalizado de las cocinas de generación para el intervalo Cenomaniano-Coniaciano (Fm. Chipaque).	182

Figura 75. Zonas de generación de hidrocarburos para las secciones Corrales (Arriba) y Laguna de Tota (Abajo).	183
Figura 76. Carta de eventos para los sistemas petrolíferos con la Fm. Chipaque como roca generadora.	188

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Resumen de la información utilizada en este proyecto.	47
Tabla 2. Listado de muestras usadas y excluidas para los posteriores análisis de origen y madurez de las rocas fuente (resaltadas en color verde).	65
Tabla 3 a) potencial de generación (cantidad) de rocas inmaduras; b) Tipo de kerógeno y productos expulsados (calidad) y, c) Madurez termal.	85
Tabla 4. Resultados de TOC y pirolisis de las muestras con TOC superior a 0,5% del bloque Soapaga y del área de Pesca. Origen de coordenadas Elipsoide WGS84, origen Bogotá.	86
Tabla 5. Facies orgánicas generales de las muestras analizadas en este trabajo y en la tesis de Uribe.	96
Tabla 6. Escala de biodegradación de los crudos analizados en este proyecto <i>sensu</i> Wenger.	113
Tabla 7. Datos de trazas de fisión en apatitos analizados con Laser Ablation-Inductively Coupled Plasma-Mass Spectrometry (LA-ICP-MS).	139
Tabla 8. Datos de trazas de fisión de apatitos por el método External Detector Method (EMD) .	140
Tabla 9. Input del modelo 1D del bloque Yacente de Soapaga.	149
Tabla 10. Factores de adelgazamiento cortical usados para los diferentes modelamientos. Tomado de Sarmiento (2001).	149
Tabla 11. Input modelo Bloque Colgante Falla de Soapaga en el que se integraron los espesores perforados por los pozos Tunja-1 y Cormichoque-1.	157
Tabla 12. Cálculo del espesor erosionado en el pozo Tunja-1 a partir de Tmax.	158

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Mapa de rutas de campo.

ANEXO B. Fragmentogramas de extractos de bitumen de las posibles rocas generadoras.

ANEXO C. Análisis de los fragmentogramas de los iones 191, 217 y 177 de la fracción saturada de las muestras de arenas bituminosas, rezumaderos y crudos usadas para el análisis ambiental y de madurez.

ANEXO D. Análisis de los fragmentogramas de los iones 191, 217 y 177 de la fracción saturada de las muestras de arenas bituminosas y rezumaderos excluidas del análisis.

ANEXO E. Columna estratigráfica generalizada de la sucesión Cretácico inferior-Eoceno superior en el área de Mongua.

ANEXO F. Tabla del compilado de los índices de biomarcadores de las muestras de rezumaderos

ANEXO G. Tabla del compilado de los índices de biomarcadores de las muestras de extractos.

ANEXO H. Mapa geológico y corte estructural de la sección Norte (Corrales).

ANEXO I. Mapa geológico y corte estructural de la sección Sur (Laguna de Tota).

ANEXO J. Restitución secuencial Sección Laguna de Tota

ANEXO K. Reportes de laboratorio de biomarcadores de crudos, rezumaderos y extractos.

ABREVIATURAS USADAS EN ESTE TRABAJO

AFT=	Trazas de Fisión en Apatitos
AVK=	Análisis visual del kerógeno
BT=	Benzotiofeno
C.O.=	Cordillera Oriental
COT=	Carbono Orgánico Total
DBT=	Dibenzotiofeno
DMF=	Dinetilfenantreno
DMN=	Dimetilnaftaleno
DEM=	Modelo Digital de Elevación
F=	Fenantreno
FT=	Fission Track (Traza de Fisión)
GC-MS=	Gas Chromatography Mass Spectrometry
HF=	Heat Flow
ICP-OES=	Inductively Coupled Plasma Optical Emission Spectroscopy
IH=	Índice de Hidrógeno
IO=	Índice de Oxígeno
IR=	Índice de Refracción
LL.O.=	Llanos Orientales
MF=	Metilfenantreno
M.O=	Materia Orgánica
MOA=	Materia Orgánica Amorfa
MOA-NF=	Materia Orgánica Amorfa No Fluorescente
MPLC=	Medium Pressure Liquid Chromatography
NSO=	Nitrógeno Azufre Oxígeno
PAZ=	Partial Annealing Zone (Zona de Borrado Parcial)
PG=	Potencial de Generación

PWD=	Paleo-Water Depth
Ro=	Reflectancia de vitrinita
RMD=	Razon de 4-Metildibenzotiofeno/Fenantreno
RMF=	Razón de Metilfenantrenos
RMN=	Razón de Metinaftaleno
SAR=	Saturados + Aromáticos + Resinas
SARA=	Saturados + Aromáticos + Resinas + Asfaltenos
SWTI=	Sediment-Water Interface
Tmax=	Temperatura máxima
UV=	Ultravioleta
V.M.M.=	Valle Medio del Magdalena
ZFT=	Trazas de Fisión en Circones

RESUMEN

TITULO: CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA PETROLÍFERO DE LAS ARENAS BITUMINOSAS EN EL ÁREA DE SOGAMOSO (CORDILLERA ORIENTAL DE LOS ANDES COLOMBIANOS) MEDIANTE CORRELACIONES CRUDO-ROCA Y MODELAMIENTO DE SISTEMAS PETROLÍFEROS*

AUTOR: JAEL YANINE PACHECO MENDOZA**

PALABRAS CLAVE: Cordillera Oriental, modelamiento, Formación Chipaque, correlación crudo-roca, Petromod.

Se analizaron 15 muestras de roca y 47 de rezumaderos, arenas bituminosas y crudos recolectadas a lo largo de la Zona Axial de la Cordillera Oriental medio de técnicas como COT, pirolisis rock-eval, extractos de bitumen, MPLC, GC-FID y GC-MS, y se construyeron dos modelos 2D de sistemas petrolíferos con el software PetroMod® para estimar los tiempos de ocurrencia de los procesos en el sistema petrolífero.

En todas las muestras se reconoció la mezcla de dos crudos, que se distinguen según el grado de biodegradación y se agrupan en tres categorías. Los dos primeros grupos tienen biodegradación severa; en el primero no se conservan los rasgos ambientales de ninguno de los dos crudos; en el segundo grupo la primera carga está completamente biodegradada, pero se conservan algunos biomarcadores del segundo pulso; el tercer tipo, que es el crudo Corrales, tiene una biodegradación moderada, donde se conservan los biomarcadores tanto del segundo como del primer pulso. La mayoría de crudos se asocia a una roca generadora de origen marino siliciclástico con un ligero contenido carbonático, de baja salinidad y con alto aporte de materia orgánica terrígena que fueron originados a partir de una fuente en la ventana de generación del aceite, este se asocia a la facies orgánicas de la Formación Chipaque en el bloque yacente de la Falla de Soapaga.

Con la integración del modelamiento y las correlaciones crudo-roca se determinó la existencia de tres sistemas petrolíferos principales cuya roca generadora es la Fm. Chipaque y los reservorios son las Fms. Arenisca Tierna, Socha Inferior y Picacho. También, las rocas del intervalo Hauteriviano-Aptiano parecen contribuir minoritariamente en las acumulaciones. La generación de la Fm. Chipaque inició hace 73 Ma, con su pico de generación en el Eoceno Medio, mientras que la Fm. Fómeque en el Santoniano (83 Ma).

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico químicas Escuela de Geología. Maestría en Geología Director PhD Mario García González. Codirector PhD Eliseo Tesón del Hoyo

ABSTRACT

TITULO: CHARACTERIZATION OF THE TAR SANDS PETROLEUM SYSTEM IN THE SOGAMOSO AREA (EASTERN CORDILLERA OF THE COLOMBIAN ANDES) USING SOURCE-ROCK CORRELATION AND PETROLEUM SYSTEM MODELING

AUTHOR: Jael Yanine Pacheco Mendoza**

KEY WORDS: Eastern Cordillera, modeling, Chipaque Formation, source-rock correlation, Petromod.

15 source rock samples and 47 seeps, tar sands and crude oils collected along the Axial Zone of the Eastern Cordillera were analyzed through TOC, rock-eval pyrolysis MPLC, GC-FID and GC-MS techniques and two 2D Petroleum System Models were run in order to establish the timing of the occurrence of the processes in the petroleum system.

Mixing of at least two charges were recognized in all samples and are grouped in to three categories. The first two groups are severely degraded; the first one shows no fingerprints preserved of either charge pulse; in the second group, the biomarkers from the first charge are completely depleted but some biomarkers from the second pulse are preserved; the third type of crude oils, which is the Corrales type is moderately degraded, in which the first pulse is lightly degraded and also the fingerprint of the second pulse is observable. Most of the crude oils are associated to a siliciclastic marine setting with a slight carbonatic input, with low salinity and high terrigenous organic matter input and sourced from a rock in the oil window as well as the extracts from Chipaque Formation in the footwall of the Soapaga Fault.

Integration of modeling and source rock correlation established the existence of three main petroleum systems sourced from the Chipaque Formation and with Arenisca Tierna, Socha Inferior and Picacho Formations as reservoirs. Also, the rocks from the Hauterivian-Aptiano interval seem to contribute less to the charge of the reservoirs. Generation from Chipaque Fmt. Began at 73 Ma, having its peak at Middle Eocene; whilst Fomeque Fmt. Started at Santonian age (83 Ma).

* Work of grade

** School of Chemical Engineering School of Physical Geology. Master of Geology Director PhD Mario García González. Codirector PhD Eliseo Tesón del Hoyo

INTRODUCCIÓN

En la zona axial de la Cordillera Oriental (C.O.), a lo largo del bloque yacente de la Falla de Soapaga se han encontrado manifestaciones de hidrocarburos en superficie, incluyendo rezumaderos y acumulaciones locales de arenas bituminosas, además del campo Corrales y el pozo Bolívar, que actualmente están en producción (figura 1). Esto es indicador de la existencia de al menos un sistema petrolífero. Sin embargo, aunque se han realizado análisis geoquímicos para determinar la afinidad entre los crudos y las rocas generadoras, tales como evaluación de calidad de roca generadora, análisis visual del kerógeno y biomarcadores, aún no se ha probado el sistema petrolífero dado el alto grado de biodegradación de los primeros y que no se han llevado a cabo modelamientos del sistema petrolífero.

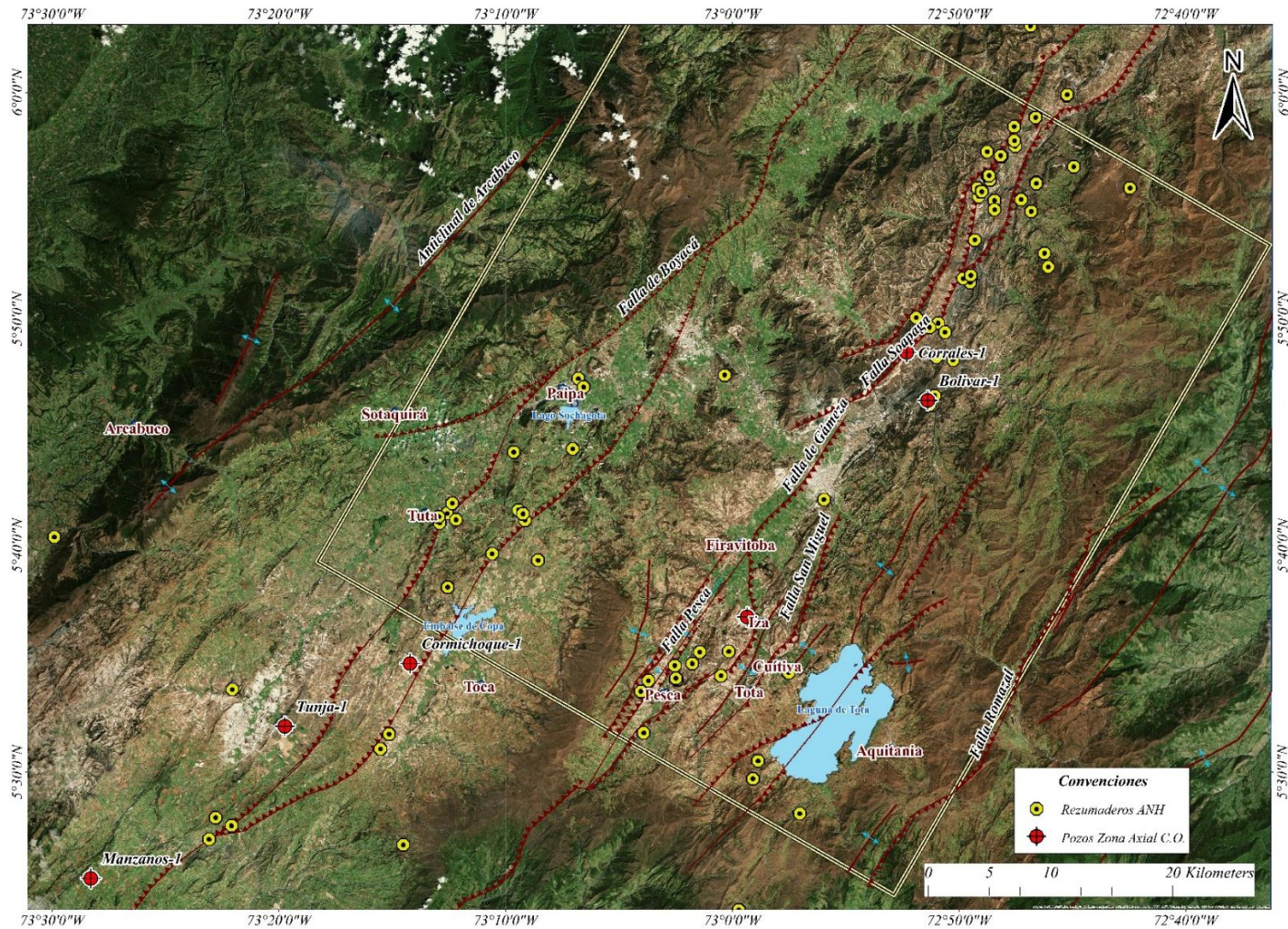
El foco principal de esta investigación fueron las arenas bituminosas asociadas a la falla de Soapaga, y con base en la presencia de dichas manifestaciones se delimitó el área de estudio (figura 1). Estas manifestaciones ocurren principalmente en dos zonas: la zona Norte, donde las impregnaciones son más abundantes y se encuentran en su mayoría bordeando dicha falla entre los municipios de Paz del Río y Beteitiva, también se encuentran expuestas algunas más alejadas de la falla en estructuras sinclinales como el Sinclinal de Otenga; en la zona del Sur las manifestaciones son menos abundantes y se encuentran alrededor de la F. de Pesca, en el área del municipio de Pesca, en el bloque colgante y yacente de la mencionada falla.

Para el desarrollo de este proyecto se plantearon tres preguntas de investigación a resolver: (1) *¿de cuál o cuáles rocas generadoras proviene el crudo o bitumen acumulado en las areniscas bituminosas en el área de Sogamoso?*; (2) *¿Cuáles*

son los tiempos de generación y expulsión de los hidrocarburos presentes en el área?, y (3) ¿Cómo influyó la inversión de la C.O. en la generación-migración-acumulación de crudo en los reservorios Cenozoico en el área de Sogamoso?

Con el fin de resolver dichas preguntas se planteó una metodología que incluyó un muestreo sistemático en campo, tanto de rezumaderos y arenas bituminosas, como de rocas generadoras para realizar análisis de: carbono orgánico total (COT), pirolisis rock-eval, análisis visual del kerógeno y biomarcadores en las fracciones saturadas y aromáticas. Esta información se integró en dos modelos geoquímicos 2D de sistemas petrolíferos, (con el software PetroMod® 2D) a partir de dos secciones estructurales retrodeformadas, para estimar los tiempos de generación, migración y acumulación de los crudos del área de estudio.

Figura 1. Mapa de localización del área de estudio del presente proyecto de investigación la ubicación de los rezumaderos, arenas bituminosas y los pozos en la Zona Axial de la Cordillera Oriental.



La localización de estos puntos fue tomada de <https://www.epis.com.co/consultas/#>

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Identificar y analizar los elementos y procesos del sistema petrolífero que controla la presencia de crudo en las arenas bituminosas de la Formación Picacho (Eoceno inferior), localizadas en los alrededores de Sogamoso a través de la caracterización de los crudos, rocas generadoras y de las estructuras deformadas asociadas a la Falla de Soapaga.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para alcanzar el objetivo general se plantearon los siguientes objetivos específicos:

- Identificar la roca fuente de los crudos por medio de correlaciones crudo-roca.
- Delinear la ubicación de las cocinas de generación de hidrocarburos durante la historia geológica por medio de la madurez termal de las rocas generadoras.
- Estimar los tiempos de generación, migración y acumulación de hidrocarburos integrando datos de termo-cronología y reflectancia de vitrinita con el modelamiento estructural y el modelamiento de sistemas petrolíferos.
- Determinar la influencia de la deformación en la preservación y/o destrucción de estos crudos por medio del modelamiento estructural y caracterización geoquímica de crudos.

2. MARCO DE REFERENCIA PARA LA INVESTIGACIÓN

2.1 GEOLOGÍA REGIONAL

La C.O. marca el límite oriental de la deformación Cenozoica en el Norte de los Andes. Según Mora¹ Es uno de los pocos ejemplos de la continua reactivación de Fallas de cabalgamiento en un orógeno compresivo. De acuerdo con Cooper², constituyó junto con el Valle Medio del Magdalena (VMM) y los Llanos Orientales (Ll.O) una gran cuenca sedimentaria del Triásico al Mioceno Medio, pasando por cuatro eventos principales de deformación iniciando en Cretácico tardío.

Es un sistema montañoso con doble vergencia limitado por Fallas inversas que involucran localmente basamento cristalino y metamórfico, al igual que secuencias sedimentarias y volcánicas del Precámbrico-Paleozoico inferior, así como también Paleozoico superior-Cenozoico Cortés³. La Cordillera se encuentra limitada al Oriente por el sistema de Fallas de Guaicáramo; al Occidente por los sistemas de Fallas de Bituima y La Salina; al Norte por la Falla Bucaramanga-Santa Marta y el Macizo de Santander y al Sur por el sistema de Fallas Algeciras-Garzón (Figura 2).

¹ MORA, A., HORTON, B., MESA, A., RUBIANO, J., KETCHAM, R., PARRA, M., BLANCO, V., GARCIA, D. y STOCKLI, D. Migration of Cenozoic deformation in the Eastern Cordillera of Colombia interpreted from fission track results and structural relationships: Implications for petroleum systems. AAPG Bulletin, v. 94, 2010, pp. 1543–1580.

² COOPER, M.A., ADDISON, F.T., ALVAREZ, R., CORAL, M., GRAHAM, R.H., HAYWARD, A.B., HOWE, S., MARTINEZ, J., NAAR, J., PENAS, R., PULHAM, A.J., TABORDA, A. Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia En: AAPG Bulletin, 1995, Vol. 79 (10). P. 1421-1443.

³ CORTES, M., GARCIA, D., BAYONA, G., BLANCO Y. Timing of oil generation in the Eastern flank of the Eastern Cordillera of Colombia based on kinematic models; implications in the Llanos Foothills and Foreland charge. En: Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas, X (Julio, 2009: Cartagena, Colombia). 2009, 8 p.

En su zona axial se reconocen tres estilos tectónicos diferentes, de piel gruesa, de piel delgada y movimientos transcurrentes. El estilo de piel delgada es facilitado por niveles de despegue en las secuencias de *shale* del Cretáceo inferior (Grupo Cáqueza), Cretáceo superior (Fm. Chipaque) y Cenozoico (Fm. Guaduas). Por su parte, los “límites transcurrentes parecen ocurrir a favor de Fallas normales reactivadas NW-SE, zonas de transferencia dextral E-W y sinistral N-S que resultan de la inversión de estructuras de *rift* en *echelon*” DeFreitas⁴).

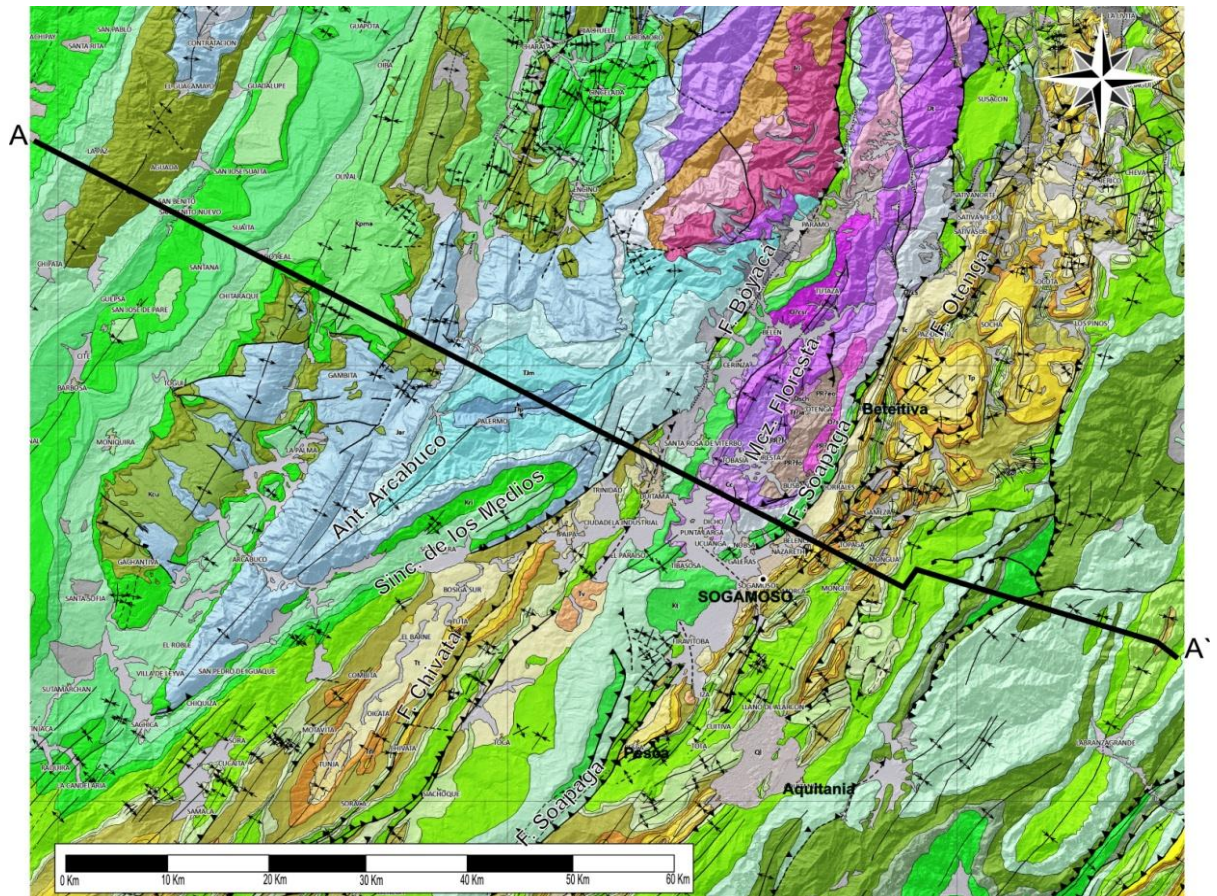
Los principales elementos estructurales en la zona axial de la Cordillera son las Fallas de cabalgamiento de Boyacá y Soapaga (figura 2 y 3) que son, de acuerdo con Kammer⁵ la terminación en cola de caballo de la Falla transpresiva de desplazamiento sinistral de Bucaramanga, donde se presentan estructuras asociadas a un ambiente de rift durante el Triásico-Cretácico con orientación regional NW-SE. Según Kammer⁶, durante el Jurásico temprano, en la zona axial de la Cordillera Oriental se formaron dos cuencas de half-graben delimitadas por las Fallas de Boyacá y Soapaga, las cuales se unen en profundidad en una sola falla; cada sub-cuenca separada por altos de basamento.

⁴ DEFREITAS, M.,FRANCOLIN, J., COBBOLD, P. The Structure of the Axial Zone of the Eastern Cordillera, Colombia. En: Simposio Bolivariano, Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas, VI (Julio, 1997, Bogotá, Colombia.). Asociación Colombiana Geólogos y Geofísicos del Petróleo. 1997, 4p.

⁵ KAMMER, A., SÁNCHEZ, J. Early Jurassic rift structures associated with the Soapaga and Boyacá faults of the Eastern Cordillera, Colombia: Sedimentological inferences and regional implications. *Journal of South American Earth Sciences*. Vol. 21. Santa Fe de Bogotá, 2006. P. 414.

⁶ *Ibid.*, p. 415-416

Figura 2. Mapa de localización de la C.O. con sus respectivos límites estructurales.



Fuente: MORA, C., GIRALDO, B., GARCIA, D. Evaluación geoquímica del Cretáceo inferior en el Piedemonte de los Llanos Orientales. Ecopetrol-ICP, Piedecuesta, 2002. 65 PP.

El origen de la CO ha sido estudiado por diversos autores como Toussaint⁷, Pindell⁸, De Freitas⁹, Cooper¹⁰, Sarmiento¹¹, Kammer¹², entre otros, quienes han

⁷ TOUSSAINT, J.F., Hipótesis sobre el marco geodinámico de Colombia durante el Mesozoico temprano, 1995. Contribution to IGCP 322 Jurassic events in South America. Geol. Colombiana, Bogotá, P. 150–155.

⁸ PINDELL, J., ERIKSON, J. The Mesozoic margin of northern South America. In: Salfity, J. (Ed.), Cretaceous tectonics of the Andes. 1993. Vieweg Germany, pp. 1–60.

⁹ DE FREITAS, FRANCOLIN, COBBOLD, Op. Cit. P. 40

¹⁰ COOPER, ADDISON, ALVAREZ, CORAL, GRAHAM, HAYWARD, HOWE, MARTINEZ, NAAR, PEÑAS, PULHAM, TABORDA. Op. Cit. p. 1422-1423

¹¹ SARMIENTO, L. Mesozoic rifting and Cenozoic basin inversion history of the Eastern Cordillera, Colombian Andes. Inferences from tectonic models. Tesis Doctoral. Vrije University. 2001. P. 7.

¹² KAMMER y SÁNCHEZ Op. Cit. p. 413-416

dividido su evolución en una etapa extensiva entre el Triásico y el Cretácico temprano Sarmiento¹³; seguido de una fase de subsidencia termal.

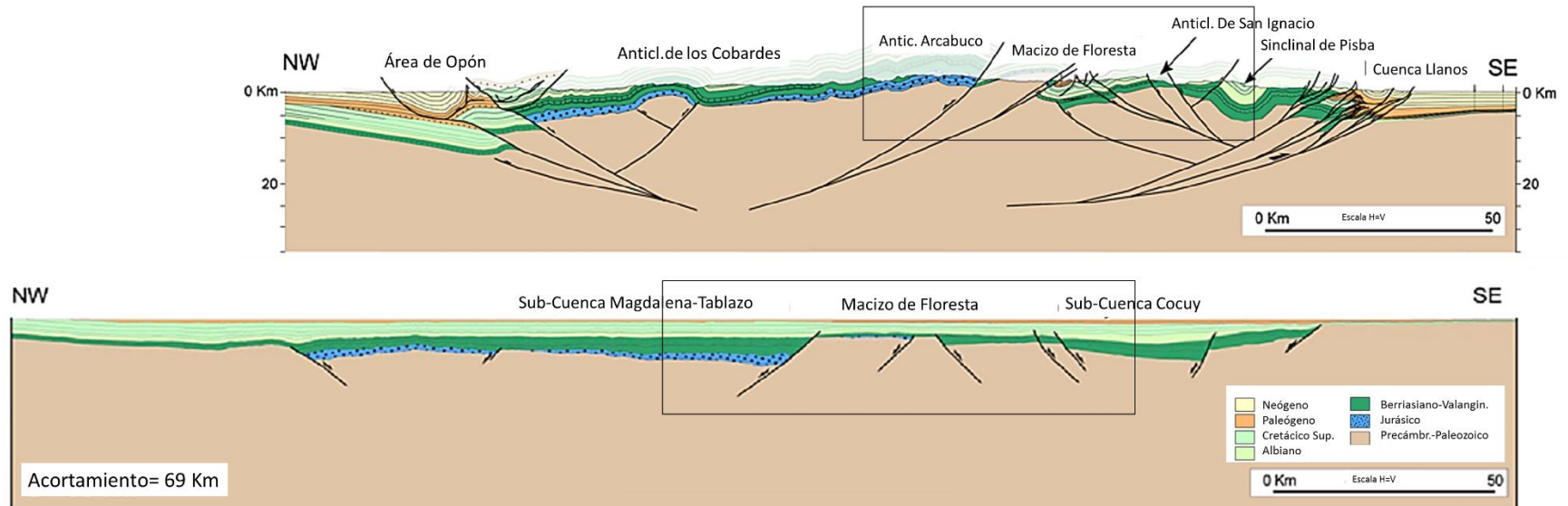
El primer escenario atribuye la extensión a un rift intra-continental (figura 4) relacionado con la apertura de Pangea Pindell¹⁴, que según Sarmiento¹⁵ es más aplicable a la parte Norte de Colombia y Venezuela y a su separación de Norteamérica.

¹³ SARMIENTO, Op. Cit. P. 383-411

¹⁴ PINDELL, J., DEWEY, J. Permo-Triassic reconstruction of Western Pangea and the evolution of the Gulf of Mexico/Caribbean Region. *Tectonics*, Vo. 1, No. 2, 1982. P. 197-211.

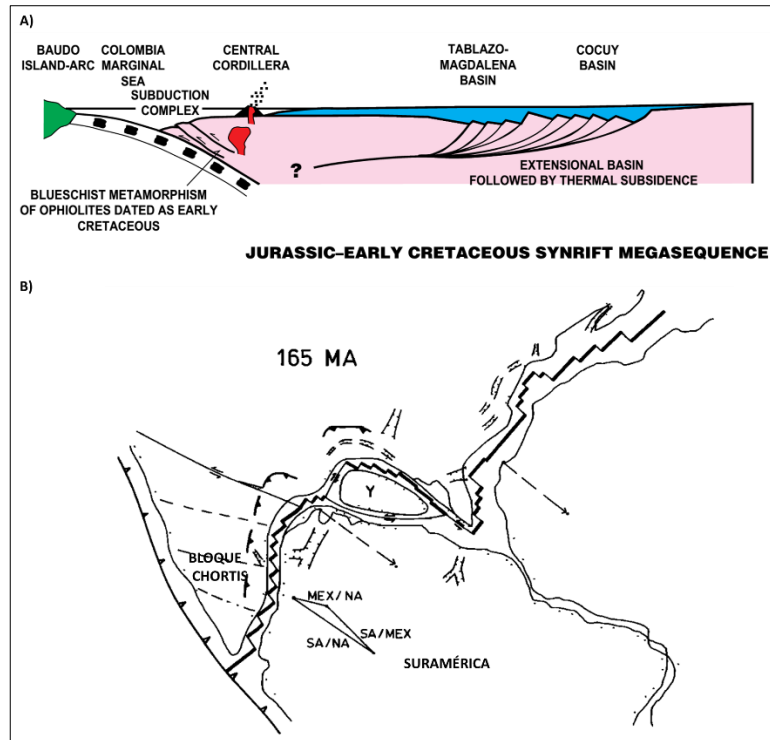
¹⁵ SARMIENTO, Op. Cit., p. 8.

Figura 3. Esquema de la configuración estructural del área de estudio, donde se observan rocas jurásicas en el anticlinal de Arcabuco, enfrentadas con rocas Cretáceas y terciarias en la Falla de Boyacá. En el bloque yacente de la Falla de Soapaga se observa una serie de estructuras de piel delgada, generando pliegues en las capas del Cretáceo inferior y Cenozoico; mientras que las capas del Cretáceo inferior se encuentran sin deformar. El cuadro color negro demarca la configuración del área de estudio. Ver la ubicación del corte en la Figura 2.



Fuente TESÓN, E., MORA, A., SILVA, A., NAMSON, J., TEIXELL, A., CASTELLANOS, J., CASALLAS, W., JULIVERT, M., TAYLOR, M., IBÁÑEZ-MEJÍA, M., VALENCIA, A.. Relationship of Mesozoic graben development, stress, shortening magnitude, and structural style in the Eastern Cordillera of the Colombian Andes. GSA London, Special Publications. 2013, <http://sp.lyellcollection.org/>

Figura 4. Modelos esquemáticos de los dos ambientes tectónicos propuestos para la evolución de la CO. A) Modelo de cuenca de tipo back-arc según Cooper¹⁶. B) Rift intracontinental durante 165 Ma propuesto por Pindell¹⁷.



Fuente: PINDELL, J., ERIKSON, J. The Mesozoic margin of northern South America. In: Salfity, J. (Ed.), Cretaceous tectonics of the Andes. Vieweg Germany, 1993. pp. 1–60.

Por su parte, el modelo postulado por autores como Pindell¹⁸, Toussaint¹⁹ involucra una cuenca de *back-arc* detrás de una zona de subducción relacionada con un arco magmático (Figura 4b). En esta hipótesis, el área de estudio se localizaba en el margen del continente mientras ocurría subducción activa de la Placa Pacífica. Este modelo tiene más soporte dada la existencia de cuerpos

¹⁶ COOPER, ADDISON, ALVAREZ, CORAL, GRAHAM, HAYWARD, HOWE, MARTINEZ, NAAR, PEÑAS, PULHAM, TABORDA. Op. Cit., p. 1424

¹⁷ PINDELL, DEWEY, Op. Cit. pp. 198-202

¹⁸ PINDELL, J., ERIKSON, J. The Mesozoic margin of northern South America. In: Salfity, J. (Ed.), Cretaceous tectonics of the Andes. Vieweg Germany, 1993. pp. 1–60.

¹⁹ TOUSSAINT, Op. Cit. p. 150–155.

plutónicos calco-alcalinos con batolitos del Jurásico en la Cordillera Central Sarmiento²⁰.

El registro estratigráfico de la C.O. inicia en el Paleozoico con la Fm. Cuche, que fue descrita por Botero²¹ como una sucesión de 300 a 400 m de argilitas y areniscas de tonos rojo-violeta y amarillo crema que descansa discordantemente sobre la Fm. Floresta. Esta unidad se extiende durante el Permo-Carbonífero de acuerdo a Botero²². No se guarda registro sedimentario entre el Carbonífero y el inicio del Jurásico, cuando comienza la formación de la gran cuenca sedimentaria del Triásico al Mioceno Medio reconocida por Etayo²³, en la que fueron identificados dos grandes depocentros, uno al oeste, que es la Sub-cuenca Tablazo-Magdalena (figura 3), cuya formación se asocia al movimiento normal de la F. de Boyacá) y al Este, que es la Sub-cuenca Cocuy, separados por el alto de Santander, que estaba conformado por los Macizos de Santander y de Floresta, que constituyó una barrera importante para la sedimentación. Durante este tiempo tuvo lugar una sedimentación muy importante, que inició en la Cuenca Tablazo Magdalena con rocas Jurásicas y continuó hasta el Cretácico.

La Fm. Palermo es la primera unidad en depositarse en el bloque colgante de la F. de Boyacá en esta gran cuenca extensiva. Dicha unidad se compone de conglomerados con guijos de areniscas rojas de pocos metros de espesor y niveles de *shales* negros en la parte baja del Río Huertas entre Palermo y Gámbita hasta areniscas de grano fino de tonos rojizos a violáceos en el tope²⁴. Es suprayacida por la Formación Montebel, que está constituida principalmente por una sucesión principalmente fina que se compone principalmente de limolitas gris

²⁰ SARMIENTO, Op. Cit. P. 8

²¹ BOTERO, 1946 En: RENZONI, G., ROSAS, H. Geología de la plancha 171-Duitama, Escala 1:100.000. 1967. INGEOMINAS.

²² Ibid., p. 37

²³ ETAYO, F., RENZONI, G., BARRERO, D. Contornos sucesivos del mar Cretáceo en Colombia En: Congreso Colombiano de Geología, Memorias, Bogotá, Colombia). 1976. P. 217–252.

²⁴ RENZONI, G., ROSAS, H. Geología de la plancha 171-Duitama, Escala 1:100.000. INGEOMINAS. 1967. P. 37

verdusca, *shales* negros, limolitas intercaladas con areniscas arcillosas y limolitas gris oscuras que afloran en la quebrada Las Varas²⁵. La Formación La Rusia por su parte, fue descrita por Renzoni²⁶ en el Páramo de La Rusia, donde se compone principalmente de areniscas. A la base presenta arenisca conglomerática, seguida por arenisca verde fina con arenisca conglomerática y lentes de arcilla, también se presenta intercalaciones de areniscas conglomeráticas blancas y rojas. En el área Sureste el mismo autor describe una sucesión de areniscas rojizas, limolitas gris verdosas y amarillo ocre, arenisca conglomeráticas, conglomerados y areniscas blancas a rojizas feldespató-micácea, fina con intercalaciones de limolitas rojas y areniscas conglomeráticas, la cual es infrayacida por la Fm. Montebel y suprayacida por la Fm. Arcabuco, al igual, la cual es interpretada como un acuñaamiento de la Fm. La Rusia al Sur, y correspondiendo esta descripción al miembro superior de la Fm. Girón. La sedimentación Jurásica finaliza con la Fm. Arcabuco, que se compone principalmente por areniscas cuarzosas de grano grueso de gran espesor y que afloran en el municipio de Arcabuco.

El Cretácico se extiende ampliamente a lo largo de la Z. Axial de la C.O., el cual inicia en el Valanginiano en el occidente (Bloque colgante de la F. de Boyacá) y en el Oriente (Bloque yacente de la F. de Soapaga) se ha datado la Fm. Lutitas de Macanal entre el Titoniano y Valanginiano. La depositación para este periodo fue de tipo marina, la cual comenzó en el Occidente con la Fm. Cumbre constituida por intercalaciones de areniscas grises oscuras a verdes intercalando con *shales* negros, seguida por la Fm. Rosablanca que es constituida primordialmente por 148 m de calizas con pequeñas intercalaciones de *shales* negros²⁷. Suprayaciendo concordantemente se encuentra una sucesión de limolitas con bancos de calizas a veces lumaquéllicas, conocido como Formación Ritoque. Esta unidad escorrelacionable en fauna con la base de la Fm. Tibasosa²⁸. Seguido se

²⁵ Ibid., p. 37

²⁶ Ibid., p. 38

²⁷ Ibid., p. 39

²⁸ Ibid., p. 39

encuentra la Fm. Paja, que se caracteriza por ser una unidad de “litología fina, comprendida por *shales* negros, depositada entre el Hauteriviano y el Aptiano” Renzoni²⁹ con base en la fauna característica. La Fm. San Gil por su parte, fue dividida en dos miembros: el miembro inferior que se compone por calizas, areniscas calcáreas y *shales* negros. Esta unidad es “suprayacida por niveles de *shales* negros de la Fm. San Gil Superior, esta unidad es correlacionable también con parte de la Fm. Tibasosa” Renzoni³⁰.

Para el área del bloque colgante de la F. de Soapaga la unidad Cretácica más antigua reconocida es la Fm. Tibasosa, la cual aflora en la entrada del municipio de Tibasosa, que es dividida en cuatro miembros: un miembro basal, conformada por conglomerados, limolitas y areniscas conglomeráticas; seguido por una intercalación de dos miembros calcáreos y un miembro arenáceo intermedio³¹. En este sector esta unidad yace discordantemente sobre la Fm. Cucho y su espesor disminuye en sentido Sur-Norte. De acuerdo con las faunas encontradas y lo mencionado anteriormente, Renzoni³² interpreta que después del avance marino Hauteriviano, la depositación de esta unidad en el Macizo de Floresta se da en una cuenca reducida en comparación con las depositadas al Occidente.

Hacia el bloque yacente de la F. de Soapaga la depositación inició entre el Tetoniano y el Valanginiano con el Grupo Cáqueza, que Ulloa³³ dividieron en tres unidades denominadas como Calizas del Guavio, Lutitas de Macanal y Areniscas de las Juntas, que es la nomenclatura que será utilizada en adelante en este trabajo. En el área de la plancha 172 el Grupo Cáqueza se compone únicamente de las Fms. Lutitas de Macanal y Areniscas de las Juntas, que afloran en su

²⁹ Ibid., p. 40

³⁰ Ibid., p. 41

³¹ Ibid., p. 41

³² Ibid., p. 42

³³ ULLOA, C., RODRÍGUEZ, E. Geología del Cuadrángulo K-12, Guateque En: ULLOA, C., RODRÍGUEZ, E., RODRÍGUEZ, G. Geología de la plancha 172 Paz del Río. Escala 1:100.000. Memoria explicativa. INGEOMINAS, Bogotá, 2003. P. 60.

extremo sur oriental. La Fm. Lutitas de Macanal se compone de una sucesión potente de Lutitas negras con esporádicas intercalaciones de calizas, areniscas y yeso, que aflora en el río Batá (Cuadrangulo K12 Guateque) donde su espesor es estimado en 2.935 m³⁴. Concordantemente, descansa sobre esta unidad la Fm. Areniscas de las Juntas, que se compone de dos miembros superior e inferior de areniscas cuarzosas, separadas por un miembro lutítico³⁵. Sobre esta unidad reposa la Fm. Fómeque la cual consta en la plancha 172 de lodolitas negras, en capas delgadas con intercalaciones muy frecuentes de calizas negras en capas gruesas a muy gruesas³⁶. Esta unidad, junto con la Fm. Areniscas de las Juntas es correlacionable en edad con la Fm. Tibasosa. Sobre estas unidades se deposita una sucesión de areniscas cuarzosas con glauconita hacia el tope, denominada por Hubach³⁷ como Formación Une, que marca el fin del evento extensivo y el inicio de la etapa *pos-rift* caracterizada por subsidencia termal (figura 5).

La fase *post-rift*³⁸ fue marcada por la depositación de las Formaciones del Cretácico superior al Paleoceno, que es representado por las Fms. Chipaque y sus equivalentes (Fms. Conejo y Churuvita), el Grupo Guadalupe y la Fm. Guaduas, que esta última además refleja la transición de ambientes marinos a fluviales³⁹. En este proyecto se utilizará el nombre de Fm. Chipaque para las unidades depositadas entre el Cenomaniano y Coniaciano. Esta unidad se describe como una sucesión de capas delgadas de lodolitas negras, con intercalaciones de cuarzoarenitas de grano fino en su base; la parte media consta de lodolitas negras en capas muy delgadas, con intercalaciones frecuentes de calizas grises oscuras a negras. Finalmente, la parte superior se compone de

³⁴ Ibid., p. 60.

³⁵ Ibid., p. 60

³⁶ Ibid., p. 60

³⁷ HUBACH, E. 1931. Geología Petrolífera del Departamento de Norte de Santander. En: ULLOA, C., RODRÍGUEZ, E. Geología del Cuadrángulo K-12, Guateque En: ULLOA, C., RODRIGUEZ, E., RODRIGUEZ, G. Geología de la plancha 172 Paz del Río. Escala 1:100.000. Memoria explicativa. INGEOMINAS, Bogotá, 2003. P. 64.

³⁸ SARMIENTO, Op. Cit., p. 26

³⁹ COOPER, ADDISON, ALVAREZ, CORAL, GRAHAM, HAYWARD, HOWE, MARTINEZ, NAAR, PEÑAS, PULHAM, TABORDA. Op. Cit., p. 1429-1435.

lodolitas grises oscuras a negras⁴⁰. El Gp. Guadalupe se compone de cuatro miembros según la división empleada por Ulloa⁴¹ para la cartografía de la plancha 172. La Fm. Plaeners, Labor y Pinos y Arenisca Tierna, que constan de arenitas cuarzosas limolitas silíceas e intercalaciones de chert; limolitas intercaladas con areniscas cuarzosas y; areniscas cuarzosas ligeramente conglomeráticas, respectivamente.

La Fm. Guaduas que se extiende también a lo largo de toda el área y se compone, en la sección medida en la carretera Corrales-Paz del Rio, como 392 m de rocas arcillosas en la base; arcillolitas grises oscuras a negras intercaladas esporádicamente con cuarzoarenitas y mantos de carbón en la parte media y en el tope se compone de arcillolitas gris clara a oscura algunas carbonosas con intercalaciones frecuentes de cuarzoarenitas de grano fino, también se presentan capas de carbón⁴².

El inicio de la deformación ha sido datado recientemente por diferentes autores usando diferentes termocronómetros como ZFT, AFT, U-Th-E, entre otros. De acuerdo con Parra⁴³, la deformación se dio en tres etapas: se sugiere un inicio de la deformación de Oeste a Este, marcado en la Cordillera Central con una edad de enfriamiento de ZFT en ~78 Ma, que sugiere que la exhumación ya era activa desde el Campaniano. Esta deformación migró hasta la Falla de Cambao asociada a sistemas de cabalgamiento con vergencia al oeste, a tasas de 0,5 a 2,1 mm/a, incrementando ligeramente hasta 0,5 a 3,1 mm/a entre el Paleoceno y el Eoceno medio mientras la deformación se propagaba hacia el Este a la Falla La Salina. Un segundo evento que involucró las Fallas La Salina y Soapaga, las cuales experimentaron un levantamiento virtualmente simultáneo entre 30 y 40 Ma, lo

⁴⁰ ULLOA, C., RODRIGUEZ, E., RODRIGUEZ, G. Op. Cit., p. 67

⁴¹ ULLOA, C., RODRIGUEZ, E., RODRIGUEZ, G. Op. Cit., p. 71

⁴² ULLOA, C., RODRIGUEZ, E., RODRIGUEZ, G. Op. Cit., p. 79

⁴³ PARRA, M., A. MORA, E. R. SOBEL, M. R. STRECKER, R. GONZÁLEZ. Episodic orogenic front migration in the northern Andes: Constraints from low-temperature thermochronology in the Eastern Cordillera, Colombia, Tectonics, Vol. 28, 2009. P. 19

cual muestra un salto rápido en el frente de deformación. Este avance rápido en la deformación continuó hasta el Eoceno tardío-Oligoceno. Finalmente, la tasa de migración del orógeno decreció (1,2-2,1 mm/a), mientras el frente de deformación permaneció estacionario a lo largo de las Fallas de Tesalia-Servitá durante el Mioceno y se propagó hasta la falla de Guaicáramo solo después de los ~5 Ma.

Por su parte, Mora⁴⁴ dató el inicio de la exhumación entre 45 y 35 Ma (Eoceno medio a tardío) para el margen este de la C.O, que es un rango similar al propuesto por Parra⁴⁵, seguida de un pulso principal de exhumación en el Oligoceno tardío-Mioceno temprano (20-23 Ma). Adicionalmente, Ochoa *et al.* (2012) emplearon análisis de palinoflora, apoyados con análisis de AFT y ZFT en muestras de la Z. Axial, Valle Medio del Magdalena y Llanos Orientales para datar el levantamiento de la C.O., quienes encontraron que la Fm. Concentración, en cercanías a la F. de Soapaga alcanzó una máxima profundidad de 4 a 6 Km y se exhumó entre 23 y 20 Ma. También determinaron que mientras que las Formaciones depositadas en la zona axial (Fms. Usme y Concentración) ya estaban siendo erodadas, en el Valle del Magdalena (Fm. Santa Teresa) aún existía depositación. Estas diferencias sugieren que la cuenca de foreland que cubrió el valle del magdalena, C.O. y la Cuenca Llanos fue interrumpida en el Oligoceno temprano antes del inicio de los pulsos principales de exhumación (Neógeno).

Durante el inicio del evento compresivo tuvo lugar la depositación de unidades principalmente de ambientes continentales integrada por una sucesión de areniscas y limolitas, conformadas por las Formaciones Socha Inferior (areniscas cuarzosas conglomeráticas) de ambiente fluvial, que al sur de Sogamoso presenta

⁴⁴ MORA, A., HORTON, B., MESA, A., RUBIANO, J., KETCHAM, R., PARRA, M., BLANCO, V., GARCIA, D. y STOCKLI, D. Migration of Cenozoic deformation in the Eastern Cordillera of Colombia interpreted from fission track results and structural relationships: Implications for petroleum systems. *En: AAPG Bulletin*, v. 94, no. 10 (Octubre 2010), p. 1561.

⁴⁵ PARRA, M., A. MORA, E. R. SOBEL, M. R. STRECKER, R. GONZÁLEZ. *Op. Cit.*, p. 19.

un espesor de 140 m y está compuesta por una sucesión de arenitas de grano fino a grueso, con niveles conglomeráticos con granos de cuarzo principalmente⁴⁶. Los granos de cuarzo son angulares a sub-angulares con selección moderada. Suprayaciendo de forma concordante se encuentra la Fm. Socha Superior, que se compone de limolitas grises, verdosas y violáceas con niveles arenosos. La Fm. Picacho, de edad Eoceno constituye el segundo paquete de areniscas fluviales, la cual tiene un espesor entre 138,8 y 181,5 m⁴⁷ y alcanza hasta 580m en el Sur de Sogamoso. En la carretera Corrales-Paz del Rio está constituido por tres segmentos: el miembro inferior corresponde a capas gruesas a muy gruesas cuarzoarenitas de grano medio a conglomerático, friables, con cemento silíceo. El segmento superior son cuarzoarenitas de grano medio a grueso, friables en capas muy gruesas, con lentes de conglomerados compuestos principalmente por cuarzo⁴⁸. De acuerdo con Fabr ⁴⁹ el ambiente de depositación es de llanuras aluviales bien drenadas según; mientras que según Osorno⁵⁰ es de ríos trezados.

Finalmente, la Fm. Concentración marca el final de la depositación en el bloque yacente de la F. de Soapaga, en el Eoceno superior, marcada principalmente por limolitas varicoloreadas, arcillolitas y niveles arenosos. Hacia el bloque colgante de la F. de Boyacá, sin embargo, la depositación fue interrumpida en el Eoceno, pero fue retomada por un evento de depositación que se compuso de gravas, arcillas, arenas y lignitos esporádicos durante el Plioceno, que yace discordantemente sobre las Formaciones Une hasta Bogot ⁵¹ y cubre gran parte de esta  rea.

⁴⁶ ULLOA, C., RODRÍGUEZ, E., FUQUEN, J., ACOSTA, J. Geología de la plancha 192, Laguna de Tota. Escala 1:100.000. INGEOMINAS, Bogotá, 2001. p. 33.

⁴⁷ ULLOA, C., RODRÍGUEZ, E., FUQUEN, J., ACOSTA, J. Op. Cit. P. 34.

⁴⁸ ULLOA, C., RODRÍGUEZ, E., RODRÍGUEZ, G. Op. Cit., p. 90.

⁴⁹ FABRE, A. Dinámica de la sedimentación cretácica en la región de la Sierra Nevada del Cocuy, Cordillera

Oriental de Colombia En: ULLOA, C., RODRÍGUEZ, E., FUQUEN, J., ACOSTA, J. Op. Cit. P. 34.

⁵⁰ OSORNO, J. F. Estratigrafía y ambientes de depósito de la secuencia regresiva localizada al noreste de Sogamoso. Tesis grado En: ULLOA, C., RODRÍGUEZ, E., FUQUEN, J., ACOSTA, J. Op. Cit. P. 34.

⁵¹ RENZONI, G., Op. Cit., p. 46-47.

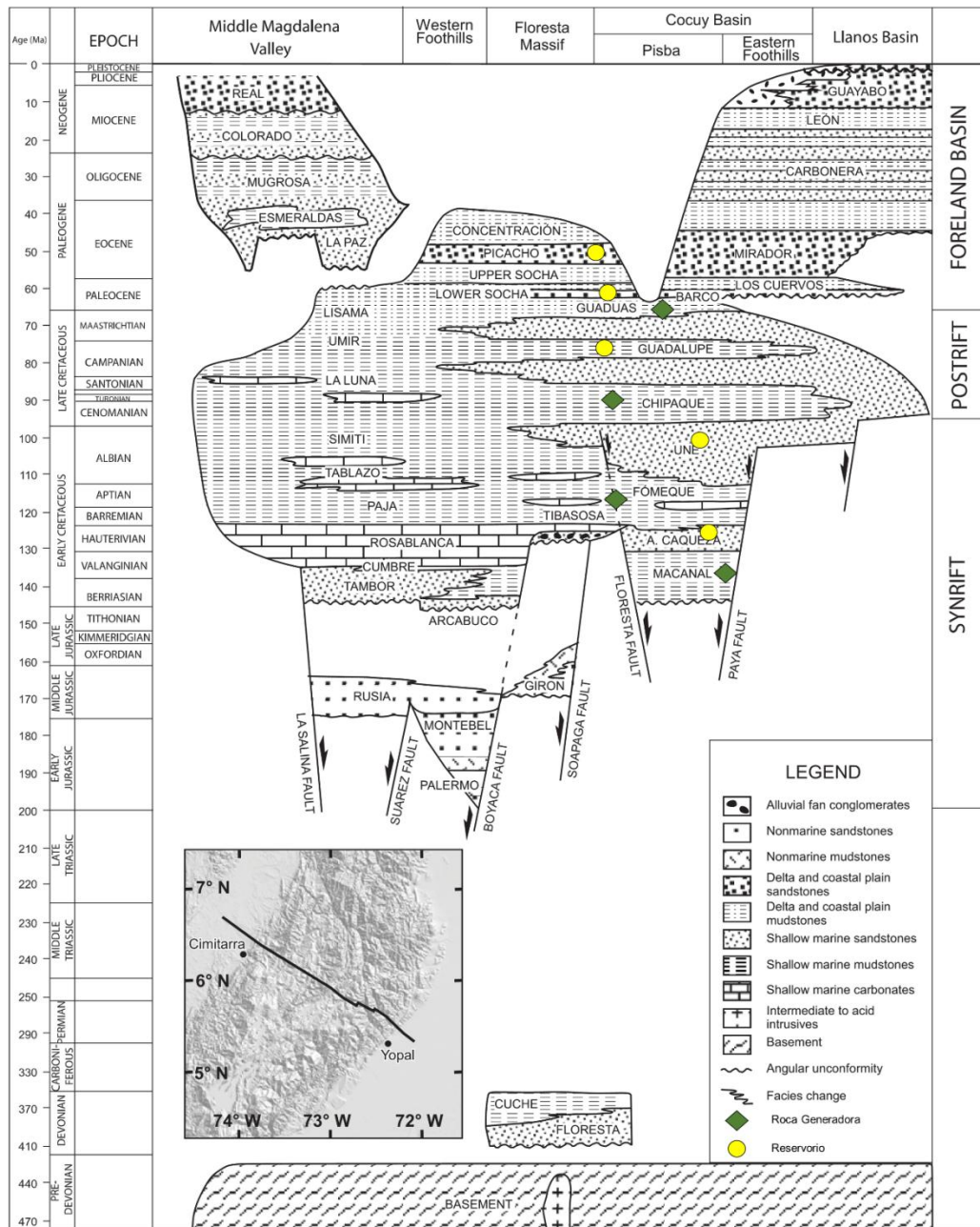
En esta área también son importantes los eventos magmáticos recientes que son representados por el complejo termal de Paipa y la Riolita de Iza, que de acuerdo con Monsalve⁵² se encuentran relacionadas por fallas profundas de dirección NW que permitieron el ascenso del magma e igualmente al reconocimiento del volcán calderico de Paipa. La Riolita de Iza corresponde a pulsos de ascenso de magna riódacítico a riolítico que no alcanzaron la superficie, cuyo magmatismo es subalcalino a calco-alcalino. La edad de estos cuerpos intrusivos se le ha atribuido de 2.1 a 2.5 Ma⁵³, quienes reconocieron el edificio volcánico de Paipa y proponen la existencia del volcán de Iza. Sin embargo, Vesga y Jaramillo⁵⁴ no encuentran relación genética entre la Riolita de Iza y el complejo de Paipa con base en la clasificación composicional de ambos cuerpos, aunque proponen que esta falta de correlación puede deberse a la fuerte alteración hidrotermal que presenta la Riolita de Iza.

⁵² MONSALVE, M., ROJAS, N., VELANDIA, F., PINTOR, I., MARTINEZ, L. Caracterización geológica del cuerpo volcánico de Iza, Boyacá-Colombia. 2011. Boletín de Geología, Vol. 33, No 1. P. 118.

⁵³ CEPEDA, H., PARDO, N., Vulcanismo de Paipa, Informe técnico, Ingeominas. En: MONSALVE, M., ROJAS, N., VELANDIA, F., PINTOR, I., MARTINEZ, L. Caracterización geológica del cuerpo volcánico de Iza, Boyacá-Colombia. 2011. Boletín de Geología, Vol. 33, No 1. P. 120.

⁵⁴ VESGA, A., JARAMILLO, J. Geoquímica del domo volcánico en el municipio de Iza, departamento de Boyacá; interpretación geodinámica y comparación con el vulcanismo Neógeno de la Cordillera Oriental. Boletín de Geología, vol. 31, No. 2 (Julio-Diciembre, 2009), Bucaramanga. P. 97-108.

Figura 5. Marco cronoestratigráfico de una transecta a través de la Cordillera Oriental. Ubicación en el recuadro.



Fuente: Modificado MORA, A., HORTON, B., MESA, A., RUBIANO, J., KETCHAM, R., PARRA, M., BLANCO, V., GARCIA, D. y STOCKLI, D. Migration of Cenozoic deformation in the Eastern Cordillera of Colombia interpreted from fission track results and structural relationships: Implications for petroleum systems. AAPG Bulletin, v. 94, no. 10 (October 2010), pp. 1543–1580.

2.2 SISTEMAS PETROLÍFEROS

En la C.O. se han identificado al menos tres sistemas petrolíferos, sin haber sido probados aún. Diferentes autores han propuesto varios sistemas petrolíferos:

García⁵⁵

- Cretáceo inferior (Formaciones Lutitas de Macanal, Fómeque) - Fm. Une (.)
- Cretáceo Superior (Formaciones Chipaque, la Luna, Conejo)-Paleógeno (Formaciones Socha, Concentración) (.)
- Fm. Guaduas - Fm. Guaduas (.)

Cortés⁵⁶

Rocas generadoras: Formación Fómeque, Formación Chipaque

Aguilera⁵⁷

- Los Pinos – Guadalupe (.)
- Villeta/La Luna - Guadalupe (.)
- Chipaque - Monserrate (.)
- Tibasosa - Une (.)

⁵⁵ GARCÍA, M., MIER, R., CRUZ, L. E. y VASQUEZ, M. Informe Ejecutivo Evaluación Del Potencial Hidrocarburífero De Las Cuencas Colombianas. Bogotá, FONADE-UIS-ANH, 2009. 157 p.

⁵⁶ CORTES, M., GARCIA, D., BAYONA, G., BLANCO Y. Op. Cit., p. 2.

⁵⁷ AGUILERA R., SOTELO V., BURGOS C., ARCE C., GÓMEZ C., MOJICA J., CASTILLO H., JIMÉNEZ D., OSORNO J. Atlas Geoquímico De Colombia. Agencia Nacional De Hidrocarburos (A.N.H.) y Universidad Nacional De Colombia, 2010, P. 53-60.

2.2.1 Rocas generadoras

Lutitas de Macanal *Berriasiano-Valanginiano*

En el sector de Vado Hondo-Corinto-Pajarito, el COT oscila entre 0.17 y 0.67%, aunque el 85% de las muestras se encuentran entre 0,0 y 0,5%, debido a la meteorización de las muestras superficiales. El %Ro equiv. oscila entre 2,0 y 4,5%Ro⁵⁸. De acuerdo a este trabajo, se clasifica a las Lutitas de Macanal como “*spent source rock*” en el sentido de Waples⁵⁹. Mayorga⁶⁰, en la Sierra Nevada del Cocuy como en el Guavio, está en avanzado estado de madurez (sobremadura). El kerógeno es tipo IV, que corresponde a materia orgánica residual.

Fm. Fómeque *Hauteriviano-Aptiano*

Se han medido COT entre 0,06 y 14%⁶¹⁶²⁶³. La materia orgánica predominante es Amorfa, dando un kerógeno de mezcla de II y III. El Ro oscila entre 1,5 y 1,9%Ro entre Corinto y Pajarito⁶⁴. En la vía Sogamoso-Aguazul aparentemente es más madura (3,37-4,45%Ro)⁶⁵.

⁵⁸ ROA, M., ROJAS, N. Evaluación de la capacidad generadora de hidrocarburos de las lutitas y calizas Cretáceas del flanco oriental de la Cordillera Oriental-Departamento de Boyacá. Trabajo de grado Geólogo. Sogamoso, Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia-ICP. 1992, 150 p.

⁵⁹ WAPLES, D. Geochemistry in Petroleum Exploration: Boston, IHRDC, 1985, 232 p.

⁶⁰ MAYORGA, M., VARGAS, M., Caracterización geoquímica y facial de las rocas potencialmente generadoras de hidrocarburos en las formaciones del Cretácico y Terciario Inferior de la Cordillera Oriental. (Trabajo de Grado, Geólogo). Departamento de Geociencias, Facultad de Ciencias, Universidad Nacional, Bogotá, 1995. 200 PP.

⁶¹ GUATAME, R., LARA, H., Análisis Geoquímico de las formaciones Prealbianas Fómeque y Tibasosa en un área al norte de Tunja entre los Municipios de Pesca, Nobsa, Santa Rosa de Viterbo, Belén y Beteitiva. 1995. Trabajo de Grado Geólogo. Universidad Nacional, Facultad de Ciencias, Departamento de Geociencias. Bogotá, Citado por: ULLOA, A., ARIAS, A., SOLANO, F., Caracterización de unidades geológicas y geomorfológicas de Colombia-Formación Fómeque. INGEOMINAS, Bogotá. 2000, 60 p.

⁶² ROA, M., ROJAS, N. Op. Cit., p. 1-150.

⁶³ MAYORGA, M., VARGAS, M., Op. Cit., p. 1-200.

⁶⁴ ROA, M., ROJAS, N. Op. Cit., p. 1-150.

⁶⁵ MORA, C., GIRALDO, B., GARCIA, D. Evaluación geoquímica del Cretáceo inferior en el Piedemonte de los Llanos Orientales. Ecopetrol-ICP, Piedecuesta, 2002. Anexo 1.

Fm. Tibasosa Hauteriviano-Aptiano

Uribe⁶⁶ encontró COT de 0,1-0,9%, con IH y IO muy bajos, indicando un bajo potencial de generación, aunque estos resultados están afectados por la meteorización de las rocas en afloramiento.

Fm. Chipaque Cenomaniano-Coniaciano

En la sección El Crucero (Boyacá) se encontró que la base tiene el mayor potencial de generación con COT hasta de 4,7% y Tmax hasta de 495°C⁶⁷. Por su parte, en el páramo de Güina (Boyacá) el TOC oscila entre 1,5 y 8,1%, el Índice de Hidrogeno entre 109 y 495 mg HC/g COT; sin embargo, su Temperatura Máxima de pirolisis es menor de 435 °C, lo que indica que en esta sección la Formación Chipaque se encuentra inmadura⁶⁸. Uribe⁶⁹ también caracterizó esta Formación en El Crucero, donde midió COT entre 0,4 y 1,3%, IH muy bajos y %Ro de una muestra de 0,8.

Miembro Pinos (Grupo Guadalupe) Campaniano-Maastrichtiano inferior

La Fm. Los Pinos tiene buen potencial de generación de hidrocarburos y está entrando en la ventana de generación⁷⁰. Adicionalmente, Uribe⁷¹ en su tesis de maestría afirma que la Los Pinos tiene COT entre 0.1 y 1.03%; sin embargo, sólo

⁶⁶ URIBE PORTILLA, Eliecer. "determinación de las rocas fuentes y de las condiciones de generación de las manifestaciones de petróleo presentes en el bloque Soapaga (Boyacá-Colombia)". Director: Ph.D Mario García González. Tesis de Maestría. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Geología. 2010. 199 PP.

⁶⁷ COLMENARES, M., VALDERRAMA, A., Caracterización Geoquímica y Litoestratigráfica de la Formación Chipaque – Sección El Crucero, Boyacá, Colombia. Trabajo de Grado Geólogo, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia, 1998, 150 p.

⁶⁸ MORA, C., GIRALDO, B., GARCIA, D. Op. Cit., p. 41-42.

⁶⁹ URIBE PORTILLA, Op. Cit., p. 86

⁷⁰ AGUILERA R., SOTELO V., BURGOS C., ARCE C., GÓMEZ C., MOJICA J., CASTILLO H., JIMÉNEZ D., OSORNO J. Op. Cit., P. 53-60.

⁷¹ URIBE PORTILLA, Op. Cit., p. 87

se realizó pirolisis rock-eval a una muestra. Por otro lado, la reflectancia de vitrinita es de 1,14%Ro, lo que indica que está en ventana de generación.

Formación Guaduas Maastrichtiano-Paleoceno

El kerógeno predominante es tipo III, generador de gas principalmente, debido al gran aporte continental en la transición Cretácico-Paleoceno.

Uribe⁷² caracterizó la Fm. Guaduas en los sectores de Tasco, en la vía Paz del Río-Socha y en algunas minas de carbón cercanas a Socha. Los COT son de muy buenos a excelentes, debido a que hay muestras de carbón que alcanzan hasta 75% de COT. El kerógeno es tipo III principalmente, PG mayor de 5. El índice de productividad (IP) es menor a 0.1, lo cual indica que las rocas están inmaduras; esto es confirmado por la reflectancia de vitrinita (0,47%Ro).

2.2.2 Rocas Reservorio

Formación Une

Constituida por una sucesión de capas de arenitas de cuarzo, las cuales predominan hacia la parte inferior, mientras que en la parte media y superior presenta intercalaciones de lodolitas (Rodríguez, 2000). En su sección tipo su espesor se estima entre 400 y 500 m (Hubach, 1931b, p. 102); su espesor aumenta de occidente a oriente, reportando espesores hasta de 1250 m en la región de la Sierra Nevada del Cocuy (Rodríguez, 2000). Esta Formación ha sido un objetivo exploratorio en la C.O., por ejemplo para el caso del pozo Tamauka-1, donde tiene un espesor de 200 m aproximadamente.

⁷² URIBE PORTILLA, Op. Cit., p. 75-96

Miembro Arenisca Tierna (Grupo Guadalupe) Maastrichtiano

Es el miembro superior del Grupo Guadalupe, definido por Hubach⁷³. Está constituida por areniscas de cuarzo de grano fino a grueso, en estratos medios a gruesos, con delgadas intercalaciones de lodolitas gris oscuro; la estratificación es plano paralela y plano no paralela a ondulada⁷⁴. En la vía Tópaga-Mongua se observa bioturbación en su base, principalmente thalassinoides; al igual que glauconita en areniscas de grano medio a grueso (observaciones de campo). La Formación tiene un espesor de ~100 m y suprayace concordantemente a la Formación Guaduas⁷⁵.

Formación Socha Inferior Paleoceno superior

Este es el segundo reservorio más importante en el área. Según comunicación verbal con personal de Omega Energy, operadora del pozo Corrales-1D, esta es una de sus Formaciones productoras. En el pozo Corrales-1 la Formación Cacho, su equivalente, tiene un espesor aproximado de 20 m de arena neta y una porosidad promedio de 15,5%, donde 14 m tienen porosidades menores a 10% y los 6 m restantes tienen 15,5%

Formación Picacho Eoceno temprano

Esta es la unidad donde se encuentran la mayoría de las manifestaciones en superficie de hidrocarburos en la zona axial de la C.O. De acuerdo con el informe de perforación del pozo Corrales-1 se midieron porosidades máximas de 20.3% en

⁷³ HUBACH, E. 1957a. Estratigrafía de la Sabana de Bogotá y alrededores. En: ULLOA, C., RODRÍGUEZ, E., FUQUEN, J., ACOSTA, J. Geología de la plancha 192, Laguna de Tota. Escala 1:100.000. INGEOMINAS, Bogotá, 2001.

⁷⁴ ULLOA, C., RODRÍGUEZ, E., FUQUEN, J., ACOSTA, J. Op. Cit., p. 28.

⁷⁵ ULLOA, C., RODRÍGUEZ, E., FUQUEN, J., ACOSTA, J. Op. Cit., p. 28.

esta Formación, en este pozo fueron perforadas aproximadamente 138 m arenas netas⁷⁶.

2.2.3 Trampas y procesos del sistema petrolífero Las trampas y el sincronismo en la zona axial de la Cordillera Oriental constituyen el mayor elemento de incertidumbre en la exploración en esa zona, puesto que, como se ha mencionado anteriormente, la mayoría de las manifestaciones de crudo en esta zona son superficiales (entre estas los yacimientos de arenas bituminosas del área de Pesca y las arenas impregnadas en los alrededores de Paz del Río y Pesca). En las acumulaciones comerciales que han sido perforadas en la zona (pozos Corrales-1 y Bolivar-1) las trampas son anticlinales, en el caso de Corrales-1 el anticlinal es fallado.

En cuanto a los procesos, según García⁷⁷, quienes realizaron modelamiento 1D de sistemas petrolíferos, la generación inició durante el Neógeno temprano y continua en la actualidad; mientras que la formación de la trampa se dio en el Neógeno medio. Por su parte, Cortés⁷⁸ proponen que la Formación Fómeque alcanzó la ventana de generación entre el Cretácico tardío al Paleoceno, durante el primer evento de deformación, que estuvo asociado con la reactivación de las Fallas de Pesca y Chámeza. Entre el Eoceno temprano-tardío, las cargas tectónicas ubicadas en el Valle del Magdalena causaron un periodo de subsidencia creciente en la zona axial de la Cordillera Oriental; posteriormente entre el Eoceno tardío y Mioceno, tuvo lugar el avance del cinturón de cabalgamiento a la posición actual, en el Piedemonte, continuando con la subsidencia flexural, que permitió al depositación de las unidades Oligocenas, provocando que la Formación Gachetá (Chipaque) entrara en ventana de generación en el bloque colgante de la Falla de Chámeza y ambos bloques de la Falla de Guaicáramo. Finalmente, la generación

⁷⁶ ESSO COLOMBIANA LIMITED. Informe Geologico Final Pozo Corrales-1. 1990. P 33.

⁷⁷ GARCÍA, M., MIER, R., CRUZ, L. E. y VASQUEZ, M. Op. Cit., p. 49-52.

⁷⁸ CORTES, M., GARCIA, D., BAYONA, G., BLANCO Y. Op. Cit., p. 2.

de hidrocarburos cesó durante el Eoceno medio-Plioceno debido al último evento de inversión de la cuenca.

Finalmente, Uribe⁷⁹ realizó un modelamiento de sistemas petrolíferos empleando el Software PETROMOD 1D donde se concluyó que la Fm. La Luna (equivalente en edad a la Formación Plaeners) comenzó a generar hace 51 Ma. El Miembro Pinos, por su parte, comenzó su generación a principios del Oligoceno, hace alrededor de 33 Ma; y la Fm. Guaduas inició la generación a una edad cercana a los 27 Ma.

⁷⁹ URIBE PORTILLA, Op. Cit., p. 134-137.

3. MATERIALES Y MÉTODOS

La metodología planteada para desarrollar este proyecto siguió el siguiente flujo dividido en siete etapas.

La información empleada para realizar este proyecto está relacionada a continuación (Tabla 1):

Tabla 1. Resumen de la información utilizada en este proyecto.

Información Pre-existente	Cantidad
<ul style="list-style-type: none"> Mapas geológicos escala 1:100.000 de las planchas 171, 172, 191 y 192 (Servicio Geológico Nacional) y Mapa geológico de la sección estructural Paipa-Aquitania⁸⁰. 	5
<ul style="list-style-type: none"> Sección estructural retrodeformada de la Cordillera Oriental entre el Valle Medio del Magdalena y el Piedemonte llanero⁸¹ 	1
<ul style="list-style-type: none"> Reportes de perforación y análisis post-perforación de los pozos Bolivar-1, Corrales-1, Tunja-1, Cormichoque-1 y Tamauka-1 	
<ul style="list-style-type: none"> Datos de trazas de fisión en Apatitos (AFT) y reflectancia de vitrinita de muestras a lo largo de la Cordillera Oriental de propiedad de Ecopetrol-ICP analizadas por ⁸², ⁸³, ⁸⁴. 	
<ul style="list-style-type: none"> Datos de COT y pirolisis rock-eval preexistentes en la base de datos del laboratorio de geoquímica del ICP. 	20

⁸⁰ COLMENARES, F., PEDRAZA, P., VARGAS, M., ROMERO, J., RUIZ, M., MESA, A., RONCANCIO, J., ALVARADO, S., VARGAS, F., ROMERO, O. Consultoría para la elaboración de tres secciones estructurales admisibles en el sector comprendido entre Suesca y Sogamos, Cuenca de la Cordillera Oriental. Mapa geológico y sección estructural 3. ANH, 2008, 448 p.

⁸¹ TESÓN, E., MORA, A., SILVA, A., NAMSON, J., TEIXELL, A., CASTELLANOS, J., CASALLAS, W., JULIVERT, M., TAYLOR, M., IBÁÑEZ-MEJÍA, M., VALENCIA, A.. Op. Cit., p. 5.

⁸² PARRA, M., A. MORA, E. R. SOBEL, M. R. STRECKER, R. GONZÁLEZ. Op. Cit., p. 11-14.

⁸³ MORA, A., HORTON, B., MESA, A., RUBIANO, J., KETCHAM, R., PARRA, M., BLANCO, V., GARCIA, D. y STOCKLI, D. p.1554-1558

⁸⁴ RAMÍREZ, J., MORA, A., RUBIANO, J., DUDDY, I., PARRA, M., MORENO, N., STOCKLI, D., CASALLAS, W. The asymmetric evolution of the Colombian Easter Cordillera. Tectonic inheritance or climatic forcing? New evidence from thermochronology and sedimentology. Journal of South American Earth Sciences. No. 39, 2010Pp. 123-127.

Información Pre-existente	Cantidad
<ul style="list-style-type: none"> • Datos de reflectancia de vitrinita y análisis visual del kerógeno de Uribe 	9
<ul style="list-style-type: none"> • Whole oil, fraccionamiento SAR, biomarcadores en fracción saturada y aromática para rezumaderos usados por Uribe⁸⁵ 	34
<ul style="list-style-type: none"> • Whole oil, fraccionamiento SAR y biomarcadores en fracción saturada y aromática para los extractos de bitumen de muestras de <i>shale</i> y calizas de Uribe <i>et al.</i> (2010) 	10
<ul style="list-style-type: none"> • Biomarcadores en extractos de roca de las Formaciones de interés en la C.O. tomados previamente 	10
Información Recolectada en este proyecto	No de muestras
<ul style="list-style-type: none"> • Datos de COT y pirolisis rock-eval 	15
<ul style="list-style-type: none"> • Datos de reflectancia de vitrinita y análisis visual del kerógeno 	8
<ul style="list-style-type: none"> • Whole oil, fraccionamiento SAR, biomarcadores en fracción saturada y aromática y diamantoides para las muestras de crudo de los pozos Corrales-1D y Bolivar-1 	2
<ul style="list-style-type: none"> • Whole oil, fraccionamiento SAR y biomarcadores en fracción saturada y aromática para muestras de rezumadero y arenas bituminosas en el área entre Pesca y Corrales (Boyacá) 	10
<ul style="list-style-type: none"> • Datos estructurales tomados en las campañas de campo para construir mapa geológico escala 1:100.000. 	

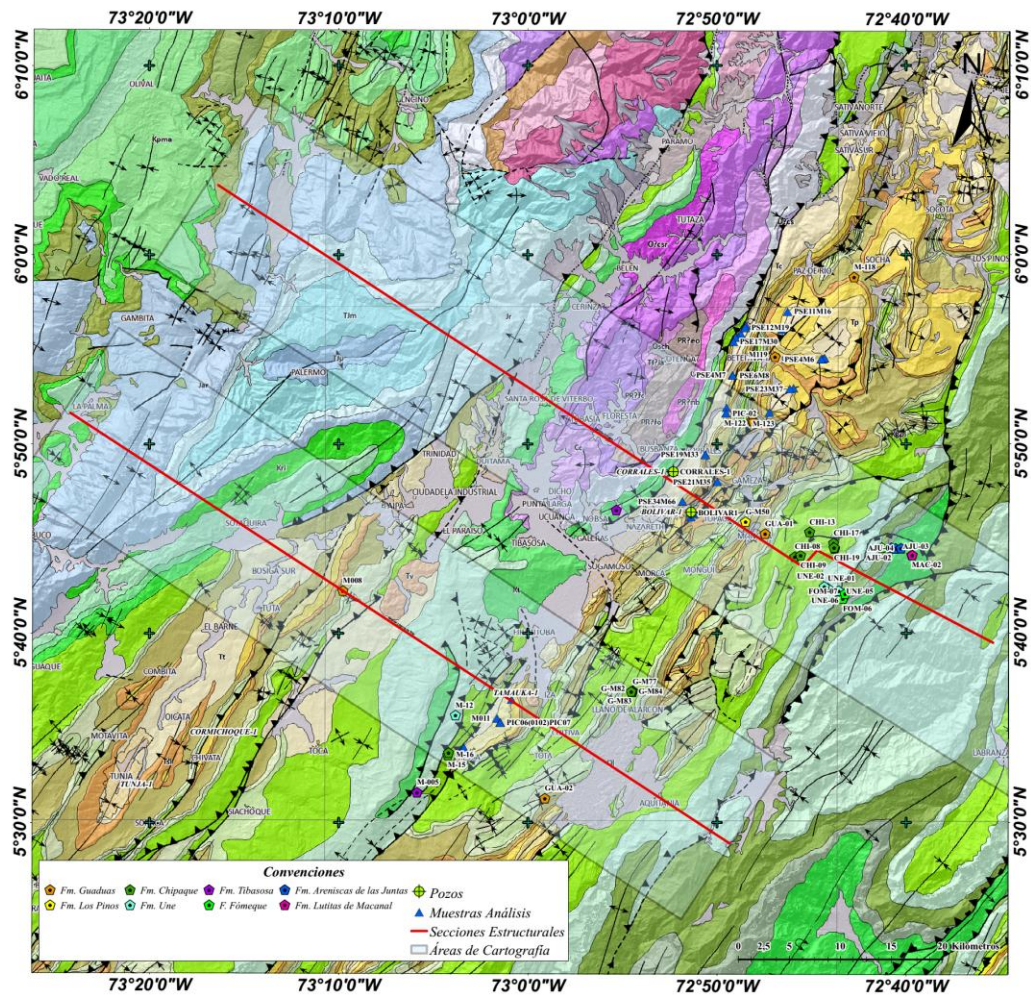
3.1 TRABAJO DE CAMPO

Previo a este trabajo se realizó una revisión de la cartografía previa del Servicio Geológico Nacional de las planchas 171, 172, 191 y 192 y un mapa realizado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos para ubicar los puntos de muestreo y el trazado de las dos transectas modeladas (figura 6). En el terreno se llevó a cabo el reconocimiento de unidades estratigráficas; toma de datos estructurales y muestreo sistemático de crudos, arenas bituminosas y roca generadora en un área

⁸⁵ URIBE PORTILLA, Op. Cit., Anexo 11.

de ~800 Km² para la transecta 2, ya que la sección estructural 1 ya había sido construida, la figura 6 presenta la ubicación de ambas transectas y la delimitación del área mapeada, junto con las muestras analizadas.

Figura 6. Mapa de ubicación de las secciones estructurales, localización de las muestras de arenas impregnadas, de crudos, rezumaderos y de rocas generadoras.



Fuente: Mapa base Mora BELLO, D., BLANCO, V., CABALLERO, V., DE LA PARRA, F., GARCIA, D., GUTIERREZ, G., JIMENEZ, LEONARDO, LASSO, A., LOPEZ-ARIAS, C., MORENO, N., NARANJO, J., REYES-HARKERM A., ROJAS, LUIS, RUBIANO, J., RUIZ, C., SANCHEZ, N., SILVA, A., TAMARA, J., TESON, E., VALENCIA, A. 2012. Cinemática de las Cuencas Subandinas: Guia Exploratoria de Hidrocarburos en Piedemontes Andinos y Cuencas Intramontanas. ECOPETROL- Informe interno.

Transecta 1 (Corrales): Esta sección, tomada de Tesón⁸⁶, abarca originalmente desde el Valle Medio del Magdalena hasta el Piedemonte Llanero, aunque fue recortada para que el modelo de sistemas petrolíferos fuera comparable con la sección 2, en definitiva abarca desde el Anticlinal de Arcabuco hasta el Sinclinal de Pisba, en el Municipio de Mongua, Boyacá.

Transecta 2 (Laguna de Tota): Esta sección abarca desde el Anticlinal de Arcabuco (en el municipio de Gámbita, Santander) hasta la Laguna de Tota, en el municipio de Aquitania, departamento de Boyacá (figura 6).

El trabajo de campo para la cartografía de la transecta 2 se enfocó principalmente en el área comprendida entre el municipio de Tuta y la Laguna de Tota debido a ciertas diferencias entre las cartografías publicadas⁸⁷⁸⁸⁸⁹⁹⁰⁹¹ y también se recorrieron varias transectas a lo largo del área Oeste (hacia el Anticlinal de Arcabuco) (ver **Anexo A**). Por lo tanto, el mapa base a partir del cual se realizó el corte estructural para el modelo 2D fue construido con la integración de ambas cartografías y la verificación de los contactos litológicos hecha directamente en el campo.

En esta fase de campo se tomaron 27 muestras entre muestras de *shale*, carbones y calizas para evaluación de roca generadora, dentro de las cuales hay 12 muestras entre crudo y arenas bituminosas (tabla 2 y 3), que se agregaron a las ya colectadas en el trabajo de Uribe (2010).

⁸⁶ TESÓN, E., MORA, A., SILVA, A., NAMSON, J., TEIXELL, A., CASTELLANOS, J., CASALLAS, W., JULIVERT, M., TAYLOR, M., IBÁÑEZ-MEJÍA, M., VALENCIA, A.. Op. Cit., p. 5.

⁸⁷ RENZONI, G., ROSAS, H. Geología de la plancha 171-Duitama, Escala 1:100.000. 1967. INGEOMINAS.

⁸⁸ _____, ROSAS, H., ETAYO, F., Geología de la plancha 191-Tunja, Escala 1:100.000. 1998 INGEOMINAS.

⁸⁹ ULLOA, C., RODRIGUEZ, E., ESCOVAR, R. Geología de la plancha 172 –Paz del Rio, Escala 1:100.000. 1998a. INGEOMINAS.

⁹⁰ _____. Geología de la plancha 192 -Laguna de Tota, Escala 1:100.000. 1998b. INGEOMINAS.

⁹¹ COLMENARES, F., PEDRAZA, P., VARGAS, M., ROMERO., J., RUIZ, M., MESA, A., RONCANCIO, J., ALVARADO, S., VARGAS, F., ROMERO, O. Op. Cit., p. 1

3.2 PROCESAMIENTO DE DATOS DE CAMPO

Se realizó una revisión y actualización de mapas y columnas estratigráficas, además de la construcción de una sección estructural balanceada (figura 44 y **anexos H e I**) y su posterior retro-deformación.

El mapa base para el corte se construyó con base en la cartografía pre-existente, incluyendo los mapas geológicos de las planchas 171, 172, 191 y 192 y el mapa geológico de la ANH. También se emplearon imágenes Landstat, el software Google Earth, el modelo digital de elevación (DEM) y los mapas base proporcionados por el software ArcMap v. 10.1.

Para construir la sección estructural se superpuso el mapa geológico sobre el DEM y se trazó la línea del corte, la cual lleva una orientación NW-SE, pues la condición principal para el trazo de la sección es que este debe ser paralelo a la dirección de transporte tectónico, ya que si está desviado más de $5-10^\circ$ no restaurará a una configuración pre-deformacional razonable. El perfil topográfico se obtuvo a partir del DEM. Luego de tener el perfil topográfico se proyectaron los contactos, los ejes de las estructuras y los datos estructurales sobre el perfil topográfico y se realizó la construcción del corte por el método de bandas kink en el software moveTM 2D.

La construcción de la sección estructural balanceada se realizó teniendo en cuenta la metodología de Woodward⁹², así como las consideraciones presentadas en Rowland⁹³. Este último tiene en algunos requerimientos para construir la sección balanceada:

⁹² WOODWARD, N., BOYER, S., SUPPE, H. An outline of balanced cross-sections. University of Tennessee; Department of Geological Sciences. Studies in Geology 11. 2da Edición. En: Short Course on Balanced Sections, Florida, (Noviembre, 1 y 2, 1985). 178 PP.

⁹³ ROWLAND S., DUEBENDORFER, E., SCHIEFELBEIN, I. Structural Analysis y Syntesis. A laboratory course in structural geology. Blackwell Publishing. 3rd edition. 2007. Cap. 15.

1. El volumen de roca se debe conservar durante la deformación, es decir, la deformación solamente redistribuye el volumen de roca en el perfil en dos dimensiones. Esta suposición no es válida si ha habido pérdidas de volumen. Esta conservación de volumen debe ser demostrada para que sea aplicable esta suposición
2. La sección estructural debe respetar el estilo estructural de la región. Una sección que cumple este requisito es admisible.
3. La sección debe ser restaurable o retro-deformable. Esto significa que cuando se hayan removido todas las estructuras presentes (Fallas y pliegues) las capas deben restaurar a una configuración de deformación razonable, es decir, viable.
4. Una sección balanceada debe ser viable y admisible.

Para la retrodeformación se emplearon datos de termocronología de AFT y de reflectancia de vitrinita.

3.2.1 Termocronología de baja temperatura Trazas de Fisión en Apatitos (AFT) Para el desarrollo de la reconstrucción secuencial de la sección estructural de este trabajo se emplearon muestras de AFT modeladas termalmente en el ICP en años anteriores, por lo que no fue necesario realizar muestreo ni modelamiento termal adicional. En este trabajo se emplearon cuatro muestras de AFT ubicadas en puntos importantes de estudio de la CO, como el Anticlinal de Arcabuco, el Macizo de Floresta y el bloque colgante de la Falla de Pajarito (figura 6).

Los análisis de FT se basan en cuantificar la cantidad de Uranio que decae naturalmente (^{238}U) por fisión espontánea, un proceso que crea zonas de daño

lineal (trazas de fisión) en la estructura del cristal⁹⁴. Varios isótopos que se presentan de manera natural sufren un proceso de fisión espontánea, pero solo el ^{238}U tiene una vida media lo suficientemente corta para producir un número significativo de trazas en el tiempo geológico⁹⁵. Cuando un átomo de ^{238}U se fisiona, el núcleo se divide en dos núcleos más livianos, uno con masa atómica de 90 y uno con masa de 135, con la emisión de alrededor de 200 MeV de energía. Los dos núcleos cargados se repelen en direcciones opuestas, dañando el balance de los átomos en la estructura del mineral en su camino (figura 7). Esta perturbación causa que los iones cargados positivamente en la estructura se repelan y sean forzados a atravesar la estructura del cristal, formando la traza⁹⁶.

En la data que se obtiene de esta técnica se incluye una edad, la cual está dada con base en la densidad de trazas formadas de forma natural, la tasa de decaimiento del uranio por fisión espontánea, la duración de la acumulación de trazas y la longitud de las trazas. Estas trazas todas se forman a la misma longitud, pero las longitudes observadas pueden variar subsecuentemente pues las trazas de fisión se pueden recortar y borrar (annealing) cuando se exponen a temperaturas elevadas en el tiempo⁹⁷. Las longitudes de las trazas son producto de la máxima temperatura experimentada por la muestra por un periodo de tiempo dado⁹⁸.

⁹⁴ CARTER, A. Heavy Minerals and Detrital Fission-Track Thermochronology En Developments in Sedimentology, Vol. 58, Elsevier B.V. 2007. p. 852.

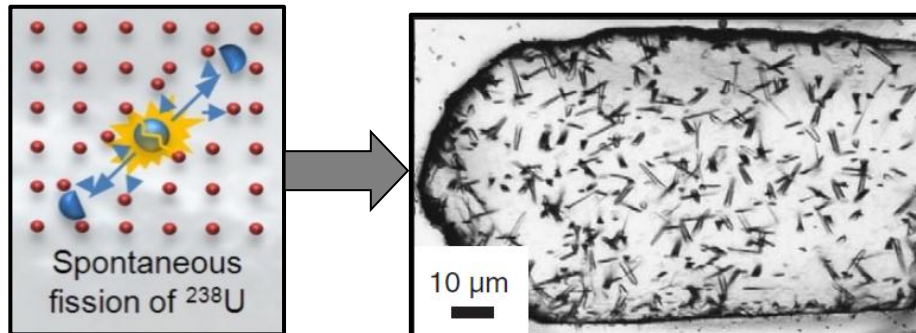
⁹⁵ NAESER, N., NAESER, C. W. Fission-Track Dating. Developments in Palaeontology and Stratigraphy, 1984. Volumen 7, Elsevier, p. 87.

⁹⁶ FLEISCHER, R.L., PRICE, P.B. AND WALKER, R.M., 1975, Nuclear Tracks in Solids: Principles and applications. En: NAESER, N., NAESER, C. W. Fission-Track Dating. Developments in Palaeontology and Stratigraphy, 1984. Volumen 7, Elsevier, p. 87.

⁹⁷ CARTER, A., Op. Cit., p. 852

⁹⁸ Ibid., p. 852.

Figura 7. Ejemplificación de la Formación de las trazas por fisión espontánea del átomo de ^{238}U . Izq: Diagrama de ejemplo de la fisión. Der: Trazas de fisión en un cristal de apatitos.



Fuente:

Izq:<http://www2.le.ac.uk/research/festival/meet/2013/geosciences/szameitat/thermochronology> (28/10/2014). Der: tomada de Carter (2007).

Por encima de un umbral de temperatura-tiempo, las trazas de fisión tienden a desaparecer completamente de la estructura del cristal, causando un reinicio en la edad. Las trazas se continúan formando pero no se retienen en la estructura del cristal hasta el enfriamiento por encima del umbral⁹⁹ (figura 8). Los minerales más usados para esta técnica son el apatito y el zircón debido a su alto contenido de Uranio. Para el caso de apatito, el umbral de recortado de las trazas de fisión es $120^{\circ}\text{C} \pm 10^{\circ}\text{C}$; mientras que para los zircones es de $250^{\circ}\text{C} \pm 25^{\circ}\text{C}$ ¹⁰⁰, a estas zonas de temperatura se le conoce como zona parcial de borrado o (PAZ por sus siglas en inglés).

La importancia de este análisis en el entendimiento de la evolución del paisaje es que estas edades de FT medidas en zircones o apatitos se pueden asociar a la historia de exhumación definida como un movimiento de rocas hacia la superficie¹⁰¹ (figura 9). Estas edades, junto con las longitudes de las trazas y

⁹⁹ Ibid., p. 853.

¹⁰⁰ GALLAGHER, K. Evolving temperature histories from Apatite fission-track data. Earth and Planetary Science Letters, Elsevier. No. 136, 1995. p 421.

¹⁰¹ CARTER, A., Op. Cit., p. 854.

teniendo en cuenta ciertas propiedades del apatito, como su contenido de Cl, se pueden modelar y obtener la ruta más probable de enfriamiento de una roca.

Figura 8. Diagrama de tiempo-temperatura para apatito para ejemplificar los cambios en las trazas de fisión a través del tiempo.

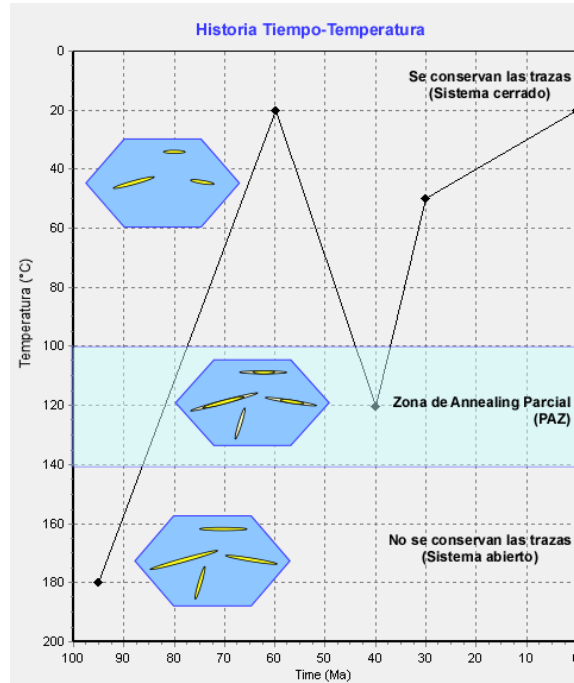
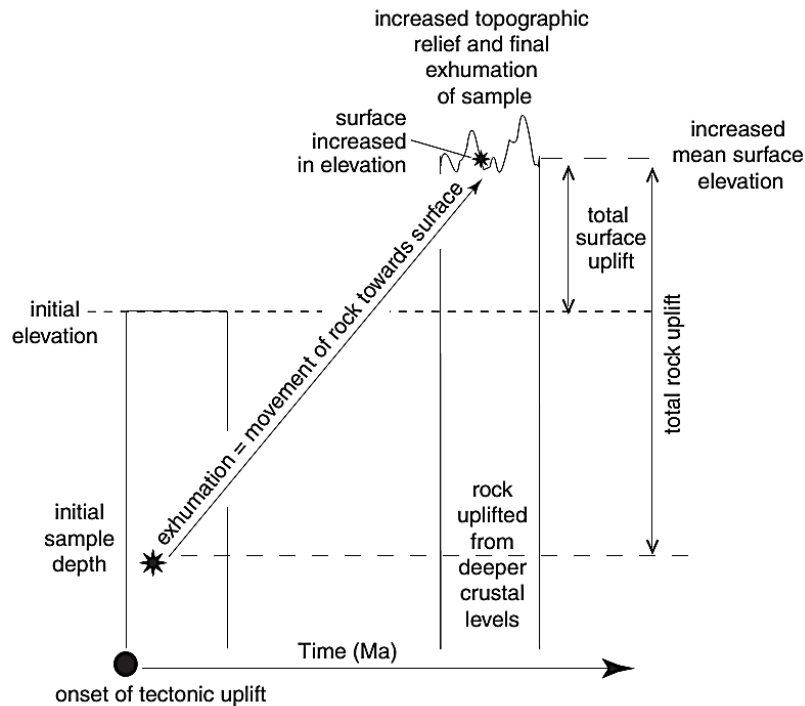


Figura 9. El levantamiento tectónico episódico asociado con erosión conducirá al levantamiento de roca y exhumación.



Fuente: CARTER, A. Heavy Minerals and Detrital Fission-Track Thermochronology En Developments in Sedimentology, Vol. 58, Elsevier B.V. 2007. p. 851–868.

3.3 TÉCNICAS DE LABORATORIO

En la figura 10 se muestra la ruta analítica de crudos y rocas en el laboratorio de geoquímica del ICP, que será descrita a continuación.

3.3.1 Procedimientos en Roca

Carbono orgánico total

Este análisis consiste en determinar la cantidad de carbono orgánico en la roca, dado en porcentaje en peso. La técnica consiste en someter la muestra (~100mg)

de roca pulverizada a un proceso de combustión a 1350°C en un ambiente oxigenado. A través de este proceso el Carbono de la muestra es transformado en CO₂, el cual es detectado con un detector no dispersivo infrarrojo (NDIR) (<http://www.ellingtongeologic.com/total-organic-carbon-TOC-LECO.html>). El equipo usado es un LECO 230. Previo a este análisis, la muestra debe ser sometida a un proceso de acidificación, el cual consiste en adicionar ácido clorhídrico (HCl) a la muestra pulverizada, en un crisol poroso hasta remover el carbono inorgánico de las muestras, que genera interferencia en el resultado

Pirolisis rock-eval

En este análisis se determinan los hidrocarburos libres en la roca, los hidrocarburos que la roca puede generar y la temperatura máxima que ha alcanzado la misma. En esta técnica, una muestra de 70 mg ± 2 de roca pulverizada se ingresa al equipo Rock-Eval 6 Turbo, en el cual la muestra es calentada progresivamente desde 100°C hasta 850°C en un ambiente inerte de helio y nitrógeno. Un detector de ionización de llama (FID, por su sigla en inglés) determina los compuestos orgánicos emitidos; y un detector infrarrojo (IR) mide CO y CO₂ durante la pirolisis y oxidación. Una termocupla monitorea las temperaturas y son registradas en un pirograma.

Reflectancia de vitrinita y análisis visual del kerógeno

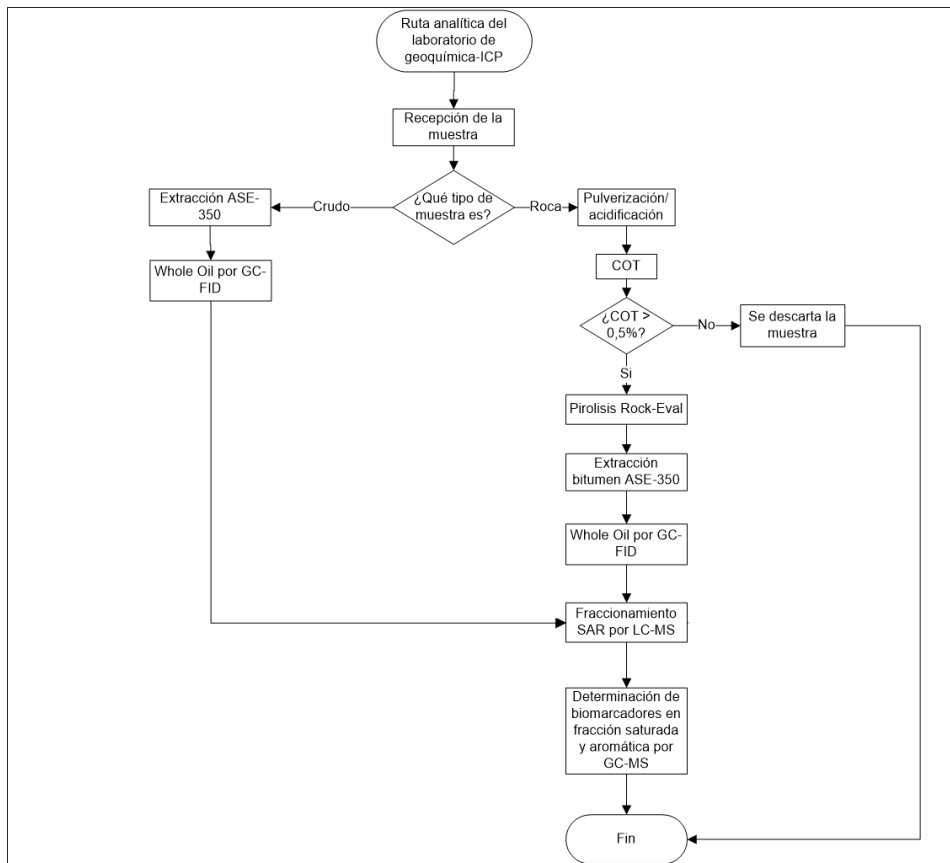
El principio de la técnica de reflectancia de vitrinita consiste en comparar la luz reflejada de una vitrinita bien pulida con la reflejada por un estándar del cual se conoce su reflectancia, medida bajo un aceite de inmersión con un índice de refracción de 1,518 a 23°C¹⁰². La luz incidente tiene una longitud de onda de 546 nm, y entra a un ángulo de incidencia casi perpendicular al área del maceral. El

¹⁰² ISO. Methods for the petrographic analysis of bituminous coal and anthracite: Part 5: Method of determining microscopically the reflectance of vitrinite. Suiza: ISO, 1994. 12 PP. (International Standard No. 7404-5)

equipo usado es un microscopio de luz reflejada acoplado a un fotomultiplicador marca Leica.

Por su parte, el análisis visual del kerógeno (AVK) consiste en identificar y determinar visualmente los porcentajes de los componentes macerales (vitrinitas, liptinitas y materia orgánica amorfa-MOA) de la materia orgánica mediante un conteo de partículas en un montaje en vidrio porta-objetos, observado con microscopio de luz transmitida. A partir de este conteo se determinan los porcentajes de macerales en la muestra; también es posible hacer una estimación de la madurez termal de la roca por medio del color de los palinomorfos y de la fluorescencia de los mismos.

Figura 10. Ruta analítica de crudo y roca en el laboratorio de geoquímica del ICP.



3.3.2 Procedimientos en Crudos y extractos de bitumen

Extracción de bitumen de roca con equipo ASE

En este proceso se introduce una muestra de roca pulverizada en un dedal de celulosa y este es insertado en una celda de 34 mL, para llevarlo a un equipo ASE (Accelerated Solvent Extraction) 350 (figura 11), el cual emplea altas presiones y temperaturas para realizar el proceso de extracción de manera más rápida que un montaje soxhlet. El solvente usado es el Diclorometano (CH_2Cl_2). Al final de este proceso se obtiene una mezcla de solvente y de compuestos orgánicos; los primeros son evaporados en un rotoevaporador para concentrar los compuestos orgánicos obtenidos que contienen las fracciones saturada, aromática y resinas del crudo (malteno).

Figura 11. Equipo de extracción ASE 350 de la marca DIONEX.



Fuente: DIRECTINDUSTRY Equipo de extracción ASE 350 de la marca DIONEX [en línea] disponible en: <http://www.directindustry.es/prod/dionex/extractores-por-solvente-28284-1124221.html> (14/11/14).

Cromatografía gaseosa GC-FID (Whole Oil)

Este es un análisis cuantitativo donde se identifican los compuestos de hidrocarburos en el rango de n-C4 a n-C42. El montaje consiste en un cromatógrafo de gases acoplado a un detector FID. En este análisis se inyectan 0,2µL de la muestra de crudo total o extracto de bitumen, disuelta en disulfuro de carbono, a un inyector Split/splitless de un cromatógrafo de gases de referencia 6890N (Agilent Technologies). Una columna capilar tipo SS de 30 m de longitud 0,32 mm x 0,25 µm es usada para separar los compuestos de hidrocarburos de acuerdo a sus tiempos de retención, para luego pasar por el detector FID, el cual cuantifica la concentración de cada uno.

Cromatografía Líquida de Presión Media-MPLC- (Fraccionamiento SAR)

A través de esta técnica se dividen los componentes de un crudo de acuerdo a su polaridad usando la cromatografía líquida de presión media (MPLC), la figura 12 muestra el montaje usado en el laboratorio de geoquímica del ICP para esta técnica. Como resultado el crudo es separado en las fracciones Saturadas, Aromáticas y compuestos NSO (Resinas y Asfaltenos) a través del siguiente proceso:

Figura 12. Montaje de cromatografía líquida con acoplamiento a detector UV y de Índice de Refracción usado para hacer el fraccionamiento SAR.



Dentro de la columna cromatográfica, la fase móvil es n-hexano; y la fase estacionaria la constituyen 3 cm lineales de sílice (previamente activada a 240 °C por 4 horas mínimo); esta sílice tiene dos granulometrías diferentes, de modo que en la granulometría más gruesa sea retenida la fracción polar, es decir, las resinas; mientras que los compuestos saturados y aromáticos pasan a través de la más fina. Este montaje tiene dos detectores al final de la columna cromatográfica: un IR, para detectar los hidrocarburos Saturados; y un detector UV para detectar los Aromáticos, pues esta última, a diferencia de los saturados, es de tonalidad amarilla, es decir que puede ser reconocido por el detector UV por su color. La cantidad de muestra de crudo o extracto de bitumen que se inyecta en el cromatógrafo varía entre 17 y 22 mg. La figura 12 muestra el montaje para este análisis. Finalmente, cuando las fracciones han sido colectadas (junto con el solvente) en sus envases respectivos, los hidrocarburos son concentrados, eliminando el solvente; y los cálculos finales de los porcentajes de cada fracción se hacen por gravimetría.

GC/MS- (Determinación de diamantoides y biomarcadores en las fracciones saturada, aromática)

En esta técnica se emplea un montaje típico de GC-MS que consiste en un cromatógrafo de gases capilar 7890A (Agilent Technologies), acoplado a un espectrómetro de masas 6890N (Agilent Technologies) y una estación de trabajo (Chemstation). La mezcla a ser analizada es inyectada en el cromatógrafo, donde los compuestos son separados de acuerdo a la velocidad a la cual se mueven en la columna cromatográfica. La separación de los hidrocarburos saturados es realizada principalmente de acuerdo con su peso molecular y volatilidad. Los compuestos ya separados en la columna entran al espectrómetro de masa donde son bombardeados con un haz de electrones de alta energía que ioniza las moléculas sacando un electrón (figura 13). Los iones moleculares y fragmentos producidos de esta forma difieren en masa, pero la mayoría tienen una carga de +1. Puesto que existen diferencias en sus índices masa/carga (m/z) causadas por las diferencias en masa, ellas se pueden separar por medio de un campo magnético o un cuadrupolo¹⁰³.

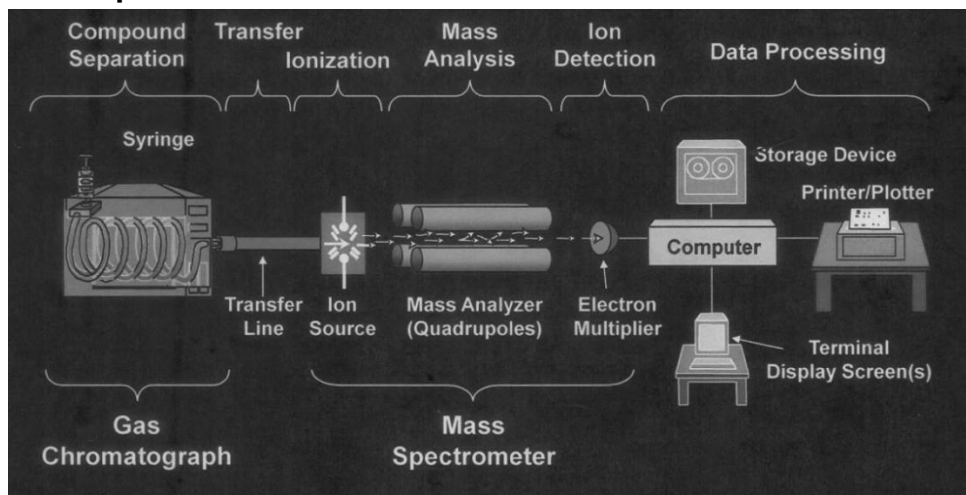
La columna cromatográfica que se usa para los biomarcadores saturados es la DB-1, que es una columna no polar, compuesta 100% por dimetilpolisiloxano, que opera a altas temperaturas, tiene unas dimensiones de 60 m x 0,25 mm x 0,25 μm . Mientras que la columna para los aromáticos y diamantoides es la DB-5 que es también no polar, compuesta 5% por fenil y 95% por dimetilpolisiloxano, que mide 60 m x 0,25 mm x 0,25 μm .

Los iones identificados e integrados son 10 y corresponden a las relaciones masa/carga (m/z) 177, 191, 217, 218, 231, 253, 259, 384, 398 y 412. La

¹⁰³ WAPLES, D., MACHIHARA, T. 1991. Biomarkers for Geologists--A Practical Guide to the Application of Steranes and Triterpanes in Petroleum Geology. American Association of Petroleum Geology (AAPG), Special Volumes. Cap. 3.

identificación de los compuestos se realiza por tiempos de retención, los cuales son determinados sobre un estándar.

Figura 13. Diagrama esquemático de un sistema de cromatografía gaseosa acoplada a espectrómetro de masas.



Fuente: MOLDOWAN, M. Short Course on Molecular Organic Geochemistry Lecture titles at ICP-Ecopetrol. Marzo 7-11, Piedecuesta, 2011

3.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LABORATORIO.

Dado el alto grado de biodegradación de los crudos y rezumaderos recolectados en este trabajo se hizo necesario hacer una pre-selección de las muestras a ser analizadas para ambiente y madurez de roca fuente. El resultado de la biodegradación en los crudos es la disminución de varios biomarcadores, con base en el peso molecular de cada compuesto, por tal motivo, al haber una extensiva biodegradación de los crudos, muchos de los compuestos usados como indicadores de ambientes y madurez de las rocas fuente están disminuidos o eliminados del espectro, lo cual genera una amplia dispersión en los análisis. Con base en ello, de un total de 46 muestras de crudos y rezumaderos, fueron excluidas 21 muestras basado en los siguientes criterios:

- Disminución o ausencia del grupo de los hopanos C_{30} - C_{35} (ion m/z 191).
- Abundancia de 25-Norhopano (observado en los fragmentogramas de los iones m/z 191 y m/z 177).
- Presencia de hopanos y terpanos tricíclicos desmetilados (observado en los fragmentogramas de los iones m/z 191 y m/z 177).
- Reducción o ausencia del grupo de Esteranos (observado en el ion m/z 217).
- Disminución del estero isómero R en los terpanos tricíclicos C_{25} - C_{30} (observado en el ion m/z 191).

Con base en estos criterios se seleccionaron las siguientes muestras (tabla 1):

En la figura 14 se presenta un ejemplo de las muestras excluidas de la selección dado que cumple con la mayoría de los criterios anteriormente mencionados. En primer lugar, muestra abundancia de 25-Norhopano (figura 14a) y disminución de los homohopanos; también se evidencia la presencia, tanto de hopanos, como de terpanos tricíclicos desmetilados (figura 14 a y b); adicionalmente, los esteranos C_{27} - C_{29} se observan enormemente disminuidos (figura 14 c). Es también evidente la disminución de la configuración R de los terpanos tricíclicos C_{25} - C_{30} , el cual es un indicador de alta biodegradación pues los terpanos tricíclicos se caracterizan por ser los más resistentes a la biodegradación (figura 14 a). En los **Anexos C y D** se presenta el mismo análisis para cada una de las muestras.

Por otro lado, la figura 15 presenta los fragmentogramas de la muestra PIC-07, un ejemplo de las muestras seleccionadas. El criterio más importante para esta selección fue la presencia del grupo de hopanos, ya que, dentro de lo observado en todos los fragmentogramas, la degradación de esteranos ocurrió primero que la de hopanos, provocando una gran disminución de los primeros, sin observarse gran disminución de los segundos, por lo que estas muestras se pueden usar con cierto grado de confiabilidad para los análisis ambientales. También se reconoce que los crudos no están altamente biodegradados pues no se observan terpanos

tricíclicos desmetilados (ion m/z 177) y los isómeros S y R de los terpanos tricíclicos C25-C30 tienen la misma altura.

Tabla 2. Listado de muestras usadas y excluidas para los posteriores análisis de origen y madurez de las rocas fuente (resaltadas en color verde).

AREA	ID	ID*	FORMACIÓN	TIPO DE MANIFESTACIÓN	ESTE	NORTE
BLOQUE SOAPAGA	PS-E2-M2	R-M2	Picacho	ARENA IMPREG.	1148651	1145043
	PS-E2-M3	R-M3	Picacho	ARENA IMPREG.	1148651	1145043
	PS-E3-M4	R-M4	Picacho	ARENA IMPREG.	1148495	1144962
	PS-E3-M5	R-M5	Picacho	ARENA IMPREG.	1148495	1144962
	PS-E4-M6	R-M6	Picacho	ARENA IMPREG.	1148310	1144928
	PS-E4-M7	R-M7	Picacho	ARENA IMPREG.	1139687	1143362
	PS-E6-M8	R-M8	Picacho	ARENA IMPREG.	1139715	1143323
	PS-E10-M12	R-M12	Picacho	ARENA IMPREG.	1144469	1147805
	PS-E11-M16	R-M16	Picacho	ARENA IMPREG.	1145042	1149569
	PS-E12-M18	R-M18	Picacho	ARENA IMPREG.	1151718	1153720
	PS-E12-M19	R-M19	Picacho	ARENA IMPREG.	1140878	1147991
	PS-E13-M20	R-M20	Picacho	REZUMADERO	1140972	1148208
	PS-E13-M21	R-M21	Picacho	REZUMADERO	1140972	1148208
	PS-E14-M22	R-M22	Picacho	ARENA IMPREG.	1140484	1147400
	PS-E15-M23	R-M23	Picacho	ARENA IMPREG.	1140024	1147062
	PS-E15-M24	R-M24	Picacho	ARENA IMPREG.	1140024	1147062
	PS-E15-M25	R-M25	Picacho	ARENA IMPREG.	1140204	1147062
	PS-E16-M26	R-M26	Picacho	ARENA IMPREG.	1139954	1147039
	PS-E16-M27	R-M27	Picacho	ARENA IMPREG.	1139954	
	PS-E17-M30	R-M30	Picacho	REZUMADERO	1139761	1146618
	PS-E18-M31	R-M31	Picacho	ARENA IMPREG.	1139104	1140168
	PS-E19-M32	R-M32	Picacho	REZUMADERO	1137045	1135610
	PS-E19-M33	R-M33	Picacho	REZUMADERO	1137045	1135610
	PS-E21-M35	R-M35	Picacho	ARENA IMPREG.	1138227	1132964
	PS-E22-M36	R-M36	Picacho	ARENA IMPREG.	1145635	1142104
	PS-E23-M37	R-M37	Picacho	ARENA IMPREG.	1145277	1142033
	PS-E24-M38	R-M38	Picacho	ARENA IMPREG.	1143285	1139724
	PS-E25-M39	R-M39	Picacho	ARENA IMPREG.	1135624	1129539
	PS-E26-M40	R-M40	Picacho	ARENA IMPREG.	1135915	1129821

AREA	ID	ID*	FORMACIÓN	TIPO DE MANIFESTACIÓN	ESTE	NORTE
	PS-E29-M44	R-M44	Picacho	ARENA IMPREG.	1117070	1109510
	PS-E30-M45	R-M45	Picacho	REZUMADERO	1113537	1106995
	PS-E34-M66	R-M66	Picacho	ARENA IMPREG.	1134824	1131047
	PS-E39-M98	R-M98	Picacho	ARENA IMPREG.	1139050	1139648
	BOLIVAR-1	BOLIVAR-1	Arenisca Tierna	CRUDO	1135665	1130024
ESTE PROYECTO	M-010	M010	Picacho	ARENA BITUMINOSA	1118175	1111716
	M-011	M011	Picacho	ARENA BITUMINOSA	1116766	1109874
	M-013	M013	Picacho	ARENA BITUMINOSA	1113478	1107065
	M-014	M014	Picacho	ARENA BITUMINOSA	1113478	1107065
	PIC-06-01	PIC-0601	Picacho	ARENA BITUMINOSA	1117068	1109473
	PIC-06-02	PIC-0602	Picacho	ARENA BITUMINOSA	1117068	1109473
	PIC-07	PIC-07	Picacho	BITUMEN SÓLIDO	1117068	1109473
	PIC-01	PIC-01	Picacho	ARENA IMPREG.	1139048	1139652
	PIC-02	PIC-02	Picacho	ARENA IMPREG.	1139048	1139652
	PIC-03	PIC-03	Picacho	ARENA IMPREG.	1139048	1139652
	CORRALES-1D	CORRALES-1D	Arenisca Tierna	CRUDO	1133936	1133941
	BOLIVAR-1-m	BOLIVAR-1-2	Socha Inferior	CRUDO	1135665	1130024

* Equivalencia de identificación de las muestras de la campaña de Bloque Soapaga para facilitar la comprensión puesto que los nombres son muy largos para la graficación. R es abreviado para Rezumadero

Origen de coordenadas Elipsoide WGS84, datum Bogotá

Figura 14. Iones m/z 191, 177 y 217 de la muestra M-013 (Formación Picacho), presentando los criterios usados para descartar del análisis las muestras altamente biodegradadas.

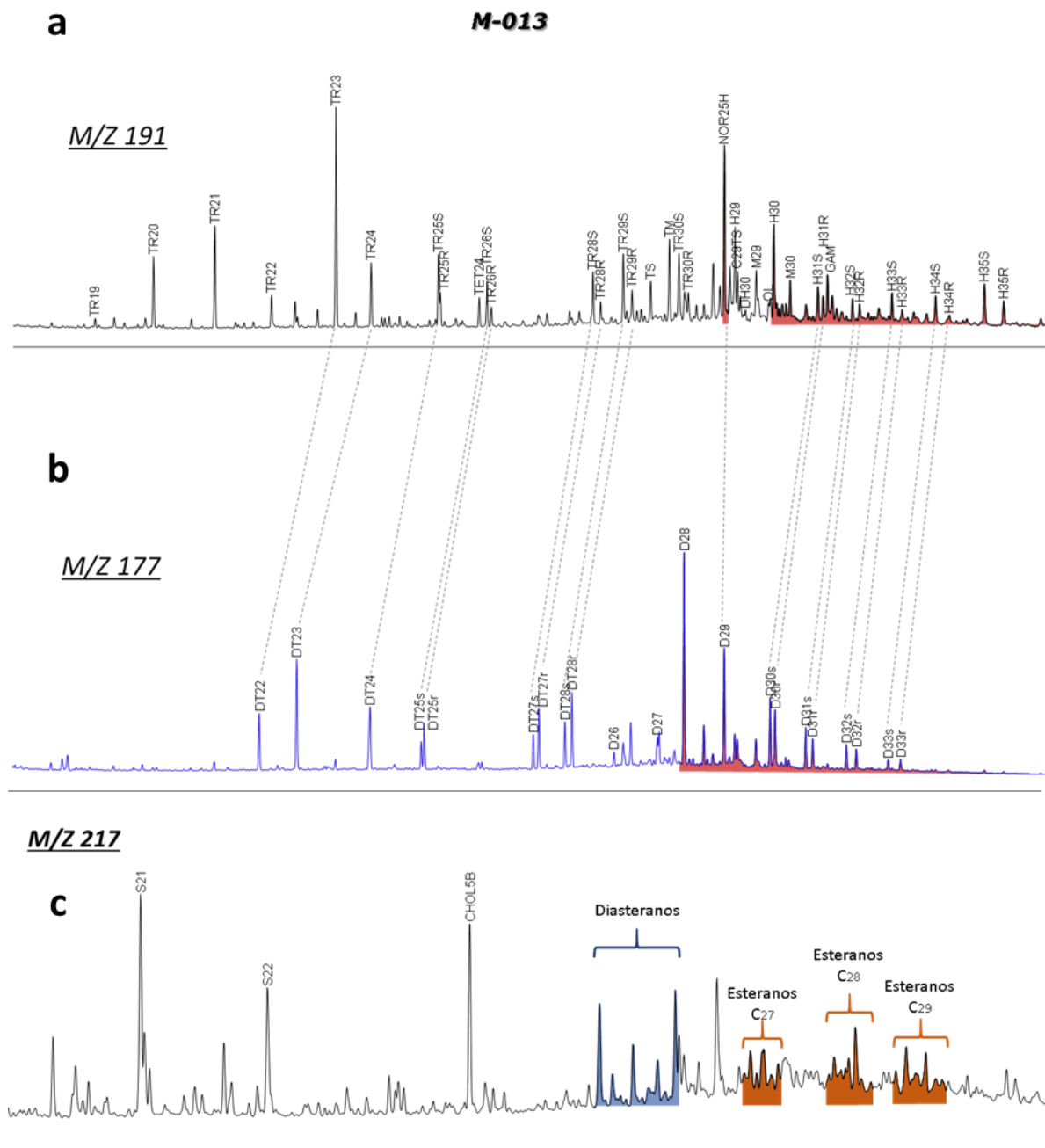
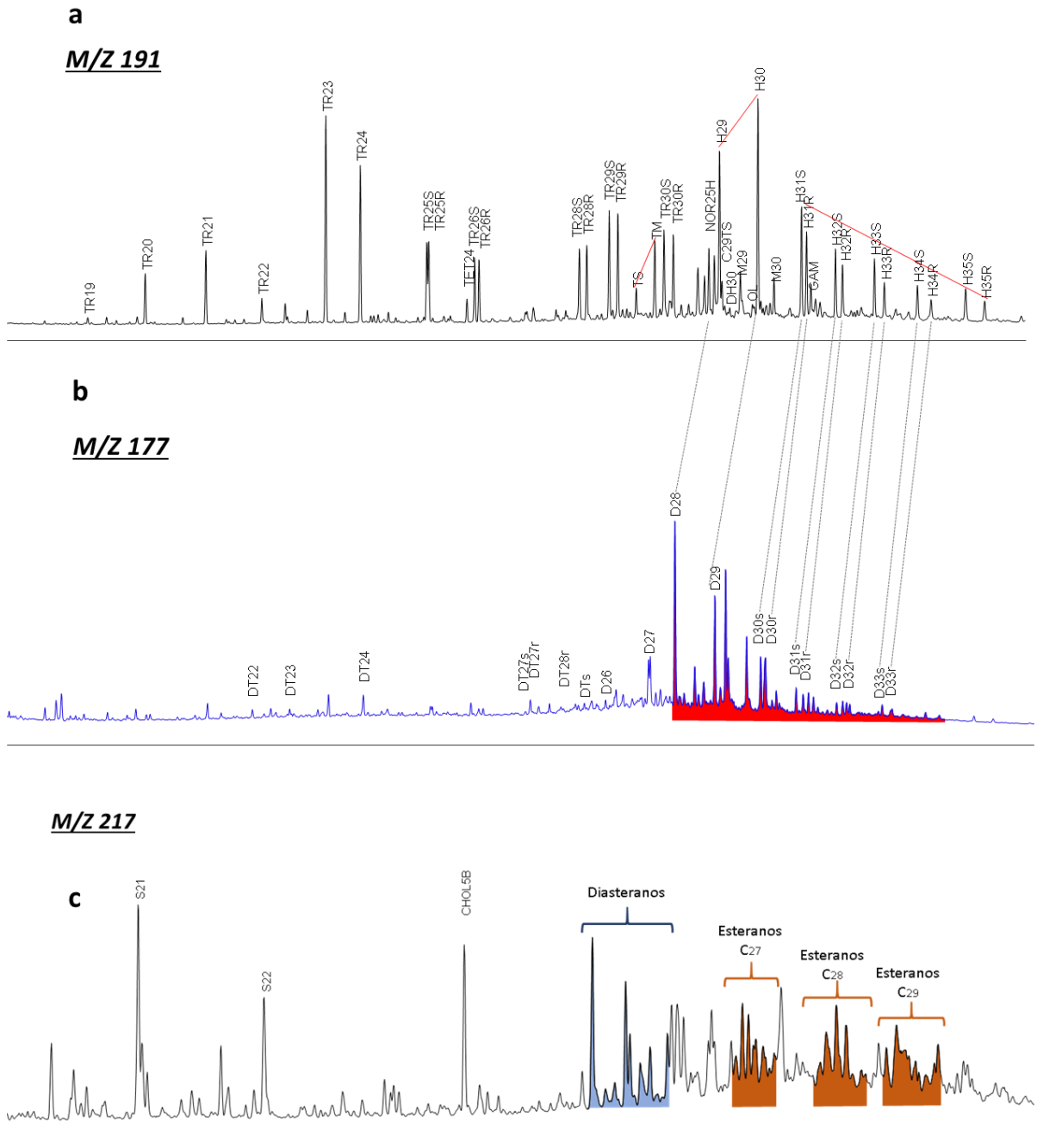


Figura 15. Iones m/z 191, 177 y 217 de la muestra PIC-07 (Formación Picacho), presentando los criterios usados para seleccionar las muestras de rezumaderos para los posteriores análisis.

PIC-07



Al observar los cromatogramas whole-oil de todas las muestras (**Anexos B y C**), es evidente además, que los n-alcános se encuentran ausentes en el 92% de las muestras, por lo que los criterios de análisis con base en estos compuestos, como los índices Pr/F, Pr/n-C17, F/n-C17, TAR y CPI no son parámetros adecuados para el análisis de roca fuente en este caso. Por lo tanto para los análisis de fuente y madurez, sólo se emplearon principalmente los índices con base en los hopanos y terpanos; así como algunos de los esteranos, cuando se encuentren presentes, y algunos derivados de los biomarcadores aromáticos, como los siguientes:

- Índice de Gamacerano
- Índice de Oleanano
- Índice de Homohopanos
- H_{29}/H_{30}
- H_{35}/H_{34}
- Tr_{26}/Tr_{25}
- Tr_{19}/Tr_{23}
- Mor/Hop
- Esteranos/Hopanos
- RMD
- Moretano/Hopano
- $H_{32} \frac{22S}{(22S+22R)}$
- $H_{31} \frac{22S}{(22S+22R)}$
- Esteranos C29 $\frac{S}{(S+R)}$
- Esteranos C29 $\frac{\beta\beta}{(\alpha\alpha+\beta\beta)}$

3.5 MODELAMIENTO DE SISTEMAS PETROLÍFEROS

Este modelamiento se realizó con base en las secciones estructurales retrodeformadas por medio del software PetroMod 2D, El cual se basa en los planteamientos teóricos expuestos por Welte¹⁰⁴. Adicionalmente se realizaron dos modelos 1D, uno en el bloque colgante y otro en el bloque yacente de la Falla de Soapaga.

Las consideraciones que se tuvieron en cuenta fueron:

- La definición de los eventos geológicos, incluyendo edades de depositación, periodos de erosión y de no depositación.
- Los espesores de las unidades fueron calculados a partir del mapa geológico realizado, la información de pozo de la zona y las unidades más profundas se tomaron de la literatura. Previo a introducir dichos datos en el software se hizo un proceso llamado backstripping, con el cual se calcularon los espesores decompactados de cada una de las unidades, con el fin de tener información más certera acerca de la subsidencia del área.
- Las litofacies y las paleo-profundidades de la columna de agua, las cuales se definieron con base en la descripción litológica de las unidades litoestratigráficas, obtenidas de la literatura y descripciones de pozos.
- La historia de evolución de la cuenca, pues en base a ella se estiman los flujos de calor de la cuenca según los valores propuestos por Allen & Allen¹⁰⁵ (figura 16). También se usó de referencia el modelo de Mckenzie, incluyendo los factores de estiramiento cortical del manto y corteza (δ y β , respectivamente) calculados por Sarmiento¹⁰⁶ en su tesis doctoral.

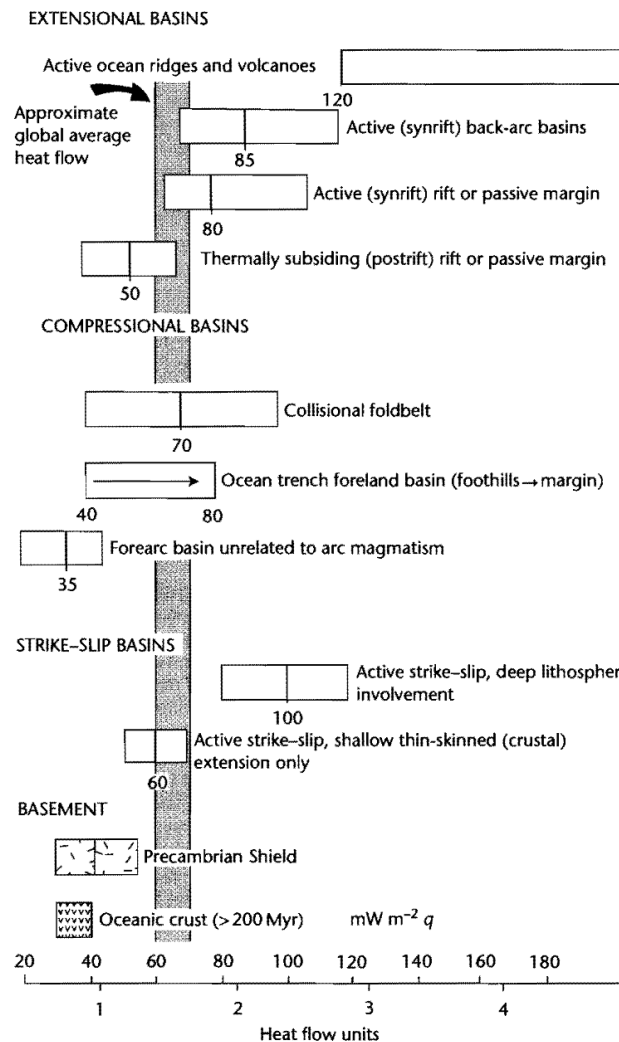
¹⁰⁴ WELTE, D., HORSFIELD, B., BAKER, D. Petroleum and Basin Evolution: Insights from Petroleum Geochemistry, Geology and Basin Modeling. Springer. 1a Edición. 1997. 554 PP.

¹⁰⁵ ALLEN, P., ALLEN, J., Basin analysis. Principles and applications. Blackwell Publishing. 2da Edición, 2005. 562, pp.

¹⁰⁶ SARMIENTO, L., Op. Cit., p. 39-42.

- Las condiciones de paleo-temperatura de la interfaz agua-sedimento, que son proporcionadas por la base de datos del software PetroMod, con base en diferentes marcadores ambientales y termales como foraminíferos, isotopos de oxígeno ($\delta^{18}\text{O}$), etc.
- Se usaron datos de reflectancia de vitrinita para calibrar estos flujos de calor.

Figura 16. Resumen de los flujos de calor asociados a las diferentes cuencas sedimentarias.



Fuente: ALLEN, P., ALLEN, J., Basin analysis. Principles and applications. Blackwell Publishing. 2da Edición, 2005. 562, p.

4. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

A continuación se presentan los resultados obtenidos de los análisis de laboratorio de roca y crudo; de la afinidad de los crudos con los extractos y, el modelamiento del sistema petrolífero.

Consideraciones previas

Este apartado incluye la descripción de algunos de los índices de biomarcadores más usados y su interpretación sobre el ambiente y madurez de las rocas para mayor comprensión de los análisis de ambiente y madurez.

Biomarcadores más comunes

Esteranos y Diasteranos (GCMS/MS, iones m/z 217 y 218)

- **Índice de Esteranos C₃₀**

$$IE = \frac{C30}{C27 - C30}$$

Altamente específico para suministro de materia orgánica marina. La presencia de C₃₀ 4-desmetilesteranos en los crudos es la manera más poderosa de identificar el aporte de materia orgánica marina en la roca. Este índice planteado vs oleanano/hopano da una buena evaluación del aporte marino vs terrestre¹⁰⁷.

¹⁰⁷ PETERS, K., WALTERS, C., MOLDOWAN, M. The Biomarker Guide, Vol.2. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History. 2nd Edition. 2005b. Cambridge University Press. P. 528.

- **Esteranos regulares/hopanos**

Tiene una especificidad moderada para aporte de eucariotas vs procariotas. De esta manera, crudos de diferente madurez termal caen típicamente a lo largo de una línea en diagramas de esteranos vs hopanos. Los crudos que no están relacionados pueden o no caer en esta línea. Como los organismos varían ampliamente en los contenidos de esteroides y hopanoides, las diferencias en este índice permite solo una evaluación cualitativa del aporte procariota vs eucariota¹⁰⁸. La madurez puede aumentar este índice¹⁰⁹.

- **Esteranos C₂₇-C₂₈-C₂₉**

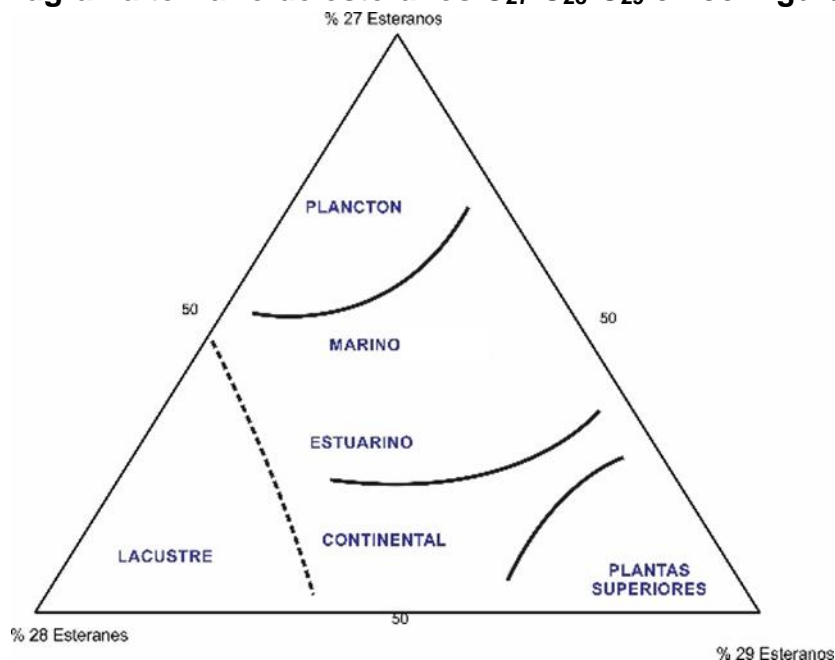
Es usada ampliamente para la correlación. Los esteranos heredados directamente de las plantas, animales y algas son los epimeros 20R de las formas 5 α (H), 14 α (H), 17 α (H) de los esteranos C₂₇-C₃₀. Huang y Meinschein (1979) propusieron que una abundancia de esteroides C₂₉ (esteranos) indicaría una dominancia de contribución terrestre; mientras que una dominancia de C₂₇ indica una predominancia de fitoplancton marino. C₂₈ se encontró que en general tiene los valores más bajos de los tres esteranos, pero donde está relativamente abundante, indica una contribución de algas lacustres¹¹⁰. Se emplea un diagrama ternario para graficar estos datos (figura 17).

¹⁰⁸ Ibid., p.524.

¹⁰⁹ SEIFERT, W., MOLDOWAN, M. Application of steranes, terpanes and monoaromatics to the maturation, migration and source of crude oils. En: PETERS, K., WALTERS, C., MOLDOWAN, M. The Biomarker Guide, Vol.2. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History. 2nd Edition. 2005b. Cambridge University Press. P. 524.

¹¹⁰ WAPLES, D., MACHIHARA, T. Op. Cit., p. 41

Figura 17. Diagrama ternario de esteranos C₂₇-C₂₈-C₂₉ en configuración αα.



Fuente: PETERS, K., MOLDOWAN, M., Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum, *Organic Geochemistry*, Vol. 17. 1991. PP. 47-61

Terpanos y compuestos similares (GCMS/MS, ion m/z 191)

- **Hopanos**

Son triterpanos pentacíclicos que contienen comúnmente 25-35 átomos de carbono en una estructura nafténica compuesta de cuatro anillos de 6 miembros y uno de cinco¹¹¹. Se originan a partir de precursores en membranas bacterianas¹¹².

¹¹¹ VAN DORSSEALAER, A., ALBRECHT, P., OURISSON, G. Triterpenes De Sediments. (Tesis Doctoral) En: PETERS, K., WALTERS, C., MOLDOWAN, M. Op. Cit., p.552

¹¹² PETERS, K., WALTERS, C., MOLDOWAN, M., Op. Cit., p. 552.

- **Hopanos extendidos (homohopanos)**

A diferencia de los hopanos C29 y C30, las concentraciones de los 17 α (H)-hopanos extendidos varían considerablemente de muestra a muestra. Por lo tanto son indicadores paleo ambientales muy valiosos. Los hopanos extendidos C31-C35 son derivados probablemente de C35 bacteriohopanetetrol¹¹³.

Las distribuciones más típicas de los homohopanos (figura 18), con una disminución en la altura de los picos de C31 a C35, indica usualmente facies clásticas. Por otro lado, cantidades inusualmente grandes de C35 17 α (H)-hopanos extendidos parece estar asociado con carbonatos marinos o evaporitas¹¹⁴. Altos índices C35/C34 en ambientes marinos se correlacionan con bajo potencial redox, en vez de con la litología¹¹⁵, particularmente porque no todas las rocas carbonáticas tienen altas concentraciones de C35 hopanos. Cantidades anormalmente grandes de C32 y C34 17 α (H)-homohopanos extendidos han sido reportadas en algunos carbonatos marinos, en evaporitas lacustres¹¹⁶.

Índice Moretano/Hopano

Los moretanos son mucho menos estables que los 17 α (H)-hopanos, por lo tanto, su concentración decrece más rápidamente con la madurez¹¹⁷.

¹¹³ PETERS, K., MOLDOWAN, M., Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum. En: WAPLES, D., MACHIHARA, T. 1991. Biomarkers for Geologists--A Practical Guide to the Application of Steranes and Triterpanes in Petroleum Geology. American Association of Petroleum Geology (AAPG), Special Volumes. P. 49.

¹¹⁴ WAPLES, D., MACHIHARA, T. Op. Cit., p. 49.

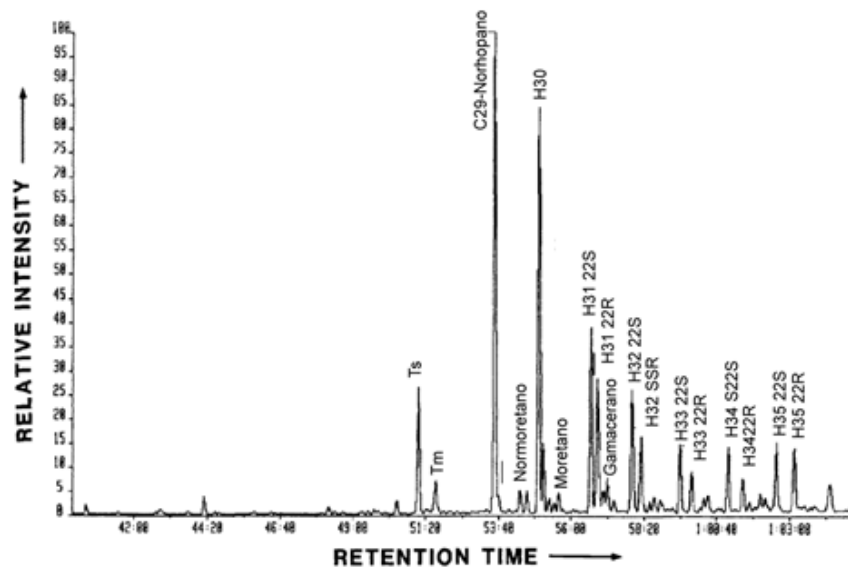
¹¹⁵ PETERS, K., MOLDOWAN, M., Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum, Organic Geochemistry, Vol. 17. 1991. PP. 47-61.

¹¹⁶ WAPLES, D., MACHIHARA, T. Op. Cit., p. 49.

¹¹⁷ PETERS, K., WALTERS, C., MOLDOWAN, M., Op. Cit., p. 614.

Algunas veces se usan los moretanos C29 y C30 y los hopanos; en otros casos son calculadas una de las especies (C29 o C30). El moretano disminuye con la madurez; de la misma manera, el índice moretano/hopano disminuirá. Índices moretano/hopano de 0,03 a 0,06 se asocian a una serie de crudos maduros¹¹⁸. Por otro lado, crudos de rocas Terciarias tienen índices más altas (0,1 a 0,3, con valores comunes de 0,15 a 0,2) que crudos de rocas más antiguas¹¹⁹. El mismo autor sugirió que el poco tiempo disponible para maduración en muestras terciarias puede jugar un papel controlado en esta índice.

Figura 18. Cromatograma de masas del ion m/z 191 (triterpanos) con la distribución de los 17 α (H)-hopanos extendidos (C31-C35), mostrando el decrecimiento gradual en la altura de los picos C31 a C35



Fuente: WAPLES, D MACHIHARA, T. 1991. Biomarkers for Geologists--A Practical Guide to the Application of Steranes and Triterpanes in Petroleum Geology. American Association of Petroleum Geology (AAPG), Special Volumes.

¹¹⁸ SEIFERT, W., MOLDOWAN, M. En: PETERS, K., WALTERS, C., MOLDOWAN, M. Op. Cit., p. 614

¹¹⁹ GRANTHAM, LIJMBACK, G., POSTHUMA, J. Origin of crude oils in Oman. En: K., WALTERS, C., MOLDOWAN, M. Op. Cit., p. 614

Un problema adicional que presenta este índice es que el origen y el comportamiento geoquímico de los moretanos es escasamente conocido. Como hay evidencia de que el índice inicial moretano/hopano es variable (0,5 a 1 o más), generalmente no se usa cuantitativamente.

- **Índice Ts/Tm**

Algunos autores han notado que las relaciones Ts/Tm son las más bajas en facies hipersalinas¹²⁰. Riva¹²¹ observó que los índices Tm/Ts aumentan al disminuir la proporción de *shale* en facies calcáreas. Sin embargo, se han reportados altos valores de Ts/Tm en crudos provenientes de carbonatos.

Robinson¹²² notó tendencias de valores de Ts/Tm en crudos de Indonesia: altos en crudos terrestres (fluvio-deltaicos); medios en crudos marinos; bajos en crudos lacustres. Sin embargo, la relación entre Ts/Tm no es clara. Moldowan¹²³ *et al.* (1986) sugirió que el índice Ts/Tm es más alto en sedimentos óxicos que en anóxicos.

- **Índice de homohopanos C35 (H35/H34)**

Es indicativo de potencial redox en sedimentos marinos durante la diagénesis. Altos valores indican anoxia, pero también es afectado por la madurez termal. Los homohopanos son derivados del bacteriohopanoterol y otros grupos polifuncionales C35. La distribución relativa de los homohopanos C31-C35 es

¹²⁰ Ibid., p. 30.

¹²¹ RIVA, RIOLO, J., MYCKE, B., OCAMPO, R., CALLOT, H., ALBRECHT P., NALI, M. Molecular parameters in Italian carbonate oils: reconstruction of the past depositional environments, 14th meeting on organic geochemistry En WAPLES, D., MACHIHARA, T. Op. Cit., p. 49.

¹²² ROBINSON, K., M. An overview of source rocks and oils in Indonesia, in proceedings of the Indonesian Petroleum Association. En: WAPLES, D., MACHIHARA, T. Op. Cit., p. 51.

¹²³ MOLDOWAN, M., SUNDARARAMAN, P., SCHOELL, M. Sensitivity of biomarker properties to depositional environment and/or source input in the Lower Toarcian of WS-Germany. En: WAPLES, D., MACHIHARA, T. Op. Cit., p. 51.

usada como indicador de potencial reductor (eH) durante e inmediatamente después de la sedimentación de la fuente de los sedimentos¹²⁴. Varios autores ha propuesto que altos H35 son asociados con ambientes marinos carbonáticos o evaporitas; sin embargo, Peters¹²⁵ sugieren su abundancia como un indicador general de un ambiente marino altamente reductor (bajo eH). Según el mismo autor, C35/C34 < 0,6 es indicativo de carbones; mientras que uno mayor a 0,6 indica condiciones marinas siliciclásticas; y si es mayor a 0,8 es carbonático.

- **Gamacerano**

Inicialmente se le atribuyó su presencia a ambientes lacustres¹²⁶. Sin embargo, más adelante se encontró este biomarcador en crudos que no eran de origen lacustres. Por otra parte, se reportó una correlación inversa entre el contenido de Gamacerano y el índice Pristano/fitano, sugiriendo que su abundancia depende de niveles inusuales de oxígeno o salinidades¹²⁷.

El gamacerano se piensa que es derivado de tetrahimanol, un terpenoide encontrado ubicuamente en sedimentos recientes¹²⁸. Tetrahimanol se presenta en protozoarios del género Tetrahimena, aunque no se deben excluir otras fuentes.

- **Índice de gamacerano**

Es la relación de gamacerano sobre los hopanos. Es indicativo de la salinidad: entre más alto es, mayor es la salinidad¹²⁹.

¹²⁴ PETERS, K., WALTERS, C., MOLDOWAN, M., Op. Cit., p. 566.

¹²⁵ Ibid., p. 566.

¹²⁶ POOLE, F., CLAYPOOL, G. Petroleum Source-rock potential and crude-oil correlation in the Great Basin. En: Woodward, J., MEISSNER, F., CLAYTON, J. Hydrocarbon source rocks of the Greater Rocky Mountain Region. En: WAPLES, D., MACHIHARA, T. 1991. Op Cit., p. 52.

¹²⁷ MANN, A., GOODWIN, N., LOWE, S. Geochemical characteristics of lacustrine source rocks: a combined palynological/molecular study of a Tertiary sequence from offshore China. En: Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, Sixteenth Annual Convention, Volume 1. En: WAPLES, D., MACHIHARA, T. Op. Cit., p. 52.

¹²⁸ WAPLES, D., MACHIHARA, T. Op. Cit., p. 52.

- **Índice de oleanano (Oleanano/Hopano-C₃₀)**

Los oleananos han sido reportados en extractos de *shales* y carbones de secuencias deltaicas y en crudos de sedimentos deltaicos, particularmente de Nigeria y sureste de Asia¹³⁰.

Los crudos del delta del Niger contienen abundantes oleananos¹³¹. Existe una correlación entre la abundancia de plantas superiores y el índice de oleanano¹³². Los ambientes en los que se preservan mejor los oleananos son deltas con influencia marina durante la diagénesis temprana.

- **Terpanos tricíclicos**

Se usan para correlaciones crudo-crudo y crudo-roca, para predecir características de crudo y roca y evaluar el avance de la madurez termal y la madurez¹³³.

De los terpanos tricíclicos, el más prominente es el C₂₃, aunque puede ser menos dominante en muestras terrestres. La presencia de terpanos tricíclicos con más de 26 átomos de carbono es escasa en carbonatos, pero en otros ambientes pueden igualar en abundancia a sus homólogos C₁₉-C₂₅¹³⁴. La presencia de terpanos tricíclicos C₁₉ y C₂₀ es indicadora de fuentes terrestres. Estos terpanos son más resistentes a la biodegradación y a la madurez que los hopanos, pues craquean a temperaturas más altas que los hopanos.

¹²⁹ PETERS, K., WALTERS, C., MOLDOWAN, M., Op. Cit., p. 575.

¹³⁰ Ibid., p. 572.

¹³¹ EKWEZOR, C., OKOGUN, J., EKONG, E., MAXWELL, J. Preliminary organic geochemical studies of samples from the Niger Delta (Nigeria). I. Analyses of crude oils from triterpanes. En: PETERS, K., WALTERS, C., MOLDOWAN, M., Op. Cit., p. 573.

¹³² UDO, O., EKWEZOR, C. Significance of oleanane occurrence in shales of the Opuama Channel Complex, Niger Delta. En: PETERS, K., WALTERS, C., MOLDOWAN, M., Op. Cit., p. 573.

¹³³ PETERS, K., WALTERS, C., MOLDOWAN, M., Op. Cit., p. 555

¹³⁴ WAPLES, D., MACHIHARA, T. Op. Cit., p. 58.

Biomarcadores aromáticos (GC-MS iones 142, 156, 168, 170, 178, 184, 191, 192, 198, 206, 231, 245 y 253)

La presencia de los biomarcadores aromáticos en compuestos de petróleo se piensa que se debe a transformaciones complejas de precursores nafténicos y olefínicos¹³⁵. Estas transformaciones ocurren durante la diagénesis y catagénesis. Muchos de los biomarcadores en crudos y extractos como 1,2,5-trimetilnaftaleno, 1,2,5,6-tetrametilnaftaleno, 9-metilfenantreno, 1,7-dimetilfenantreno y reteno son derivados de precursores terpenoides, los cuales son susceptibles a aromatización durante la diagénesis sometidos a estrés termal, clivaje y reacciones de alquilación, resultando en sub-unidades aromáticas más pequeñas y/o especies alquiladas más grandes¹³⁶. Estas reacciones de re-arreglo de los terpenoides ocurren aparentemente por medio de carbo-cationes, similar a la conversión de estereno a diastereno¹³⁷.

- **Esteroides Monoaromáticos (MAS) C₂₇-C₂₈-C₂₉**

Son una buena herramienta de correlación. Usando diagramas de MAS C₂₇-C₂₉ se puede asociar un aporte terrígeno, marino o lacustre¹³⁸. Los crudos derivados de *shales* marinos contienen generalmente menos MAS C₂₉ que los no marinos. El campo de los crudos derivados de rocas marinas carbonáticas se extiende a valores de MAS-C₂₉ más altos que en los crudos derivados de rocas marinas

¹³⁵ HASE, A., HUTES, R. On the origin of polycyclic aromatic hydrocarbons in recent sediments: biosynthesis by anaerobic bacteria. En: PETERS, K., WALTERS, C., MOLDOWAN, M., Op. Cit., p. 580.

¹³⁶ PETERS, K., WALTERS, C., MOLDOWAN, M., Op. Cit., p. 582.

¹³⁷ RULLKÖTTER, J., PEAKMAN, T., TEN HEAVEN, H. Early diagénesis of terrigenous triterpenoids and its implication for petroleum geochemistry. En: PETERS, K., WALTERS, C., MOLDOWAN, M., Op. Cit., p. 583.

¹³⁸ MOLDOWAN, M., SEIFERT, W., GALLEGOS, E. Relationship between petroleum composition and depositional environments of petroleum source rocks. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, No. 69; 185. PP. 1225-68

siliciclásticas. Aporte terrígeno es pobre en C27 y C28 y la relación (C29/(C28 + C29) es mayor a 0,5 en *shales* no marinos¹³⁹.

- **Esteroides Triaromáticos (TAS) C₂₇-C₂₈-C₂₉**

Los índices de TAS deberían ser más sensibles a la madurez termal que los MAS o los esteranos porque parecen ser producto de la maduración de la aromatización de MAS. Es decir, son indicadores de madurez.

- **Dinoesteroides triaromáticos**

Son usados como indicadores de edad, pues son derivados del diosterol y se relacionan estructuralmente con 4,23,24 trimetilcolesteroles, que son compuestos característicos de los dinoflagelados marinos modernos, por lo tanto, se relacionan con crudos originados en rocas posteriores al Jurásico¹⁴⁰.

- **Benzohopanos**

Se presentan en altas concentraciones en crudos y bitúmenes derivados de rocas generadoras evaporíticas y carbonáticas, aunque se presentan en trazas en la mayoría de las rocas fuente y crudos¹⁴¹.

- **Trimetilnaftalenos (TMN)**

Los 1,2,7-Trimetilnaftalenos son indicadores de aporte de angiospermas y se usan dos índices para diferenciar carbones de pantano de ambientes marinos, lacustres y deltaicos¹⁴².

¹³⁹ PETERS, K., WALTERS, C., MOLDOWAN, M., Op. Cit., p. 583.

¹⁴⁰ Ibid., p. 588.

¹⁴¹ HE WEI, LU, S., A new maturity parameter based on monoaromatic hopanoids. En: PETERS, K., WALTERS, C., MOLDOWAN, M., Op. Cit., p. 588.

$$TDE - 1 = \frac{1,2,5 - TMN}{1,2,4 - TMN} \qquad TDE - 2 = \frac{(1,2,7 - TMN)}{1,2,6 - TMN}$$

1,2,5-TMN y 1,2,7-TMN se pueden formar como un producto diagenético de triterpenoides tipo Oleanano¹⁴³. Adicionalmente, se encontró que las concentraciones relativas de 1,2,7-TMN son apreciablemente altas en la mayoría de los crudos con aporte de plantas superiores¹⁴⁴.

- **Fenantrenos y metilfenantrenos**

Son derivados de esteroides y terpenoides¹⁴⁵ y su abundancia es baja en los crudos terrestres. La presencia de alquilfenantrenos se ha atribuido generalmente al aporte de materia orgánica terrestre¹⁴⁶. Hay abundancia de 9-MF y ausencia de 3 y 2-MF en crudos de origen marino; mientras que 1-MF(α) y 2-MF(β) puede estar asociado a material terrígeno.

- **Benzotiofenos (BT) y Dibenzotiofenos (DBT)**

En general, los compuestos aromáticos tricíclicos de azufre son bajos en rocas silíceas, específicamente los benzotiofenos metilados (MDBT)¹⁴⁷. Radke¹⁴⁸

¹⁴² WALTERS, C., MOLDOWAN, M., Op. Cit., p. 597.

¹⁴³ CHAFFEE, A., JOHNS., R. Polycyclic aromatic hydrocarbons in Australian Coals. I., Angularly fused pentacyclic tri-tetraromatic components of Victorian brown coal. En: WALTERS, C., MOLDOWAN, M., Op. Cit., p. 597.

¹⁴⁴

¹⁴⁵ HECKMANN, J.R. AVALIACAO GEOQUÍMICA DE OLEOS BRASILEIROS COM ENFASE NOS HIDROCARBONETOS AROMATICOS. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Engenharia Civil (Tesis de Maestría). Río de Janeiro. 2008. P. 19.

¹⁴⁶ BUDZINSKI, H., GARRIGUES, P., CONNAN, J., DEVILLERS, J., DOMINE, D., RADKE, M., OUDIN, J. Alkylated phenanthrene distributions as maturity and origin indicator in crude oils and rock extracts. *Geochemica et Cosmochimica Acta*, Vol. 59, 1995. PP. 2043-2056.

¹⁴⁷ CHAKHMAKHCHEV, A., SUZUKI, N. Saturates biomarkers and aromatic sulfur compounds in oils and condensates from different source rock lithologies of Kazakhstan, Japan and Russia En: *Organic Geochemistry*, vol. 23, No. 4, 1995, Pp. 289-299.

¹⁴⁸ RADKE, M., WELTE, D., WILLSCH, H. Geochemical study on a well in the Western Canada Basin: Relation of the aromatic distribution pattern to maturity of organic matter. En: HUGHES, W. Use of thiophenic organosulfur compounds in characterizing crude oils derived from carbonate

encontró que los BT son pobres en la materia orgánica terrestre; y altos en ambientes carbonáticos y evaporíticos, al igual que los DBT.

Los 4-MDBT son los compuestos aromáticos tricíclicos de azufre más abundantes en y se dan en materia orgánica terrestre (kerógeno tipo III). El índice 4-MDBT/1-MDBT se puede usar para distinguir rocas maduras de inmaduras y se puede asociar a paleo-ambientes pues correlaciona con Pr/F.

2,4-MDBT y 3-MDBT son más bajos en ambientes de aguas dulces que en ambientes salobres o hipersalinos.

4.1 EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE ROCA GENERADORA

A continuación se presenta el análisis del potencial generador de la secuencia Cretácico inferior-Paleoceno, que incluye las Formaciones Lutitas de Macanal, Areniscas de las Juntas, Fόμεque, Une, Chipaque, el miembro Pinos y Guaduas, muestreada en campo en tres sectores a lo largo de la zona axial de la C.O., tanto en el bloque colgante como yacente de la falla de Soapaga (área de Mongua, área de Pesca y área de Soapaga, esta última muestreada en la tesis de maestría del MSc. Eliecer Uribe, año 2010). La tabla 2 resume los parámetros para evaluación de roca generadora y la tabla 3 presenta los resultados de TOC, pirolisis rock-eval y Reflectancia de vitrinita de las muestras analizadas.

La figura 19 muestra que sólo las muestras de la Formación Guaduas caen en el rango de potencial muy bueno a excelente; mientras que las demás muestras caen en el sector de potencial de generación regular a bueno. Es importante

versus siliciclastic sources. En: Petroleum Geochemistry and source rock potential of carbonate rocks AAPG, Tulsa, OK. 1984. Pp. 181-196.

Tabla 3 a) potencial de generación (cantidad) de rocas inmaduras; b) Tipo de kerógeno y productos expulsados (calidad) y, c) Madurez termal.

a)

Potencial (cantidad)	COT (wt. %)		Rock-Eval (mg/g Roca)
	S1	S2	S2
Pobre	<0.5	<0,5	<2,5
Regular	0,5-1	0,5-1	2,5-5
Bueno	1-2	1-2	5-10
Muy bueno	2-4	2-4	10-20
Excelente	>4	>4	>20

b)

Calidad del kerógeno	índice de Hidrógeno (mg HC/g COT)	S2/S3	H/C Atómico	Principal producto en el pico de madurez
I	>600	>15	>1,5	Aceite
II	300-600	10-15	1,2-1,5	Aceite
III/III	200-300	5-10	1,0-1,2	Aceite/Gas
III	50-200	1-5	0,7-1,0	Gas
IV	<50	<1	<0,7	Nulo

c)

Madurez	Maduración			Generación		
	R _o (%)	Tmax (°C)	TAI	Bitumen/COT	Bitumen (mg/gRoc a)	IP (S1/(S1+S2))
Inmaduro	0,20-0,60	<435	1,5-2,6	<0,05	<50	<0,10
Maduro						
<i>Temprano</i>	0,60-0,65	435-445	2,6-2,7	0,05-0,1	50-100	0,10-0,15
<i>Pico</i>	0,65-0,90	445-450	2,6-2,7	0,15-0,25	150-250	0,25-0,40
<i>Tardío</i>	0,90-1,35	450-470	2,9-3,3	-	-	>0,40
Postmaduro	>1,35	>470	>3,3	-	-	-

Fuente: PETERS, K., WALTERS, C., MOLDOWAN, M. The Biomarker Guide, Vol.1. Biomarkers and Isotopes in the environment and human history. 2005a. 2nd Edition. Cambridge University Press. 488 p.

Tabla 4. Resultados de TOC y pirolisis de las muestras con TOC superior a 0,5% del bloque Soapaga y del área de Pesca. Origen de coordenadas Elipsoide WGS84, origen Bogotá.

ÁREA	ID	NORTE	ESTE	FM.	LITOLOGIA	COT	S1	S2	S3	Tmax	IH	IO	%Ro	
SOAPAGA	G1-M1	1.150.679	1.153.938	Guaduas	Carbón	43,67	0,04	0,76	34,17	607	2	78		
	G44-M118	1.151.718	1.153.720	Guaduas	Shale	6,44	0,41	8,98	1,18	449	139	18		
	G44-M119	1.144.020	1.145.931	Guaduas	Carbón	74,59	3,46	183,17	0,90	439	246	1	0,47	
	G44-M121	1.141.800	1.139.720	Guaduas	Carbón	72,77	4,58	210,88	0,69	452	290	1		
	G44-M121	1.141.800	1.139.720	Guaduas	Carbón	69,58	3,85	229,24	1,00	439	329	1	0,46	
	G44-M122	1.141.925	1.139.634	Guaduas	Shale	3,15	0,08	5,66	1,64	439	180	52		
	G44-M123	1.141.833	1.140.349	Guaduas	Carbón	74,66	4,59	131,15	0,71	446	176	1		
	G-M50	1.141.181	1.129.866	Los Pinos	Lodolita	1,04	0,19	0,64	0,45	445	62	43	1,15	
	G-M52	1.141.181	1.129.866	Los Pinos	Lodolita	0,54								
	G-M53	1.141.181	1.129.866	Los Pinos	Lodolita	0,46								
	G-M54	1.141.181	1.129.866	Los Pinos	Lodolita	0,13								
	G-M55	1.141.181	1.129.866	Los Pinos	Lodolita	0,42								
	G-M57	1.141.181	1.129.866	Los Pinos	Shale	0,57								
	G-M59	1.141.181	1.129.866	Los Pinos	Lodolita	0,09								
	G-M77	1.130.191	1.113.268	Chipaque	Shale	1,68	0,04	0,19	0,60	575	11	36	1,14	
	G-M78	1.130.191	1.113.268	Chipaque	Shale	1,59	0,03	0,19	0,53	537	12	33		
	G-M79	1.130.191	1.113.268	Chipaque	Shale	1,03	0,03	0,09	0,53	512	9	52		
	G-M80	1.130.191	1.113.268	Chipaque	Shale	1,26	0,04	0,14	0,49	569	11	39		
	G-M81	1.130.191	1.113.268	Chipaque	Shale	1,15	0,22	0,34	0,07	464	30	6		
	G-M82	1.130.191	1.113.268	Chipaque	Shale	1,68	0,23	0,57	0,29	477	34	17	1,2	
	G-M83	1.130.191	1.113.268	Chipaque	Shale	1,90	0,24	1,00	0,17	482	53	9		
	G-M84	1.130.191	1.113.268	Chipaque	Shale	1,61	0,12	0,45	0,43	465	28	27		
	G-M99	1.149.433	1.154.354	La Luna	Shale	0,49								
	G-M100	1.149.433	1.154.354	La Luna	Caliza	0,29								
	G-M103	1.149.433	1.154.354	La Luna	Shale	0,31								
	G-M105	1.149.433	1.154.354	La Luna	Caliza	0,21								

ÁREA	ID	NORTE	ESTE	FM.	LITOLOGIA	COT	S1	S2	S3	Tmax	IH	IO	%Ro
	G-M108	1.149.433	1.154.354	La Luna	Shale	0,42							
	G-M110	1.149.433	1.154.354	La Luna	Shale	0,49							
	G-M112	1.149.453	1.154.310	La Luna	Shale	0,27							
	G-M114	1.149.433	1.154.354	La Luna	Caliza	0,08							
	G32-M62	1.125.667	1.128.268	Tibasosa	Carbón	0,07	0,01	0,01	0,19	420	15	292	
	G32-M63	1.125.667	1.128.268	Tibasosa	Shale	0,94	0,01	0,02	0,78	535	2	83	
	G-M67	1.125.667	1.128.268	Tibasosa	Shale	0,31							
	G-M68	1.125.667	1.128.268	Tibasosa	Caliza	0,10	0,01	0,02	0,20	429	20	196	
	G-M69	1.125.667	1.128.268	Tibasosa	Caliza	0,14	0,01	0,03	0,28	606	22	207	
	G-M70	1.125.667	1.128.268	Tibasosa	Caliza	0,14							
	G-M75	1.125.667	1.128.268	Tibasosa	Shale	0,64							
	G-M76	1.125.667	1.128.268	Tibasosa	Shale	0,57							
ESTE PROYECTO	M-008	1.123.071	1.101.900	Guaduas	Carbón	33,37	2,49	105,22	8,46	426	315	25	0,4
	GUA-01	1.018.405	1.142.948	Guaduas	Carbón	74,01	5,96	218,43	1,44	440	295	2	0,6
	GUA-02	1.102.881	1.121.643	Guaduas	Carbón	1,28	0,26	0,77	0,41	442	60	32	
	M-015	1.107.072	1.112.167	Chipaque	Shale gris oscuro	1,11	0,05	0,32	0,60	439	29	54	
	M-016	1.107.072	1.112.167	Chipaque	Shale gris oscuro	1,35	0,11	0,50	0,56	436	37	41	
	CH-01	1.127.994	1.145.122	Chipaque	Shale	0,46	0,03	0,05	0,61	475	11	132	
	M-002	1.107.864	1.112.844	Chipaque	Shale carbonoso	1,22	0,04	0,28	0,83	436	23	68	
	M-003	1.107.866	1.112.833	Chipaque	Shale carbonoso	1,15	0,06	0,23	0,65	431	20	57	
	M-004	1.107.866	1.112.827	Chipaque	Shale carbonoso	0,66	0,06	0,11	0,55	485	17	83	
	M-005	1.103.441	1.109.165	Chipaque	Shale carbonoso	8,06	0,09	0,22	4,09	551	3	51	0,8
	M-006	1.107.619	1.111.705	Chipaque	Shale carbonoso	0,44	0,06	0,10	0,32	509	23	73	
	M-012-A	1.112.901	1.110.966	Une	Carbón	42,06	0,11	0,23	23,94	602	1	57	0,7
	M-012-B	1.112.901	1.110.966	Une	Lutita carbonosa	18,48	0,19	0,26	12,06	552	1	65	
	M-009	1.129.216	1.188.753	Paja	Shale gris oscuro	1,24	0,03	0,05	0,45	492	4	36	
	CHI-06	1.127.657	1.145.537	Chipaque	Lodolita shale	0,59	0,01	0,04	0,35	491	7	60	

ÁREA	ID	NORTE	ESTE	FM.	LITOLOGIA	COT	S1	S2	S3	Tmax	IH	IO	%Ro
	CHI-07	1.127.399	1.145.633	Chipaque	Lodolita	0,63	0,02	0,04	0,29	496	6	46	
	CHI-08	1.126.467	1.145.996	Chipaque	Lodolita	0,96	0,02	0,06	0,12	586	6	13	1,61
	CHI-09	1.126.604	1.146.561	Chipaque	Lodolita	1,04	0,02	0,05	0,20	602	5	19	1,67
	CHI-13	1.128.881	1.147.435	Chipaque	Lodolita <i>shale</i>	0,90	0,04	0,12	0,28	504	13	31	1,35
	CHI-15	1.127.150	1.148.224	Chipaque	Lodolita <i>shale</i>	0,58	0,02	0,10	0,28	500	17	48	
	CHI-16	1.127.540	1.149.510	Chipaque	Lodolita <i>shale</i>	0,75	0,01	0,04	0,25	586	5	33	
	CHI-17	1.127.806	1.149.782	Chipaque	Lodolita <i>shale</i>	1,99	0,02	0,25	0,22	563	12	11	1,48
	CHI-18	1.127.280	1.149.886	Chipaque	Lodolita <i>shale</i>	1,56	0,02	0,16	0,16	589	10	10	1,45
	CHI-19	1.127.357	1.149.828	Chipaque	Lodolita <i>shale</i>	2,29	0,02	0,22	0,09	528	10	4	1,36
	UNE-01	1.123.390	1.149.231	Une	Lodolita <i>shale</i>	2,74	0,02	0,13	1,69	485	5	62	1,16
	UNE-02	1.123.573	1.148.879	Une	Lodolita <i>shale</i>	1,29	0,03	0,05	0,20	549	3	15	1,78
	UNE-03	1.127.689	1.150.525	Une	Lodolita <i>shale</i>	0,67	0,02	0,05	0,21	593	7	31	
	UNE-05	1.123.083	1.150.286	Une	Lodolita	3,54	0,02	0,07	1,58	502	2	45	1,47
	UNE-06	1.123.158	1.150.286	Une	Lodolita	1,77	0,02	0,08	1,84	479	5	104	1,4
	UNE-08	1.123.059	1.149.637	Une	Lodolita	1,57	0,02	0,04	0,53	475	3	34	
	FOM-05	1.127.371	1.154.500	Fómeque	Lodolita	0,65	0,01	0,02	0,44	494	3	67	2,49
	FOM-06	1.122.403	1.150.700	Fómeque	Lodolita <i>shale</i>	0,78	0,02	0,04	0,19	494	5	24	2,42
	FOM-07	1.122.883	1.150.905	Fómeque	Lodolita <i>shale</i>	0,98	0,02	0,05	0,87	494	5	89	2,42
	FOM-09	1.122.136	1.151.170	Fómeque	Lodolita	0,53	0,01	0,02	0,49	494	4	92	
	FOM-10	1.122.872	1.150.922	Fómeque	Lodolita	0,55	0,01	0,02	0,24	494	4	44	
	AJU-02	1.127.358	1.155.424	Ar. de las Juntas	Lodolita <i>shale</i>	0,76	0,01	0,03	0,13	495	4	17	3,57
	AJU-03	1.127.293	1.155.824	Ar. de las Juntas	Lodolita <i>shale</i>	0,85	0,01	0,02	0,13	494	2	15	3,54
	AJU-04	1.127.309	1.156.359	Ar. de las Juntas	Lodolita <i>shale</i>	0,73	0,02	0,03	0,21	493	3	28	3,45
	MAC-02	1.126.652	1.157.418	Lutitas de Mac.	Lodolita	1,24	0,01	0,02	0,19	494	2	15	2,81
	MAC-05	1.124.950	1.158.514	Lutitas de Mac.	Lodolita	0,54	0,02	0,02	0,28	494	4	52	
	MAC-07	1.126.301	1.157.765	Lutitas de Mac.	Lodolita	0,69	0,02	0,05	0,13	356	7	19	
	MAC-08	1.126.646	1.157.453	Lutitas de Mac.	Lodolita	1,74	0,01	0,03	0,59	494	2	34	2,49
	MAC-09	1.126.689	1.157.375	Lutitas de Mac.	Lodolita	0,77	0,01	0,03	0,34	494	4	44	

ÁREA	ID	NORTE	ESTE	FM.	LITOLOGIA	COT	S1	S2	S3	Tmax	IH	IO	%Ro
	MAC-10	1.126.787	1.157.189	Lutitas de Mac.	Lodolita	0,76	0,02	0,03	0,10	317	3	12	
	MAC-11	1.126.791	1.157.186	Lutitas de Mac.	Lodolita	0,78	0,01	0,03	0,10	311	4	13	

Figura 20. Diagrama de Van Krevelen. Los marcadores de color lila representan las muestras del bloque Soapaga (Tesis Eliecer Uribe) y los marcadores color naranja son las muestras del presente estudio.

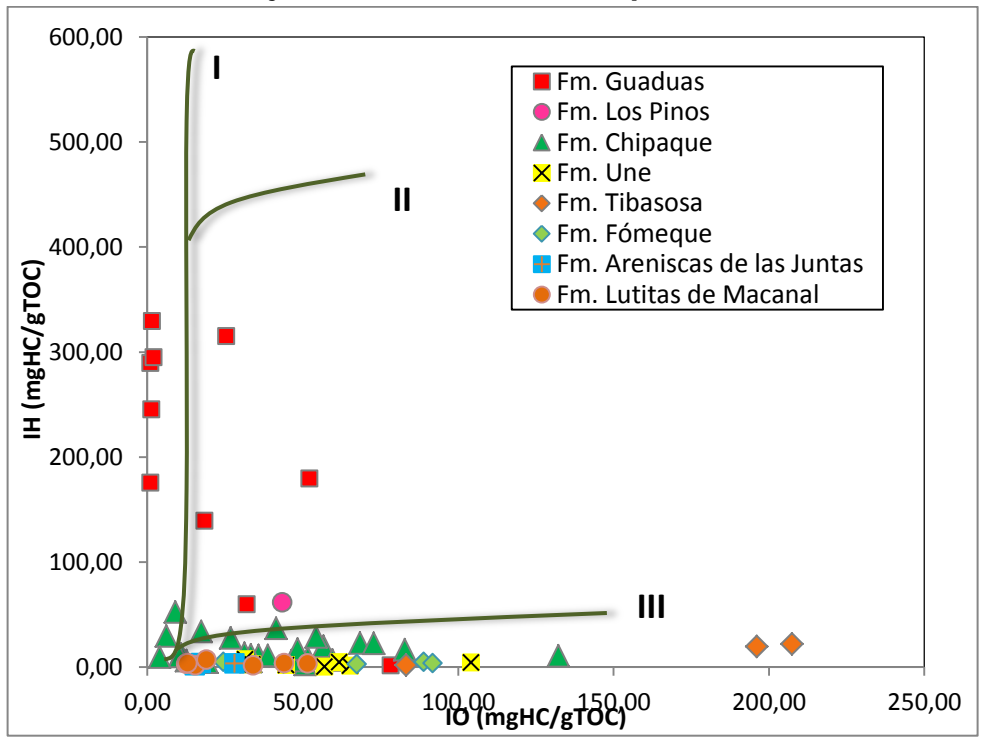
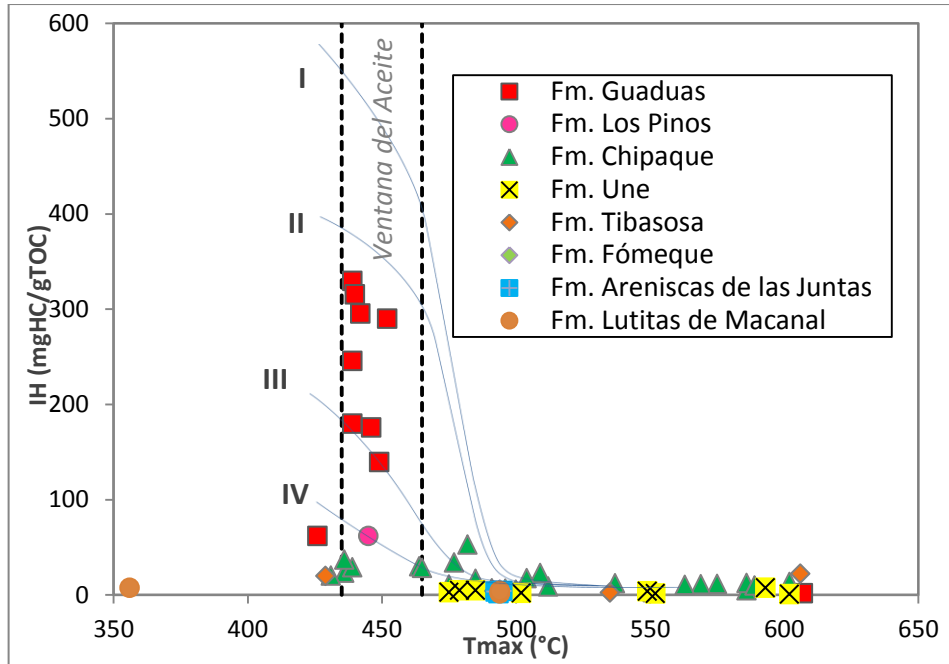


Figura 21. Diagrama de Tmax vs IH para determinar el grado de evolución termal de las muestras. Los marcadores de color lila representan las muestras del bloque Soapaga (Tesis Eliecer Uribe) y los marcadores color naranja son las muestras del presente estudio.



4.1.1 Facies orgánicas Con base en los análisis de COT, pirólisis, análisis visual del kerógeno y extractos de bitumen de las muestras, en conjunto con las descripciones litológicas se identificaron las facies orgánicas de acuerdo a las Formaciones. La cantidad de extractos y de análisis visual del kerógeno estuvo supeditado al COT de las muestras, razón por la cual la información del tipo de materia orgánica es reducida. Las facies se presentan por formación, con base en los análisis de Uribe (2010) y de algunas muestras tomadas en este proyecto.

Fm. Lutitas de Macanal (K1m)

Esta Formación fue descrita y muestreada por Motta y Ruiz (2015) en el Sinclinal de Pisba, ubicado en Páramo de San Ignacio, entre los municipios de Mongua y Sismosá, Boyacá (figura 6), el **Anexo E** presenta la columna estratigráfica del

Cretácico inferior en esta zona. En esta Formación los COT son regulares a buenos (0,7 a 1,7%) (Ver tabla 4 y figuras 19 y 20), mientras que los resultados de pirolisis indican un alto grado de madurez termal pues los S1 y S2 son muy bajos. Según el análisis visual del kerógeno de estas muestras, el 52,9% de la materia orgánica es Amorfa y el resto corresponde a fitoclastos, lo cual se asocia con un ambiente de plataforma proximal subóxica a anóxica. El kerógeno asociado a estas muestras es tipo III derivado de materia orgánica terrestre, principalmente de plantas superiores, por lo tanto, en esta Formación se encuentra la facies C *sensu* Jones¹⁴⁹. El potencial de generación de esta secuencia es agotado en el sentido de Waples¹⁵⁰.

Fm. Fόμεque (Kfo)

Los TOC de esta Formación oscilan entre 0,4 y 0,9%; los S1 y S2 son pobres (tabla 4 y figura 19) y el Tmax es de 494. La materia orgánica es MOA predominantemente, con material granular no fluorescente con valores entre 80 y 92%, %, el contenido de vitrinita es raro en las muestras y se encuentra en partículas pequeñas y comúnmente anisotrópicas con porcentaje de 5.7 a 16.2. El ambiente que se le asocia a esta materia orgánica es de cuenta distal anóxica a subóxica, caracterizado por asociaciones dominadas por MOA. Con bajo recobro de palinomorfos y depósitos de cuencas profundas o de mar estratificado especialmente de sedimentos retrabajados, propios de kerógeno tipo II/III, con un potencial agotado pues se encuentra en estado post-maduro.

Formación Tibasosa (Kit)

Esta unidad fue descrita por Uribe en la cantera de extracción de calizas de propiedad de Holcim, en cercanías al municipio de Nobsa y adicionalmente, se

¹⁴⁹ JONES, R. W. organic facies. En Advances in Petroleum Geochemistry , II. Academic Press, Londres, 1987. PP.1-90.

¹⁵⁰ WAPLES, D., Op. Cit.

tomaron algunas muestras en puntos de interés (figura 6). En la cantera fueron levantados 49,9 m de columna, en donde se caracteriza por ser una intercalación de calizas fosilíferas, con presencia de ostreidos, en capas de hasta 3 m de espesor con geometría tabular y capas delgadas de limolitas calcáreas fosilíferas (Uribe, 2010) (figura 23).

Los contenidos de COT oscilan entre 0,67 y 0,938%. En esta misma cantera, en un nivel estratigráficamente más alto, se tomó una muestra de *shale* carbonoso con COT de 2,93%. Por su parte, en el núcleo de un anticlinal al Oeste del municipio de Pesca (M-005) se encontró una capa de *shale* carbonoso de 4 m de espesor en el miembro arenáceo (Kit2) que tiene un TOC de 8,0%; donde además se evidenció la presencia de bitumen sólido. La información arrojada por la pirolisis rock-eval muestra un potencial de generación *agotado* pues los hidrocarburos libres (S1) en todas las muestras no exceden 0,1 mgHC/gRoca y los hidrocarburos expulsados (S2) también son bajos (tabla 4) a pesar de los ocasionalmente altos COT. Los IH no exceden 50 mgHC/gCOT, mientras que los IO alcanzan hasta 200 mgHC/gCOT (figura 21).

El Tmax es muy variable debido al alto grado de alteración termal de las muestras. El Ro de la M-005 indica que está en el pico de la ventana de generación (0,8%). En las muestras PS-E32-M63 y PS-E37-M75, tomada en cercanías a la cantera de Nobsa, el índice de coloración de esporas (ICE) oscila entre 6-6,5 Y 8-8,5, que ubica este sector entre 0,7 y 1.3 %Ro, es decir entre la ventana de generación del aceite y del gas húmedo. Según el AVK de esta muestra, la materia orgánica está conformada principalmente por MOA (60-85%) y 15% a 40% () de leños, en su mayoría oxidados.

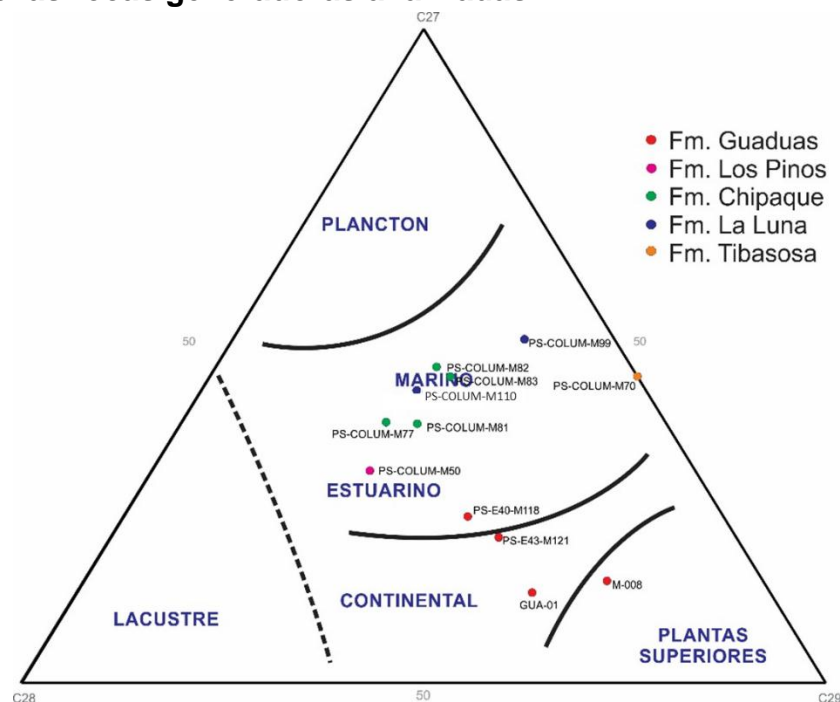
La materia orgánica de la Formación Tibasosa (en el único extracto de bitumen de esta unidad) puede tener una afinidad de la materia orgánica marina (figura d) por la distribución de las parafinas en forma de campana (Waples y Curiale, 2000). Su

índice Pr/F es inferior a 1, lo cual indica depositación bajo condiciones anóxicas; el TAR (18,54) y CPI (1,32) indican la preferencia por la materia orgánica terrígena pues predominan los alcanos impares sobre los pares. Aunque debido al contexto estratigráfico se infiere que estos índices pueden estar afectados por la madurez termal y por la calidad del extracto (**Anexo B y G**).

En la fracción de saturados, los hopanos dominan sobre los terpanos tricíclicos. El índice de gamacerano (0,08) indica baja salinidad en el ambiente de depositación; la predominancia de esteranos C₂₉ sobre C₂₇ indican un ambiente marino abierto (figura 22). Finalmente, el índice Diasteranos/Esteranos C₂₇ (0,394) podría indicar un nivel elevado de maduración termal.

En conclusión la muestra refleja una facies orgánica BC (tabla 5) marina abierta carbonática, de condiciones anóxicas-disóxicas, con posible aporte de materia orgánica continental.

Figura 22. Diagrama ternario de esteranos C27-C28-C29 para los extractos de bitumen de las rocas generadoras analizadas.



Formación Chipaque (Ksc)

Esta Formación fue descrita en la sección El Crucero (vía Sogamoso-Aguazul) por Uribe (2010), y muestreada en algunos sectores de interés (figura 6), también se tienen extractos de la Fm. Conejo (equivalente en edad) en el Páramo de Güina. En la sección El Crucero afloran ~480m de la Fm. Chipaque sin observarse la base¹⁵¹, hasta la base de la Fm. Arenisca Dura. Según Vergara¹⁵², en este sector está conformada principalmente por *shales* gris oscuro con laminación paralela y ondulada, alternando con capas de espesor grueso a medio de areniscas de grano fino a muy fino, y limolitas con laminación ondulosa, la glauconita y los fosfatos son poco comunes en las areniscas. Se recalca la ocurrencia de láminas de bentonita en intervalos de la parte baja de la sección así como truncación angular de capas de *shales* asociados con capas de arcillas con abundantes restos de plantas.

¹⁵¹ VERGARA, L., RODRIGUEZ, G., MARTINEZ, I. Agglutinated foraminifera and sequence stratigraphy from the Chipaque Formation (upper Cretaceous) of El Crucero section, Colombia, South America. *Micropaleontology*, Vol. 43, No. 2, 1997. P. 2.

¹⁵² *Ibid.*, p. 4.

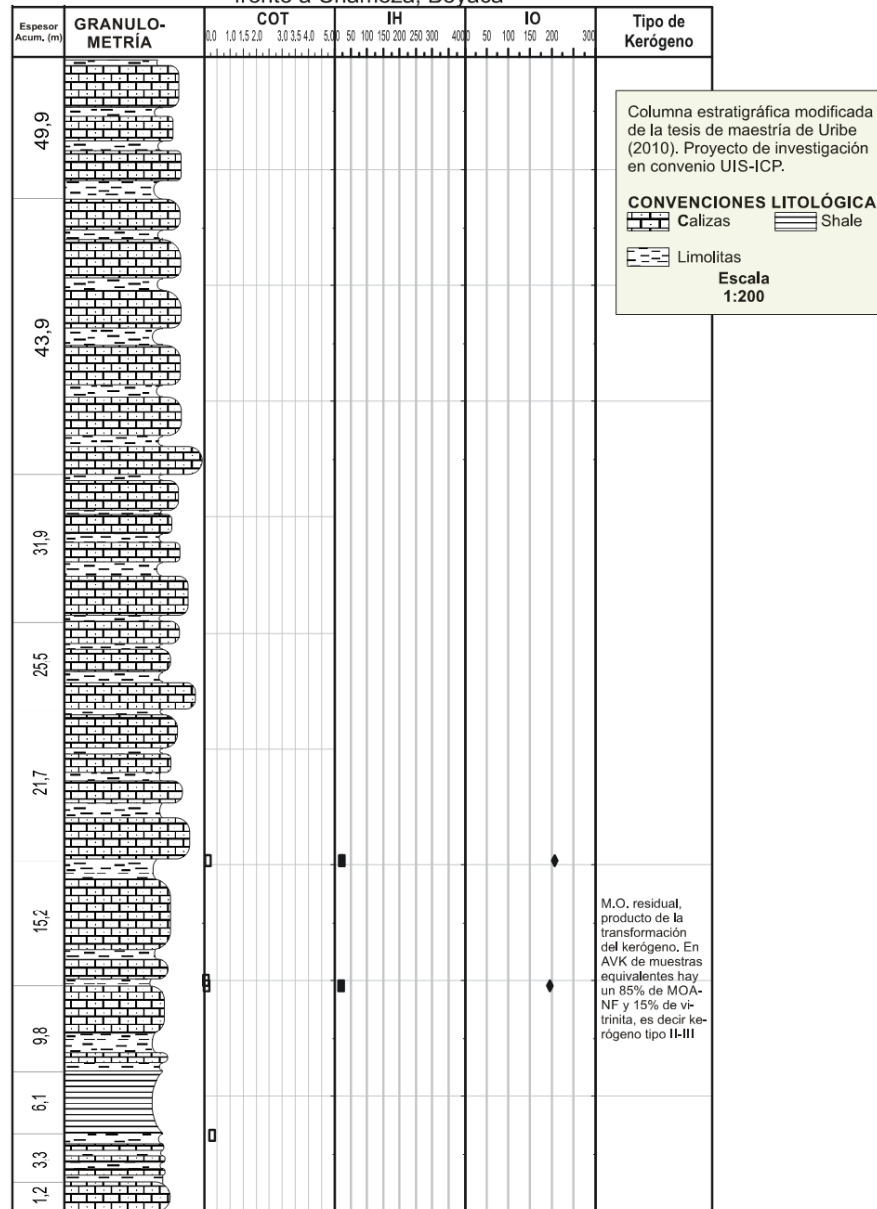
Tabla 5. Facies orgánicas generales de las muestras analizadas en este trabajo y en la tesis de Uribe.

ÁREA	IDENTIFICACIÓN	FORM.	LITOLOGÍA	TOC	TOC	IH	IHo ²	LIPTINITA	MOA (%)		FITOCLAS	FACIES ORGÁNICA ³	%Ro
				medido	original ¹	medido		(%)	F	NF	TO (%)		
SOAPAGA (Uribe, 2010)	PS-E44-M119	KTg	Carbón	72,772	74,587	246	246	Tr	-	2	98	C	0,5
	PS-E44-M121	KTg	Carbón	69,576	72,772	290	290	Tr	-	1	99	C	
	PS-COLUM-M50	Kgpi	Lodolita	1,037	1,55	62	444	Tr	-	98	2	BC	1,2
	PS-COLUM-M77	Ksc	Shale	1,677	2,27	11	323	Tr	-	61	39	B	1,1
	PS-COLUM-M82	Ksc	Shale	1,676	2,47	34	414	Tr	-	89	11	B	1,2
	PS-COLUM-99	Ksl	Shale	0,494				Tr	-	96	4	BC	
	PS-E32-M63	Kit	Shale	0,938	1,48	2	401	Tr	-	85	15	BC	
ESTE PROYECTO	GUA-01	KTg	Carbón	74,01	78,87	295	295	-	-	-	100	C	0,6
	GUA-02	KTg	Shale	1,28	0,91	294	354	8	-	55	37	C	
	M-008	KTg	Shale negro	33,37	28,92	275	410	18	30	23	29	C	0,4
	M-002		Shale										
		Ksc	carbonoso	1,22	1,65	330	405	10	-	67	23	BC	
	M-015	Ksch	Shale gris osc.	1,11	1,01	184	221	5	2	18	75	C	
	M-009	Kp	Shale gris osc.	1,24	0,83	270	435	22	35	18	25	BC	
	M-012	Ku	Shale negro	42,06	50,14	254	299	6	4	38	52	BC	0,7
	M-005	Kit	Shale negro	8,06	6,13	255	353	13	-	45	42	BC	0,8
	CHI-08	Ksc	Lodolita	0,96	1,13	6	190	3	-	86,2	10,8	C	1,6
	CHI-09	Ksc	Lodolita	1,04	1,33	5	263	3	-	88,9	8,1	BC	1,7
	CHI-13	Ksc	Lodolita shale	0,90	0,95	13	80	5,3	-	89,5	5,3	C	1,4
	CHI-17	Ksc	Lodolita shale	1,99	2,69	12	321	3	-	91,7	5,2	BC	1,5
	CHI-18	Ksc	Lodolita shale	1,56	2,21	10	362	3	-	95,8	1,2	BC	1,5
	CHI-19	Ksc	Lodolita shale	2,29	3,25	10	365	3	-	94,7	2,4	B	1,4

ÁREA IDENTIFICACIÓN	FORM.	LITOLOGÍA	TOC	TOC	IH	IHo ²	LIPTINITA (%)	MOA (%)		FITOCLAS TO (%)	FACIES ORGÁNICA ³	%Ro
			medido	original ¹	medido			F	NF			
UNE-01	Ku	Lodolita <i>shale</i>	2,74	3,45	5	255	3	-	57,1	40	BC	1,2
UNE-02	Ku	Lodolita <i>shale</i>	1,29	1,65	3	266	5,9	-	64,7	29,4	BC	1,8
UNE-06	Ku	Lodolita	1,77	2,42	5	329	3	-	57,1	40	BC	1,4
UNE-05	Ku	Lodolita	3,54	4,43	2	249	3	-	79,9	17,1	B	1,5
FOM-06	Kfo	Lodolita <i>shale</i>	0,78	1,01	5	277	3	-	80,8	16,2	BC	2,4
FOM-07	Kfo	Lodolita <i>shale</i>	0,98	1,4	5	362	3	-	85,6	11,4	BC	2,4
FOM-05	Kfo	Lodolita	0,65	0,92	3	351	2,9	-	91,4	5,7	BC	2,5
AJU-02	Kaj	Lodolita <i>shale</i>	0,76	0,99	4	286	3,1	-	72,6	24,2	BC	3,6
AJU-03	Kaj	Lodolita <i>shale</i>	0,85	1,14	2	306	3	-	78,8	18,2	BC	3,5
AJU-04	Kaj	Lodolita <i>shale</i>	0,73	1,1	3	397	2,9	-	94,9	2,2	BC	3,5
MAC-02	Klm	Lodolita	1,24	1,54	2	235	0	-	52,9	47,1	C	2,8
MAC-08	Klm	Lodolita	1,74	2,15	2	235	0	-	52,9	47,1	C	2,5

Figura 23. Columna estratigráfica de la Formación Tibasosa y las propiedades geoquímicas asociadas, mostrando el tipo de materia orgánica y el Cromatograma de whole oil de la muestra G-M70.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA FORMACIÓN TIBASOSA (Kimt2)
Y SUS PROPIEDADES DE ROCA GENERADORA
frente a Chámeza, Boyacá



Modificado de URIBE, E.. Determinación de las rocas fuentes y de las condiciones de generación de las manifestaciones de petróleo presentes en el bloque Soapaga (Boyacá-Colombia)". Director: Ph.D Mario García González. Tesis de Maestría. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Geología. 2010. 199 PP.

El análisis geoquímico de la Fm. Chipaque en El Crucero muestra COT buenos, que oscilan entre 1 y 1,9%. Los S1 y S2 son pobres, es decir, con bajo potencial de generación. Los IH no exceden los 60mgHC/gCOT y el IO máximo es de 51 mgHC/gCOT (figura 21). Una medida de vitrinita en la parte más inferior de la sección señala que se encuentra en la fase tardía de maduración (1,14%Ro).

Los extractos de bitumen reflejan un ambiente marino abierto según los esteranos C₂₇-C₂₉ (figura 22). El whole oil de la muestra PS-COLUM-M77 muestra una abundancia de parafinas de alto peso molecular (>nC₂₁) sobre las de bajo peso, indicando abundancia de M.O. de origen continental, sin desestimar la M.O. marina, lo cual es corroborado por el AVK (tabla 5). Por su parte, en la muestra PS-COLUM-M82 (más arriba estratigráficamente), predominan las de bajo peso molecular, indicando mayor aporte de materia orgánica marina, correspondiendo con el AVK, que muestra un 89% de M.O.A vs 11% de vitrinitas, es decir, un kerógeno tipo II. El CPI refleja un ambiente marino y los índices bajos de Pristano/nC₁₇ y Fitano/nC₁₈ reflejan un ambiente marino dominado por *shales* (figura 24), corroborado por el índice Diasterano/Esterano (0,516-0,975). Corresponde a una facies orgánica tipo B, que se caracteriza por un ambiente marino siliciclástico, de condiciones anóxicas, con aporte principal de materia orgánica marina sin desestimar la continental. El **Anexo B** contiene los fragmentogramas y cromatogramas de las muestras de la Fm. Chipaque.

En el Páramo de Güina, la Fm. Chipaque se encuentra entrando en ventana de generación de aceite, por lo que es un excelente lugar de estudio para analizar sus facies orgánicas. En esta localidad la Fm. Chipaque tiene COT entre 0,2 y 25% (Blanco, 2012). Su potencial de generación se estima de regular a excelente con S2 entre 0,1 y 121,8 mgHC/groca, con índices de hidrógeno máximo de 486, es decir, un kerógeno tipo II y su madurez es baja, según indica el Tmax (426-441°C). La materia orgánica predominante es Amorfa, seguida por fitoclastos (Blanco, 2012). Los extractos de bitumen en este sector muestran una roca

inmadura donde no se han desarrollado todos los compuestos (figura 25). El índice Pr/F indica depositación en un ambiente anóxico; el CPI y TAR indican aporte de material marino. Los contenidos de esteranos C₂₇-C₂₉ son decrecientes, predominando el C27, indicando una influencia marina, confirmado por los homohopanos decrecientes de C₃₁ a C₃₅.

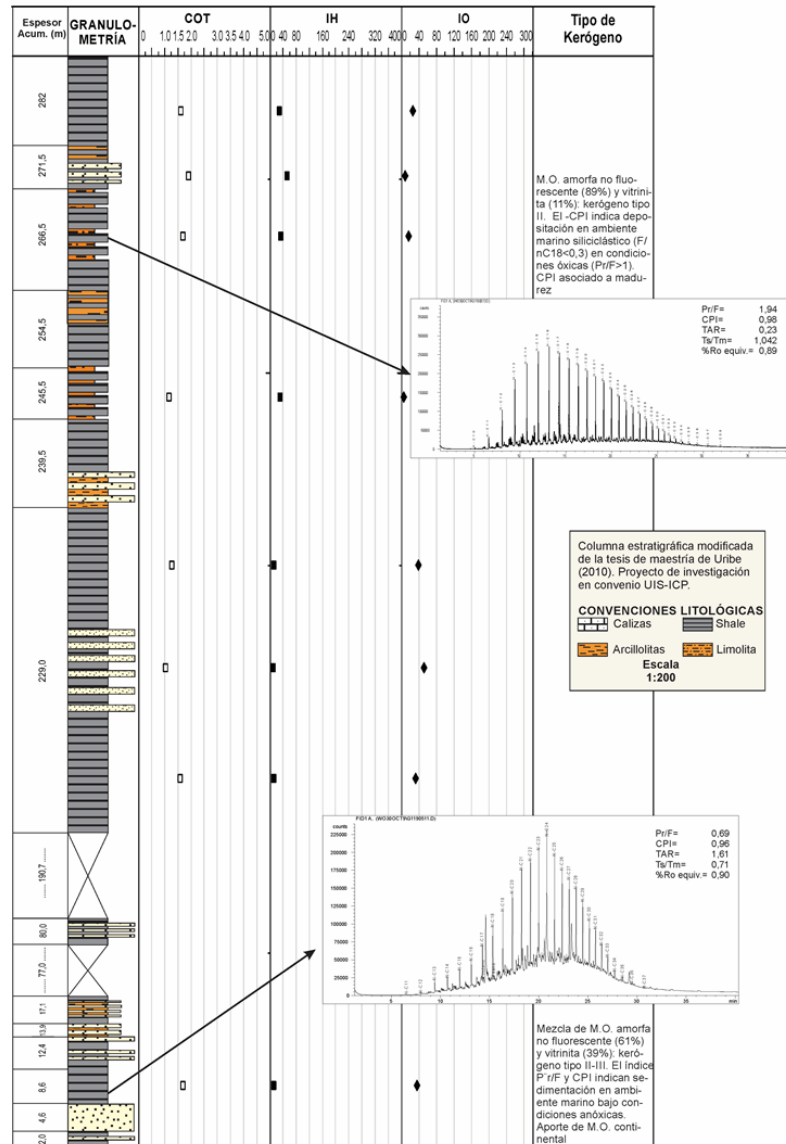
Grupo Guadalupe -Formaciones Plaeners (Kgp) y Los Pinos (Kgpi)-

En la vía Paz del Río-Socha, Uribe¹⁵³ describió una sección de 189m como la Formación La Luna. Allí, está constituida por *shales* grises, limolitas con algunos niveles fosilíferos y areniscas intercalados con capas de calizas, las cuales se van volviendo abundantes progresivamente hacia el tope. El segmento más superior de la descripción está conformado por areniscas fosfáticas con nódulos fosfáticos y areniscas calcáreas con bivalvos de 2 a 7 mm de diámetro. En esta columna (figura 26) se observó la presencia de especímenes de foraminíferos del género *siphogenerinoides*, los cuales según conversación con el grupo de micro-paleontología del ICP se ubican en el Cretácico superior (Campaniano), edad que corresponde en este sector a un cambio lateral de facies de la Formación Plaeners (figura 27). Por este motivo, las Formaciones Los Pinos y Plaeners (Miembros inferior y medio del Grupo Guadalupe) se agrupan en este apartado para la descripción de sus facies.

¹⁵³ Ibid., Anexo 5.

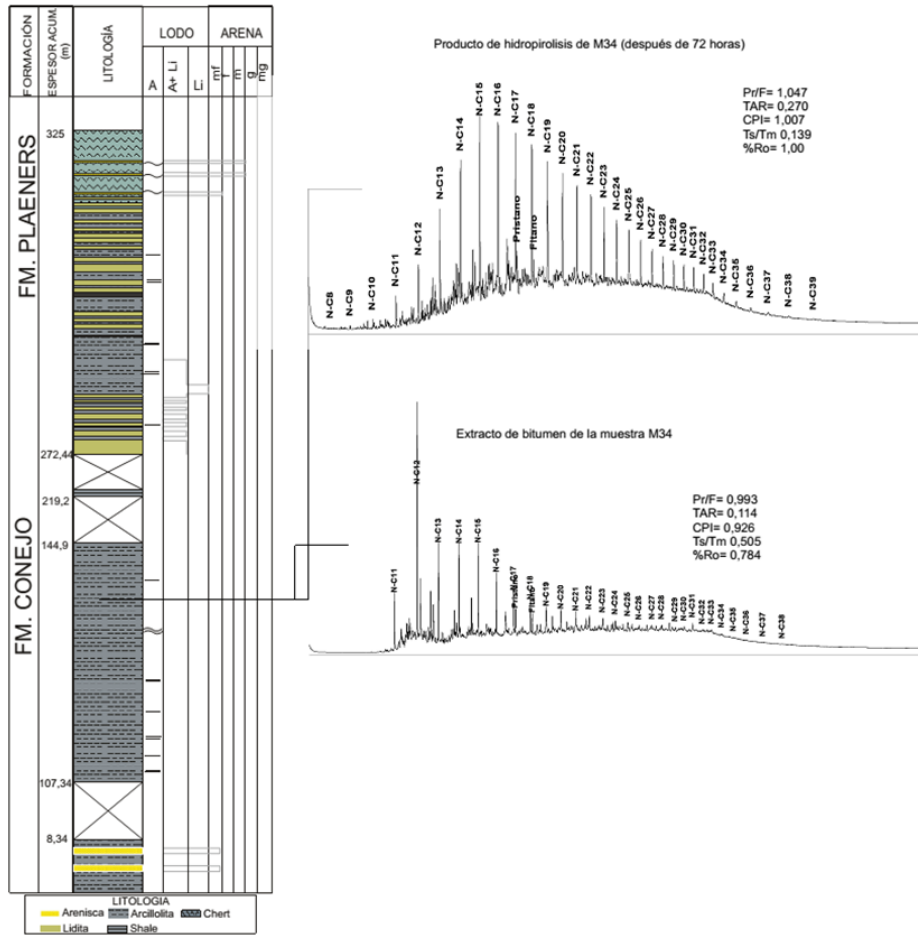
Figura 24. Columna estratigráfica de la Formación Chipaque y las propiedades geoquímicas asociadas, mostrando el tipo de materia orgánica y el Cromatograma de whole oil de la muestra G-M77 y G-M82.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA FORMACIÓN CHIPAQUE
Y SUS PROPIEDADES DE ROCA GENERADORA
Vía Sogamoso-El Crucero, Boyacá



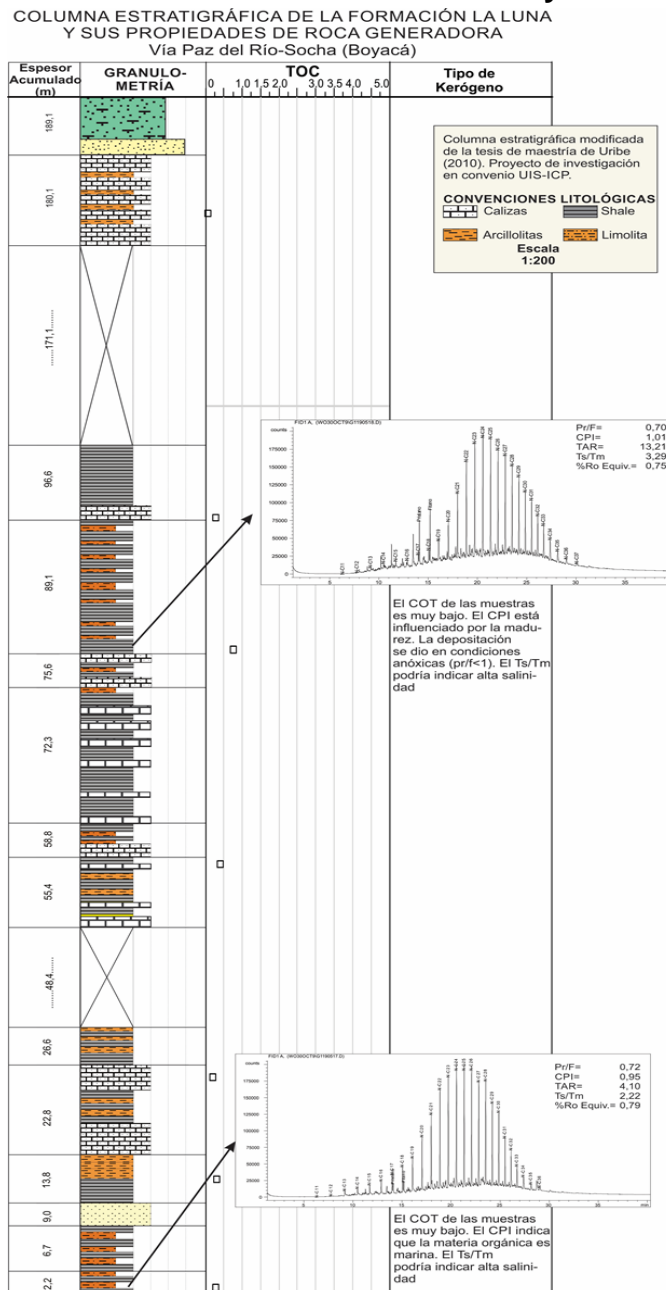
Modificado de: VERGARA, L., RODRIGUEZ, G., MARTINEZ, I. Agglutinated foraminifera and sequence stratigraphy from the Chipaque Formation (upper Cretaceous) of El Crucero section, Colombia, South America. Micropaleontology, Vol. 43, No. 2, 1997. P. 2. Anexo 6

Figura 25. Columna estratigráfica de la Fm. Chipaque en el Páramo de Güina, mostrando un extracto de bitumen antes y después de hidropirólisis.



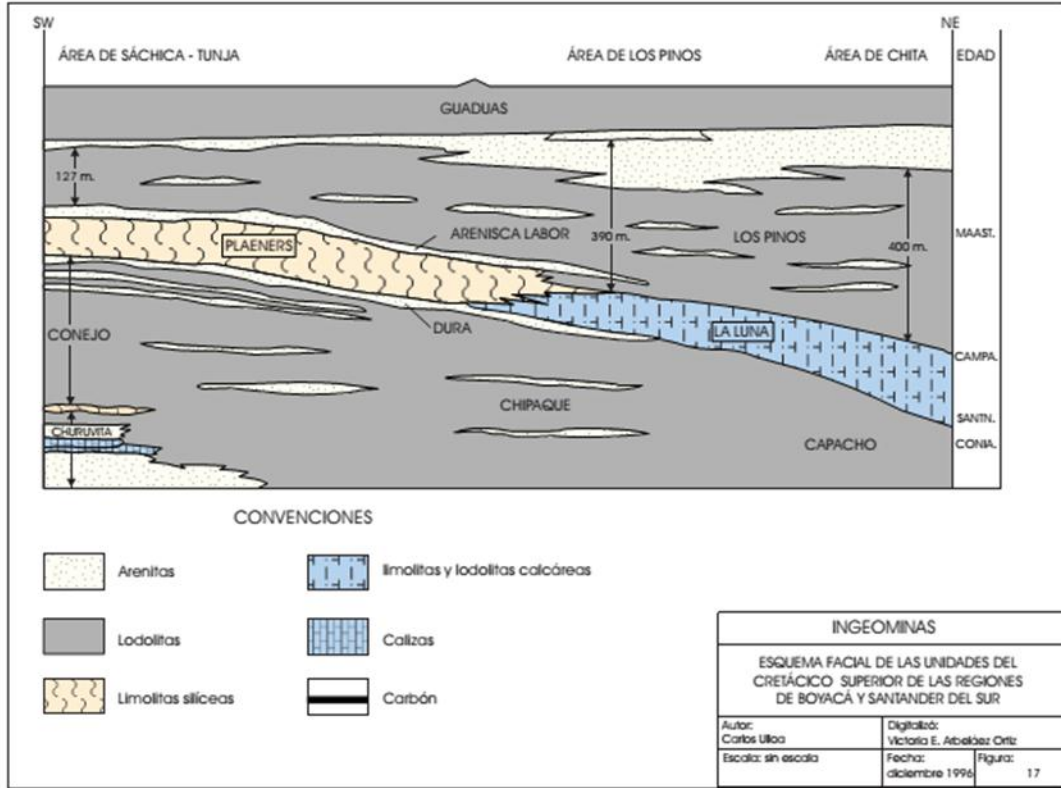
Modificado de BLANCO, V. Modeling and geochemical characterization of organic facies in the Upper Cretaceous Chipaque Formation, Easter Cordillera and Llanos Foothills, Colombia. Tesis de Maestría. New Castle University: School of Civil engineering and geosciences 2012. 131 p

Figura 26. Columna estratigráfica de la Formación Plaeners (La Luna) en la vía Paz del Río-Socha, mostrando la materia orgánica de muestra G-M99 y los cromatograma whole oil de las muestras G-M99 y G-M110.



Fuente: URIBE, E.. Determinación de las rocas fuentes y de las condiciones de generación de las manifestaciones de petróleo presentes en el bloque Soapaga (Boyacá-Colombia)". Director: Ph.D Mario García González. Tesis de Maestría. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Geología. 2010. 199 PP. Anexo 7

Figura 27. Esquema de variación lateral de facies de las Formaciones del Cretácico Superior en la Cordillera Oriental entre el área de Sáchica-Tunja y Chita, en sentido SW-NE (Boyacá).



Fuente: URIBE, E.. Determinación de las rocas fuentes y de las condiciones de generación de las manifestaciones de petróleo presentes en el bloque Soapaga (Boyacá-Colombia)". Director: Ph.D Mario García González. Tesis de Maestría. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Geología. 2010. 199 PP. Anexo 7

La Formación Plaeners (La Luna) en la vía Paz del Rio-Socha tienen COT pobre (entre 0,07 y 0,5). Por su bajo COT no tienen pirolisis. El AVK de la muestra G-M99 refleja alto aporte de materia orgánica marina (96% de MOA-NF) versus 4% de fitoclastos. Esto indica que para esta muestra el kerógeno es tipo II.

Se hicieron dos extracciones de bitumen (G-M99 y G-M110) (figura 26), donde se observa un perfil de whole oil típico de un ambiente marino siliciclástico, un índice Pr/F < 1, es decir, condiciones anóxicas. El CPI es cercano a 1, lo cual está

relacionado a los ambientes marinos. Tm es mucho menor que el Ts, mostrando altos índices Ts/Tm, reflejando un avanzado estado de madurez termal y el %Ro equivalente indica que se encuentra en la ventana de generación.

La relación C27/C29 (1,709 y 2,149) indica un mayor aporte de M.O. marina. El índice de Gamacerano es bajo y Ol/H30 es moderado, por lo tanto, es un ambiente marino abierto con algún aporte de M.O terrestre. Los fragmentogramas fueron hechos en crudo total por masa insuficiente, por este motivo los análisis podrían presentar interferencias y co-elución con otros compuestos.

La facies orgánica en estas dos muestras es BC, con un kerógeno tipo II, aunque con bajo COT, depositada en un ambiente marino abierto, bajo condiciones anóxicas.

La Formación Los Pinos, por su parte, fue descrita por Uribe en la vía de Tópaga a Mongua (Boyacá), donde corresponde a una secuencia siliciclástica de 105m de espesor (figura 28). En su base se compone de una intercalación de areniscas de grano fino con lodolitas grises. Las areniscas son glauconíticas y tienen baja porosidad. En su parte media se compone de *shales* intercalados con areniscas cuarzosas de grano fino. Las limolitas tienen laminación flaser. Las proporciones de areniscas aumentan hacia el tope de la Formación hasta la base de la Fm. Arenisca Tierna¹⁵⁴.

En el AVK de la muestra G-M50, que tiene COT de 1,03% y un bajo IH actual (62mgHC/gTOC), la MOA-NF es el principal constituyente del kerógeno (98%), por lo tanto, corresponde a un ambiente marino. Esta muestra tienen un %Ro de 1,2, es decir, entrando a la ventana del gas húmedo, que está relacionado con la baja fluorescencia de la MOA.

¹⁵⁴ URIBE, E., Op. Cit., Anexo

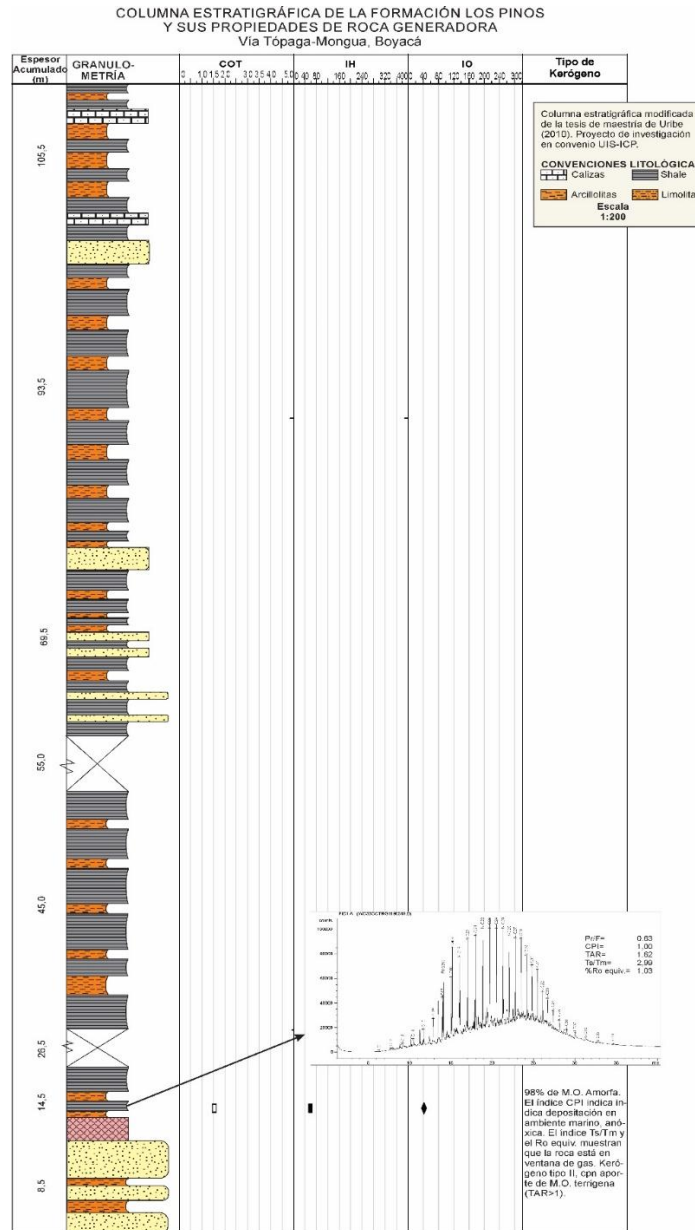
En el Cromatograma de whole oil del extracto de bitumen de esta muestra se ve un perfil de crudo de origen marino (CPI) (figura 26 y **Anexo C**), depositado bajo condiciones anóxicas (Pr/F de 0,63), también se evidencia aporte de M.O. continental (TAR=1,62). La relación C27/C29 es de 1,27, es decir un mayor aporte de M.O. marina, sin desestimar la continental y en el diagrama ternario C27-C29 sitúa la muestra en un ambiente estuarino (figura 22). El índice de Gamacerano es bajo (0,27). H35/H34 es alto, es decir que hay aporte carbonático.

Formación Guaduas (KTg)

Esta Formación fue muestreada por Uribe en cercanías al municipio de Socha y en esta campaña de campo en la mina El Porvenir, cerca del municipio de Tasco, en los alrededores de la Laguna de Tota y al NE de Tuta (figura 6). La mayoría de las muestras recolectadas corresponden a carbones, cuyos COT oscilan entre 1 (en *shales*) y 75%. Esta roca tiene las mejores características de roca generadora, pues exhibe S2 de hasta 239mgHC/gRoca, con un IH máx. de 320 mgHC/gCOT e IO máx. de 78 mgHC/gCOT. El análisis visual del kerógeno de estas muestras refleja un aporte de materia orgánica mayoritariamente continental (tabla 5).

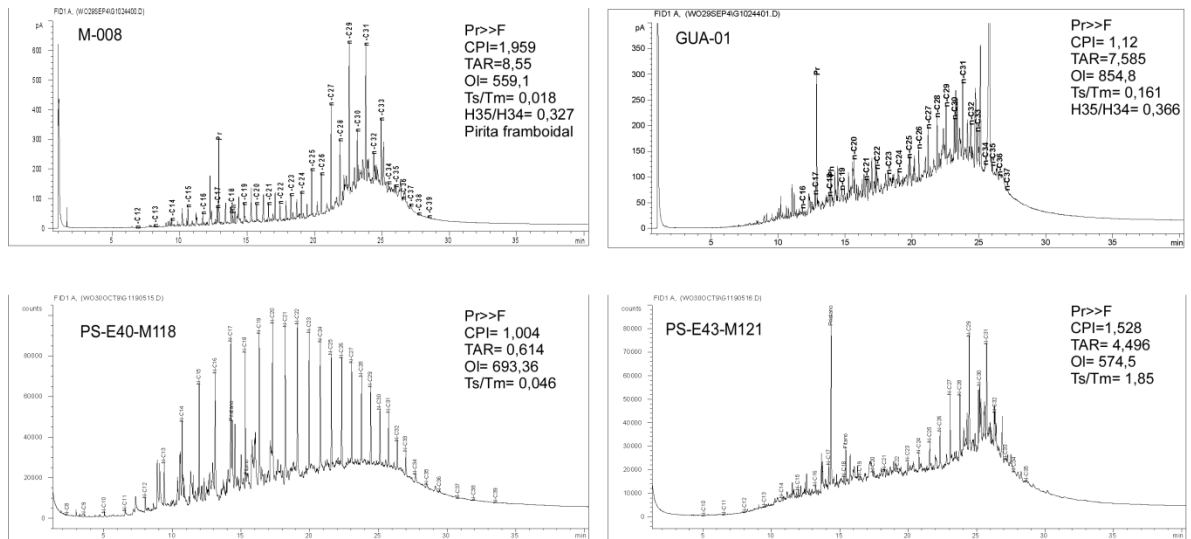
La figura 29 presenta los extractos de bitumen de la Formación Guaduas, los cuales presentan en general condiciones de depositación oxidantes (Pr>>F), donde el aporte de materia orgánica es predominantemente continental (TAR>1), excepto en la muestra PS-E40-M118, donde el TAR y CPI son menores (**Anexo F**), indicando que en este sector (ver figura 6) las condiciones de depositación fueron más profundas. El Ts/Tm indica que estas muestras tienen un bajo grado de evolución termal. La abundancia de Oleanano confirma el alto aporte de plantas superiores.

Figura 28. Columna estratigráfica de la Formación Los Pinos en la vía Tópaga-Mongua, mostrando el whole oil del extracto de la muestra G-M50.



Fuente: URIBE, E.. Determinación de las rocas fuentes y de las condiciones de generación de las manifestaciones de petróleo presentes en el bloque Soapaga (Boyacá-Colombia)”. Director: Ph.D Mario García González. Tesis de Maestría. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Geología. 2010. 199 PP. Anexo 7

Figura 29. Extractos de bitumen de la Formación Guaduas en diferentes localidades.



En general, la Fm. Guaduas exhibe dos facies relativamente similares: 1) carbones de ambiente proximal, con alta oxigenación y abundante suministro de materia orgánica de plantas superiores, con una tasa de acumulación moderada, con abundante transporte de la materia orgánica, esta facies se reconoció en las muestras GUA-01, PS-E43-M118 y PS-E43-M121. y la facies 2), típica de carbones depositados en ambiente transicional con entrada de materia orgánica marina, con abundancia de algas marinas, la predominancia de MOA fluorescente indica unas condiciones reductoras (también presencia de pirita framboidal (M-008), y con tasa de acumulación rápida.

4.2 ANÁLISIS DE CRUDO

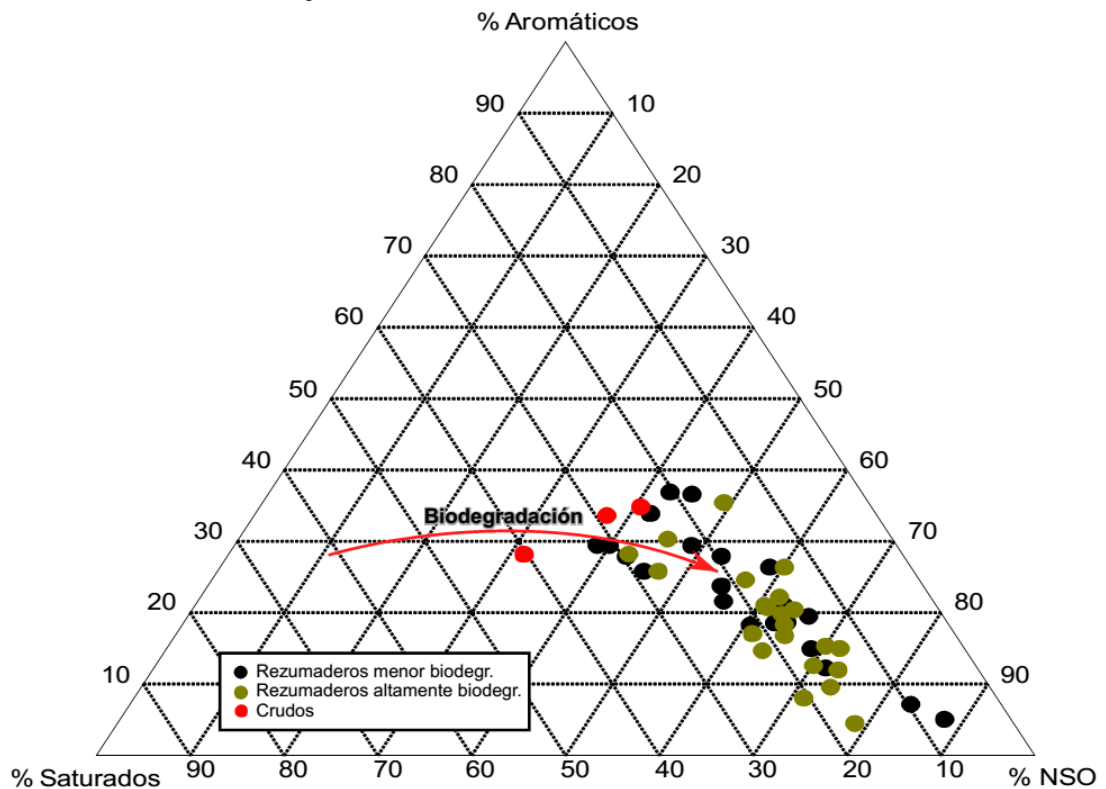
Se monitorearon los fragmentogramas de los iones m/z 85, 177, 191, 217 y 218 en la fracción saturada y los iones m/z 198, 231, 245 y 253 de la fracción aromática, de 47 muestras entre crudo, rezumaderos y arenas bituminosas recolectadas tanto por Uribe, como de un nuevo set de muestras de rezumaderos (tabla 2 y figura 6),

además de los diamantoides de tres muestras de crudos. Para el análisis de ambiente y madurez, de las 47 muestras, se seleccionaron 25 viables según los criterios mencionados en la metodología.

4.2.1 Mezcla y biodegradación de los crudos Para analizar la biodegradación de los crudos de la zona se emplearon cuatro parámetros principales obtenidos a partir de la cromatografía líquida y gaseosa. El primer indicador de biodegradación es la relación de compuestos NSO vs los compuestos saturados. Para este caso, los compuestos NSO predominan sobre los hidrocarburos aromáticos y saturados (figura 30) en una relación 1:2; mientras que en el caso de los dos crudos analizados (Corrales y Bolívar), esta relación es menor, indicando un menor grado de biodegradación.

Por medio de la cromatografía gaseosa de crudo total (*whole oil*) también es posible determinar el grado de biodegradación. Entre más pronunciada sea la curva de compuestos no desarrollados (UCM o Unresolved complex mixture) y menos desarrollados se encuentren las parafinas, mayor será el grado de biodegradación; lo cual es evidente en todas las muestras en diferentes escalas (figura 32 y **anexos B y C**). En estas figuras es posible reconocer que todas las muestras de superficie se encuentran empobrecidas en parafinas y el *hump* de la curva UCM está muy elevado. Por su parte, en los crudos Bolívar-1D y Corrales-1, que son las que presentan la menor degradación de todas, la curva UCM es mucho menos elevada (figura 32 a) y las cadenas de alcanos normales n-C₃ a n-C₁₉ están presentes (figura 32 a y b) pero estos últimos son producto de una recarga del reservorio posterior a la biodegradación.

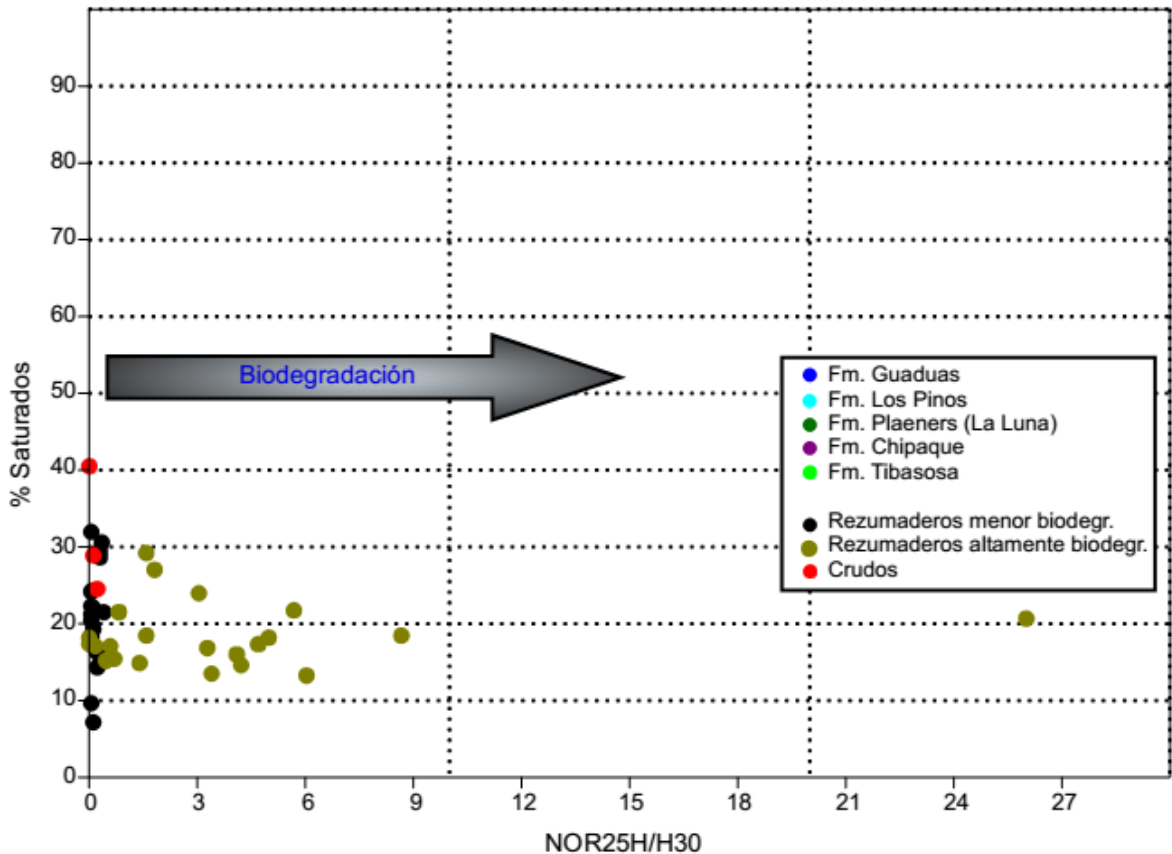
Figura 30. Diagrama ternario de las proporciones de hidrocarburos saturados, aromáticos y resinas+asfaltenos.



Finalmente, la presencia de 25-Norhopano, el empobrecimiento de hopanos y la disminución en el epímero R de los terpanos tricíclicos TR₂₄-TR₃₀ son marcadores de remoción de compuestos por bacterias. Como se observa en la figura 31y el **Anexo D**, la mayoría de los rezumaderos evidencian la presencia de 25-Norhopano, siendo más dominante en las muestras M-013, M-011, M-010, M-014, R-M2, R-M3, R-M4, R-M5, R-M6, R-M7, R-M37, R-M40, R-M45, R-M33, R-M35. En las mismas muestras y adicionalmente, las R-M12, R-M16, R-M32, R-M36, R-M38 y R-M66 la disminución del epímero R de los terpanos tricíclicos TR₂₄-TR₃₀ es evidente. Estas muestras fueron excluidas de los análisis de ambiente y madurez pues no reflejan la composición real del crudo. Según Wenger (2002), la presencia de 25-Norhopano refleja un grado 7 en su escala de biodegradación (tabla 7). En las muestras analizadas también se observa la remoción de compuestos hopanos, sin formación de 25-Norhopano, lo cual corresponde un

grado incluso mayor de biodegradación (rango 9 en la escala de Wenger, 2002) (tabla 7). Estas muestras también fueron excluidas de los análisis por las mismas razones.

Figura 31. Diagrama del índice 25-Nohhopano/H30 vs % de saturados para mostrar el grado de biodegradación de las muestras, donde se separan las muestras con mayor grado de biodegradación, que fueron excluidas del resto de los análisis.



El análisis de la biodegradación permitió reconocer la mezcla de crudos en las muestras estudiadas. Se destaca la ocurrencia de al menos dos eventos de carga del reservorio; siendo notorio en el 82% de las muestras, aunque la evidencia más contundente se observa en los crudos Bolívar y Corrales. Los rasgos de los crudos que apuntan a esta inferencia son: (1) en el whole oil de los crudos Bolívar y Corrales se observa un levantamiento menor en la curva UCM (Unresolved

Complex Mixture) (figura 14 y32) y un empobrecimiento en las cadenas de parafinas (C_9 a C_{18}), que es acompañado por un enriquecimiento en parafinas de bajo peso molecular C_3 a C_8 , lo cual se infiere que puede ser consecuencia de la condensación de un gas en profundidad, esto aporta estos hidrocarburos más livianos. (2) En los fragmentogramas del ion m/z 217 de las muestras PIC-01, PIC-02, PIC-03, PIC-07, PIC-06; R-M8, R-M18, R-M19, R-M20, R-M21, R-M22, R-M23, R-M24, R-M25, R-M26, R-M27, R-M30, R-M31, R-M39, R-M44 y R-M98, los esteranos se encuentran disminuidos o ausentes; mientras que los hopanos (ion m/z 191) se encuentran bien desarrollados; adicionalmente, en las muestras donde se tiene integrado el ion m/z 177, los desmetilados D_{28} a D_{34} están presentes y en algunos casos son abundantes (figura 14 y **Anexo C**), evidenciando la remoción compuestos Hopanos C_{29} - C_{35} del primer crudo acumulado, y formando los desmetilados. La presencia de estos hopanos en los fragmentogramas del ion m/z 191 indica que estos corresponden a una segunda carga parcialmente preservada.

Tabla 6. Escala de biodegradación de los crudos analizados en este proyecto *sensu* Wenger.

Escala de Biodegradación de Biomarcadores (Wenger et al., 2002)	BAJO		MOD	ALTO	SEVERO						
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
N-alcanos		■	■	■							
Alquilciclohexanos		■	■	■	■						
Isoprenoides		■	■	■	■						
Terpanos bicíclicos C14-C16			■	■	■	■					
Hopanos (25-Norhopanos formados)					■	■	■	■			
Esteranos					■	■	■	■			
25-Norhopanos o Hopanos*								■	■	■	
Diasteranos									■	■	■
Esteroides aromáticos C26-C29									■	■	■
Porphyrins									■	■	■
Metil- y dimetilnaftalenos		■	■	■	■	■					
Trimetilnaftalenos				■	■	■					
Metilfenantrenos				■	■	■					
Tetrametilnaftalenos					■	■	■	■			
Dimetilfenantrenos					■	■	■	■			
Metil-bifeniles					■	■	■	■			
Etilfenantrenos							■	■	■		
Etil- y Trimetilbifeniles						■	■	■	■		

* Hopanos degradados sin formación de 25-Norhopano

Fuente: WENGER, L., DAVIS, C, ISAKEN, G. Multiple controls on petroleum biodegradation and impact on oil quality. 2002. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 5, pp- 375-383.

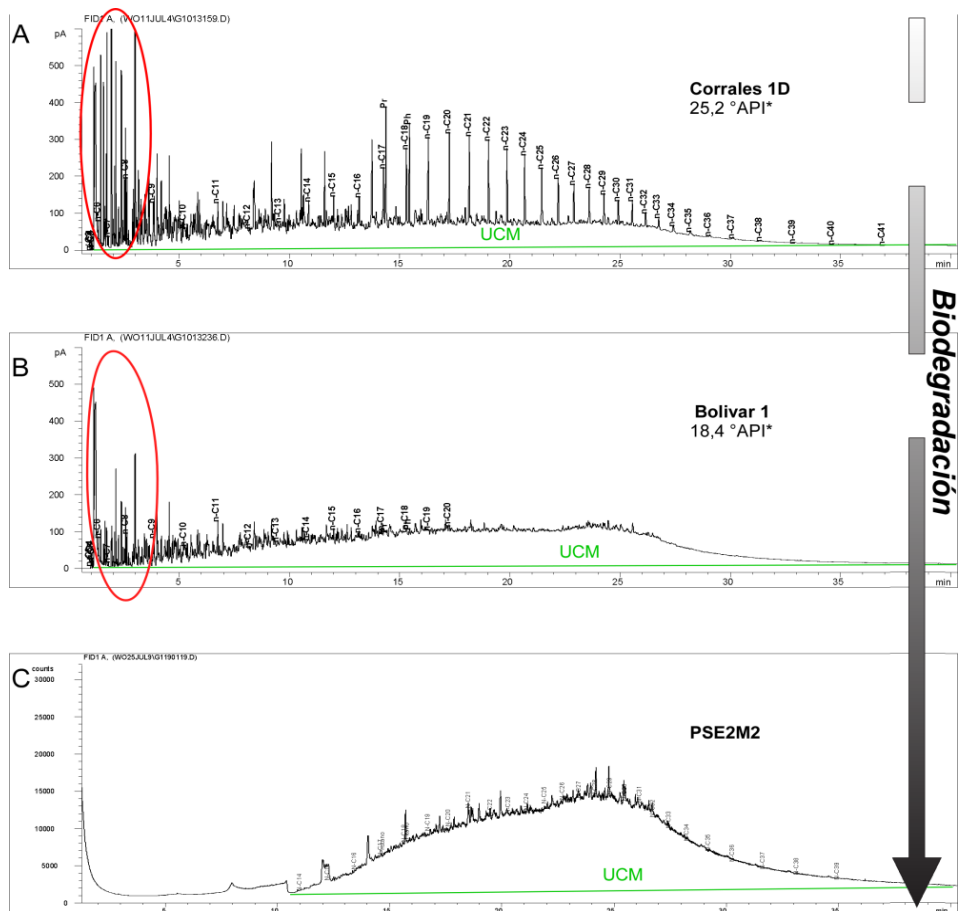
Con base en la información obtenida de los cromatogramas, los crudos se pueden separar en tres grupos según el grado de biodegradación y la ocurrencia de mezclas de la siguiente manera:

- Mezcla de dos crudos, donde ambos pulsos se encuentran biodegradados (M-013, M-011, M-010, M-014, R-M2, R-M3, R-M4, R-M5, R-M6, R-M7, R-M37, R-M40, R-M45, R-M33, R-M35, R-M12, R-M16, R-M32, R-M36, R-M38 y R-M66) (figura 14 y 32c).
- Mezcla de dos crudos, donde no se conservan las características del primer pulso y se encuentran preservados únicamente los hopanos del segundo crudo (PIC-01, PIC-02, PIC-03, PIC-07, PIC-06; R-M8, R-M18, R-M19, R-M20, R-

M21, R-M22, R-M23, R-M24, R-M25, R-M26, R-M27, R-M30, R-M31, R-M39, R-M44 y R-M98) (figura 15).

- Mezcla de dos crudos levemente biodegradados, donde se preservan características tanto del segundo, como del primer pulso (Crudos Bolívar y Corrales) (figura 32 a y b).

Figura 32. Cromatograma de *whole oil* de las principales niveles de preservación de los crudos analizados en las distintas muestras, desde un crudo con leve degradación (A), que muestra adición de crudos en un segundo pulso de migración (crudo Corrales, Formación Socha Inferior), pasando por un crudo (B), que es intermedio en las muestras presentes (crudo Bolivar, Formación Arenisca Tierna); hasta un crudo altamente biodegradado (C) (Muestra de superficie, Formación Picacho). La medida de la densidad de los crudos (gravedad API) fue suministrada por los intendentes es de los pozos Bolivar-1 y Corrales-1D, de propiedad de Omega Energy.



Se presenta un caso especial de biodegradación con las muestras R-M12, R-M16, R-M32, R-M36, R-M38 y R-M66, donde se observa la remoción y/o ausencia de los compuesto hopanos, incluso de los terpanos tricíclicos, sin presencia de 25-Norhopano. A pesar de que la ruta de degradación común que siguen los hopanos

incluye la pérdida completa de los hopanos extendidos $17\alpha(\text{H})$ C31-C35 y su transformación en C29 25-nor- $17\alpha(\text{H})$ hopano y 25-nor- $17\alpha(\text{H})$ homohopano. Sin embargo, se ha observado que también puede ocurrir la degradación de los homólogos $17\alpha(\text{H})$ hopanos de más bajo peso molecular y cuando esto sucede puede no formarse el 25-norhopano (Peters y Moldowan, 1993; Peters et al., 1996 En Perdana y Amijaya, 2010).

4.2.2 Ambiente de depósito A continuación se presentan los diagramas usados para la caracterización de los crudos analizados. El análisis de ambiente fue realizado con base en los biomarcadores hopanos y aromáticos de 24 muestras y el análisis de todos los biomarcadores y n-alcanos del crudo Corrales.

El índice Pr/F del crudo Corrales es de 1.13, que refleja unas condiciones anóxicas a sub-óxicas en la cuenca y el índice CPI es de 1.03, que marca una ligera preferencia por el aporte de materia orgánica continental pues predominan los n-alcanos de número de carbono impar¹⁵⁵. El índice TAR no es representativo del crudo porque las parafinas de bajo peso molecular (C15-C19) son producto de una segunda recarga.

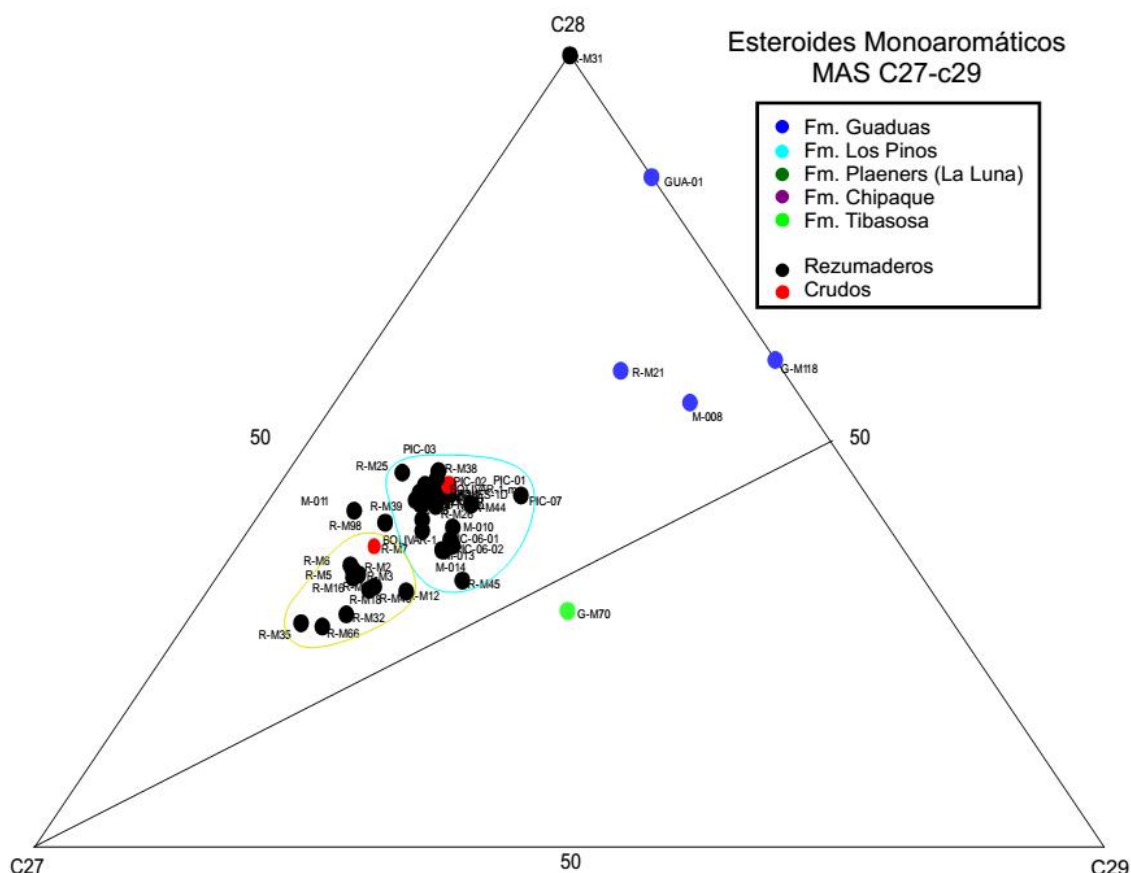
Como se mencionó en la metodología, los compuestos esteranos no se encuentran presentes en los rezumaderos y arenas bituminosas, por este motivo no se realizaron interpretaciones con estos compuestos para este tipo de muestras; únicamente en los crudos Bolívar y Corrales, donde la relación de esteranos C_{27}/C_{29} es de 1.5 y es indicadora de un ambiente de depósito marino y el índice Diasteranos/Esteranos C27 oscila entre 0,25 y 0,430, que según Peters¹⁵⁶ corresponde a un ambiente marino carbonático.

¹⁵⁵ PETERS, K., WALTERS, C., MOLDOWAN, M. Op. Cit., p. 499.

¹⁵⁶ PETERS, K., WALTERS, C., MOLDOWAN, M. Op. Cit., p. 533.

Según Peters¹⁵⁷, el diagrama ternario de Esteroides Mono-Aromáticos (MAS) C₂₇-C₂₉ correlacionan muy bien con el diagrama ternario de esteranos C₂₇-C₂₉, el cual no es presentado por los motivos mencionados en el párrafo anterior. En el diagrama MAS C₂₇-C₂₉ todos los crudos se agrupan en el sector de mayor influencia marina (ffigura 33), junto con los extractos de bitumen de la Formación Chipaque; los extractos de la Fm. Guaduas y Tibasosa no se agrupan con ninguna muestra de rezumaderos. Adicionalmente, el índice MAS C₂₉/(C₂₈+C₂₉) es menor a 0,5, que según Peters¹⁵⁸, los *shales* no marinos se caracterizan por tener índices mayores a 0,5.

Figura 33. Diagrama ternario de Esteroides Mono-Aromáticos (MAS) C₂₇-C₂₈-C₂₉.



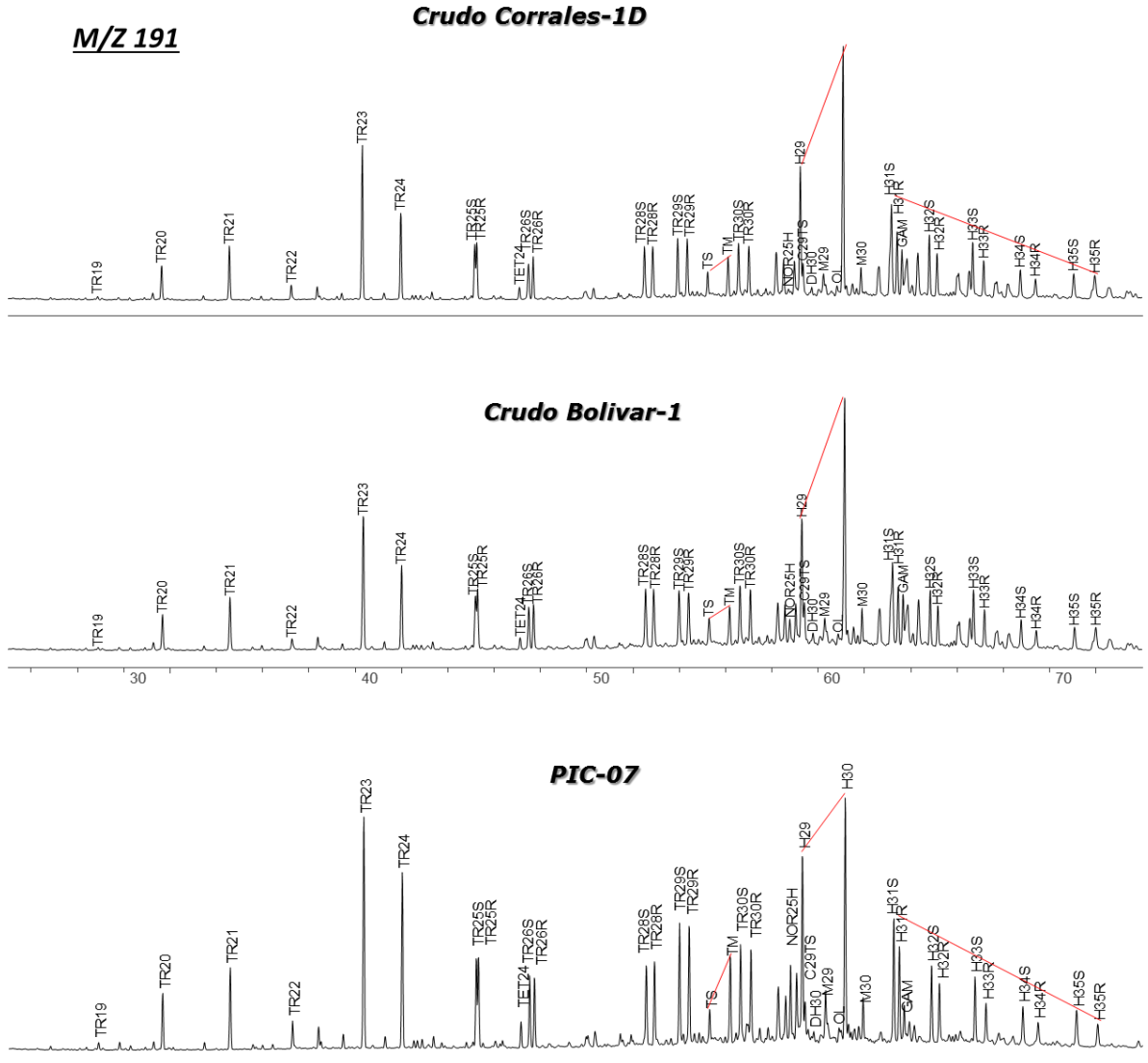
¹⁵⁷ PETERS, K., WALTERS, C., MOLDOVAN, M. Op. Cit., 583

¹⁵⁸ PETERS, K., WALTERS, C., MOLDOVAN, M. Op. Cit., p. 583.

En los fragmentogramas del ion m/z 191 se observa un patrón de homohopanos C_{31} - C_{35} de forma decreciente (figura 34) en las muestras PIC-7, PIC-01, PIC-02, PIC-03, PIC-06(01 y 02), Corrales-1D, Bolivar-1, M-11, R-M5, R-M8, R-M18, R-M19, R-M20, R-M21, R-M22, R-M23, R-M24, R-M25, R-M26, R-M27, R-M30, R-M31, R-M39, R-M-44 y R-M98, que es característico de crudos originados en ambientes marinos de aguas sub-óxicas¹⁵⁹. Además, de acuerdo con el autor la distribución de los homohopanos es una herramienta de correlación, que para este caso podría indicar que las muestras de crudos mencionados pueden venir de la misma fuente. Los terpanos tricíclicos son abundantes con respecto a los hopanos (figura 34) en la mayoría de las muestras, que se relaciona tanto con un nivel avanzado de madurez termal, como con la biodegradación. Esto es consistente para todas las muestras, excepto para las muestras R-M21 y R-M22 (**Anexo B**), que tienen predominancia de compuestos hopanos sobre los compuestos tricíclicos, que puede estar indicando que estas muestras son originadas de crudos de rocas de menor madurez que los demás.

¹⁵⁹ MOLDOWAN, M. Op. Cit.

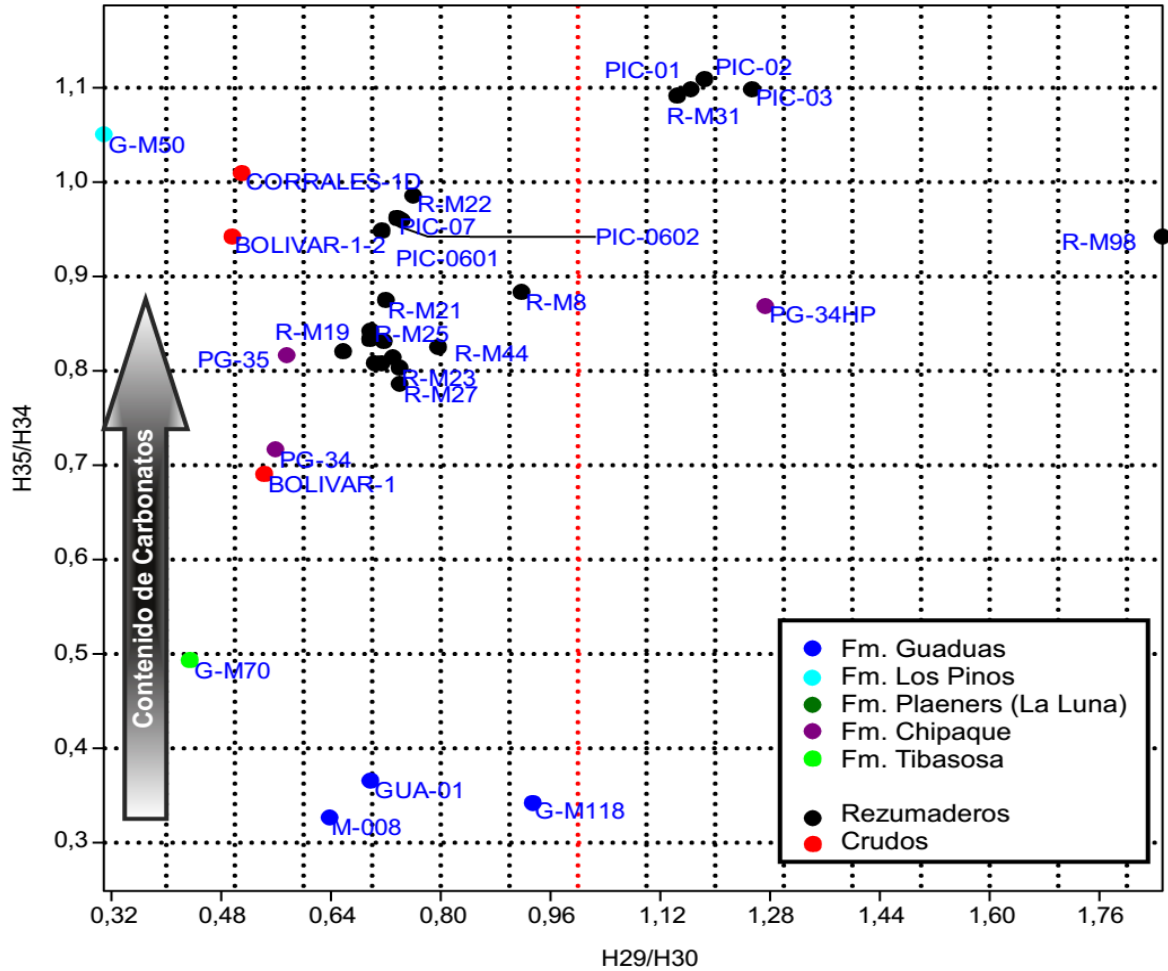
Figura 34. Ejemplos de la huella de los terpanos en el ion z7 191, donde se observa un patrón de homohopanos H31-H35 en escalera para todas las muestras; H29<H30 y Ts<Tm.



En las figura 35 se observa una separación de tres grupos. El grupo conformado por las muestras PIC-1, 2 y 3 y R-M31 que tiene una afinidad marina carbonática pues tiene $H29/H30 > 1$ y $H35/H34 > 0,8$; la segunda agrupación que muestra un menor contenido de carbonatos y reúne a los demás rezumaderos y se distingue del anterior por su $H29/H30 < 1$. El tercer grupo corresponde a los crudos bolívar y

corrales que tienen el H29/H30 más bajo, es decir mayor afinidad siliciclástica aunque el H35/H34 es variable, oscilando entre 0,7 y 1.

Figura 35. Diagrama C29/C30 hopanos vs Homohopanos C35/C34.



La relación de terpanos tricíclicos C_{26}/C_{25} oscila entre 0.5 y 1, que corresponde a un ambiente marino para los rezumaderos y crudos¹⁶⁰ (figura 36). Y el índice Oleanano/H30 indica bajo aporte de material derivado de plantas con flores (angiospermas). Aunque todas las muestras se agrupan en el rango marino, se distinguen dos grupos separados por el corte de 0,7 de 26/25 Tri, donde los que

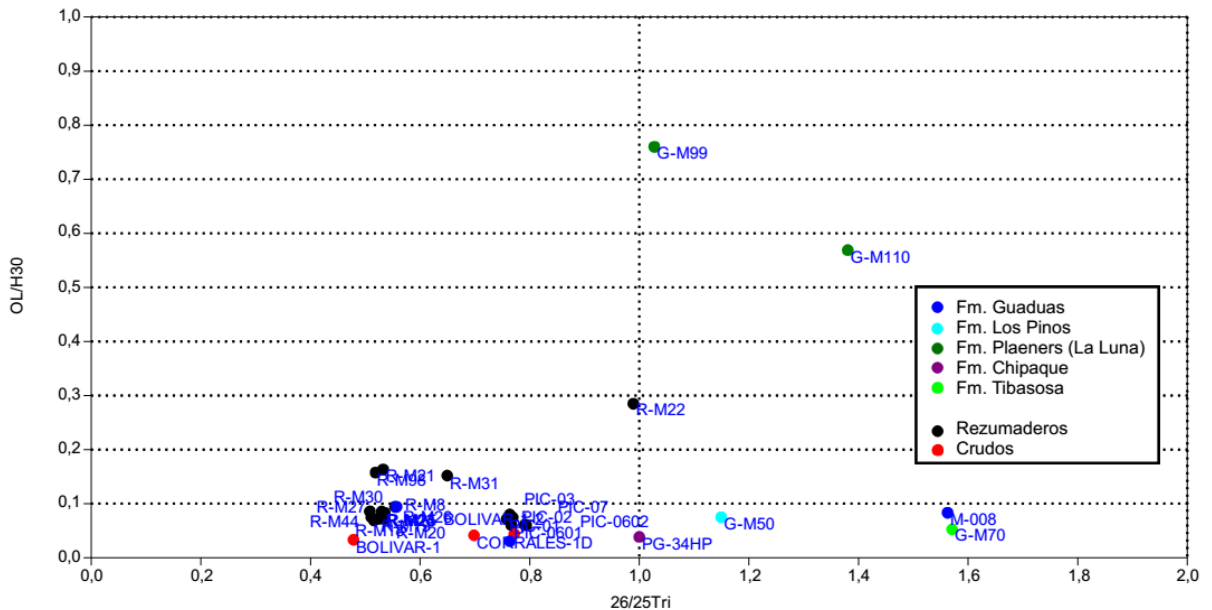
¹⁶⁰ PERMANYER, A. La geoquímica orgánica en exploración y producción de petróleo: perspectivas y ejemplos de aplicación. 2000. P. 11.

están por encima de este corte tienen una afinidad más marina que los que están por debajo¹⁶¹. Los extractos de bitumen de todas las muestras reflejan un ambiente no marino y las muestras de la Fm. Plaeners presentan los mayores OI/H30 aunque bajos. El índice de Oleanano refleja además, que los crudos son originados de una roca generadora de edad Cretácico tardío o Cenozoico. El índice de terpanos tricíclicos C19/C23 (0.019 a 0,053) resalta un bajo aporte de materia orgánica de plantas superiores para los crudos y rezumaderos, así como los extractos del Cretácico; por su parte, los valores más altos de este índice se encuentran en los extractos de la Fm. Guaduas, de ambiente deltaico.

En la figura 37 se enfrentaron el índice de Gamacerano vs el índice de homohopanos ($H_{35}/(H_{31}-H_{35})$), aquí se marca una afinidad marina dada principalmente por el índice de Homohopanos y de baja salinidad, pues el índice de gamacerano es muy bajo, es decir que los crudos pueden estar asociados a una roca generadora depositada en un ambiente con entrada de aguas dulces (deltaico). Los extractos de bitumen de la Fm. Guaduas presentan los más bajos valores de estos dos parámetros, mientras que los de la Fm. Chipaque se ubican dentro de la tendencia marina.

¹⁶¹ MOLDOWAN, M. Op. Cit.

Figura 36. Diagrama de índice de Oleanano vs Terpanos tricíclicos 26/25. Se observan dos agrupaciones de rezumaderos, ambos de origen marino (26/25Tri<1). Los extractos reflejan una afinidad continental.



La figura 37 muestra una agrupación más diferenciada de los rezumaderos, separándolos por su índice de Gamacerano, donde se observa que los crudos de Bolívar y Corrales, juntos con los crudos del área de Tasco y las muestras de la mina La Emilia (PIC-07 y PIC-06) se agrupan juntas; mientras que los rezumaderos del área de la falla de Otenga (R-M18 a R-M31) presentan las menores salinidades, pero con alto índice de homohopanos.

En la *fracción aromática* se analizaron los Esteroides mono- y tri-aromáticos y los compuestos cíclicos de azufre. Es importante resaltar que en los rezumaderos y extractos de bitumen de Uribe no se hizo integración con un crudo de referencia, por lo tanto no se realizó cuantificación de los diferentes biomarcadores, razón por la que puede haber algún sesgo en la presentación de los resultados. Con base en estos compuestos se calcularon los siguientes índices¹⁶² (Heckmann, 2008):

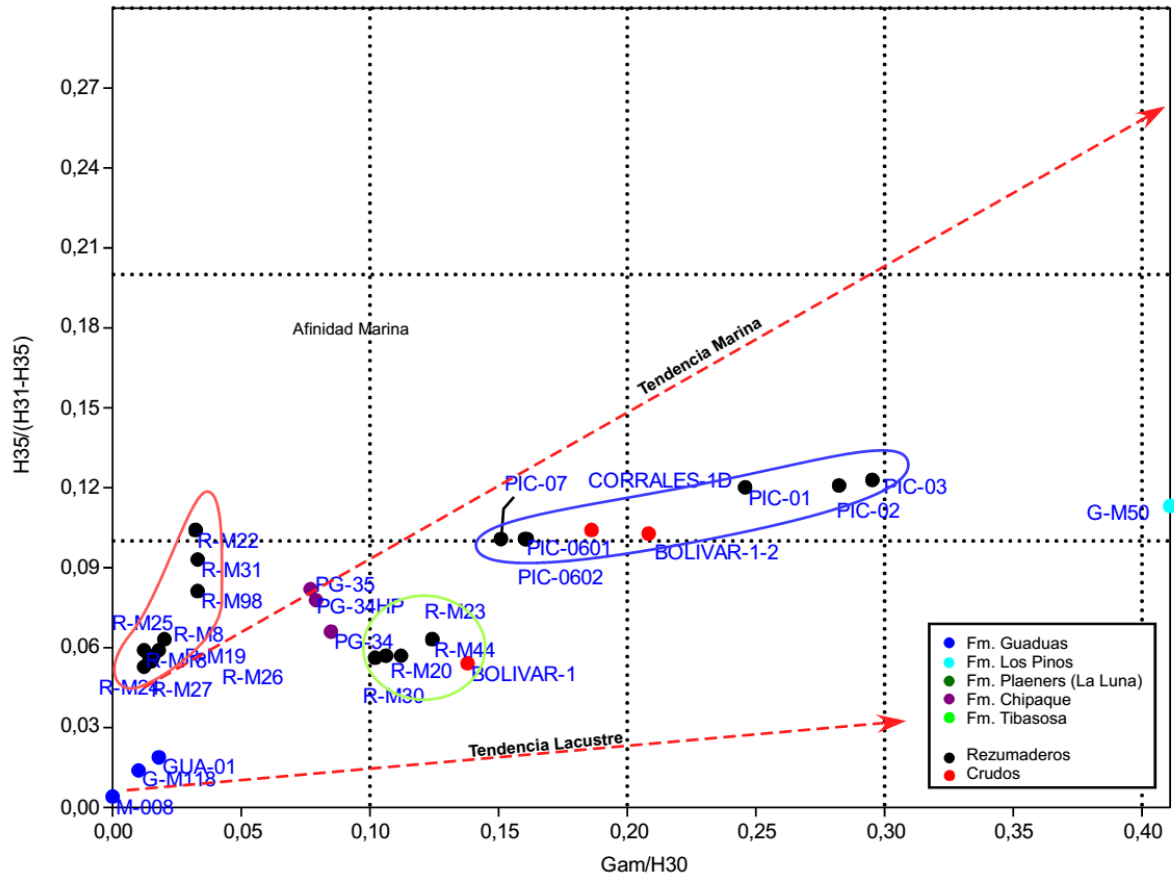
¹⁶² HECKMANN. Op. Cit., p. 66.

$$RTMN = 2,3,6-TMN / (1,4,6-TMN + 1,3,5-TMN)$$

$$RMD = 4-MDBT / F$$

$$RMD4-1 = 2,4MDBT / 1,4MDBT$$

Figura 37. Diagrama de índice de Gamacerano vs índice de Homohopanos, donde se observa una tendencia marina.



Según Chakhmakhchev¹⁶³ y Suzuki (1995) los crudos de afinidad marina carbonática tienen índices RMD de 0,31 a 1,82; mientras que los de afinidad siliciclástica son menores a 0,36. En el diagrama de la figura 38 se puede observar una afinidad marina carbonática, pues el 85% de las muestras se ubican por

¹⁶³ CHAKHMAKHCHEV, A., SUZUKI, N. Op. Cit., p. 292.

encima de 0,36, donde también se ubica un extracto de la Fm. Chipaque; mientras que los extractos de bitumen de las Formaciones Guaduas y Pinos se asocian con un ambiente siliciclástico.

Schulz¹⁶⁴ propone los siguientes índices con base en diamantoides para distinguir distintos tipos de kerógeno como K-II para facies carbonáticas y para facies siliciclásticas; y K-III:

Índice de Dimetil Diamantano 1 (DMDI-1)= $3,4\text{-DMD}/(3,4/(3,4\text{-DMD} + 4,9\text{-DMD}))$

Índice de Dimetil Diamantano 2 (DMDI-2)= $4,8\text{-DMD}/(4,8\text{-DMD} + 4,9\text{-DMD})$

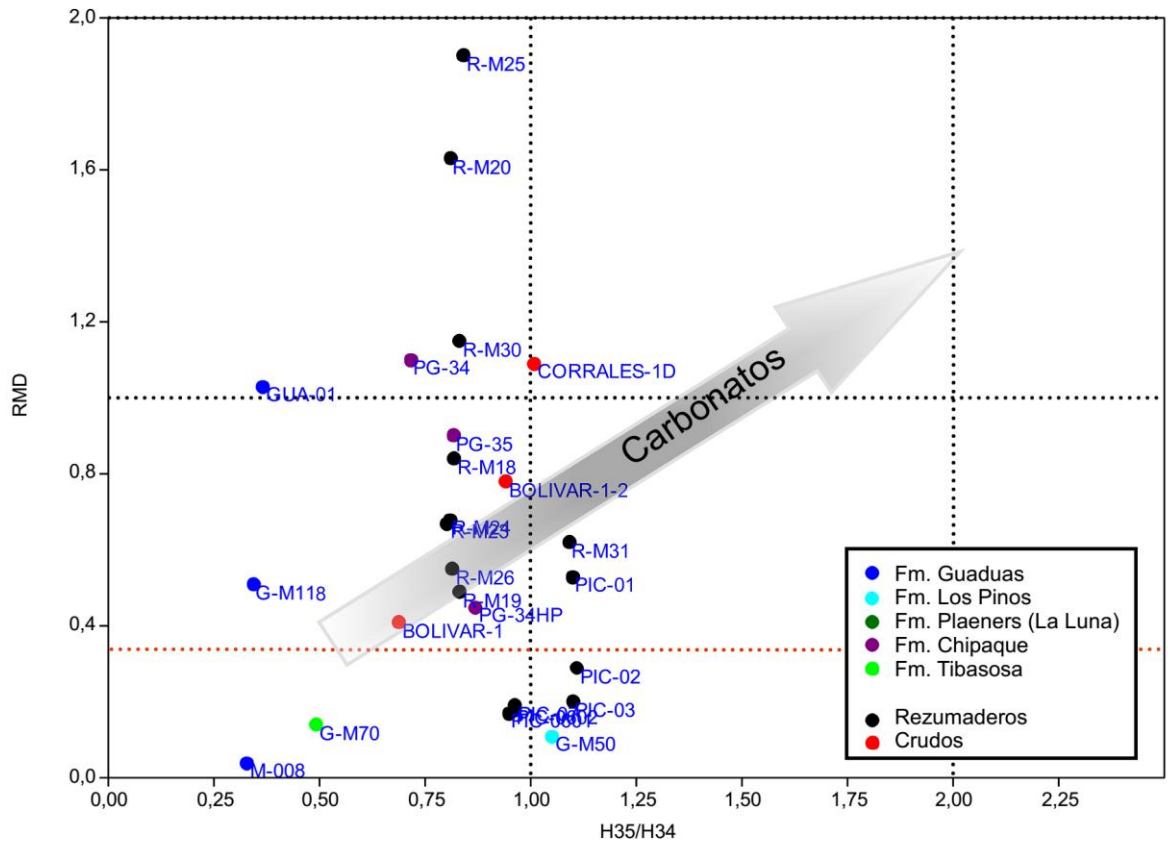
Índice de Etil Adamantano (EIA)= $2\text{-EA}/(2\text{-EA} + 1\text{-EA})$

En los crudos M-014, Corrales-1D y Bolivar-1 estos valores presentan los siguientes rangos para DMDI-1, DMDI-2 y EIA, expresados en porcentaje: 65,9 a 69,0; 57,4 a 62,3 y 59,9 a 61, respectivamente.

Con base en la información presentada en los diagramas anteriores se infiere que los crudos tienen una afinidad marina ligeramente carbonática, de condiciones anóxicas a sub-óxicas y de baja salinidad, con aporte de materia orgánica continental. En los diagramas se observa una relación de cercanía entre las facies marinas de la Fm. Chipaque (muestras del Páramo de Güina y una de la sección El Crucero) con los crudos Bolívar y Corrales; mientras que los extractos de la Formación Guaduas y Tibasosa son los más diferentes a los crudos.

¹⁶⁴ SCHULZ, L., WILHELMS, A., REIN, E., STEEN, A. Application of diamondoids to distinguish source rock facies. Organic Geochemistry, No. 21 Pergamon Press, 2001. PP. 365-375.

Figura 38. Diagrama de homohopanos H35/H34 vs índice de Metildibenzotiofeno.



observa que los extractos de la Formación Guaduas (color rojo) están inmaduras; mientras que las muestras de los extractos del Cretácico superior se agrupan muy bien con los crudos.

El índice de isomerización de epímeros de hopano C_{32} 22S y 22R y Moretano/Hopano son indicadores de madurez en el rango de inmaduro a ventana temprana de aceite¹⁶⁵. En la figura 40 se observa que la mayoría de las muestras de crudo caen en el rango de 0,57 a 0,62 para $H_{32} 22S/(22S+22R)$, lo que corresponde al pico de la ventana de generación de hidrocarburos. Y el índice Mor/H_{30} restringe más este rango de madurez, agrupando las muestras de crudos de Bolívar y Corrales con los extractos de las Formaciones Chipaque y Los Pinos.

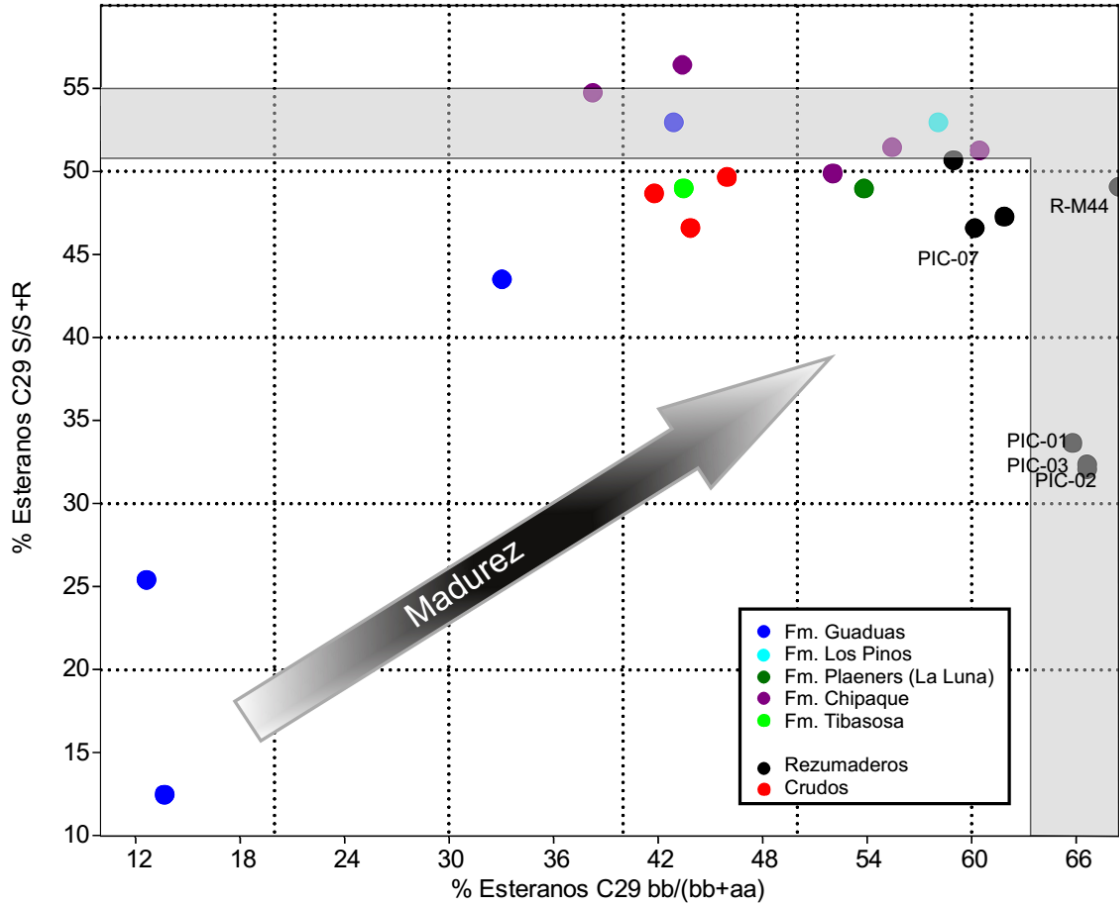
El %Ro equivalente con base en los biomarcadores aromáticos muestra que la madurez en los extractos está en el rango de 0,59 a 0,91, es decir, entre el inicio y el pico de la ventana de generación (figura 41).

Según Radke¹⁶⁶ el índice RMN es indicador de evolución termal, pues el re-arreglo termal de 1-MN resulta en un incremento pronunciado en la abundancia relativa de 2-MN en hasta 0,9% de reflectancia. Este índice oscila entre 1,0 y 1,94 (ver figura 41 y **Anexo F**), indicando un grado de evolución termal avanzada. Por su parte, para los crudos es más bajo, mostrando que se ha transformado menos 1-MN en 2-MN, es decir, menor madurez del crudo, puede estar afectado por la madurez.

¹⁶⁵ PETERS, K., WALTERS, C., MOLDOWAN, M. Op. Cit., p. 628.

¹⁶⁶ RADKE, M., WELTE, D., WILLSCH, H. Geochemical study on a well in the Western Canada Basin: Relation of the aromatic distribution pattern to maturity of organic matter. En: HECKMANN., Op. Cit., p. 1-10.

Figura 39. Diagrama de isomerización de esteranos para mostrar el grado de evolución termal de las muestras. Se observa buena agrupación de las muestras de crudos y rezumaderos con los extractos de bitumen de la Fm. Chipaque.



Adicionalmente, el índice RDMN para las muestras de esta campaña oscila entre 2,2 y 3,4, que indica un elevado grado de madurez termal.

Finalmente, con base en los diamantoides analizados en las tres muestras de crudo recolectadas (M-014, Corrales-1D y Bolivar-1) se obtuvo lo siguiente: los índices de Adamantano (MAI%) $(1-MA/(1-MA + 2-MA))\%$ y Diamantano (MDI%), $4-MD/(1-MD + 3-MD + 4-MD)\%$ que fueron propuestos como indicadores de madurez por Chen *et al.* (1996), son uniformes, estando en los rangos de 62,7 a 64,5% y 43,8 a 45,5%, respectivamente. Según este autor estos valores

corresponden a un rango de 1,1 a 1,3%Ro, es decir, en la ventana del gas húmedo; sin embargo, este valor no es consistente con el %Ro equivalente calculado con base en los metilfenantrenos (0,66-0,74%, ventana temprana del aceite), pudiendo estar influenciados por el ambiente de deposición de la roca.

Figura 40. Diagrama de índice de isomerización de epímeros 22S y 22R para homohopano C32 vs índice Moretano/Hopano. Las líneas punteadas marcan los límites de madurez según cada índice. Línea roja horizontal (Mor/H30=0.15); la línea azul vertical (H32 22S/(22S+22R)= 0.50); línea roja vertical (H32 22S/(22S+22R)=0.60). Límites tomados de Peters et al (2005b).

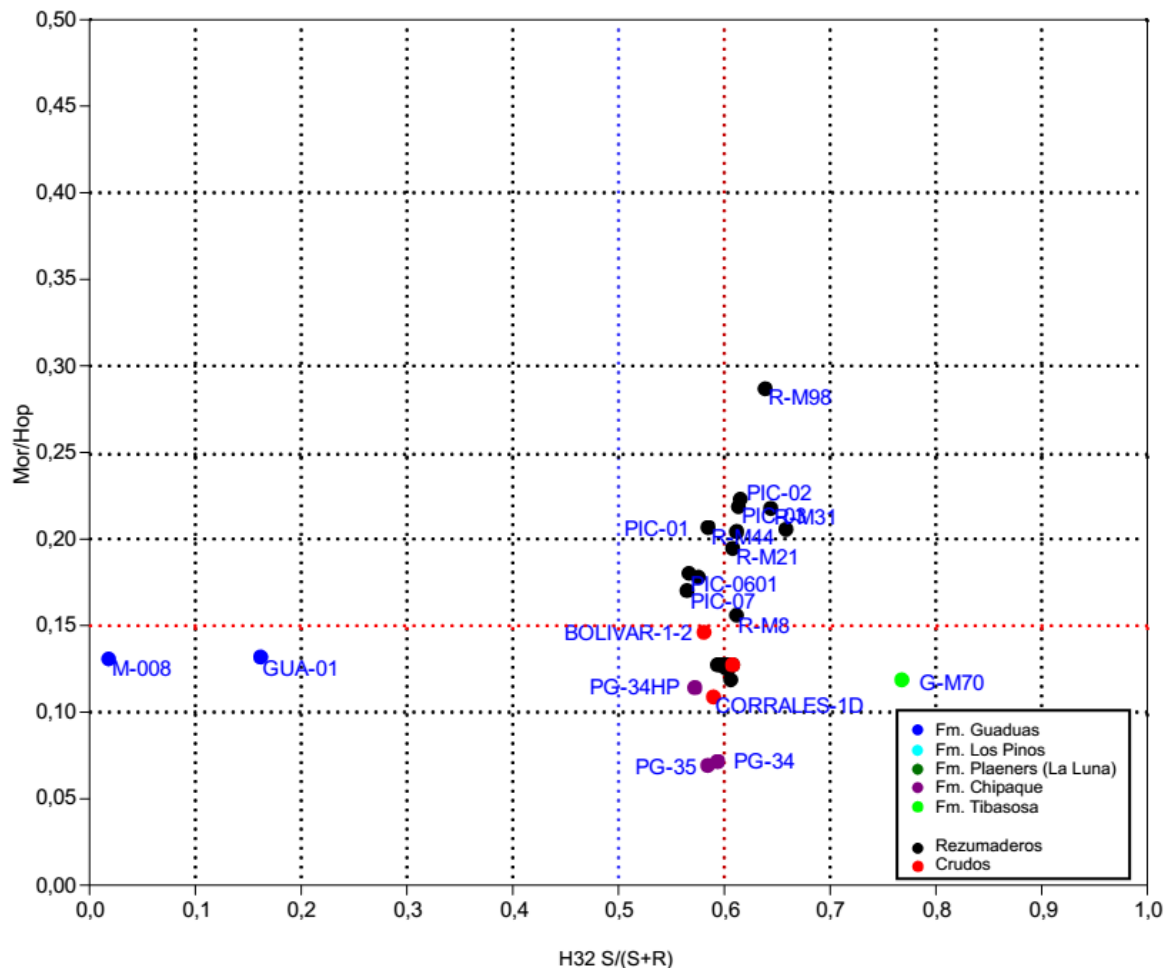
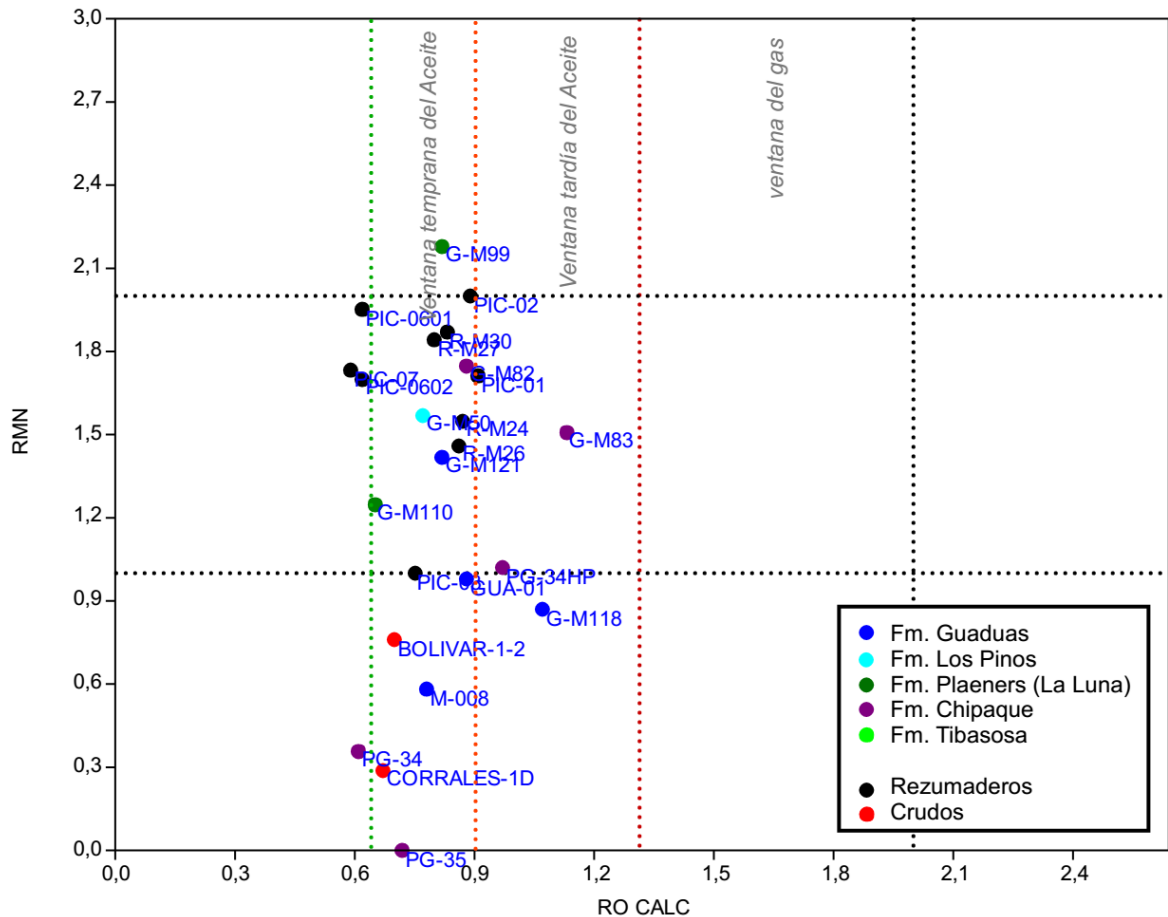


Figura 41. Diagrama de %Ro Eqv. Vs RMN. Los marcadores color rojo corresponden a extractos de la Fm. Guaduas; el rosado a la Fm. Pinos; los triángulos verdes a la Fm. Chipaque; los triángulos azules a la Fm. La Luna; y los círculos verdes a crudos de pozo.



4.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL Y EVOLUCIÓN DE LA DEFORMACIÓN

La sección estructural Corrales (figura 42 y 43), ubicada al Norte del área de estudio fue construida y restituida por Tesón *et al.* (2013) y la sección Laguna de Tota (figura 43 y 44), en el Sur, fue construida con base en la revisión de la cartografía del servicio geológico nacional, la ANH, datos de campo y control de espesores de pozo en este proyecto. La restitución de la sección Corrales se hizo

a 5, 10, 15 23, 28 y 45 Ma y la de la sección Laguna de Tota se hizo a 5, 10, 15, 30 y 45 Ma (**Anexo J**).

Figura 42. Localización de las secciones estructurales Laguna de Tota y Corrales, las muestras de AFT, las localidades donde Sarmiento (2001) calculó los factores de adelgazamiento cortical y los pozos usados para la calibración de los modelamientos.

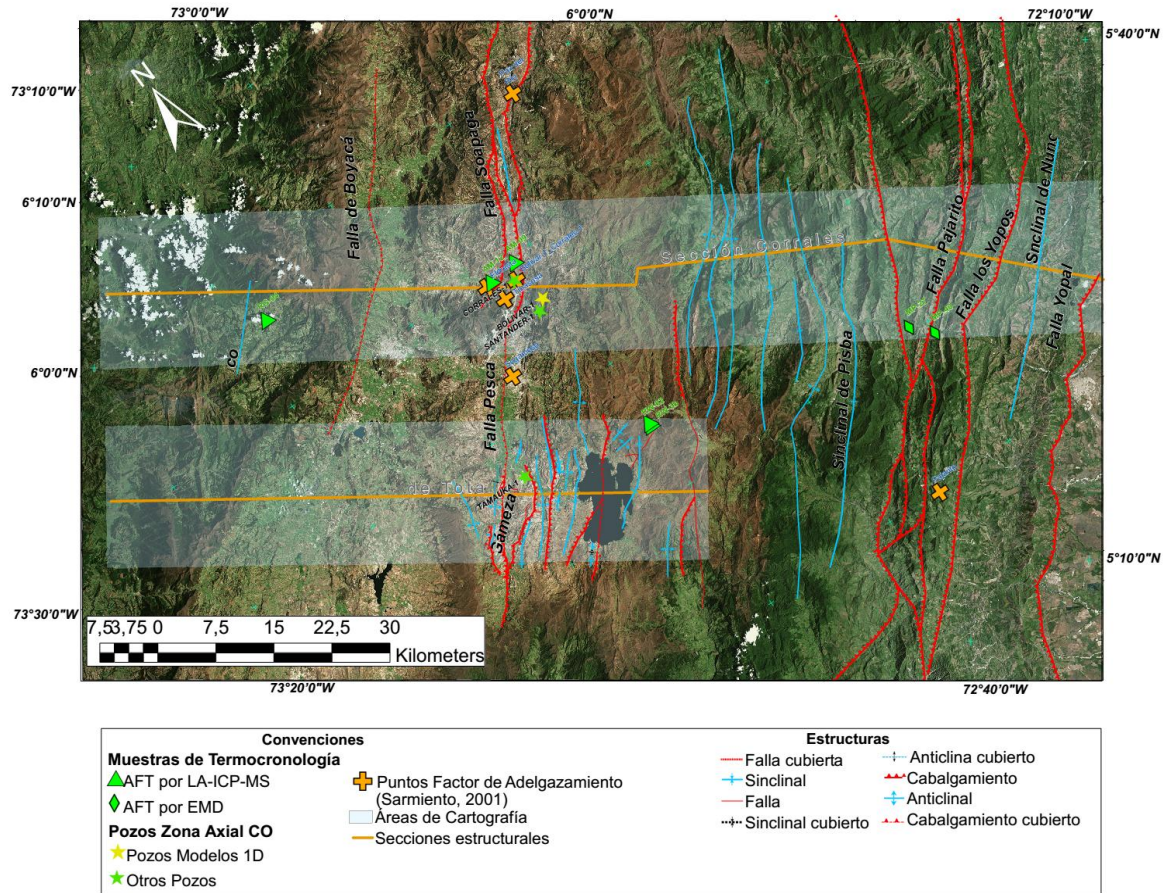
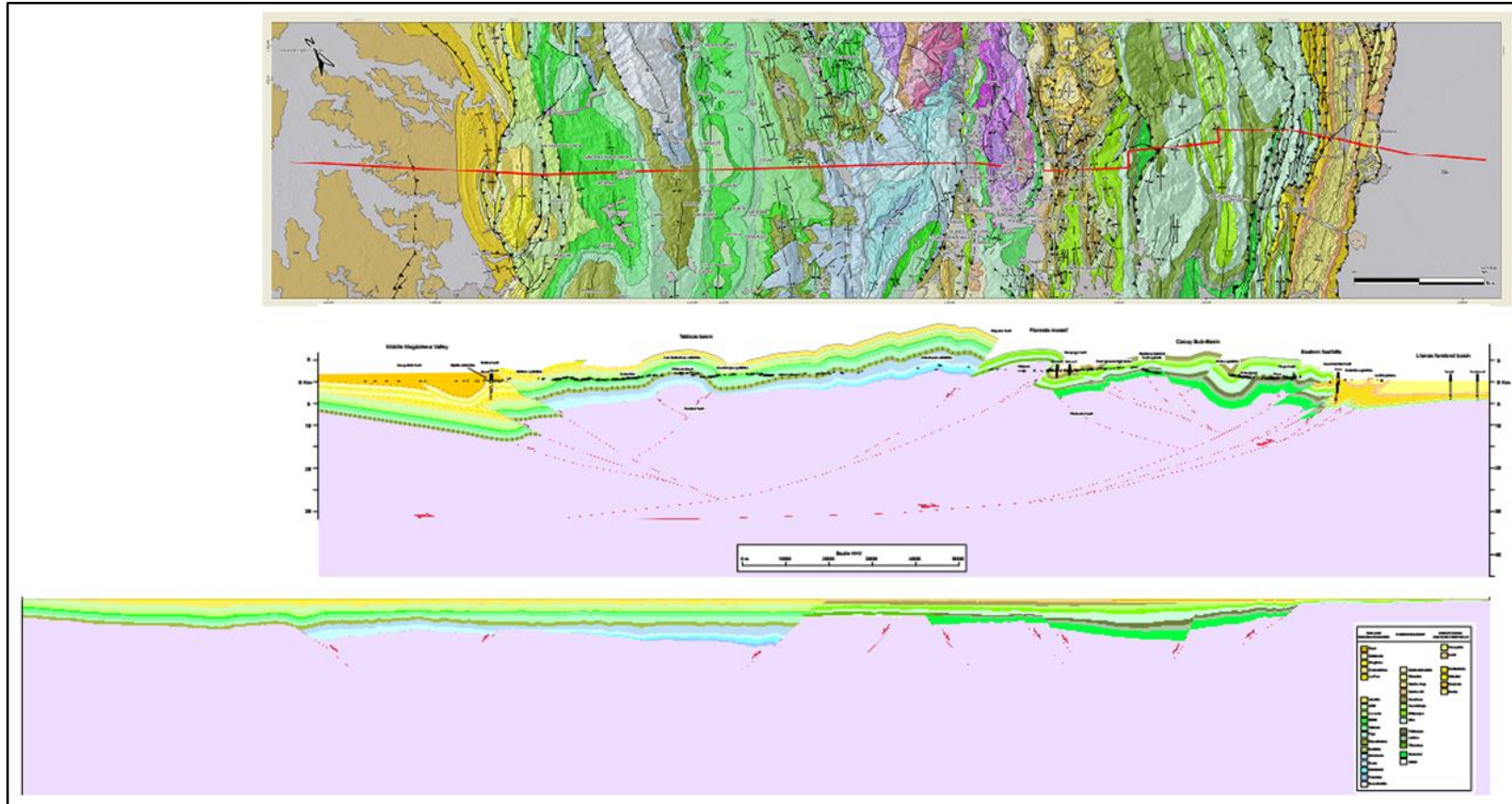


Figura 43. Corte Corrales. Para mayor detalle ver Anexo H.



Fuente: TESÓN, E., MORA, A., SILVA, A., NAMSON, J., TEIXELL, A., CASTELLANOS, J., CASALLAS, W., JULIVERT, M., TAYLOR, M., IBÁÑEZ-MEJÍA, M., VALENCIA. Op. Cit., p. 5.

En ambas secciones se observa la combinación de los estilos de piel gruesa y piel delgada. El primero es predominante en la zona axial de la CO, evidenciado por la presencia de grabens invertidos en los bloques colgantes de las Fallas de Boyacá y Soapaga, que según Kammer¹⁶⁷ constituyeron entre el Jurásico y Cretácico Inferior una gran cuenca extensiva compartimentalizada con fallas en estilo dominó, separadas por altos de basamento. Por otro lado, el estilo estructural de piel delgada está presente en el área del piedemonte de la CO, donde se observan cabalgamientos formando estructuras imbricadas y fallas de despegue en niveles arcillosos de la Fm. Carbonera.

Las Fallas de Boyacá, Soapaga y Guaicáramo son fallas de inversión con vergencia hacia el Este y son las que condicionan fundamentalmente el estilo de la deformación en el área de estudio. Estas Fallas generaron sub-cuencas en la gran cuenca Cretácica que Fabr ¹⁶⁸ denominó como Sub-cuencas Tablazo y Cocuy (figura 43 y 44).

La F. de Boyacá es una falla de cabalgamiento de alto ángulo y de tipo rotacional puesto que su salto es variable a lo largo de la misma, siendo mayor hacia el Norte (en la sección Corrales tiene un salto de 4200 m aprox.); que en el Sur (1000 m). El salto de esta falla se va disminuyendo hacia el sur hasta encontrar su *tip point* en cercanías al municipio de Sotaquirá (figura 44). Producto de la compresión desde el Oeste se forma el Anticlinal de Arcabuco, que es un pliegue asimétrico de limbos de buzamiento suave, donde afloran rocas de edad Jurásico, enfrentadas con rocas del Hauteriviano en el bloque yacente de la F. de Soapaga.

¹⁶⁷ KAMMER. A., SANCHEZ. Op. Cit, p. 416.

¹⁶⁸ FABRE A. Tectonique et génération d'hydrocarbures: un modèle de évolution de la Cordillère Orientale de Colombie et du bassin des Llanos pendant le Crétacé et le Tertiaire: Archive Science G n ve, v. 40,1987. p. 145–190

La F. de Soapaga, que puede ser interpretada como un *short-cut* de la F. de Boyacá¹⁶⁹, también tiene un comportamiento rotacional pues en su bloque colgante en el área Norte afloran rocas del basamento Precámbrico del Macizo de Floresta, con un salto de 2500 m aprox., mientras que al Sur se encuentran expuestas en superficie rocas del Cretácico superior, con un salto de 1500 m. En el bloque colgante de la F. de Soapaga se forma un anticlinal con engrosamiento de charnela, también asimétrico, con limbo trasero normal y suave y con limbo frontal volcado y fallado. La falla de acomodación en el limbo frontal que se produce de este anticlinal es de tipo *forelimb shear thrust*, que se produce frecuentemente en las últimas etapas del plegamiento, debido posiblemente al arrastre friccional en la rampa del cabalgamiento¹⁷⁰. Esta falla enfrenta rocas del Cretácico inferior en su bloque colgante con rocas del Mioceno en su bloque yacente (figura 43 y 44).

Por su parte, en el bloque yacente de la F. de Soapaga se presentan una serie de pliegues amplios de flancos suaves que son cortados por fallas inversas de poco salto y con vergencia opuesta a las fallas principales; de acuerdo a la cartografía y a la naturaleza de las fallas, estas no están relacionadas con el plegamiento, es decir, son fuera de secuencia.

Las Fallas de Boyacá y Soapaga constituyen la terminación en forma de cola de caballo de la Falla de Bucaramanga-Santa Marta, que es una falla transpresiva rotacional, sin embargo, en el área de estudio, la componente transcurrente de estas fallas no es apreciada pues se va disminuyendo hasta hacerse nula hacia el sur.

En el área del Piedemonte se presentan una serie de cabalgamientos imbricados producto del último pulso de inversión, donde la falla que conlleva la mayor

¹⁶⁹ TESÓN, E., MORA, A., SILVA, A., NAMSON, J., TEIXELL, A., CASTELLANOS, J., CASALLAS, W., JULIVERT, M., TAYLOR, M., IBÁÑEZ-MEJÍA, M., VALENCIA. Op. Cit., p. 12.

¹⁷⁰ MITRA, S. Fold-accommodation faults. AAPG Bulletin. V. 86, No. 4, 2002. Pp. 671-693.

deformación es la Falla de Guaicáramo, que es una falla de cabalgamiento de más bajo ángulo, a partir de la cual se producen una serie de cabalgamientos satélites a esta en su bloque colgante, con la misma vergencia, estos cabalgamientos son del tipo *horse* (figura 43). También se presentan fallas de despegue en los niveles arcillosos de la Fm. Carbonera y pliegues del tipo *fault-bend fold* producidas por el movimiento de las Fallas de Guaicáramo, Yopal y Cusiana.

En la Falla de Boyacá es posible observar el carácter extensivo previo de la F. de Boyacá pues en el flanco oriental del anticlinal de Arcabuco se encuentra expuesta una sucesión de rocas Jurásicas que representan una diferencia de 4800 m¹⁷¹ de espesor entre las rocas Jurásicas y del Hauteriviano en ambos bloques. Dado que en el Macizo de Floresta se encuentran expuestas rocas de la Fm. Girón (Oxfordiano), mientras que en el bloque yacente de la F. de Soapaga estas rocas no son observables, se infiere un carácter extensivo previo a la deformación para esta falla, por lo tanto se sugiere que durante la orogenia, la deformación que llevaba la F. de Boyacá es transferida a la F. de Boyacá, provocando su inversión.

El límite de la cuenca extensiva Cretácica está constituido por la Falla de Guaicáramo, donde el inicio del periodo extensivo se ubica al inicio del Cretácico inferior. En su bloque colgante se encuentran expuestas rocas del Cretácico inferior (Hauteriviano-Albiano), que no se encuentran presentes en su bloque yacente.

El análisis de la evolución de la deformación fue hecha con base en datos de termocronología de muestras de rocas en el rango del Precámbrico hasta el Cenozoico. Se emplearon 9 muestras de AFT para los modelamientos termales de acuerdo a los dominios estructurales del área, que están delimitados por las fallas principales. Para la sección Laguna de Tota se usaron cuatro muestras (figura 42):

¹⁷¹ TESÓN, E., MORA, A., SILVA, A., NAMSON, J., TEIXELL, A., CASTELLANOS, J., CASALLAS, W., JULIVERT, M., TAYLOR, M., IBÁÑEZ-MEJÍA, M., VALENCIA. Op. Cit., p. 2.

una en el bloque colgante de la F. de Boyacá (RG-04), una en el Macizo de Floresta (AM-09) y dos en el bloque yacente de Soapaga (RW-02 y Rw-3b). Por su parte, para la sección Corrales se emplearon siete muestras de AFT (figura 42): una en el limbo frontal de la F. de Boyacá (RG-04), dos en el Macizo de Floresta (AM-09 y AM-12); dos en el bloque yacente de la F. de Paya-Pajarito (MP-27 y MP-40); una en el Bloque colgante de la F. de Guaicáramo (MP-82) y una en el flanco occidental del Sinclinal de Nunchía (MP-72). Los modelos termales y los datos de termocronología de estas muestras se presentan en la figura 44, tablas 8 y 9.

La mayoría de las edades AFT en las muestras de unidades más antiguas al Cretácico superior se encuentran reiniciadas¹⁷² (figura 45). Con base en la tectónica compresiva debida a la interacción de las Placas Suramericana, Nazca y Caribe, se infiere que las edades de enfriamiento son originadas por exhumación erosiva producto del cabalgamiento (Parra *et al.*, 2009 a, b en Ramírez *et al.*, 2010).

La exhumación en el área de estudio inicia en el Oeste con el levantamiento de la F. de Boyacá. Ramírez¹⁷³ estimaron las edades de exhumación de los diferentes dominios estructurales: en el bloque colgante de la F. de Boyacá se determinó la edad del inicio del enfriamiento en $38,3 \pm 7.8$ Ma (Eoceno temprano) con las muestras RG-04 y RG-06 y una más al sur (RG-16) (figura 42), la edad de enfriamiento para la Falla de Soapaga (Macizo de Floresta) en 36.1 ± 3.7 Ma (Eoceno tardío). Para el bloque colgante de la F. de Pajarito se estimó una edad de enfriamiento de 24.6 ± 7.6 Ma (Oligoceno tardío-Mioceno medio). Más hacia el Este, en el Anticlinal de Monterralo, que corresponde al bloque colgante de la F. de Guaicáramo, la edad de inicio del enfriamiento es de 8.9 ± 2.5 Ma (Mioceno

¹⁷² RAMÍREZ, J., MORA, A., RUBIANO, J., DUDDY, I., PARRA, M., MORENO, N., STOCKLI, D., CASALLAS, W. Op. Cit., p. 122

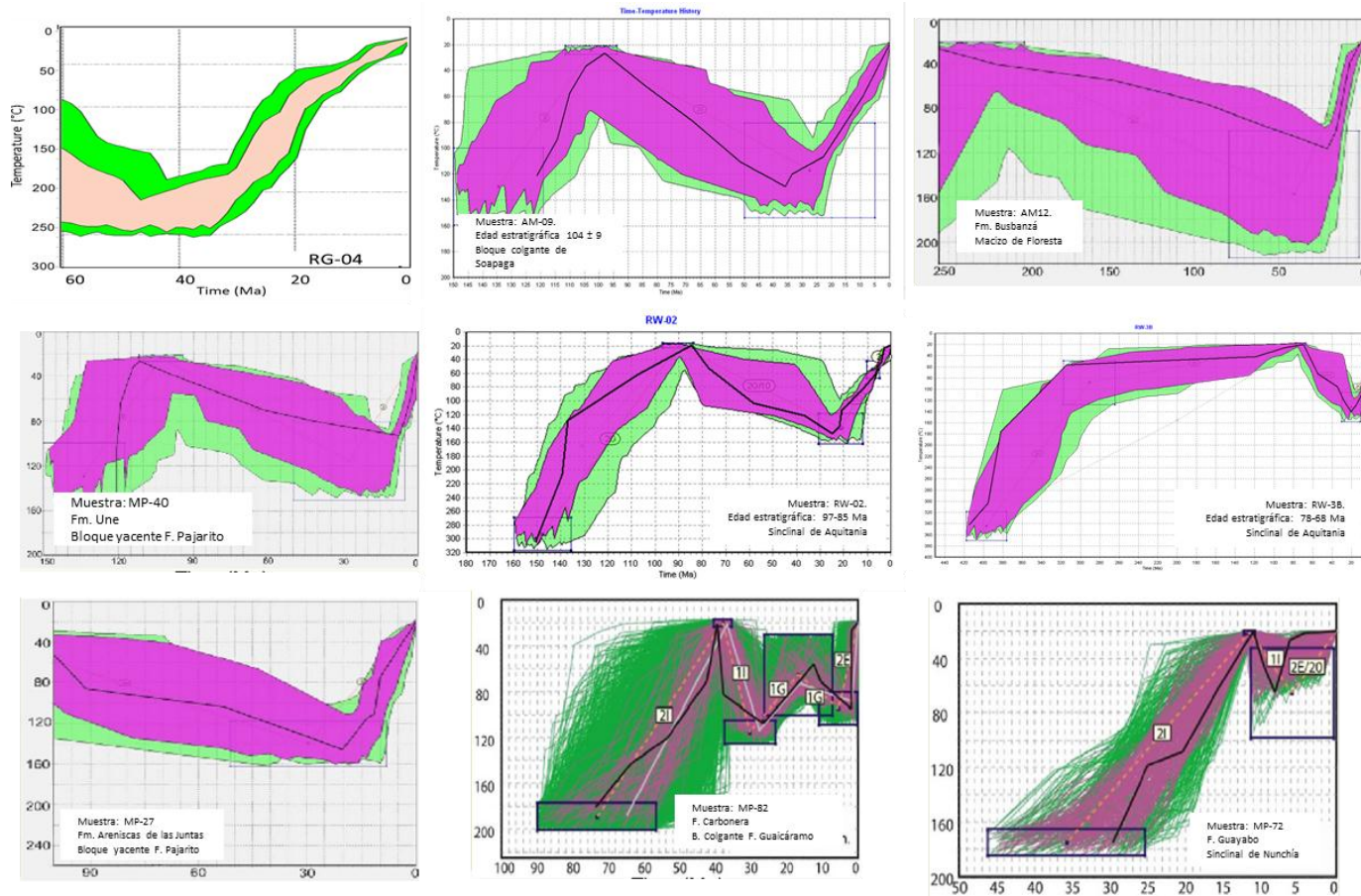
¹⁷³ Ibid., p. 122-128.

medio). Finalmente, el dominio más Este es el Sinclinal de Nunchía, que muestra una edad de enfriamiento de 4.2 ± 1.8 Ma (Mioceno tardío-Plioceno).

Finalmente, el acortamiento de la Cordillera Oriental en la sección Corrales es calculado en 69 Km¹⁷⁴ (Tesón *et al.*, 2013); mientras que en la Laguna de Tota no es posible calcular un acortamiento total dado que no abarca toda la Cordillera Oriental, sin embargo se midió un acortamiento de 14 Km para el área comprendida entre el flanco occidental del Anticlinal de Arcabuco y la Laguna de Tota, que es congruente con el obtenido para la sección anterior.

¹⁷⁴ TESÓN, E., MORA, A., SILVA, A., NAMSON, J., TEIXELL, A., CASTELLANOS, J., CASALLAS, W., JULIVERT, M., TAYLOR, M., IBÁÑEZ-MEJÍA, M., VALENCIA. Op. Cit., p. 16.

Figura 45. Modelos termales de exhumación ilustrando las rutas de exhumación más probables para cada muestra en diferentes sectores a lo largo de la zona axial de la CO.).



Fuente: RAMÍREZ, J., MORA, A., RUBIANO, J., DUDDY, I., PARRA, M., MORENO, N., STOCKLI, D., CASALLAS, W. The asymmetric evolution of the Colombian Easter Cordillera. Tectonic inheritance or climatic forcing? New evidence from thermochronology and sedimentology. Journal of South American Earth Sciences. No. 39, 2010Pp. 112-137.

Tabla 7. Datos de trazas de fisión en apatitos analizados con Laser Ablation-Inductively Coupled Plasma-Mass Spectrometry (LA-ICP-MS).

Muestra	Norte	Este	Elevación (m)	Unidad	Edad Estratigráfica (Ma)	# Gr	Nsa	$\sum(P\Omega)(E-05cm^2)b$	$1\sigma\sum(P\Omega)(E-07cm^2)$	ξMS_c	$1\sigma\xi MS$
<i>Sinclinal de Aquitania</i>											
RW-02	1.140.385	1.108.961	3085	Chipaque	85 ± 5	36	55	2,21	1,51	12	0,33
RW3b	1.138.090	1.109.310	3362	Guadalupe	75 ± 9	20	60	3,66	3,49	12	0,32
<i>Bloque Colgante de Soapaga</i>											
AM-09	1.135.218	1.136.083	2426	Une	104 ± 9	34	162	5,21	2,34	17	0,45
<i>Anticlinal de Arcabuco</i>											
RG-04	1.021.993	1.146.635	3549	Montebel	168 ± 7	39	91	3,63	1,35	16	0,39
Muestra	$^{43}Ca(E-02)^d$	$^{238}U(E-02)^e$	$P(X^2)^f$	Edad (Ma) ± 1σ Error	Dpar (mm)	SD (mm)	#Dpar	Longitud (mm)	Error (mm)	SD (mm)	# Longitud
<i>Sinclinal de Aquitania</i>											
RW-02	3,89E+00	1,01E+00	0	14,6 ± 2,0	30	0,17	30	13,71	0,54	1,52	9
RW3b	4,76E+00	4,60E+00	0	9,55 ± 1,26	17	0,22	17	12,66	0,62	1,64	8
<i>Bloque Colgante de Soapaga</i>											
AM-09	2,68E+00	4,78E+00	5,6	25,7 ± 2,1	74	0,2	74	12,91	0,21	1,84	75
<i>Anticlinal de Arcabuco</i>											
RG-04	3,48E+00	4,63E+00	76,5	19,8 ± 2,1	37	0,15	37	13,61	0,22	1,6	53
Sistema de Coordenadas Magna Sirgas- Datum WGS-84											

Figura RAMÍREZ, J., MORA, A., RUBIANO, J., DUDDY, I., PARRA, M., MORENO, N., STOCKLI, D., CASALLAS, W. The asymmetric evolution of the Colombian Easter Cordillera. Tectonic inheritance or climatic forcing? New evidence from thermochronology and sedimentology. Journal of South American Earth Sciences. No. 39, 2010Pp. 112-137.

Tabla 8. Datos de trazas de fisión de apatitos por el método External Detector Method (EMD) .

Muestra	Norte	Este	Elevación (m)	Unidad	Edad Estratigráfica (Ma)	# Gr	U (ppm)	Rho-S (N-S)	Rho-I (NI)
<i>Fallas Guaicáramo y Tesalia</i>									
MP-27	1172736	1100540	839	Las Juntas	133 ± 3	24		0.84 (24)	15.59 (444)
<i>Sinclinales de Nunchía y La Chaparrera</i>									
MP-72	1205274	1118497	486	Guayabo	8 ± 3	23		1.63 (54)	15.87 (517)
<i>Falla de Pajarito</i>									
MP-40	1175089	1098114	665	Une	103 ± 9	24		1.62 (52)	40.44 (1302)

Sistema de Coordenadas Magna Sirgas-Datum WGS-84

Fuente MORA, A., HORTON, B., MESA, A., RUBIANO, J., KETCHAM, R., PARRA, M., BLANCO, V., GARCIA, D. y STOCKLI, D. Migration of Cenozoic deformation in the Eastern Cordillera of Colombia interpreted from fission track results and structural relationships: Implications for petroleum systems. AAPG Bulletin, v. 94, no. 10 (October 2010), pp. 1543–1580.

5. INTEGRACIÓN E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

5.1 ASOCIACIÓN DE LAS FACIES ORGÁNICAS A LOS CRUDOS

Según los índices analizados en los **capítulos 4.2.2** y **4.2.3** se pudo distinguir principalmente un crudo de origen marino con ligero aporte de carbonatos y baja salinidad, que se encuentra en la ventana de generación del aceite; separado de un crudo de una salinidad relativamente mayor y con mayor contenido de carbonatos.

Para realizar la asociación de facies orgánicas a los crudos se realizó un análisis estadístico multivariable de componentes principales (ACP) y un análisis de agrupación jerárquica de las 25 muestras usadas para el análisis de ambiente y madurez y en los extractos de bitumen, con base en los siguientes índices:

1. H35/H34
2. Índice de Gamacerano
3. H29/H30
4. 26/25Tri
5. 19/23/Tri
6. H31 S/(S+R)
7. H32 S/(S+R)
8. Ts/Tm

El análisis de ACP es una herramienta muy útil a la hora de realizar análisis con más de dos variables pues reduce el número de variables para que la visualización y análisis estadístico de los datos sea más fácil. El ACP encuentra variables hipotéticas (componentes) que representan tanto como sea posible la

varianza de la información¹⁷⁵. Es decir, que transforma un espacio n-dimensional en espacio bidimensional.

Los resultados de este análisis son un grupo de componentes, que agrupan la medida de similitud de las variables analizadas. Entre los primeros 3 componentes se debe representar el 90% de la variación y cada componente principal describe un patrón o tendencia distinta en la distribución de los datos. Cada tendencia representa cambios en la composición de los crudos que puede ser atribuida a variaciones mutuas en la abundancia entre dos miembros límite particulares de las asociaciones de características del crudo¹⁷⁶. La forma de visualización más común de este análisis es el biplot, que es una representación 2D de las n-variables estudiadas. Este biplot generalmente muestra los dos primeros componentes, que son los que representan la mayor variabilidad del set de muestras. También se visualizan en un diagrama de barras, que muestra la representatividad de cada variable en cada componente.

La figura 46 muestra el biplot de los componentes principales 1 y 2 con base en los índices mencionados anteriormente y la figura 46 muestra la representatividad de cada variable en los componentes. La longitud de cada variable (líneas de color verde) indica qué tanto representa cada variable para el componente, es decir, que entre más larga sea cada variable, mejor representa el set de muestras. En el diagrama se reconoce que todas las variables representan muy bien los datos dado que la longitud de cada una es grande. A simple vista se distinguen dos grupos principales de crudos y rezumaderos, el primer grupo (*grupo 1*), que incluye los crudos de Bolívar y Corrales y los rezumaderos del área de Corrales (PIC-01, -02, -03); y un segundo grupo que incluye los demás rezumaderos

¹⁷⁵ Davis, J.C. Statistics and Data Analysis in Geology. John Wiley & Sons, 3ra Edición. 1986. 656 P.

¹⁷⁶ TAHERI, M., N.M. DE AUDEMARD, Application of Multivariate statistics in Crude Quality Characterization and Regional Distribution in Orinoco Oil Belt, in Exploration for Heavy Crude Oil and Natural Bitumen, Editor R, F.Meyer, AAPG Studies in Geology No. 25, 1987. p.175-181.

analizados (*grupo 2*). Estos últimos aparentemente no se relacionan muy bien con las variables analizadas, pues entre más cerca estén las muestras de las variables, quiere decir que las muestras están más relacionadas con la variable. En este caso, las muestras del grupo más pequeño se aproximan a las variables H35/H34 y H32 S/(S+R) es decir que se pueden distinguir por su contenido de carbonatos y la madurez. En el caso de las muestras de la Fm. Guaduas (marcador color azul), estas se encuentran más relacionadas con el índice 19/23Tri, que es consistente pues entre mayor sea el aporte de materia orgánica terrígena más alta será esta relación, ya que los terpanos tricíclicos 19 y 20 son asociados con este tipo de materia orgánica, aunque ningún crudo se asocia con este parámetro. Hacia la derecha del gráfico se encuentran los extractos de las Fms. Plaeners (La Luna) y Los Pinos (marcadores verde y azul celeste, respectivamente); mientras que en la parte inferior del gráfico se agrupan los extractos de la Fm. Chipaque (marcador color morado) junto con las muestras del *grupo 1* de crudo y de arenas bituminosas, mostrando una mejor relación de esta Formación con las facies exhibidas por los crudos.

El análisis jerárquico cluster también agrupa las muestras, en este caso de acuerdo a la medida de la distancia o disimilaridad entre las variables. Para este análisis se usó el método de Ward, que, a diferencia de analizar la similaridad entre las variables, las agrupa de acuerdo a su varianza y la distancia que se usó fue la euclidenada. Este análisis produce un dendrograma que refleja cómo se agrupan los puntos de datos. La figura 48 muestra una agrupación principal, donde se reconoce la relación entre los crudos de Bolívar y Corrales y algunos rezumaderos (R-M45, R-M23, R-M25, R-M18, R-M26, PIC-06-01, PIC-06-02, PIC-07, R-M8, PIC-01, PIC-02 y PIC-03) con los extractos de la Formación Chipaque en el Páramo de Güina. También se reconoce una ligera similitud con el extracto M-008 de la Fm. Guaduas; mientras que los extractos de las Formaciones Los Pinos, Tibasosa y los de la Formación Chipaque en la sección El Crucero no se

relacionan con los crudos. Esto indica que los crudos se asocian más a unas facies marinas de la Fm. Chipaque, que a las más transicionales.

También se distingue un grupo de rezumaderos que no se asocia con los otros rezumaderos ni con los extractos de bitumen. Este grupo está conformado por las muestras R-M44, R-M98, R-M19, R-M24, R-M20 R-M27, R-M21, R-M30 y R-M66.

La falta de relación entre los extractos de bitumen de las Formaciones La Luna (Plaeners, Los Pinos y Tibasosa) podría ser debido tanto a la poca afinidad de estas facies, como al bajo recobro de bitumen de dichos extractos, que hace que no sean resueltos todos los compuestos indicadores de ambiente y madurez, caso que debe verse con mayor detenimiento.

Figura 46. Representatividad de cada variable para el componente 1 en el Análisis de Componentes Principales.

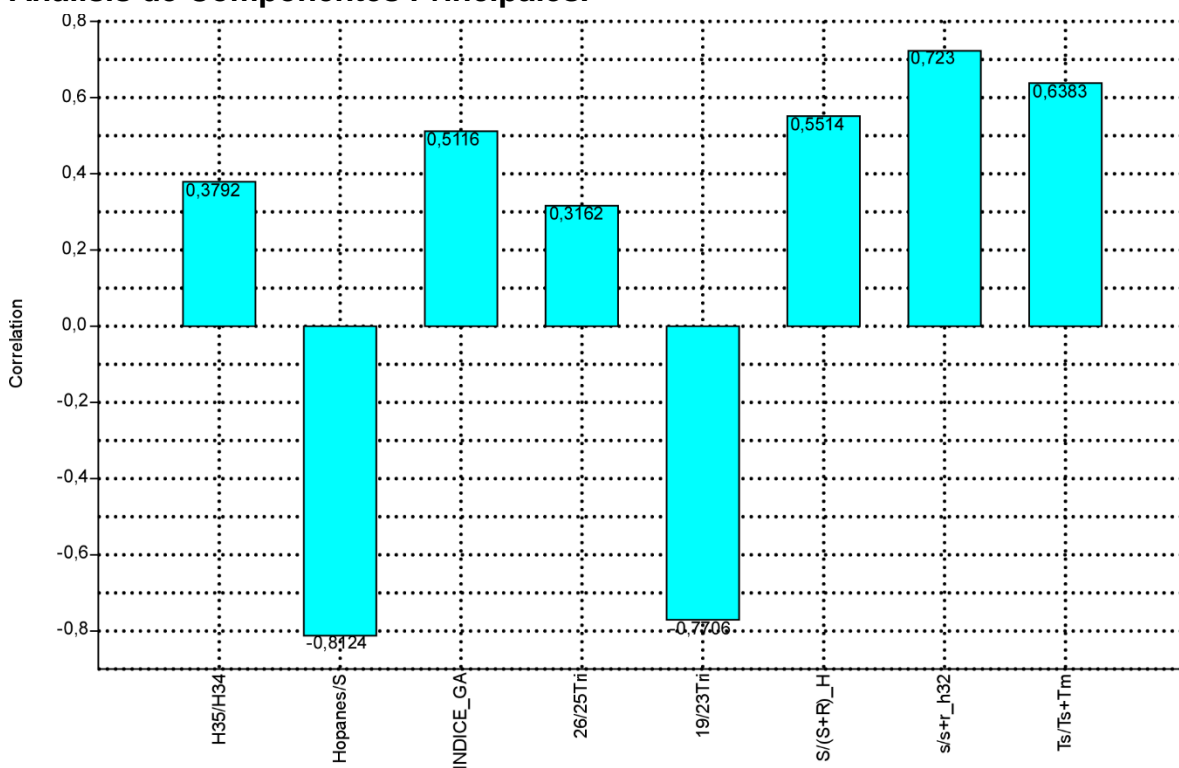
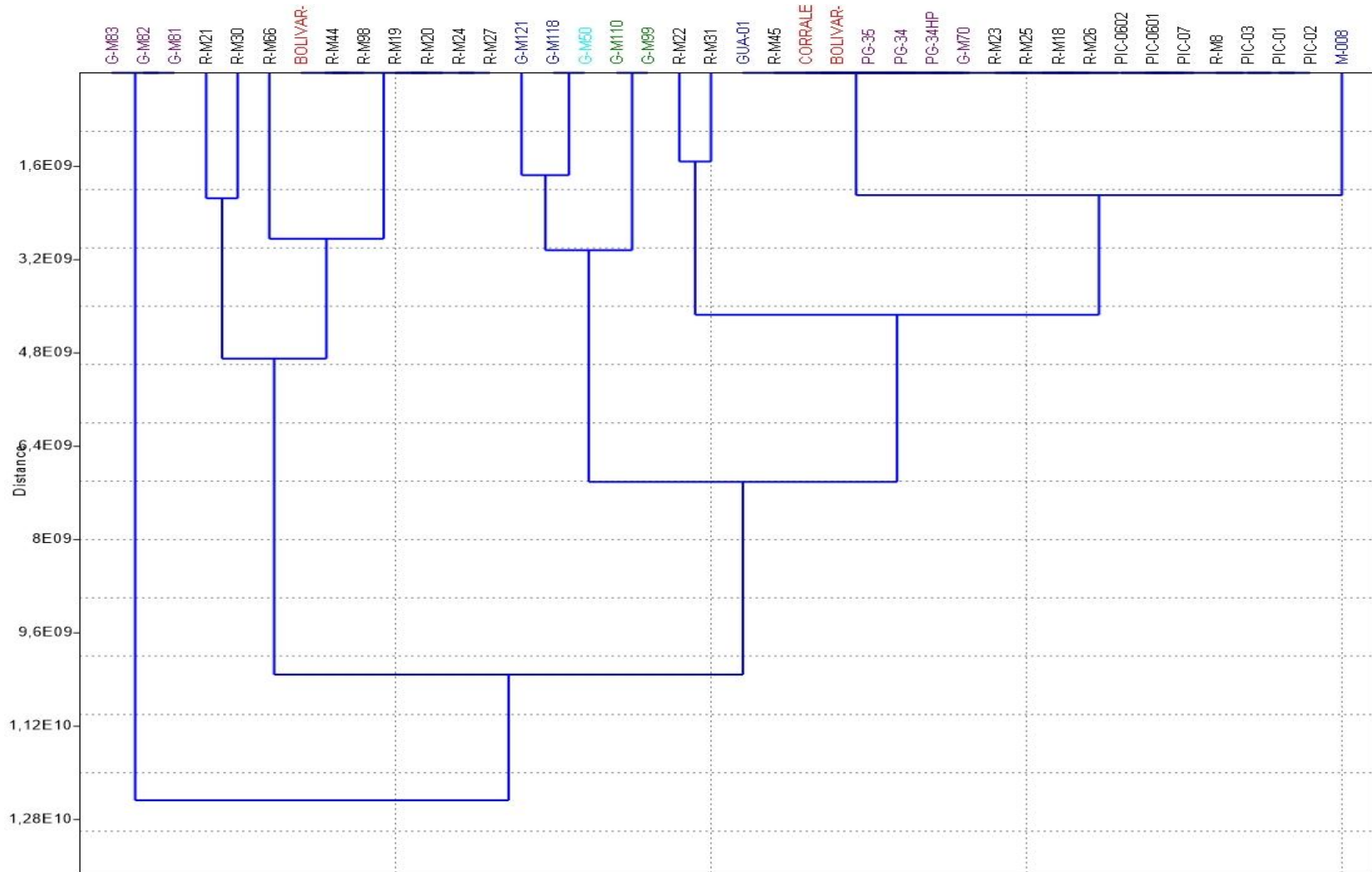


Figura 48. Dendrograma de agrupación jerárquica de 25 muestras de rezumaderos, arenas bituminosas y crudos y 14 extractos de bitumen.



5.2 MODELAMIENTO DE SISTEMAS PETROLÍFEROS

El modelamiento 1D y 2D de sistemas petrolíferos de las dos secciones estructurales y dos pozos en la zona fueron las herramientas que ayudaron a determinar la temporalidad de la generación y acumulación de los hidrocarburos.

Los modelamientos 1D se realizaron en el bloque yacente y en el colgante de la Falla de Soapaga con el fin de determinar las historias termales que más se ajustan a las secciones 2D modeladas. Ambos modelos son basados en pseudo-pozos tomando todas las unidades depositadas en el área. El modelo del bloque yacente se ubica en la estructura del pozo Corrales-1 (figura 42). Para definir la estratigrafía de este modelo se usaron los espesores del pozo Corrales-1, el cual perforó las unidades del Cenozoico Guaduas, Cacho, Bogotá, Picacho y Concentración; los espesores de las unidades Cretácicas se calcularon con base en el mapa geológico y los cortes estructurales existentes. La información de entrada es la presentada en la tabla 10. Por su parte, el modelo del bloque colgante de la F. de Soapaga, se ubica en la estructura del pozo Cormichoque-1 (figura 42), el cual perfora las unidades Cretácicas Tibasosa, Une, Churuvita, Conejo y Plaeners; este pozo perforó la Falla de Cormichoque (según nomenclatura de la operadora), la cual enfrenta rocas de la Formación Tibasosa con la Fm. Plaeners, pero esto no es incluido en la simulación por ser un modelo simplificado, sólo se incluyen espesores erosionados con base en los datos de Ro.

5.2.1 Modelo 1D Bloque Yacente de la Falla de Soapaga La tendencia de flujo de calor (figura 49) usado para este modelo fue obtenida de los factores de *adelgazamiento cortical* (β) y del *manto* (δ) calculados por Sarmiento (2001) para el pozo Corrales-1 (tabla 11); el HF actual también fue extraído del trabajo de Sarmiento (2001), quien compila los HF calculados por autores como Puerto (1982), Bachu *et al.* (1995) y ICP-GEX-DYA (1995), donde se menciona que son datos preliminares basados en mediciones de BHT incompletas y posiblemente

con errores, además de la falta de cálculos de conductividad térmica. El HF según Sarmiento (2001) es de 50 mW/m^2 para el área de Corrales, y es extrapolado a los demás sectores de la Zona Axial de la CO. La calibración de las paleotemperaturas (figura 51) se hizo con datos de reflectancia de vitrinita a lo largo de la sucesión estratigráfica en el pozo Corrales-1, para el Cenozoico y, la sucesión Cretácica fue muestreada entre los municipios de Mongua y Sismosá. Por su parte, la calibración de temperatura actual se hizo con datos de BHT del pozo Corrales-1 que fueron corregidos por el método denominado *Corrección Simple*, que es basada en el tiempo de circulación (*TSC*) del fluido de perforación. Este *TSC* es calculado sobre la diferencia entre el tiempo del registro en el fondo del pozo y del tiempo del final de la perforación, que se encuentran consignados los encabezados de los registros de pozo (**Anexo L**). Con base en estas temperaturas corregidas se calculó un gradiente geotérmico actual de 30°C/Km (figura 50). En la figura 49 también se presentan las tendencias de PWD y SWIT para el modelo Corrales.

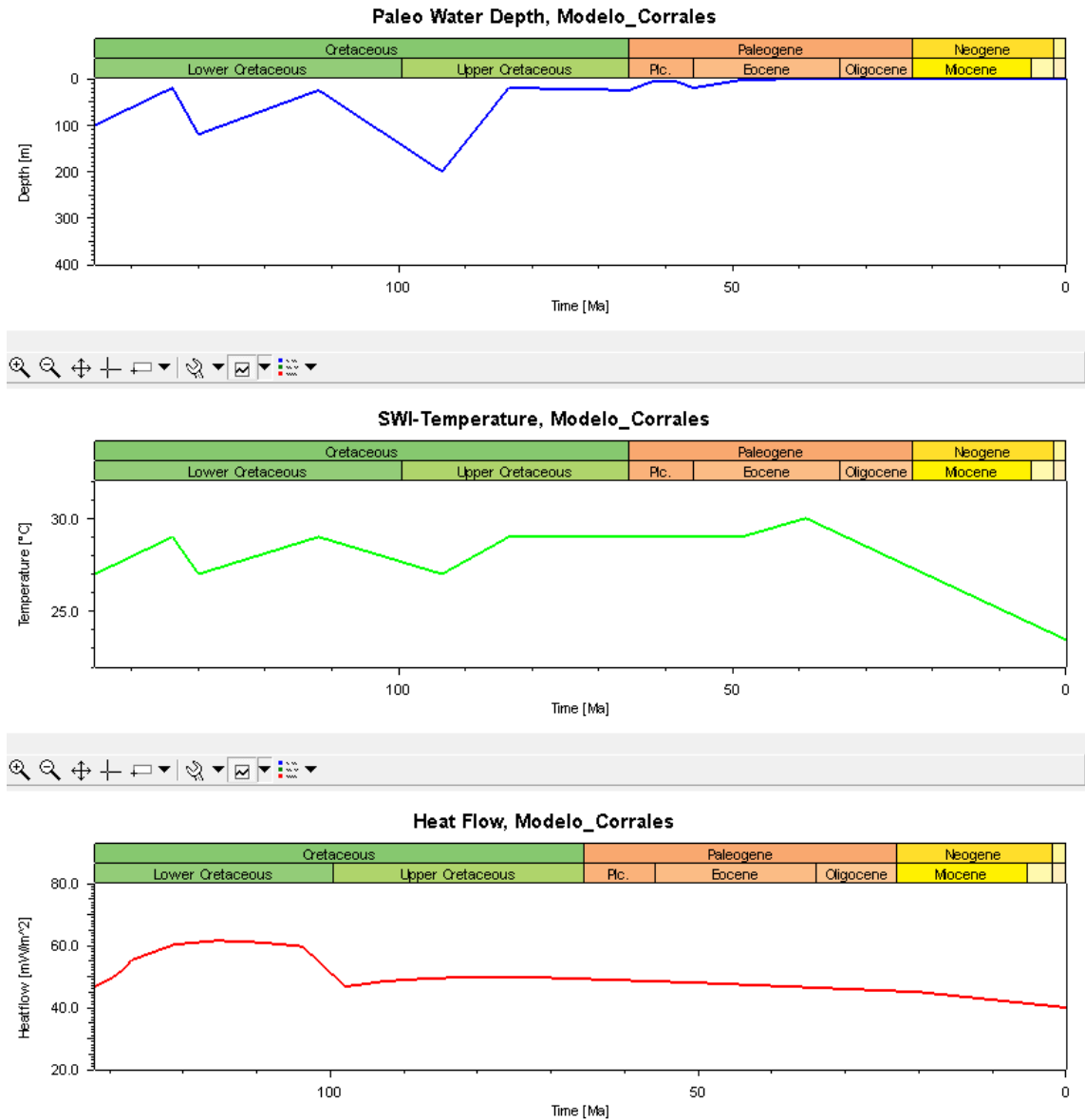
Tabla 9. Input del modelo 1D del bloque Yacente de Soapaga.

Formación	Tope (m)	Base (m)	Espesor (m)	Erosión (m)	Depo. Desde (Ma)	Depo. Hasta (Ma)	Eros. Desde (m)	Eros. Hasta (Ma)	Litología	Elemento SP	COT	IH
<i>Concentración (Tc)</i>	0	640	640	650	37.00	25.0	25.0	5.0	Shale	Sello		
<i>Picacho (Tp)</i>	640	820	180		40.40	37.0			Arenisca conglomerática	Reservorio		
<i>Socha Sup. (Tss)</i>	820	1160	340		48.60	40.40			Shale	Sello		
<i>Socha Inf. (Tsi)</i>	1160	1290	130		59.00	48.6			Arenisca conglomerática	Reservorio		
<i>Guaduas (TKg)</i>	1290	1680	390		65.00	59.00			Shale	Generadora	5.0	250
<i>Arenisca Tierna (Kgt)</i>	1680	1830	150		70.00	65.00			Arenisca conglomerática	Reservorio		
<i>Los Pinos (Kgpi)</i>	1830	2030	200		75.00	70.00			Shale carbonoso	Generadora	2.0	250
<i>Plaeners (Kgp)</i>	2030	2201	171		80.00	75.00			Lidita	Overburden		
<i>Chipaqué (Ksc)</i>	2201	3531	1330		83.60	80.00			Shale carbonoso	Generadora	3.5	350
<i>Une (Ku)</i>	3531	4281	750		101.00	83.60			Arenisca	Reservorio		
<i>Fómeque (Kfo)</i>	4281	5261	980		113.00	101.00			Shale carbonoso	Generadora	3.0	300
<i>Arenisca de las Juntas (Kju)</i>	5261	6161	900		129.00	113.00			Arenisca	Overburden		
<i>Lutitas de Macanal (Klm)</i>	6161	8361	2200		145.0	129.00			Shale carbonoso	Generadora	4.0	250

Tabla 10. Factores de adelgazamiento cortical usados para los diferentes modelamientos. Tomado de Sarmiento (2001).

Pozo/Sección	Evento 1				Evento 2				Evento 3			
	Inicio	Fin	Manto (δ)	Corteza (β)	Inicio	Fin	Manto (δ)	Corteza (β)	Inicio	Fin	Manto (δ)	Corteza (β)
<i>Arcabuco</i>	140	127.5	1.209	1.209	114.8	112.2	1.069	1.011				
<i>Floresta</i>	122.4	122.3	2.029	1.179								
<i>Pajarito</i>	142	127.5	1.169	1.303					98	93	1.108	1.104
<i>Paz del Río</i>	144	127	1.385	1.154					98	93	1.07	1.07
<i>Tibasosa</i>	132.8	127	2.046	1.181								
<i>Cormichoque-1</i>	122.4	122.4	2.029	1.179								
<i>Bolívar-1_Corrales-1</i>	132	127	2.071	1.186					98	93	1.205	1.054
<i>Tunja-1</i>	133.5	127	2.204	1.185								

Figura 49. Condiciones límite del modelo Bloque Yacente Soapaga.



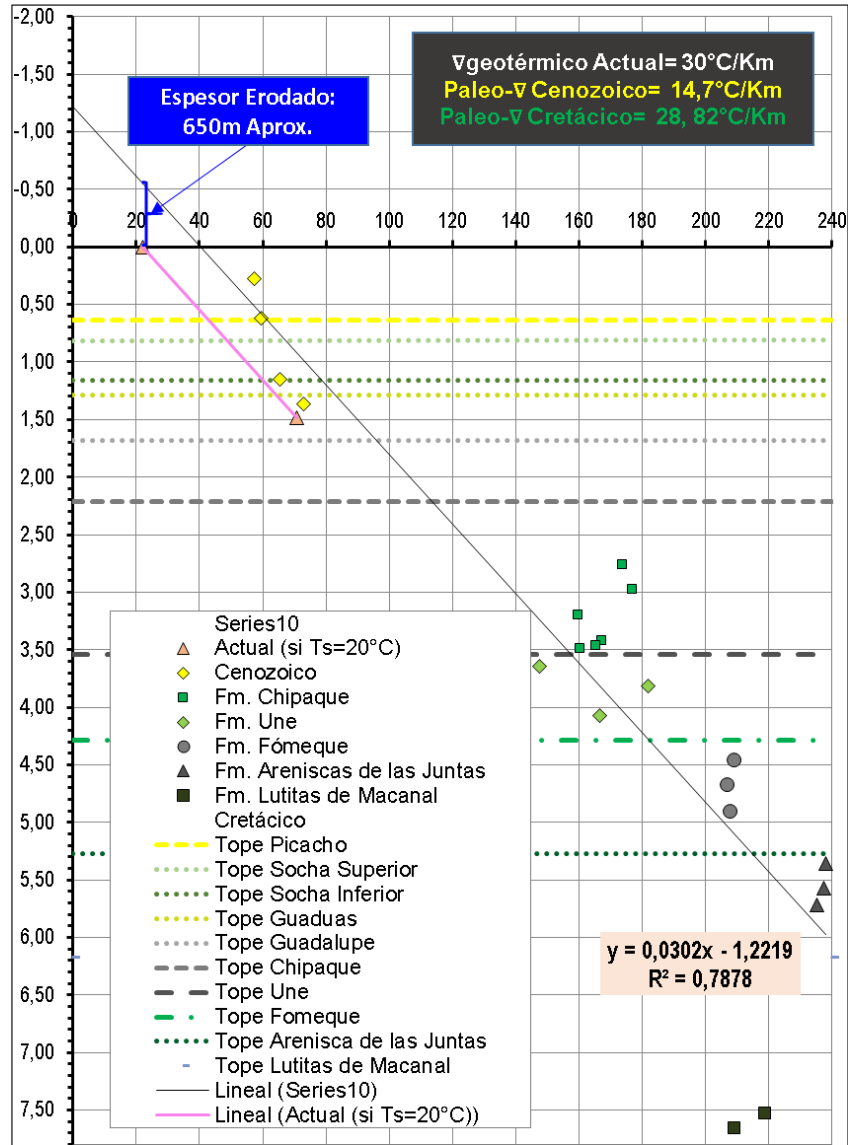
A partir del R_0 medido se calcularon paleo-temperaturas usando la **ecuación 1** y se calculó un paleo-gradiente geotérmico para el Cretácico y para el Cenozoico. Estos gradientes se pueden observar en la figura 50. El gradiente del Cenozoico es tan bajo, a comparación del gradiente Cretácico debido a la entrada de sedimentos fríos a una alta tasa de sedimentación durante el Cenozoico. Como se observa en la figura, se estima un paleo-gradiente geotérmico similar al actual.

También se calculó un espesor erosionado de 650 m aprox. para la Fm. Concentración con base en la diferencia entre la tendencia de las paleotemperaturas y la temperatura actual.

$$\text{Ecuación 1 } T_{eqv} = \ln(Ro + 1.68) / 0.0124 \quad (\text{Barker y Pawlewicz, 1994})$$

La figura 51 presenta la calibración del modelo, donde se observa un buen ajuste de los datos de Ro y BHT con la curva generada por la simulación. En la figura 52 se muestra el diagrama de enterramiento, señalando la isoterma de 80°C, donde se observa que las rocas de la Formación Socha y Arenisca Tierna han estado a temperaturas inferiores a esta desde el Mioceno medio, momento del último evento de exhumación.

Figura 50. Paleo-temperaturas calculadas a partir del Ro de las rocas del Cretácico y Temperaturas actuales a partir del BHT. Se muestran el gradiente geotérmico actual y los paleo-gradientes del Cenozoico y Cretácico.



De acuerdo con el balance de generación-expulsión presentado en la figura 53, la Formación Lutitas de Macanal inicia su proceso de generación en 133 Ma y se llevó en tres etapas, con su pico de generación en 112 Ma; el final de la generación ocurrió en 74 Ma. La Fm. Fómeque por su parte, inició en el Santoniano (83 Ma) de manera relativamente constante hasta finales del

Oligoceno, y de manera similar ocurre el proceso de expulsión. La Fm. Chipaque comenzó a generar durante el límite Maastrichtiano-Paleceno, con su pico de generación hace 37 Ma; el proceso finalizó de manera simultánea con el de la Fm. Fómez, debido a la exhumación de este bloque. Finalmente, la Fm. Guaduas aún no ha alcanzado suficiente temperatura para ser considerada una roca generadora.

Figura 51. Calibración termal del modelo del bloque yacente de Soapaga.

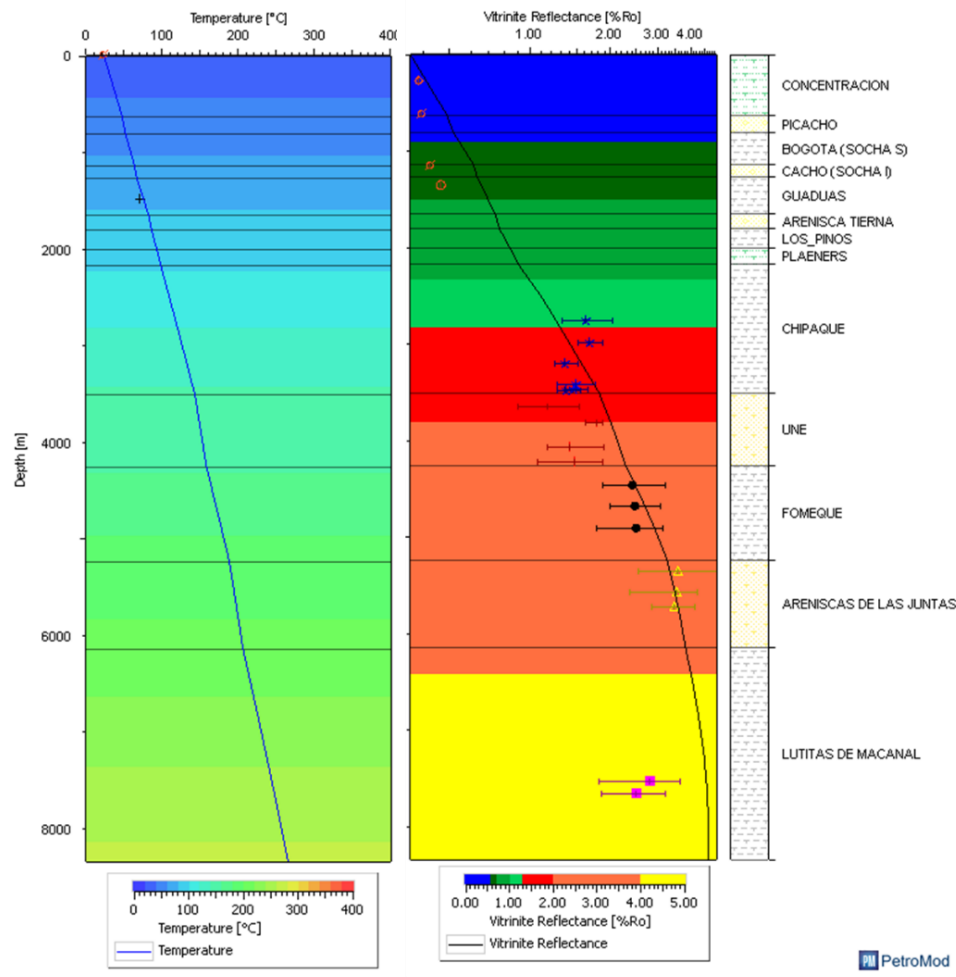


Figura 52. Diagrama de enterramiento del modelo 1D del bloque yacente de Soapaga mostrando la tendencia de temperatura en el tiempo.

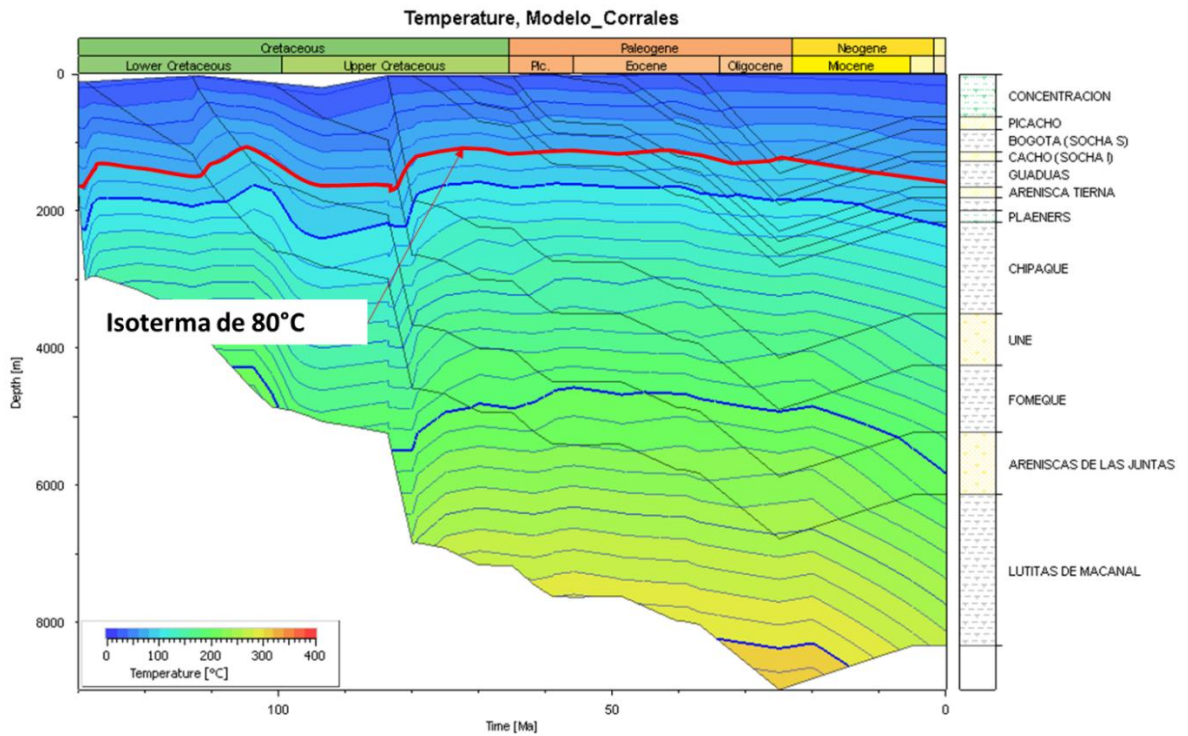
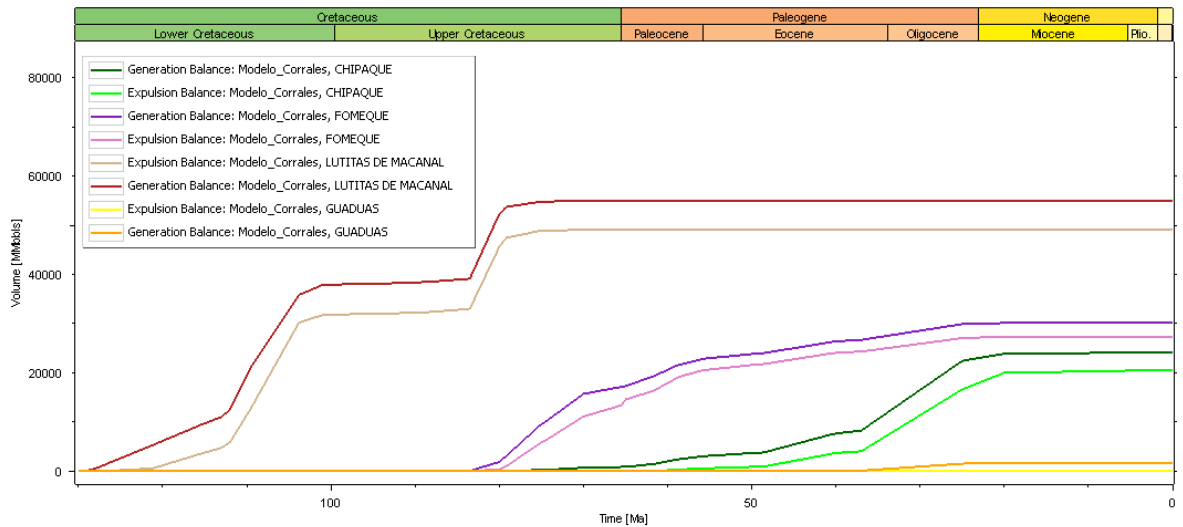


Figura 53. Balance de generación y expulsión de las rocas generadoras.



5.2.2 Modelo 1D Bloque Colgante Falla de Soapaga En este modelo se integraron los espesores perforados por los pozos Tunja-1 y Cormichoque-1 dada

la cercanía entre ambos. La estratigrafía que se introdujo en este pozo se presenta en la tabla 11.

Para la calibración se emplearon los datos de Tmax del pozo Tunja-1 que abarcan desde la Fm. Guaduas hasta la Fm. Churuvita; estos valores se convirtieron en Ro usando la **ecuación 2**. Con estos valores de Vitrinita equivalente también se estimaron las paleo-temperaturas a las que estuvieron sometidas las rocas con la **ecuación 1** y asumiendo un paleo-gradiente geotérmico de 30°C/Km (basados en el estimado para el pozo Corrales-1D y cálculos de Ramírez *et al.* 2010) se estimó que para tener esa temperatura equivalente, se debió haber depositado 1422 m de roca sobre la primera muestra con dato de Tmax en la Fm. Guaduas (tabla 12), y teniendo en cuenta que este espesor no se encuentra por encima, se deduce que estos 1422 m corresponden a la erosión producto de la exhumación de la CO.

$$\text{Ecuación 2 } T_{max} \text{ eq } \%Ro = 0.018 * (T_{max}) - 7,16 \quad (\text{Jarvie et al., 2001})$$

Adicionalmente, dada la cercanía con el pozo Cormichoque-1, se usaron los datos de BHT de este pozo como calibración de la temperatura actual. Estos datos también fueron corregidos y a partir de ellos se calculó un gradiente geotérmico actual de 33°C/Km (figura 54), que están influenciados por la cercanía con el Complejo Termal de Paipa, así como se observa en el pozo Tamauka-1, donde el gradiente geotérmico actual calculado con BHT es de 45°C/Km.

Los datos de Ro y BHT se ajustan a las curvas de paleo-temperatura y temperaturas generadas por el modelo, indicando buena calibración termal (figura 55). La historia de enterramiento presentada en la figura 56 refleja la evolución de esta área, mostrando un evento de depositación continuo entre el Cretácico inferior y el Eoceno temprano, seguido de un periodo de no depositación que finalizó en 25 Ma, con el levantamiento de la Falla de Soapaga, generando un levantamiento de 1422 m aproximadamente. En la figura 56 también se muestra la

isoterma de 80°C, donde se observa que las rocas más jóvenes que el Conaciano (Fm. Conejo) están por debajo de esta temperatura.

Tabla 11. Input modelo Bloque Colgante Falla de Soapaga en el que se integraron los espesores perforados por los pozos Tunja-1 y Cormichoque-1.

Formación	Tope (m)	Base (m)	Espesor (m)	Erosión (m)	Depo. Desde (Ma)	Depo. Hasta (Ma)	Eros. Desde (m)	Eros. Hasta (Ma)	Litología	Elemento SP	COT	IH
<i>Tilatá</i>	0	350	350		5	3			Marga	Sello		
<i>Bogotá</i>	350	650	300	1000	59	48.6	25	5	Arenica Conglomerática	Reservorio		
<i>Guaduas</i>	650	1450	800		65	59			Shale-Carbón	Generadora		
<i>Arenisca Tierna</i>	1450	1531	81		70	65			Arenica Conglomerática	Reservorio		
<i>Los Pinos</i>	1531	1718	187		75	70			Shale carbonoso	Generadora		
<i>Arenica Dura</i>	1718	1814	96		80	75			Liditas	Overburden		
<i>Conejo</i>	1814	2052	238		83.6	80			Shale carbonoso	Generadora	5	400
<i>Churuvita</i>	2052	2652	600		88.6	83.6			Caliza	Generadora	4	300
<i>Une</i>	2652	3084	432		100.5	88.6			Arenisca	Reservorio		
<i>Tibasosa-1</i>	3084	3234	150		118	100.5			Caliza rica Materia orgánica	Generadora	4	300
<i>Tibasosa-2</i>	3234	3354	120		125	118			Shale carbonoso	Generadora	3	300
<i>Tibasosa-3</i>	3354	3504	150		128	125			Caliza rica Materia orgánica	Generadora	5	400
<i>Tibasosa-4</i>	3504	3604	100		132.9	128			Conglomerado	Underburden		

Tabla 12. Cálculo del espesor erosionado en el pozo Tunja-1 a partir de Tmax.

Profundidad Medida (ft)	Profundidad Medida (m)	TOC (%wt)	Tmax (°C)	Ro Eqv.	PaleoT (°C)	Diferencia PaleoT - T superficie (°C)	Espesor depositado sobre las Formaciones** (m)	Espesor erosionado (m)
3305	1007.4	1.07	433	0.63	67.7	42.7	1422.0	741.0
3335	1016.5	0.68	430	0.58	65.8	40.8	1358.5	677.5
3365	1025.7	0.74	431	0.60	66.4	41.4	1379.8	698.8
3400	1036.3	0.74	432	0.62	67.0	42.0	1401.0	720.0
3510	1069.8	1.45	437	0.71	70.1	45.1	1504.4	823.4
3540	1079.0	0.60	431	0.60	66.4	41.4	1379.8	698.8
3570	1088.1	0.96	432	0.62	67.0	42.0	1401.0	720.0
3605	1098.8	0.92	431	0.60	66.4	41.4	1379.8	698.8
4600	1402.1	1.04	433	0.63	67.7	42.7	1422.0	741.0
4635	1412.7	0.93	433	0.63	67.7	42.7	1422.0	741.0
4655	1418.8	0.77	432	0.62	67.0	42.0	1401.0	720.0
4690	1429.5	0.81	432	0.62	67.0	42.0	1401.0	720.0
4730	1441.7	0.80	432	0.62	67.0	42.0	1401.0	720.0
4765	1452.4	0.92	433	0.63	67.7	42.7	1422.0	741.0
4790	1460.0	0.93	433	0.63	67.7	42.7	1422.0	741.0
4985	1519.4	0.69	434	0.65	68.3	43.3	1442.8	761.8
5705	1738.9	0.77	435	0.67	68.9	43.9	1463.5	782.5
6030	1837.9	1.09	437	0.71	70.1	45.1	1504.4	823.4
6080	1853.2	0.93	435	0.67	68.9	43.9	1463.5	782.5
6125	1866.9	1.18	437	0.71	70.1	45.1	1504.4	823.4
6155	1876.0	1.04	437	0.71	70.1	45.1	1504.4	823.4
6180	1883.7	1.12	439	0.74	71.3	46.3	1544.6	863.6
6795	2071.1	1.00	439	0.74	71.3	46.3	1544.6	863.6

Profundidad Medida (ft)	Profundidad Medida (m)	TOC (%wt)	Tmax (°C)	Ro Eqv.	PaleoT (°C)	Diferencia PaleoT - T superficie (°C)	Espesor depositado sobre las Formaciones** (m)	Espesor erosionado (m)
6825	2080.3	0.86	437	0.71	70.1	45.1	1504.4	823.4
6890	2100.1	1.05	438	0.72	70.7	45.7	1524.6	843.6
6910	2106.2	0.84	438	0.72	70.7	45.7	1524.6	843.6

Tmax eq %Ro= 0.018(Tmax)-7,16

**Asumiendo gradiente geot. De 30°C/Km

Figura 54. Gradiente geotérmico actual en el pozo Cormichoque-1.

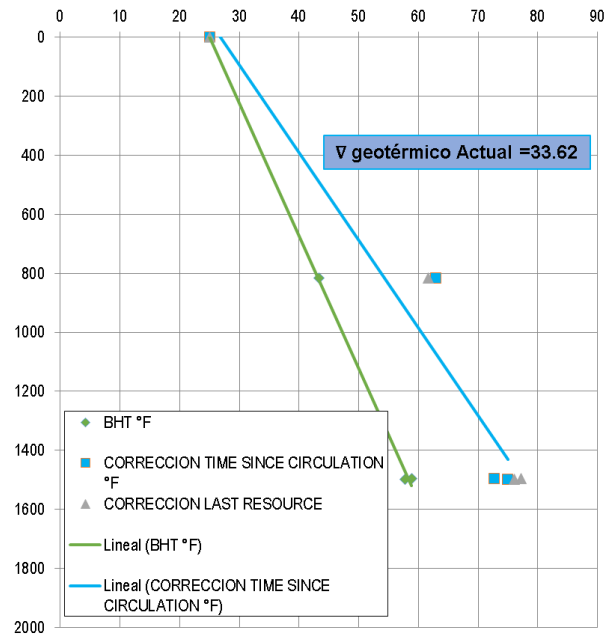


Figura 55. Calibración termal del modelo bloque colgante F. Soapaga.

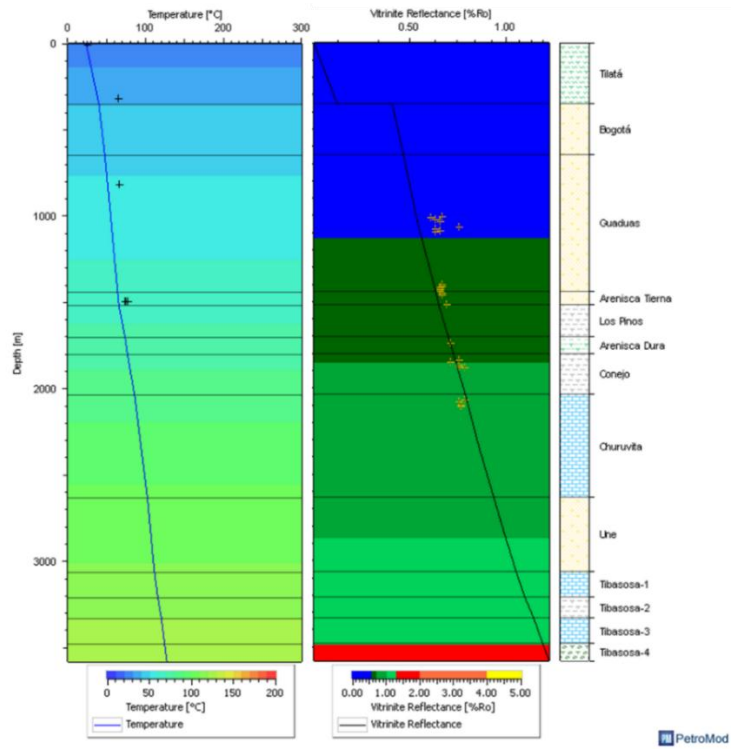
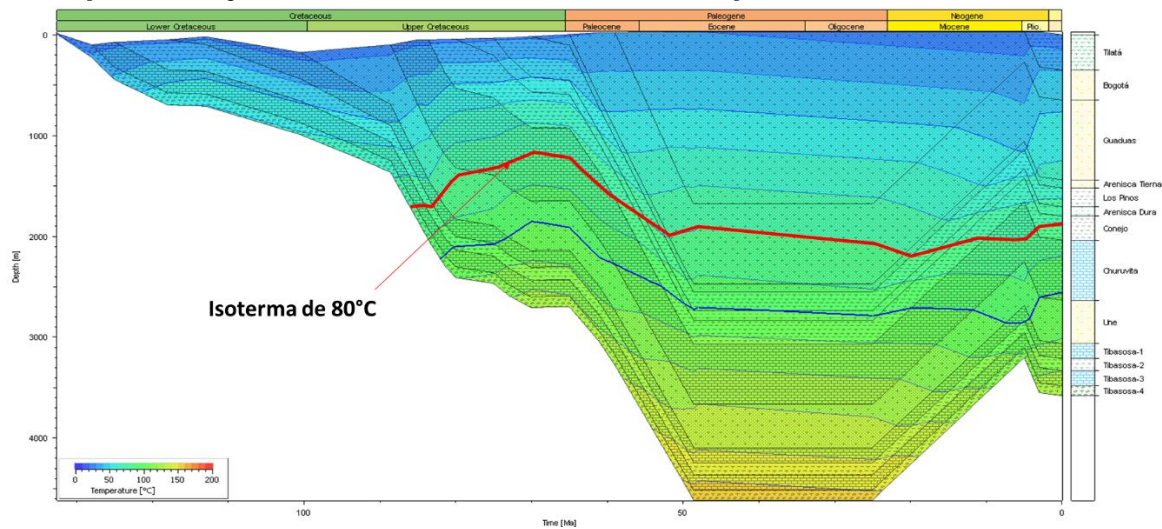
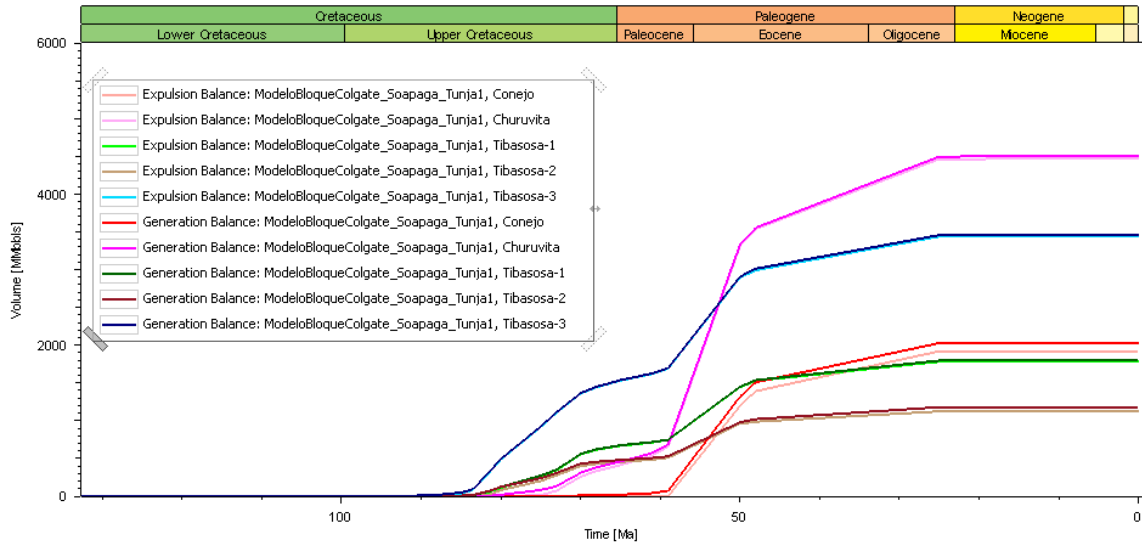


Figura 56. Historia de enterramiento del bloque colgante de la F. de Soapaga en el pozo Tunja-1 mostrando la isólinea de temperatura de 80°C.



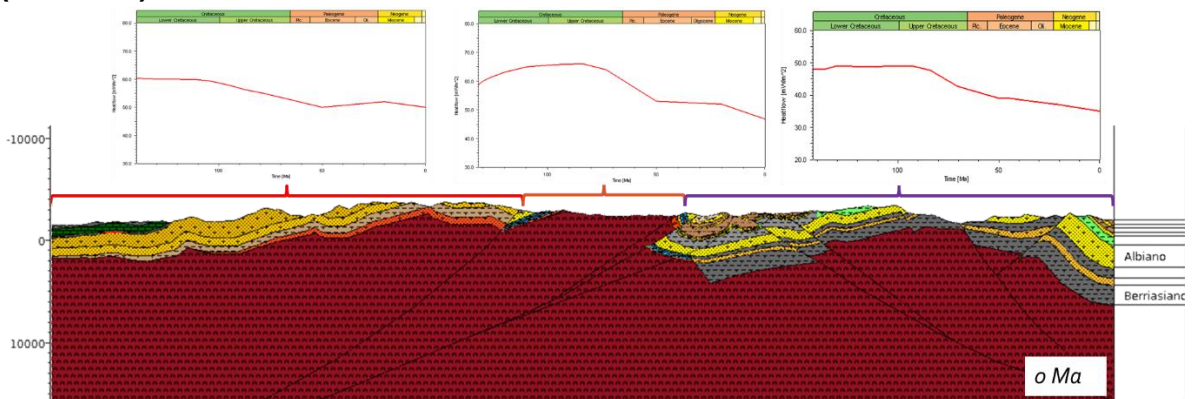
En la figura 57 se muestra un inicio de la generación y expulsión de hidrocarburos en la Fm. Tibasosa aproximadamente hace 83 Ma de manera casi simultánea, continuando hasta finales del Oligoceno, donde se detiene la generación de manera general por efecto del levantamiento de la cordillera. La Fm. Churuvita comienza a generar y expulsar aproximadamente hace 74 Ma y tiene su pico de generación entre el Paleoceno (60 Ma) y el Eoceno temprano (47 Ma). La Fm. Conejo sigue una historia similar aunque con unas menores proporciones de hidrocarburos generados que la Fm. Churuvita debido a la diferencia en espesores entre ambas unidades.

Figura 57. Balance de generación y expulsión de hidrocarburos en el modelo del bloque colgante de Soapaga.



5.2.3 Modelo 2D Sección Norte (Corrales) La sección Corrales fue constreñida al área de estudio de este proyecto, es decir, a la Zona Axial de la CO para que los resultados de dicha sección fueran comparables a los de la sección Laguna de Tota. la figura 58 presenta la distribución de facies y la distribución de las tendencias de flujo de calor a lo largo de la sección.

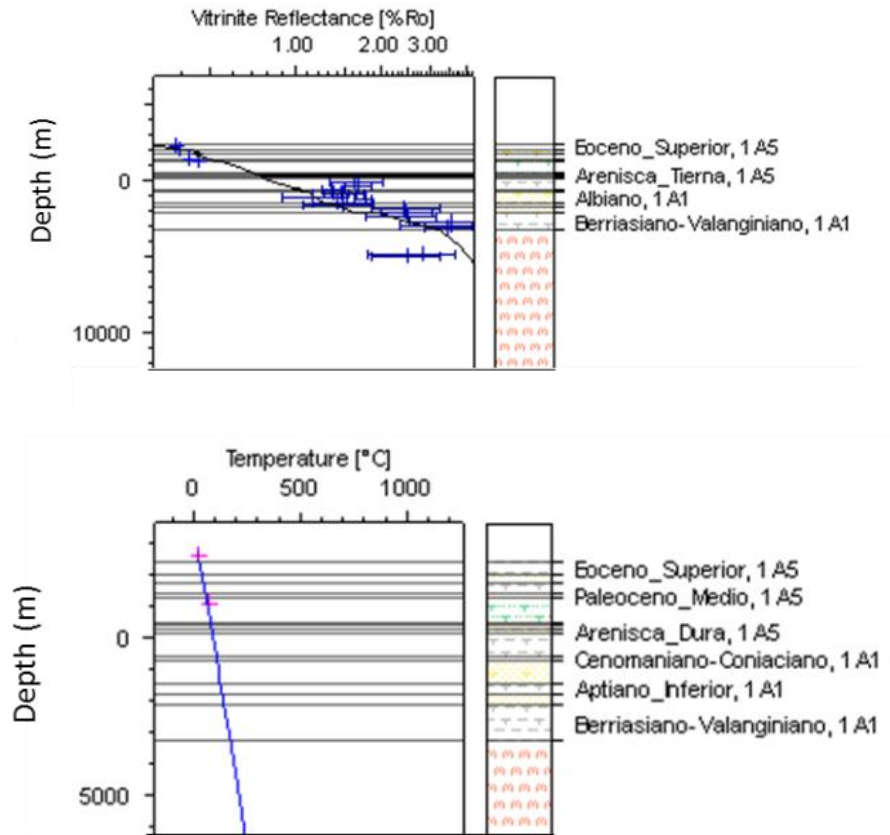
Figura 58. Variación de facies en sentido Oeste-Este a la sección Norte (Corrales).



La curva de reflectancia de vitrinita generada por el software presentada en la figura 59 se ajusta muy bien a los datos usados para calibrar e modelo, esto quiere decir que los flujos de calor ingresados son adecuados a la historia tectónica y la consecuente subsidencia.

La madurez en la sección es presentada en la figura 60a donde se observa que gran parte de la secuencia Cenozoica se encuentra inmadura, como es verificado con los datos de Ro del pozo Corrales-1; mientras que la madurez de la secuencia cretácica es variable debido a la historia evolutiva de la cuenca: las rocas del intervalo Hauteriviano-Aptiano, expuestas en el bloque colgante de la Falla de Soapaga, están en la ventana de generación; mientras que las rocas de este mismo intervalo en el bloque yacente de esta falla se encuentran en la ventana del gas húmedo inmediatamente por debajo de la falla, pues en este sector la columna de sedimentos depositada durante en Cenozoico se ha preservado y las rocas que cabalgan la Falla de Soapaga generan suficiente carga para aumentar su nivel de madurez, mientras en el bloque yacente, este mismo intervalo se encuentra entre la ventana tardía del aceite y la del gas húmedo. Las rocas del intervalo Cenomaniano-Coniaciano (Formación Chipaque), que es la principal roca generadora en el área se encuentra entre el pico y la ventana tardía del aceite debajo de la F. de Soapaga para su parte más basal; mientras que hacia el Oriente se encuentra entre la ventana temprana y el pico de generación de aceite. Las rocas del intervalo Berriasiano-Valanginiano, es decir, la Fm. Lutitas de Macanal se encuentra principalmente en la ventana del gas seco, y en algunos sectores en la ventana del gas húmedo.

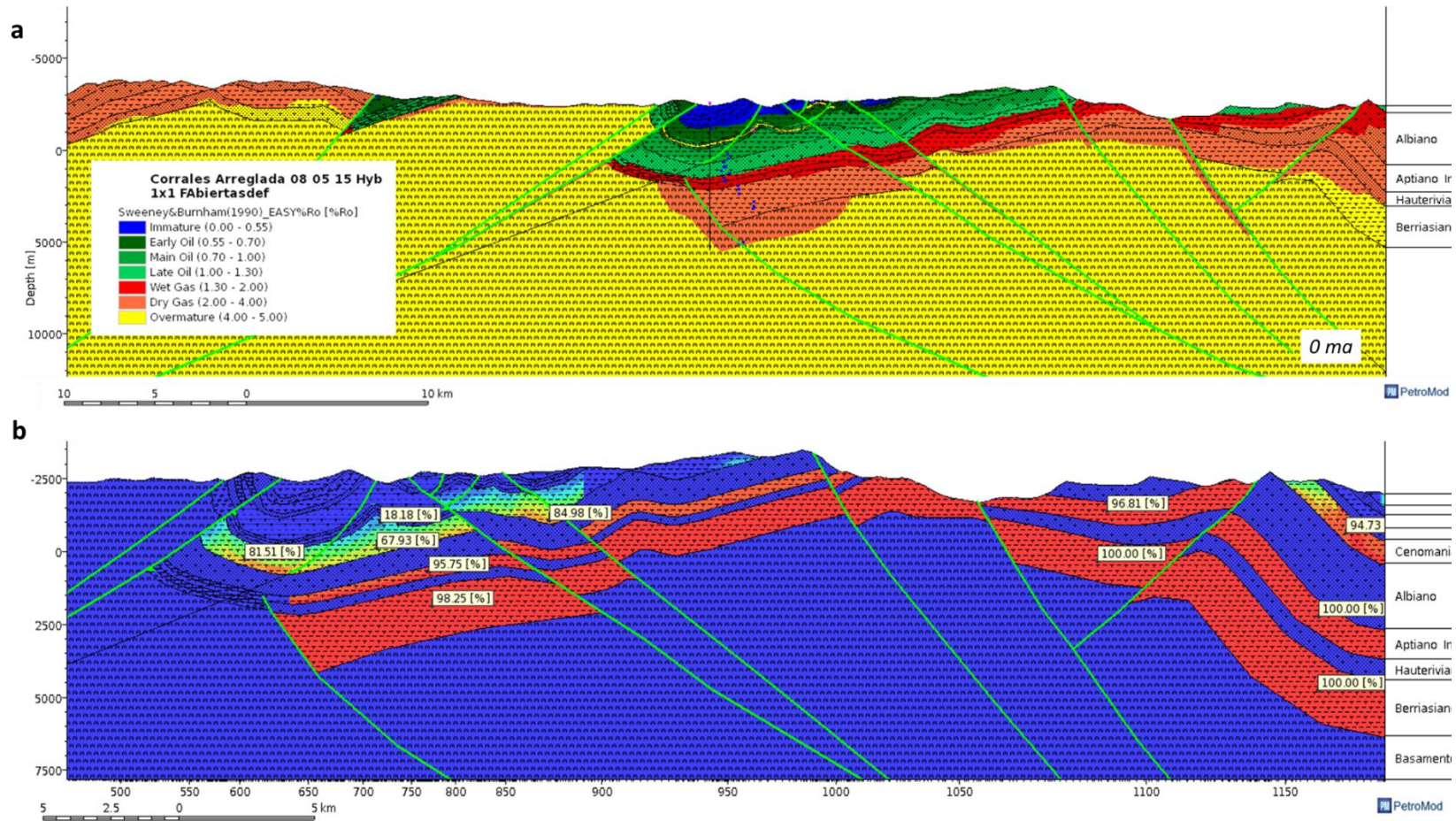
Figura 59. Curvas de calibración en el pozo Corrales-1 para la sección Corrales.



En la figura 60 bse encuentran las tasas de transformación del kerógeno para cada unidad, donde se aprecia que las rocas generadoras del Cretácico inferior actualmente ya han alcanzado entre el 95 y el 100% de transformación del kerógeno, mientras que la Fm. Chipaque tiene una tasa de transformación variable, oscilando entre 67% en los sectores donde se encuentra más alta estructuralmente; y en sectores como el sinclinal de Pisba alcanza una tasa de transformación del 94,7%, es decir que la Fm. Chipaque aún se encuentra generando hidrocarburos en algunos sectores de la cuenca, mientras que las rocas generadoras del Cretácico inferior tienen un potencial de generación agotado. El modelamiento de compactación muestra también las porosidades alcanzadas por las rocas reservorios, eliminando las probabilidades de

yacimientos de petróleo en las rocas reservorio del cretácico inferior debido al alto grado de compactación que presentan estas rocas debido al enterramiento, las cuales oscilan entre 4 y 8%, mientras que los reservorios cenozoicos tienen porosidades optimas de reservorios, oscilando entre 19% y 20% para la Fm. Arenisca Tierna; 24% aproximadamente para las Areniscas de Socha y hasta 28% para la Fm Picacho, que además se ajustan a las medidas en el pozo Corrales pues las porosidades medidas para la Fm. Picacho se encuentra alrededor del 20%.

Figura 60. a) Reflectancia de vitrinita a través de la sección Corrales mostrando las zonas de cada etapa de madurez. b) Tasa de transformación actual de las diferentes rocas generadoras.



Las acumulaciones de hidrocarburos son muy pequeñas y localizadas a lo largo de la sección, como se muestra en la figura 61, donde se evidencia una baja eficiencia del sistema petrolífero observa que la estructura del pozo Bolívar se encuentra cargada con aproximadamente 10MMbbls de petróleo, siendo una de las acumulaciones más grandes, superada por una acumulación de 19MMbbls. Estos volúmenes son un aproximado de las acumulaciones que realmente pueden estar entrapados puesto que corresponden únicamente a un perfil 2D, sin embargo, sirven para mostrar los volúmenes comparativamente en las diferentes estructuras. Se presentan dos tipos de trampas estructurales diferentes, la primera que es donde se encuentra el yacimiento del pozo Bolivar-1, es una estructura anticlinal simétrica amplia; el segundo tipo de estructura es en el flanco occidental del sinclinal por debajo de la F. de Soapaga, la cual tiene cierre lateral contra el basamento del Macizo de Floresta. En estas últimas estructuras se encuentran algunas acumulaciones de gas y aceite en volúmenes de 15MMbbls aproximadamente. En la estructura de Bolívar el principal producto es aceite.

En cuanto a los tiempos de generación/acumulación de hidrocarburos, la Fm. Lutitas de Macanal comenzó a generar durante el Cretácico inferior, aproximadamente hace 100Ma, y tuvo su pico de generación en el Cretácico tardío, alrededor del Cenomaniano, mientras que la expulsión aunque inició casi al mismo tiempo que la generación; por su parte, la Fm. Fómeque comenzó a generar hidrocarburos a finales del Cretácico y tuvo su pico de generación entre el límite Maastrichtiano-Paleoceno y el Eoceno (figura 62 y 64); mientras que la Fm. Chipaque comenzó a generar entre el Eoceno debajo de la F. de Soapaga y el Paleoceno de manera incipiente en el extremo oriental, para alcanzar su pico de generación entre el Eoceno y el Mioceno temprano. Para estas dos últimas Formaciones, la expulsión ha ocurrido casi simultáneamente con la generación. Finalmente, la Fm. Guaduas, aunque de manera incipiente pues está actualmente entrando en ventana de aceite, ya ha comenzado a generar hidrocarburos, sin haber ocurrido mayor expulsión. Es evidente en la curva de generación (figura 62

y 64) que la exhumación de la CO interrumpió los procesos de generación de hidrocarburos para las distintas Formaciones desde el Mioceno, donde la curva de generación comienza a disminuir para todas las Formaciones. Por su parte, las acumulaciones se comienzan a formar entre 33 y 23 Ma. En la figura 63 se muestran las edades cuando las diferentes unidades entran en ventana de generación.

El origen de los hidrocarburos fue establecido con base en las cinéticas de las rocas generadoras, donde, como se observa en la figura 61 el crudo entrampado en la estructura de Bolívar proviene mayoritariamente de la Fm. Chipaque, aunque puede tener un ligero aporte de las Formaciones Fόμεque y Lutitas de Macanal; se observa un nulo aporte de la Fm. Guaduas a las acumulaciones, descartando a esta como roca generadora por su madurez, que como se mencionó en párrafos anteriores, se encuentra entre inmadura y entrando a la ventana de generación de aceite. El perfil presentado en la figura 5.19 sustenta esta afirmación, mostrando que la unidad escasamente ha alcanzado 0,64%Ro, entrando a la ventana del aceite.

Figura 61. Acumulaciones de hidrocarburos en la sección Corrales, mostrando los volúmenes y el origen probable de los crudos entrampados en estos reservorios.

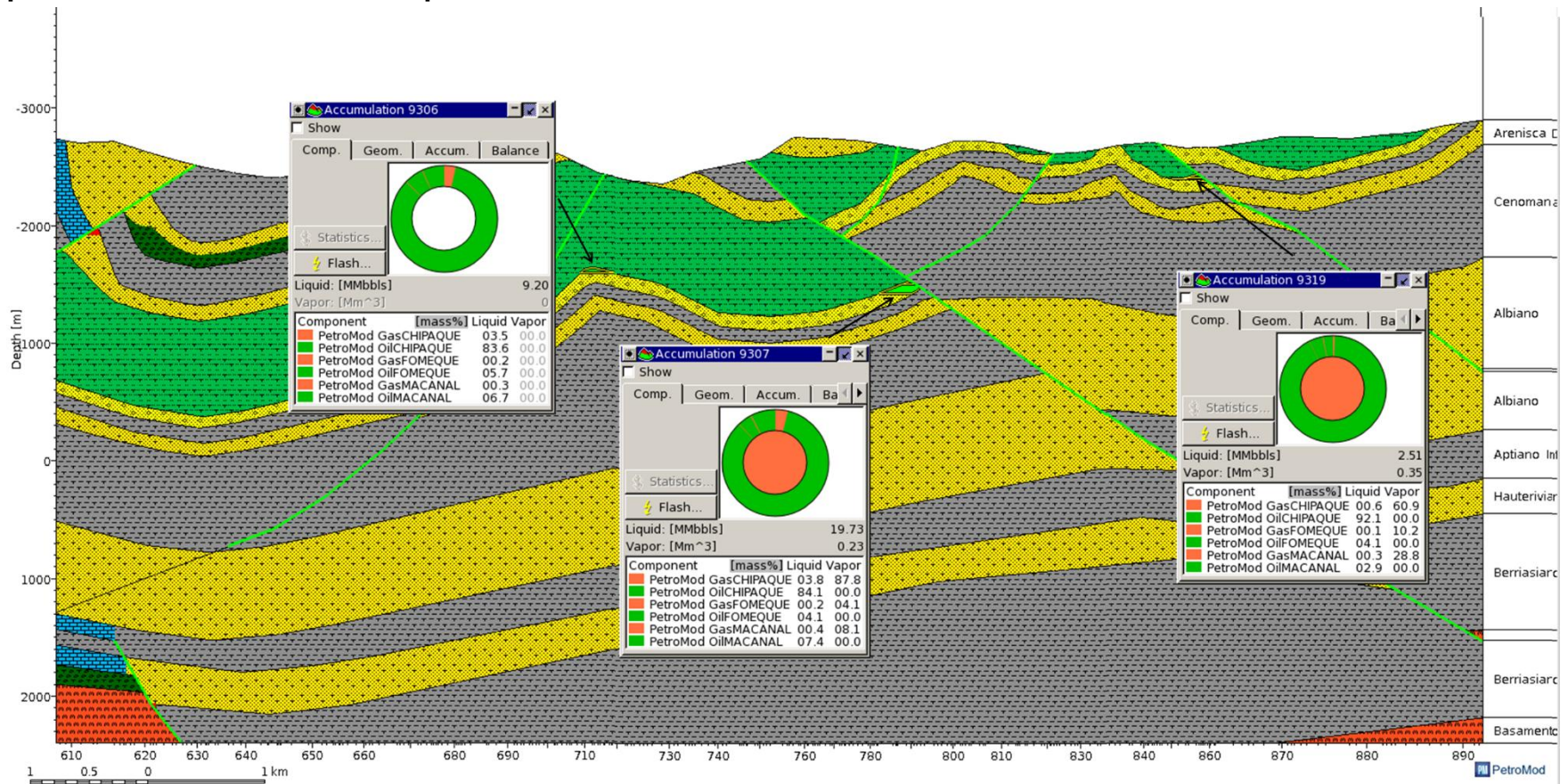
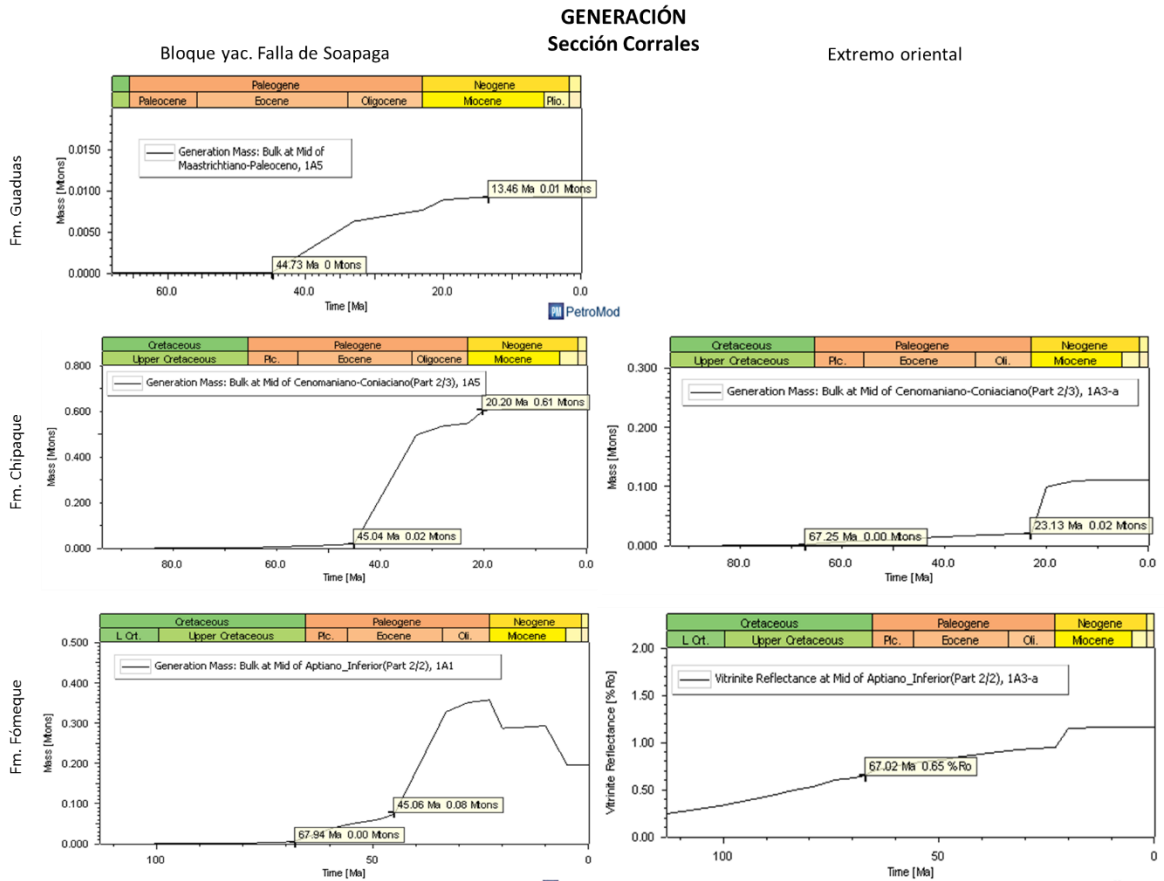


Figura 62. Evolución de la generación en la sección Corrales.



Este modelamiento 2D confirma las inferencias hechas sobre la biodegradación, donde los reservorios del Paleoceno, de donde se extraen los crudos de menor gravedad API en el pozo Corrales-1D, han estado expuesto a temperaturas inferiores a 80°C aproximadamente desde el momento del entrapamiento, aproximadamente 28Ma en las partes estructuralmente más; mientras que en las más bajas han estado expuestas a partir de 15 Ma aproximadamente (figura 65). Esto significa que la biodegradación de estos crudos ha sido continua desde el mismo momento en que los hidrocarburos empezaron a llegar al reservorio sometido a unas condiciones aeróbicas y de baja temperatura durante 28 Ma aproximadamente. Por su parte, la Arenisca Tierna ha estado sometida a temperaturas más altas, estando entre 100 y 80°C durante 28 Ma y disminuyendo gradualmente hasta ser ligeramente mayor que 80°C en las partes

estructuralmente más bajas y estando a niveles de temperatura de 50°C actualmente. La Fm. Picacho por su parte, nunca estuvo a temperaturas superiores a 80°C limitando los posibles hidrocarburos entrampados en esta unidad a crudos altamente pesados y arenas bituminosas.

Figura 63. Evolución de la madurez para las rocas generadoras Fms. Lutitas de Macanal, Fόμεque, Chipaque y Guaduas.

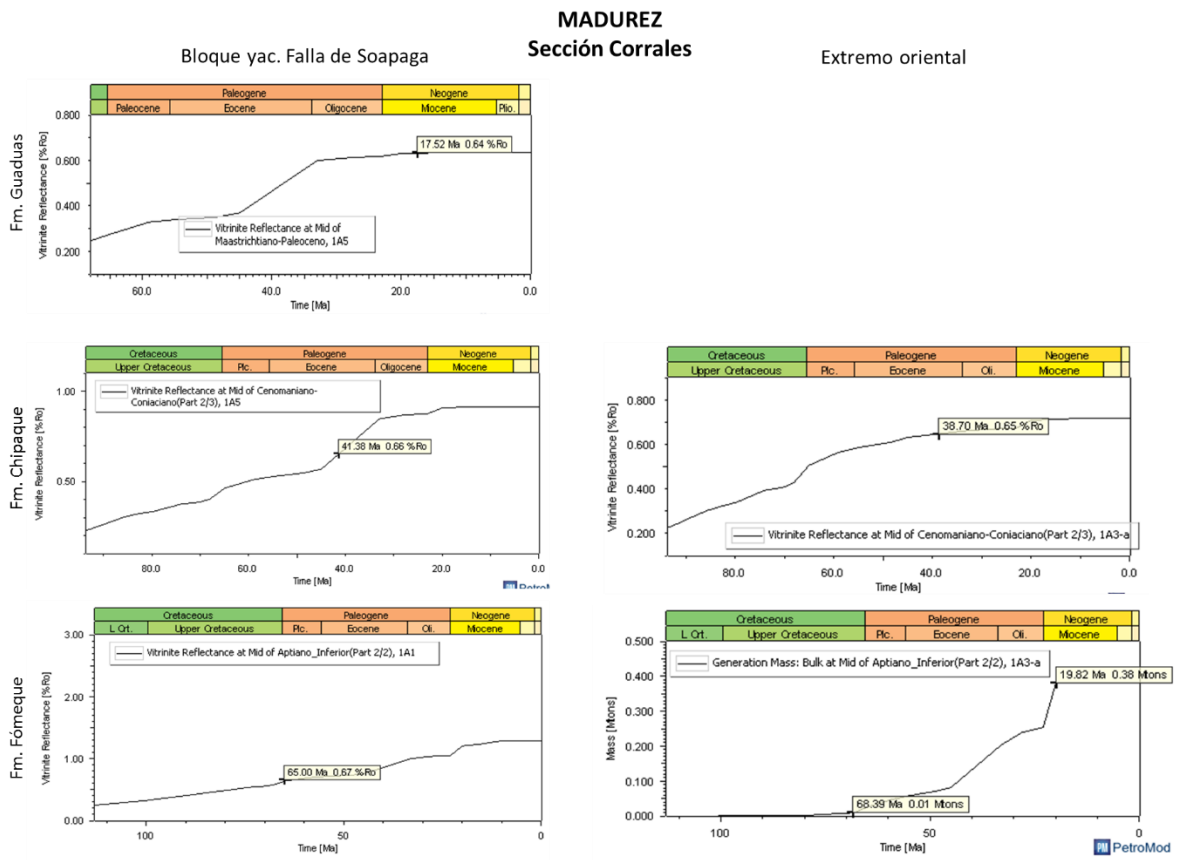


Figura 64. Balance de Expulsión global de la sección Corrales.

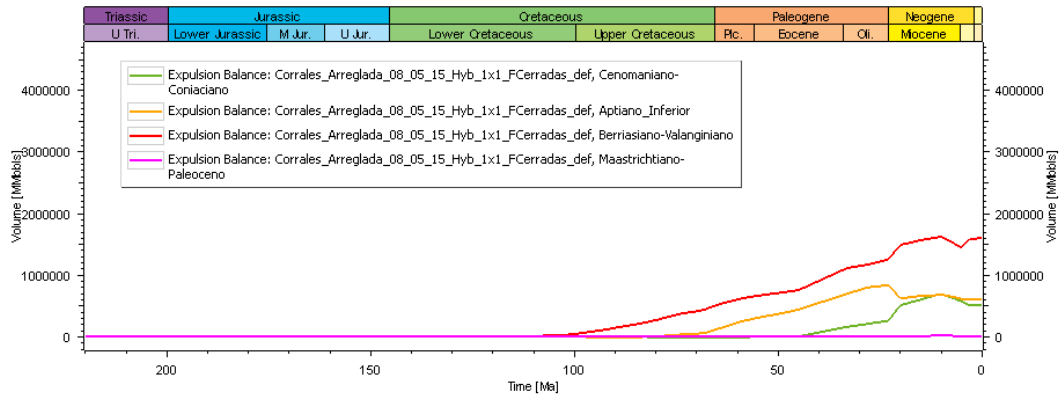
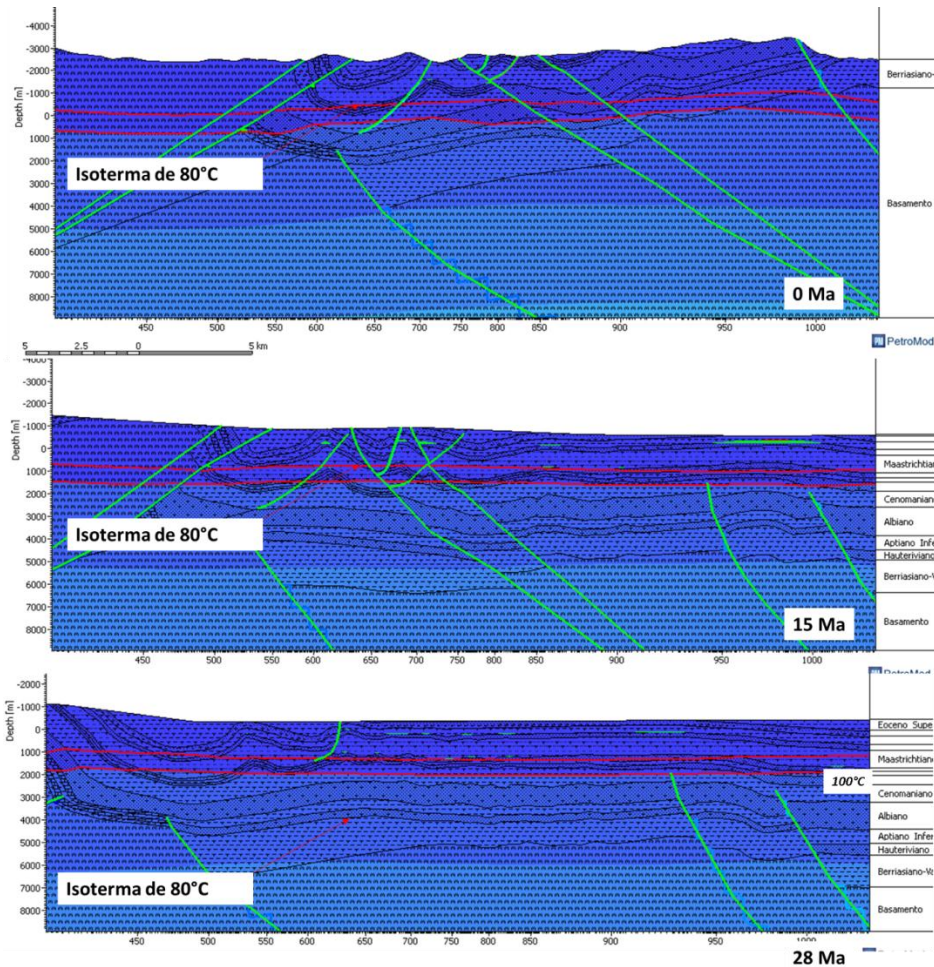
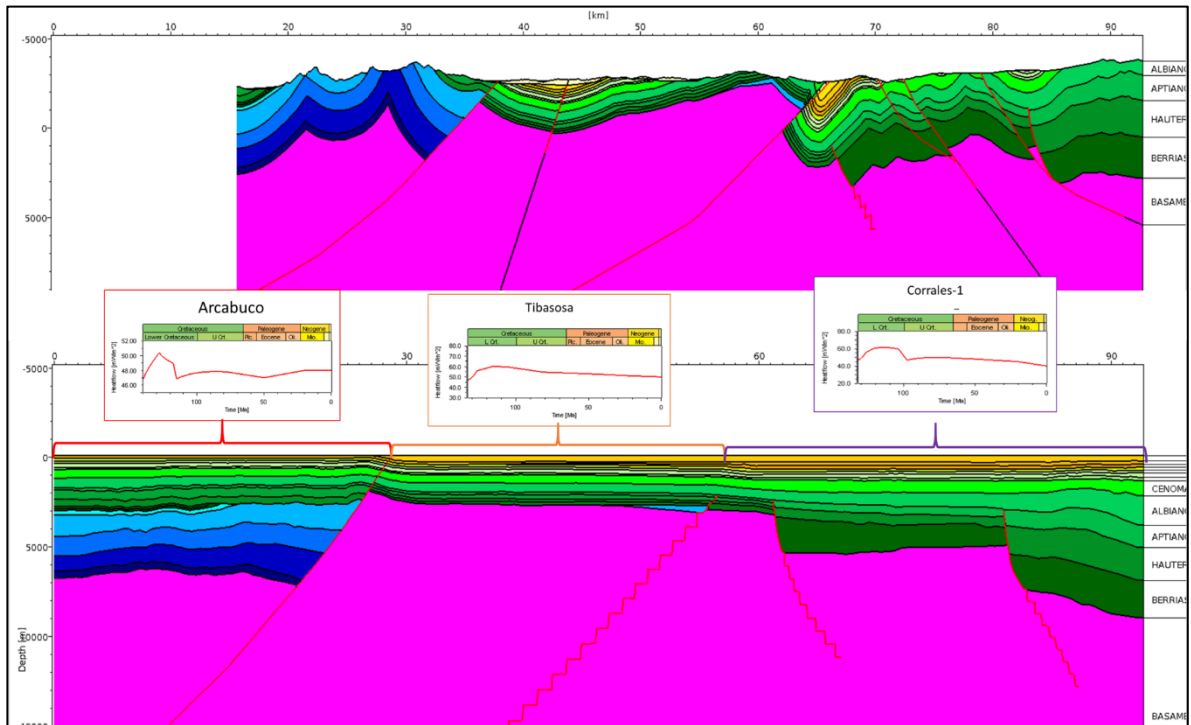


Figura 65. Evolución termal entre 33 y 0 Ma mostrando la temperatura a la que estuvieron sometidos los diferentes reservorios.



5.2.4 Modelo 2D Sección Sur (Laguna de Tota) En la figura 66 se muestra la distribución de facies y flujos de calor usados para el modelo de la sección Laguna de Tota. Para determinar estas variaciones laterales se usaron las descripciones de columnas estratigráficas del área, registros de pozos y la información consignada en la literatura.

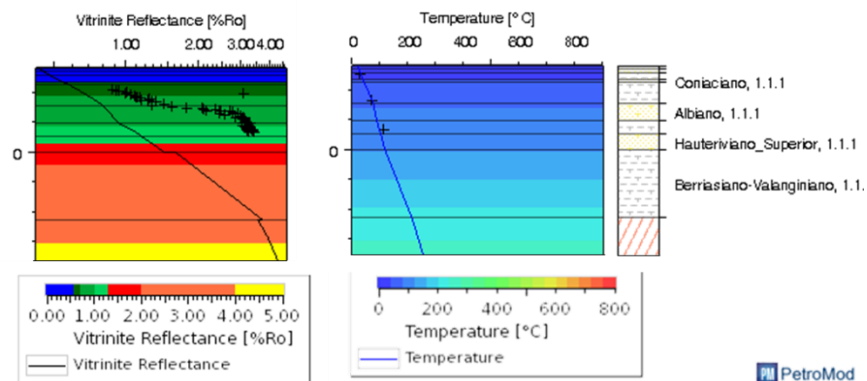
Figura 66. Evolución de la deformación y variación lateral de facies a lo largo de la sección Laguna de Tota.



Este modelamiento no tuvo en cuenta la influencia termal de la intrusión de la Riolita de Iza debido a que esta produjo un efecto de calentamiento muy reciente (2,1 a 2,5 Ma) (Cepeda y Pardo, 2004) y local en las rocas circundantes, que ocasiona que los datos de Ro del pozo Tamauka-1 no se ajusten al modelamiento de madurez de Ro (figura 67) en ese sector, donde se calculó un gradiente geotérmico actual de 45°C/Km, muy superior al calculado para las áreas circundantes.

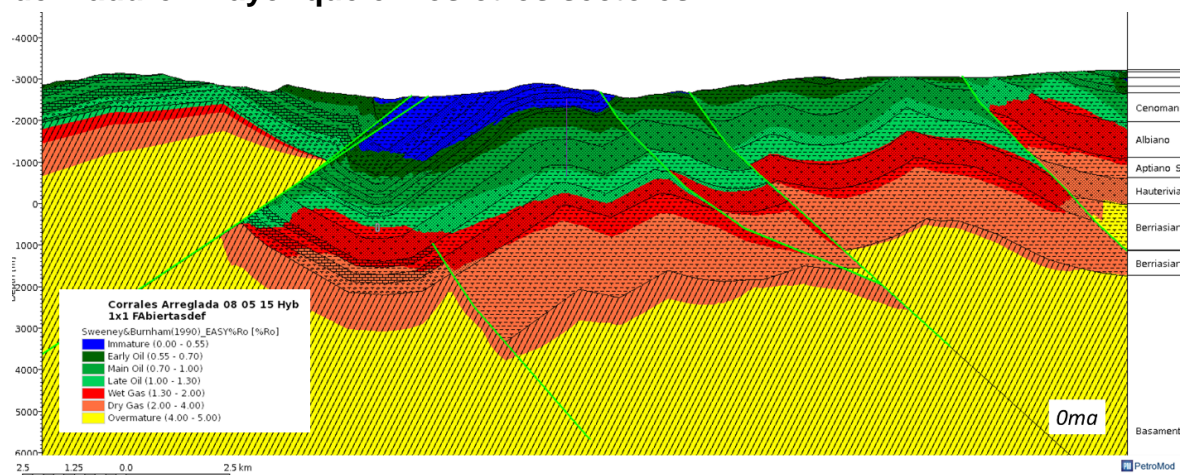
La madurez de la secuencia estratigráfica (figura 68) se asemeja a la observada en la sección Corrales, donde los intervalos más maduros se encuentran inmediatamente por debajo de la Falla de Soapaga por la sobrecarga generada por las rocas cabalgantes. Las rocas del intervalo Cenozoico se encuentran inmaduras sobre la estructura de Tamauka, mientras que en el sinclinal debajo de la Falla la Fm. Picacho se encuentra en ventana temprana del aceite. La Fm. Chipaque en este sector se encuentra entre la ventana tardía del aceite y la ventana del gas húmedo, a medida que se desplaza hacia el este la madurez disminuye ligeramente, estando entre la ventana temprana y el pico de generación. Las rocas del intervalo Hauteriviano-Aptiano se encuentran en la ventana del gas húmedo y en las partes más profundas se encuentra en la ventana del gas seco. La Fm. Lutitas de Macanal alcanza a estar en la ventana del gas seco a lo largo de toda la sección. En el bloque colgante de la F. de Soapaga, las rocas de la Fm. Tibasosa (intervalo Hauteriviano-Aptiano) están entre el pico y la ventana tardía del aceite.

Figura 67. Curvas de calibración de madurez y temperatura en el pozo Tamauka, donde se muestra que el flujo de calor actual se ajusta a la curva generada por el software, mientras que los datos de Ro se encuentran distantes de la curva generada debido a la anomalía termal generada por la intrusión de la Riolita de Iza.



El sistema petrolífero en este sector muestra una baja efectividad, al igual que en la sección Corrales, con base en el tamaño de las acumulaciones simuladas con el software, las cuales son mayoritariamente de aceite. Todas las acumulaciones se presentan en el bloque yacente de la Falla de Soapaga puesto que los reservorios en su bloque colgante se encuentran erosionados. El modelo es congruente con los shows de *dead oil* encontrados en el pozo Tamauka-1, donde se perforó una estructura anticlinal amplia cuyo objetivo eran las areniscas de la Fm. Une y los conglomerados basales de la Fm. Tibasosa (Occidental de Colombia, 1997). La perforación sólo alcanzó el primer objetivo, no encontrando las acumulaciones esperadas debido parcialmente al alto grado de compactación de las areniscas de la Fm. Une a raíz del enterramiento (figura 69). Las porosidades simuladas por el software oscilan entre 4 y 7%, sin embargo, no se descarta la Fm. Une como roca reservorio en otros sectores del área de estudio donde esté menos compactada.

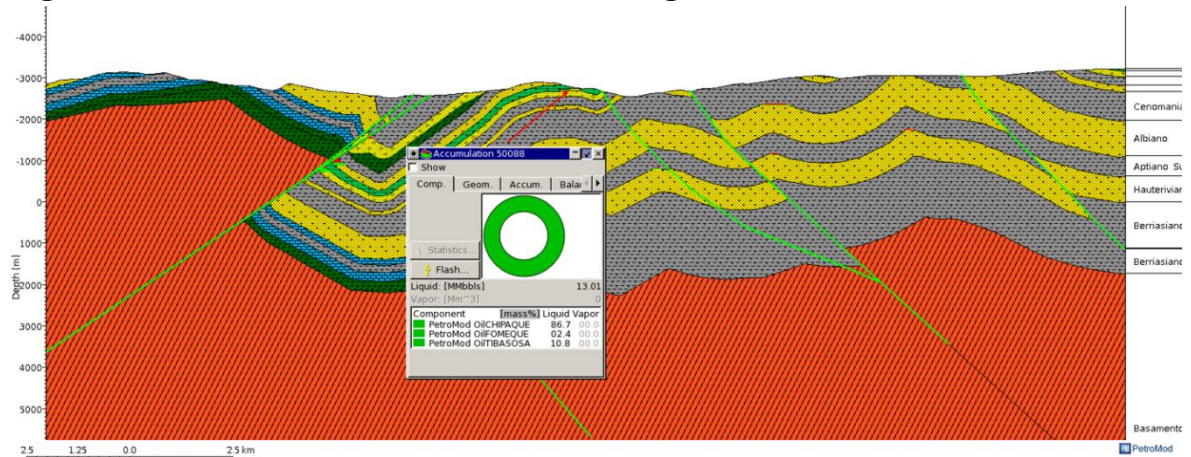
Figura 68. Variación lateral de la madurez, donde se muestra que en las partes más bajas, por debajo de la Falla de Soapaga las rocas tienen un nivel de madurez mayor que en los otros sectores.



A lo largo de la perforación se encontraron shows de *dead oil* a nivel de la Arenisca Tierna (Campaniano), que es coincidente con la simulación del software, según la cual se entrampó un volumen de 13 MMbbls de aceite (figura 69). En la estructura también se encuentran shows de gases en las Fms. Une y Areniscas de

las Juntas que coincide con los reportes de gases del pozo, donde se reportan gases, principalmente etano y metano entre 1329 y 6163ft (405 y 1878 m).

Figura 69. Acumulaciones en la sección Laguna de Tota.



La simulación también arrojó acumulaciones en otras estructuras anticlinales a lo largo de la sección, con volúmenes que oscilan entre 8 y 37 MMbbls. Aparte de esta estructura se encuentra la trampa formada por el levantamiento de la Falla de Soapaga, donde los reservorios de la Fm. Arenisca Tierna tienen cierre lateral contra el basamento, similar a la sección Corrales. De acuerdo con la simulación, los hidrocarburos son provenientes principalmente de la Fm. Chipaque, con un aporte menor de las rocas generadoras del Cretácico inferior (Fm. Fómeque).

La generación de la Fm. Lutitas de Macanal ocurrió hace 81Ma aprox., seguida por la Fm. Fómeque (figura 70) que entró en ventana en el Cretácico tardío; la Fm. Chipaque, por su parte, entró en ventana en el Paleoceno, mientras que la Fm. Guaduas entró en ventana de generación recientemente, en el Mioceno. Finalmente, en la figura 71 se presenta la evolución de la generación a través del tiempo, aquí se muestra que la Fm. Fómeque inició la generación durante el Maastrichtiano de manera incipiente hasta el Paleoceno inferior, cuando tuvo su pico de generación hasta el Eoceno temprano. La Fm. Chipaque por su parte, inició su proceso de generación durante en Paleoceno medio. La Fm. Guaduas,

de los crudos que puedan ser entrampados en estas rocas. Es de mencionar que el régimen termal producido por el Sistema Termal de Paipa, que en este sector presenta una gran influencia dada su cercanía con la Riolita de Iza debe estar influenciando las temperaturas actuales, haciéndolas más altas en esta área, sin embargo, dado que los hidrocarburos entrampados en los reservorios Cretácicos llegaron antes de la ocurrencia de la intrusión (entre 10 y 15 Ma) y se han estado biodegradando desde este momento, el régimen termal posterior no realiza un efecto sellante en el sistema pues los crudos estaban previamente degradado.

Figura 71. Evolución de los procesos de generación-expulsión en la sección Laguna de Tota.

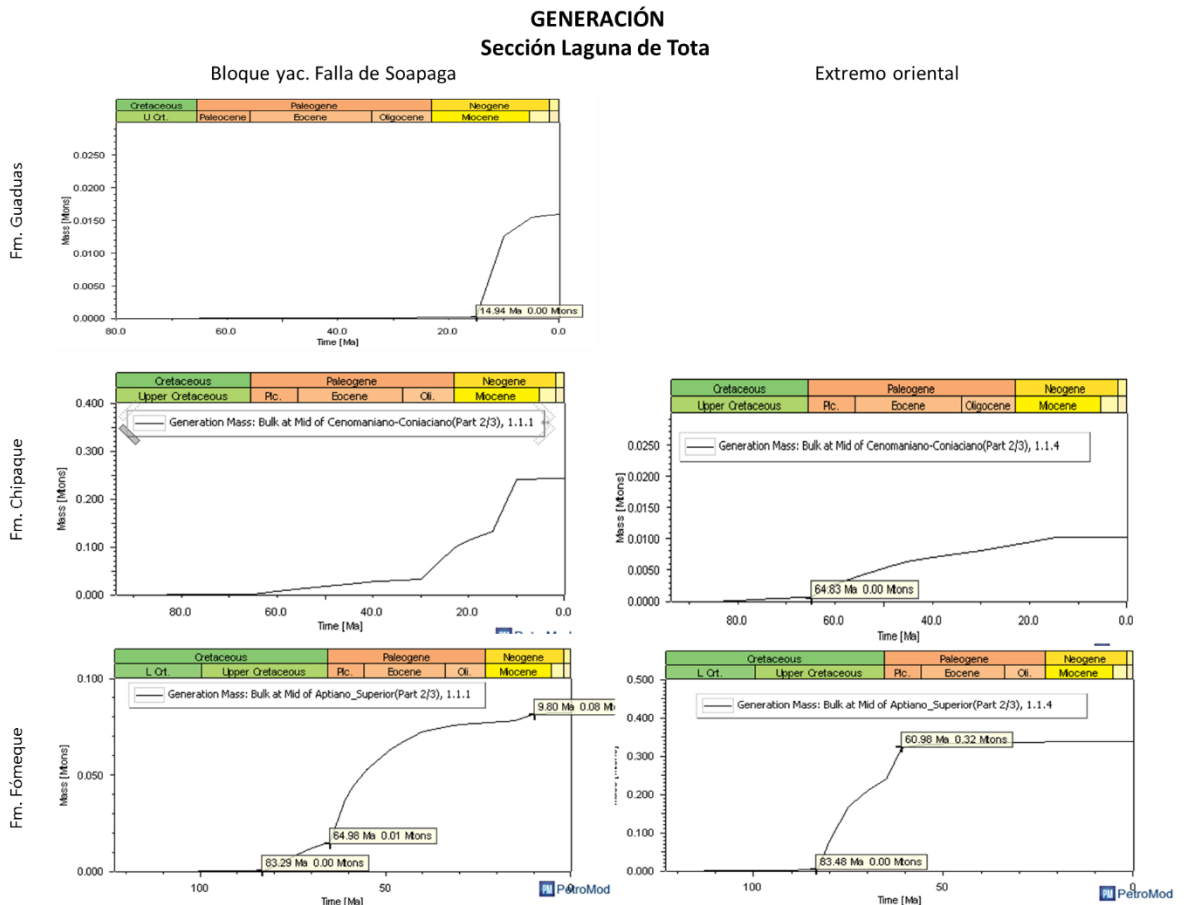


Figura 72. Balance de expulsión global de la sección Laguna de Tota.

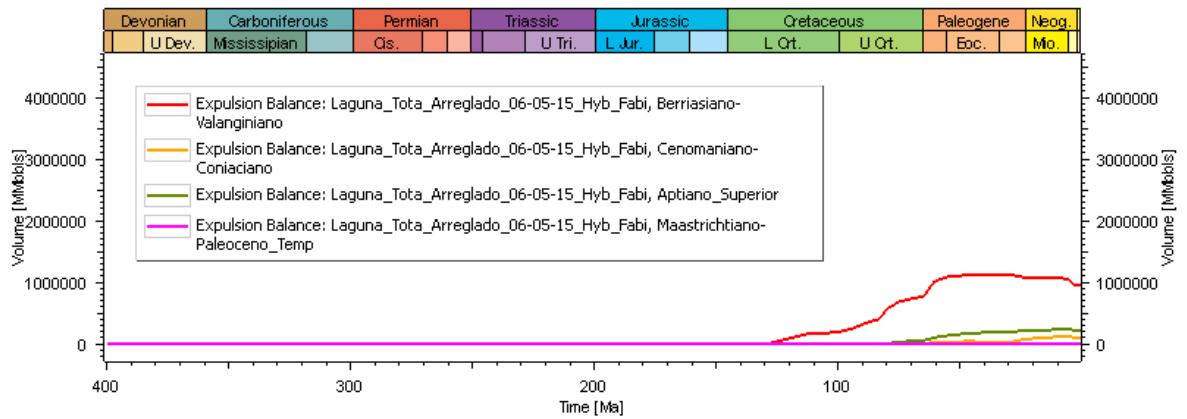
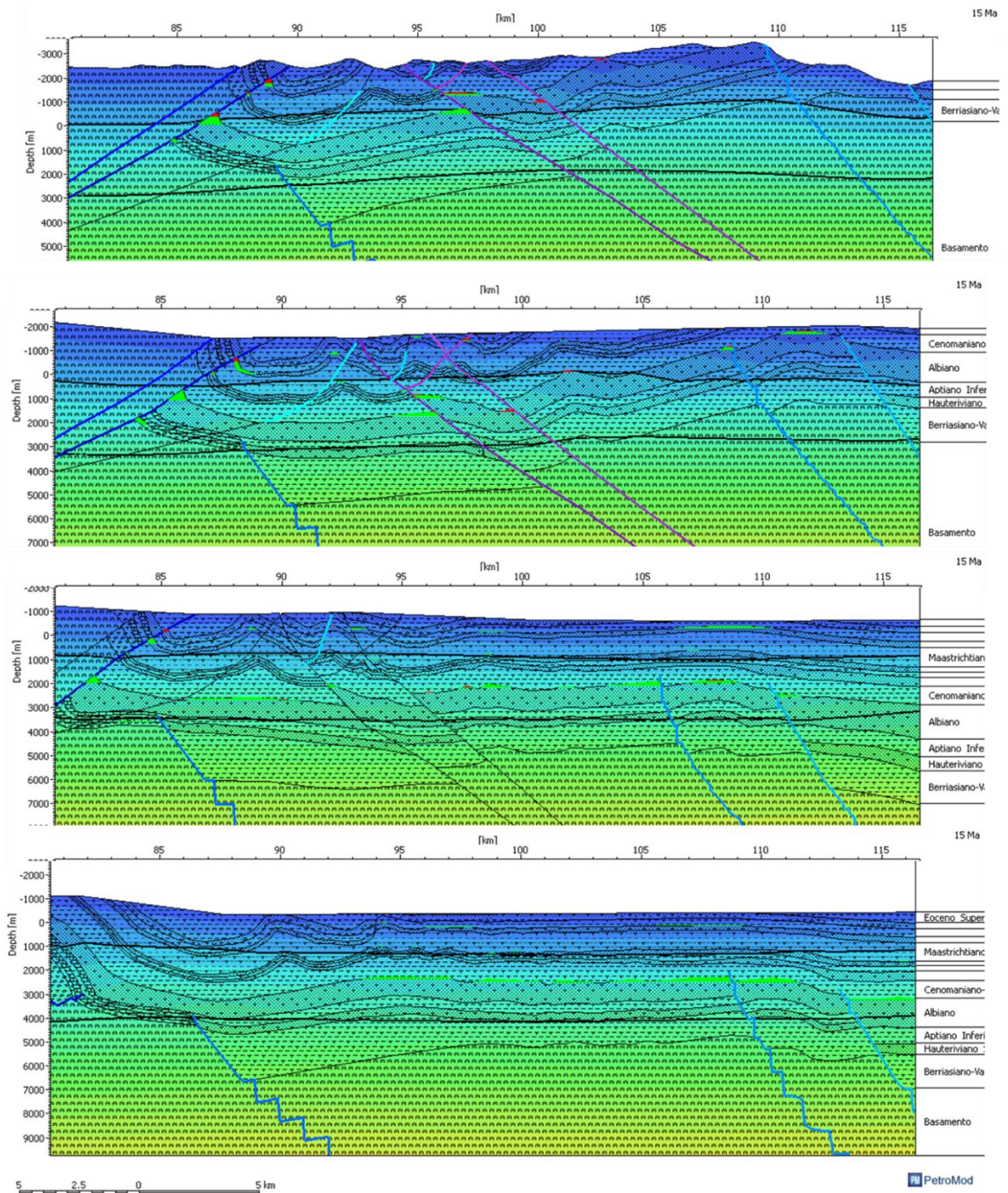


Figura 73. Overlay de temperatura para la sección Laguna de Tota, mostrando las unidades que se encuentran por encima y por debajo de la isoterma de 80°C.



1. Mapa generalizado de las cocinas de generación.

Con base en los modelos de madurez y zonas de hidrocarburos obtenidos de los modelos de generación-acumulación se delimitaron de manera gruesa las cocinas actuales de generación para las rocas del intervalo Cenomaniano-Coniaciano, Fm. Chipaque.

Las áreas de cocina se dividen en dos dominios estructurales separados por la F. de Soapaga, donde la madurez fue condicionada por la exhumación diferencial de las diferentes áreas en la cuenca según el movimiento de las fallas principales (figura 74): el inicio de la exhumación de las rocas en el bloque colgante de la F. de Soapaga (Eoceno tardío) interrumpió el enterramiento de las facies generadoras de la Fm. Chipaque, evitando que entraran en la ventana principal del aceite, lo cual limitó su potencial de generación; en cambio, en el bloque yacente de la Falla, cuyo levantamiento ocurrió más tarde (24.6 ± 7.6 Ma) las rocas se encuentran entre las zonas de Aceite y Gas, es decir, la base de la Fm. Chipaque se encuentra en zona de gas y el tope se encuentra en zona de Aceite, con excepción de las partes estructuralmente más bajas, inmediatamente debajo de la F. de Soapaga, donde toda la Fm. Chipaque se encuentra en ventana de gas, hasta alcanzar en su base, la zona sobremadura en la sección Laguna de Tota (figura 75)

Figura 74. Mapa generalizado de las cocinas de generación para el intervalo Cenomaniano-Coniaciano (Fm. Chipaque).

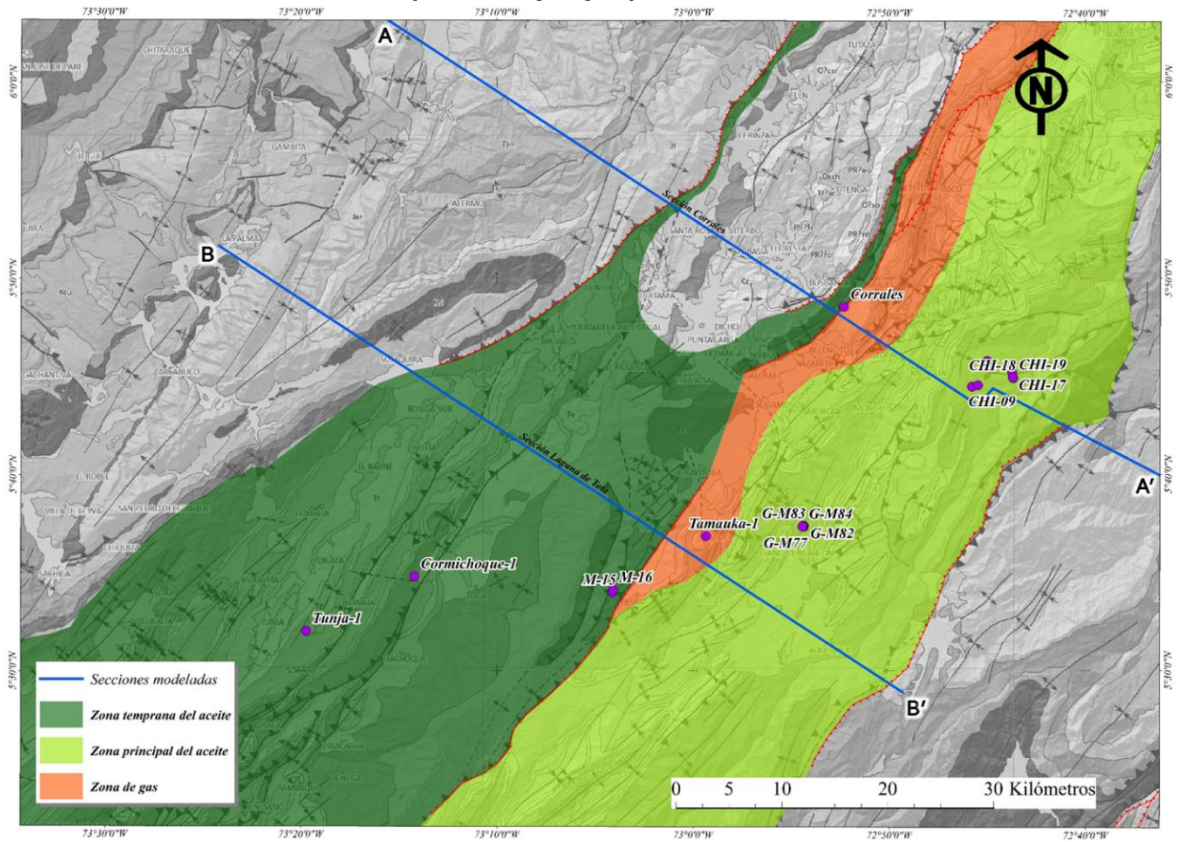
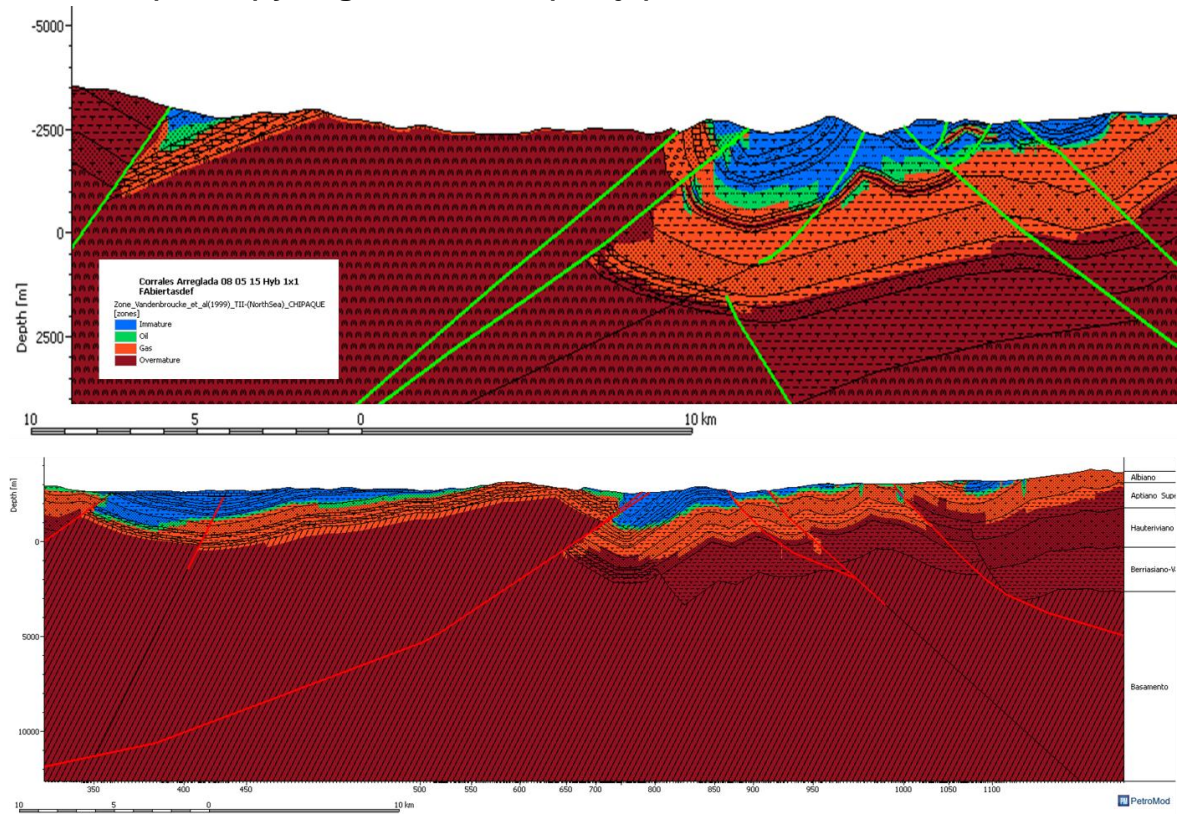


Figura 75. Zonas de generación de hidrocarburos para las secciones Corrales (Arriba) y Laguna de Tota (Abajo).



6. DISCUSIÓN

En este trabajo se partió de la hipótesis que las rocas generadoras de la zona axial de la CO son las Formaciones Lutitas de Macanal, Tibasosa, Fόμεque y Chipaque. Con base en esto y a partir de los diferentes análisis se determinó que la roca generadora más probable de los hidrocarburos acumulados en los reservorios Cenozoicos es la Formación Chipaque (Cenomaniano-Coniaciano), la cual tiene una afinidad predominantemente marina siliciclástica con baja salinidad, lo que se puede traducir en un aporte de aguas dulces al ambiente, que según la mayoría de los autores¹⁷⁷¹⁷⁸¹⁷⁹ es una de las rocas generadoras del área. Las rocas generadoras más antiguas generan alta incertidumbre al examinar la afinidad de su kerógeno puesto que en la mayoría de los casos no es posible hacer extractos de bitumen a estas rocas ya que su potencial de generación está agotado, limitando el alcance de la correlación. Este trabajo limita las rocas generadoras a la Fm. Chipaque con base en la correlación crudo-roca y el modelamiento, el cual apoya esta propuesta y se deja como opción a la Fm. Tibasosa/Fόμεque como roca generadora secundaria, únicamente con base en el modelamiento ya que los extractos de bitumen, como se mencionó anteriormente no son buenos para hacer correlaciones.

Es importante resaltar que las acumulaciones en el área de estudio a nivel de evidencias de superficie y profundidad se presentan tanto en los reservorios Cenozoicos (Fms. Socha Superior y Picacho) como en Cretácicos (Fm. Arenisca Tierna), de donde se han probado trampas con las Fms. Socha superior y Arenisca Tierna como reservorio, mientras que las acumulaciones de superficie son generalmente de la Fm. Picacho, principalmente hacia el área de Pesca.

¹⁷⁷ CORTES, M., GARCIA, D., BAYONA, G., BLANCO Y. Op. Cit., p. 3.

¹⁷⁸ GARCÍA, M., MIER, R., CRUZ, L. E. y VASQUEZ, M., Op. Cit., p. 73.

¹⁷⁹ URIBE, E., Op. Cit., p. 123-124.

Estos crudos tienen como origen principal a las facies de la Fm. Chipaque, en más del 50% de los volúmenes, mientras que las facies de las rocas del intervalo Hauteriviano-Aptiano (Fms. Fόμεque/Tibasosa) aportan minoritariamente a las acumulaciones, todo esto con base en el modelamiento.

Este modelamiento además propone localmente acumulaciones en las areniscas de la Fm. Une, que si bien presenta shows de *dead oil* en el pozo Tamauka-1 no se cataloga como reservorio potencial dado su alto grado de compactación y cementación, que es observable a nivel de superficie, como se mencionó en el modelamiento.

Acerca de las cantidades de hidrocarburos entrampados, aunque no es una medida aproximable a la real pues el modelamiento es en dos dimensiones y no 3D, se prueban las acumulaciones del pozo Bolivar-1 y los shows de Tamauka-1, que da cuenta de la validez del modelamiento, pero también muestra que el sistema petrolífero es poco efectivo ya que no se presentan estructuras grandes donde puedan acumularse grandes cantidades de hidrocarburos a lo largo de los cortes y se encuentra limitado por la madurez. En este aspecto la Orogenia Andina jugó un papel determinante pues limitó las cocinas de generación al bloque yacente de la F. de Soapaga, impulsado por su inversión durante el Eoceno tardío, dejando en un estado de inmadurez a madurez temprana a la Fm. Chipaque en su bloque colgante. A diferencia de su bloque yacente, donde las rocas si alcanzan a estar en la Zona del Gas, es decir, que los crudos entrampados actualmente se generaron aproximadamente antes de 45 Ma, y el producto que está expulsando la Fm. Chipaque actualmente es gas, que podría asociarse a la recarga de estructura de Corrales, que como se mencionó en el **capítulo 4.2.1**, en esta estructura se evidencia un gas condensado que aporta las parafinas de bajo peso molecular al reservorio.

En cuanto a la biodegradación se pudo establecer una nueva diferenciación de los hidrocarburos de la Zona Axial (arenas bituminosas, rezumaderos, crudos), la cual ayudó a determinar la existencia de al menos dos pulsos de llenado del reservorio, que si bien pueden ser más de dos y no es posible determinar con certeza el origen del primer crudo, sí ayudó a diferenciar la historia de entrapamiento de los mismos y a esbozar un control estructural sobre las acumulaciones. El modelamiento del sistema petrolífero también aportó conocimiento importante sobre la biodegradación, mostrando que los reservorios Cenozoicos han estado a una temperatura inferior a 80°C aproximadamente desde que llegaron los crudos al reservorio, es decir, que se han estado degradando desde este mismo momento y que es evidente en las muestras de rezumaderos y arenas impregnadas en las zonas más lejanas a la falla, donde la biodegradación ha sido extensiva. Mientras que los crudos que presentan menor biodegradación como los de Corrales y Bolívar, aunque han estado también a temperaturas inferiores a 80°C, nunca han alcanzado la superficie ni temperaturas tan bajas como los rezumaderos preservando parcialmente las propiedades de los crudos.

Se proponen con base en la integración de toda la información la existencia de tres sistemas petrolíferos con la Formación Chipaque como roca generadora principal y tres reservorios diferentes. El modelamiento, como se mencionó en el capítulo 5.2 verifica la presencia de hidrocarburos en las areniscas de las Formaciones Arenisca Tierna y Socha Inferior, que han sido perforados en diferentes estructuras como en los pozos Bolívar y Tamauka. Por su parte, las evidencias en superficie sugieren que un tercer sistema con las areniscas de la Fm. Picacho como reservorio de acuerdo con los rasgos litológicos de dicha Formación y su posición estratigráfica. De acuerdo con esto, se nombran los tres sistemas petrolíferos en la zona axial de la Cordillera Oriental con la limitante producida por el efecto de la biodegradación, que sesga la correlación crudo roca y que no pudo ser evitada debido a diferentes inconvenientes presentados en las técnicas analíticas. Adicionalmente, el modelamiento sugiere dos sistemas

petrolíferos adicionales con alto grado de incertidumbre, el primero es de la Fm. Arenisca Tierna, con la Fm. Fómeque/Tibasosa como roca generadora pues la simulación sugiere que esta última aporta entre el 5 y 12% del volumen de crudo acumulado en estas areniscas. Por otro lado, el modelo también sugiere acumulaciones de aceite en las areniscas de la Fm. Une, que ha sido objetivo exploratorio por varias compañías por presentarse en estructuras con un sello potente, buen cierre lateral y vertical y que se encuentra en un rango de temperaturas favorable para la preservación del crudo, sin embargo, la compactación juega un papel importante en estas areniscas pues, a diferencia de los reservorios del Cretácico superior-Eoceno, estas presenta porosidades muy bajas y alta compactación evidenciada en el sobrecrecimiento de los granos de cuarzo y presencia de estilolitos, lo cual limita las posibles acumulaciones de hidrocarburos en esta unidad.

Los sistemas petrolíferos sugeridos en este proyecto son los siguientes:

Fm. Chipaque-Fm. Arenisca Tierna (!)

Fm. Chipaque-Fm. Socha Inferior (!)

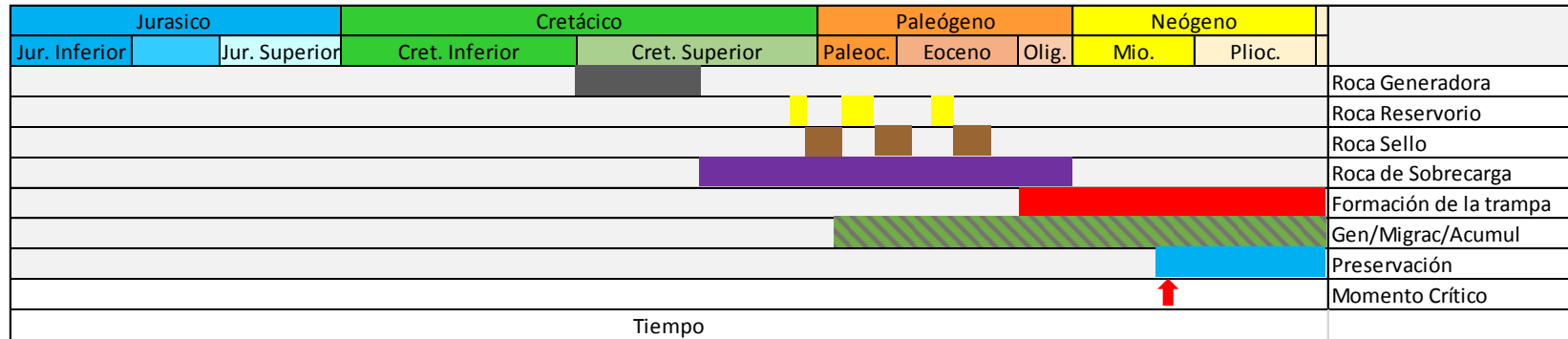
Fm. Chipaque-Fm. Picacho (!)

Fm. Chipaque-Fm. Une (?)

Fm. Fómeque-Fm. Arenisca Tierna (?)

Finalmente, con base en la integración de la evolución geométrica, la información geoquímica y el modelamiento de sistemas petrolíferos se pudo llegar a establecer una cronología del sistema petrolífero que se presenta en la carta de eventos de la figura 76, donde se definió las edades de generación/migración/acumulación con base en los modelamiento. El momento crítico se estableció en el Mioceno medio pues es el momento en que empiezan a preservarse las trampas

Figura 76. Carta de eventos para los sistemas petrolíferos con la Fm. Chipaque como roca generadora.



7. CONCLUSIONES

Se reconocieron tres grupos de crudos distinguidos con base en el grado de biodegradación:

- El primero corresponde a la mezcla de dos crudos, donde ambos se encuentran biodegradados;
- El segundo grupo refleja también la mezcla de dos crudos, de los cuales se preservaron únicamente las características del segundo pulso, mientras que el primero está biodegradado.
- El tercer tipo presenta un grado de biodegradación moderada, en el cual se preservan las características de ambos pulsos.

En el pozo Corrales-1D se reconoce la mezcla de dos tipos de hidrocarburos, de los cuales uno es un crudo; mientras que el segundo es un gas condensado.

Con base en el análisis geoquímico de los crudos y extractos, la facies marina siliciclástica de la Formación Chipaque es la que presenta mayor afinidad con los crudos acumulados en los reservorios

Dada la evolución termal y el modelamiento de generación-acumulación se propone a la Formación Fόμεque como roca generadora secundaria de los crudos entrampados en los reservorios Cretácicos y Cenozoicos.

Los hidrocarburos en los reservorios tanto Paleoceno como Cretácico superior se han biodegradado desde el mismo momento de la carga pues estos reservorios han estado a temperaturas inferiores a 80°C desde aproximadamente 30 Ma, provocando la biodegradación continua y extensiva.

Se sugiere un control estructural en la biodegradación de los crudos con base en la distribución geográfica de las diferentes muestras, donde se observó que las que están más alejadas de la Falla de Soapaga tienen un grado mayor de biodegradación que los que están cerca.

La Fm. Chipaque comenzó a generar hidrocarburos en el límite Maastrichtiano-Paleoceno y tuvo su pico de generación durante el Eoceno medio; la expulsión de hidrocarburos comenzó aproximadamente de manera simultánea.

Las rocas del intervalo Hauteriviano-Aptiano comenzaron a generar hidrocarburos aproximadamente durante el Turoniano y ocurrió de manera continua hasta el Mioceno cuando ocurrió el evento principal de exhumación de la CO.

La Fm. Lutitas de Macanal aunque presenta propiedades de roca generadora, su potencial se encuentra agotado actualmente y de acuerdo al modelamiento tuvo su pico de generación durante el Albiano-Cenomaniano, es decir, de manera muy temprana, limitando las acumulaciones de hidrocarburos a reservorios previos al Paleoceno.

En las partes más profundas del bloque yacente de la Falla de Soapaga la Fm. Chipaque se encuentra en zona de gas; mientras que hacia el Oriente, donde la unidad se encuentra menos enterrada, se encuentra en la zona principal de Aceite.

Se reconocieron tres sistemas petrolíferos con base en la Zona Axial de la CO, donde la roca generadora es la Fm. Chipaque y los reservorios son las Formaciones Arenisca Tierna, Socha Inferior y Picacho, de los que se prueban con el modelamiento de sistemas petrolíferos las acumulaciones en los dos reservorios más antiguos y la Fm. Picacho aunque no se prueba con el modelamiento es el reservorio principal de las arenas bituminosas observadas en superficie.

Se sugiere a la Fm. Une como posible reservorio con las condiciones estructurales y termales óptimas para entrapamiento aunque con cierta precaución dado su alto grado de compactación.

La mayor parte de la Fm. Chipaque en el área de la Z. Axial ha cesado su proceso de generación dado el levantamiento de la CO sin embargo, el área inmediatamente debajo de la F. de Soapaga se encuentra más profunda y por lo tanto en esta área está todavía generando hidrocarburos, indicando que aunque ha habido levantamiento, no ha habido exhumación de la roca al menos en esta área.

8. RECOMENDACIONES

Se sugiere utilizar mayor masa de muestra para hacer las extracciones de bitumen de los *shales* para las correlaciones crudo-roca pues con la cantidad de muestra usada no se obtienen extractos dado el avanzado estado de madurez de dichas rocas.

Realizar análisis de geoquímica de alta resolución como isótopos, diamantoides extendidos, etc. para alcanzar una mejor correlación crudo-roca.

Llevar a cabo análisis como biomarcadores ocluidos para poder analizar las características del crudo original.

BIBLIOGRAFÍA

AGUILERA R., SOTELO V., BURGOS C., ARCE C., GÓMEZ C., MOJICA J., CASTILLO H., JIMÉNEZ D., OSORNO J. Atlas Geoquímico De Colombia. Agencia Nacional De Hidrocarburos (A.N.H.) y Universidad Nacional De Colombia, 2010, P. 53-60.

ALLEN, P., ALLEN, J., Basin analysis. Principles and applications. Blackwell Publishing. 2da Edición, 2005. 562, p.

BLANCO, V. Modeling and geochemical characterization of organic facies in the Upper Cretaceous Chipaque Formation, Easter Cordillera and Llanos Foothills, Colombia. Tesis de Maestría. New Castle University: School of Civil engineering and geosciences 2012. 131 p

BUDZINSKI, H., GARRIGUES, P., CONNAN, J., DEVILLERS, J., DOMINE, D., RADKE, M., OUDIN, J. Alkylated phenanthrene distributions as maturity and origin indicator in crude oils and rock extracts. *Geochemica et Cosmochimica Acta*, Vol. 59, 1995. PP. 2043-2056.

CARTER, A. Heavy Minerals and Detrital Fission-Track Thermochronology En *Developments in Sedimentology*, Vol. 58, Elsevier B.V. 2007. p. 851–868.

CHAKHMAKHCHEV, A., SUZUKI, N. Saturates biomarkers and aromatic sulfur compounds in oils and condensates from different source rock lithologies of Kazakhstan, Japan and Russia En: *Organic Geochemistry*, vol. 23, No. 4, 1995, Pp. 289-299.

CEPEDA, H. Y PARDO, N. 2004. Vulcanismo de Paipa. INGEOMINAS, Proyecto exploración y evaluación de los recursos geotérmicos. Reporte interno. Bogotá, 103p

COLMENARES, F., PEDRAZA, P., VARGAS, M., ROMERO., J., RUIZ, M., MESA, A., RONCANCIO, J., ALVARADO, S., VARGAS, F., ROMERO, O. Consultoría para la elaboración de tres secciones estructurales admisibles en el sector comprendido entre Suesca y Sogamos, Cuenca de la Cordillera Oriental. Mapa geológico y sección estructural 3- Paipa-Aquitania. ANH, 2008, 448 p.

COLMENARES, M., VALDERRAMA, A., Caracterización Geoquímica y Litoestratigráfica de la Formación Chipaque – Sección El Crucero, Boyacá, Colombia. Trabajo de Grado Geólogo, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia, 1998, 150 p.

COOPER, M.A., ADDISON, F.T., ALVAREZ, R., CORAL, M., GRAHAM, R.H., HAYWARD, A.B., HOWE, S., MARTINEZ, J., NAAR, J., PENAS, R., PULHAM, A.J., TABORDA, A. Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia En: AAPG Bulletin, Octubre, 1995, Vol. 79 (10). P. 1421-1443.

CORTES, M., GARCIA, D., BAYONA, G., BLANCO Y. Timing of oil generation in the Eastern flank of the Eastern Cordillera of Colombia based on kinematic models; implications in the Llanos Foothills and Foreland charge. En: Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas, X (Julio, 2009: Cartagena, Colombia). 2009, 8 p.

DEFREITAS, M., FRANCOLIN, J., COBBOLD, P. The Structure of the Axial Zone of the Eastern Cordillera, Colombia. En: Simposio Bolivariano, Exploración Petrolera

en las Cuencas Subandinas, VI (Julio, 1997, Bogotá, Colombia.). Asociación Colombiana Geólogos y Geofísicos del Petróleo. 1997, 4p.

DIRECT INDUSTRY extractors por solvente . [en línea] disponible en: <http://www.directindustry.es/prod/dionex/extractores-por-solvente-28284-1124221.html>

ELLINGTONGEOLOGIC total organic carbon TOC LECO. [en línea] disponible en: <http://www.ellingtongeologic.com/total-organic-carbon-TOC-LECO.html>

ESSO COLOMBIANA LIMITED. Informe Geologico Final Pozo Corrales-1. 1990. 128 PP.

ETAYO, F., RENZONI, G., BARRERO, D. Contornos sucesivos del mar Cretáceo en Colombia En: Congreso Colombiano de Geología, Memorias, Bogotá, Colombia). 1976. P. 217–252.

FABRE A. Tectonique et génération d'hydrocarbures: un modèle de évolution de la Cordillère Orientale de Colombie et du bassin des Llanos pendant le Crétacé et le Tertiaire: Archive Science Genève, v. 40,1987. p. 145–190

GALLAGHER, K. Evolving temperatura histories fom Apatite fission-track data. Earth and Planetaru Sciences Letters, Elsevier. No. 136, 1995. PP. 421-435.

GARCÍA, M., MIER, R., CRUZ, L. E. y VASQUEZ, M. Informe Ejecutivo Evaluación Del Potencial Hidrocarburífero De Las Cuencas Colombianas. Bogotá, FONADE-UIS-ANH, 2009. 157 p.

GUATAME, R., LARA, H., Análisis Geoquímico de las formaciones Prealbiana Fómeque y Tibasosa en un área al norte de Tunja entre los Municipios de Pesca,

Nobsa, Santa Rosa de Viterbo, Belén y Beteitiva. 1995. Trabajo de Grado Geólogo. Universidad Nacional, Facultad de Ciencias, Departamento de Geociencias. Bogotá, Citado por: ULLOA, A., ARIAS, A., SOLANO, F., Caracterización de unidades geológicas y geomorfológicas de Colombia- Formación Fómeque. INGEOMINAS, Bogotá. 2000, 60 p.

HECKMANN, J. Avaliação geoquímica de óleos brasileiros com ênfase nos hidrocarbonetos aromáticos. Tesis de Maestría. Río de Janeiro: Universidad Federal de Rio de Janeiro, Ingeniería Civil, 2008. 199 p.

HUGHES, W. Use of thiophenic organosulfur compounds in characterizing crude oils derived from carbonate versus siliciclastic sources. En: Petroleum Geochemistry and source rock potential of carbonate rocks AAPG, Tulsa, OK. 1984. Pp. 181-196.

ISO. Methods for the petrographic analysis of bituminous coal and anthracite: Part 5: Method of determining microscopically the reflectance of vitrinite. Suiza: ISO, 1994. 12 PP. (International Standard No. 7404-5)

JARVIE D M, BRENDA L C, FLOYD H, AND JOHN T B. Oil and Shale Gas from the Barnett Shale, Ft. Worth Basin, Texas En: AAPG National Convention (Junio 3-6, 2001), Denver, CO, Am. Assoc. Petrol. Geol. Bull. 85 (13), 2001. P.

JONES, R.W., BROOKS, J., WELTE, D. Organic facies. En: Advances in Petroleum Geochemistry. Academic. Press, New York, 1987. pp. 1-90

KAMMER, A., SÁNCHEZ, J. Early Jurassic rift structures associated with the Soapaga and Boyacá faults of the Eastern Cordillera, Colombia: Sedimentological inferences and regional implications. Journal of South American Earth Sciences. Bogotá, Vol. 21, 2006. P. 412-422.

MAYORGA, M., VARGAS, M., Caracterización geoquímica y facial de las rocas potencialmente generadoras de hidrocarburos en las formaciones del Cretácico y Terciario Inferior de la Cordillera Oriental. (Trabajo de Grado, Geólogo). Departamento de Geociencias, Facultad de Ciencias, Universidad Nacional, Bogotá, 1995. 200 PP.

MITRA, S. Fold-accommodation faults. AAPG Bulletin. V. 86, No. 4, 2002. Pp. 671-693.

MOLDOWAN, M. Short Course on Molecular Organic Geochemistry Lecture titles at ICP-Ecopetrol. Marzo 7-11, Piedecuesta, 2011.

MONSALVE, M., ROJAS, N., VELANDIA, F., PINTOR, I., MARTINEZ, L. Caracterización geológica del cuerpo volcánico de Iza, Boyacá-Colombia. Boletín de Geología, Vol. 33, No 1, 2011.P. 117-130.

MORA, A., HORTON, B., MESA, A., RUBIANO, J., KETCHAM, R., PARRA, M., BLANCO, V., GARCIA, D. y STOCKLI, D. Migration of Cenozoic deformation in the Eastern Cordillera of Colombia interpreted from fission track results and structural relationships: Implications for petroleum systems. AAPG Bulletin, v. 94, no. 10 (October 2010), pp. 1543–1580.

MORA, A., BELLO, D., BLANCO, V., CABALLERO, V., DE LA PARRA, F., GARCIA, D., GUTIERREZ, G., JIMENEZ, LEONARDO, LASSO, A., LOPEZ-ARIAS, C., MORENO, N., NARANJO, J., REYES-HARKERM A., ROJAS, LUIS, RUBIANO, J., RUIZ, C., SANCHEZ, N., SILVA, A., TAMARA, J., TESON, E., VALENCIA, A. 2012. Cinemática de las Cuencas Subandinas: Guia Exploratoria de Hidrocarburos en Piedemontes Andinos y Cuencas Intramontanas. ECOPETROL- Informe interno.

MORA, C., GIRALDO, B., GARCIA, D. Evaluación geoquímica del Cretáceo inferior en el Piedemonte de los Llanos Orientales. Ecopetrol-ICP, Piedecuesta, 2002. 65 PP.

NAESER, N., NAESER, C. W. Fission-Track Dating. Developments in Palaeontology and Stratigraphy, Volumen 7, Elsevier, 1984. Pp. 87–100.

OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC. INFORME GEOLOGICO FINAL POZO TAMAUKA-1.1997. 191 PP.

OCHOA, D., HOORN, C., JARAMILLO, C., BAYONA, G., PARRA, M., DE LA PARRA, F. The final phase of tropical lowland conditions in the axial zone of the Eastern Cordillera of Colombia: Evidence from three palynological records. 2012. Journal of south American Earth Sciences. No. 39. P. 157-169.

PARRA, M., A. MORA, E. R. SOBEL, M. R. STRECKER, R. GONZÁLEZ. Episodic orogenic front migration in the northern Andes: Constraints from low-temperature thermochronology in the Eastern Cordillera, Colombia, Tectonics, Vol. 28, 2009. 27 p.

PERMANYER, A. La geoquímica orgánica en exploración y producción de petróleo: perspectivas y ejemplos de aplicación, 2000. 15 p.

PETERS, K., WALTERS, C., MOLDOWAN, M. The Biomarker Guide, Vol.1. Biomarkers and Isotopes in the environment and human history. 2005a. 2nd Edition. Cambridge University Press. 488 p.

PETERS, K., WALTERS, C., MOLDOWAN, M. The Biomarker Guide, Vol.2. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History. 2nd Edition. 2005b. Cambridge University Press. 699 p.

PINDELL, J., DEWEY, J. Permo-Triassic reconstruction of Western Pangea and the evolution of the Gulf of Mexico/Caribbean Region. 1982. *Tectonics*, Vo. 1, No. 2. P. 197-211.

PINDELL, J., ERIKSON, J. The Mesozoic margin of northern South America. In: Salfity, J. (Ed.), *Cretaceous tectonics of the Andes*. 1993. Vieweg Germany, pp. 1–60.

RADKE, M., WELTE, D., WILLSCH, H. Geochemical study on a well in the Western Canada Basin: Relation of the aromatic distribution pattern to maturity of organic matter. *Geochimica and Cosmochimica acta*, No. 46. 1982., Pp. 1-10.

RADKE, M., WILLSCH., H., LEYTHAEURES, D., TEICHMÜLLER, M. Aromatic components of coal: relation of distribution pattern to rank. 1982b. *Geochimica and cosmochimica Acta*. No. 46. Pp. 1831-1841.

RAMÍREZ, J., MORA, A., RUBIANO, J., DUDDY, I., PARRA, M., MORENO, N., STOCKLI, D., CASALLAS, W. The asymmetric evolution of the Colombian Eastern Cordillera. Tectonic inheritance or climatic forcing? New evidence from thermochronology and sedimentology. *Journal of South American Earth Sciences*. No. 39, 2010Pp. 112-137.

RENZONI, G., ROSAS, H. Geología de la plancha 171-Duitama, Escala 1:100.000. 1967. INGEOMINAS.

RENZONI, G., ROSAS, H., ETAYO, F., Geología de la plancha 191-Tunja, Escala 1:100.000. 1998 INGEOMINAS.

ROA, M., ROJAS, N. Evaluación de la capacidad generadora de hidrocarburos de las lutitas y calizas Cretáceas del flanco oriental de la Cordillera Oriental-

Departamento de Boyacá. Trabajo de grado Geólogo. Sogamoso, Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia-ICP. 1992, 150 p.

RODRÍGUEZ, A., SOLANO, O. Mapa geológico del departamento de Boyacá-Memoria explicativa. 2000. Ministerio de Minas y Energía. INGEOMINAS, Bogotá. 126 p.

ROWLAND S., DUEBENDORFER, E., SCHIEFELBEIN, I. 2007. Structural Analysis y Syntesis. A laboratory course in structural geology. Blackwell Publishing. 3rd edition.

SARMIENTO, G. 1992. Estratigrafía y medios de depósito de la Formación Guaduas, citado por: RODRIGUEZ, A., SOLANO, O. Mapa geológico del departamento de Boyacá-Memoria explicativa. Ministerio de Minas y Energía. INGEOMINAS, Bogotá. 126 p.

SARMIENTO, L. Mesozoic rifting and Cenozoic basin inversion history of the Eastern Cordillera, Colombian Andes. Inferences from tectonic models. 2001. Tesis Doctoral. Vrije University.

SCHULZ, L., WILHELMS, A., REIN, E., STEEN, A. Application of diamondoids to distinguish source rock facies. Organic Geochemistry, No. 21 Pergamon Press, 2001. PP. 365-375.

SEIFERT, W., MOLDOWAN, M. Application of steranes, terpanes and monoaromatics to the maturation, migration and source of crude oils. 1978. Geochimica and Cosmochimica Acta. No. 42, pp. 77-95.

SEIFERT, W., Application of biological marker chemistry to petroleum exploration. 10th World Pet Congress, Proc. 2. 1980. Pp. 425-438.

STRATA cluster Analysis [en línea] disponible en:
<http://strata.uga.edu/6370/lecturenotes/clusterAnalysis.html>

TAHERI, M., N.M. DE AUDEMARD, Application of Multivariate statistics in Crude Quality Characterization and Regional Distribution in Orinoco Oil Belt, in Exploration for Heavy Crude Oil and Natural Bitumen, Editor R, F.Meyer, AAPG Studies in Geology No. 25, 1987. p.175-181.

TESÓN, E., MORA, A., SILVA, A., NAMSON, J., TEIXELL, A., CASTELLANOS, J., CASALLAS, W., JULIVERT, M., TAYLOR, M., IBÁÑEZ-MEJÍA, M., VALENCIA, A. 2013. Relationship of Mesozoic graben development, stress, shortening magnitude, and structural style in the Eastern Cordillera of the Colombian Andes. GSA London, Special Publications Online First.

TOUSSAINT, J.F., Hipótesis sobre el marco geodinámico de Colombia durante el Mesozoico temprano, 1995. Contribution to IGCP 322 Jurassic events in South America. Geol. Colombiana, Bogotá 20, 150–155.

ULLOA, C., RODRIGUEZ, E., ESCOVAR, R. Geología de la plancha 172 –Paz del Rio, Escala 1:100.000. 1998a. INGEOMINAS.

ULLOA, C., RODRIGUEZ, E., ESCOVAR, R. Geología de la plancha 192 -Laguna de Tota, Escala 1:100.000. 1998b. INGEOMINAS.

ULLOA, C., RODRIGUEZ, E., RODRIGUEZ, G. Geología de la plancha 172 Paz del Río. Escala 1:100.000. Memoria explicativa. INGEOMINAS, Bogotá, 2003. 111 p.

ULLOA, C., RODRÍGUEZ, E., FUQUEN, J., ACOSTA, J. Geología de la plancha 192, Laguna de Tota. Escala 1:100.000. INGEOMINAS, Bogotá, 2001. 51 p.

ULLOA, C., ARIAS, A., SOLANO, F., Caracterización de unidades geológicas y geomorfológicas de Colombia-Formación Fómeque. 2000. INGEOMINAS, Bogotá. 60 p.

URIBE, E.. Determinación de las rocas fuentes y de las condiciones de generación de las manifestaciones de petróleo presentes en el bloque Soapaga (Boyacá-Colombia)”. Director: Ph.D Mario García González. Tesis de Maestría. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Geología. 2010. 199 PP.

VERGARA, L., RODRIGUEZ, G., MARTINEZ, I. Agglutinated foraminifera and sequence stratigraphy from the Chipaque Formation (upper Cretaceous) of El Crucero section, Colombia, South America.1997. Micropaleontology, Vol. 43, No. 2.

VESGA, A., JARAMILLO, J. Geoquímica del domo volcánico en el municipio de Iza, departamento de Boyacá; interpretación geodinámica y comparación con el vulcanismo Neógeno de la Cordillera Oriental. Boletín de Geología, vol. 31, No. 2 (Julio-Diciembre, 2009), Bucaramanga. P. 97-108.

WAPLES, D. Geochemistry in Petroleum Exploration: Boston, IHRDC, 1985, 232 p.

WAPLES, D. MACHIYARA, T. 1991. Biomarkers for Geologists--A Practical Guide to the Application of Steranes and Triterpanes in Petroleum Geology. American Association of Petroleum Geology (AAPG), Special Volumes.

WAPLES, D. CURIALE, J. Oil-Oil and Oil-Source Rock correlations. En: Treatise on Petroleum Geology, Chapter 8. 2000. AAPG special volumes.

WELTE, D., HORSFIELD, B., BAKER, D. Petroleum and Basin Evolution: Insights from Petroleum Geochemistry, Geology and Basin Modeling. Springer. 1a Edición. 1997. 554 PP.

WENGER, L., DAVIS, C, ISAKEN, G. Multiple controls on petroleum biodegradation and impact on oil quality. 2002. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 5, pp- 375-383.

WOODWARD, N., BOYER, S., SUPPE, H. An outline of balanced cross-sections. University of Tennessee; Department of Geological Sciences. Studies in Geology 11. 2da Edición. En: Short Course on Balanced Sections, Florida, (Noviembre, 1 y 2, 1985). 178 PP.

ANEXOS

(ver documentos adjuntos)