

**DETERMINACIÓN DE LAS ROCAS FUENTES Y DE LAS CONDICIONES DE  
GENERACIÓN DE LAS MANIFESTACIONES DE PETRÓLEO PRESENTES EN  
EL BLOQUE SOAPAGA (BOYACÁ-COLOMBIA)**

***ELIÉCER URIBE PORTILLA***

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE FÍSICO - QUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGÍA  
BUCARAMANGA  
2010**

**DETERMINACIÓN DE LAS ROCAS FUENTES Y DE LAS CONDICIONES DE  
GENERACIÓN DE LAS MANIFESTACIONES DE PETRÓLEO PRESENTES EN  
EL BLOQUE SOAPAGA (BOYACÁ-COLOMBIA)**

***ELIÉCER URIBE PORTILLA***

**MARIO GARCÍA GONZALEZ**

**Geólogo Ph.D**

**DIRECTOR**

**DIEGO FERNANDO GARCÍA BAUTISTA**

**Geólogo Ph.D**

**CO-DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**FACULTAD DE FÍSICO - QUÍMICAS**

**ESCUELA DE GEOLOGÍA**

**BUCARAMANGA**

**2010**

## **DEDICATORIA**

**A mi familia por su ánimo, espera y por ser la inspiración  
de mi esfuerzo.**

## **AGRADECIMIENTOS**

Especiales agradecimientos a la Escuela de Geología de la Universidad Industrial de Santander, al Instituto Colombiano del Petróleo (ECOPETROL-ICP), a los directores del proyecto doctores Mario García González y Diego Fernando García, al cuerpo de profesores del programa de Maestría en Geología por su asesoría y enseñanzas.

## TABLA DE CONTENIDO

	Pagina
INTRODUCCIÓN .....	20
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	21
2. OBJETIVOS.....	23
2.1. OBJETIVO GENERAL.....	23
2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	23
3. JUSTIFICACIÓN.....	24
4. METODOLOGÍA.....	26
4.1. INFORMACIÓN PREELIMINAR.....	26
4.2. DESARROLLO GEOLOGÍA DE CAMPO.....	26
4.3. ANÁLISIS DE LABORATORIO.....	27
4.4. INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	30
5. MARCO TEÓRICO.....	32
5.1. ANÁLISIS DE CANTIDAD DE LA MATERIA ORGÁNICA.....	32
5.2. ANÁLISIS PARA DETERMINAR CALIDAD DE LA MATERIA ORGÁNICA.....	33
5.3. ANÁLISIS PARA DETERMINAR MADUREZ TERMAL.....	41
6. REVISIÓN DE ESTUDIOS ANTERIORES.....	43
7. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.....	50
7.1. ESTRATIGRAFÍA DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	50
7.2. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL ÁREA DE ESTUDIO.....	55
8. DESARROLLO GEOLOGÍA DE CAMPO.....	58
8.1. LOCALIZACIÓN ESTACIONES DE MUESTREO.....	61
8.2. INVENTARIO Y DESCRIPCIÓN DE REZUMADEROS.....	65
9. EVALUACIÓN DE LAS POSIBLES ROCAS GENERADORAS.....	75
9.1. EVALUACIÓN DE LA MADUREZ TERMAL .....	78
9.1.1. EVALUACIÓN DEL PARAMETRO T <sub>max</sub> .....	78
9.1.2. EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS ANÁLISIS REFLECTANCIA DE VITRINITA.....	81
9.1.3. ÍNDICE DE ALTERACIÓN TERMAL (IAT).....	89
9.2. EVALUACION DE LA CALIDAD DE LA MATERIA ORGANICA.....	91

9.3.	EVALUACION DE LA CANTIDAD DE MATERIA ORGANICA.....	93
9.3.1.	RECALCULO DE PARAMETROS COT, IH y S2.....	94
9.4.	EVALUACION DEL POTENCIAL DE GENERACION DE LAS POSIBLES FORMACIONES GENERADORAS.....	97
9.5.	PROCESOS DE ALTERACIÓN DE CRUDOS .....	99
10.	CLASIFICACION GEOQUIMICA DE LAS MUESTRAS DE REZUMADEROS.....	102
10.1	SIGNIFICADO AMBIENTAL DE LA CLASIFICACIÓN DE LAS MUESTRAS DE REZUMADEROS.....	119
11.	CORRELACION ENTRE EXTRACTOS DE POSIBLES ROCAS GENERADORAS CON MUESTRAS DE REZUMADEROS.....	122
12.	MODELO DE MADURACION TÉRMICA Y GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS.....	127
12.1.	DATOS DE ENTRADA.....	127
12.2.	HISTORIA DE SUBSIDENCIA.....	130
12.3.	CONDICIONES DE FRONTERA DEL MODELO.....	131
12.4.	SIMULACIÓN Y GENERACION DEL MODELO.....	134
12.5.	CONDICIONES DE GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS SEGÚN EL MODELO.....	136
12.6.	CALIBRACIÓN DEL MODELO 1D.....	138
13.	CONCLUSIONES.....	140
	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	145

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pagina</b>
<b>Figura 1.</b> Localización área de investigación Bloque Soapaga (Boyacá-Colombia).....	22
<b>Figura 2.</b> Ruta analítica general para caracterización de muestras de roca y rezumaderos.....	27
<b>Figura 3.</b> Procesos determinantes del nivel de maduración de la materia orgánica.....	42
<b>Figura 4.</b> Mapa Geológico indicando el control estructural de los rezumaderos	57
<b>Figura 5.</b> Corte Estructural A-A' zona de estudio.....	58
<b>Figura 6.</b> Localización de estaciones de muestreo.....	62
<b>Figura 7.</b> Localización de secciones estratigráficas levantadas de posibles unidades generadoras.....	63
<b>Figura 8.</b> Columna Estratigráfica generalizada con estaciones y muestras colectadas.....	64
<b>Figura 9.</b> Tmax vs IH para muestras de posibles formaciones generadoras...	80
<b>Figura 10.</b> Distribución porcentual de macerales muestras Formación Tibasosa.....	82
<b>Figura 11.</b> Individuos de Polen vs ICE muestras de la Formación Tibasosa....	83
<b>Figura 12.</b> Índice de Coloración de Esporas para determinar %Ro equivalente	85
<b>Figura 13.</b> Porcentaje Ro. PS-COLUMN-M77. Muestra Formación Chipaque..	86
<b>Figura 14.</b> Porcentaje Ro. PS-COLUMN-M82. Muestra Formación Chipaque..	86
<b>Figura 15.</b> Porcentaje Ro. PS-COLUMN- M99. Muestra Formación La Luna...	87
<b>Figura 16.</b> Porcentaje Ro. Muestra PS-COLUMN-M50. Miembro Los Pinos....	87
<b>Figura 17.</b> Porcentaje Ro. PS-E41-M119. Muestra Formación Guaduas.....	88
<b>Figura 18.</b> Porcentaje Ro. PS-E43-M121. Muestra Formación Guaduas.....	88

<b>Figura 19.</b> Relación de valores iniciales de COT y S2 para posibles formaciones generadoras.....	94
<b>Figura 20.</b> Relaciones de %Ro y tipos de kerógeno, para recalcu de COT Tomado de Zhong et al, 2004.....	95
<b>Figura 21.</b> Relación con valores recalculados de COT y S2 para posibles formaciones generadoras.....	96
<b>Figura 22.</b> Diagrama Ternario Aromáticos, Saturados, Resinas+Asfaltenos para muestras de rezumaderos.....	101
<b>Figura 23.</b> Relaciones NOR25H/30H VS OL/H30.....	102
<b>Figura 24.</b> Relaciones Nor25H/30H vs Ts/Tm.....	104
<b>Figura 25.</b> Relaciones C35/C34 VS OL/H30.....	105
<b>Figura 26.</b> Relaciones C29/C30H VS C35/C34.....	106
<b>Figura 27.</b> Relaciones C35/C34 VS GAM/30HOPANO.....	107
<b>Figura 28.</b> Relaciones Ts/Tm vs Tr23/homohopano.....	109
<b>Figura 29.</b> Relaciones TA(I)/TA(I+II) vs TAS/(MAS+TAS).....	111
<b>Figura 30.</b> Relaciones MA(I)/(MA (I+II) VS TAS/(MAS+TAS).....	111
<b>Figura 31.</b> Relaciones MA (I)/(MA(I+II) vs TA (I)/TA (I+II).....	112
<b>Figura 32.</b> Distribución de frecuencia de muestras de rezumadero por grupo..	113
<b>Figura 33.</b> Dendograma para muestras de rezumaderos empleando los respectivos parámetros geoquímicos.....	117
<b>Figura 34.</b> Relación Pristano/Fitano vs Gammacerano.....	121
<b>Figura 35.</b> Diagrama ternario de Esteranos C <sub>27</sub> -C <sub>28</sub> -C <sub>29</sub> para muestras de extractos de posibles rocas fuentes.....	125
<b>Figura 36 .</b> Corte Geológico balanceado del área de estudio.....	128
<b>Figura 37.</b> <i>Editor kinetics</i> PETROMOD 1D.....	129

<b>Figura 38.</b> Diagrama de subsidencia y erosión.....	130
<b>Figura 39.</b> Curva de variación de la paleobatimetría vs tiempo.....	131
<b>Figura 40.</b> Ayuda <i>Global Mean Surface Temperature Calculation Base on Wygrala</i> (1989) para determinacion SWIT.....	132
<b>Figura 41.</b> Variación de temperaturas de interface agua-sedimento vs tiempo..	132
<b>Figura 42.</b> Variación del flujo de calor desde hace 120 (Ma).....	134
<b>Figura 43.</b> Modelo de temperatura vs profundidad.....	135
<b>Figura 44.</b> Modelo con zonas de hidrocarburos.....	137
<b>Figura 45.</b> Calibración del modelo.....	139

## LISTA DE TABLAS

	Pagina
<b>Tabla 1.</b> Interpretación de riqueza de porcentaje en peso de Carbono Orgánico Total (COT)*.....	33
<b>Tabla 2.</b> Rango de valores para S1.....	34
<b>Tabla 3.</b> Rango de valores de S2.....	34
<b>Tabla 4.</b> Rango de valores de S3.....	35
<b>Tabla 5.</b> Rango de valores de IH para determinar tipos de Kerógenos .....	35
<b>Tabla 6.</b> Rangos de valores de IO para determinar tipos de Kerógenos.....	36
<b>Tabla 7.</b> Rangos de IP.....	36
<b>Tabla 8.</b> Rangos de GP para determinar potencial de generación.....	36
<b>Tabla 9.</b> Rangos de Reflectancia para determinar madurez termal .....	41
<b>Tabla 10.</b> Rango de valores Tmax para determinar madurez.....	41
<b>Tabla 11.</b> Inventario de estaciones realizadas en área de estudio.....	59
<b>Tabla 12.</b> Inventario de muestras.....	61
<b>Tabla 13.</b> Inventario y descripción de rezumaderos.....	66
<b>Tabla 14.</b> Resultados Iniciales de Carbono Orgánico Total (COT).....	75
<b>Tabla 15.</b> Resultados análisis Pirólisis <i>Rock-Eval</i> .....	77

<b>Tabla 16.</b> Rangos de madurez termal.....	<b>78</b>
<b>Tabla 17.</b> Tmax vs S2 posibles formaciones generadoras.....	<b>78</b>
<b>Tabla 18.</b> Estados de generación de hidrocarburos con relación a su grado de madurez termal según porcentaje de reflectancia de vitrinita (%ro).....	<b>81</b>
<b>Tabla 19.</b> Composición maceral muestras Formación Tibasosa.....	<b>82</b>
<b>Tabla 20.</b> Índice de alteración térmica vs nivel de maduración (Staplin 1969)	<b>89</b>
<b>Tabla 21.</b> Índice de Alteración Termal- Tipo kerógeno-Análisis Composicional total.....	<b>90</b>
<b>Tabla 22.</b> Clasificación de materia orgánica en carbones y rocas sedimentarias según Potonie 1908	<b>91</b>
<b>Tabla 23.</b> Clasificación de los tipos de kerógenos posibles formaciones generadoras integrando información de la petrografía orgánica.....	<b>92</b>
<b>Tabla 24.</b> Valores recalculados de COT, IH y S2.....	<b>96</b>
<b>Tabla 25.</b> Clasificación final muestras rezumaderos según relaciones entre biomarcadores.....	<b>114</b>
<b>Tabla 26.</b> Evaluación de los principales parámetros geoquímicos usados para la clasificación de grupos de rezumaderos.....	<b>116</b>
<b>Tabla 27.</b> Cambios en la composición molecular de aceites con el incremento de biodegradación.....	<b>118</b>
<b>Tabla 28.</b> Correlación grupos de rezumaderos vs extractos de roca.....	<b>126</b>
<b>Tabla 29.</b> Datos de entrada <i>Software Petromod</i> para la generación del Modelo Geoquímica.....	<b>128</b>
<b>Tabla 30.</b> Condiciones de Paleobatimetría vs tiempo.....	<b>131</b>
<b>Tabla 31.</b> Condiciones limitantes de SWIT vs tiempo.....	<b>133</b>

**Tabla 32.** Condiciones limitantes de Flujo de calor ( HF) vs tiempo..... **133**

## LISTA DE FOTOGRAFIAS

	Página
Foto 1. Rezumadero 1.....	66
Foto 2. Rezumadero 2.....	66
Foto 3. Rezumadero 3.....	66
Foto 4. Rezumadero 4.....	67
Foto 5. Rezumadero 5.....	67
Foto 6. Rezumadero 6.....	67
Foto 7. Rezumadero 7.....	68
Foto 8. Rezumadero 8.....	68
Foto 9. Rezumadero 9.....	68
Foto 10. Rezumadero 10.....	69
Foto 11. Rezumadero 11.....	69
Foto 12. Rezumadero 12.....	69
Foto 13. Rezumadero 13.....	70

<b>Foto 14. Rezumadero 14.....</b>	<b>70</b>
<b>Foto 15. Rezumadero 15.....</b>	<b>70</b>
<b>Foto 16. Rezumadero 16.....</b>	<b>71</b>
<b>Foto 17. Rezumadero 17.....</b>	<b>71</b>
<b>Foto 18. Rezumadero 18.....</b>	<b>71</b>
<b>Foto 19. Rezumadero 19.....</b>	<b>72</b>
<b>Foto 20. Rezumadero 20.....</b>	<b>72</b>
<b>Foto 21. Rezumadero 21.....</b>	<b>72</b>
<b>Foto 22. Rezumadero 22.....</b>	<b>73</b>
<b>Foto 23. Rezumadero 23.....</b>	<b>73</b>
<b>Foto 24. Pozo Bolivar.....</b>	<b>74</b>
<b>Foto 25. Rezumadero 25.....</b>	<b>74</b>
<b>Foto 26. Comparación de muestras con tabla standard para determinación de ICE en muestras. ....</b>	<b>83</b>
<b>Foto 27. Presencia de macerales en muestras de la Formación Tibasosa...</b>	<b>84</b>

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Página</b>
<b>Anexo 1.</b> Mapa de localización del muestreo en Plancha Geológica 172- Paz de Rio. INGEOMINAS.....	<b>150</b>
<b>Anexo 2.</b> Mapa de localización del muestreo en Plancha Geológica 191- Tunja. INGEOMINAS.....	<b>152</b>
<b>Anexo 3.</b> Mapa de localización del muestreo en Plancha Geológica 192- Laguna de Tota. INGEOMINAS.....	<b>154</b>
<b>Anexo 4.</b> Mapa generalizado de localización del muestreo.....	<b>156</b>
<b>Anexo 5.</b> Columna estratigráfica Formación Tibasosa.....	<b>158</b>
<b>Anexo 6.</b> Columna estratigráfica Formación Chipaque.....	<b>160</b>
<b>Anexo 7.</b> Columna estratigráfica Formación La Luna.....	<b>162</b>
<b>Anexo 8.</b> Columna estratigráfica Miembro Pinos.....	<b>164</b>
<b>Anexo 9.</b> Columna estratigráfica Formación Picacho.....	<b>166</b>
<b>Anexo 10.</b> Columna estratigráfica generalizada.....	<b>168</b>
<b>Anexo 11.</b> Reportes de análisis geoquímicos del Laboratorio de geoquímica de ECOPETROL-ICP.....	<b>170</b>
<b>Anexo 12.</b> Clasificación visual de fragmentogramas Ion Mass 191 y 217.....	<b>175</b>

## RESUMEN

**TITULO:** DETERMINACIÓN DE LAS ROCAS FUENTES Y DE LAS CONDICIONES DE GENERACIÓN DE LAS MANIFESTACIONES DE PETRÓLEO PRESENTES EN EL BLOQUE SOAPAGA (BOYACÁ-COLOMBIA).\*

**AUTOR:** ELIECER URIBE PORTILLA\*\*

**PALABRAS CLAVES:** generadora, rezumadero, cromatografía, biomarcador.

En el Bloque Soapaga localizado en el departamento de Boyacá sobre la Cordillera Oriental Colombiana existen manifestaciones de petróleo superficiales para los cuales se investigó sus rocas fuentes y sus condiciones de generación. Se realizó un muestreo tanto de posibles rocas generadoras como de rezumaderos de aceite en el área de estudio.

Mediante la interpretación de los análisis geoquímicos del mencionado muestreo se clasificaron tres grupos de rezumaderos y se asociaron los extractos de las posibles formaciones generadoras basados en las relaciones geoquímicas de biomarcadores como: Nor25/C30H, Ts/Tm, OL/H30, C35/C34, C29/C30H, Gam/H30, C23Tr/Homohopano, Ma(I)/MA(I)+MA(II), TAS/(MAS+TAS), TA(I)/TA(I+II). Los rezumaderos del grupo 1 están asociados a la prolongación SW-NE de la zonas de Falla Gameza-La Puerta y el grupo 2 a la prolongación SW-NE de las Fallas Soapaga-Otenga. Mientras el grupo 3 de rezumaderos es interpretado como una mezcla de aceites de los grupos 1 y 2.

Las rocas generadoras de estas manifestaciones superficiales de aceite son para el grupo 1: la Formación La Luna correspondiente a una facies carbonatada, desarrollada en un ambiente marino de características anóxicas. El grupo 2: la secuencia sedimentaria de las Formaciones Pinos y Guaduas dentro de una facies tipo shale y formadas en un ambiente marino de tendencia subóxicas-óxicas. El grupo 3 es considerado como una mezcla de aceites de los grupos 1 y 2 debido a que presenta características geoquímicas similares a los grupos mencionados. Mediante modelamiento empleando el *Software PETROMOD 1D* se explicó que la Formación La Luna generó cuando alcanzó profundidades próximas a los 1790m y edad de los 51 M.a. El Miembro Pinos comenzó su generación cuando alcanzó profundidades cercanas a los 2080m y edad alrededor de 33 M.a. La Formación Guaduas comenzó su generación cuando alcanzó profundidades próximas a los 2250m y a una edad cercana a los 27 M.a.

---

\* Proyecto de Maestría en Geología

\*\* Facultad Físicoquímicas. Escuela Geología. Directores Mario García Gonzalez y Diego Fernando García Bautista.

## ABSTRACT

### DETERMINATION OF THE ROCKS SOURCE AND OF THE CONDITIONS OF GENERATION OF PETROLEUM MANIFESTATIONS PRESENT IN THE SOAPAGA BLOCK (BOYACÁ-COLOMBIA)\*

AUTHOR: ELIECER URIBE PORTILLA \*\*

#### KEY WORDS: Source rocks, oil seeps, chromatography, biomarker

In the Soapaga Block located in Boyacá department on the Colombian east Mountain range exist oil seeps for which were studied the sources rocks and the generation conditions. A sampling of possible generating formations was made and also in the oil seeps in the study area.

By means of the interpretation of the geochemical analyses three oils seeps groups were classified and they associated the extracts of the possible generating formations based on the relationships biomarkers geochemical: Nor25/C30H, Ts/Tm, OL/H30, C35/C34, C29/C30H, Gam/H30, C23Tr/Homohopano, Ma(I)/MA(I)+MA(II), TAS/(MAS+TAS), TA(I)/TA(I+II). The oil seeps of the group 1 are associated to the continuation SW-NE of the Gameza-the Puerta faults and the group 2 to the continuation SW-NE of the Soapaga-Otenga faults. While the group 3 of oil seeps were interpreted as a mixture of oils of the groups 1 and 2.

The generating rocks of these oil seeps were for the group 1: the La Luna Formation corresponding to a limestone facies, developed in marine environments of anoxic characteristic. For the group 2: the sedimentary sequence of the Pinos and Guaduas Formations inside a facies type shale and formed in marine environments of suboxic-oxic tendency. The groups 3 of oils seeps were considered as a mixture of oils of the groups 1 and 2 because it presents similar geochemical characteristics to the mentioned groups. By means of modeling using the Software PETROMOD 1D was explained that the La Luna Formation generated when it reached next depths to the 1790 m and age of the 51 m.y. The generation of Pinos Member began when it reached near depths to the 2080 m and age around 33 m.y and Guaduas Formation at approximate depths to the 2250 m and a near age to the 27 m.y.

---

\* Master Project

\*\* Physiochemical Faculty, Geology school, Directors. Mario García González and Diego Fernando García Bautista

## INTRODUCCION

El presente proyecto de investigación “DETERMINACION DE LA ROCAS FUENTES Y DE LAS CONDICIONES DE GENERACION DE LAS MANIFESTACIONES DE PETROLEO PRESENTES EN EL BLOQUE SOAPAGA (BOYACA-COLOMBIA)” forma parte del convenio ECOPETROL- ICP- UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER para la formación de geólogos a nivel de programa de maestría.

El Bloque Soapaga está localizado en el departamento de Boyacá en la Cordillera Oriental Colombiana entre los municipios de Sogamoso y Paz del Rio; en él existen rezumaderos de petróleo para los cuales no hay acuerdo sobre las formaciones generadoras de dichas manifestaciones superficiales y las condiciones de generación de las mismas.

Mediante un muestreo tanto de areniscas bituminosas como de posibles formaciones generadoras y aplicando a estas muestras técnicas analíticas geoquímicas como: COT, Pirólisis *Rock Eval*, Cromatografía líquida, Cromatografía gaseosa para identificación de Biomarcadores fue posible realizar una correlación entre extractos de posibles unidades generadoras y aceites provenientes de rezumaderos y así poder determinar la procedencia genética de dichos hidrocarburos. Mediante modelamiento se simularon y determinaron las condiciones de temperatura, profundidad y tiempo de generación de los mencionadas manifestaciones superficiales de hidrocarburos.

El presente trabajo de investigación pretender contribuir al conocimiento del sistema Petrolífero del bloque Soapaga comenzando por la comprensión de su génesis y proporcionar información valiosa dentro del proceso de evaluación del potencial de generación.

## 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En Colombia en el departamento de Boyacá en el Bloque de Soapaga existen manifestaciones (rezumaderos) de crudos pesados que son explotados tanto con técnicas de minería subterránea como de cielo abierto con destino a la construcción de pavimentos. **Ver Figura 1.** Actualmente no existe una completa evaluación del potencial de estos recursos que precisamente inicie por la identificación y caracterización geoquímica de las rocas generadoras del sistema petrolífero. No hay acuerdo sobre la unidad o unidades litoestratigráficas generadoras de este tipo de hidrocarburo. Para algunos autores (Guiza y Mendivelso, 1995) lo constituiría las unidades litoestratigráficas del Cretáceo Superior, (Formaciones Chipaque y la Luna) y para otros (Guatame y Lara, 1995) las del Cretácico inferior (Formaciones Fómeque y Tibasosa).

La pregunta importante y clave es: Cuál es la formación o formaciones geológicas generadoras de las manifestaciones de petróleo presentes en el Bloque Soapaga (Boyacá-Colombia)?.

La respuesta a esta pregunta tiene importantes implicaciones para el direccionamiento de la exploración petrolera en este bloque, aporta al proceso de conocimiento y evaluación del sistema petrolífero, determinando inicialmente la procedencia y rocas fuentes del petróleo constituyéndose en fundamento para comprender posteriormente los procesos de migración y entrapamiento de este tipo de hidrocarburo.

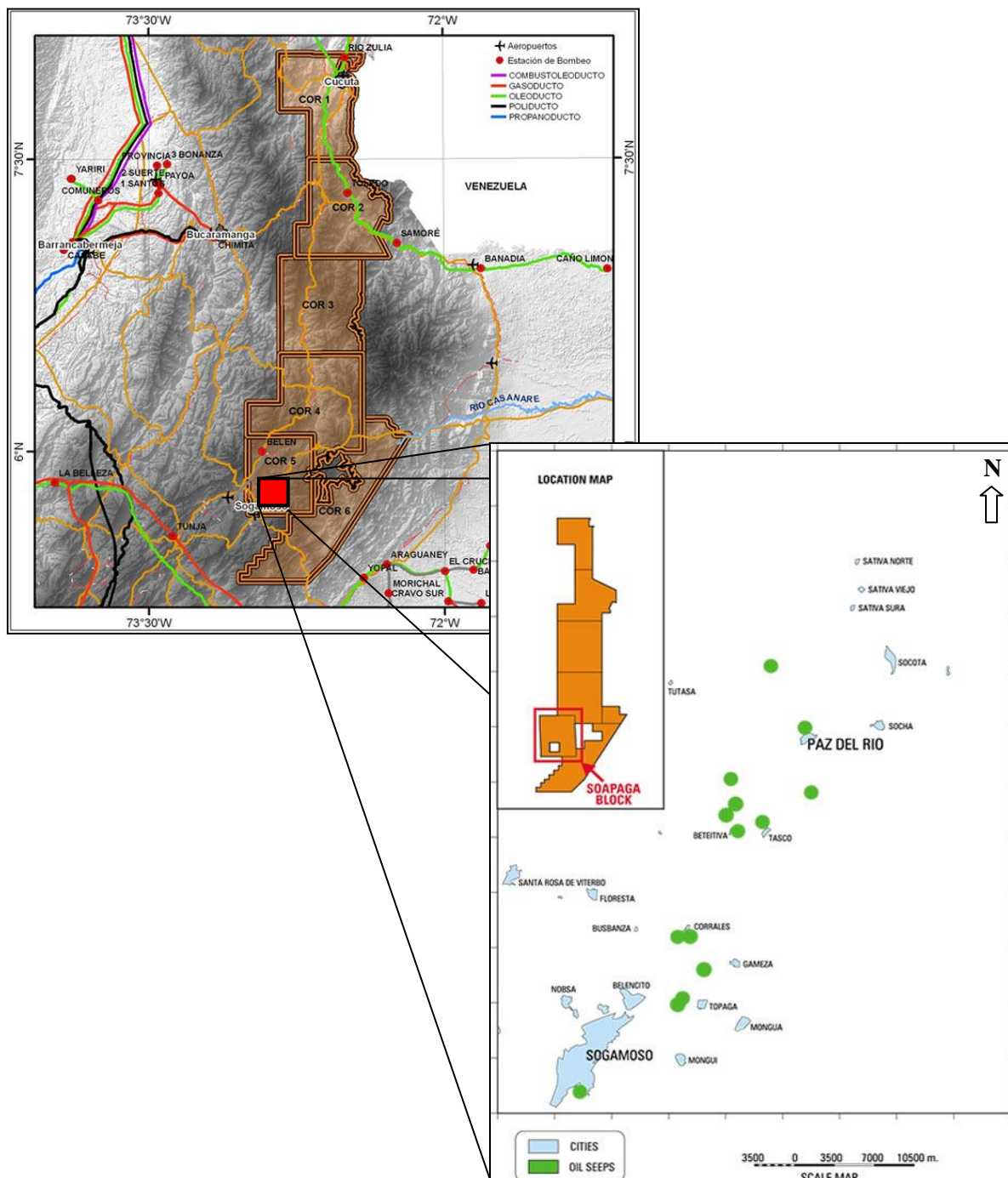
De la pregunta central se derivan otras variables que serian necesarias de determinar:

Todas las acumulaciones de petróleo provienen de la misma roca fuente?

A qué profundidad y temperatura se generó el petróleo?

Qué tipo o calidad de materia orgánica sirvió para la formación del petróleo?

Cuál fué la edad de generación del hidrocarburo en el bloque Soapaga?



**Figura 1.** Localización área de investigación bloque Soapaga (Boyacá-Colombia), dentro de COR 5, bloque ofertado por ANH. Tomado de minironda ANH 2008. <http://www.anh.gov.co/>.

## 2. OBJETIVOS

### 2.1. Objetivo general

Identificar la unidad o unidades litoestratigráficas generadoras del petróleo presente en el bloque Soapaga (Boyacá-Colombia), mediante caracterización geoquímica y petrográfica de aceites y rocas colectados en el área de estudio, para comprender los procesos y condiciones de generación de estos hidrocarburos que hoy se manifiestan como crudos pesados.

### 2.2. Objetivos específicos

- Realizar un muestreo tanto de roca de posibles unidades generadoras como de areniscas impregnadas de petróleo; previo reconocimiento, selección de secciones estratigráficas y rezumaderos de aceite para coleccionar muestras con destino a análisis geoquímicos.
- Analizar las muestras coleccionadas de roca mediante técnicas analíticas geoquímicas de Contenido Orgánico Total (COT) , Pirólisis *Rock Eval*, mientras a los crudos pesados se les realizará análisis SARA (Saturados, Aromaticos, Resinas y Asfaltenos) y Cromatografía para caracterizar dichas muestras.
- Realizar a los extractos de las posibles rocas generadoras los mismos análisis que se le efectuaran a los crudos extraídos de las areniscas de los rezumaderos para comparar los resultados y establecer correlaciones genéticas roca-cruo.
- Correlacionar la composición del petróleo con la de las posibles rocas generadoras mediante la comparación de los resultados de los análisis geoquímicos de roca y aceite para encontrar semejanzas composicionales que establezcan la procedencia del hidrocarburo y calidad de la roca fuente.
- Simular mediante modelamiento las condiciones de enterramiento y evolución termal de la roca fuente, para establecer la profundidad, temperatura y tiempo de generación del hidrocarburo.

### 3. JUSTIFICACIÓN

Ante el creciente interés que ha manifestado la industria mundial por los crudos pesados como una alternativa para aliviar la crisis por la disminución de las reservas de los crudos convencionales y el aumento en la demanda de los recursos energéticos, las investigaciones tendientes a evaluar dichos recursos tienen una importancia prioritaria. Dentro de este proceso de evaluación, inicialmente la determinación de las unidades litoestratigráficas generadoras de hidrocarburos son claves para entender posteriormente los procesos de migración, entrapamiento y biodegradación de los mismos.

Ante la crisis de agotamiento de las reservas de los hidrocarburos convencionales, las areniscas bituminosas se convierte en una alternativa que requiere ser investigada, por sus posibilidades de aprovechamiento y refinación.

En Colombia, específicamente en el Bloque Soapaga existen arenas impregnadas de crudos pesados para las cuales se discute y cuestiona su formación o formaciones generadoras. La identificación de esta o estas formaciones se puede lograr, mediante la caracterización geoquímica de los crudos y de las posibles rocas fuente, correlacionando los resultados de los análisis y aplicando la técnica de la petrología orgánica; para así conocer la calidad de materia orgánica que contiene una posible formación generadora y poder determinar la procedencia de los hidrocarburos.

Otras condiciones necesarias a determinar son la cantidad de materia orgánica contenida en dicha formación y las condiciones de presión y temperatura que hacen que esta materia contenida en la roca fuente sufra un proceso de maduración y se transforme en hidrocarburo.

La geoquímica orgánica se ha mostrado hasta el presente como una importante e indispensable herramienta de la geología del petróleo. El aporte de técnicas analíticas como Carbono Orgánico Total (COT), Pirólisis *Rock Eval*, Cromatografía, análisis SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos), Análisis de Biomarcadores, Reflectancia de vitrinita (Ro); unidos estos análisis a los de petrología orgánica, constituyen fuente de información y de caracterización de la roca generadora y de las condiciones de formación de este tipo de hidrocarburos contribuyendo al entendimiento de los sistemas petrolíferos y a la evaluación del potencial de generación en una cuenca petrolífera.

## **4. METODOLOGÍA**

En los siguientes pasos se describe la metodología de trabajo que se utilizará para lograr los objetivos planteados en la presente investigación:

### **4.1. INFORMACIÓN PRELIMINAR:**

Incluye el proceso inicial de documentación y de revisión bibliográfica de los trabajos geológicos desarrollados en el llamado Bloque Soapaga. Proceso de selección de las secciones estratigráficas donde se colectaron las muestras.

### **4.2 DESARROLLO DE LA GEOLOGÍA DE CAMPO**

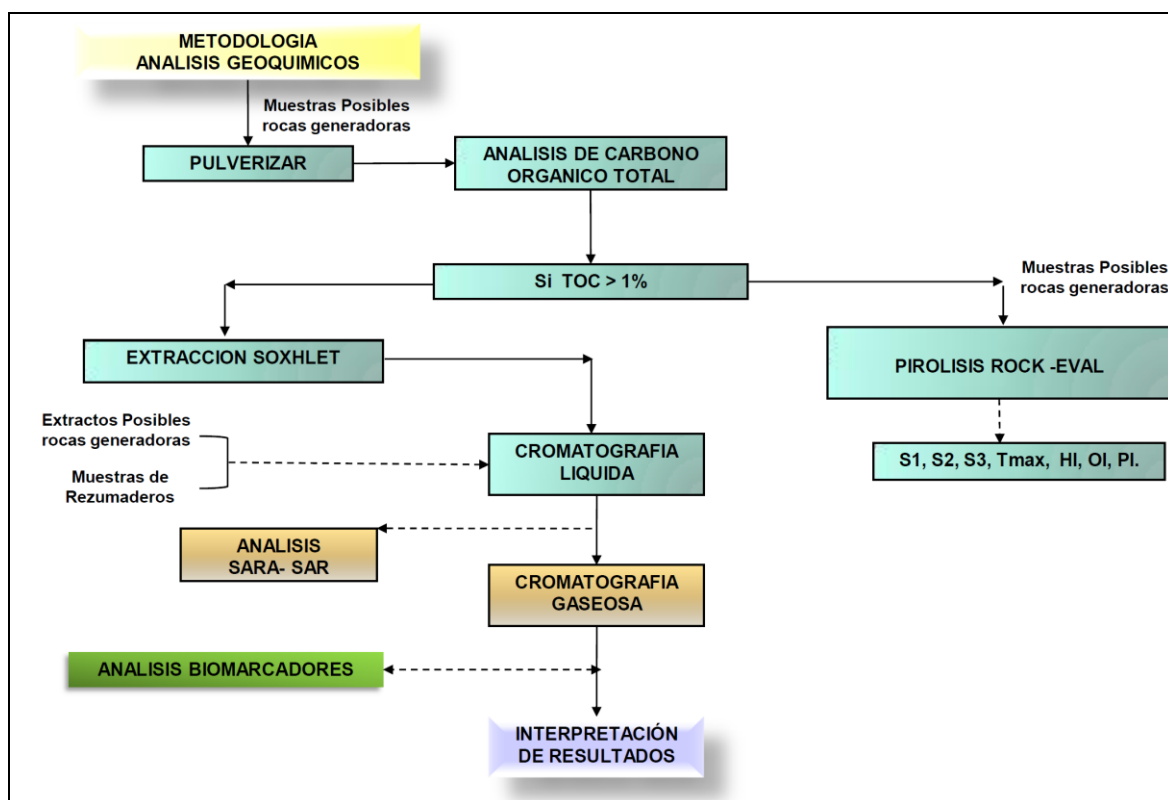
Proceso de muestreo tanto de arenas impregnadas de aceite como de posibles rocas generadoras. Se levantaron las columnas a escala 1: 200 de donde se extrajeron las muestras como las Formaciones Tibasosa, Chipaque, Pinos y Picacho para tener información, las características litológicas y estratigráficas de las unidades de donde proceden las muestras.

La base cartográfica donde se localizaron las muestras fueron las planchas publicadas por INGEOMINAS; 172 Paz del Río de Ulloa *et al* (1998), 191 Tunja de Renzoni *et al* (1998) y 192 Laguna de Tota de Ulloa *et al* (1998).

A las muestras se les asignó un código dependiendo del número consecutivo de la estación y de la muestra. Dicho muestreo se hizo de manera georeferenciada, mediante el empleo de GPS. Posteriormente se les empacó debidamente y se enviaron para los correspondientes análisis geoquímicos en el Laboratorio de Geoquímica del Instituto Colombiano del Petróleo, en Piedecuesta (Santander).

### 4.3 ANÁLISIS DE LABORATORIO

Fijando como objetivo la identificación y caracterización geoquímica de la unidad o unidades generadoras de petróleo en el bloque Soapaga mediante técnicas analíticas geoquímicas para comprender las condiciones de formación de las manifestaciones superficiales de aceites. Para el logro de este objetivo se ha recurrido a: análisis de Contenido Orgánico Total (COT), Pirólisis *Rock Eval*, Reflectancia de Vitrinita, Cromatografía Líquida y Cromatografía Gaseosa. La ruta analítica por medio de la cual se obtuvieron los parámetros geoquímicos para caracterizar extractos de roca y muestras de rezumaderos puede ser visualizada en la **Figura 2**.



**Figura 2.** Ruta analítica general para caracterización de muestras de extractos de roca y rezumaderos

A las rocas de posibles formaciones generadoras se les realizaron los siguientes análisis: Contenido de Carbono Orgánico Total (COT), Pirólisis *Rock-Eval* y Petrografía de secciones pulidas, Reflectancia de Vitrinita; mientras a los crudos se les realizaron, análisis SARA, Cromatografía gaseosa y biomarcadores. Dichos análisis son necesarios para determinar calidad, cantidad de materia orgánica, y madurez termal de las rocas generadoras. Los anteriores análisis se realizaron en el laboratorio de geoquímica de ECOPETROL-ICP

### **Condiciones para análisis de Cromatografía Líquida en Columna Abierta**

La cromatografía líquida, se realiza en columna abierta, usando sílica y alúmina como fase estacionaria, y solventes de diferente polaridad, como fase móvil, para la separación de los diversos componentes de los maltenos (SARA: saturados, aromáticos, resinas) o del aceite o crudo (SAR: saturados, aromáticos y resinas mas asfaltenos). Para las fracciones, se usa la gravimetría como método de cuantificación, presentando los resultados en porcentaje. La tabla de tiempos de retención se revisa periódicamente utilizando el perfil de un crudo patrón con código (CRUDO STD ICP 01), donde los compuestos saturados fueron identificados empleando patrones certificados y ensayos cruzados realizados en laboratorios externos.

### **Condiciones Cromatografía Gaseosa de Crudo Total (Whole Oil) – Análisis C3 – C40**

Una cantidad de la muestra del crudo es diluida en disulfuro de carbono y analizada por cromatografía gaseosa usando un equipo HP-6890N provisto con un detector FID. Los compuestos son separados con una columna capilar DB-5 (30 m de longitud; 0,32 mm de diámetro interno; 0.25 µm de la pared capilar). El horno es programado a una temperatura desde 40°C hasta 320°C a una tasa de calentamiento de 2,5°C/min usando helio, como gas de arrastre. A las mismas condiciones, se corren dos estándares, uno certificado (n-alcanos C8-C40, pristano y fitano), y un crudo de referencia, con los cuales se genera la tabla de

calibración y se ajustan los tiempos de retención, respectivamente. Después de realizada la Cromatografía e identificados los n-alcanos y los isoprenóides (pristano y fitano) se determinan mediante una macro, algunos parámetros de madurez. Este método solo puede ser aplicado para comparar crudos analizados en la misma columna capilar y con idénticas condiciones de programación de inyección y de la columna. Igualmente comparado con la tabla de tiempos de retención del crudo patrón de código (CRUDO STD ICP 01).

### **Condiciones análisis de Biomarcadores saturados y aromáticos**

Los Biomarcadores en la fracción saturada C<sub>15+</sub> son analizados por cromatografía gaseosa acoplada a espectrometría de masas. El cromatógrafo de gases es un Hewlett-Packard HP 7890A equipado con un inyector *split/splitless* 7683B, un detector selectivo de masas HP 5978C. *Agilent Technologies*, con sistema de ionización por impacto de electrones. Se emplea una columna capilar DB-5 (30m de longitud, 0.25mm de diámetro interno, 0.25µm de la pared capilar), con flujo constante de 1mL/min de helio como gas de arrastre. El cual también es empleado en biomarcadores aromáticos.

La programación de la temperatura empleada en la separación de los compuestos, va desde 60°C con una rampa de 5°C/min hasta 150°C y de 3°C/min hasta 320°C. La cuantificación relativa y el cálculo de las relaciones de los hidrocarburos en la fracción saturada son llevadas a cabo empleando las áreas y alturas de los picos en los cromatogramas de los iones monitoreados (m/z 191, 217, 218, 259). La cuantificación se realiza empleando un estándar interno ( $\beta$ -Cholane).

La cuantificación relativa y el cálculo de las relaciones de los hidrocarburos en la fracción aromática son llevadas a cabo empleando las áreas y alturas de los picos en los cromatogramas de los iones monitoreados (m/z 142, 156, 168, 170 178, 184, 191, 192, 198, 206, 234, 245, 253). La tabla de tiempos de retención se

revisa periódicamente utilizando el perfil de un crudo patrón código. (CRUDO STD ICP 01).

#### 4.4 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

La interpretación de resultados de los análisis geoquímicos tuvo las siguientes etapas:

- Evaluación y caracterización de las posibles rocas generadoras: que comprendió la determinación de la madurez termal, calidad y cantidad de materia orgánica
- Recálculo de los parámetros COT, IH y S2; partiendo del fundamento que durante la generación de hidrocarburos al incrementarse la madurez, menores valores de S2 se van a obtener, entonces se hace necesario recalcular los parámetros de COT y IH para las posibles rocas fuentes.
- Evaluación del potencial de generación de las posibles rocas generadoras, integrando las evaluaciones de madurez termal, calidad y cantidad de la materia orgánica.
- Clasificación visual de los fragmentogramas en fracción saturada *Ion Mass* (m/z 191 y 217) de las muestras de rezumaderos.
- Realización y selección de graficas del cruce de parámetros geoquímicos de muestras de rezumaderos, indicadores de ambiente de formación, madurez termal y resistencia a la biodegradación.

- Clasificación de los grupos de muestras de rezumaderos encontrados y análisis de biodegradación, grado de madurez, condiciones y ambiente de formación de cada uno de los grupos.
- Correlación entre grupos de rezumaderos y muestras de extractos basados en biomarcadores indicadores de condiciones y ambientes de formación.
- Validación de la clasificación mediante el empleo de técnicas estadísticas como dendrogramas, empleando los mismos parámetros geoquímicos de la clasificación de muestras de rezumaderos.
- Posteriormente se simuló en el software petromod1D la historia de subsidencia y evolución termal, buscando establecer profundidad, temperatura y el tiempo geológico de generación de los hidrocarburos.

## **5. MARCO TEORICO**

Para el presente proyecto se ha fijado como objetivo la identificación y caracterización geoquímica de la unidad o unidades generadoras de petróleo en el bloque Soapaga mediante técnicas analíticas geoquímicas para comprender las condiciones de formación de las manifestaciones superficiales de petróleo.

Una roca generadora está definida como “cualquier roca capaz de generar y expulsar petróleo para formar acumulaciones de aceite y gas” (Hunt, 1996).

La capacidad de una roca para generar petróleo o gas está controlada por tres factores principales: cantidad, calidad y grado de evolución térmica de la materia orgánica. (Tissot *et al*, 1984). Para caracterizar la riqueza orgánica en mayor detalle, muchos laboratorios geoquímicos utilizan una técnica de pirólisis programada desarrollada por el Instituto Francés del Petróleo propuesta por Espitalie J y otros (1977).

Los análisis que se explican a continuación permiten la caracterización geoquímica de la formación o formaciones generadoras.

### **5.1 ANÁLISIS DE CANTIDAD DE LA MATERIA ORGÁNICA**

Carbono Orgánico Total:

La materia orgánica presente en las rocas sedimentarias se compone de una fracción insoluble en solventes orgánicos llamada kerógeno y de una fracción soluble llamada Bitumen. La suma de estas dos fracciones constituye el Carbono Orgánico Total (COT) de una roca, el cual se expresa en porcentaje (%) en peso.

El COT define como el porcentaje en peso de carbono orgánico de una roca. Sirve para determinar la cantidad de materia orgánica de la roca generadora.

Para calificar el COT en términos de riqueza orgánica se tiene en cuenta la **Tabla 1**.

**Tabla 1.** Interpretación de riqueza de porcentaje en peso de Carbono Orgánico Total.

Riqueza	COT (wt. %)
Pobre	0.0 – 0.5
Regular	0.5 – 1.0
Bueno	1.0 – 2.0
Excelente	>2.0

Tomado de Peters (1986).

## 5.2 ANÁLISIS PARA DETERMINAR CALIDAD DE LA MATERIA ORGÁNICA

### Análisis de Pirólisis *Rock-Eval*

La pirólisis es el proceso mediante el cual se calienta una muestra de roca o Kerógeno en el laboratorio para generar hidrocarburos por descomposición termal; semejante al proceso de catagénesis natural de la materia orgánica. Es una simulación del proceso natural de la madurez de la materia orgánica.

### Hidrocarburos Presentes (S1):

Mide los hidrocarburos libres o absorbidos presentes en la roca. S1 es la cantidad de hidrocarburo presente en la roca fuente, expresado en miligramos de hidrocarburo por gramos de roca fuente. (mgHC/ gR). Valores de 1 mg de hidrocarburo (Hc) / gramo (g) de roca pueden indicar manifestaciones de aceite.

**Ver Tabla 2.**

**Tabla 2.** Rango de valores para S1.

POTENCIAL DE PETROLEO	S1 mgHC/g roca
POBRE	0.00- 0.5
FAVORABLE	0.5 – 1
BUENO	1.0 – 2.0
MUY BUENO	2.0– 4.0
EXCELENTE	> 4

Tomado de Espitalie, *et al.* (1977).

### Capacidad Generadora (S2)

Representa principalmente los hidrocarburos formados por rupturas de los enlaces del kerógeno. Esto se produce por calentamiento a temperaturas entre 300°C y 550 °C. S2 es la cantidad de hidrocarburo generado durante la pirólisis expresado en mg HC/ g roca. **Ver Tabla 3.**

**Tabla 3.** Rango de valores de S2

POTENCIAL DE PETRÓLEO	S2 mgHC/g roca
POBRE	0 – 2.5
FAVORABLE	2.5- 5.0
BUENO	5.0 – 10
MUY BUENO	10 - 20
EXCELENTE	> 20

Tomado de Espitalie, *et al.* (1977).

### Cantidad de CO<sub>2</sub> del Kerógeno (S3)

S3 es la cantidad de CO<sub>2</sub> generado durante la ruptura termal del kerógeno resultante de la pirólisis, expresado en miligramos CO<sub>2</sub> por gramos de roca (mg CO<sub>2</sub> /groca). **Ver Tabla 4.**

**Tabla 4.** Rango de valores de S3

<b>OXÍGENO ORGÁNICO</b>	<b>S3 mgHC/g roca</b>
POBRE	< 1.0
REGULAR	1.0 – 2.0
BUENO	>2.0

Tomado de Espitalie, *et al.* (1977).

### Índice de Hidrogeno (IH)

Es un indicador de la cantidad de hidrógeno disponible en el kerógeno. Altos valores de IH indican alto potencial generador para hidrocarburos líquidos. Se calcula mediante la relación:  $(S2/COT) * 100$  .(mg H/g COT). Es indicador del tipo de kerógeno. **Ver Tabla 5.**

**Tabla 5.** Rango de valores de IH para determinar tipos de kerógenos.

<b>TIPO DE KEROGENO</b>	<b>IH Índice de Hidrogeno</b>
KEROGENO TIPO I	> 600
KEROGENO TIPO II	300- 600
KEROGENO TIPO III	50-300
KEROGENO TIPO IV	< 50

Tomado de Espitalie, *et al.* (1977).

### Índice de Oxígeno (IO)

Mide el enriquecimiento de oxígeno en el kerógeno, el índice de Oxígeno  $(S3/TOC) * 100$  que nos indica el nivel de oxigenación del ambiente de depositación de la roca. También es indicativo del tipo de kerógeno. En general rocas con altos valores de IO y bajos de IH tienen poco potencial de hidrocarburos líquidos. **Ver Tabla 6.**

**Tabla 6.** Rangos de valores de IO para determinar tipos de Kerógenos.

IO ÍNDICE DE OXÍGENO	TIPO DE KERÓGENO
IO < 30	KERÓGENO TIPO I
IO < 60	KERÓGENO TIPO II
IO > 100 - 150	KERÓGENO TIPO III

Tomado de Espitalie, *et al.* (1977).

### Índice de Producción (IP)

Es un parámetro de madurez derivado de la pirólisis, el cual relaciona los hidrocarburos ya generados con los hidrocarburos potenciales. Se calcula mediante la relación:  $(S1/ S1+S2)$ . **Ver Tabla 7.**

**Tabla 7.** Rangos de IP

(IP) Índice de producción	TIPO DE KEROGENO
IP < 0.10	INMADURO
0.1-0.3	GENERA ACEITE
>0.3	GAS SECO

Tomado de Espitalie, *et al.* (1977).

El Índice de Producción ( $S1/S1+S2$ ) muestra la ventana de generación del petróleo.

### Potencial Genético (GP)

Es la sumatoria de los hidrocarburos libres presentes en la roca más los los hidrocarburos craqueados. **Ver Tabla 8.**

**Tabla 8.** Rangos de GP para determinar potencial de Generación

RANGO POTENCIAL GENETICO	POTENCIAL DE GENERACION
<2	POBRE
2- 6	REGULAR
>6	BUENO

Tomado de Espitalie, *et al.* (1977).

Técnicas analíticas cromatográficas:

### Cromatografía Líquida

Es una de las técnicas que permite separar físicamente los distintos componentes de una solución por la absorción selectiva de los componentes de una mezcla. En toda cromatografía existe un contacto entre dos fases, una fija que puede llamarse estacionaria y una móvil (fase móvil) que fluye permanente durante el análisis, y que es un líquido o mezcla de varios líquidos. La fase estacionaria puede ser alúmina, sílice o resinas de intercambio iónico que se encuentran disponibles en el mercado. Los intercambiadores iónicos son matrices sólidas que contienen sitios activos con carga electrostática. De esta forma la muestra queda retenida sobre el soporte sólido por afinidad electrostática. Dependiendo de la relación carga/tamaño de las moléculas unos constituyentes de la mezcla serán retenidos con mayor fuerza sobre el soporte sólido que otros, lo que provocará su separación. El tipo de fase estacionaria que se utilice en un experimento dependerá del tipo de moléculas que se quieran separar.

Las sustancias que permanecen más tiempo libres en la fase móvil, avanzan más rápidamente con el flujo de la misma y las que quedan más unidas a la fase estacionaria o retenidas avanzan menos y por lo tanto tardarán más en salir o fluir, este es el principio fundamental de la cromatografía. Tres versiones del método se usan en geoquímica orgánica HPLC, TLC y cromatografía de columna.

La cromatografía de capa fina se conoce normalmente por sus siglas en inglés (TLC, thin layer chromatography). Es una técnica muy utilizada para la identificación y determinación de pureza de compuestos. También puede utilizarse como técnica de separación a muy pequeña escala. Esta técnica cromatográfica se basa en la preparación de una capa, uniforme, de un absorbente mantenido sobre una placa, la cual puede ser de vidrio u otro soporte. Los requisitos son un

absorbente, placas, un dispositivo que mantenga las placas durante la extensión, otro para aplicar la capa absorbente, y una cámara en la que se desarrollen las placas cubiertas. La fase móvil es líquida, y la fase estacionaria consiste en un sólido. La fase estacionaria será un componente polar y el eluyente será por lo general menos polar que la fase estacionaria, de forma que los componentes que se desplacen con mayor velocidad serán los menos polares.

Cromatografía líquida de alta resolución (HPLC, "high performance liquid chromatography"). Se utilizan bombas de alta presión para impulsar la fase móvil líquida a través de la fase estacionaria dispuesta en columnas relativamente cortas rellenas con partículas de pequeño tamaño. La resolución que se consigue con esta técnica es muy elevada, aunque la instrumentación requerida es mucho más compleja y costosa.

Cromatografía en columna, se emplea para la separación de mezclas o purificación de sustancias a escala preparativa. Como fase estacionaria se usa, generalmente, gel de sílice o alúmina dentro de una columna. La elección del disolvente es crucial para una buena separación. Dicho disolvente pasa a través de la columna por efecto de la gravedad.

La cromatografía líquida en columna abierta mediante los análisis SARA fracciona el petróleo en condiciones de tanque en saturados, aromáticos, resinas + asfaltenos, expresados como porcentaje en peso, por solubilidad y cromatografía. Si bien el análisis SARA parece de baja resolución si se compara con los miles de componentes que pueden resolverse de las técnicas de cromatografía gaseosa GC, la fortaleza del método consiste en que analiza la muestra entera, desde los componentes livianos hasta los pesados, y de esta manera permite comparar todos los petróleos en base a un Standard consistente.

## Cromatografía Gaseosa:

La cromatografía de gases es un método de separación y detección de compuestos orgánicos en mezclas, con base, principalmente en sus volatilidades. Durante la separación, los componentes son arrastrados por medio de un gas inerte llamada fase móvil a través de la columna donde se juntan con un material polimérico (fase estacionaria). La separación ocurre entonces, debido a diferencias de solubilidad de los componentes de la muestra en la fase estacionaria. Así, la columna retiene algunos más que otros, y pasan con diferencias en el tiempo.

La detección se realiza mediante el registro de una serie de picos cromatográficos que aparecen según la relación área del pico vs tiempo de retención, donde el área del pico es proporcional a la cantidad presente en el compuesto.

Entre los detectores más comunes se encuentran: el detector de ionización de llama (FID), detector de captura de electrones (EDC) y el detector selectivo de masas (MSD).

Análisis de biomarcadores pueden ser realizados usando cromatografía de gases y espectrometría de masas.

Los biomarcadores son cualquier compuesto orgánico detectado en la biosfera, cuyo esqueleto básico sugiere un origen relacionado con un producto natural contemporáneo. Proviene de bacterias, arqueobacterias, cianobacterias, algas, diatomeas, dinoflagelados, organismos planctónicos en general, plantas terrestres y animales invertebrados. Los biomarcadores son “moléculas fósiles” derivados de organismos vivos. Pueden ser detectados en crudos y rocas fuentes de bitumen y pueden ser utilizados en estudios de correlación crudo-crudo y crudo-roca fuente, además permiten tener información del tipo de materia orgánica que originó una roca fuente, condiciones del ambiente de sedimentación y diagénesis de la roca.

El análisis de biomarcadores se puede realizar de dos formas: *Full Scan* y *Selective Ion Monitoring (SIM)*. El primero permite monitorear la corriente iónica total (TIC) y el modo SIM, consiste en el monitoreo de iones específicos generados de la fragmentación primaria en función del tiempo (Bauch 1993 en Blanco y Orejuela, 2004).

El análisis de muestras de crudo total o de fracciones por *Full Scan* permite observar la distribución de componentes de acuerdo al número de átomos de carbono y a las características estructurales de los compuestos (Hidrocarburos normales o parafinas y ramificados o isoparafinas), pero no permite el análisis de biomarcadores cíclicos debido a que estos ocurren en concentraciones muy bajas en las muestras de crudo, siendo los compuestos parafínicos los dominantes. Por esta razón, los análisis de estos últimos se realizan monitoreando iones característicos.

En geoquímica, el análisis de biomarcadores se emplea en la correlación estudiando algunas relaciones entre los picos observados en un fragmentograma, el cual; aunque no representa concentraciones relativas, son comparables entre sí. De igual manera, el análisis de fragmentogramas de compuestos individuales no es empleado en trabajos de correlación. (Blanco y Orejuela, 2005). Las correlaciones genéticas de petróleos están basadas en el principio de que la composición de los compuestos orgánicos en una roca fuente son transmitidos al crudo.

La cromatografía de gas –espectrometría de masas (GC-MS) es una técnica usada para la separación e identificación de compuestos, especialmente de alto peso molecular cicloalcanos y esteroides-aromáticos; los compuestos salen de la columna de gas de acuerdo a su retención en el tiempo. Por medio de este procedimiento se pueden determinar diferentes componentes y mirar sus

relaciones para determinar principalmente ambiente de sedimentación y la madurez térmica del crudo.

### 5.3 ANÁLISIS PARA DETERMINAR MADUREZ TERMAL

Análisis de Reflectancia : Es el porcentaje de un haz de luz que refleja una superficie pulida de roca. Este depende del grado de evolución alcanzado por el maceral. Se prefiere la Vitrinita ya que la reflectancia se incrementa en la medida que aumenta el grado de evolución. **Ver Tabla 9.** Estos análisis fueron realizados de acuerdo con el estándar del manual de calidad del laboratorio de procesamiento de muestras geológicas del ICP-ECOPETROL como ente calificado con la norma ISO-9001.

**Tabla 9.** Rangos de Reflectancia para determinar madurez termal

% REFLECTANCIA	RANGO
0 - 0.5	INMADURO
0.5 – 1.2	MADURO (Fase principal de Generación)
> 1.2	SOBREMADURO (generación de Gas)

Tomado de Espitalie, *et al.* (1977).

Temperatura Máxima (Tmax)

El Tmax es la temperatura máxima a la cual una roca fuente genera hidrocarburos durante la pirólisis, es decir la temperatura a la cual se genera el pico S2. **Ver Tabla 10.**

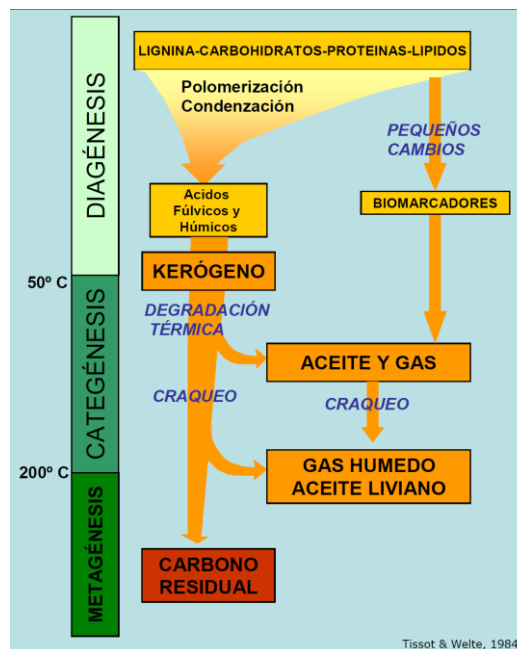
**Tabla 10.** Rango de valores Tmax para determinar madurez

T máx. Temperatura Max de Pirólisis	RANGO DE MADUREZ
< 435 °C	INMADURA
435 - 465 °C	Zona de Aceite
> 465 °C	Zona de GAS

Tomado de Espitalie, *et al.* (1977).

Tres términos básicos son usados para definir el nivel de madurez térmica de la materia orgánica y los procesos asociados a cada nivel. Ver (Figura 3).

- **Diagénesis:** son los cambios que sufre la materia orgánica debido a la actividad de microbios y a reacciones químicas a bajas temperaturas (inferiores a 50°C) y a profundidades de enterramientos donde la reflectancia de la Vitrinita es < 0.5 %. Los productos son gases biogénicos y kerógeno.
- **Catagénesis:** es la respuesta del kerógeno a la temperatura (50°C–200°C) durante el enterramiento, en donde la Reflectancia de la Vitrinita está entre 0.5 – 2%. Los productos principales son el aceite y el gas.
- **Metagénesis:** Son los cambios que sufre la materia orgánica debido a las altas temperaturas y presiones, por el enterramiento profundo o por un alto gradiente geotérmico, en donde la reflectancia de la vitrinita está entre 2% - 4%. Los productos son metano, gases ácidos (CO<sub>2</sub> , H<sub>2</sub>S) y residuos semejantes al grafito.



**Figura 3.** Procesos determinantes del nivel de maduración de la materia orgánica. Tomado de Tissot y Welte. (1984).

## 6. REVISION ESTUDIOS ANTERIORES

Si bien es cierto el presente trabajo se desarrolla fundamentalmente en el área de la geoquímica, los siguientes trabajos aportan valiosa información sobre el Bloque Soapaga desde el punto de vista de la cartografía geológica, la geología estructural y estratigrafía de las posibles rocas fuentes de hidrocarburo que combinada con los estudios específicos de geoquímica son información básica a tener en cuenta dentro del presente trabajo de investigación.

A continuación se ordenan en el tiempo de publicación y se señalan sus principales contribuciones.

Cediel, F (1969), en su trabajo Geología del Macizo de Floresta, realiza importantes contribuciones desde el punto de vista de la información básica sobre la Cartografía Geológica, Estratigrafía y Geología Estructural del Macizo de Floresta. Caracteriza al Macizo de Floresta como un anticlinal amplio, delimitado en sus flancos por dos fallas inversas importantes Boyacá y Soapaga.

Renzoni, G (1981), en su estudio Geología Del Cuadrángulo J-12 Tunja presenta la cartografía del área de su estudio a escala 1:250.000 haciendo aportes en la diferenciación y caracterización de las unidades litoestratigráficas del Paleozoico, Mesozoico, Terciario y Cuaternario además de cortes estructurales de las formaciones descritas.

Dengo, C y Covey, M (1993), hacen referencia sobre la Geología Estructural de la Cordillera Oriental de Colombia y sus implicaciones sobre el arreglo tectónico regional y estilos de trampas. Así mismo estos autores distinguen dos episodios de deformación de la Cordillera Oriental: 1) Una deformación que involucra solo una a la cobertera sedimentaria, con fallas de bajo ángulo, que ocurre desde finales del Mioceno al Plioceno. 2) Un episodio de deformación que opera desde el Plioceno al reciente con desarrollo de fallas inversas que afectan al basamento y

que desplazan a las fallas de bajo ángulo. Según ellos muchas de las fallas de alto ángulo e inversas fueron fallas normales en el Jurásico y Cretácico e invertidas posteriormente. El estudio en mención aportó el corte geológico balanceado utilizado para el modelamiento de la historia de subsidencia en el área de estudio.

Céspedes, S y Peña (1995), analizan las relaciones estratigráficas y ambiente de depositación de las formaciones del Terciario Inferior aflorantes entre Tunja y Paz del Río. Levantaron cuatro secciones estratigráficas donde su principal aporte fue la determinación de ambientes fluvio-lacustres a transicionales para las formaciones del Terciario Inferior; un ambiente de ríos trenzados que progradan directamente al mar para la Formación Socha Inferior y un ambiente de corrientes trenzadas para la Formación Socha Superior.

Además los autores mencionan una muy alta probabilidad de acumulación de hidrocarburos en las unidades del Terciario Inferior para la región Tunja-Paz del Río, porque allí se presentan condiciones para la generación de hidrocarburos en algunas formaciones del Cretácico, buenas calidades de rocas almacenadoras y trampas estructurales generadas con el levantamiento de la Cordillera Oriental.

Cardozo, N y Zuñiga, J (1995), analizaron la Falla de Soapaga entre los municipios de Corrales y Paz del Río en Boyacá. El presente trabajo contribuye con información y análisis estructural sobre la principal falla de área de estudio a la cual se encuentran asociados manifestaciones superficiales de aceite, por esta razón se incluye esta referencia en este trabajo de investigación.

Las conclusiones a las cuales llegan por medio de este estudio son las siguientes: La estructura predominante en el bloque colgante de la Falla de Soapaga es un anticlinorio con flanco oriental invertido, en el que afloran unidades Cretácicas a pre-devónicas. Al norte del área ocurre un sinclinal simétrico, producto de la adaptación de la cobertera sedimentaria a la tectónica del basamento.

Mientras la estructura predominante del bloque yacente es un sinclinal con el flanco occidental invertido, en el que afloran unidades terciarias; además se reconocieron tres dominios estructurales que indican una evolución de la Falla de Soapaga de sur a norte, semejante al modelo de un pliegue por propagación de falla transportado. La mencionada falla es una estructura de inversión donde es posible distinguir unidades preextensionales (Formaciones paleozoicas), unidades sinextensionales (Formación Girón) y unidades postextensionales-precompresionales (Formaciones Cretácicas y Terciarias)

Guatame, R y Lara, Y (1995), analizaron las características y procesos geoquímicos de las unidades pre-albianas Fómeque y Tibasosa, en el área comprendida entre Tunja y Paz del Río. Realizaron análisis geoquímicos (Pirólisis *Rock-Eval*; Contenido de Carbono Orgánico Total; Cromatografía) y petrografía orgánica de las Formaciones Fómeque y Tibasosa; a partir de muestras de afloramiento en tres secciones litológicas levantadas en: Sector de Vado Hondo, Mina San Antonio (Duitama) y Belencito (Acerías Paz del Río). Para la Formación Fómeque, la cantidad de materia orgánica (COT) se encontró en un rango entre 0.65% y 4.2% y para la Tibasosa entre 0.05% a 0.81% lo cual las cataloga en un rango como roca generadora buena a regular. Además señala que ambas formaciones se encuentran sobremaduras.

La mayoría de las muestras presentan trazas de pirobitumen y altos porcentajes de materia orgánica amorfa lo que pone en manifiesto la generación de hidrocarburos, a partir de rocas cretácicas a lo largo de la zona. Estos hidrocarburos comenzaron a ser generados desde del Paleoceno según este estudio.

Guiza, S y Medivelso, S (1995), realizaron una evaluación geológica y geoquímica del Cretácico Superior como posibles rocas generadoras de hidrocarburos en el área comprendida entre Tunja y Paz del Río (Boyacá). Para este trabajo, las

unidades del Cretáceo Superior, han iniciado la generación de hidrocarburos, la cual es proporcional a la edad, es decir que la primera que inició la generación fue la Formación Chipaque a mediados o finales del Oligoceno, seguida de la Formación La Luna que comenzó a mediados o finales del Mioceno y esta a su vez seguida por el miembro Los Pinos que generó a finales del Mioceno y principio del Plioceno. Ninguna de las unidades mencionadas anteriormente ha finalizado su generación y tan sólo la Formación Chipaque ya alcanzó su pico de generación. Es posible que las otras formaciones alcancen el pico de generación en la actualidad, en opinión de los autores mencionados.

Lizarazo, N.G y Reyes, O. V (1998), desarrollan una evaluación geológica de las areniscas asfálticas terciarias en los municipios de Pesca, Beteitiva, Tasco y Topaga en el departamento de Boyacá, con miras a su explotación y beneficio minero. Los autores levantaron secciones estratigráficas y señalan a las Formaciones Socha Inferior y Picacho como las formaciones almacenadoras de este recurso en el municipio de Beteitiva y las formaciones Socha Superior y Concentración en el municipio de Pesca.

Gonzalez, D. A y Sanchez, C. A (1999), realizan un estudio para determinar el potencial de generación de hidrocarburos de la Formación La Luna y la Formación Umir en el flanco oriental del Valle Medio del Magdalena. Según conclusiones de este estudio La Formación La Luna en la Quebrada la Sorda posee altos valores de IH (417.2 mg Hc/g COT) con presencia de kerógeno Tipo II, destacando un potencial de generación muy bueno. Este trabajo aporta información de carácter geoquímico sobre la formación La Luna aflorante también en el Bloque Soapaga.

Esparza, E. A y Pineda, E. R (1999) realizan un estudio sobre la calidad de la roca fuente de petróleo y facies orgánicas del Cretáceo Superior más concretamente en la Formación La Luna (Cuenca del Valle Medio del Magdalena) y en la Formación Conejo y el Grupo Guadalupe en la Cordillera Oriental. Este estudio llega a la conclusión que la Formación La Luna del flanco oriental del Valle Medio del

Magdalena presenta características que la sitúan como una excelente roca generadora de Hidrocarburos líquidos y gaseosos, mientras que en las Formaciones Conejo y Plaeners de la Zona Axial de la Cordillera Oriental las condiciones como roca fuente de hidrocarburos no son las mejores, presentándose ya en estado de sobremadurez, superando la fase de generación de hidrocarburos.

Sarmiento, L. F (2001) hace públicos los resultados de investigación sobre la historia tectónica de formación e inversión de la cuenca sedimentaria de la Cordillera Oriental de Colombia en términos de los procesos geodinámicos que gobiernan la deformación de la litosfera. El autor mediante compilación de datos locales construye un modelo geológico regional producto de los análisis de subsidencia tectónica y de los mecanismos de formación de cuencas sedimentarias. Se entregan una serie de mapas paleogeográficos y de espesores originales, para varios intervalos de tiempo cubriendo el Mesozoico y el Cenozoico. Esos mapas contribuyen a comprender la historia compleja de desarrollo de cuencas extensionales (rifting) e inversión de las mismas de la Cordillera Oriental de Colombia, donde se encuentra el área de presente trabajo de investigación.

Sanmiguel, E. A y Villareal, O. L (2004), concluyen que las historias de enterramiento para la provincia de Boyacá y Casanare presentan marcadas diferencias debido a cambios geoquímicos y tectonoestratigráficos que enmarcan a cada una de las provincias. En la primera provincia la Formación Gachetá posee características geoquímicas que favorecen la expulsión de Hidrocarburo, con buenos valores de COT, bajos IH y una mezcla de kerógeno II y III.

MORA, C., *et al* (2007), en el informe final intitulado sobre: Caracterización Geoquímica De Rocas Y Crudos En Las Cuencas De Cesar-Ranchería, Sinú-San Jacinto, Chocó Y Área De Soápaga (Cuenca Cordillera Oriental), llega a las siguientes conclusiones: que las unidades Tibasosa, Une, Chipaque, Plaeners,

Los Pinos, Arenisca Tierna, Arenisca de Socha y Picacho no tienen, al menos en esta área, características favorables para ser consideradas rocas fuente. Aunque algunas de estas unidades muestran una predominancia de materia orgánica amorfa, su contenido es demasiado bajo para que puedan generar y expulsar hidrocarburos. Solo la formación Chipaque, ocasionalmente presenta niveles con algún potencial para generación principalmente de gas.

El mismo informe citado anteriormente interpreta que los datos de pirólisis y los resultados del análisis visual del kerógeno indican que la materia orgánica de la Formación Guaduas tiene condiciones favorables para la generación de gas principalmente (por ser predominantemente kerógeno tipo III), sin descartar que localmente, ésta puede generar hidrocarburos líquidos, y esto en donde hay presencia de kerógeno tipo II. Por efecto de la madurez, los valores de IH de la mayoría de muestras, se encuentra disminuido, como en el caso de Guaduas y las Arcillas de Socha, según los autores del informe citado.

García, B D. F (2008) en su trabajo intitulado *Estudo Dos Sistemas Petrolíferos No Setor Central Da Bacia Dos "Llanos Orientales", Colombia. Um Modelo Para Explicar As Mudanças Na Qualidade Do Petróleo*, realizó una caracterización geoquímica de aceites y gases de la región central de la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia identificando tres familias de petróleo, generadas en diferentes facies del intervalo Cenomaniano-Santoniano. El mencionado estudio hace importantes aportes sobre los posibles pulsos de hidrocarburo generado por las rocas fuentes a la cuenca de los Llanos Orientales. Señala una importante contribución a la cuenca desde las cocinas localizadas en la Cordillera Oriental a partir de rocas cretácicas en un evento de generación pre-Andino y también por un segundo evento de generación correspondiente a una etapa post-Andina, llamados así por el citado autor.

Los trabajos anteriormente mencionados abren la discusión si son las formaciones del Cretácico Inferior o Superior las rocas generadoras de las manifestaciones

superficiales de petróleo. Además se destaca el bloque Soapaga como un área de interés para la exploración y explotación petrolera por sus características estratigráficas y estructurales; demostrado por los estudios de ECOPETROL y la industria petrolera (EXXON PRODUCTION RESEARCH COMPANY), quienes han realizado investigaciones e informes de carácter interno especialmente relacionados con la perforación de los pozos Bolívar-1 y Corrales-1 ambos localizados en esta área.

## 7. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

El Bloque Soapaga localizado en la Cordillera Oriental colombiana en el departamento de Boyacá, está conformado por unidades litoestratigráficas que abarcan desde unidades metamórficas de edad precámbrica hasta unidades sedimentarias de edad mesozoica y cenozoica, siendo las anteriores formaciones geológicas afectadas por estructuras de orientación preferente NE. A continuación se destacarán las características estratigráficas y estructurales a partir de la secuencia sedimentaria cretácica del área de estudio. **Ver Figura 8 y Anexo 10.**

### 7.1 ESTRATIGRAFÍA DEL ÁREA DE ESTUDIO

Según Etayo, *et al.* (1983) la secuencia estratigráfica de las unidades aflorantes es la siguiente:

Formación Tibasosa:

Reposando discordantemente sobre la Formación Girón se encuentra la Formación Tibasosa (Hauteriviano Inferor ?) propuesta por Renzoni, G (1969), constituida por cuatro miembros: Miembro Basal (Kit4) conformado por conglomerados, areniscas conglomeráticas, areniscas cuarzosas y limonitas moradas y verdes. Miembro Calcáreo Inferior (Kit3) compuesto de shales negros, calizas y areniscas. Miembro Arenáceo Intermedio (Kitmt2) con areniscas cuarzosas y shales en proporciones variables. Por último el Miembro Calcáreo Superior (Kmt1) con predominancia de calizas intercaladas con shales. La descripción detallada de esta formación para el área de estudio puede observarse en el **Anexo 5.**

Formación Une:

(Albiano-Cenomaniano Inferior?). El contacto suprayacente de la Formación Tibasosa es con la Formación Une definida por Hubach (1958) y cartografiada por

Renzoni et al (1969) en la región al W del Macizo de Floresta. (Cuadrángulo J-12). Conformada principalmente por areniscas cuarzosas con intercalaciones de shales más frecuentes hacia el techo de la unidad.

Formación Chipaque:

Posteriormente se encuentra la Formación Chipaque (Cenomaniano-Coniaciano) propuesta Hubach, E (1931); redefinida por Renzoni, G (1962) constituida por lodolitas pizarrosas de color gris oscuro a negro, con interestratificaciones de calizas, arenitas y calizas arenosas. La descripción de esta formación para el área de estudio puede observarse en la columna estratigráfica del **Anexo 6**.

Formación La Luna:

(Turoniano superior – Coniaciano Superior). Propuesta por Garner, A (1926) . Calizas de color gris oscuro a negro, en capas hasta de 20 cm de espesor, con intercalaciones de shales calcáreos negros, arenitas calcáreas de grano fino de color gris oscuro. La columna estratigráfica y descripción de esta formación puede observarse en el **Anexo 7**. Suprayaciendo a la anterior formación se encuentre el Grupo Guadalupe. Con sus Formaciones Plaeners, Pinos y Arenisca Tierna.

Formación Plaeners:

(Campaniano- Maastrichtiano Inferior). Propuesta por Hubach, E (1931) y redefinida por Pérez, G y Salazar, A. (1971). Interestratificaciones delgadas de limolitas silíceas, porcelanitas y arcillolitas silíceas de colores claros; contiene algunas capas de arenitas de grano fino.

Miembro Los Pinos:

Campaniano superior- Maastrichtiano Inferior ?.

Autor: Ulloa, C y Rodríguez, E. (1979). Aflora en el sitio denominado Los Pinos, cuadrángulo J-13. Sogamoso, Boyacá. Litología: lodolitas negras, con interestratificaciones lenticulares de calizas fosilíferas, limonitas silíceas y arenitas.

Al noreste de Guachetá suprayace concordantemente a la Formación Arenisca de Labor e infrayace en igual forma a la Formación Arenisca Tierna; su espesor en esa localidad varía entre 20 y 30 m. La descripción detallada de esta formación para el área de estudio puede observarse en **el Anexo 8**.

Formación Arenisca Tierna:

Maastrichtiano Autor: Redefinida por Pérez, G y Salazar, A. (1971). Litología: arenitas cuarzosas, de grano variable entre grueso y muy grueso, en estratos gruesos separados por capas delgadas de lodolitas, limonitas y arcillolitas de tonos oscuros. La estratificación cruzada es frecuente en las capas de arenitas.

Formación Guaduas:

Suprayaciendo se encuentra la Formación Guaduas: Maastrichtiano superior-Paleoceno. El término Guaduas, según Julivert et al. (1968), fue empleado por primera vez por Hettner (1892) para representar “todos los materiales que se encuentran por encima del Guadalupe en la región de Bogotá”. Posteriormente, Hubach (1931b, 1945 y 1957 a, b), restringe el término Guaduas, y lo limita en su parte inferior por la Formación Guadalupe y en la parte superior por la Arenisca de Socha.

Esta constituida por un conjunto inferior de lodolitas de color gris, con algunas capas de carbón interestratificadas, el cual hacia la parte superior presenta una intercalación de arenitas; este conjunto inferior está suprayacido por un nivel formado predominantemente por cuarzoarenitas, denominado Arenisca Guía. La parte intermedia es un conjunto de arcillolitas con capas de carbón y algunas pequeñas intercalaciones de arenitas. Este conjunto está suprayacido por un nivel de cuarzoarenitas con nódulos, denominado Arenisca Lajosa. La parte superior es un conjunto de arcillolitas de color gris, las cuales por meteorización adquieren tonos rojizos.

#### Formación Socha Inferior:

(Paleoceno Temprano) según CESPEDDES, S y PEÑA, L. (1995), la Formación Areniscas de Socha propuesta por Alvarado y Sarmiento (1944) representa una gruesa secuencia de areniscas que reposan sobre la Formación Guaduas. La sección tipo de esta formación aflora en las cercanías de Socha Viejo, área de Paz de Río. El contacto inferior es concordante con la infrayacente Formación Guaduas.

La descripción se hace con base en el afloramiento ubicado al sur de Sogamoso, donde presenta 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 principalmente; los planos de estratificación son planoparalelos a ondulados no paralelos y dentro de algunos estratos se observan láminas inclinadas tangenciales. El color de las areniscas es amarillo rojizo; los granos de cuarzo son angulares a subangulares con una moderada selección. Entre las areniscas se observan delgadas intercalaciones de lodolitas gris oscuro que tiñen a rojo.

#### Formación Socha Superior:

(Paleoceno Tardío) según CESPEDDES, S y PEÑA, L. (1995), aunque Ulloa y Rodríguez (1979) plantean utilizar el término Formación Arcillas de Socha, en el Cuadrángulo K12 – Guateque, esta formación corresponde a la Formación Socha Superior, definida por Alvarado & Sarmiento (1944).

La descripción de esta formación, se hace con base en la columna estratigráfica levantada al sur de Sogamoso. En esta localidad la unidad presenta un espesor de 217 m y está constituida en la parte inferior y superior por lodolitas gris oscuro que por meteorización dan tonalidades rojo amarillentas. La parte media de la formación, con algunos tramos cubiertos, está conformada por lodolitas gris

oscuro con intercalaciones de arenitas líticas de grano fino a medio, color gris verdoso.

El ambiente de depósito corresponde a llanuras de aluviales de inundación con canales distributarios. La unidad se observa reposando concordantemente a la Formación Socha Inferior e infrayace en contacto paraconforme con la Formación Picacho, según Alvarado & Sarmiento (1944); Germeraad *et al.* (1968) levantan columnas estratigráficas en la región de Paz del Río y no observan faltante bioestratigráfico entre las Formaciones Arcillas de Socha y Picacho.

Formación Picacho:

(Eoceno Medio); el nombre de la Formación Picacho fue dado por Alvarado y Sarmiento (1944), para designar un potente conjunto de areniscas conglomeráticas cuya localidad tipo es el cerro del Picacho, a 1,5 km al noroeste de la población de Paz del Río (Plancha 172). La descripción detallada de esta formación para el área de estudio puede observarse en el **Anexo 9**.

Formación Concentración:

(Eoceno Medio-Oligoceno Medio), el nombre de Formación Concentración fue establecido por Alvarado y Sarmiento (1944), para representar una sucesión de arcillolitas yesíferas y areniscas de grano fino a grueso, localmente con estratos de hierro oolítico en su parte inferior, que descansa sobre la Formación Picacho. Su localidad tipo se encuentra entre el caserío de Concentración y el sitio el Uvo (carretera Santa Rosa- Paz de Río-Socha), donde presenta un espesor entre los 1.368 y los 1.554 metros.

## 7.2 GEOLOGIA ESTRUCTURAL DEL AREA DE ESTUDIO

El área de estudio está ubicada en el sector central de la Cordillera Oriental. Se caracteriza por presentar un patrón estructural de anticlinales estrechos y sinclinales amplios de dirección Noreste-Suroeste, acompañados por fallas inversas con la misma dirección. Ver Anexos 1, 2, 3 correspondientes a las planchas geológicas publicadas por INGEOMINAS; 172 Paz del Río de Ulloa, *et al.* (1998), 191 Tunja de Renzoni, *et al.* (1998) y 192 Laguna de Tota de Ulloa, *et al.* (1998). En donde se relacionan las estructuras geológicas con el muestreo de rezumaderos y muestras de posible roca fuente de hidrocarburo.

La tectónica del área está influenciada por los movimientos de levantamiento de la Cordillera Oriental. Dengo y Covey (1993) distinguen dos episodios de deformación de la Cordillera Oriental: 1. Una deformación que involucra solo a la cobertera sedimentaria, con fallas de bajo ángulo, que ocurre desde finales del Mioceno al Plioceno; 2) Un episodio de deformación de fallas inversas de alto ángulo (muchas de ellas fallas antiguas reactivadas) que involucran al basamento y que fallan y pliegan a las fallas de bajo ángulo, este episodio opera desde el Plioceno.

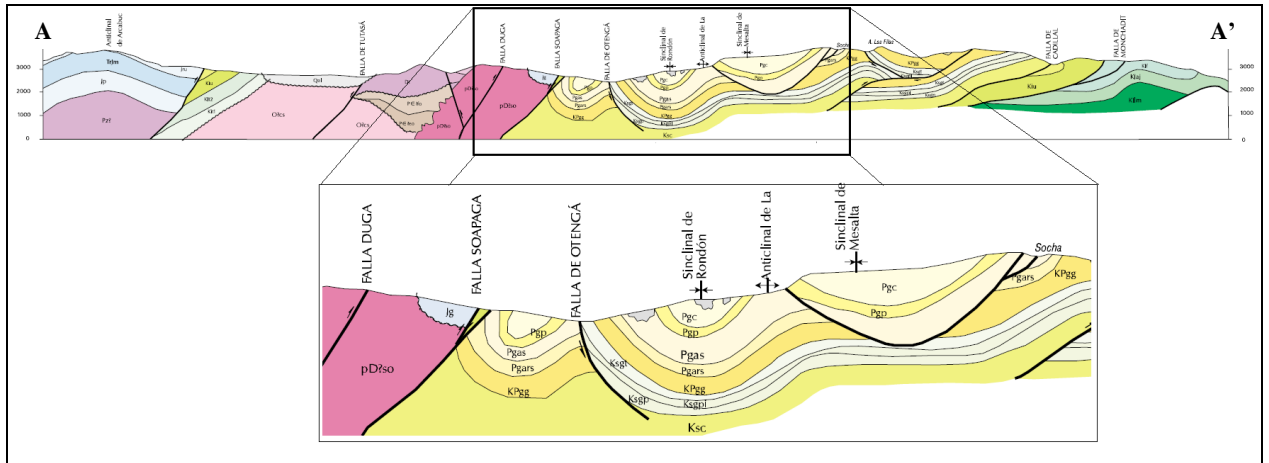
Las principales fallas que aparecen cartografiadas en la plancha geológica 172 Paz del Río son: Soapaga, Otenga, Paz de Río, Gameza, La Puerta

Los principales pliegues sinclinales son: Beteitiva, Rondón, Mesaalta y sinclinal de la Puerta. Mientras los principales pliegues anticlinales son identificados en esta plancha con los nombres de: Anticlinal de la Chapa y de San Antonio. Los anteriores pliegues están afectados por fallamientos de rumbo de dirección NW-SE como por ejemplo la falla de Monchadita.

Se encontraron numerosos rezumaderos alineados con el trazo de las Fallas de Soapaga, Otenga, La Puerta y Gameza. Las anteriores fallas sirvieron de rutas de migración para el petróleo dando lugar a la presencia de manifestaciones superficiales almacenadas en las areniscas conglomeráticas de la Formación Picacho, evidenciándose en el hallazgo de fracturas con presencia de aceite asociadas a las fallas que afectan a esta Formación. Como se discutirá posteriormente existen 3 grupos de rezumaderos para el área de influencia del muestreo. Los rezumaderos del grupo 1 están asociados a la prolongación SW-NE de las zonas de Falla Gameza-La Puerta y el grupo 2 a la prolongación SW-NE de las Fallas Soapaga-Otenga. Los rezumaderos del grupo 3 se consideran una mezcla de aceites que se emplazaron aprovechando las fracturas asociadas a las fallas mencionadas. **Ver Figuras 4, 5 y Anexo 4.**



El Bloque de Soapaga posee un tren estructural de dirección NE-SW . Correspondiente a la falla de Soapaga. Dicha falla divide el bloque en dos partes: 1) El área oeste exhibiendo las rocas del basamento cristalino y 2) el área oriental caracterizada por fallas y pliegues de edad Cenozoica, la cual refleja diferentes fases de la orogenia Andina. **Ver Figura 5.**



**Figura 5.** Corte Estructural A-A' zona de estudio  
Tomado de Ulloa, *et al.* (1998). Plancha 172- Paz de Río. INGEOMINAS.

## 8. DESARROLLO GEOLOGIA DE CAMPO

Durante la campaña de campo realizada en el área de estudio se realizaron las siguientes actividades:

Se realizaron un total de 46 estaciones para muestreo y control litológico las cuales fueron debidamente localizadas en las respectivas planchas geológicas publicadas por INGEOMINAS; 172 Paz del Río de Ulloa, *et al.* (1998), 191 Tunja de Renzoni, *et al.* (1998) y 192 Laguna de Tota de Ulloa, *et al.* (1998). **Ver Anexos 1, 2, 3, 4 y Tablas 11, 12, 13** localización, inventario y descripción de rezumaderos.

**TABLA 11.** Inventario de estaciones realizadas en area de estudio

<b>ESTACION</b>	<b>COORDENADAS</b>	<b>MUESTRAS</b>	<b>TIPO DE MUESTRA</b>	<b>PLANCHA GEOLOGICA BASE</b>
<b>E1</b>	X: 1.153.938 Y: 1.150.679	PS-E1-M1	UNIDAD GENERADORA	172 PAZ DEL RIO
<b>E2</b>	X: 1.145.043 Y: 1.148.651	PS-E2-M2 PS-E2-M3	REZUMADERO	172 PAZ DEL RIO
<b>E3</b>	X: 1.144.962 Y: 1.148.495	PS-E3-M4 PS-E3-M5	REZUMADERO	172 PAZ DEL RIO
<b>E4</b>	X:1.144.928 Y:1.148.310	PS-E4-M6	REZUMADERO	172 PAZ DEL RIO
<b>E5</b>	X: 1.143.362 Y: 1.139.687	PS-E5-M7	REZUMADERO	172 PAZ DEL RIO
<b>E6</b>	X: 1.143.362 Y: 1.139.687	PS-E6-M8	REZUMADERO	172 PAZ DEL RIO
<b>E7</b>	X: 1.143.362 Y: 1.139.687	PS-E7-M9	CONTROL LITOLOGICO	172 PAZ DEL RIO
<b>E8</b>	X: 1.142.764 Y: 1.148.764	PS-E8-M10	CONTROL LITOLOGICO	172 PAZ DEL RIO
<b>E9</b>	X: 1.143.140 Y: 1.148.719	PS-E9-M11	CONTROL LITOLOGICO	172 PAZ DEL RIO
<b>E10</b>	X: 1.147.805 Y: 1.144.469	PS-E10-M12 PS-E10-M13 PS-E10-M14 PS-E10-M15	REZUMADERO CONTROL LITOLOGICO	172 PAZ DEL RIO
<b>E11</b>	X: 1.149.569 Y: 1.145.042	PS_E11-M16	REZUMADERO	172 PAZ DEL RIO
<b>E12</b>	X: 1.147.991 Y: 1.140.878	PS-E12-M18 PS-E12-M19	REZUMADERO REZUMADERO	172 PAZ DEL RIO
<b>E13</b>	X: 1.148.208 Y: 1.140.972	PS-E13-M20 PS-E13-M21	REZUMADERO REZUMADERO	172 PAZ DEL RIO
<b>E14</b>	X: 1.147.400 Y: 1.140.484	PS-E14-M22	REZUMADERO	172 PAZ DEL RIO
<b>E15</b>	X: 1.147.062 Y: 1.140.024	PS-E15-M23 PS-E15-M24 PS-E15-M25	REZUMADERO REZUMADERO REZUMADERO	172 PAZ DEL RIO
<b>E16</b>	X: 1.147.039 Y: 1.139.954	PS-E16-M26 PS-E16-M27 PS-E16-M28	REZUMADERO REZUMADERO MUESTRA DE ALTERACION	172 PAZ DEL RIO
<b>E17</b>	X: 1.146.618 Y: 1.139.761	PS-E17-M29 PS-E17-M30	REZUMADERO REZUMADERO	172 PAZ DEL RIO
<b>E18</b>	X: 1.140.168 Y: 1.139.104	PS-E18-M31	REZUMADERO	172 PAZ DEL RIO

<b>E19</b>	X: 1.135.610 Y: 1.137.045	PS-E19-M32 PS-E19-M33	REZUMADERO	172 PAZ DEL RIO
<b>E20</b>	X: 1.138.990 Y: 1.132.772	PS-E20-M34	CONTROL LITOLOGICO	172 PAZ DEL RIO
<b>E21</b>	X: 1.132.964 Y: 1.138.227	PS-E21-M35	REZUMADERO	172 PAZ DEL RIO
<b>E22</b>	X: 1.142.104 Y:1.145.635	PS-E22-M36	REZUMADERO	172 PAZ DEL RIO
<b>E23</b>	X: 1.142.033 Y:1.145.277	PS-E23-M37	REZUMADERO	172 PAZ DEL RIO
<b>E24</b>	X:1.139.724 Y:1.143.285	PS-E24-M38	REZUMADERO	172 PAZ DEL RIO
<b>E25</b>	X:1.129.539 Y:1.135.024	PS-E25-M39	REZUMADERO	172 PAZ DEL RIO
<b>E26</b>	X: 1.129.821 Y: 1.135.915	PS-E26-M40	REZUMADERO	172 PAZ DEL RIO
<b>E27</b>	X:1.129.814 Y: 1.141.280	PS-E27-M42	UNIDAD GENERADORA	172 PAZ DEL RIO
<b>E28</b>	X: 1.128.042 Y: 1.144.970	PS-E28-M43	UNIDAD GENERADORA	172 PAZ DEL RIO
<b>E29</b>	X:1.109.510 Y:1.117.070	PS-E29-M44	REZUMADERO	191 TUNJA
<b>E30</b>	X: 1.106.995 Y: 1.113.537	PS-E30-M45 PS-E30-M46	REZUMADERO ALTERACION	191 TUNJA
<b>E31</b>	X: 1.107.880 Y: 1.110.232	PS-E31-M47 PS-E31-M48	UNIDAD GENERADORA	191 TUNJA
<b>E32</b>	X: 1.128.268 Y: 1.125.667	PS-E32-M62 PS-E32-M63	UNIDAD GENERADORA	191 TUNJA
<b>E33</b>	X: 1.136.397 Y: 1.134.839	PS-E33-M64 PS-E33-M65	UNIDAD GENERADORA	172 PAZ DEL RIO
<b>E34</b>	X: 1.131.047 Y: 1.134.824	PS-E34-M66	REZUMADERO	172 PAZ DEL RIO
<b>E35</b>	X: 1.130.228 Y: 1.128.367		INSPECCION UNIDAD	172 PAZ DEL RIO
<b>E36</b>	X: 1.129.790 Y: 1.128.384	PS-E35-M73 PS-E35-M74	UNIDAD GENERADORA	172 PAZ DEL RIO
<b>E37</b>	X: 1.129.768 Y: 1.128.237	PS-E37-M75	UNIDAD GENERADORA	172 PAZ DEL RIO
<b>E38</b>	X:1.129.796 Y:1.128.170	PS-E38-M76	UNIDAD GENERADORA	172 PAZ DEL RIO
<b>E39</b>	X: 1.139.648 Y:1.139.050	PS-E39-M98	REZUMADERO	172 PAZ DEL RIO
<b>E40</b>	X:1.153.720 Y:1.151.718	PS-E40-M118	UNIDAD GENERADORA	172 PAZ DEL RIO
<b>E41</b>	X:1.145.931 Y:1.144.020	PS-E41-M119	UNIDAD GENERADORA	172 PAZ DEL RIO
<b>E42</b>	X: 1.145.700	PS-E42-M120	UNIDAD	172 PAZ DEL RIO

	Y: 1.144.369		GENERADORA	
<b>E43</b>	X:1.139.720 Y:1.141.800	PS-E43-M121	UNIDAD GENERADORA	172 PAZ DEL RIO
<b>E44</b>	X: 1.139.634 Y:1.141.925	PS-E44-M122	UNIDAD GENERADORA	172 PAZ DEL RIO
<b>E-45</b>	X.1.140.349 Y:1.141.833	PS-E45-M123	UNIDAD GENERADORA	172 PAZ DEL RIO
<b>E-46</b>	X: 1.113.268 Y: 1.130.191	COLUMNA Fm CHIPAQUE	UNIDAD GENERADORA	192-LAGUNA DE TOTA

Además se realizaron columnas estratigráficas escala 1:200 de las secciones estratigráficas del lugar donde se tomaron muestras de posibles unidades generadoras. Dichas columnas pertenecen a las Formaciones geológicas: Tibasosa, Chipaque, La Luna , Miembro Pinos . **Ver Anexos 1, 2, 3, 4**

A continuación se presenta un cuadro de inventario del muestreo en rocas de posibles unidades generadoras, rezumaderos. **Ver Tabla 12**

**Tabla 12.** Inventario de muestras

<b>TOTAL MUESTRAS REZUMADERO</b>	<b>33</b>
<b>MUESTRAS DE ROCA FORMACIONES POSIBLEMENTE GENERADORAS</b>	<b>90</b>
<b>MUESTRAS DE ROCA ALMACEN COLUMNA FORMACIÓN PICACHO</b>	<b>20</b>
<b>TOTAL</b>	<b>143</b>

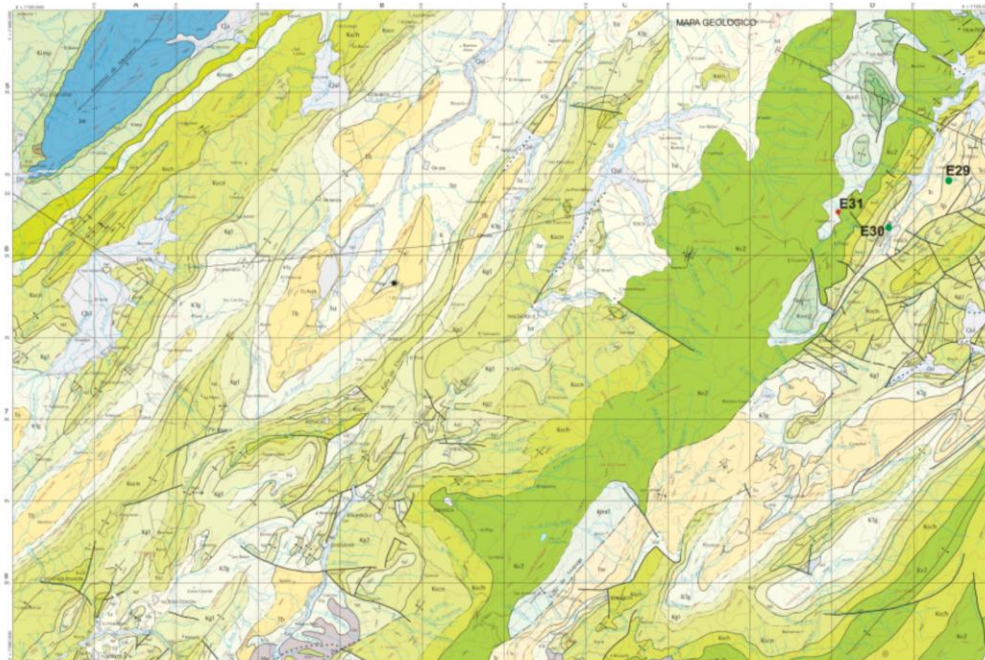
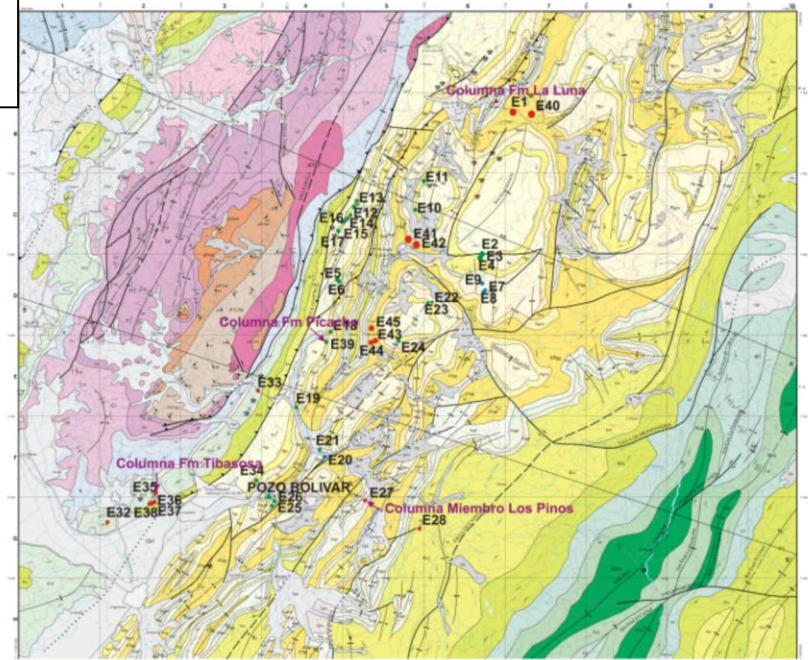
### **8.1 LOCALIZACIÓN ESTACIONES DE MUESTREO**

En la **Figura 6** se presenta la localización de las estaciones de muestreo realizadas tanto para rocas generadoras, rezumaderos y de control litológico. Ver también los **Anexos 1, 2, 3, y 4.**

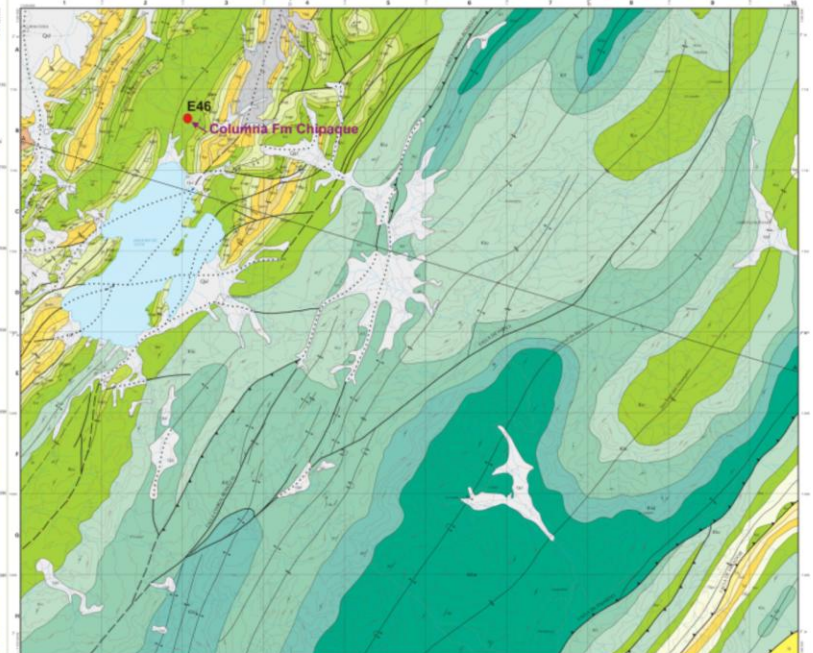
**Figura 6.** Localización de estaciones de muestreo. Modificado de planchas geológicas publicadas por INGEOMINAS; 172 Paz del Río de Ulloa, *et al.* (1998), 191 Tunja de Renzoni, *et al.* (1998) y 192 Laguna de Tota de Ulloa, *et al.* (1998).

- Rocas Generadoras
- Rezumaderos
- Estación de Control Litológico

PLANCHA 172 INGEOMINAS







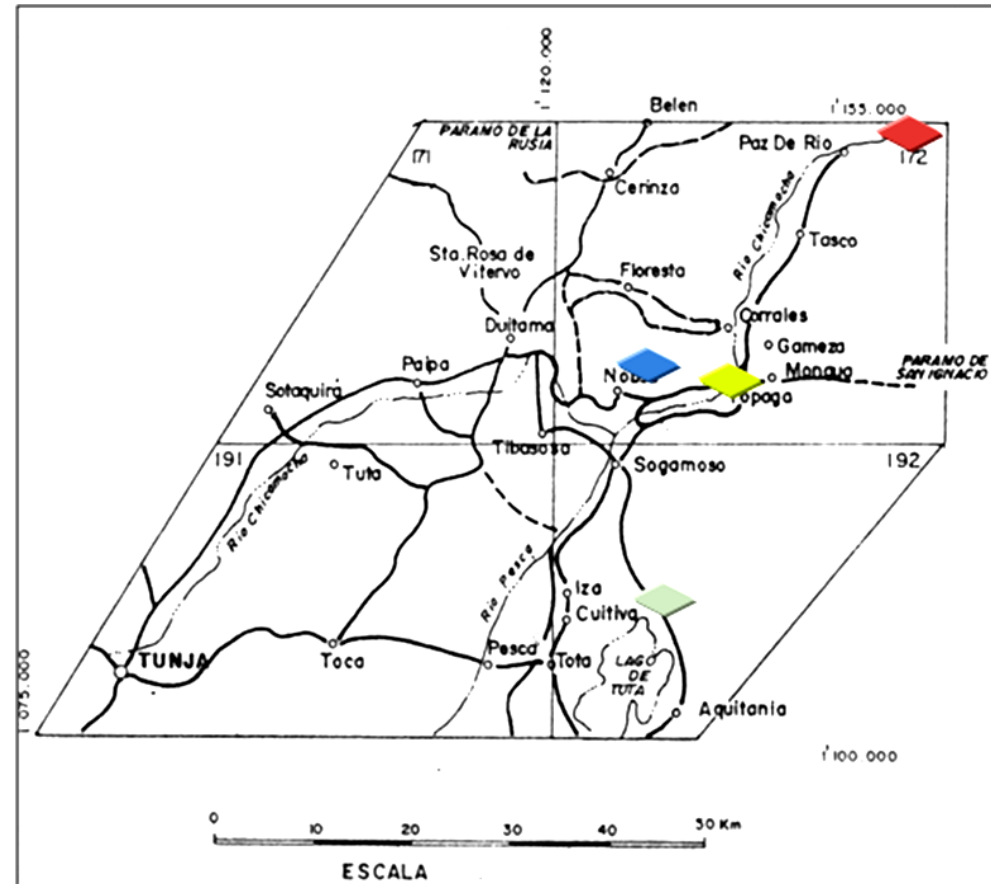
PLANCHA 191 INGEOMINAS



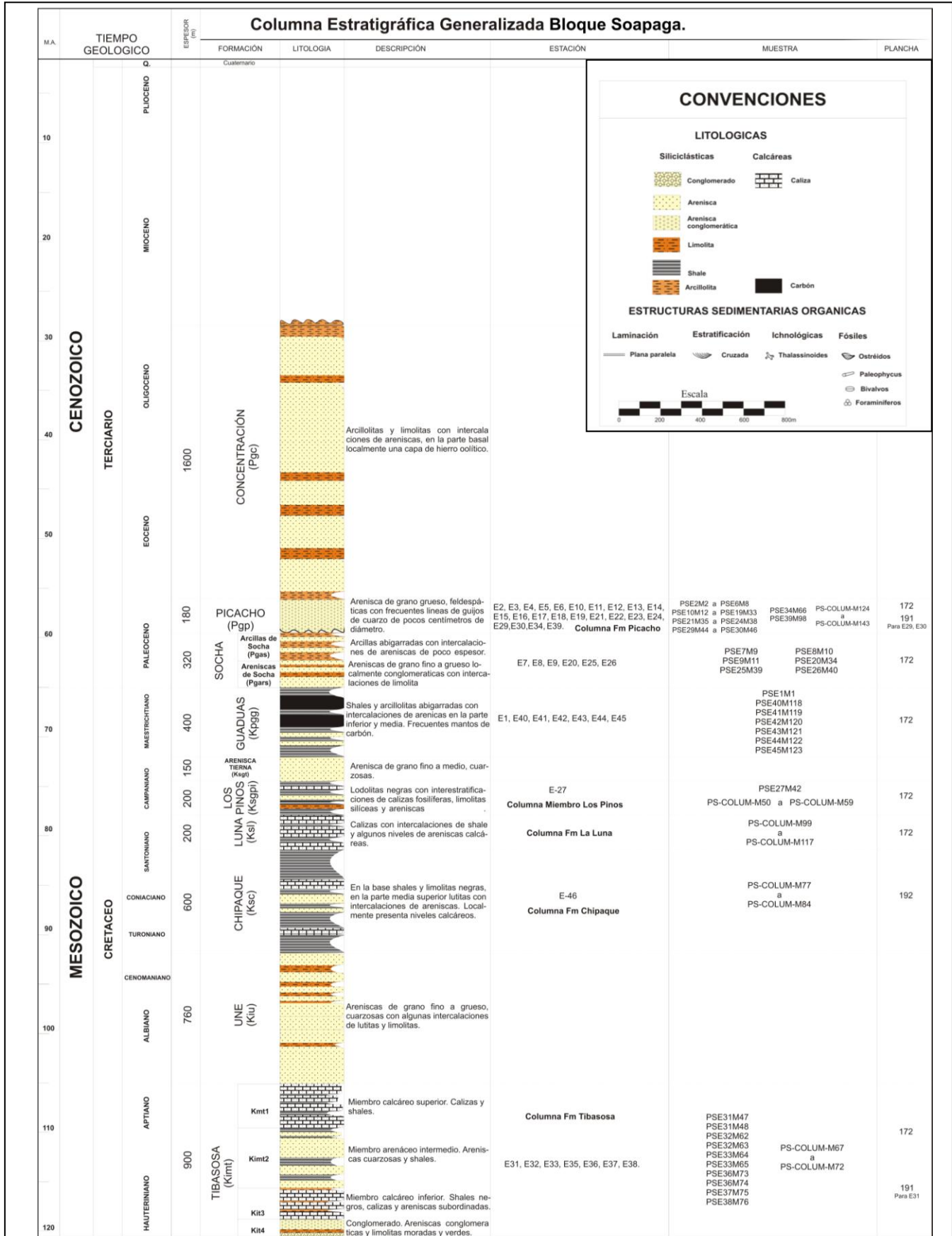
PLANCHA 192 INGEOMINAS

La **Figura 7** ilustra la localización del levantamiento de las columnas estratigráficas. La **Figura 8** presenta la columna estratigráfica generalizada con la localización de estaciones y muestras.

	MIEMBRO LOS PINOS	VIA TOPAGA- MONGUA
	FORMACION LA LUNA	VIA PAZ DEL RIO- SOCHA
	FORMACION CHIPAQUE	VIA CRUCERO- YOPAL
	FORMACION TIBASOSA	CANtera FRENTE CHAMEZA CEMENTOS-BOYACA MPIO DE NOBSA



**Figura 7.** Localización de secciones estratigráficas levantadas de posibles unidades generadoras



**Figura 8.** Columna estratigráfica generalizada con estaciones y muestras colectadas


## 8.2 INVENTARIO Y DESCRIPCIÓN DE REZUMADEROS

A continuación en la **Tabla 13** se resume la información relacionada con el inventario y descripción de los rezumaderos haciendo especial énfasis en su litología asociada, Formación litoestratigráfica donde se encontró, relación con las estructuras cercanas y estado de actividad.




**Tabla 13. INVENTARIO Y DESCRIPCION DE REZUMADEROS**

REZUMADERO Nro.	LOCALIZACIÓN COORDENADAS X,Y	FORMACIÓN	ESTACION DE MUESTREO	MUESTRA	LITOLOGIA	CARACTERISTICA ESTRUCTURAL	ESTADO	FOTO Nro.
1	X:1.144.962 Y:1.148.495	PICACHO	E2	PS-E2-M2 PS-E2-M3	Areniscas intercaladas con niveles de areniscas conglomeraticas impregnados de aceite.	Flanco Oriental, sinclinal de Mesalta. En brecha de falla.	ACTIVO	 <p>Foto 1</p>
2	X:1.144.962 Y:1.148.495	PICACHO	E3	PS-E3-M4 PS-E3-M5	Niveles conglomeráticos impregnados de aceite.	Flanco Oriental, sinclinal de Mesalta. En brecha de falla.	ACTIVO	 <p>Foto 2</p>
3	X:1.144.928 Y:1.148.310	PICACHO	E4	PS-E4-M6	Areniscas conglomeráticas impregnadas de aceite.	Flanco Oriental, sinclinal de Mesalta. En brecha de falla.	PASIVO	 <p>Foto 3</p>




**Continuación Tabla 13.**

4	X:1.143.362 Y:1.139.687	PICACHO	E5	PS-E5-M7	Areniscas impregnadas de aceite.	Las areniscas presentan espejos de falla, evidencia de brechamiento.	PASIVO	 <p>Foto 4</p>
5	X:1.143.323 Y:1.139.715	PICACHO	E6	PS-E6-M8	Areniscas impregnadas de aceite.	En zona de brecha de falla de la falla de Otenga.	PASIVO	 <p>Foto 5</p>
6	X:1.147.805 Y:1.144.469	PICACHO	E10	PS-E10-M12	Areniscas de grano fino, con geometría lenticular y estratificación cruzada-impregnadas de aceite.	Flanco Occidental del Sinclinal de Rondón.	PASIVO	 <p>Foto 6</p>




**Continuación Tabla 13.**

7	X:1.149.569 Y:1.145.042	PICACHO	E11	PS- E11- M16	Arenisca impregnada de aceite.	Flanco Occidental del sinclinal de Rondón.	PASIVO	 <p style="text-align: center;"><b>Foto 7</b></p>
8	X:1.147.991 Y:1.140.878	PICACHO	E12	PS- E12- M18 PS- E12- M19	Conglomerados con matriz arenosa impregnada de aceite.	Al Este de la falla de Soapaga y Cercanías de la falla de Otenga.	ACTIVO	 <p style="text-align: center;"><b>Foto 8</b></p>
9	X:1.148.208 Y:1.140.972	PICACHO	E13	PS- E13- M20 PS- E13- M21	Rezumadero de fractura en areniscas de grano fino.	Asociado a la falla de Soapaga.	PASIVO	 <p style="text-align: center;"><b>Foto 9</b></p>

**Continuación Tabla 13.**

10	X:1.147.400 Y:1.140.484	PICACHO	E14	PS- E14- M22	Arenisca de grano fino ligeramente impregnada de crudo.	Asociado a la falla de Soapaga.	PASIVO	 Foto 10
11	X:1.147.062 Y:1.140.024	PICACHO	E15	PS- E15- M23 PS- E15- M24 PS- E15- M25	Areniscas de grano fino impregnadas de aceite.	Asociado a la falla de Soapaga.	ACTIVO	 Foto 11
12	X:1.147.039 Y:1.139.954	PICACHO	E16	PS- E16- M26 PS- E16- M27	Capas gruesas de areniscas impregnadas con aceite.	Asociado a la falla Soapaga.	ACTIVO	 Foto 12



**Continuación Tabla 13.**

13	X:1.146.618 Y:1.139.761	PICACHO	E17	PS- E17- M30	Areniscas de grano fino con espesor de estratificación medio.	Asociado a la falla Soapaga.	ACTIVO	 <p><b>Foto 13</b></p>
14	X:1.140.168 Y:1.139.104	PICACHO	E18	PS- E18- M31	Areniscas de grano fino en capas muy gruesas.	Rezumadero en fracturas, al sur de la falla de Otenga.	PASIVO	 <p><b>Foto 14</b></p>
15	X:1.135.610 Y:1.137.045	PICACHO	E19	PS- E19- M32 PS- E19- M33	Rezumadero en capa de conglomerado en matriz arenosa de 70 cm de espesor.	Asociado a la falla Soapaga.	ACTIVO	 <p><b>Foto 15</b></p>



**Continuación Tabla 13.**

16	X:1.132.964 Y:1.138.227	PICACHO	E21	PS- E21- M35	Conglomerado en matriz arenosa.	Zona de falla de Gameza.	PASIVO	 <p><b>Foto 16</b></p>
17	X:1.142.104 Y:1.145.635	PICACHO	E22	PS- E22- M36	Conglomerado con matriz arenosa.	Sobre el Sinclinal de la Puerta.	PASIVO	 <p><b>Foto 17</b></p>
18	X:1.142.033 Y:1.145.277	PICACHO	E23	PS- E23- M37	Areniscas fracturadas.	Sobre el Sinclinal de la Puerta.	ACTIVO	 <p><b>Foto 18</b></p>

**Continuación Tabla 13.**

19	X:1.139.724 Y:1.143.285	PICACHO	E24	PS- E24- M38	Arenisca.	Sobre el Sinclinal de la Puerta.	ACTIVO	
20	X:1.129.539 Y:1.135.624	PICACHO	E25	PS- E25- M39	Areniscas impregnadas de aceite en capas gruesas y con estratificación cruzada	Cercanías de la falla de Gameza.	PASIVO	
21	X:1.129.821 Y:1.135.915	PICACHO	E26	PS- E26- M40	Arenisca	Rezumadero en fractura. Cercanías de la Falla de Gameza.	PASIVO	

**Continuación Tabla 13.**

22	X:1.109.510 Y:1.117.070	PICACHO	E29	PS- E29- M44	Arenisca	En zona de Falla cerca a la quebrada El Mode.	ACTIVO	n/a
23	X:1.106.995 Y:1.113.537	PICACHO	E30	PS- E30- M45	Rezumadero en capas de arenisca hacia la base mientras hacia el tope se hacen conglomeráticas	Sobre zona de Falla, municipio de Pesca.	ACTIVO	 Foto 22
24	X:1.131.047 Y:1.134.824	PICACHO	E34	PS- E34- M66	Areniscas conglomeráticas	Afloramiento en fracturas. Sobre las fallas Soapaga y Gameza.	PASIVO	 Foto 23

Continuación Tabla 13.

-	X:1.129.957 Y:1.135.716	-	POZO BOLIVAR	Pozo Bolivar	Muestra cabeza de pozo.	Muestra cabeza de pozo.	-	 <p>Foto 24</p>
25	X:1.139.648 Y:1.139.050	PICACHO	E39	PS- E39- M98	Areniscas ligeramente conglomeráticas	Al Este de la falla Soapaga.	ACTIVO	 <p>Foto 25</p>

## 9. EVALUACION DE LAS POSIBLES ROCAS GENERADORAS

En la evaluación de las posibles rocas generadoras se tuvieron en cuenta los parámetros de madurez termal, calidad y cantidad de materia orgánica. A continuación se presentan los resultados iniciales de los análisis de Carbono Orgánico Total (COT) Las muestras con valores en COT mayores de 1% en peso fueron seleccionadas para la realización de los análisis de pirólisis *Rock-Eval*. Ver **Tabla 14**

**Tabla 14.** Resultados Iniciales de Carbono Orgánico Total (COT).

COORDENADAS		ID	Residuo Insoluble (%Wt)	Carbono Organico Total (%Wt)	FORMACION	LITOLOGIA
X	Y					
1.129.866	1.141.181	PS-COLUM-M50. Vía Topaga-Mongua	92.6290	1.0367	LOS PINOS	LODOLITA
1.129.866	1.141.181	PS-COLUM-M52. Vía Topaga-Mongua	94.6013	0.5388	LOS PINOS	LODOLITA
1.129.866	1.141181	PS-COLUM-M53. Vía Topaga-Mongua	94.1036	0.4626	LOS PINOS	LODOLITA
1.129.866	1.141181	PS-COLUM-M54. Vía Topaga-Mongua	89.7317	0.1308	LOS PINOS	LODOLITA
1.129.866	1.141181	PS-COLUM-M55. Vía Topaga-Mongua	95.5052	0.4243	LOS PINOS	LODOLITA
1.129.866	1.141181	PS-COLUM-M57. Vía Topaga-Mongua	92.5895	0.5721	LOS PINOS	SHALE
1.129.822	1.141.374	PS-COLUM-M59. Vía Topaga-Mongua	22.0120	0.0900	LOS PINOS	LODOLITA
1.128.268	1.125.667	PS-E32-M62. Al sur de Nobsa	4.4591	0.0645	TIBASOSA	CALIZA
1.128.268	1.125.667	PS-E32-M63. Al este de Nobsa	91.3749	0.9375	TIBASOSA	SHALE
1.130.228	1.128.367	PS-COLUM-M67. Al este de Nobsa	92.1082	0.3142	TIBASOSA	SHALE
1.130.228	1.128.367	PS-COLUM-M68. Al este de Nobsa	4.1061	0.1023	TIBASOSA	CALIZA
1.130.228	1.128.367	PS-COLUM-M-69. Al este de Nobsa	26.6081	0.0669	TIBASOSA	CALIZA
1.130.228	1.128.367	PS-COLUM-M70. Al este de Nobsa	6.4844	0.1348	TIBASOSA	CALIZA
1.129.768	1.128.237	PS-E37-M75. Al sur este de Nobsa	98.1644	0.6352	TIBASOSA	SHALE
1.129.796	1.128.170	PS-E38-M76. Al sur este de Nobsa	96.5207	0.5698	TIBASOSA	SHALE
1.113.268	1.130.191	PS -COLUM- M77. Al Norte laguna de Tota	98.2867	1.6772	CHIPAQUE	SHALE
1.113.268	1.130.191	PS -COLUM-M78. Al Norte laguna de Tota	97.8241	1.5916	CHIPAQUE	SHALE
1.113.268	1.130.191	PS-COLUM-M79. Al Norte laguna de Tota	97.5309	1.0284	CHIPAQUE	SHALE
1.113.268	1.130.191	PS-COLUM-M80. Al Norte laguna de Tota	96.5318	1.2636	CHIPAQUE	SHALE

1.113.268	1.130.191	PS-COLUM-M81. Al Norte laguna de Tota.	97.6823	1.1447	CHIPAQUE	SHALE
1.113.268	1.130.191	PS- COLUM-M82. Al Norte laguna de Tota	97.8363	1.6762	CHIPAQUE	SHALE
1.113.268	1.130.191	PS- COLUM-M83 Al Norte laguna de Tota	96.4829	1.9041	CHIPAQUE	SHALE
1.113.268	1.130.191	PS- COLUM-M84 Al Norte laguna de Tota	97.5678	1.6067	CHIPAQUE	SHALE
1.153.938	1.150.679	PS-E1- M1. Vía Paz del Río-Socha	85.8696	43.6733	GUADUAS	CARBON
1.153.720	1.151.718	PS-E40- M118 . Vía Paz del Río-Socha	97.0774	6.4430	GUADUAS	SHALE
1.145.931	1.144.020	PS-E41-M119 Mina Carbón	99.6012	74.5874	GUADUAS	CARBON
1.139.720	1.141.800	PS-E42-M120. Mina Carbón. Peña Negra.	99.2040	72.7721	GUADUAS	CARBON
1.139.720	1.141.800	PS-E43-M121 Mina Carbón.El Manzano	93.5388	69.5760	GUADUAS	CARBON
1.139.634	1.141.925	PS-E44-M122. Sur de Tasco San Antonio	97.7575	3.1492	GUADUAS	SHALES
1.140.349	1.141.833	PS-E45-M123 Sur de Tasco.	98.8623	74.6585	GUADUAS	CARBON
1.154.354	1.149.433	PS-COLUM-M99. Vía Paz del Río-Socha.	92.7184	0.4943	LA LUNA	SHALE
1.154.354	1.149.433	PS-COLUM-M100. Vía Paz del Río-Socha.	92.0752	0.2919	LA LUNA	CALIZA
1.154.354	1.149.433	PS-COLUM-M103. Vía Paz del Río-Socha.	92.6435	0.3050	LA LUNA	SHALE
1.154.354	1.149.433	PS-COLUM-M105. Vía Paz del Río-Socha.	50.3011	0.2061	LA LUNA	CALIZA
1.154.354	1.149.433	PS-COLUM-M108. Vía Paz del Río-Socha.	93.8123	0.4219	LA LUNA	SHALE
1.154.310	1.149.453	PS-COLUM-M110. Vía Paz del Río-Socha.	93.9788	0.7671	LA LUNA	LODOLITA
1.154.354	1.149.453	PS-COLUM-M112. Vía Paz del Río-Socha.	93.1950	0.2680	LA LUNA	SHALE
1.154.354	1.149.453	PS-COLUM-M114. Vía Paz del Río-Socha.	29.4038	0.0780	LA LUNA	CALIZA

Un total de 20 muestras de roca de posibles unidades generadoras fueron analizadas por pirólisis *Rock-Eval*. En la **Tabla 15** es posible observar los diferentes parámetros determinados por esta técnica analítica.

**Tabla 15. Resultados análisis Pirólisis Rock-Eval**

ID CAMPO	TOC-LECO (%wt)	TMAX (°C)	S1 (mg Hc/g roca)	S2 (mg Hc/g roca)	S3 (mg CO2/g roca)	HI (mg Hc/g TOC)	OI (mg CO2/g TOC)	PI	GP	S1/TOC	FORMACION
PS-COLUM-M50 Via Topaga-Mongua	1.1192	445	0.19	0.64	0.45	57.18	40.21	0.23	0.83	0.170	LOS PINOS
PS-E32-M62 Al sur de Nobsa	1.4474	420	0.01	0.01	0.19	0.69	13.13	0.50	0.02	0.007	Fm TIBASOSA
PS-E32-M63 Al este de Nobsa	1.0260	535	0.01	0.02	0.78	1.95	75.54	0.33	0.03	0.010	Fm TIBASOSA
PS-COLUM-M68 Al este de Nobsa	2.4910	429	0.01	0.02	0.20	0.80	8.03	0.33	0.03	0.004	Fm TIBASOSA
PS-COLUM-M70 Al este de Nobsa	2.0795	606	0.01	0.03	0.28	1.44	13.46	0.25	0.04	0.005	Fm TIBASOSA
PS -COLUM- M77 Al Norte laguna de Tota	1.7064	575	0.04	0.19	0.60	11.13	35.16	0.17	0.23	0.023	Fm CHIPAUQUE
PS -COLUM-M78 Al Norte laguna de Tota	1.6270	537	0.03	0.19	0.53	11.68	32.58	0.14	0.22	0.018	Fm CHIPAUQUE
PS- COLUM-M79 Al Norte laguna de Tota	1.0544	512	0.03	0.09	0.53	8.06	50.27	0.26	0.12	0.028	Fm CHIPAUQUE
PS- COLUM-M80 Al Norte laguna de Tota	1.3090	569	0.04	0.14	0.49	10.70	37.43	0.22	0.18	0.031	Fm CHIPAUQUE
PS- COLUM-M81 Al Norte laguna de Tota	1.1719	464	0.22	0.34	0.07	29.01	5.97	0.39	0.56	0.188	Fm CHIPAUQUE
PS- COLUM-M82 Al Norte laguna de Tota	1.7133	477	0.23	0.57	0.29	33.27	16.93	0.29	0.80	0.134	Fm CHIPAUQUE
PS- COLUM-M83 Al Norte laguna de Tota	1.9735	482	0.24	1.00	0.17	50.67	8.61	0.19	1.24	0.122	Fm CHIPAUQUE
PS- COLUM-M84 Al Norte laguna de Tota	1.6468	465	0.12	0.45	0.43	27.33	26.11	0.21	0.57	0.073	Fm CHIPAUQUE
PS-E1- M1 Via Paz del Rio-Socha	50.8600	607	0.04	0.76	34.17	1.50	67.18	0.05	0.80	0.001	Fm GUADUAS
PS-E40- M118 Via Paz del Rio-Socha	6.6370	449	0.41	8.98	1.18	135.30	17.78	0.04	9.39	0.062	Fm GUADUAS
PS-E41-M119 Mina Carbón	74.8860	439	3.46	183.17	0.90	244.60	1.20	0.02	186.63	0.046	Fm GUADUAS
PS-E42-M120 Mina Carbón. Peña Negra.	73.3560	452	4.58	210.88	0.69	287.47	0.93	0.02	215.46	0.062	Fm GUADUAS
PS-E43-M121 Mina Carbón.El Manzano	74.3820	439	3.85	229.24	1.00	308.19	1.34	0.02	233.09	0.052	Fm GUADUAS
PS-E44-M122 Sur de Tasco San Antonio	3.2214	439	0.08	5.66	1.64	175.70	50.91	0.01	5.74	0.025	Fm GUADUAS
PS-E45-M123 Sur de Tasco.	75.5175	446	4.59	131.15	0.71	173.67	0.94	0.03	135.74	0.061	Fm GUADUAS

## 9.1 EVALUACIÓN DE LA MADUREZ TERMAL

A continuación se evaluarán los parámetros indicadores de la madurez termal de las posibles rocas generadoras, como lo son Tmax, reflectancia de vitrinita, índice de alteración termal.

### 9.1.1 EVALUACIÓN DEL PARAMETRO Tmax

El Tmax corresponde a la temperatura del horno (°C) en el momento de la generación máxima durante el análisis. Se considera una medida de la madurez térmica del kerógeno y normalmente está controlada por el tipo de materia orgánica. Para evaluar el Tmax se utilizan los rangos de temperatura de la **Tabla 16**.

**Tabla 16.** Rangos de madurez termal

Tmax	MADUREZ TERMICA
< 435°C	INMADURA
435°C – 445°C	MADUREZ TEMPRANA
445°C – 450° C	PICO DE GENERACION
450°C – 470°C	MADUREZ TARDIA
>470	SOBREMADURA

Debido a los bajos valores y no marcada curvatura en el pico S2 para las Formaciones Tibasosa, Chipaque y Pinos, (**Ver Tabla 17**), los correspondientes valores de temperatura Tmax presentan un cierto grado de incertidumbre lo que podría generar duda en la determinación exacta de este. No sucediendo lo mismo para la Formación Guaduas donde el pico S2 está bien marcado y diferenciado.

Para la Formación Guaduas la mayoría de muestras presentan valores de Tmax con significado de haber alcanzado madurez termal de tipo maduro, sus valores en S2 oscilan entre buenos a excelentes

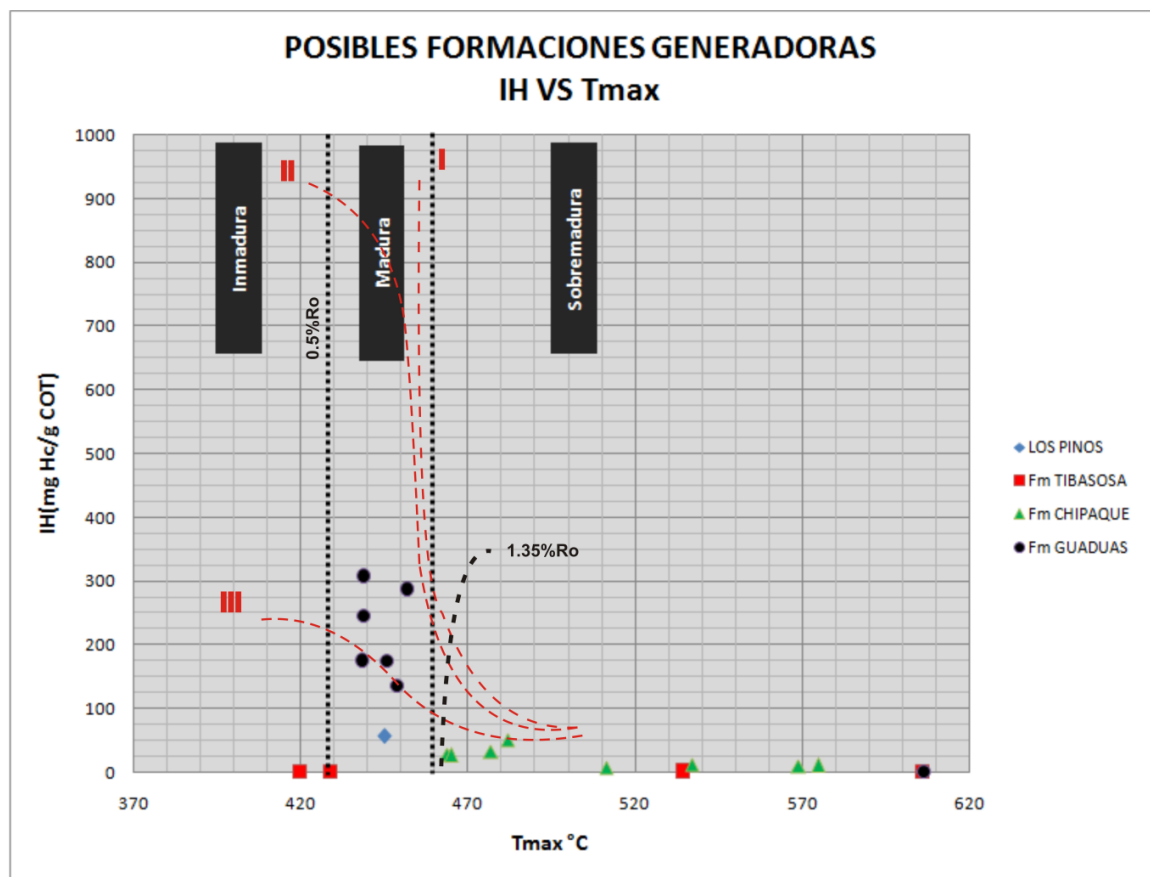
**Tabla 17.** Tmax vs S2 posibles formaciones generadoras.

ID CAMPO	TMAX (°C)	S2 (mg Hc/g roca)	FORMACION
PS-COLUM-M50 Via Topaga-Mongua	445 MADURA (PICO DE GENERACION)	0.64 (POBRE)	LOS PINOS

PS-E32-M62 Al sur de Nobsa	420 INMADURA	0.01 (POBRE)	TIBASOSA
PS-E32-M63. Al este de Nobsa	535 SOBREMADURA	0.02 (POBRE)	TIBASOSA
PS-COLUM-M68. Al este de Nobsa	429 INMADURA	0.02 (POBRE)	TIBASOSA
PS-COLUM-M70. Al este de Nobsa	606 SOBREMADURA	0.03 (POBRE)	TIBASOSA
PS -COLUM- M77 Al Norte laguna de Tota	575 SOBREMADURA	0.19 (POBRE)	CHIPAQUE
PS -COLUM-M78 Al Norte laguna de Tota	537 SOBREMADURA	0.19 (POBRE)	CHIPAQUE
PS- COLUM-M79 Al Norte laguna de Tota	512 SOBREMADURA	0.09 (POBRE)	CHIPAQUE
PS- COLUM-M80 Al Norte laguna de Tota	569 SOBREMADURA	0.14 (POBRE)	CHIPAQUE
PS- COLUM-M81 Al Norte laguna de Tota	464 MADURA (MADUREZ TARDIA)	0.34 (POBRE)	CHIPAQUE
PS- COLUM-M82 Al Norte laguna de Tota	477 SOBREMADURA	0.57 (POBRE)	CHIPAQUE
PS- COLUM-M83 Al Norte laguna de Tota	482 SOBREMADURA	1.00 (POBRE)	CHIPAQUE
PS- COLUM-M84 Al Norte laguna de Tota	465 MADURA (MADUREZ TARDIA)	0.45 (POBRE)	CHIPAQUE
PS-E1- M1 Via Paz del Rio-Socha	607 SOBREMADURA	0.76 (POBRE)	GUADUAS
PS-E40- M118 Via Paz del Rio-Socha	449 MADURA (PICO DE GENERACION)	8.98 (BUENO)	GUADUAS
PS-E41-M119. Mina Carbón	439 MADURA (MADUREZ TEMPRANA)	183.17 (EXCELENTE)	GUADUAS
PS-E42-M120 Mina Carbón. Peña Negra.	452 MADURA (MADUREZ TARDIA)	210.88 (EXCELENTE)	GUADUAS
PS-E43-M121 Mina Carbón.El Manzano	439 MADURA (MADUREZ TEMPRANA)	229.24 (EXCELENTE)	GUADUAS
PS-E44-M122 Sur de Tasco San Antonio	439 MADURA (MADUREZ TEMPRANA)	5.66 (BUENO)	GUADUAS
PS-E45-M123. Sur de Tasco.	446 MADURA (PICO DE GENERACION)	131.15 (EXCELENTE)	GUADUAS

Analizando la anterior tabla observamos que las muestras de la Formación Tibasosa tienen valores de Tmax de inmaduras y sobremaduras con valores en S2 bajos, que dan imprecisión a los valores de Tmax que inicialmente y aparentemente no favorecen su potencial de generación de hidrocarburo.

Según la **Figura 9** relacionando los valores de IH vs Tmax se observa que las muestras de la Formaciones Guaduas y Pinos se encuentran en un rango o grado de madurez favorable para la generación de hidrocarburo. Mientras las muestras de la Formaciones Chipaque, y Tibasosa de manera general están en el rango de madurez termal de las sobremaduras. Excepto las muestras PS-COLUM-M68 y PS-E32-M62 de la Formación Tibasosa que están en el rango de inmaduras. Claramente la menor evolución termal de las muestras de las Formaciones Guaduas y Pinos con respecto a las de las Formaciones Chipaque y Tibasosa permite mantener el potencial de generación de estas formaciones.



**Figura 9.** Tmax vs IH para muestras de posibles formaciones generadoras.

Para evaluar el grado de madurez termal de las Formaciones Tibasosa, Chipaque y Pinos que presentaron imprecisión en el Tmax, (por S2 bajos) se hizo necesario

apoyarse en los valores de porcentaje de reflectancia de vitrinita (%Ro entre 0.7 - 1.2%) que les confirieron características maduras. **Ver Tabla 18.**

**Tabla 18.** Estados de generación de hidrocarburos con relación a su grado de madurez termal según porcentaje de reflectancia de vitrinita (%Ro).

GENERACIÓN DE ACEITE		GENERACIÓN DE GAS	
Estado de generación	Ro(%)	Estado de generación	Ro(%)
Inmaduro	< 0.6	Inmaduro	< 0.8
Generación temprana	0.6 - 0.8	Generación temprana	0.8 - 1.2
Pico de generación	0.8 - 1.0	Pico de generación	1.2 - 2.0
Generación tardía	1.0 - 1.35	Generación tardía	> 2.0
Gas húmedo	1.35 - 2.0		
Gas seco	> 2.0		
<b>De Dow (1977). Senftle y Landis (1991).</b>			

A continuación se muestra la evaluación de de los resultados análisis reflectancia de vitrinita para estas Formaciones.

### 9.1.2 EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS ANÁLISIS REFLECTANCIA DE VITRINITA

La reflectancia de vitrinita es una técnica para evaluar la madurez térmica de las rocas. Se aplicó a muestras de las Formaciones Tibasosa, Chipaque, La Luna, Pinos y Guaduas. Cabe destacar que para el caso de las muestras de la Formación Tibasosa se utilizó en primera estancia una tabla standard de comparación para la determinación del índice de coloración de esporas (ICE) que por correlación y comparación fotográfica sirve para determinar los valores de reflectancia equivalente que en este caso fueron de 0.7 para la muestra PS-E32-M63 con ICE en rango de 6 -6.5 y para la muestra PS-E32-M75 un ICE entre 8-8.5 que al hacer la debida correlación en la **Figura 12** tendríamos un valor aproximado

equivalente de reflectancia entre 1 a 1.3. La anterior técnica se aplicó por ser la vitrinita de difícil identificación. **Ver Tabla 19; Figuras 10, 11 y 12. Fotos 26 y 27**

## COMPOSICIÓN MACERAL MUESTRAS FORMACIÓN TIBASOSA

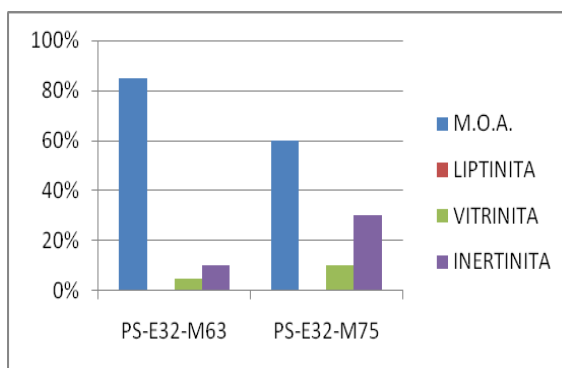
**Tabla 19.** Composición Maceral muestras Formación Tibasosa.

Código de la muestra	Composición Maceral del Kerógeno					ICE	Recobro de materia orgánica	Observaciones
	M.O.A.	LIPTINITA	LEÑOS	VITRINITA	INERTINITA			
B.SOAPAGA PS-E32-M63	85%	t	15%	5%	10%	6-6,5	B	Alto contenido de MOA, liptinita en trazas; inertinitas predominantes sobre la vitrinita.
B.SOAPAGA PS-E32-M75	60%	t	40%	10%	30%	8-8,5	B	Alto contenido de MOA, recobro moderado de leños donde las inertinitas predominan sobre la vitrinitas.

Nota: Estas placas fueron vistas en un microscopio marca Optikas

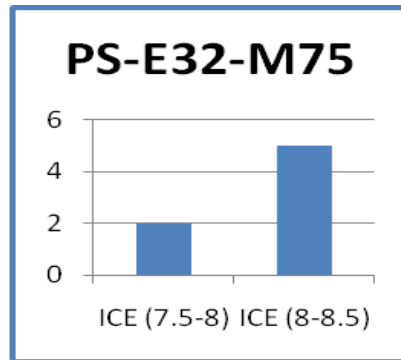
Fuente Laboratorio de Geoquímica Ecopetrol-ICP

Se observan las liptinitas a manera de trazas en las muestras. En la **Figura 11**, sobre el eje Y se observa el número de individuos (polen y esporas) sobre los cuales fue estimado el ICE que se encuentra graficado sobre el eje X



Fuente: Laboratorio de Geoquímica Ecopetrol-ICP

**Figura 10.** Distribución porcentual de macerales muestras Formación Tibasosa.



Fuente: Laboratorio de Geoquímica Ecopetrol-ICP

Figura 11. Individuos de Polen vs ICE muestras de la Formación Tibasosa



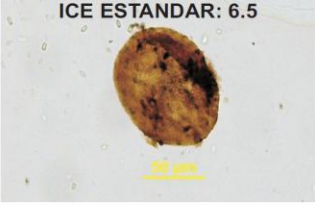
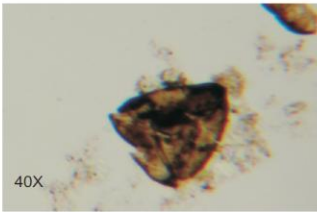
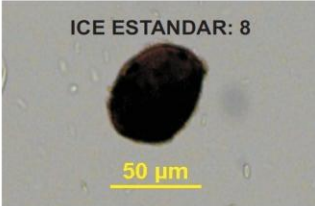
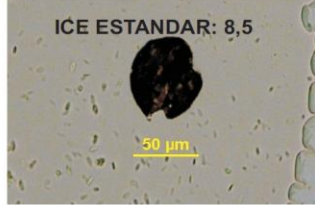
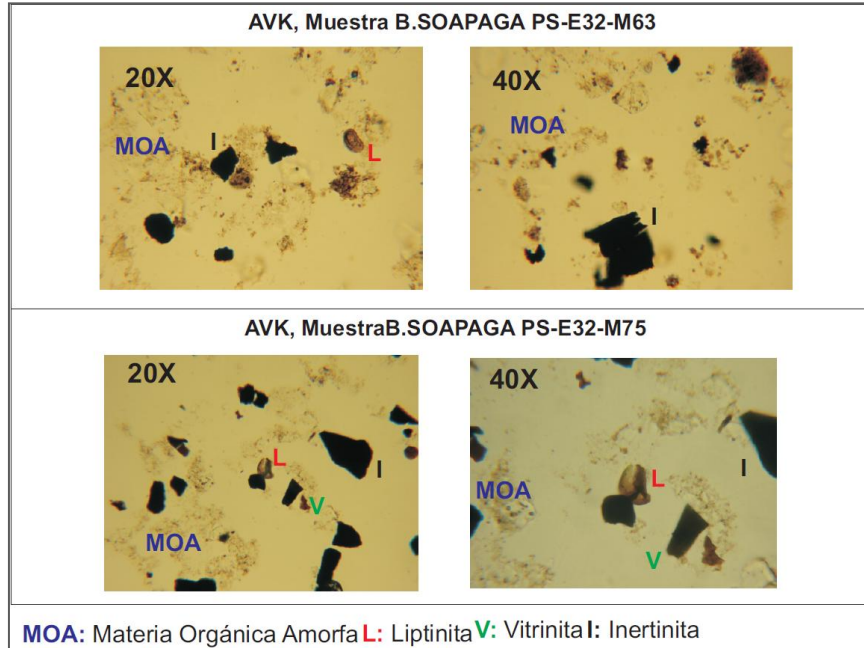
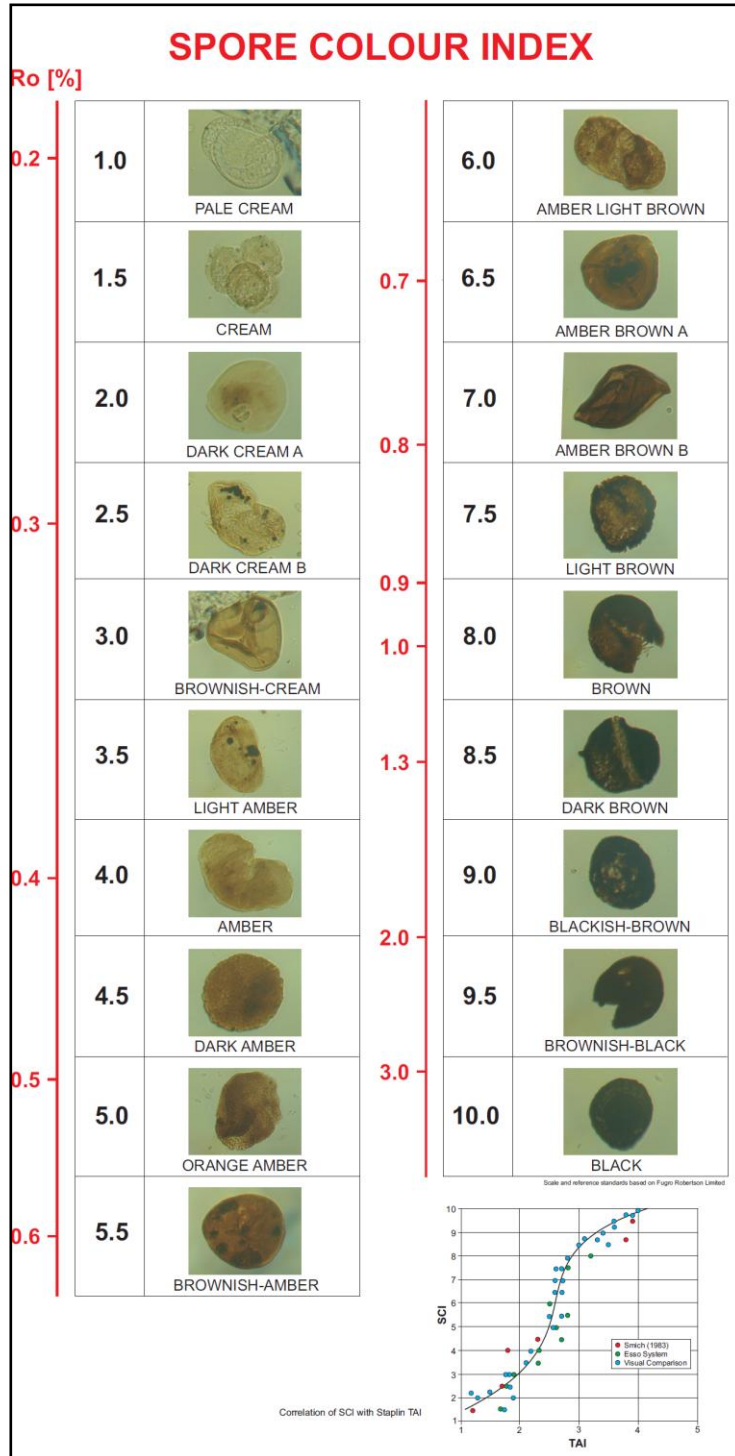
ICE ESTANDAR Robertson Group; Fisher <i>et al.</i> (1981); Colins (1991)	MUESTRAS
<p>ICE ESTANDAR: 6</p> 	<p>ICE muestra PS-E32-M63: 6-6,5</p>  <p>40X</p>
<p>ICE ESTANDAR: 6.5</p> 	<p>ICE muestra PS-E32-M75: 8-8,5</p>  <p>40X</p>
<p>ICE ESTANDAR: 8</p> 	
<p>ICE ESTANDAR: 8,5</p> 	

Foto 26. Comparación de muestras con tabla standard para determinación de ICE en muestras. Estándar ICE tomado de Group Robertson; Fisher *et al* (1981); Colins (1991).



**Fuente Laboratorio de Geoquímica Ecopetrol-ICP**

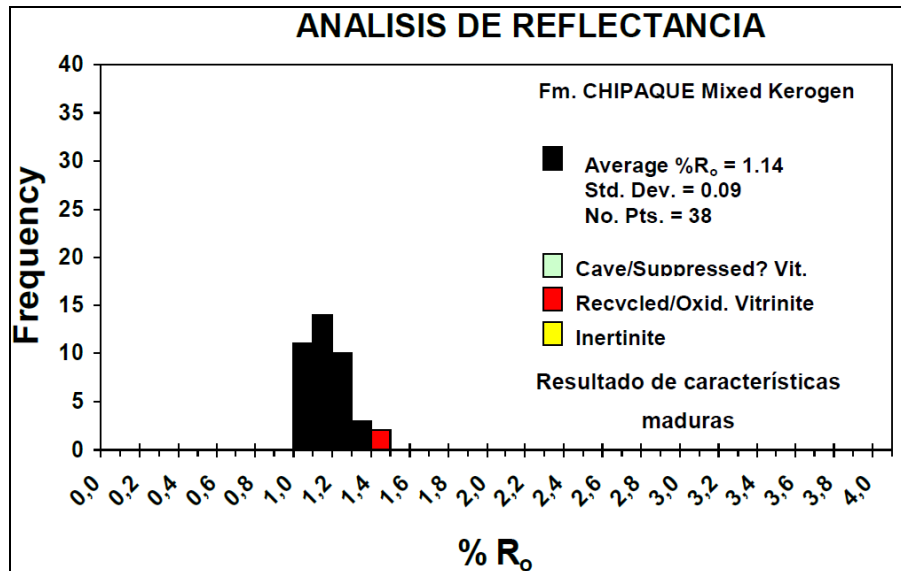
**Foto 27.** Presencia de macerales en muestras de la Formación Tibasosa



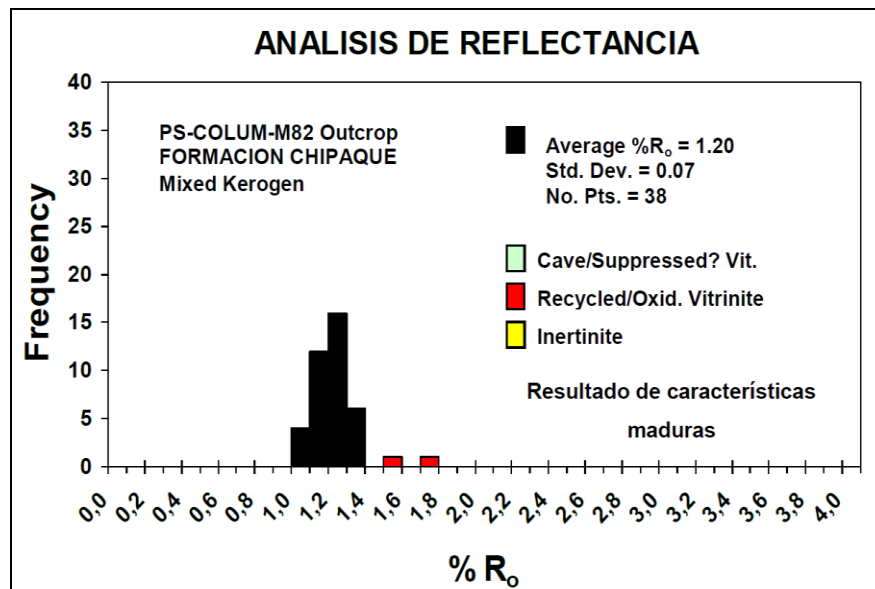
**Figura 12.** Índice de Coloración de Esporas para determinar %Ro equivalente.

Tomado de Fisher *et al* (1981). Modificado por Mastalerz M. (1988).

Los resultados de reflectancia de vitrinita para las muestras PS-COLUMN-M77 y PS-COLUMN-M82 de la Formación Chipaque arrojan resultados de reflectancia de 1.14% y 1.20% sugiriendo condiciones entre maduras a sobremaduras asociados a los bajos valores de IH y S2 respectivamente. **Ver Figuras 13 y 14**

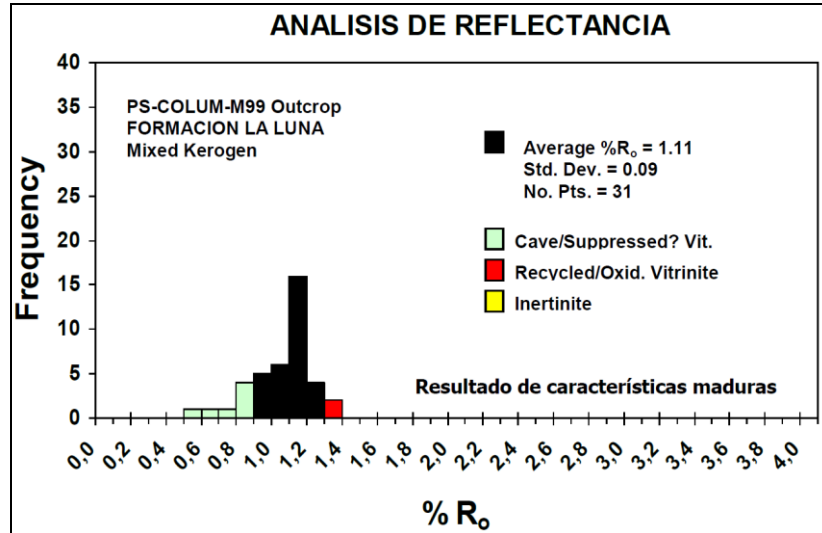


**Figura 13.** Porcentaje Ro. PS-COLUMN-M77. Muestra Formación Chipaque



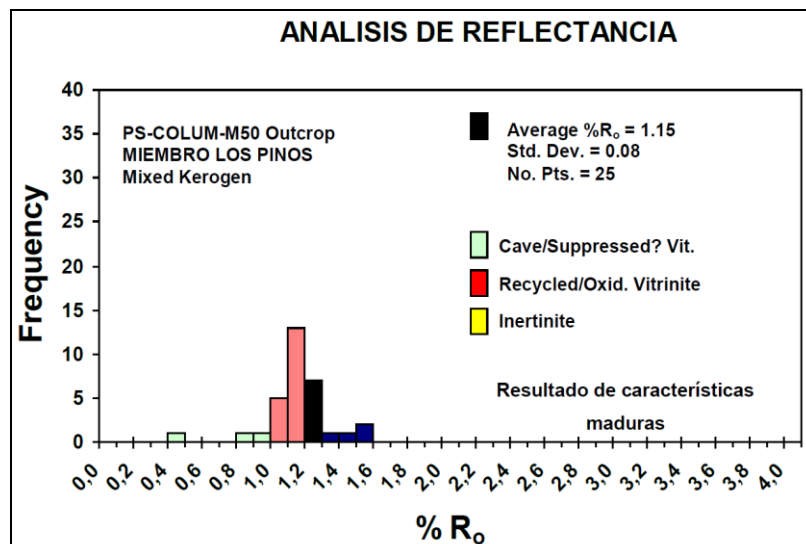
**Figura 14.** Porcentaje Ro. PS-COLUMN-M82. Muestra Formación Chipaque

Para la muestra PS-COLUMN-M99 perteneciente a la Formación La Luna se obtuvieron valores de 1.11% de reflectancia de vitrinita, el cual es interpretado como condición termal madura. **Ver Figura 15.**



**Figura 15.** Porcentaje Ro. PS-COLUMN- M99. Muestra Formación La Luna

Al evaluar los resultados de los análisis para la muestra PS-COLUMN-M50 de la Formación Pinos con valores de reflectancia de vitrinita de 1.15%, se infiere que corresponde a una muestra con características maduras. **Ver Figura 16.**



**Figura 16.** Porcentaje Ro. Muestra PS-COLUMN-M50. Miembro Los Pinos

Las muestras PS-E41-M119 y PS-E43-M121 pertenecientes a la Formación Guaduas con valores de reflectancia de vitrinita de 0.47% y 0.46%, respectivamente se infieren como muestras de condiciones termales inmaduras. Ver Figuras 17 y 18.

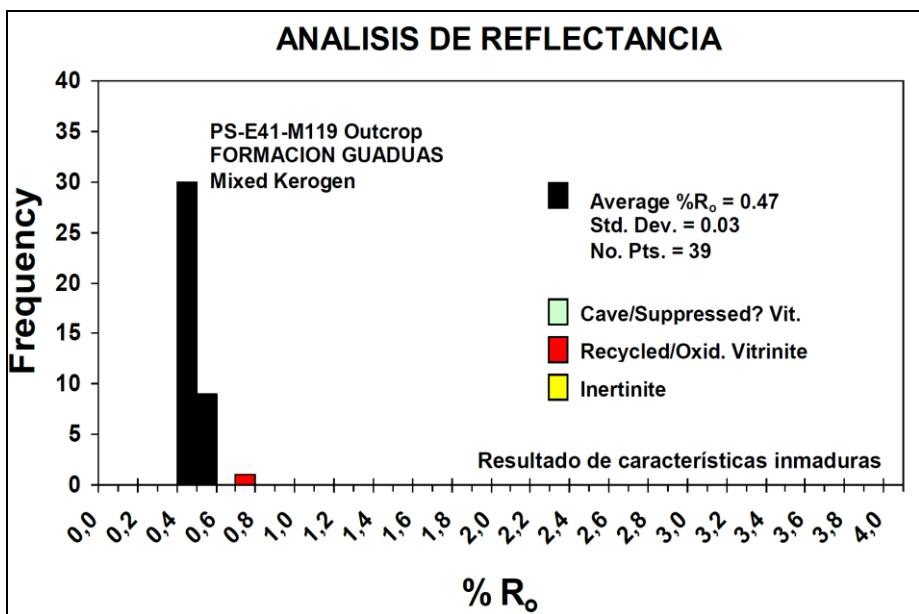


Figura 17. Porcentaje Ro. PS-E41-M119. Muestra Formación Guaduas

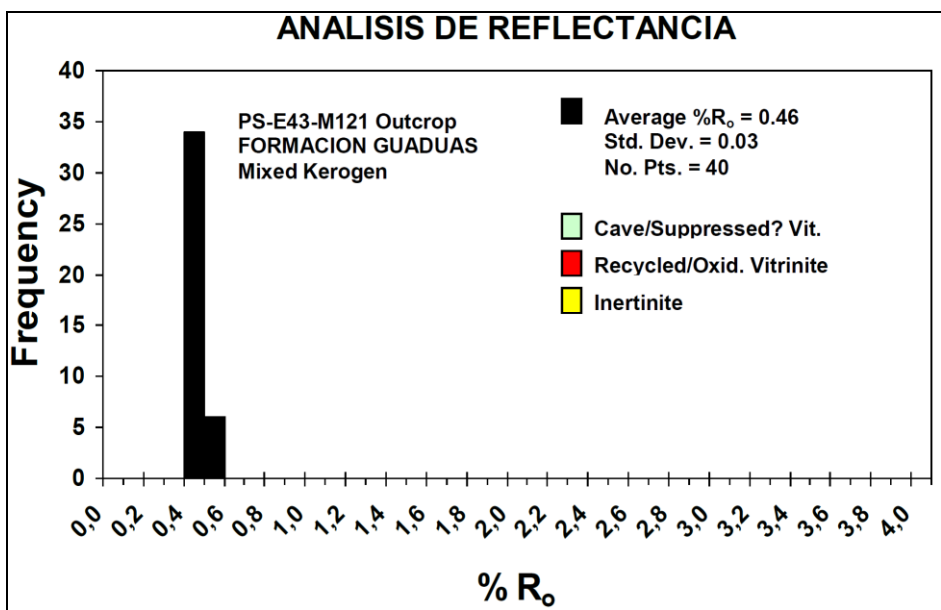


Figura 18. Porcentaje Ro. PS-E43-M121. Muestra Formación Guaduas.

### 9.1.3. ÍNDICE DE ALTERACIÓN TERMAL (IAT)

En los reportes de análisis geoquímicos para evaluar la madurez termal de las posibles formaciones generadoras se incluye la Tabla 21, en la que se combina información de dispersión de la materia orgánica, índice de alteración termal (IAT), tipo de macerales y análisis composicional total. Para la muestra PS-COLUM-M50 de la Formación Los PINOS y las muestras PS-COLUM-M77, PS-COLUM-M82 de la Formación CHIPAQUE y PS-COLUMN M99 de la Formación La Luna los colores de fluorescencia del kerógeno son marrones indicando valores de TAI entre 3.3 y 3. Según la tabla de Staplin (1969) que relaciona los valores de IAT con el nivel de maduración se sugiere entonces un nivel maduro confirmado con los valores de reflectancia de vitrinita (Ro) que oscilan entre 1–1.2. **Ver Tabla 20**

A partir de los colores de fluorescencia del kerógeno para la Formación Guaduas caracterizado por sus colores amarillos, se determinó el índice de alteración termal (IAT) con valor de 2 el cual según la tabla de Staplin (1969) corresponde a nivel de maduración inmaduro confirmado por los bajos valores de porcentaje de reflectancia de vitrinita (Ro) entre 0.46 y 0.47. **Ver Tablas 20 y 21.**

**Tabla 20** .Índice de alteración térmica vs nivel de maduración (Staplin 1969).

IAT	COLOR	NIVEL DE MADURACION
1	Amarillo Pálido	Inmaduro
2	Amarillo intenso	Inmaduro/Maduro
3	Marrón	Maduro
4	Marrón oscuro	Maduro/Postmaduro
5	Negro	Post-Maduro

**Tabla 21.** Índice de Alteración Termal- Tipo kerógeno-Análisis composicional Total.  
Análisis realizado por el laboratorio de geoquímica ECOPETROL-ICP.

Dispersed Organic Matter Thermal Alteration, Kerogen Type and Total Compositional Analysis																																		
Muestra	Type	Kerogen colors	Fluorescence	TAI	% Source Material							Preservation				Recovery			% Kerogen Comp.							Vitrinite				Comments				
					Amorphous Debris	Finely Dissem. OM	Herb. Plant Debris (Vit.)	Woody Plant Debris	Coaly Fragments	Algal Debris	Palynomorphs	Good	Fair	Poor	Very poor	Good	Very Poor	Barren	Indigenous Vitrinite	Caved Vitrinite	Recycled/Oxidized Vitrinite	Inertinite	Solid Bitumen	Drilling Additive/Contamination	Amorphous Kerogen	# of Readings	Total Sample Ro (%)	# of Indigeonous Readings	Indigenous Ro (%)					
PS-COLUM-M50	OUTCROP	B?	3.3?	98	tr	2						X				X							1		1	tr	4	tr	94	32	1.16	25	1.15	
PS-COLUM-M77	OUTCROP	B	3.3	61	tr	39					tr	X				X							15		20	5	5		55	40	1.16	38	1.14	palynomorphs, pollen?
PS-COLUM-M82	OUTCROP	B	3.3	89	tr	11					tr	X				X							7		4	1	tr		88	40	1.22	38	1.20	very rare palynomorphs
PS-E41-M119	OUTCROP	YO	2.0	2	tr	98						X				X							48		20	30			2	40	0.47	39	0.47	coal
PS-E43-M121	OUTCROP	YO	2.0	1	tr	99						X				X							79		5	15			1	40	0.46	40	0.46	coal
PS-COLUM-M99	OUTCROP	LB, B	3, 3.3	96	tr	4					tr	X				X							2	tr	2	2	1	tr?	93	40	1.07	31	1.11	rare palynomorphs

<b>CONVENCIONES</b>	<b>Color Abbreviations:</b>	
	GLY	Green-Light Yellow
	Y	Yellow
	YO	Yellow-Orange
	OB	Orange-Brown
	LB	Light Brown
	B	Brown
	DBDG	Dark Brown-Dark Gray
	DGBL	Dark Gray-Black
	BLK	Black

<b>TAI Scale:</b>
1=Unaltered
1+ or 1.5
2=Slight alteration
2+ or 2.5
3=Moderate alteration
3+ or 3.5
4=Strong alteration
4+ or 4.5
5=Severe alteration

## 9.2 EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE LA MATERIA ORGÁNICA

La identificación de los diferentes tipos de kerógeno se realizó con ayuda al porcentaje de maceral para las muestras de las respectivas formaciones posibles generadoras, según **Tablas 19 y 21**. En general se reconocieron diferentes tipos de macérales principales: liptinita, vitrinita, inertita y materia orgánica amorfa (MOA). El Kerógeno de Tipo I se caracteriza petrográficamente por presencia de liptinita algal y el Tipo II por la abundante presencia de materia orgánica amorfa (MOA). Mientras que la Vitrinita (típica de kerógenos Tipo III), puede tener estructura de plantas o incluso de fragmentos de carbón, como en el caso de la Formación Guaduas.

Integrando los reportes geoquímicos de petrografía orgánica correspondiente a las secciones pulidas y análisis composicional de macerales para las formaciones Tibasosa, Chipaque, La Luna, Los Pinos y Guaduas, se clasificaron los tipos de kerógenos según Potonie (1908). **Ver Tablas 22 y 23**.

**Tabla 22.** Clasificación de materia orgánica en carbones y rocas sedimentarias según Potonie (1908).

Grupo de Maceral Carbonoso	Sapropelico		Humico	
	Liptinita(exinita)		Vitrinita	Inertita
Maceral Carbonoso	Alginita Cerinita* Sporinita Cutinita Resinita Liptodetrinita		Telinita Telocollinite Desmocollinita Vitrodetrinita	Fusinita Inertodetrinita Sclerotinita Macrinita
Tipos de Kerógeno	Fluorescente Amorfos		No Fluorescente Amorfos	
	I	II	III	IV
H/C	1.9 a 1.0	1.5 a 0.8	1.0 a 0.5	0.6 a 0.1
O/C	0.1 a 0.02	0.2 a 0.02	0.4 a 0.02	0.3 a 0.01
Fuente	Marina, Lacustrina, Terestre		Terrestre y reciclada	

\* Wax

Los tipos de kerógenos interpretados para las distintas formaciones se muestran en la **Tabla 23**.

**Tabla 23.** Clasificación de los tipos de kerógenos posibles formaciones generadoras integrando información de la petrografía orgánica.

FORMACIÓN	TIPOS DE KEROGENO SEGÚN (%) DE MACERAL	OBSERVACIONES
	MOA; Liptinita; Vitrinita; Inertita	
<b>TIBASOSA</b>	II	Alto contenido de MOA, liptinita en trazas; inertinitas predominantes sobre la vitrinita.
<b>CHIPAQUE</b>	II	Alto contenido de MOA, vitrinita predominante sobre la inertita. Presencia de palynomorfos, polen?
<b>LA LUNA</b>	II	Muy Alto contenido de MOA, bajo porcentaje de inertita y vitrinita. Raros palynomorfos.
<b>PINOS</b>	II	Muy Alto contenido de MOA, bajo porcentaje de vitrinita y trazas de inertita.
<b>GUADUAS</b>	III	Altos porcentajes de vitrinita e inertinitas predominantes sobre MOA.

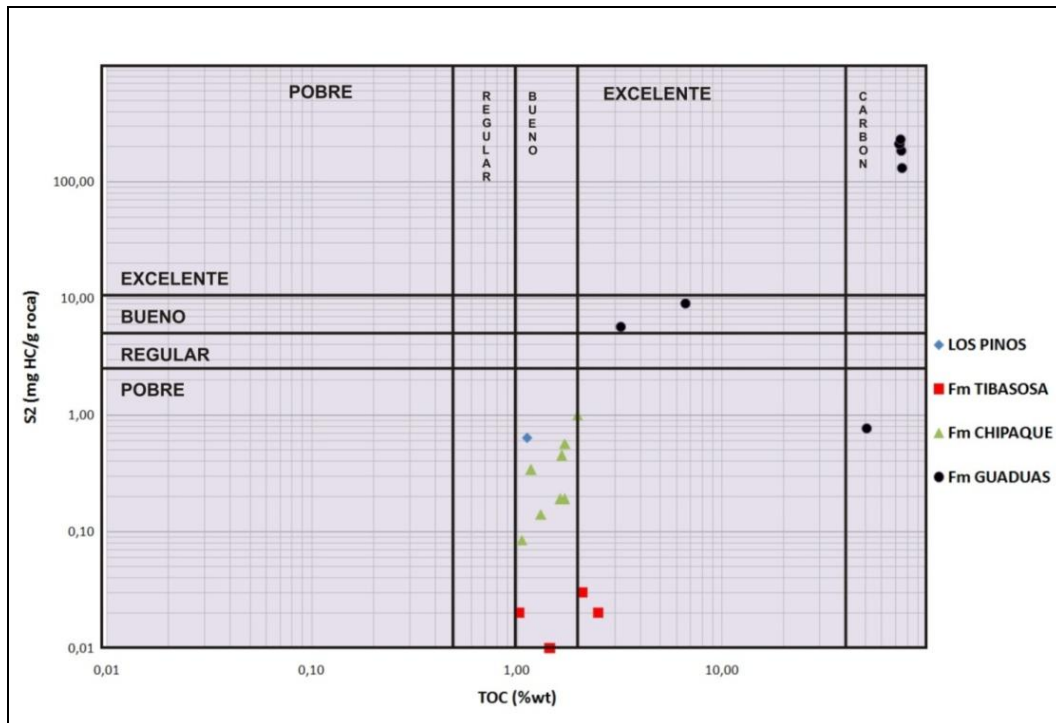
La clasificación de los tipos de kerógeno a partir de sus porcentajes macerales es una técnica directa para la clasificación de la calidad de la materia orgánica. Mientras que la técnica de pirólisis *Rock-eval* es indirecta basada en la relación de los parámetros IH vs IO. Teniendo en cuenta que cuando una roca fuente genera hidrocarburo y este migra, trae como consecuencia que la cantidad de materia orgánica en la roca generadora decrece con una correspondiente disminución en el COT, entonces la cantidad de kerógeno reactivo disminuye y a su vez su cantidad de hidrógeno (IH), resultando bajos valores en S2 *Rock-eval*. Debido a lo anterior hay la necesidad de recalcular los valores de COT e IH.

Al graficar directamente los valores de IH e IO entregados por los análisis de pirólisis sin tener en cuenta las consideraciones anteriores en los diagramas de Van krevelen dan tipos de kerógenos diferentes a los que la técnica de petrografía

orgánica determina, llevando a conclusiones erróneas acerca del ambiente de depósito de la roca fuente y de su capacidad para generar hidrocarburos. De lo anteriormente expresado se destaca entonces la importancia de los análisis de petrografía orgánica para la determinación de los macerales que contribuyen con la clasificación de los tipos de kerógenos.

### **9.3 EVALUACION DE LA CANTIDAD DE MATERIA ORGANICA**

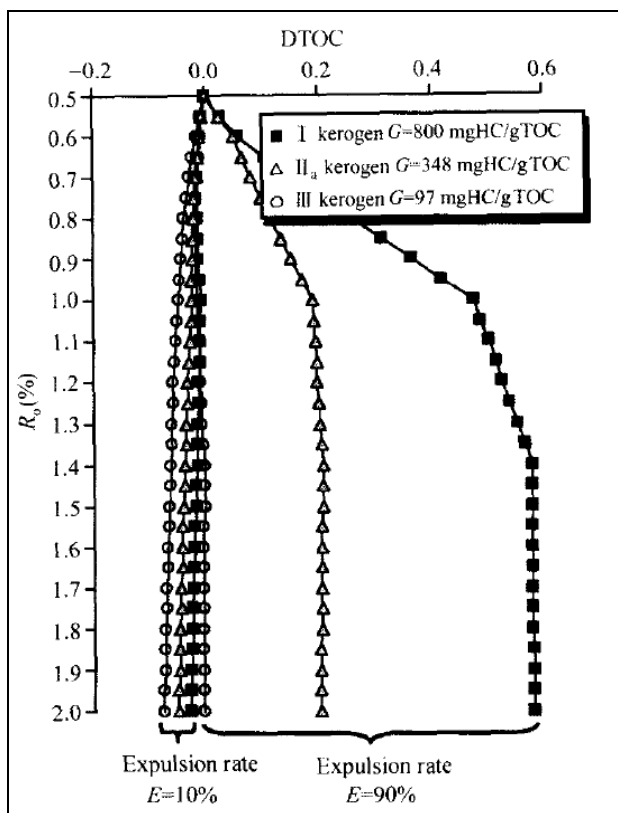
**La Figura 19** presenta la relación inicial de COT vs S2 a partir de los resultados de los análisis de pirólisis para las posibles formaciones generadoras, nótese que la Formación Guaduas reúne las mejores características en cuanto a estos parámetros. No ocurriendo así para las Formaciones Tibasosa, Chipaque y Pinos, sugiriendo inicialmente un potencial pobre para estas formaciones por sus bajos valores de S2, pero creando la inquietud si este potencial fue siempre pobre durante su evolución termal. Si partimos del fundamento que durante la generación de hidrocarburos al incrementarse la madurez, menores valores de S2 se van a obtener, entonces se hace necesario recalculer los parámetros de COT y IH para estas formaciones. Excepto para la Formación Guaduas que a partir de su evaluación de reflectancia de vitrinita (%Ro 0.46-0.47%) está dentro de un nivel inmaduro de generación de hidrocarburos.



**Figura 19.** Relación de valores iniciales de COT y S2 para posibles formaciones generadoras

### 9.3.1 RECALCULO DE PARAMETROS COT, IH y S2.

Aplicando la metodología de Zhong, *et al.* (2004), que propone relacionar los porcentajes de reflectancia de vitrinita (%Ro) con los tipos de kerógeno para recalcular los valores de COT, dando como resultado la Diferencia en Carbono Orgánico Total expresado como DCOT; que para efectos del recálculo se suman a los valores de COT iniciales. **Ver Figura 20.**



**Figura 20.** Relaciones de %Ro y tipos de kerógeno, para recalcu de COT.

Tomado de Zhong, *et al.* (2004).

De la evaluación de los resultados de análisis reflectancia de vitrinita, también se recalcularon los valores de IH para las formaciones Tibasosa, Chipaque, La Luna y Pinos; según la ecuación propuesta en la metodología de Jarvie, *et al.* (2007); donde para el recálculo es necesario el porcentaje maceral de kerógeno visual. Ver **Tablas 19 y 21** de Índice de Alteración Termal- Tipo kerógeno-Análisis composicional Total.

$$IH_o = \left( \frac{\% \text{ type I}}{100} \times 750 \right) + \left( \frac{\% \text{ type II}}{100} \times 450 \right) + \left( \frac{\% \text{ type III}}{100} \times 125 \right) + \left( \frac{\% \text{ type IV}}{100} \times 50 \right)$$

Tomado de Jarvie *et al.* (2007).

Partiendo de los nuevos valores de IH y COT; se calcularon también los nuevos valores de S2, para las respectivas formaciones; aplicando:

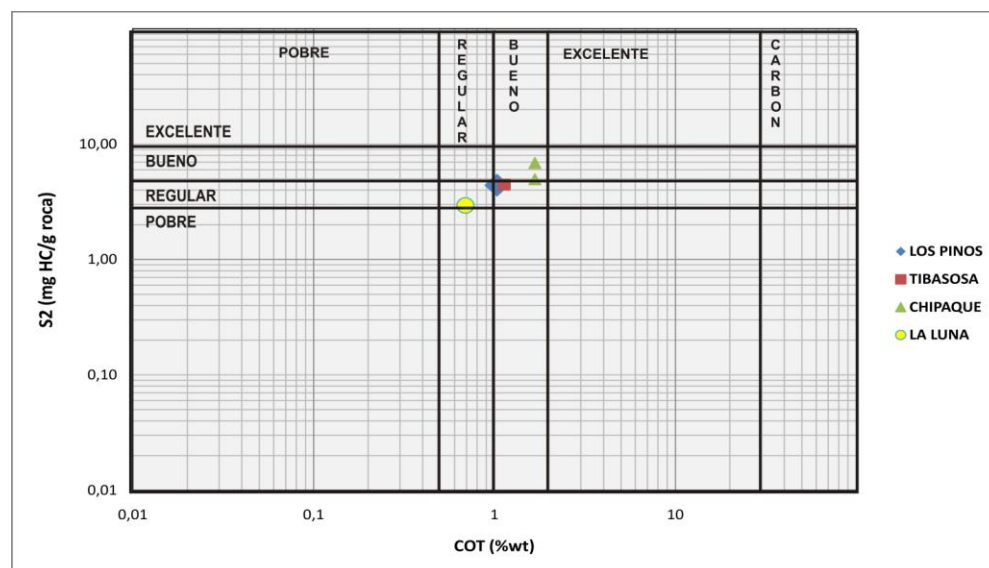
$$S2 = (IH \cdot COT) / 100$$

A continuación se muestra la **Tabla 24** con los valores recalculados para las distintas Formaciones de Tibasosa, Chipaque, La Luna y Pinos.

**Tabla 24.** Valores recalculados de COT, IH y S2.

<b>FORMACIÓN</b>	<b>%Ro</b>	<b>DTOC</b>	<b>COT (%Wt)</b>	<b>IH (mg Hc/g COT)</b>	<b>S2 (mg Hc/g roca)</b>
<b>TIBASOSA</b>	0.7-1.3	0.2	1.13	345.6	3.9
<b>CHIPAQUE</b>	1.14 – 1.2	0	1.67	296 – 410	4.95 – 6.85
<b>LA LUNA</b>	1.11	0.2	0.69	425.75	2.94
<b>LOS PINOS</b>	1.15	0	1.03	426.75	4.40

En las **Figuras 21** se grafican los valores de COT vs S2 en las cual se observa la utilidad de los recálculos de COT e IH. Los recálculos indican otra perspectiva de la posibilidad de generación de hidrocarburos a partir de la reinterpretación de los anteriores parámetros. Considerándose ahora las Formaciones Tibasosa, Chipaque y Pinos con un buen potencial de generación, pues los valores de S2 y COT se hicieron buenos con esta nueva consideración. Para la Formación la Luna su potencial de generación es regular de acuerdo a los valores recalculados de COT y S2.



**Figura 21.** Relación con valores recalculados de COT y S2 para posibles formaciones generadoras

#### **9.4 EVALUACION DEL POTENCIAL DE GENERACION DE LAS POSIBLES FORMACIONES GENERADORAS**

A continuación se evaluará el potencial de generación de las posibles formaciones generadoras acudiendo a la integración de las evaluaciones realizadas de madurez termal, calidad y cantidad de la materia orgánica, para el área de influencia de las muestras colectadas. Los rangos de potencial de generación se pueden visualizar en la **Tabla 8**.

La Formación Tibasosa presenta características de madurez termal de tipo maduro con base a la evaluación de los resultados de análisis de porcentaje de reflectancia de vitrinita entre 0.7 a 1.3% con calidades de Kérogeno tipo II (Alto contenido de MOA, liptinita en trazas; inertinitas predominantes sobre la vitrinita) y relaciones de COT vs S2 favorables para la generación de hidrocarburos y un potencial de generación clasificado como regular por su valor en PG de 3.9 (mg Hc/g roca).

La Formación Chipaque en cuanto a su madurez termal es clasificada de tipo maduro por presentar valores de %Ro de 1.14 a 1.2%, con calidades de Kérogeno tipo II (Alto contenido de MOA, liptinita en trazas; inertinitas predominantes sobre la vitrinita) y relaciones de COT vs S2 favorales para la generación de hidrocarburos y un potencial de generación regular a bueno por sus valores de PG entre 4.95 y 6.85 (mg Hc/g roca).

La Formación La Luna presenta condiciones de madurez termal de tipo maduro con valores de %Ro de 1.1%, la calidad de su kerógeno fue clasificada como de tipo II (Muy Alto contenido de MOA, bajo porcentaje de inertita y vitrinita. raros palynomorfos) y relaciones de COT vs S2 de características regulares al igual que su potencial de generación de hidrocarburos con valor en PG igual a 2.94 (mg Hc/g roca).

El Miembro Pinos presenta condiciones de madurez termal de tipo maduro con valores en  $\%Ro=1.15\%$ , clasificando su calidad como kerógenos tipo II (Muy Alto contenido de MOA, bajo porcentaje de vitrinita y trazas de inertita) y favorables relaciones de COT vs S2 con regular potencial de generación de hidrocarburo PG de 4.4 (mg Hc/g roca).

La Formación Guaduas presentó valores de reflectancia de vitrinita ( $\%Ro= 0.46$  a  $0.47\%$ ) la ubicaría en el nivel inmaduro es decir por debajo de 0.5 en  $\%Ro$ . Su calidad de kerógeno es de tipo III (con altos porcentajes de vitrinita e inertitas predominantes sobre MOA) y sus relaciones iniciales de COT vs S2 son excelentes pero su menor evolución termal frente a las demás formaciones permite mantenerla dentro de las expectativas para la generación de hidrocarburos.

Relacionando la evolución termal de tipo maduro para las Formaciones, Tibasosa, Chipaque, La Luna y Pinos, se observó que fueron las únicas que reunieron además las condiciones favorables tanto en calidad y cantidad para la generación de hidrocarburos en el área de influencia del muestreo. La Formación Guaduas se interpreta con posibilidades iniciales de generación por encontrarse en el límite inmaduro a maduro, de acuerdo a los resultados de  $\%Ro$  y  $T_{max}$  respectivamente. Por su menor evolución termal que el resto de Formaciones conserva sus expectativas de generación y presenta las características muy buenas en cuanto a valores de COT vs S2, y calidad de kerógeno tipo III.

Las mejores relaciones de los parámetros COT vs S2 se le atribuyen a la Formación Chipaque dentro de las formaciones generadoras. La calidad de materia orgánica predominante, según la información de petrografía orgánica para las formaciones es de kerógenos tipo II, excepto el de la Formación Guaduas que fue de tipo III.

La determinación de porcentaje de reflectancia para la Formación Tibasosa se realizó por la técnica del índice de coloración de esporas (ICE), para dos muestras. A diferencia de las otras formaciones que fue determinada por la técnica de la reflectancia de la vitrinita a partir de secciones pulidas. En la primera el resultado es un valor de reflectancia equivalente de aproximadamente de %Ro (0.7 – 1.3%), correspondiente a ICE entre (6.5 - 8.5). De acuerdo a los anteriores valores, la madurez termal para la Formación Tibasosa podría ser mayor que las otras formaciones.

Desde el punto de vista de la evaluación de los parámetros de madurez termal, calidad y cantidad de la materia orgánica; las formaciones Tibasosa, Chipaque, La Luna y Pinos reúnen las condiciones para considerarse como rocas fuentes para generar hidrocarburos. La Formación Guaduas posee las condiciones de calidad y cantidad favorable para la generación de hidrocarburos, pero por ser su valor de reflectancia de vitrinita inferior (%Ro entre 0.46 - 0.47%) que las formaciones citadas anteriormente su evolución termal es menor, siendo interpretada como menos favorable su posibilidad como roca generadora, por estar en el límite de inmaduro-maduro aunque conservando la expectativa de generación de hidrocarburos.

## **9.5 PROCESOS DE ALTERACIÓN DE CRUDOS**

Los procesos que afectan la composición de los crudos tienen lugar tanto antes, durante y después de entraparse (Blanc y Connan 1994 en Posada, *et al.* 2001). Los principales procesos se pueden agrupar en dos importantes grupos: procesos primarios ocurridos en la génesis de los aceites y procesos secundarios que ocurren en la roca almacén.

Procesos primarios

Son los procesos que determinan las calidades comerciales del petróleo desde el mismo momento de su generación y están determinados por las características orgánicas y térmicas de las rocas generadoras, es decir ocurren a nivel de roca generadora (Dominguez, *et al.* 2008). Uno de los procesos primarios más comunes es el de madurez termal.

#### Procesos secundarios

La composición final del petróleo puede ser fuertemente influenciada por alteraciones que ocurren durante la migración secundaria y después de la acumulación. Estos procesos ocurren a nivel de reservorio (Dominguez *et al.*, 2008) y principalmente son: biodegradación, lavado por aguas, oxidación y evaporación.

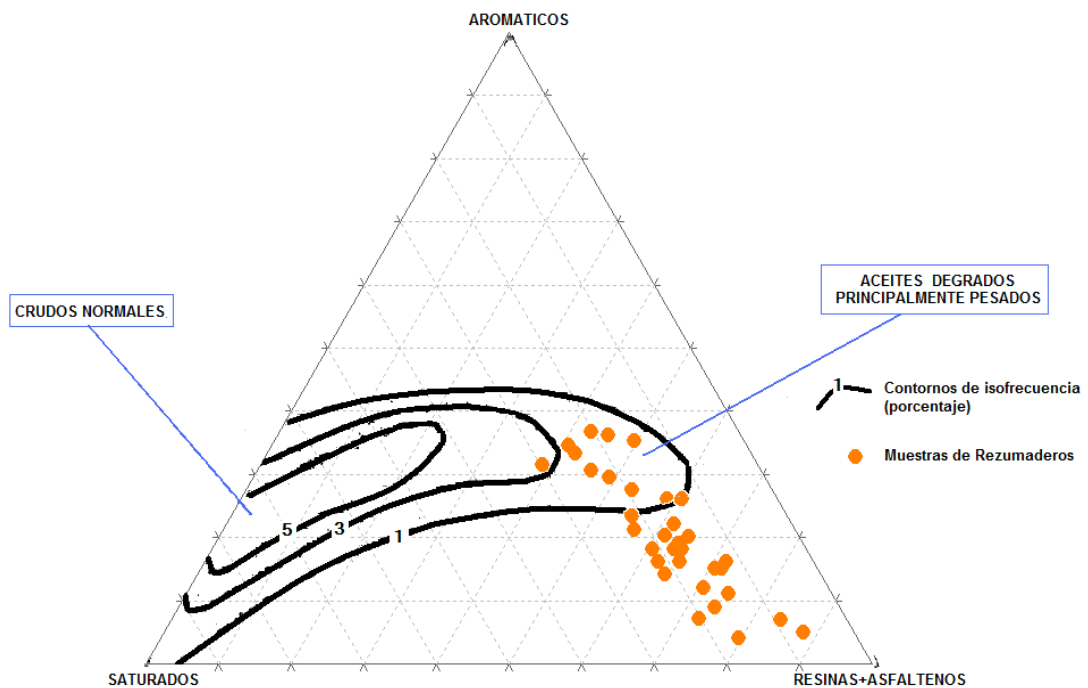
La biodegradación es un proceso de alteración de mayor importancia. Bajo ciertas condiciones algunas especies de bacterias son capaces de destruir algunos compuestos presentes en el petróleo, usándolos como fuente de energía. Las condiciones requeridas para biodegradación de crudo incluye la presencia de una interfase agua – aceite y la presencia de aguas meteóricas que proporcionan nutrientes y oxígeno disuelto. La intensidad de este fenómeno puede variar de baja a extremadamente alta cambiando las propiedades químicas y físicas de los aceites.

En las primeras etapas de degradación bacteriana, ocurre la remoción de alcanos de bajo peso molecular, seguida de la remoción de alcanos  $C_{16}$ - $C_{25}$  y mayores. Por lo general, la degradación bacteriana es seguida del lavado o lixiviado con agua, que dispersa y distribuye de manera no uniforme estos hidrocarburos en el crudo. La variación en la actividad microbiana en la diagénesis del material orgánico contribuye a la variación de estos hidrocarburos en el crudo.

Lo anterior puede ocasionar dificultades a la hora de intentar hacer correlaciones entre extractos de rocas generadoras y aceites de rezumaderos que sufren

alteración en la composición química de sus componentes y dependiendo del grado de biodegradación de los mismos. Se utilizó el diagrama ternario Aromáticos-Saturados Resinas + Asfaltenos (Tissot and Welte 1984) para medir el grado de biodegradación de los muestras de rezumaderos encontrándose un nivel alto, tal y como lo muestra la **Figura 22**.

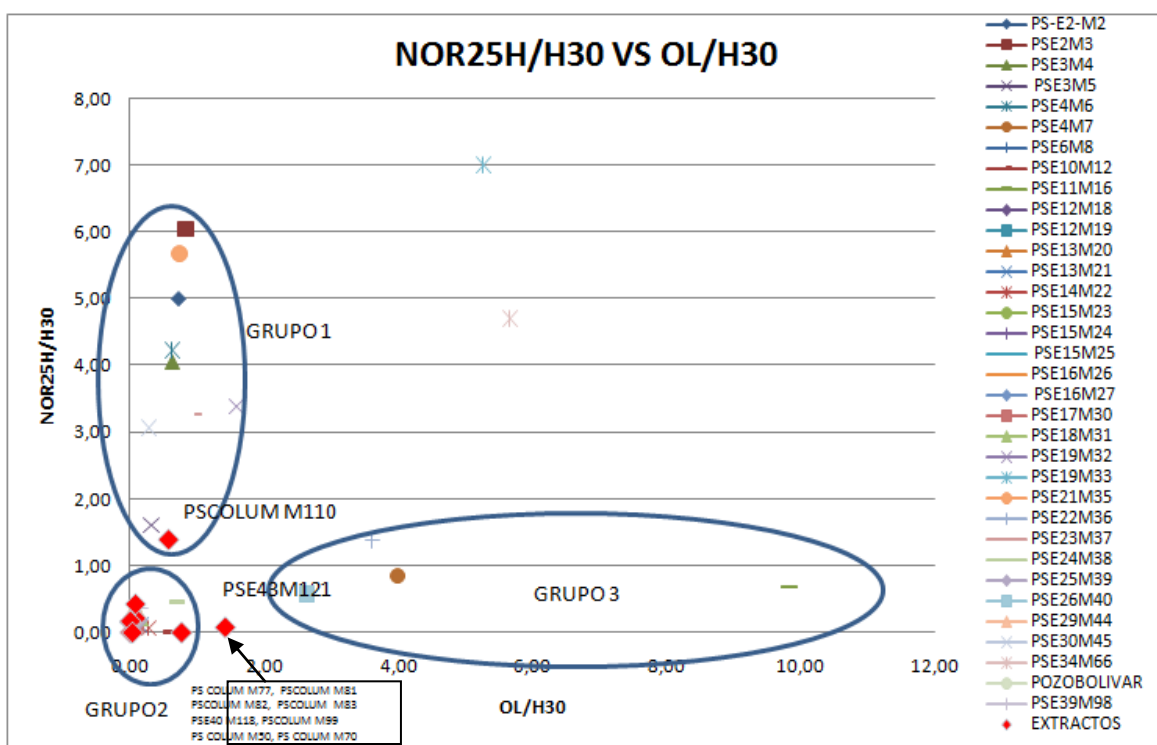
Una alternativa de solución para esta dificultad es precisamente el recurrir a la comparación e identificación en los cromatogramas de picos que indican esta biodegradación por ausencia de ciertos componentes o por disminución en las alturas de los mismos y la identificación de aquellas relaciones de biomarcadores que tienen una fuerte resistencia a la biodegradación y que por su presencia pueden ser empleados al hacer las correlaciones respectivas.



**Figura 22** .Diagrama ternario Aromáticos, Saturados, Resinas+Asfaltenos para muestras de rezumaderos. Diagrama tomado de Tissot and Welte (1984).

## 10. CLASIFICACION GEOQUIMICA DE LAS MUESTRAS DE REZUMADEROS

La gráficas que se presentan a continuación tiene como objetivo mostrar el agrupamiento de las muestras de los rezumaderos según las relaciones entre biomarcadores. Para el logro de este objetivo se realizó en primera instancia la inspección visual de los fragmentogramas correspondientes a la fracción saturada 191 y 217. (**Ver Anexo 12**). Posteriormente se procedió a realizar los gráficos de cruce de relaciones entre biomarcadores, parámetros de biodegradación, condiciones de ambiente de formación y madurez termal; para distinguir grupos de rezumaderos y luego confirmar dichas asociaciones mediante el empleo de relaciones de biomarcadores de la fracción aromática. El análisis de cada asociación arroja conclusiones sobre su grado de biodegradación, la madurez termal y ambiente de formación.



**Figura 23.** Relaciones NOR25H/30H VS OL/H30. Los rombos de color rojo ilustran muestras pertenecientes a extractos de roca, los demás símbolos y de distinto color son muestras de rezumaderos.

En la **Figura 23** se evidencia la asociación de muestras pertenecientes al grupo 1. Este grupo presenta valores predominantemente bajos en la relación Oleanano/Hopano H30  $<1$  y para la relación NOR25H/H30  $>1$ , sugiriendo alta biodegradación.

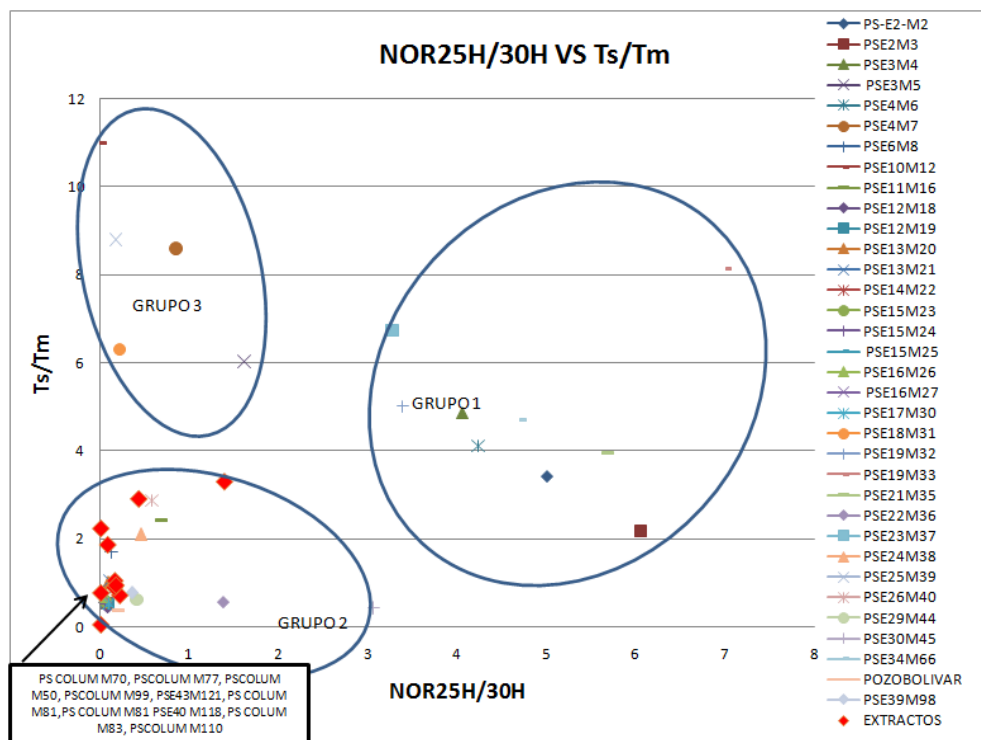
El grupo 2 serían las de menor grado de biodegradación por su relación Norhopanos 25H/Hopano30 (Nor25H/H30) y Oleanano/ H30 (OL/H30) menores a 1.

En el grupo 3 corresponderían a las de condiciones más óxicas de formación por su elevada relación Oleanano/H30.

Según Moldowan (1993) Norhopanos 25 H es indicativo de alta biodegradación, cuando dentro de este proceso las n-parafinas han sido destruidas y los isoprenoides acíclicos pristano y fitano son remanentes. De la misma manera el citado autor considera que la relación OL/H30 es altamente índice de materia orgánica precursora proveniente de plantas superiores en el ambiente de depósito de las rocas fuentes de aceites y cuanto más alta sea esta relación mayor es la influencia de materia orgánica derivada del continente.

En la **Figura 24** se puede observar la diferenciación de tres grupos de rezumaderos según el cruce de relaciones Norhopano 25H/30H vs Ts/Tm.

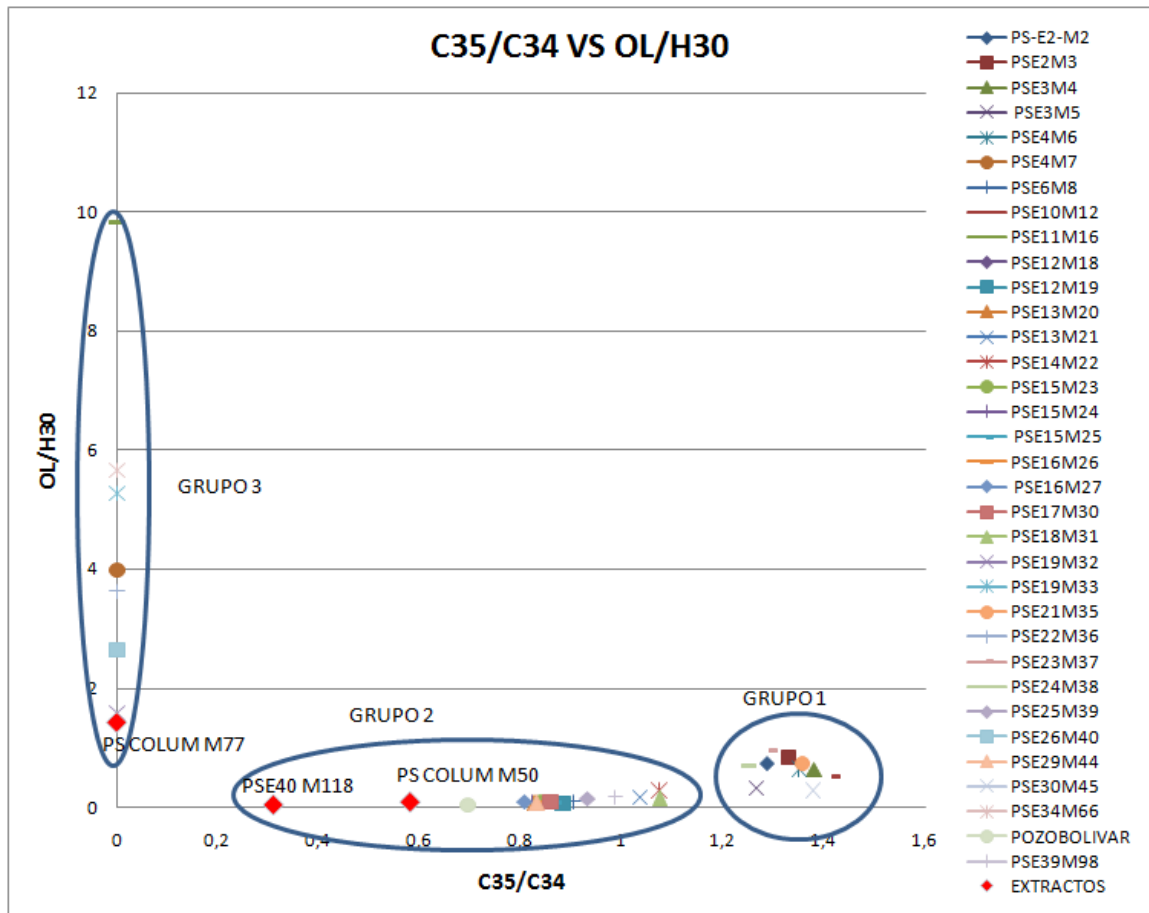
El grupo 1 presenta mayor biodegradación por tener los mayores valores tanto en la relación Nor25H/30H y Ts/Tm. Mientras el grupo 2 corresponde a las muestras con menor biodegradación. A su vez las muestras del grupo 1 serían aparentemente las de mayor madurez termal que el grupo 2 por presentar valores mayores en Ts/Tm, pero esta interpretación debe ser analizada con precaución debido a su respectiva biodegradación y tendría que ser realizada en muestras sin alteración.



**Figura 24.** Relaciones Nor25H/30H vs Ts/Tm. Los rombos de color rojo ilustran muestras pertenecientes a extractos de roca, los demás símbolos y de distinto color son muestras de rezumaderos.

De la misma manera valores en  $Ts/Tm < 1$  indican condiciones marinas subóxicas a anóxicas mientras relaciones mayores que 1 indican condiciones óxicas en el ambiente de depósito. Según Moldowan (1993) aceites provenientes de rocas calizas tienen bajos valores en  $Ts/Tm$  y cuanto mayor es esta relación mayor es la influencia de materia orgánica proveniente del continente, pero hay que ser precavidos frente la fuerte influencia de la biodegradación sobre este parámetro. Anómalamente el Grupo 1 presenta una alta relación  $Ts/Tm$  sugiriendo de manera errada un ambiente de características óxicas lo cual contrasta con la Figura 25 del cruce de relaciones  $C35/C34$  vs  $OL/H30$  donde se interpreta al grupo 1 de manera correcta como de ambiente carbonatado de condiciones anóxicas.

En la **Figura 25** se puede observar la diferenciación de tres grupos de rezumaderos según el cruce de relaciones  $C35/C34$  vs  $OL/H30$ .



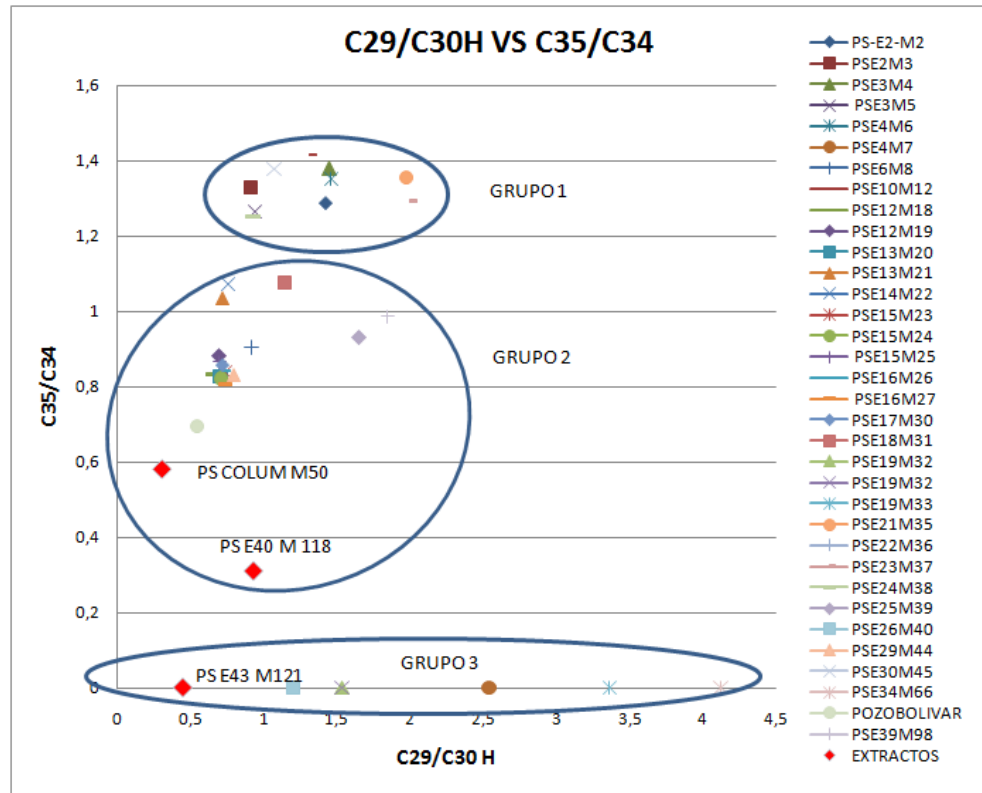
**Figura 25.** Relaciones C35/C34 VS OL/H30. Los rombos de color rojo ilustran muestras pertenecientes a extractos de roca, los demás símbolos y de distinto color son muestras de rezumaderos.

El grupo 1 presenta valores mayores que 1 en la relación C35/C34, lo que significa una tendencia a condiciones subóxicas-anóxicas del ambiente de depósito, mientras al grupo 2 por poseer valores menores a 1 se le interpreta con tendencia a condiciones transicionales marino-continente pero con mayor oxigenación.

Para el grupo 2 se encontraron extractos con valores similares para las relaciones graficadas correspondientes a las muestras PS COLUM M50 (Miembro Los Pinos) y PS E40 M118 (Formación Guaduas)

El grupo 3 presenta valores  $>1$  en la relación OL/H30 sugiriendo tendencia de condiciones subóxicas a óxicas en el ambiente de depósito con presencia de materia orgánica derivada de plantas superiores. Se presentó coincidencia con la muestra correspondiente al extracto PS COLUM M77 (Formación Chipaque), pero en el cruce de otras relaciones como por ejemplo C29/C30 vs C35/C34 para el grupo 3 se encontraron también muestras de extractos pertenecientes a la Formación Guaduas. **Ver Figura 26.**

**La Figura 26** muestra la gráfica de las muestras correspondiente al cruce de las relaciones C29/C30Hopano vs C35/C34.



**Figura 26.** Relaciones C29/C30H VS C35/C34. Los rombos de color rojo ilustran muestras pertenecientes a extractos de roca, los demás símbolos y de distinto color son muestras de rezumaderos.

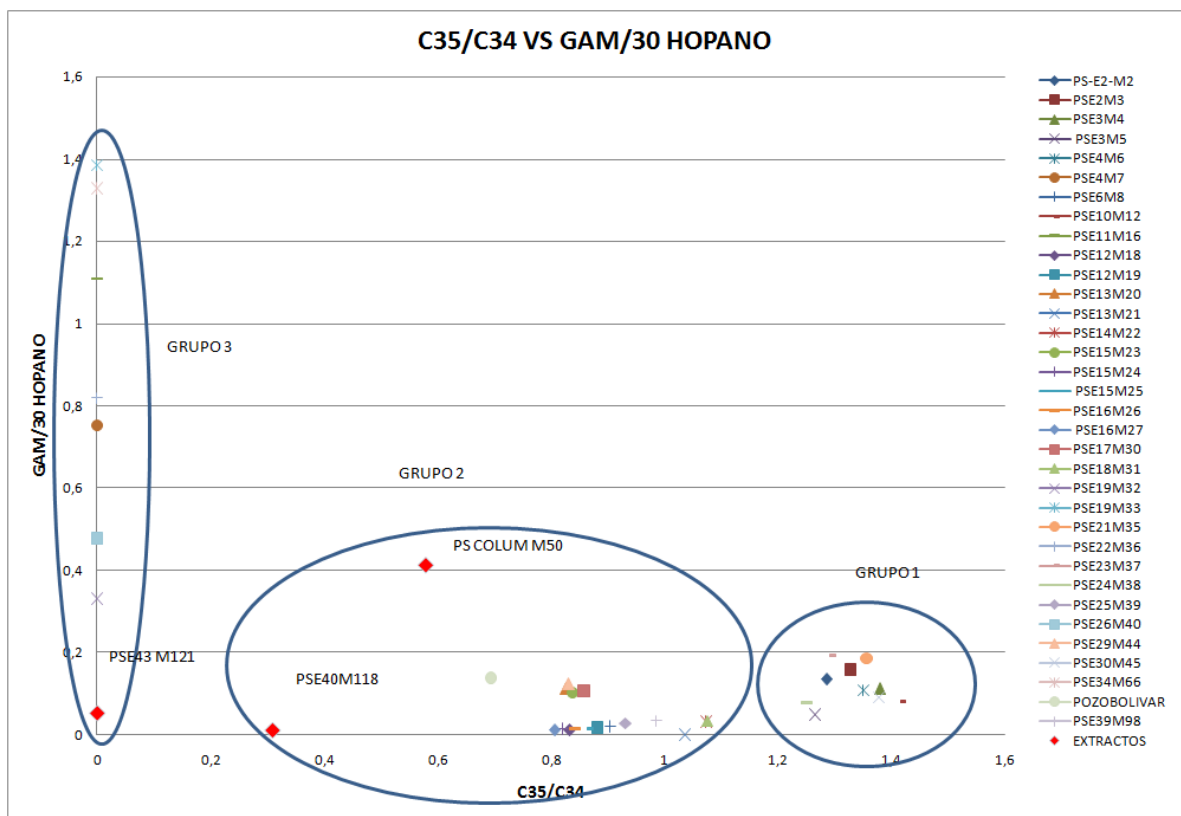
Las muestras del grupo 1 presentan valores  $> 1$  de las relación C35/C34 y C29/C30 lo que sugiere una tendencia de condiciones marinas con menor oxigenación para el ambiente de depósito.

La mayoría de muestras del grupo 2 presentan valores menores que 1 para las relaciones C35/C34 y C29/C30 lo que sugiere una tendencia a condiciones transicionales con mayor oxigenación. Para el grupo 3 se sugiere tendencia a condiciones óxicas del ambiente de depósito por ser la relación  $C35/C34 < 1$ .

Al grupo 2 se asocian las muestras de extractos PS COLUM M50 y PS E40 M118 pertenecientes a las Formaciones Pinos y Guaduas.

Al grupo 3 se asocia la muestra de extracto de posibles Formaciones generadoras como PSE43M121 perteneciente a la Formación Guaduas.

La **Figura 27** muestra la gráfica de las muestras correspondiente al cruce de las relaciones C35/C34 vs Gammacerano/30 Hopano.(Gam/H30).



**Figura 27.** Relaciones C35/C34 VS GAM/30HOPANO. Los rombos de color rojo ilustran muestras pertenecientes a extractos de roca, los demás símbolos y de distinto color son muestras de rezumaderos.

Las muestras del grupo 1 presentan valores  $> 1$  en la relación C35/C34 lo que sugiere una tendencia de condiciones marinas subóxicas a anóxicas para el ambiente de depósito.

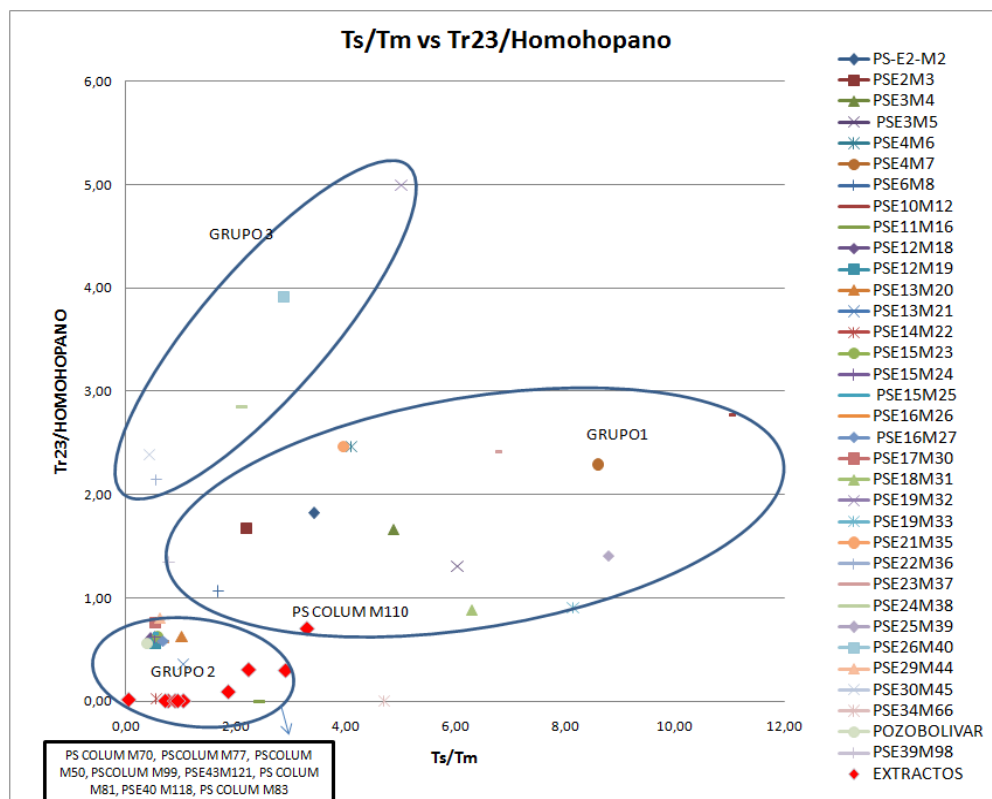
La mayoría de muestras del grupo 2 presentan valores menores que 1 para las relaciones C35/C34 lo que sugiere una tendencia a condiciones transicionales marino-continentales con mayor oxigenación. Se asocia a este grupo la muestras de extractos PS COLUM M50 perteneciente al Miembro Los Pinos y PSE40M118 de la Formación Guaduas.

Las muestras de rezumaderos del grupo 3 presentan los más altos valores de la relación Gammacerano/C30Hopano. El gammacerano es más fuerte a la biodegradación que los esteranos y triterpanos. El gammacerano generalmente asociado con ambientes de incremento de la salinidad tanto de ambientes marinos y lacustres. Se asocia a este grupo la muestra de extracto de roca PSE43M121 perteneciente a la Formación Guaduas.

**La Figura 28** muestra el agrupamiento de las muestras correspondiente al cruce de las relaciones  $T_s/T_m$  vs  $Tr_{23}/Homohopano$ .

Las muestras del grupo 1 presentan los valores  $>1$  en la relación  $T_s/T_m$  y el relativo aumento en la relación  $Tr_{23}/Homohopano$  lo que indica alta biodegradación. Se asocia a este grupo la muestra PS COLUM M110 perteneciente a la Formación La Luna.

Las muestras del grupo 2 presentan valores  $<1$  en la relación  $T_s/T_m$  y  $Tr_{23}/Homohopanos$ , lo que sugeriría menor biodegradación que el grupo 1. Al insertarse los valores de los extractos de rocas generadoras se ubican dentro de este grupo las muestras procedentes de la Formación Tibasosa (PS COLUM M70), de la Formación Chipaque (PS COLUM M77, PS COLUM M81, PS COLUM M83) y la de código PS E40 M118 correspondiente a los extractos de roca tipo shale de la Formación Guaduas.



**Figura 28.** Relaciones  $Ts/Tm$  vs  $Tr_{23}/homohopano$ . Los rombos de color rojo ilustran muestras pertenecientes a extractos de roca, los demás símbolos y de distinto color son muestras de rezumaderos.

Las muestras del grupo 3 por presentar alta relación  $Tr_{23}/Homohopano$ s indica alta biodegradación en la cual los componentes más resistentes a este proceso son los tricíclicos terpanos, con materia orgánica precursora de bacterias y algas.

La **Figura 29** muestra la asociación de muestras de rezumaderos según las relaciones  $TA(I)/TA(I+II)$  vs  $TAS/(MAS+TAS)$ . Este cruce de relaciones de componentes monoaromáticos esteroides confirma la propuesta de clasificación de tres grupos para las muestras de rezumaderos.

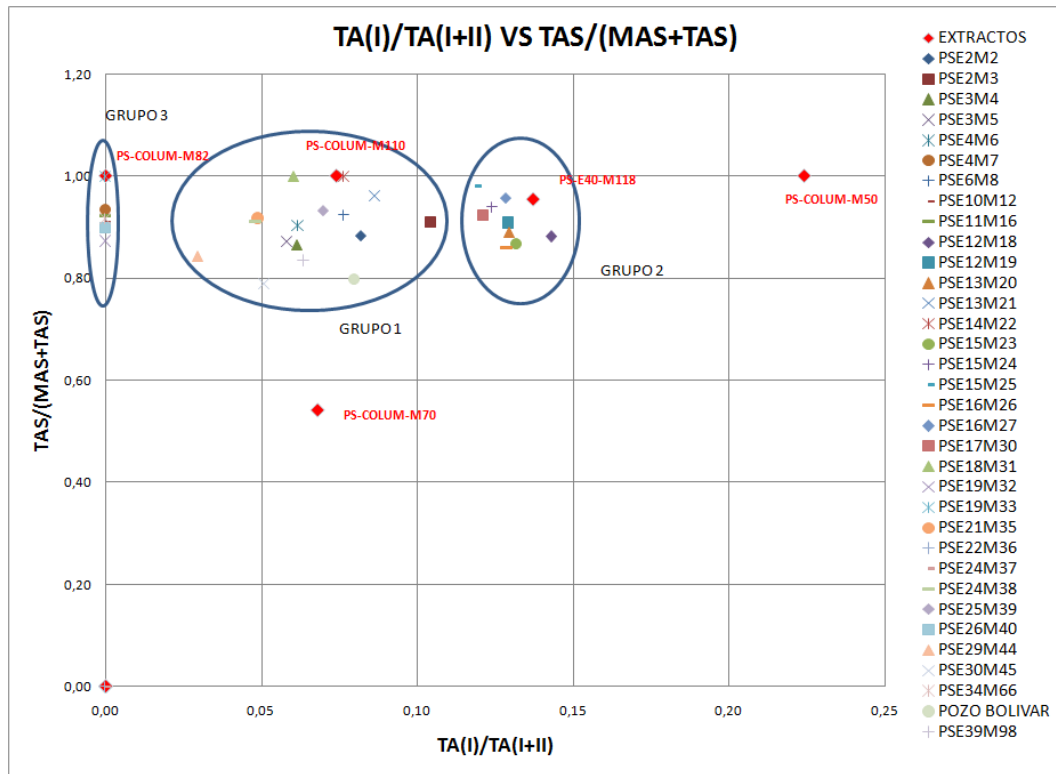
Peters y Moldowan (1993) señalan que la relación  $TA(I)/TA(I+II)$  es frecuentemente aplicada para determinar rango de madurez comprendido entre el pico maduro a madurez tardía y es medida usando el  $m/z$  231 de la cromatografía de masas. En concordancia con los mencionados autores se usa la suma de  $C_{26}$ -

C<sub>28</sub> (20S+20R) TA esteroides como TA(II) y la suma del C<sub>20</sub> y C<sub>21</sub> TA esteroides como TA(I).

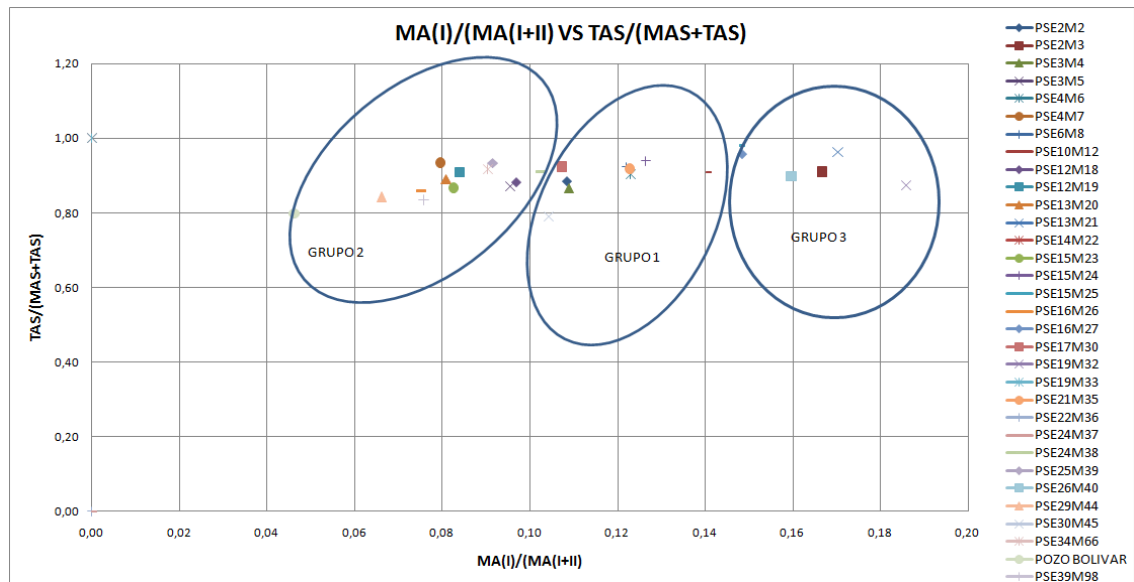
En la **Figura 29** también se ubica el grado de coincidencia de la muestras correspondientes al extracto PS COLUM M110 de la Formación La Luna con el grupo 1, PS E40 M118 de la Formación Guaduas al grupo 2 y PS COLUM M82 de la Formación Chipaque al grupo 3.

Peters y Moldowan (1993) también señalan como la relación TAS/(MAS+TAS) es frecuentemente aplicada específicamente para determinar madurez en el rango inmaduro a maduro y es medida usando los fragmentogramas m/z 253 (monoaromáticos esteroides) y m/z 231 (triaromáticos esteroides). Los mismos autores proponen la relación MA(I)/MA(I+II) como importante para determinaciones de madurez en el rango de madurez temprana a tardía e ilustran que esta relación puede ser determinada utilizando el cromatograma m/z 253 y sugieren el uso de la suma de todos los principales C<sub>27</sub> a C<sub>29</sub> MA esteroides como MA(II) y la suma de C<sub>21</sub> y C<sub>22</sub> como MA(I).

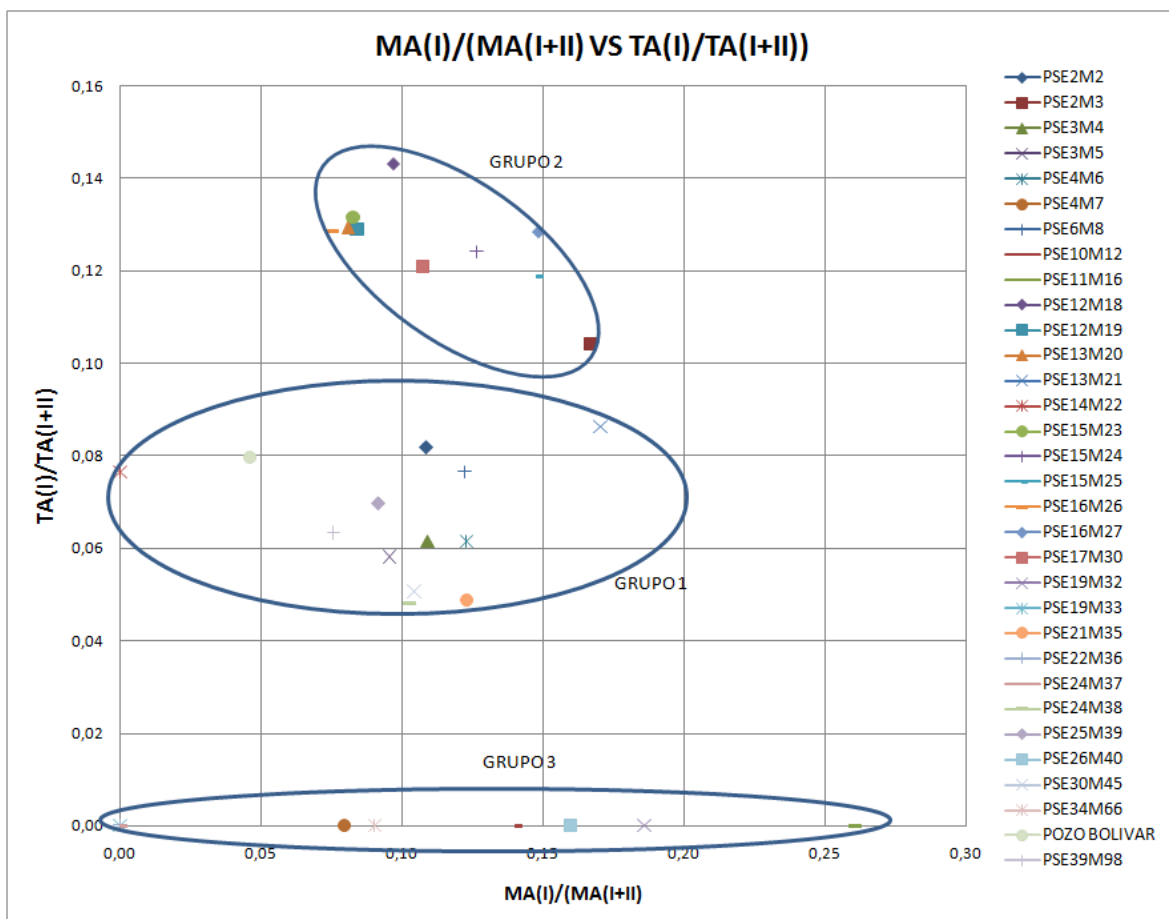
En las **Figuras 30 y 31** puede observarse el cruce de relaciones MA(I)/(MA (I+II)) vs TAS/(MAS+TAS) y MA (I)/(MA(I+II)) VS TAS/(MAS+TAS) respectivamente. En las figuras citadas anteriormente no aparecen los extractos de posibles rocas generadoras asociados a algunos de los grupos de rezumaderos por ser los valores de la relación MA (I)/(MA(I+II)) iguales a cero.



**Figura 29.** Relaciones  $TA(I)/TA(I+II)$  vs  $TAS/(MAS+TAS)$ . Los rombos de color rojo ilustran muestras pertenecientes a extractos de roca, los demás símbolos y de distinto color son muestras de rezumaderos.



**Figura 30.** Relaciones  $MA(I)/(MA(I+II))$  vs  $TAS/(MAS+TAS)$ , para las muestras de rezumaderos.

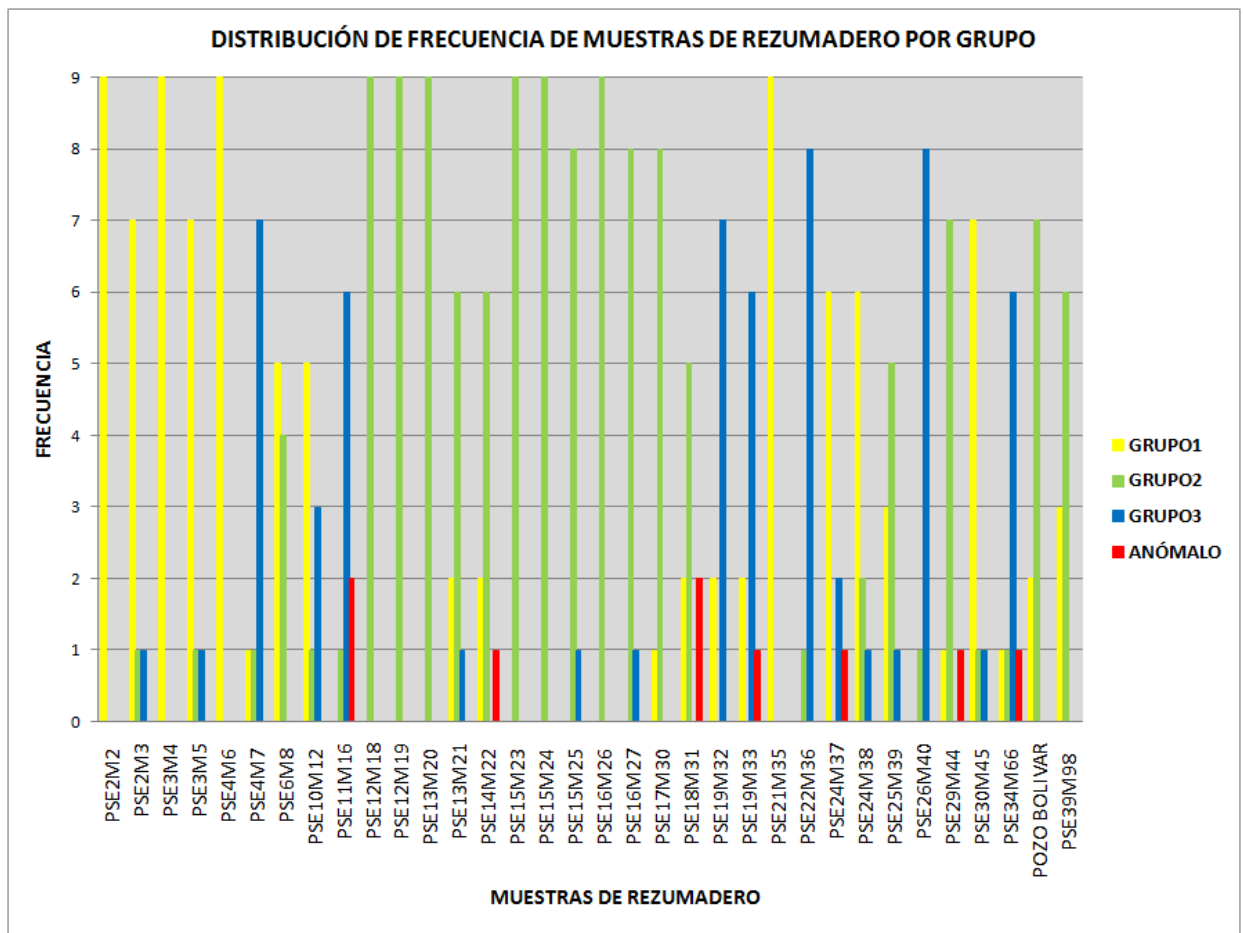


**Figura 31.** Relaciones MA (I)/(MA(I+II)) vs TA (I)/TA (I+II), para las muestras de rezumaderos.

Para la clasificación de los grupos de rezumadero se tuvo en cuenta la frecuencia de presencia de cada muestra en un respectivo agrupamiento, de esta manera solo las muestras que pertenecieron 9 veces al mismo conjunto, se consideraron como grupo independiente y el no cumplimiento de esta condición se interpretó como posible mezcla de aceites de los otros grupos ya diferenciados.

La **Figura 32** ilustra la distribución de frecuencia de las muestras de rezumaderos en las relaciones empleadas para su clasificación. Las muestras PSE2M2, PSE3M4, PSE4M6, PSE21M35 del grupo 1 y las muestras PSE12M18, PSE12M19, PSE13M20, PSE15M23, PSE15M24, PSE16M26 del grupo 2, se encuentran nueve veces únicamente en su respectivo grupo. Mientras para el

denominado “grupo 3” se observa que sus muestras constitutivas se asocian en ocasiones al grupo 1 y otras al grupo 2 por eso se interpretan como mezcla de aceites.



**Figura 32.** Distribución de frecuencia de muestras de rezumadero por grupo.

En la **Tabla 25** se presentan la clasificación final realizada para las muestras de rezumaderos producto de revisar y determinar la frecuencia de asociación a cada uno de los grupos propuestos en las 9 gráficas de cruce de relaciones de biomarcadores.

**Tabla 25.** Clasificación final muestras rezumaderos según relaciones entre biomarcadores.

GRUPO 1		GRUPO 2		GRUPO 3	
Ambiente Marino anóxico		Ambiente Marino Subóxico-óxico		Mezcla de aceites	
PSE2M2		PSE12M18		PSE2M3	PSE19M32
PSE3M4		PSE12M19		PSE3M5	PSE19M33
PSE4M6		PSE13M20		PSE4M7	PSE22M36
PSE21M35		PSE15M23		PSE6M8	PSE24M37
		PSE15M24		PSE10M12	PSE24M38
		PSE16M26		PSE11M16	PSE25M39
				PSE13M21	PSE26M40
				PSE14M22	PSE29M44
				PSE15M25	PSE30M45
				PSE16M27	PSE34M66
				PSE17M30	POZO BOLIVAR
				PSE18M31	PSE39M98

Los cruces de los parámetros geoquímicos utilizados son:

- NOR25H/30H VS OL/H30
- NOR25H/30H VS Ts/Tm
- C35/C34 VS OL/H30
- C29/C30H VS C35/C34
- C35 VS GAM/30HOPANO
- Ts/Tm VS Tr23/homohopano
- TA(I)/TA(I+II) VS TAS/(MAS+TAS).
- MA(I)/(MA (I+II) VS TAS/(MAS+TAS)
- MA (I)/(MA(I+II) VS TA (I)/TA (I+II)

Las relaciones principales a considerar fueron basadas con relación a la resistencia de los procesos de biodegradación. Según Peters&Moldowan(1993) de mayor a menor susceptibilidad frente al proceso de biodegradación estarían las siguientes clases de componentes de biomarcadores: n-parafinas > aciclicos isoprenoides > Hopanos (25-norhopanos presentes)  $\geq$  Esteranos > Hopanos (no 25-norhopanos) ~ diasteranos > Aromaticos esteroides > Porphyrinas.

Las relaciones predominantes para la clasificación son: nor25/30h, gam/Hopo30, OL/H30 y las relaciones de esteroides aromáticos TAS/(MAS+TAS), TA(I)/TA((I+II)), estas últimas serían según la escala de biodegradación los componentes que presentan mayor resistencia a este proceso.

En la **Tabla 26** se presenta la evaluación de los parámetros geoquímicos usados para la clasificación de grupos de rezumaderos.

Como método de validación de la clasificación de los grupos de rezumaderos se elaboró un dendograma con base en los valores de los parámetros geoquímicos.

El dendograma permite agrupar las muestras en función de esa distancia geométrica en forma jerárquica, por lo que valores más bajos de este parámetro (ramas más cortas del dendograma) indican mayor semejanza de las muestras. Los racimos de muestras formados en estos dendograma reúnen las muestras en función de sus características similares y de proximidad a sus relaciones vecinas, permitiendo hacer la clasificación de los grupos de aceite de rezumaderos.

En la **Figura 33** se clasifican los distintos grupos de rezumaderos por medio del dendograma empleando los mismos parámetros geoquímicos de la Tabla 26.

**Tabla. 26.** Evaluación de los principales parámetros geoquímicos usados para la clasificación de grupos de rezumaderos.

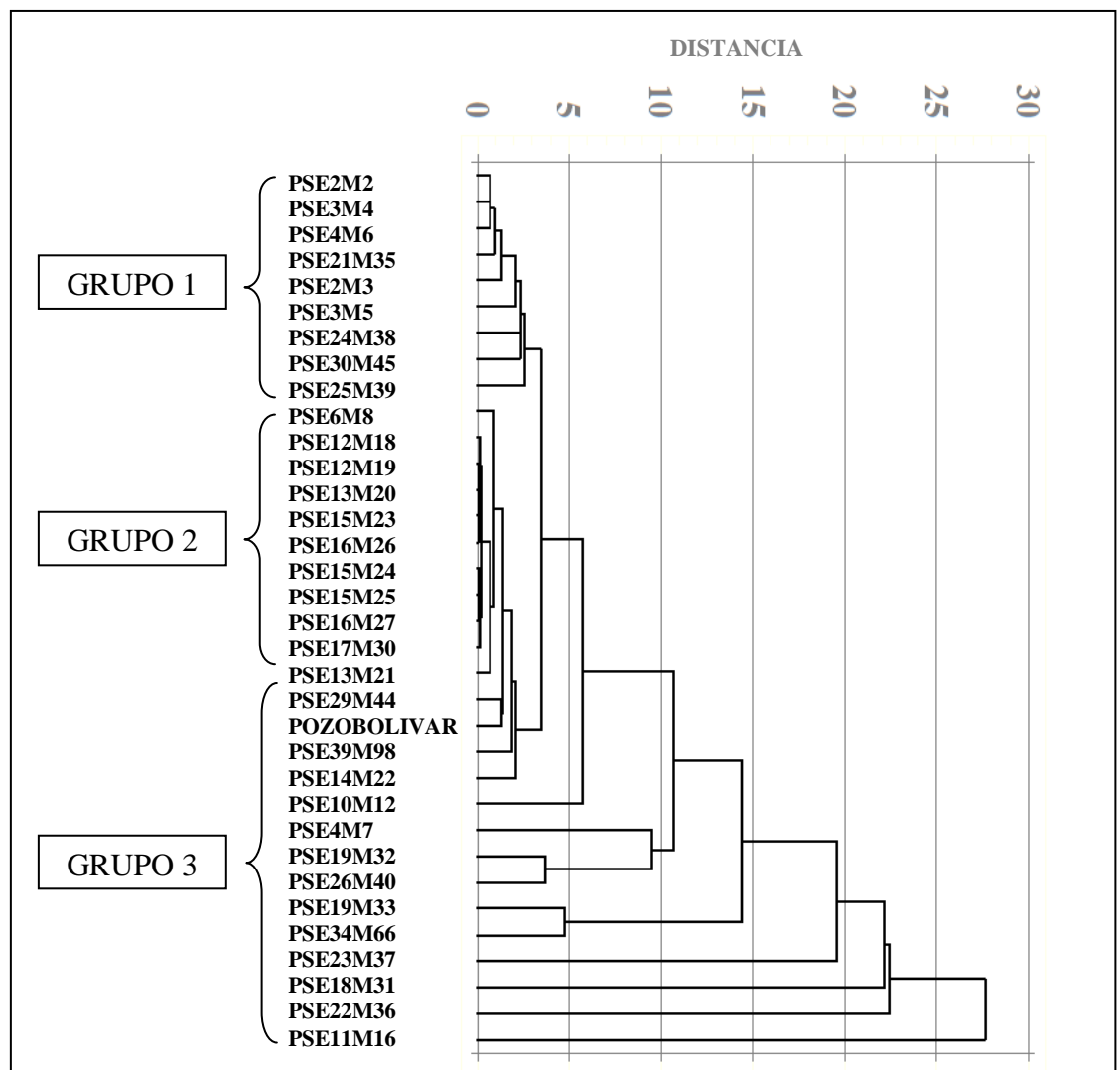
		GRUPO DE REZUMADERO		
		GRUPO 1	GRUPO 2	GRUPO 3
<b>PARAMETROS GEOQUIMICOS</b>	<b>nor25/30h</b>	ALTO	BAJO	BAJO
	<b>Ts/Tm</b>	ALTO	BAJO	ALTO
	<b>OL/H30</b>	BAJO	BAJO	ALTO
	<b>C35/C34</b>	ALTO	BAJO	BAJO
	<b>C29/C30H</b>	ALTO	BAJO	ALTO
	<b>Gam/Hopo30</b>	BAJO	BAJO	ALTO
	<b>C23Tr/Homoh</b>	ALTO	BAJO	ALTO
	<b>MA(I)/MA(I)+MA(II)</b>	BAJO ++	BAJO +	BAJO +++
	<b>TAS/(MAS+TAS)</b>	BAJO ++	BAJO ++	BAJO ++
	<b>TA(I)/TA(I+II)</b>	BAJO ++	BAJO +++	BAJO +

**NOTA:** Para los parámetros geoquímicos aromáticos MA(I)/MA(I)+MA(II), TAS/(MAS+TAS) y TA(I)/TA(I+II), la escala de referencia es en base a el incremento relativo de la relación de un grupo con respecto a otro. (+++) Mayor incremento; (+) Menor incremento.

Las distancias en el dendograma entre las muestras del grupo 1 es pequeña, lo que indica alta similitud entre ellas, algo similar ocurre con el grupo 2; mientras para las muestras del grupo 3 la distancia entre ellas se hace mayor, lo cual puede ser explicado por posible mezcla de crudos generados de variaciones de facies litológicas de las Formaciones propuestas como generadoras. (Fms La Luna, Pinos y Guaduas).

Obsérvese la alta relación OL/H30 que puede ser atribuida a mayor contribución de materia orgánica proveniente de plantas superiores, desarrolladas en un ambiente más continental (facies carbonosas de la Fm Guaduas).

Se evidencia una buena coincidencia entre la clasificación empleando el método estadístico del dendograma y el agrupamiento inicial de los rezumaderos que fueron producto del inventario y revisión de las asociaciones más frecuentes realizadas mediante el cruce de relaciones de los parámetros geoquímicos utilizados.



**Figura 33.** Dendograma para muestras de rezumaderos empleando los respectivos parámetros geoquímicos.

El principal factor en el cambio de la geoquímica de las muestras, es debido a la biodegradación, esto tiene profunda repercusión en la clasificación de las muestras de los rezumaderos, en la determinación del grado de madurez termal de los grupos propuestos y sus respectivos ambientes de formación. Para esto se tuvo en cuenta la escala o niveles de rango de grado de biodegradación propuesta por Hunt (1995), la cual se caracteriza por el ataque, degradación ó desaparición de determinados compuestos y la preservación ó supervivencia de otros más resistente al proceso de biodegradación. **Ver tabla 27.**

**Tabla 27.** Cambios en la composición molecular de aceites con el incremento de biodegradación. Tomado de Hunt (1995)

NIVEL O RANGO	CAMBIOS COMPOSICIONALES	GRADO DE BIODEGRADACION
1	n-Alkanos C1 a - C5 reducidos	Menor
2	Sobre 90% C1 a C35 n-Alkanos idos	Notorio
3	Isoalkanos, incluyendo isoprenoides atacados; alkyciclohexanos y alkylbenzenos removidos.	Moderado
4	Isoprenoides alkanos y methylnaphtelanos disminuidos.	Moderado
5	C14 - C16 bicíclicos alkanos degradado.	Amplia
6	25-Norhopanos pueden ser formados; steranos atacados con las primeras pequeñas moléculas	Alta
7	Esteranos idos; diasteranos inafectados	Alta
8	Hopanos atacados	Muy Alta
9	Hopanos idos; diasteranos atacados. Oleananos, terpanos tricíclicos y aromaticos esteroides sobreviven.	Severa
10	Diasteranos y terpanos tricíclicos destruidos; esteroides aromaticos atacados; vanadio? Porfirinas sobreviven.	Extrema

Según la tabla anterior el grupo 2 correspondería al de menor nivel de biodegradación (niveles 5-6), por la presencia baja de 25-Norhopanos y los C14-C16 bicíclicos alkanos degradados correspondiente a un grado de biodegradación amplio a alto.

El grupo 3 correspondería a un niveles de biodegradación (6-7), por la presencia baja de 25-Norhopanos, las relaciones altas de OL/H30 y C23Tr/Homohopanos , esteranos removidos sugiriendo entonces un grado alto de biodegradación.

Las muestras de mayor biodegradación corresponden a las de grupo 1, niveles (8-9), hopanos atacados, diasteranos degradados. Oleananos, triciclicos terpanos y esteroides aromaticos sobreviven, evidenciando un grado entre muy alta a severa de la escala de biodegradación.

### **10.1 SIGNIFICADO AMBIENTAL DE LA CLASIFICACIÓN DE LAS MUESTRAS DE REZUMADEROS**

Grupo 1: rezumaderos con alto grado de biodegradación según parámetro geoquímico nor25/30H y con presencia de componentes aromáticos fuertemente resistentes a la biodegradación como  $TAS/(MAS+TAS)$ ,  $TA(I)/TA((I+II))$  y  $MA(I)/MA(I)+MA(II)$  . Constituye el grupo con mayores evidencias de muy alta biodegradación lo cual dificulta establecer significados sobre rango de madurez o establecimiento del ambiente de formación de los mismos.

Sin embargo se sugiere posiblemente un ambiente marino de tendencia subóxica -anóxica de formación para el grupo 1 fundamentado lo anterior en los las relaciones mayores que 1 para C35/C34, C29/C30H y menores que 1 para las relaciones OL/H30 y Gam/C30H que sugieren condiciones subóxicas.. Además de  $Pr/Fi < 3$  que confirma el ambiente marino.

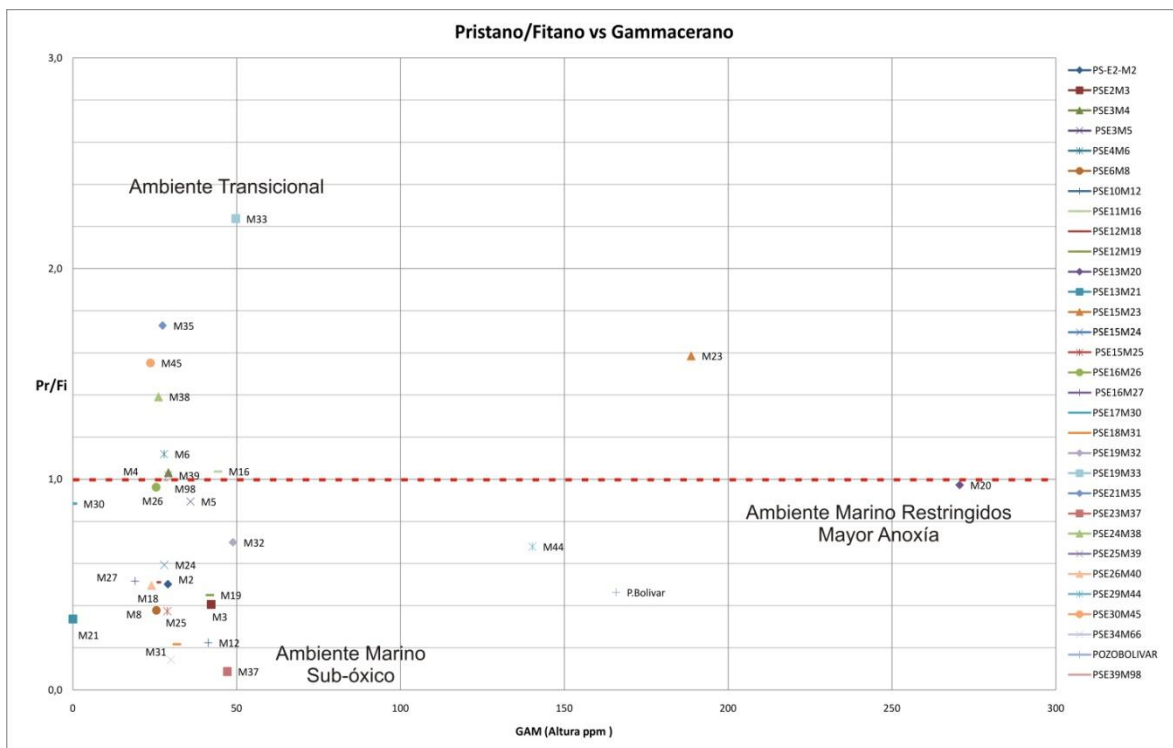
Grupo 2: Los rezumaderos de este grupo presentarían un grado de biodegradación menor que los otros grupos por ser las relaciones nor25/30h, C23Tr/Homohopano y monoaromáticos esteroides bajas. Por ser el grupo de muestras con menor biodegradación son los más útiles y de menor grado de dificultad para inferir ambiente de formación.

Los rezumaderos pertenecientes al grupo 2 presentarían las características de un ambiente transicional marino-continente de condiciones subóxicas a óxicas, sustentado lo anterior en las bajas relaciones (menores que 1), C35/C34 y Gam/C30; por otra parte las relaciones C29/C30H y OL/H30 son menores que 1 sugieren condiciones subóxicas, donde el aporte de materia orgánica del continente es muy bajo.

Según Peters&Moldowan (1993), para muestras en la ventana de generación de aceites, alta relación Pr/Fi ( $>3.0$ ) indicando entrada de materia orgánica proveniente del continente bajo condiciones óxicas.

La **Figura 34** ilustra la relación Pr/Fi vs Gam siendo utilizada de manera complementaria a los parámetros geoquímicos composicionales principales empleados para separar los grupos. El cruce entre las relaciones Pr/Fi vs Gam evidencia que para las muestras de rezumaderos de los grupos 1, 2, 3 distinguidos anteriormente, la relación Pr/Fi es menor de 3, indicando de manera general ambientes de tipo marino para los tres grupos.

La utilidad de la relación Pr/Fi vs Gam, fue la de contribuir a la definición de los ambientes de formación de los rezumaderos diferenciando así lo que es de influencia marina o continental.



**Figura 34.** Relación Pristano/Fitano vs Gammacerano

Grupo 3: Los rezumaderos del grupo 3 la relación nor25/30 H es baja, los hopanos fueron atacados por la biodegradación, parcialmente degradados pero aun sobreviven. Se encuentra bajas relaciones C34/C35 Hopano pero altas relaciones C29/C30 Hopano y C23Tr/Homohopano.

Los rezumaderos del grupo 3 pueden ser explicados como una mezcla de aceites provenientes de los grupos 1 y 2 lo cual se evidencia en las distintas gráficas correspondientes al cruce de los parámetros geoquímicos empleados. Cabe aclarar que las muestras del grupo 3 presentan características genéticas tanto del grupo 1 y 2 lo cual hace que algunas veces se asocien dentro de ellos. Este aspecto también puede ser evidenciado en la **Figura 32** en donde las muestras del “grupo 3” se encuentran asociadas o acompañadas con barras de frecuencia pertenecientes a los demás grupos lo cual prueba que las llamadas muestras “grupo 3” realmente corresponden a una mezcla de aceites.

## 11. CORRELACION ENTRE EXTRACTOS DE POSIBLES ROCAS GENERADORAS CON MUESTRAS DE REZUMADEROS.

Posteriormente a la realización de la clasificación de los rezumaderos se procedió a hacer la debida correlación con las muestras de los extractos de posibles rocas generadoras utilizando el mismo cruce de relaciones de biomarcadores empleados en la clasificación de rezumaderos y destacando las coincidencias a nivel del ambiente de formación con los extractos.

El primer cruce de relaciones correspondió a Nor25H/30H VS OL/H30 correspondiente a la (Figura 23). En la mencionada gráfica se puede observar lo siguiente: los extractos PS COLUM M70 de la Formación Tibasosa, PS COLUM M77, PS COLUM M81, PS COLUM M82, PS COLUM M83 pertenecientes a la Formación Chipaque; PS COLUM M99 de la Formación La Luna ; PS COLUM M50 del Miembro Pinos y PS E43 M121 de la Formación Guaduas; coinciden en su agrupamiento con los rezumaderos menos biodegradados que corresponden al grupo 2. Mientras el extracto PS COLUM M110 de la Formación la Luna se agrupa con los rezumaderos del grupo 1.

Para el siguiente cruce de relaciones Nor25H/30H vs Ts/Tm puede visualizarse en la (Figura 24), en la cual todas las muestras de extractos se agrupan con el grupo de rezumaderos menos biodegradado que corresponde al grupo 2.

En el cruce de relaciones C35/C34 vs OL/H30 (Figura 25), los extractos PS COLUM M50 y (shales-Miembro Pinos) PSE40M118 (Shales-Formación Guaduas) se agrupan con los rezumaderos del grupo 2 mientras el extracto PS COLUM M77 (Formación Chipaque) se agrupa con el grupo 3. Los demás extractos no presentaron valores para estas relaciones.

En el cruce de relaciones C29/C30H VS C35/C34 (Figura 26), los extractos PS COLUM M50 y PS E40 M118 provenientes de las Formaciones Pinos y Guaduas respectivamente se agruparon con los rezumaderos del grupo 2. El extracto PS

E43 M121 proveniente de litología tipo carbón de la Formación Guaduas se agrupó junto los rezumaderos del grupo 3.

Para el cruce  $C35/C34$  vs  $Gam/30H$  (Figura 27) ,volvieron a coincidir los extractos PS COLUM M50 (Formación Pinos) y PS E40 M118(Formación Guaduas) con el grupo 2 de rezumaderos y la muestra de extracto PSE43M121 proveniente de carbón de la Formación Guaduas con el grupo 3 de los rezumaderos.

Para las relaciones  $Ts/Tm$  vs  $Tr23/Homohopano$  (Figura 28) solo la muestra de extracto PS COLUM M110 de la Formación La Luna se agrupó con los rezumaderos del grupo1 las demás muestras de extractos coincidieron con el grupo 2.

En el cruce de relaciones aromáticas  $TAS/(MAS+TAS)$  vs  $TA(I)/TA(I+II)$ , (Figura 29) la muestra de extracto PS COLUM M110 se agrupó en el grupo1 de extractos, el extracto PS E40 M118 en el grupo 2 y el PS COLUM M82 en el 3. El resto de muestras de extractos no presentó valores para estas relaciones.

En las relación de fracción aromática correspondiente a monoesteroides  $MA(I)/MA(I+II)$  no se reportaron valores en los análisis de las muestras de extractos.

Luego de revisar la coincidencia de las muestras de extractos con los grupos de rezumaderos encontramos la siguiente correlación general y final:

- Al Grupo 1 de rezumaderos se asocia la muestra de extracto PS COLUM M110 correspondiente a las calizas de la Formación La Luna con sus relaciones de biomarcadores mayores que 1:  $C35/C34$  ,  $C29/C30H$ ,  $GAM/H30$  sugiriendo un ambiente marino, calcáreo de muy baja oxigenación.
- Al Grupo 2 de rezumaderos se asocian las muestras de extractos PS COLUM M50 y PS E43 M118 correspondientes a litologías de facies tipo shale de las

Formaciones Pinos y Guaduas con características geoquímicas C35/C34 , C29/C30, GAM/C30H bajas sugiriendo un ambiente marino subóxico.

Mediante la correlación de extractos y muestras de rezumaderos se confirmó la inicial posibilidad de la Formación Guaduas como roca fuente al encontrarse similitudes y coincidencias en las relaciones de biomarcadores, recordando que se conservó su posibilidad como roca generadora al evaluarse la cantidad, la calidad y madurez termal (limite inmaduro-maduro) de su materia orgánica.

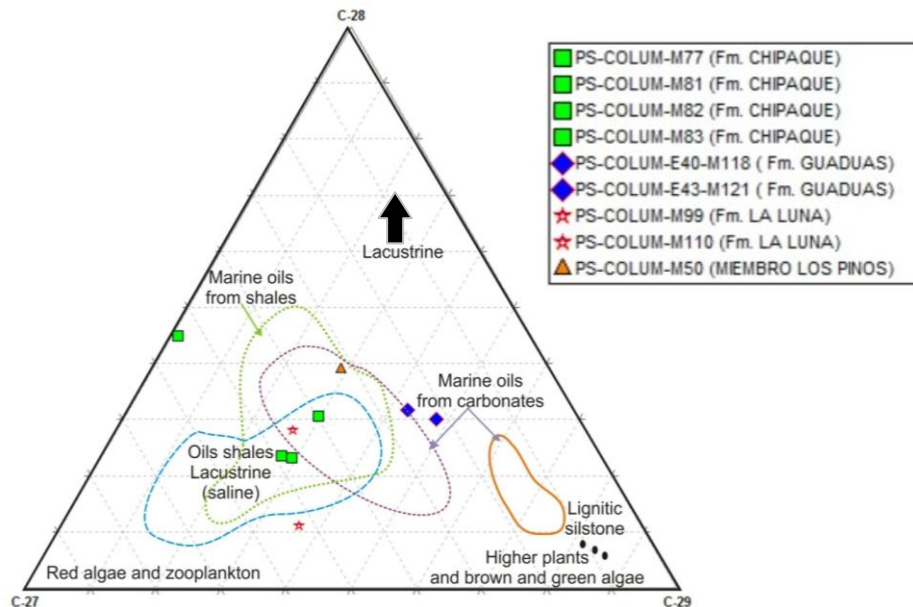
- Al Grupo 3 de rezumaderos se asocian las muestras de extractos de los anteriores grupos por poseer características genéticas tanto del grupo 1 y 2 lo cual hace que las muestras de rezumaderos se asocien algunas veces con uno u otro grupo pudiendo sugerirse que este grupo está conformado por una mezcla de aceites de los grupos 1 y 2. La posibilidad de que el aporte de materia orgánica proveniente del continente sea mayor, puede observarse en la alta relación de OL/H30, sugiriendo además condiciones de ambiente transicional correspondientes a las facies carbonosas de la formación Guaduas una de las rocas generadoras del grupo 2. Recordando que la muestra de extracto PS E43 M121 proveniente de litología tipo carbón y perteneciente a la Formación Guaduas aparece asociada en el cruce de relaciones a veces al grupo 2 y en otras al 3, sugiriendo una influencia y contribución mayor de materia orgánica proveniente de plantas superiores a las facies carbonosa de la Formación Guaduas incrementando la relación OL/H30.

Al hacer la revisión y correlación de los extractos en las gráficas de cruce de relaciones de parámetros geoquímicos, se observó que las muestras de extractos correspondientes a las Formaciones Tibasosa y Chipaque, no presentaron características geoquímicas que las identificaran como posibles generadoras de los grupos 1, 2 ó 3 de rezumaderos para el área de influencia del muestreo; la mayoría de las veces las muestras de los extractos pertenecientes a estas

Formaciones quedaban fuera de los grupos de rezumaderos clasificados, sugiriendo así ninguna correlación.

La **Figura 35** ilustra el diagrama ternario de estéranos para extractos de posibles rocas fuentes de aceites. Los estéranos proporcionan una valiosa información paleoambiental. Una predominancia de esteroides  $C_{29}$  puede sugerir una contribución significativa de material orgánico terrestre como plantas superiores, mientras que una predominancia de los  $C_{27}$  puede indicar un importante aporte de fitoplancton marino. Los estéranos  $C_{28}$  en abundante proporción pueden sugerir una entrada significativa de material lacustre.

En la **Figura 35** se observa como los extractos pertenecientes a las Formaciones Chipaque, La Luna, Miembro Pinos se ubican como pertenecientes a un ambiente marino con algunas muestras dentro de unas facies carbonatadas, para la Formación Chipaque también se encuentra muestras relacionada a facies marinas tipo shale. Se observa como las muestras de extractos de la Formación Guaduas están cercanas al límite entre el ambiente marino y continental incluso una muestra con mayor tendencia a unas facies de características carbonosas.



**Figura 35.** Diagrama ternario de estéranos  $C_{27}$ - $C_{28}$ - $C_{29}$  para muestras de extractos de posibles rocas fuentes. Modificado de Huang and Meinshein (1979).

En la **Tabla 28** se presenta un resumen de los grupos de rezumaderos clasificados y su correlación con los extractos de las posibles rocas generadoras y sus respectivas facies litológicas.

**Tabla 28.** Correlación grupos de rezumaderos vs extractos de roca.

Grupo	MUESTRAS DE REZUMADEROS	PARAMETROS GEOQUIMICOS		MUESTRAS DE EXTRACTOS	FORMACIÓN GENERADORA	FACIES LITOLÓGICA	AMBIENTE DE FORMACIÓN
<b>1</b>	PSE2M2, PSE3M4, PSE4M6, PSE21M35	nor25/30h	ALTO	PS COLUM M110	LA LUNA	Lodolitas Negras, (Ln) Intercaladas con facies calcáreas y de chert	<b>Marino anóxico</b>
		ts/tm	ALTO				
		OL/H30	BAJO				
		C35/C34	ALTO				
		C29/C30H	ALTO				
		gam/Hopo30	BAJO				
		C23Tr/Homoh	ALTO				
		MA(I)/MA(I)+MA(II)	BAJO ++				
		TAS/(MAS+TAS)	BAJO ++				
TA(I)/TA(I+II)	BAJO ++						
<b>2</b>	PSE12M18, PSE12M19, PSE13M20, PSE15M23, PSE15M24, PSE16M26	nor25/30h	BAJO	PSCOLUM M50, PS E40 M118	LOS PINOS, GUADUAS (Shale)	Lodolitas grises, (L g),	<b>Marino, Subóxico-óxico</b>
		ts/tm	BAJO				
		OL/H30	BAJO				
		C35/C34	BAJO				
		C29/C30H	BAJO				
		gam/Hopo30	BAJO				
		C23Tr/Homoh	BAJO				
		MA(I)/MA(I)+MA(II)	BAJO +				
		TAS/(MAS+TAS)	BAJO ++				
TA(I)/TA(I+II)	BAJO +++						
<b>3</b>	PSE2M3, PSE19M32, PSE3M5, PSE19M33, PSE4M7, PSE22M36, PSE6M8, PSE24M37, PSE10M12, PSE24M38, PSE11M16, PSE25M39, PSE13M21, PSE26M40, PSE14M22, PSE29M44, PSE15M25, PSE30M45, PSE16M27, PSE34M66, PSE17M30, POZO BOLIVAR, PSE18M31, PSE39M98	nor25/30h	BAJO	PS COLUM M110, PS COLUM M50, PS E40 M118, PS E43M121	LA LUNA, LOS PINOS, GUADUAS	Lodolitas Negras, (Ln) Intercaladas con facies calcáreas y de chert	<b>MEZCLA DE ACEITES</b>
		ts/tm	ALTO				
		OL/H30	ALTO				
		C35/C34	BAJO				
		C29/C30H	ALTO				
		gam/Hopo30	ALTO				
		C23Tr/Homoh	ALTO				
		MA(I)/MA(I)+MA(II)	BAJO +++				
		TAS/(MAS+TAS)	BAJO ++				
		TA(I)/TA(I+II)	BAJO +				
					Lodolitas grises, (L g),		
					Shale laminado, Marrón, (Shlm)		

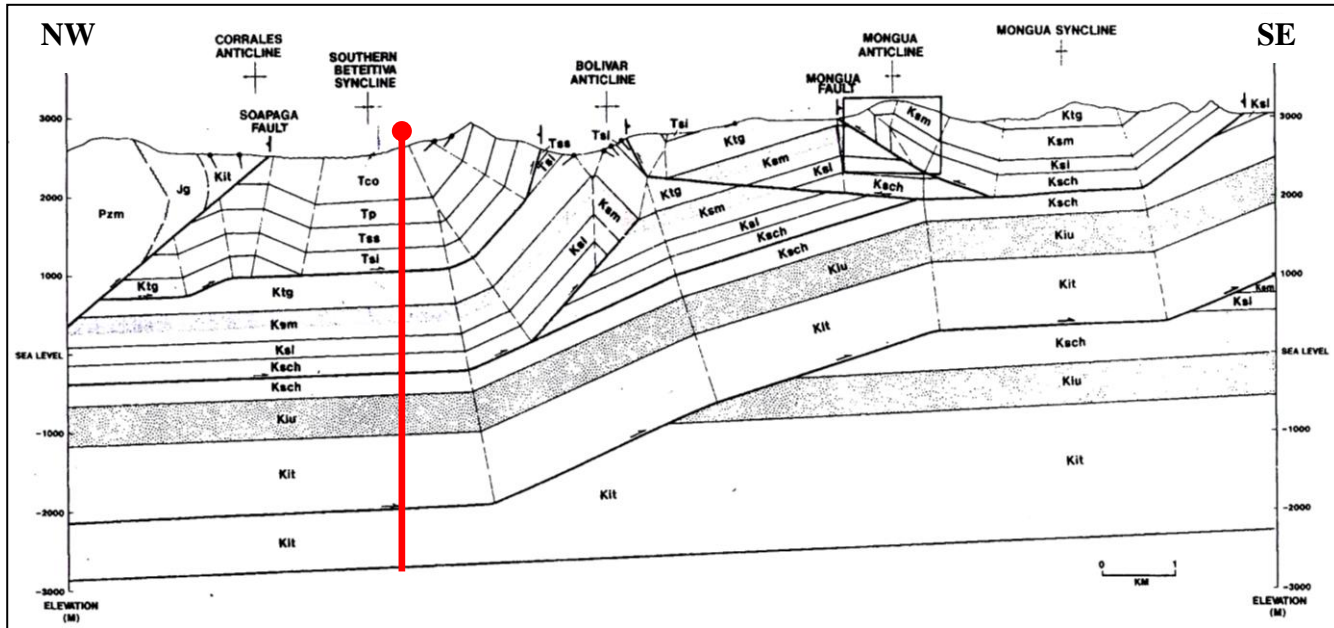
## 12. MODELO DE MADURACION TERMICA Y DE GENERACION DE HIDROCARBUROS

### 12.1 DATOS DE ENTRADA

Para el modelamiento geoquímico se utilizó el software PETROMOD 1D cuyos datos de entrada fueron suministrados a partir de un pseudo pozo diseñado sobre un corte geológico representativo y balanceado tomado de Dengo & Covey, 1993. Ver **Figura 36**.

En la ventana de entrada de datos **Tabla 29** se tuvo en cuenta el espesor de las formaciones litoestratigráficas, su edad, los periodos de levantamiento y erosión y la litología. Además se seleccionó el tipo de cinética con ayuda del *editor kinetics* de acuerdo a la facies y características de depositación que más se ajustaran a las facies que se determinaron para las formaciones posibles generadoras mostradas en la **Tabla 28** y en la **Figura 35** correspondiente al diagrama de estéranos para la determinación de ambientes, que predominantemente son de tipo marino y en concordancia con los Kerógenos de tipo II encontrados en las muestras evaluadas.

La cinética fue de tipo Composicional correspondiente a la opción del software facies 3b restringido marino de litología Carbonatos, típica de aceites con alto contenido en sulfuros, que describe carbonatos como la predominante litofacies fuente, depositados en ambientes marinos donde han existido condiciones reductoras ó sobre la interfase agua-sedimento. La materia orgánica es derivada principalmente de algas y bacterias. El aporte de terrígenos es generalmente bajo, sin embargo los constituyentes comunes son detritos de esporonita y de inertita. Usualmente el kerógeno principal es de composición tipo II y donde también se observa su posible asociación con las facies 4, (Marino Anóxico). Ver **Figura 37**.



**Figura 36** .Corte Geológico balanceado del área de estudio. Tomado de *Structure of the eastern cordillera of Colombia implications for trap styles and regional tectonics*. Dengo y Covey. (1993).

**Tabla 29.** Datos de entrada Software Petromod1D para la generación del Modelo Geoquímico

Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI [mgHC/gTOC]
cuaternario	0	10	10		2.00	0.00			SANDcongl	None			
Tilata	10	110	100		5.00	2.00			SANDcongl	None			
concentracion	110	725	615	650	37.00	25.00	25.00	5.00	SANDcongl	Reservoir Rock			
Picacho	725	1071	346		40.00	37.00			SANDcongl	Reservoir Rock			
Socha superior	1071	1379	308	162	60.00	55.00	55.00	40.00	SILT&LIME	None			
Socha Inferior	1379	1648	269		67.00	60.00			SANDSTONE	None			
Guaduas	1648	2033	385		72.00	67.00			SHALEcoal	Source Rock	51.20	Behar_et_al(1997)_TIII(Mahak)-cs	189.49
Pinos	2033	2417	384		82.00	72.00			SAND&SHALE	Source Rock	1.03	Behar_et_al(1997)_TII-S(MontSh)-cs	426.75
La Luna	2417	2648	231		87.00	82.00			LIMESTONE	Source Rock	0.69	IES_TII_Brown_Limestone_4C	425.75
Chipaque	2648	3186	538		90.00	87.00			SHALE	Source Rock	1.67	Behar_et_al(1997)_TII-S(MontSh)-cs	353.00
Une	3186	3648	462		110.00	90.00			SANDSTONE	None			
Tibasosa	3648	4571	923		120.00	110.00			LIMESTONE	Source Rock	1.13	IES_TII_Brown_Limestone_4C	345.60
basamento	4571	6000	1429		400.00	120.00			BASEMENT	None			
						400.00							

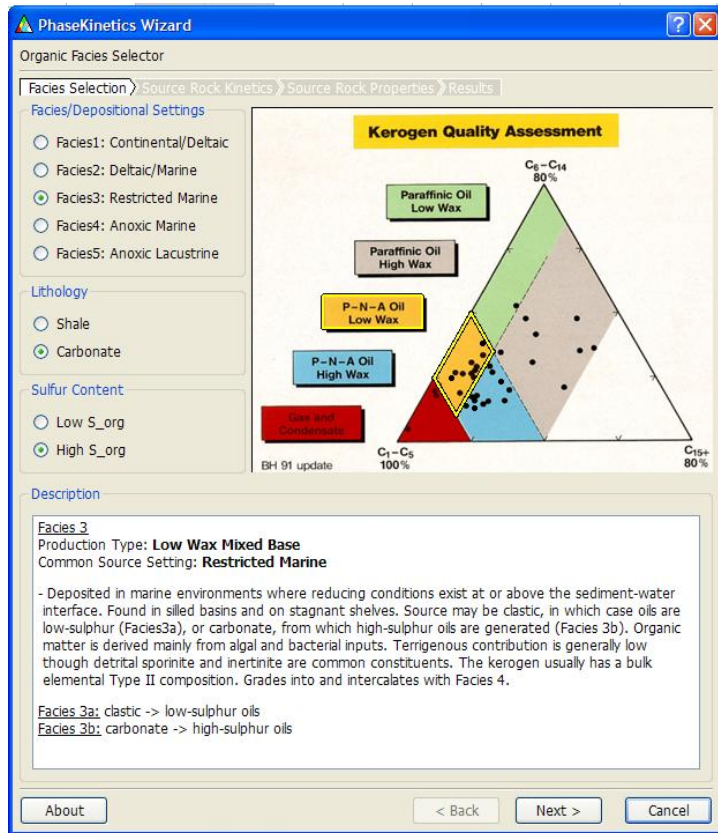


Figura 37. Editor kinetics PETROMOD 1D

## 12.2 HISTORIA DE SUBSIDENCIA

A partir de los datos de entrada se construye el diagrama de enterramiento para las diferentes formaciones litoestratigráficas reportadas. Se observa en el diagrama que hay proceso de subsidencia desde el Cretácico Inferior hasta finales del Paleoceno, caracterizado por el desarrollo de una secuencia sedimentaria integrada por las Formaciones Tibasosa, Une, Chipaque, La Luna, Pinos, Guaduas, Socha Inferior y Socha Superior para posteriormente ocurrir un proceso de levantamiento y erosión. Dicha discordancia ocurrió hace aproximadamente 55 Ma hasta los 40 Ma tiempo a partir del cual se depositó la Formación Picacho y posteriormente la Formación Concentración afectándose ésta por otro proceso erosivo que actuó desde aproximadamente 25 Ma hasta los 5 Ma. Finalmente sobre esta discordancia erosiva se depositaron los sedimentos de edad Cuaternaria. Los círculos en rojo ilustran los eventos de levantamiento y erosión. Ver Figura 38

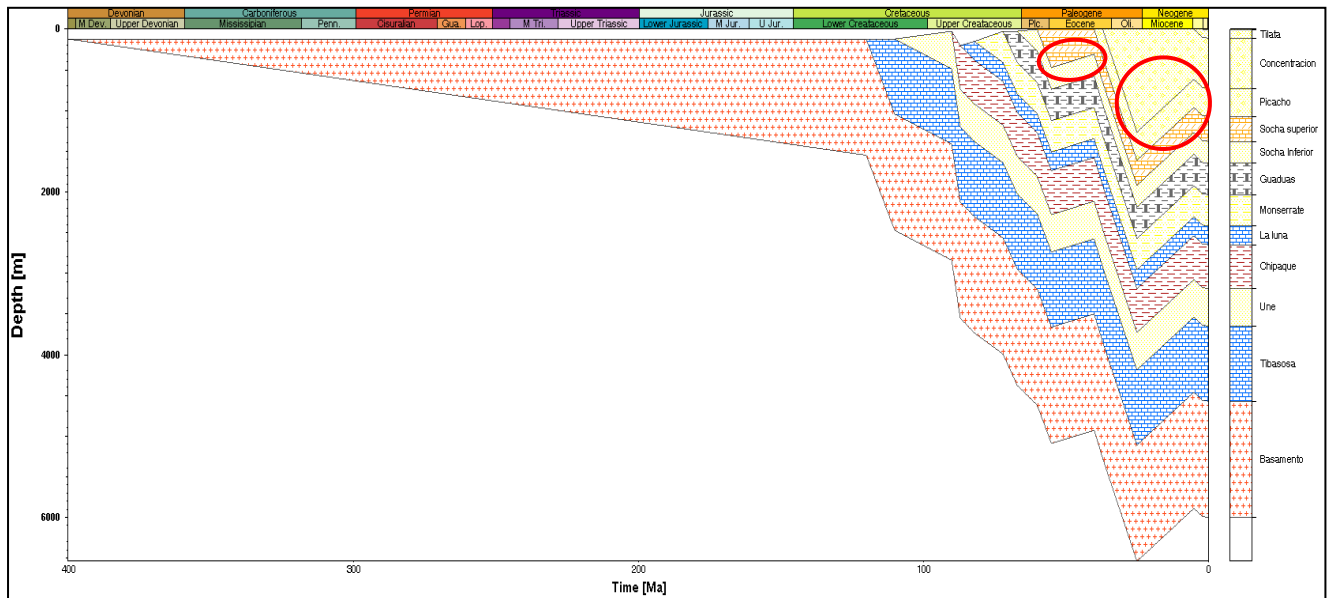


Figura 38. Diagrama de subsidencia y erosión

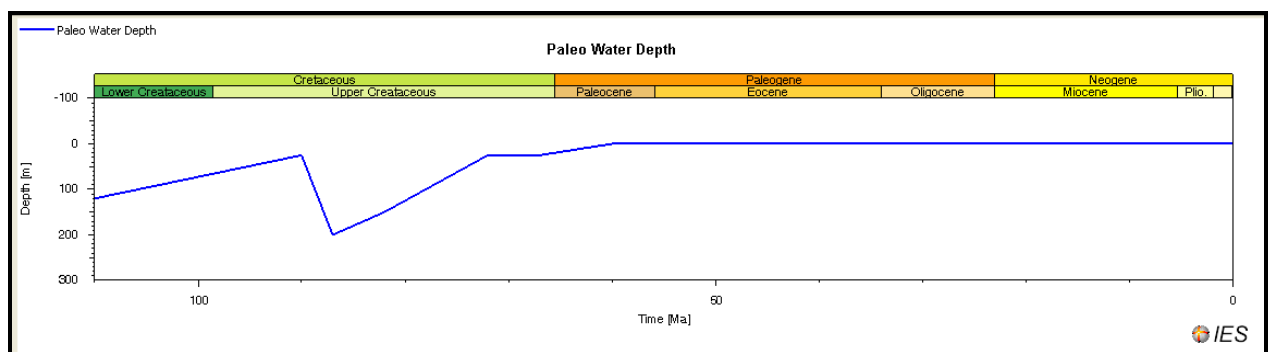
### 12.3 CONDICIONES DE FRONTERA DEL MODELO

Las variables condicionantes del modelo están definidas por la paleobatimetría (PWD), la temperatura de la interfase agua-sedimento (SWIT) y el flujo de calor (HF).

Los datos de paleobatimetría fueron inferidos a partir del análisis de los ambientes de sedimentación respectiva de las formaciones litoestratigráficas presentes en el área de estudio. Ver **Tabla 30** y **Figura 39**

**Tabla 30.** Condiciones de Paleobatimetría vs tiempo

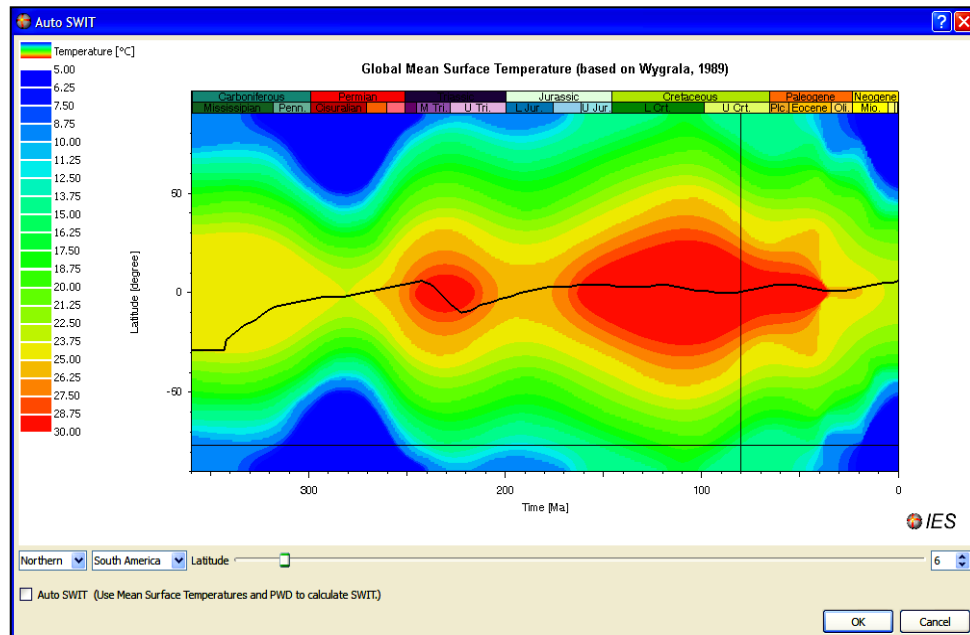
Age [Ma]	PWD [m]
0.00	0
2.00	0
5.00	0
25.00	0
37.00	0
40.00	0
55.00	0
60.00	0
67.00	25
72.00	25
82.00	150
87.00	200
90.00	25
110.00	120



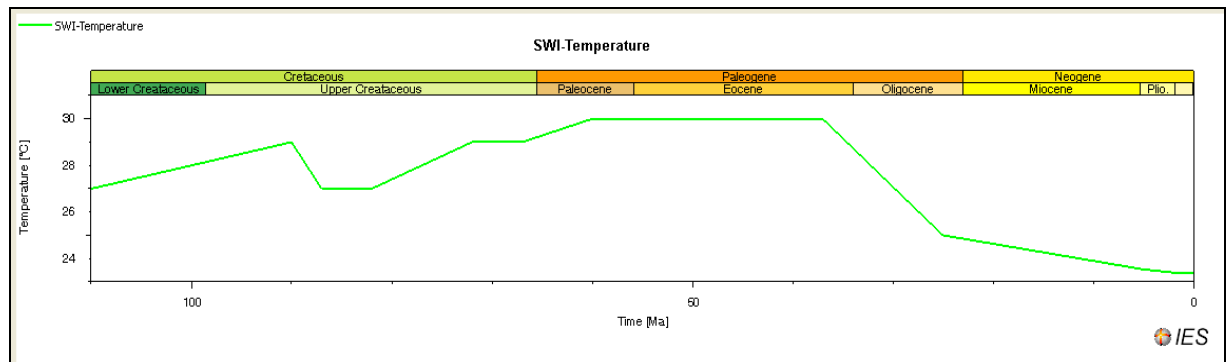
**Figura 39.** Curva de variación de la paleobatimetría vs tiempo

Los valores de SWIT fueron asignados según la gráfica de ayuda del *Software Global Mean Surface Temperature Calculation Base on Wygrala (1989)* en donde

se selecciona el continente (*Northern*)-(*South America*) y latitud (*6° Norte*) para el área de estudio y se escoge la alternativa de AUTO SWIT la cual automáticamente designa los valores para las respectivas edades. **Ver Figuras 40 y 41. y Tabla 31**



**Figura 40.** Ayuda *Global Mean Surface Temperature Calculation Base on Wygrala (1989)* para determinación SWIT, temperatura de interfase agua-sedimento.



**Figura 41.** Variación de temperaturas de interface agua-sedimento vs tiempo

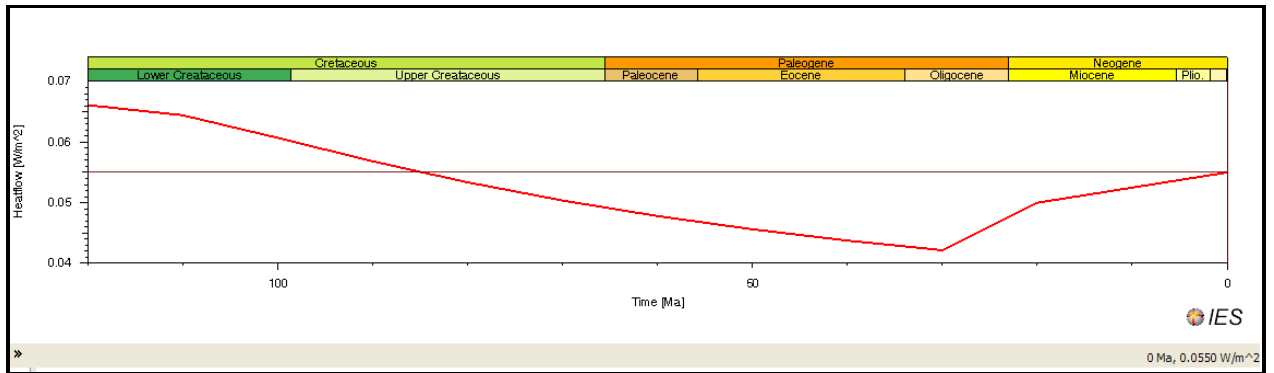
**Tabla 31.** Condiciones limitantes de SWIT vs tiempo.

Age [Ma]	SWIT [°C]
0.00	23.38
2.00	23.40
5.00	23.54
25.00	25.00
37.00	30.00
40.00	30.00
55.00	30.00
60.00	30.00
67.00	29.00
72.00	29.00
82.00	27.00
87.00	27.00
90.00	29.00
110.00	27.00

Los valores de Flujo de calor (HF) fueron calculados con la ayuda de la **opcion star Mckenzie crustal Model** y en concordancia con el Flujo de calor actual reportado por Sarmiento 2001 de aproximadamente 60 mW/m<sup>2</sup>. Los “factor stretching”  $\beta$  y  $\delta = 2$  y teniendo en cuenta los tiempos de inicio de rifting / subsidencia termal desde hace 120 Ma. Ver **Tabla 32 y Figura 42**

**Tabla 32.** Condiciones limitantes de Flujo de calor (HF) vs tiempo.

Age [Ma]	HF [W/m <sup>2</sup> ]
120.00	0.07
110.00	0.06
100.00	0.06
90.00	0.06
80.00	0.05
70.00	0.05
60.00	0.05
50.00	0.05
40.00	0.04
30.00	0.04
20.00	0.05
0.00	0.06



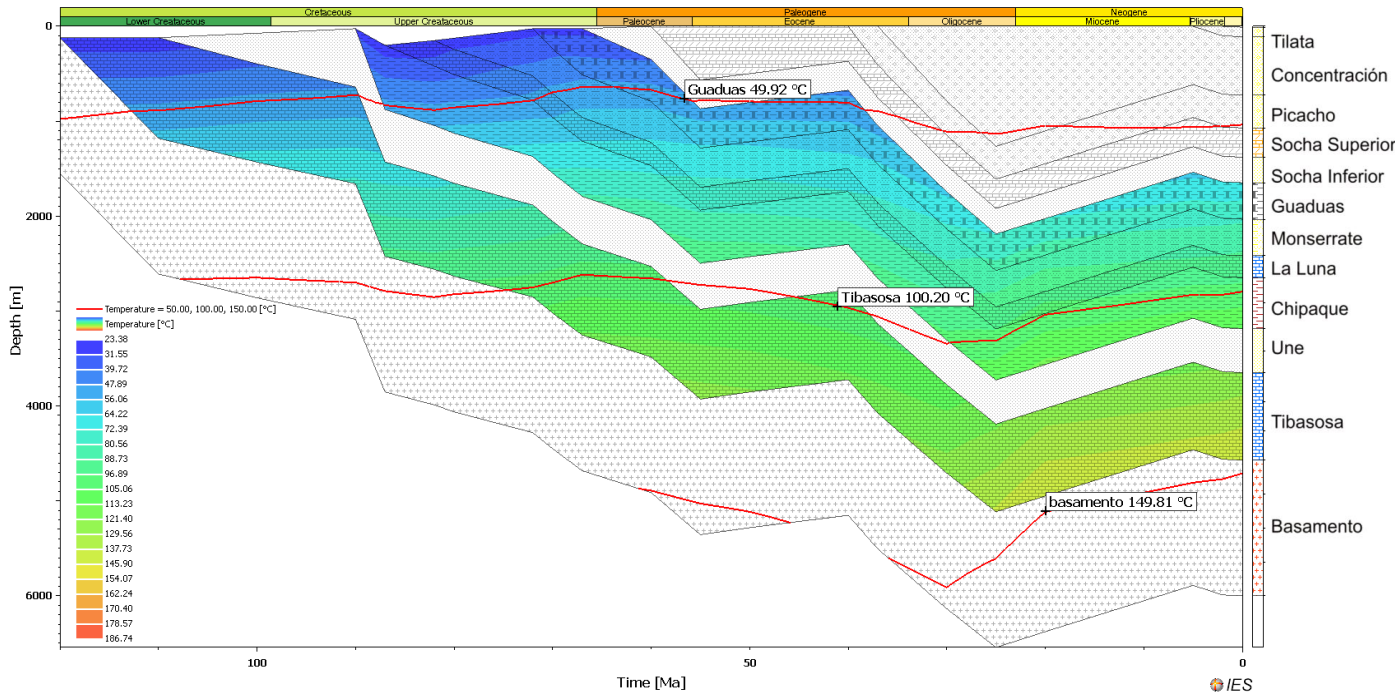
**Figura 42.** Variación del flujo de calor desde hace 120 (Ma)

Según Hébrard (1985) y Fabre (1987), estudiaron la subsidencia del flanco este de la Cordillera Oriental durante el Cretácico. Ellos identificaron que en la cuenca se produjo extensión litosférica y calcularon las curvas de subsidencia tectónica y usaron el modelo de acortamiento instantáneo uniforme desarrollado por McKenzie (1978), calcularon los factores de acortamiento en 2. Ellos distinguieron una fase de subsidencia producida por *rifting* en el Cretácico Temprano y en el Cretácico Tardío subsidencia por decaimiento termal después del *rifting*. Sarmiento (2001) estudia la tectónica de subsidencia asumiendo algunos eventos de acortamiento litosférico de finita duración y examina la posibilidad para diferenciar entre acortamiento cortical y subcortical, lo cual ocurrió en la cuenca Colombiana durante el Mesozoico.

#### 12.4 SIMULACION Y GENERACION DEL MODELO

En la simulación del modelo en PETROMOD, el software tiene en cuenta todos los datos de entrada como edades, espesores, litologías, como se muestra en la **Tabla 29**. Las gráficas generadas y las más representativas para esta etapa y posterior interpretación son las de historia de enterramiento ya descrita anteriormente y en la que se puede sobreponer otras de acuerdo a los parámetros que se necesiten analizar; como profundidades, temperaturas, porosidades,  $R_o$ , conductividades y con modelos cinéticos seleccionados con anterioridad para las respectivas formaciones.

Las gráficas analizadas en este apartado fueron la de variación de temperatura en el tiempo y profundidad, modelo cinético de generación de hidrocarburo y finalmente la de %Ro en profundidad para las formaciones posibles generadoras. Ver **Figura 43** de temperatura vs profundidad. Las líneas rojas muestran las isolíneas de 50°C, 100°C y 150°C.



**Figura 43.** Modelo de temperatura vs profundidad

El mejor modelo cinético, que en concordancia se ajustó con los datos geoquímicos de los reportes de laboratorio; fue el de *IES\_TII\_Brown\_Limestone\_4C* que describe tipo de Kerógenos II. Se tuvieron como base las temperaturas de inicio y salida de generación de hidrocarburo líquido de esta cinética; los respectivos valores son: 65°C y 115°C aproximadamente, (estos valores fueron tomados de la *data based* del PETROMOD, en la opción de *Kinetics- información Test.*). La descripción de las condiciones de generación de hidrocarburo se realizó por cada formación en el tiempo. Ver **Figura 44**.

## 12.5. CONDICIONES DE GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS SEGÚN EL MODELO

Las condiciones aproximadas tanto de profundidad como de edad sugeridas por el modelo cinético de *IES\_TII\_Brown\_Limestone\_4C*, ilustrado en la **Figura 44**, para cada una de las formaciones fueron las siguientes:

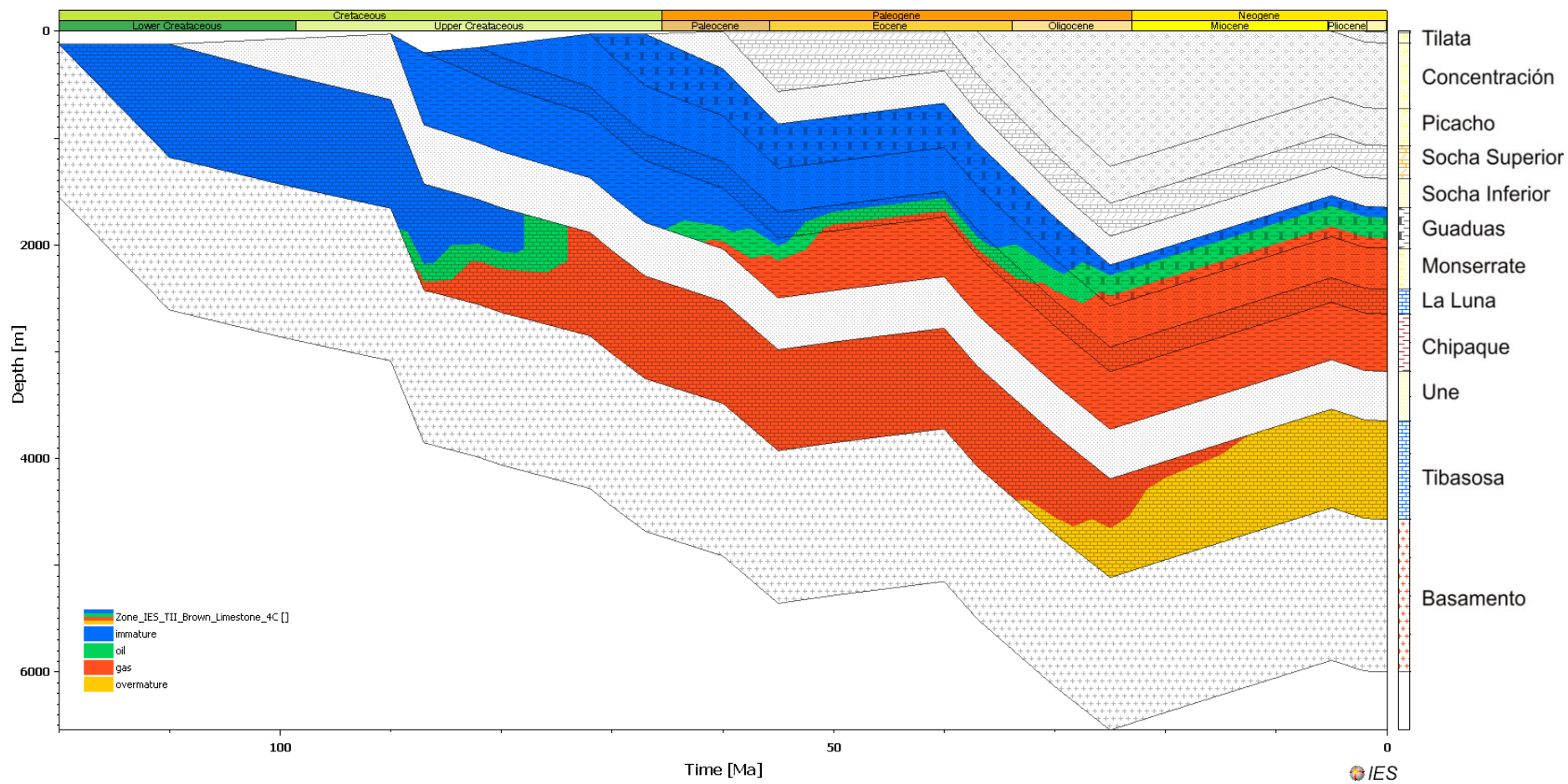
La Formación Tibasosa pudo haber comenzado su generación cuando alcanzó profundidades de aproximadamente 2050 m y edad 88 M.a. La formación hoy día sería no generadora de aceite líquido por presentar características termales de sobremadura, con temperaturas aproximadas de 130°C.

La Formación Chipaque comenzó su generación cuando alcanzó profundidades cercanas de 1850 m y edad de 65 M.a. Esta formación hoy día según el modelo podría presentar temperaturas de 100°C, estando así en posible zona de gas.

La Formación La Luna comenzó su generación cuando alcanzó profundidades cercanas de 1790 m y edad de 51 M.a. Esta formación hoy día según el modelo podría presentar temperaturas de 95°C, estando así en posible zona de gas.

La Formación Pinos (Monserrate) comenzó su generación cuando alcanzó profundidades aproximadas de 2080 m y edad alrededor de 33 M.a. Esta formación hoy día según el modelo podría presentar temperaturas de 85°C, estando así en posible zona de gas.

La Formación Guaduas comenzó su generación cuando alcanzó profundidades de 2250 m y edad cercana a 27 M.a. Puede presentar hoy día según el modelo cinético características de generación de hidrocarburo líquido, al estar a profundidades relativas de 1760- 1930m y temperaturas entre los 75 °C.

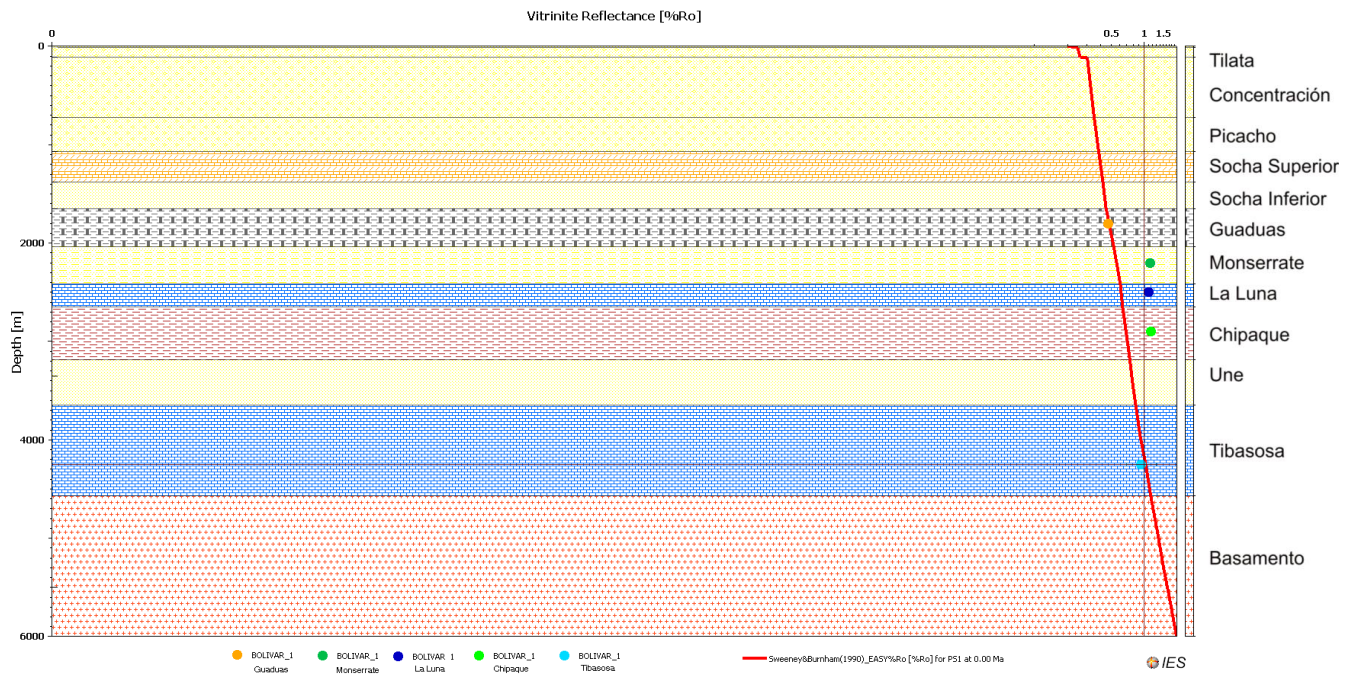


**Figura 44.** Zonas de generación de hidrocarburos según modelo cinético de *IES\_TII\_Brown\_Limestone\_4C*.

## 12.6. CALIBRACIÓN DEL MODELO 1D.

En el *editor Well* de PETROMOD, se asignaron los valores respectivos de porcentajes de reflectancia de Vitrinita (%Ro) para la calibración del modelo, creando un pseudopozo localizado cercano a la zona de interés y además se suministraron los valores de reflectancia (%Ro) en profundidad para cada formación. Con base a estos datos tabulados se cargaron en la opción *well assignment* para posteriormente compararlos con el modelo de Sweeney&Burnham(1990)\_Easy%Ro, generado en la simulación de PETROMOD.

La línea de color rojo muestra el modelo según la simulación de PETROMOD 1D y los puntos de color, los respectivos %Ro por formación para el pozo asignado. El grado de proximidad entre los puntos que representan la reflectancia de cada una de las posibles formaciones generadoras y la línea que representa el modelo indica el grado de calibración del mismo, especialmente para las muestras de las formaciones Guaduas y Tibasosa, cuyos valores de %Ro coinciden con la línea del modelo; además el registro de simulación detalla un porcentaje muy bajo en la diferencia relativa de optimización de: 0.006745 %. Ver **Figura 45**.



**Figura 45.** Curva de calibración Modelo Petromod 1D.

### 13. CONCLUSIONES

- 1) Se clasificaron tres grupos de rezumaderos basados en la evaluación de relaciones principales de biomarcadores a saber: Nor25/C30H, Ts/Tm, OL/H30, C35/C34, C29/C30H, Gam/H30, C23Tr/Homohopano, Ma(I)/MA(I)+MA(II), TAS/(MAS+TAS), TA(I)/TA(I+II).
- 2) El grupo 1 de rezumaderos se caracteriza por tener las mayores evidencias de muy alta biodegradación, por la alta relaciones nor25/30H, C23Tr/Homohopanos, Hopanos atacados y presencia de componentes aromáticos fuertemente resistentes a la biodegradación como TAS/(MAS+TAS), TA(I)/TA(I+II) y MA(I)/MA(I)+MA(II) .
- 3) Se sugiere un ambiente marino de tendencia subóxica -anóxica de formación para el grupo 1 fundamentado lo anterior en los las relaciones mayores que 1 para C35/C34, C29/C30H y menores que 1 para las relaciones OL/H30 y Gam/C30H. La Formación La Luna se sugiere como roca generadora, basados en la correlación y coincidencia de sus extractos con los aceites de rezumaderos.
- 4) Los rezumaderos del grupo 2 presentaron un grado de biodegradación menor que los otros grupos por ser las relaciones nor25/30h, C23Tr/Homohopano y monoaromáticos esteroides bajas. Por ser el grupo de muestras con menor biodegradación son los más útiles y de menor grado de dificultad para inferir ambiente de formación.
- 5) Los rezumaderos pertenecientes al grupo 2 presentaron las características de un ambiente transicional marino-continente de condiciones subóxicas , sustentado lo anterior en las bajas relaciones (menores que 1), C35/C34 y Gam/C30; por otra parte las relaciones C29/C30H y OL/H30 bajas sugieren el aporte de materia orgánica del continente es muy bajo. Se interpreta la secuencia sedimentaria de las Formaciones Pinos-Guaduas como las rocas

fuentes de este grupo de rezumaderos por similitud y coincidencia de los parámetros geoquímicos de estas rocas con las muestras de rezumaderos.

- 6) Las muestras de rezumaderos del grupo 3 presentan características genéticas tanto del grupo 1 y 2 lo cual hace que algunas veces se asocien dentro de ellos. Entre las más importantes características de sus biomarcadores están C35/C34 <1, Nor25/30H <1, GAM/H30>1, OL/H30>1.
- 7) Los rezumaderos del grupo 3 pueden ser explicados como una mezcla de aceites provenientes de los grupos 1 y 2 lo cual se evidencia en la gráfica de distribución de frecuencia de muestras de rezumaderos por grupo. Las Formaciones generadoras de estos rezumaderos corresponden a las Formaciones La Luna , Pinos- Guaduas, generadoras a su vez de los rezumaderos del grupo 1 y 2 respectivamente.
- 8) El principal factor en el cambio de la geoquímica de las muestras de rezumaderos, es debido a la biodegradación, esto tiene profunda repercusión en la clasificación de las muestras de los rezumaderos en la determinación del grado de madurez termal de los grupos propuestos, sus respectivos ambientes de formación y en la correlación con los extractos.
- 9) La Formación Tibasosa presenta características de madurez termal de tipo maduro con base a la evaluación de los resultados de análisis de porcentaje de reflectancia de vitrinita , entre 0.7 a 1.3% con calidades de Kérogénico tipo II (Alto contenido de MOA, liptinita en trazas; inertinitas predominantes sobre la vitrinita) y relaciones de COT vs S2 favorables para haber generado hidrocarburos y un potencial de generación clasificado como regular por su valor en PG de 3.9 (mg Hc/g roca). Sin embargo no se encontraron asociados a sus relaciones geoquímicas muestras de rezumaderos en el área de influencia del muestreo.

- 10) La Formación Tibasosa pudo haber comenzado su generación cuando alcanzó profundidades de aproximadamente 2050 m y edad 88 M.a. Según el modelo cinético de IES\_TII\_Brown\_Limestone\_4C; la formación hoy día sería no generadora de aceite líquido por presentar características termales de sobremadura, con temperaturas mayores a 130°C.
- 11) La Formación Chipaque en cuanto a su madurez termal es clasificada de tipo maduro por presentar valores de %Ro de 1.14 a 1.2%, con calidades de Kérogénico tipo II (Alto contenido de MOA, liptinita en trazas; inertinitas predominantes sobre la vitrinita) y relaciones de COT vs S2 favorables para la generación de hidrocarburos y un potencial de generación regular a bueno por sus valores de PG entre 4.95 y 6.85 (mg Hc/g roca). No se encontraron rezumaderos asociados a sus características geoquímicas en el área de influencia del muestreo.
- 12) La Formación Chipaque comenzó su generación cuando alcanzó profundidades cercanas de 1850 m y edad de 65 M.a. Esta formación hoy día según el modelo podría presentar temperaturas de 100°C, estando así en posible zona de generación de gas.
- 13) La Formación La Luna presenta condiciones de madurez termal de tipo maduro con valores de %Ro de 1.1, la calidad de su kerógeno fue clasificada como de tipo II (Muy Alto contenido de MOA, bajo porcentaje de inertita y vitrinita. raros palynomorfos) y relaciones de COT vs S2 de características regulares al igual que su potencial de generación de hidrocarburos con valor en PG igual a 2.94 (mg Hc/g roca).
- 14) La Formación La Luna comenzó su generación cuando alcanzó profundidades cercanas de 1790m y edad de 51 M.a. Esta formación hoy día según el modelo podría presentar temperaturas de 95°C, estando así en posible zona de gas.

- 15) El Miembro Pinos presenta condiciones de madurez termal de tipo maduro con valores en  $\%Ro=1.15$ , clasificando su calidad como kerógenos tipo II (Muy Alto contenido de MOA, bajo porcentaje de vitrinita y trazas de inertita) y favorables relaciones de COT vs S2 con regular potencial de generación de hidrocarburo PG de 4.4 (mg Hc/g roca).
- 16) La Formación Pinos comenzó su generación cuando alcanzó profundidades aproximadas de 2080 m y edad alrededor de 33 M.a. Esta formación hoy día según el modelo podría presentar temperaturas de  $85^{\circ}C$ , estando así en posible zona de gas.
- 17) La Formación Guaduas presentó valores de reflectancia de vitrinita cercano a 0.5 en  $\%Ro$ , en el límite inmaduro-maduro. Su calidad de kerógeno es de tipo III (con altos porcentajes de vitrinita e inertinitas predominantes sobre MOA) y sus relaciones iniciales de COT vs S2 son excelentes, se encontró el grupo 2 de rezumaderos con características geoquímicas similares a los extractos de esta formación.
- 18) La Formación Guaduas comenzó su generación cuando alcanzó profundidades de 2250m y edad cercana a 27 M.a. Puede presentar hoy día según el modelo cinético características de generación de hidrocarburo líquido, al estar a profundidades relativas de 1760- 1930m y temperaturas entre los  $75^{\circ}C$ .
- 19) Se encontraron numerosos rezumaderos alineados con el trazo de las Fallas de Soapaga, Otenga, La Puerta y Gameza. Las anteriores fallas sirvieron de rutas de migración para el petróleo dando lugar a la presencia de manifestaciones superficiales, almacenadas en las areniscas conglomeráticas de la Formación Picacho.

20) Los rezumaderos del grupo 1 están asociados a la prolongación SW-NE de las zonas de Falla Gameza-La Puerta y el grupo 2 a la prolongación SW-NE de las Fallas Soapaga-Otenga. Mientras el grupo 3 de rezumaderos es interpretado como una mezcla de aceites de los grupos 1 y 2 que utilizaron las fracturas asociadas a las fallas mencionadas para migrar y entramparse en la roca almacén.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

ALVARADO, B y SARMIENTO, R. (1944). Informe geológico general sobre los yacimientos de hierro y caliza de la región de Paz del Río (Departamento de Boyacá). Informe No 468. Servicio Geológico Nacional.

BAUCH, P. J. (1993). Gas Chromatography. A practical approach. Series Editors D. Rickwood y B.P Hammes. Editorial Oirl Press at Oxford University Press New York,

BLANCO, V. O. y OREJUELA C. J. (2004) . Hidropirólisis, Cinética y Caracterización de Aceites Originales de la Formación Chipaque en el Piedemonte Llanero. Trabajo de Grado. Escuela de Geología, Facultad de Fisicoquímicas, Escuela de Química, Facultad de Ciencias, Universidad Industrial de Santander.

BOTERO, G. (1950). Reconocimiento geológico del área comprendida por los municipios de Belén, Cerinza, Floresta, Nobsa y Santa Rosa de Viterbo (Departamento de Boyacá). Compilación estudios geológicos oficiales, Colombia. Tomo VIII, pp 245-311.

CARDOZO, N y ZUÑIGA, J. (1994). Análisis estructural de las zonas del bloque colgante (Hanging Wall) y el bloque yacente (Football) de la Falla de Soapaga entre Corrales y Paz del Río. Departamento de Geociencias Universidad Nacional de Colombia. Santafé de Bogotá.

CEDIEL, F. (1969). Geología del Macizo de Floresta. Memorias Primer Congreso Colombiano de Geología. Editado por Universidad Nacional de Colombia y Sociedad Colombiana de Geología. pp 17 a 29.

CESPEDES, S y PEÑA, L. (1995). Relaciones estratigráficas y ambiente de depositación de las formaciones del Terciario Inferior aflorantes entre Tunja y Paz del Río. Departamento de Geociencias Universidad Nacional de Colombia. Santafé de Bogotá.

DEMBICKI, J. H., (2009). Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals. AAPG Bulletin, Vol 93, No. 3, pp. 341–356.

DENGO, C y COVEY, M. (1993). Structure of the Eastern Cordillera of Colombia, implications for trap styles and regional tectonics. AAPG Bulletin, Vol 77, No 8, pp 1315-1337.

DOMINGUEZ, Z., POLEY, J.V., AZEVEDO, D. (2008). Caracterización y Clasificación Geoquímica de Asfaltitas Cubanas.

DOW, W. (1977). Kerogen studies and geological interpretations Journal of Geochemical Exploration, v. 7, pp. 79–99.

ESPARZA, E. A y PINEDA, E.R. (1999). Calidad de Roca Fuente de Petróleo y Facies Orgánicas del Cretáceo Superior: Formación La Luna (Cuenca del Valle Medio del Magdalena), Formación Conejo y Grupo Guadalupe (Cordillera Oriental). Tesis de grado, Escuela de Geología Universidad Industrial de Santander.

ESPITALIE J, *et al.* (1977) "Source Rock Characterization Method for Petroleum Exploration," artículo OTC 2935, presentado en la 9ª Conferencia Anual de Tecnología Marina, Houston.

ETAYO, *et al.* (1983). Mapa de Terrenos Geológicos de Colombia. Publicaciones Geológicas Especiales del INGEOMINAS Vol No 14. Bogotá-Colombia.

FABRE, A. (1987). Tectonique et génération d'hydrocarbures. Un modelo de l'évolution de la Cordillere Orientale de Colombie et du Bassin des Llanos pendant le Cretacé et le Tertiaire. Arch. Sc Genève, 40 (Fasc, 2).

FISHER, *et al.* (1981). Group Robertson. Scale and Rereference standards ICE base on Fugro Robertson Limited. Indiana Geological Survey.

GARCÍA, D. F. (2008). Estudo Dos Sistemas Petrolíferos No Setor Central Da Bacia Dos "Llanos Orientales", Colômbia. Um Modelo Para Explicar As Mudanças Na Qualidade Do Petróleo. -Tesis de doctorado – Universidad Federal de Rio de Janeiro. Brazil.

GONZALEZ, D. A y SANCHEZ, C. A .(1999). Potencial de Generación de Hidrocarburos de la Formación La Luna y la Formación Umir en el Flanco Oriental del Valle Medio del Magdalena. Tesis de grado, Escuela de Geología Universidad Industrial de Santander.

GUATAME, R y LARA, Y. (1995). Análisis Geoquímico de las unidades pre-albianas Fómeque y Tibasosa, en el área comprendida entre Tunja y Paz del Río (Boyacá). Departamento de Geociencias Universidad Nacional de Colombia. Santafé de Bogotá.

GUIZA, S y MEDIVELSO, S. (1995). Evaluación geológica y geoquímica de las unidades del Cretáceo superior, como posibles rocas generadoras de hidrocarburos, en el área comprendida entre Tunja y Paz de río ,Boyacá (Colombia). Departamento de Geociencias Universidad Nacional de Colombia. Santafé de Bogotá.

HEBRARD, F. (1985). Les foothills de la Cordillere Orientale de Colombie entre los ríos Casanare et Cusiana. Evolution géodinamique depuis d'Eo Crétacé. Ph.D. Thesis, Univ. Pierre et Marie Curie, Paris, Francia.

HERNANDEZ, A.Y y SANABRIA, H. H (1999). Estratigrafía y Geoquímica Orgánica de las Formaciones Churuvita, San Rafael, Conejo y Frontera del Cretáceo Superior en la Cordillera Oriental, Colombia. Tesis de grado. Escuela de Geología Universidad Industrial de Santander.

HERNANDEZ, R. (1998). Metodología de la Investigación. Editorial McGraw Hill. 2da Edición.

HUANG, W. Y., y W. G. MEINSCHEN. 1979. Sterols as ecological indicators. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 43, 739-745.

HUBACH, E. (1931). Geología petrolífera del Departamento de Santander. Servicio Geológico Nacional. Informe 224. Bogotá.

HUBACH, E. (1958).Estratigrafía de la Sabana de Bogotá y alrededores. Boletín Geológico Volumen V, número 2. Bogotá.

HUNT, J.M. (1995). Petroleum Geochemistry and Geology. Editorial W.H Freeman and Company. New York . USA.

JARVIE, D. M., y OTROS. (2007). Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. AAPG Bulletin, v. 91, no. 4, pp. 475–499

LIZARAZO, N. G y REYES, O. V (1998), Evaluación Geológica de las areniscas asphalticas terciarias en los municipios de Pesca, Beteitiva, Tasco y Topaga en el departamento de Boyacá. Escuela de Geología. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander.

MENDEZ, C. A. (2003). Metodología Diseño y Desarrollo del Proceso de Investigación. Editorial McGraw Hill.

MORA, C., *et al* (2007). Caracterización Geoquímica De Rocas Y Crudos En Las Cuencas De Cesar-Ranchería, Sinú-San Jacinto, Chocó Y Área De Soápagua (Cuenca Cordillera Oriental) [en línea]. Bogotá D.C. 638 p. Disponible en Web: <[http://www.anh.gov.co/media/metodos%20superficie/cordillera/caraterizacion\\_geoquimica\\_de\\_rocas\\_y\\_crudos\\_2007\\_cor.pdf](http://www.anh.gov.co/media/metodos%20superficie/cordillera/caraterizacion_geoquimica_de_rocas_y_crudos_2007_cor.pdf)>.

PETERS, K. E., (1986). Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis: AAPG Bulletin, v. 70, pp. 318–329.

PETERS, K. E., y MOLDOWAN, J. M. (1993). The Biomarker Guide. Interpreting Molecular Fossils In Petroleum And Ancient Sediments. Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey 07692.

PEREZ, G y SALAZAR, A. (1971). Estratigrafía y facies del Grupo Guadalupe. Geología Colombiana. No 10. Departamento de Geociencias. Universidad Nacional de Colombia.

POSADA, C. R., RANGEL, A., RODRIGUEZ, P. PÉREZ, L. E., GAVIRIA, R. (2001). Geoquímica De Yacimientos De La Formación Caballos En El Campo Orito. Putumayo – Colombia. CTYF – Ciencia, Tecnología y Futuro – Vol. 2. No2.

RENZONI, G. (1981). Boletín Geológico Ingeominas Volumen 24 No2. Geología del Cuadrángulo J-12 Tunja.pag 32 a 48.

RETAMOZO, C y VILLABONA, H. E. (1997). Estudios para el mejoramiento de capas de pavimento con asfalto natural de Pesca (Boyacá). Tesis escuela de Ing. Civil, Universidad Industrial de Santander

REYES, I. (1984). Geología de la región de Duitama, Sogamoso, Paz de Río: Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, pp. 5-25

SANMIGUEL, E. A y VILLAREAL, O, L. (2004). Simulación de los procesos de enterramiento y de la generación de petróleo en el área central del Piedemonte Llanero. Proyecto de grado, Universidad Industrial de Santander.

SARMIENTO, L. (2001). Mesozoic Rifting and Cenozoic Basin Inversión History of the Eastern Cordillera, Colombia Andes Inferences from Tectonics Models. Ph.D. Thesis, Vrije Universiteit, Amsterdam, 295 p.

SENFLE, J. T. y Landis, C. R. (1991). Vitrinite reflectance as a tool to assess thermal maturity, in R. K. Merrill, ed., Source and migration processes and evaluation techniques: AAPG Treatise of Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology, pp. 119–125.

TISSOT, B. P y WELTE, D. H. (1984). Petroleum Formation and Occurrence. Second Revised and Enlarged Edition by Springer-Verlag. Berlin. Germany.

ULLOA, C; RODRIGUEZ, E ; GUERRA, A , (1973). Plancha 172- Paz del Río. Instituto Nacional de Investigaciones Geológicas Mineras-. Ministerio de Minas y Energía.

WAPLES, D (1981). Organic Geochemistry for Exploration Geologists. Editorial Burgess Publishing Company. Minnesota.USA.

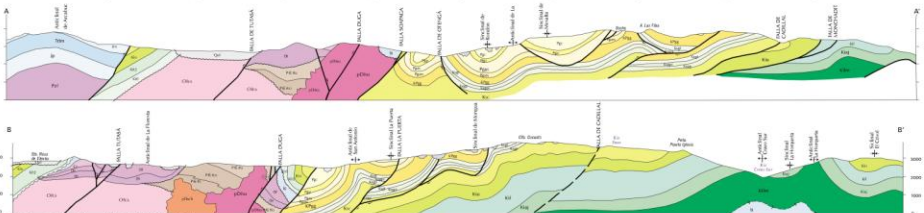
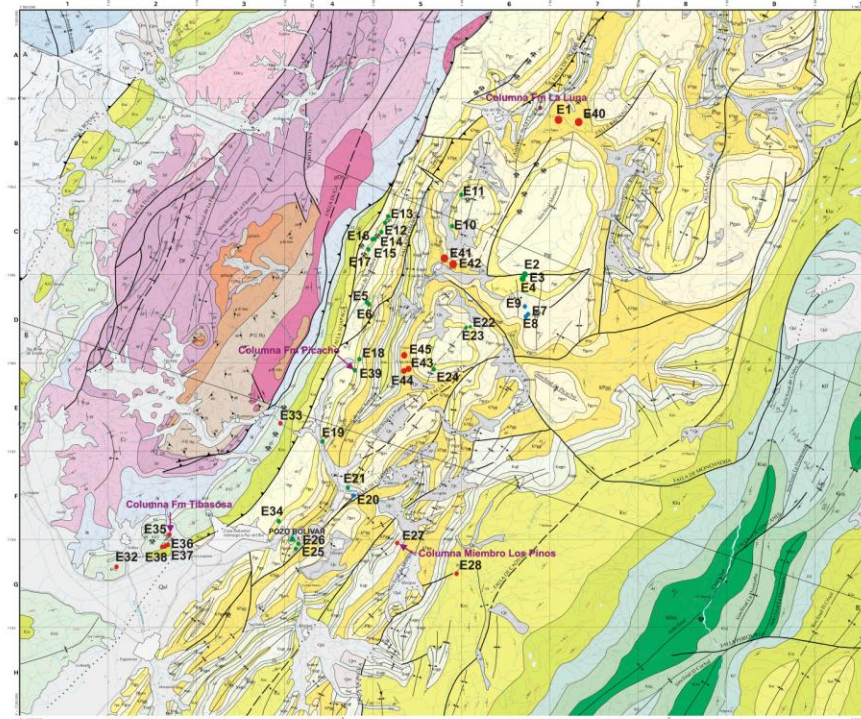
WEBER, F, F. (1990). Geochemical evaluation of the Bolivar No 1 well, Eastern Cordillera Colombia, EXXON PRODUCTION RESEARCH COMPANY, Report . EPR. 17ES-90.

WEBER, F, F. (1990) b, Geochemical evaluation of the Corrales No 1 well, Eastern Cordillera Colombia, EXXON PRODUCTION RESEARCH COMPANY, Report. December 1990.

ZHONG, N y OTROS. (2004). TOC changes in the process of thermal evolution of source rock and its controls, Science in China Ser. D Earth Sciences Vol.47, pp 141-149.

**ANEXO 1**

Mapa de localización del muestreo en Plancha Geológica 172- Paz de Rio.  
INGEOMINAS.



Cortes Geológicos INGEOMINAS 1998

<p><b>CONTACTOS Y FALLAS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Contacto definido</li> <li>- - - - - Contacto dudoso</li> <li>..... Falla normal</li> <li>..... Falla inversa</li> <li>..... Falla normal o de desplazamiento oblicuo</li> <li>..... Falla de rumbo dextral</li> </ul>	<p><b>ESTRUCTURAS PLEGADAS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>..... Sinclinal antiforme</li> <li>..... Sinclinal normal</li> <li>..... Sinclinal con cabecera</li> <li>..... Sinclinal subvertical</li> <li>..... Anticlinal antiforme</li> <li>..... Anticlinal normal</li> <li>..... Anticlinal con cabecera</li> </ul>	<p><b>DATOS MEDIDOS EN ROCAS SEDIMENTARIAS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Capa laminada</li> <li>— Capa masiva</li> </ul> <p><b>EN ROCAS METAMORFICAS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Foliación tabular</li> </ul>	<p><b>DATOS DE FOTOLOGIA</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— &lt; 10°</li> <li>— &lt; 15° normales</li> <li>— 30° a 35°</li> <li>— 30° a 35° normales</li> <li>— 30° a 40°</li> <li>— 30° a 40° normales</li> <li>— &gt; 40°</li> </ul>	<p><b>BASES GEOMORFOLÓGICAS, RECURSOS NATURALES Y OTROS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● ROCAS GENERADORAS</li> <li>● REZUMADEROS</li> <li>● ESTACIÓN DE CONTROL LITOLÓGICO</li> </ul> <p>▲ YACIMIENTOS Y MANIFESTACIONES MINERALES</p> <p>○ Mito sinca</p>	<p><b>BASE CARTOGRAFICA</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Río drenaje</li> <li>— Camino de nivel</li> <li>— Camino administrado</li> <li>— Camino</li> <li>— Sendero</li> <li>— Pavedura</li> <li>□ Área controlada</li> <li>□ Casco</li> <li>□ Iguala</li> </ul>	<p><b>INDICE DE LOCALIZACIÓN</b></p> <table border="1"> <tr> <td>181</td> <td>182</td> <td>183</td> </tr> <tr> <td>171</td> <td>172</td> <td>173</td> </tr> <tr> <td>161</td> <td>162</td> <td>163</td> </tr> </table>	181	182	183	171	172	173	161	162	163
181	182	183													
171	172	173													
161	162	163													

**LEYENDA GEOLÓGICA**

ERA	PERIODO	ETAPA	ROCAS
CENOZOICO	CUATERNARIO	Holoceno	Aluviales recientes
			Aluviales antiguos
			Aluviales muy antiguos
	PLEISTOCENO	Holoceno	Aluviales recientes
			Aluviales antiguos
			Aluviales muy antiguos
			Aluviales recientes
			Aluviales antiguos
			Aluviales muy antiguos
			Aluviales muy antiguos
MESOZOICO	CRETÁCICO SUPERIOR	Cretácico superior	Aluviales recientes
			Aluviales antiguos
			Aluviales muy antiguos
			Aluviales recientes
			Aluviales antiguos
	CRETÁCICO INFERIOR	Cretácico inferior	Aluviales recientes
			Aluviales antiguos
			Aluviales muy antiguos
			Aluviales recientes
			Aluviales antiguos
TRIÁSICO SUPERIOR	Triásico superior	Aluviales recientes	
		Aluviales antiguos	
		Aluviales muy antiguos	
		Aluviales recientes	
		Aluviales antiguos	
TRIÁSICO INFERIOR	Triásico inferior	Aluviales recientes	
		Aluviales antiguos	
		Aluviales muy antiguos	
		Aluviales recientes	
		Aluviales antiguos	
PALEOZOICO	Carbonífero	Aluviales recientes	
		Aluviales antiguos	
		Aluviales muy antiguos	
		Aluviales recientes	
		Aluviales antiguos	
PRECAMBRIACO	Precámbrico	Aluviales recientes	
		Aluviales antiguos	
		Aluviales muy antiguos	
		Aluviales recientes	
		Aluviales antiguos	



**Base Cartografía Geológica Tomada de Plancha 172 Paz de Río**

1998 - INGEOMINAS

Escala 1:100.000

Proyecto Geológico de Boyacá - 1998

**PROYECTO DE INVESTIGACIÓN MAESTRIA EN GEOLOGIA**

**DETERMINACIÓN DE LAS ROCAS FUENTES Y DE LAS CONDICIONES DE GENERACIÓN DE LAS MANIFESTACIONES DE PETRÓLEO PRESENTES EN EL BLOQUE SOAPAGA (BOYACA COLOMBIA).**

ESTUDIANTE DE MAESTRIA: ELICER URIBE P. Geólogo

DIRECTOR PROYECTO: Ph.D. MARIO GARCIA GONZALEZ UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

COORDINADOR: Ph.D. DIEGO FERNANDO GARCIA ecopETROL-UP

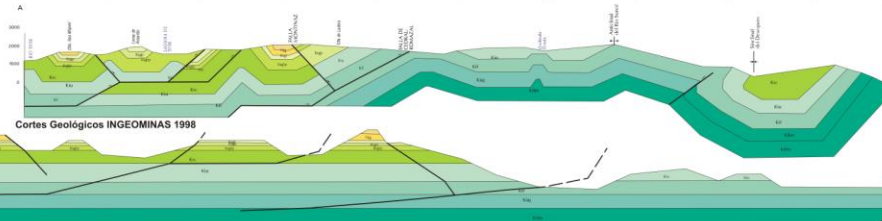
## **ANEXO 2**

Mapa de localización del muestreo en Plancha Geológica 191- Tunja.  
INGEOMINAS.



### **ANEXO 3**

Mapa de localización del muestreo en Plancha Geológica 192- Laguna de Tota.  
INGEOMINAS.



LEYENDA GEOLÓGICA

CUATERNARIO	Q1	ALUVIDOSOS	Q2	ALUVIDOSOS
	Q3	ALUVIDOSOS	Q4	ALUVIDOSOS
	Q5	ALUVIDOSOS	Q6	ALUVIDOSOS
	Q7	ALUVIDOSOS	Q8	ALUVIDOSOS
	Q9	ALUVIDOSOS	Q10	ALUVIDOSOS
	Q11	ALUVIDOSOS	Q12	ALUVIDOSOS
	Q13	ALUVIDOSOS	Q14	ALUVIDOSOS
	Q15	ALUVIDOSOS	Q16	ALUVIDOSOS
	Q17	ALUVIDOSOS	Q18	ALUVIDOSOS
	Q19	ALUVIDOSOS	Q20	ALUVIDOSOS
TERCIARIO	T1	ALUVIDOSOS	T2	ALUVIDOSOS
	T3	ALUVIDOSOS	T4	ALUVIDOSOS
	T5	ALUVIDOSOS	T6	ALUVIDOSOS
	T7	ALUVIDOSOS	T8	ALUVIDOSOS
	T9	ALUVIDOSOS	T10	ALUVIDOSOS
	T11	ALUVIDOSOS	T12	ALUVIDOSOS
	T13	ALUVIDOSOS	T14	ALUVIDOSOS
	T15	ALUVIDOSOS	T16	ALUVIDOSOS
	T17	ALUVIDOSOS	T18	ALUVIDOSOS
	T19	ALUVIDOSOS	T20	ALUVIDOSOS
CRETACICO	C1	ALUVIDOSOS	C2	ALUVIDOSOS
	C3	ALUVIDOSOS	C4	ALUVIDOSOS
	C5	ALUVIDOSOS	C6	ALUVIDOSOS
	C7	ALUVIDOSOS	C8	ALUVIDOSOS
	C9	ALUVIDOSOS	C10	ALUVIDOSOS
	C11	ALUVIDOSOS	C12	ALUVIDOSOS
	C13	ALUVIDOSOS	C14	ALUVIDOSOS
	C15	ALUVIDOSOS	C16	ALUVIDOSOS
	C17	ALUVIDOSOS	C18	ALUVIDOSOS
	C19	ALUVIDOSOS	C20	ALUVIDOSOS



<p><b>CONTACTOS Y FALLAS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Contacto definido</li> <li>Falla normal</li> <li>Falla inversa</li> <li>Falla cohesiva</li> <li>Falla colapsiva</li> <li>Falla inversa o de desplazamiento definido</li> <li>Falla de sentido descentral</li> </ul>	<p><b>ESTRUCTURAS PLEGADAS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Simétrica deflexión</li> <li>Simétrica abducción</li> <li>Simétrica subducción</li> <li>Simétrica subculpa</li> <li>Asimétrica deflexión</li> <li>Asimétrica abducción</li> <li>Asimétrica subducción</li> <li>Asimétrica subculpa</li> </ul>	<p><b>DATOS MEDIDOS EN ROCAS SEMISERENAS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Cuarzo</li> <li>Calcio</li> </ul>	<p><b>DATOS DE FOTOGEOLOGIA</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>&lt; 10°</li> <li>15° a 30°</li> <li>30° a 45°</li> </ul>	<p><b>BASES GEOMORFOLÓGICAS, RECURSOS NATURALES Y OTROS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Laguna</li> <li>Cerro de mont.</li> <li>Sierra</li> <li>Área conurbada</li> </ul>
---	---	---	--	--



**Base Cartografía Geológica Tomada de**

**Plancha 192 Laguna de Tota**

© 1998 - INGEOMINAS

Escala 1:100,000

**PROYECTO DE INVESTIGACIÓN MAESTRIA EN GEOLOGIA**

**DETERMINACIÓN DE LAS ROCAS FUENTES Y DE LAS CONDICIONES DE GENERACIÓN DE LAS MANIFESTACIONES DE PETROLEO PRESENTES EN EL BLOQUE SOAPAQA (BOYACÁ COLOMBIA).**

ESTUDIANTE DE MAESTRIA: ELIECER URIBE P. Geólogo

DIRECTOR PROYECTO: Ph.D. MARINO GARCIA GONZALEZ  
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

COORDINADOR: Ph.D. DIEGO FERNANDO GARCIA  
ECOPETROL-ICP

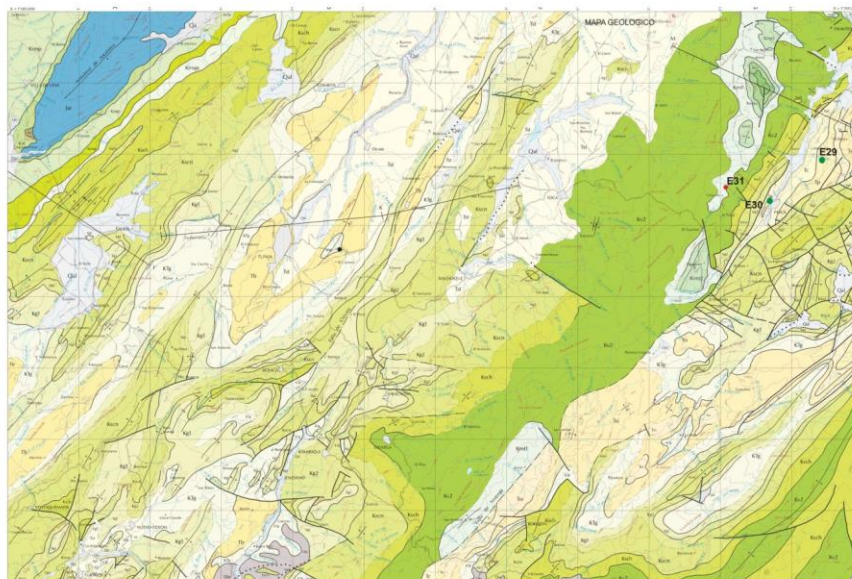
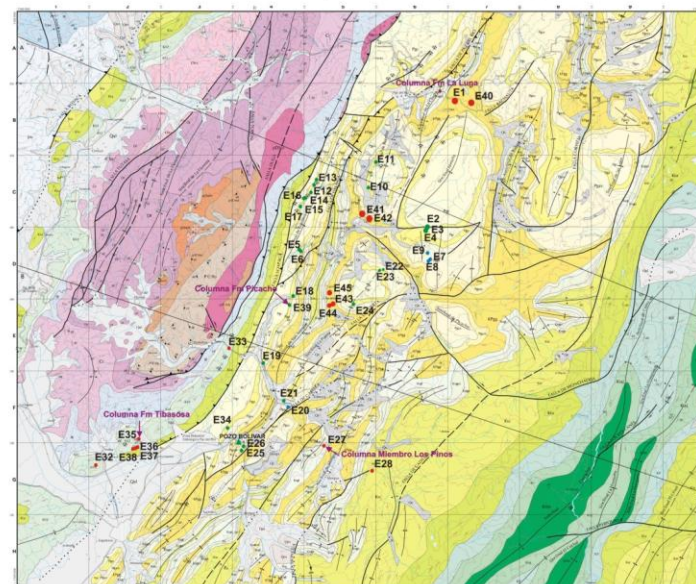
#### **ANEXO 4**

Mapa generalizado de localización del muestreo.

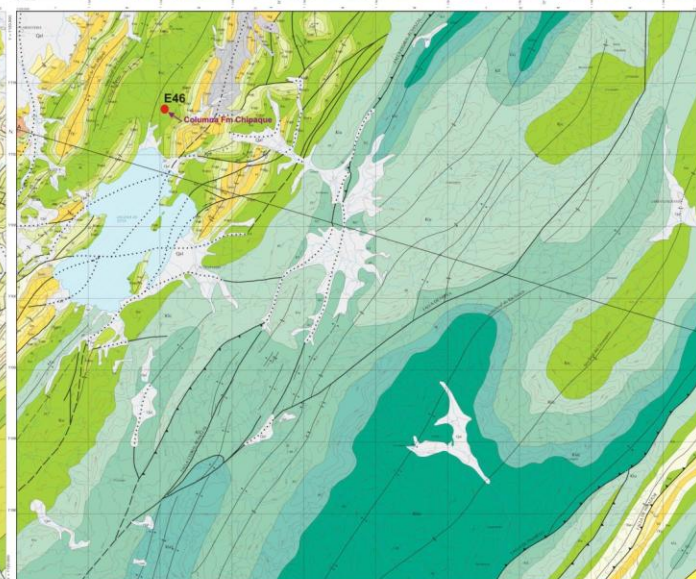
# LOCALIZACIÓN DE ESTACIONES DE MUESTREO

- Rocas Generadoras
- Rezumaderos
- Estación de Control Litológico

PLANCHA 172 INGEOMINAS



PLANCHA 191 INGEOMINAS



PLANCHA 192 INGEOMINAS

**ANEXO 5**  
Columna estratigráfica Formación Tibasosa.

## Columna Estratigráfica Formación Tibasosa (Kimt2) Frente Chameza (Boyacá, Colombia).

Espesor Acumulado	Espesor Segmento	Segmento	Granulometría							Geometría Estratos	Estructuras	Folijas	Muestra	Descripción	Foto
			Arcilla	Limo	Lodo	mf	f	m	g						
49.9	6.0	10								Tabular				Segmento correspondiente a intercalaciones de caliza y Lodolitas.	
43.9	12.0	9										PS-172		Bancos de caliza de espesores de estratificación entre 1 y 2m, y presencia de Lodolitas de geometría acunada.	
31.3	6.4	8								Tabular				Lentes de Lodolita calcarea fosilifera con presencia de capas de caliza con espesor de estratificación entre 0,4 y 0,8 m.	
25.5	3.8	7										PS-171		Lentes de arcillolitas calcarea fosilifera intercaladas con calizas con intraclastos arcillosos amarillos.	
21.7	6.5	6								Tabular				Capa de caliza fosilifera con espesor de estratificación muy grueso. La caliza es de tipo espartillo.	
13.2	5.4	5								Tabular		PS-170		Intercalaciones de caliza con Lodolitas, se distinguen cámaras de ichnofossil.	
9.8	3.7	4								Tabular		PS-168		Capa de caliza fosilifera con ostréidos y dientes de pez. Hacia la parte inferior se localizan las Lodolitas.	
6.1	2.8	3								Tabular				Paquete de Shales negros.	
1.2	2.1	2												Lodolitas intercaladas con calizas	
	1.2	1												Capa de caliza fosilifera	

COORDENADAS X: 1.130.228  
Y: 1.128.367

### CONVENCIONES

**LITOLÓGICAS**

**Siliciclásticas**

- Arenisca
- Arenisca conglomerática
- Limolita
- Shale
- Arcillolita

**Calcáreas**

- Roca calcárea

**ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS ORGANICAS**

**Laminación**

- Plana paralela

**Estratificación**

- Cruzada

**Ichonológicas**

- Thalassinoides

**Fósiles**

- Ostréidos
- Paleophycus

**Escala**

0 2 4 6 8 10m

### PROYECTO DE INVESTIGACIÓN MAESTRIA EN GEOLOGIA

**DETERMINACIÓN DE LAS ROCAS FUENTES Y  
DE LAS CONDICIONES DE GENERACIÓN DE LAS  
MANIFESTACIONES DE PETROLEO PRESENTES  
EN EL BLOQUE SOAPAGA (BOYACÁ COLOMBIA).**

ESTUDIANTE DE MAESTRIA: ELIECER URIBE P.  
Geólogo

DIRECTOR PROYECTO: Ph.D. MARIO GARCIA GONZALEZ  
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

CODIRECTOR: Ph.D. DIEGO FERNANDO GARCIA  
ECOPETROL-ICP

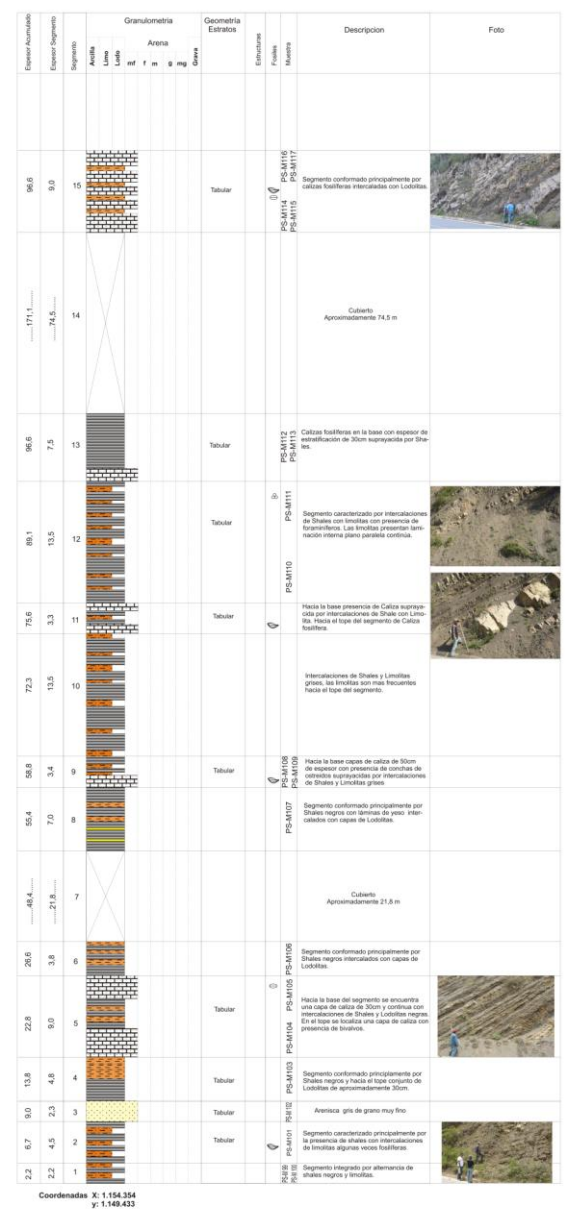
**ANEXO 6**  
Columna estratigráfica Formación Chipaque.



**ANEXO 7**  
Columna estratigráfica Formación La Luna.



### Columna Estratigráfica Formacion La Luna Carretera Paz del Rio-Socha (Boyacá, Colombia).



**PROYECTO DE INVESTIGACIÓN MAESTRIA EN GEOLOGIA**

**DETERMINACIÓN DE LAS ROCAS FUENTES Y DE LAS CONDICIONES DE GENERACIÓN DE LAS MANIFESTACIONES DE PETROLEO PRESENTES EN EL BLOQUE SOAPAGA (BOYACÁ COLOMBIA).**

ESTUDIANTE DE MAESTRIA: ELIEGER URIBE P.

DIRECTOR PROYECTO: MARIO GARCIA GONZALEZ  
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

COORDINADOR: DIEGO FERNANDO GARCIA  
ECCPETROL-ICP

**ANEXO 8**  
Columna estratigráfica Miembro Pinos.



## Columna Generalizada Miembro Los Pinos En La Vía Tópaga- Mongua (Boyacá, Colombia).

ESTADÍSTICO: X. 1.129.888  
 V. 1.141.181  
 FORMATO PARA LA FORMACIÓN DE INFORMACIÓN ESTADÍSTICA EN CAMPO: 3/2001  
 FECHA: 10 de Abril de 2009  
 INSTITUTO: Geología y Minas

Elevación Actualizada	Elevación Segmento	Segmento	Granulometría										Geometría Estratos		Estructuras	Fósiles	Muestra	Descripción	Foto	
			Arenas	Limas	Lodos	af	f	m	g	mg	Gravas	Estriación	Macla							
105,18	12	10	[Granulometric chart showing high clay and silt content]																Intercalaciones de Shales, Calizas y Limolitas con laminación plano paralela. Las calizas presentan bloques de Chertosis de aproximadamente 10 cm de diámetro y presencia de Ichneumonidae tipo Thalesmonidae.	
93,18	12	9	[Granulometric chart showing clay and silt]										Tabular					Segmento preferencialmente de Shales grises secas intercaladas con capas de Limolitas de poco espesor y hacia el tipo arenosas tabulares de grano muy fino.		
81,18	12	8	[Granulometric chart showing clay and silt]										Tabular					Intercalaciones de shales negros y limolitas ferruginosas.		
69,18	6,5	7	[Granulometric chart showing clay and silt]										Tabular					Presencia de limolitas en la base del segmento intercaladas por shales y en el tipo presencia de arenosas de grano muy fino.		
62,08	8	6	[Granulometric chart showing clay and silt]										Tabular					Segmento caracterizado por la presencia preferencial de shales grises micolíticas con arenosas y limolitas de color grisáceo.		
54,08	10	5	[Crossed out granulometric chart]															Cubierto		
44,08	18,5	4	[Granulometric chart showing clay and silt]										Tabular					Principalmente Shales grises intercalados con Limolitas.		
28,18	12	3	[Crossed out granulometric chart]															Cubierto		
14,18	6,8	2	[Granulometric chart showing clay and silt]										Tabular					Preponderancia en el segmento de Shales grises con esporádicas intercalaciones de Limolitas.		
8,5	8,5	1	[Granulometric chart showing clay and silt]										Tabular	Mt				Intercalaciones de arenosas de grano fino con tabolitas grises.		

### CONVENCIONES

**LITOLÓGICAS**

Silíceas: Arenisca (yellow dotted), Limolita (orange), Shale (grey horizontal lines)

Calizas: Roca caliza (black and white checkered)

**ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS ORGANICAS**

Ichneumonidae (Zy), Thalesmonidae (Zy)

Fósiles: Ostracods (shell icon)

Escala

**PROYECTO DE INVESTIGACIÓN  
MAESTRIA EN GEOLOGIA**

**DETERMINACIÓN DE LAS ROCAS FUENTES Y DE LAS CONDICIONES DE GENERACIÓN DE LAS MANIFESTACIONES DE PETROLEO PRESENTES EN EL BLOQUE SOAPAGA (BOYACÁ COLOMBIA).**

ESTUDIANTE DE MAESTRIA: ELIECER URIBE P.  
 DIRECTOR PROYECTO: MARIO GARCIA GONZALEZ  
 UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
 CODIRECTOR: DIEGO FERNANDO GARCIA  
 ECOPETROL-ICP

**ANEXO 9**  
Columna estratigráfica Formación Picacho.



### Columna Estratigráfica Formación Picacho Via Tasco- Corrales (Boyacá, Colombia)

Espesor Normalizado	Espesor Real	Profundidad	Grano	Forma	Geometría	Descripción	Foto
			Grano				
			Forma				
			Geometría				
			Estructuras				
			Folios				
			Maestros				
98.7	26.0	36	Grano grueso	Forma subredonda	Geometría tabular	Segmento conformado por areniscas de grano medio a grueso de geometría tabular y dispersas en estratos de espesor muy grueso.	
70.7	7.5	15	Grano fino	Forma redonda	Geometría tabular	Segmento caracterizado por las características de las arenas gruesas y areniscas arenosas. Presenta fragmentos de conchas laminas y restos empotrados en el tipo de las arenas.	
70.7	7.5	14	Grano fino	Forma redonda	Geometría acufada	Capa de arenisca rosada de grano fino de geometría conformada.	
63.2	6.0	13	Grano fino	Forma redonda	Geometría tabular	Segmento conformado por láminas gruesas de geometría tabular.	
97.2	5.0	12	Grano fino	Forma redonda	Geometría tabular	Arenisca de grano grueso con matriz menor del 10%, composición Q20%, F10% y R10%. Tipo tabular y geometría tabular.	
52.2	5.5	11	Grano fino	Forma redonda	Geometría tabular	Complementado con matriz arenosa, el arenisco es principalmente de grano de cuarzo.	
45.7	5.5	10	Grano fino	Forma redonda	Geometría tabular	Arenisca de grano grueso con matriz menor del 10%, composición Q20%, F10%, R10%. Tipo tabular.	
40.2	4.0	9	Grano fino	Forma redonda	Geometría acufada	Hacia la base capa de lutita de geometría acufada, espesor por arenisca de grano medio ligeramente empregnada de cruces.	
36.2	6.0	8	Grano fino	Forma redonda	Geometría acufada	Segmento caracterizado preferencialmente por areniscas de grano medio de geometría conformada con composición Q20%, F20% y R20%. Matriz menor del 10%, tipo tabular y geométrica.	
31.2	16.0	7	Grano fino	Forma redonda	Geometría acufada	Arenisca de grano medio a grueso, con matriz de areniscas y arena gruesa. Geometría conformada con areniscas tabulares. Hacia la base del segmento. En la parte media del mismo una capa de arenisca de tipo conformada con matriz arenosa. Base de arenisca. Capa de conglomerado con matriz de cuarzo en forma de arena y arena, con espesor de interstratificación muy gruesa.	
25.2	3.1	6	Grano fino	Forma redonda	Geometría acufada	En la base capa de lutita gris de geometría acufada. Superpuesta por capa de arenisca de grano medio con geometría acufada.	
22.1	8.6	5	Grano fino	Forma redonda	Geometría acufada	Segmento conformado por arenisca con conglomerados fuertemente empregnados de cruces.	
13.5	3.0	4	Grano fino	Forma redonda	Geometría acufada	Capas de areniscas de grano medio con empregnación de cruces, presencia de estratificación cruzada.	
10	4	3	Grano fino	Forma redonda	Geometría tabular	Segmento caracterizado por areniscas de grano medio hacia la parte media del segmento las areniscas tienen una ligera empregnación de cruces.	
8.0	1.5	2	Grano fino	Forma redonda	Geometría acufada	Hacia la base del segmento presencia de lutitas, superpuesta por capa de arenisca.	
4.06	4.06	1	Grano fino	Forma redonda	Geometría acufada	Segmento conformado por capas de arenisca rosada con empregnación de cruces. Matriz menor del 10%, Q10%, F20%, R10%. Tipo arenisca granular tabular y geométrica.	

coordenadas inicio columna  
X: 1.130.647 Y: 1.138.068

#### CONVENCIONES

**LITOLÓGICAS**

Silíceas: Arenisca, Arenisca conglomerada, Lutita, Siltita, Arcilla.

Calizas: Roca calcárea.

**ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS ORGANICAS**

Laminación: Plano paralela, Oncolita, 2y Transoncolita, Folios, Chales, Paleosol.

**PROYECTO DE INVESTIGACIÓN  
MAESTRIA EN GEOLOGIA**

**DETERMINACIÓN DE LAS ROCAS FUENTES Y DE LAS CONDICIONES DE GENERACIÓN DE LAS MANIFESTACIONES DE PETROLEO PRESENTES EN EL BLOQUE SOAPAGA (BOYACÁ COLOMBIA).**

ESTUDIANTE DE MAESTRIA: ELIECER URIBE P.

DIRECTOR PROYECTO:  
PhD MARIO GARCIA GONZALEZ  
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

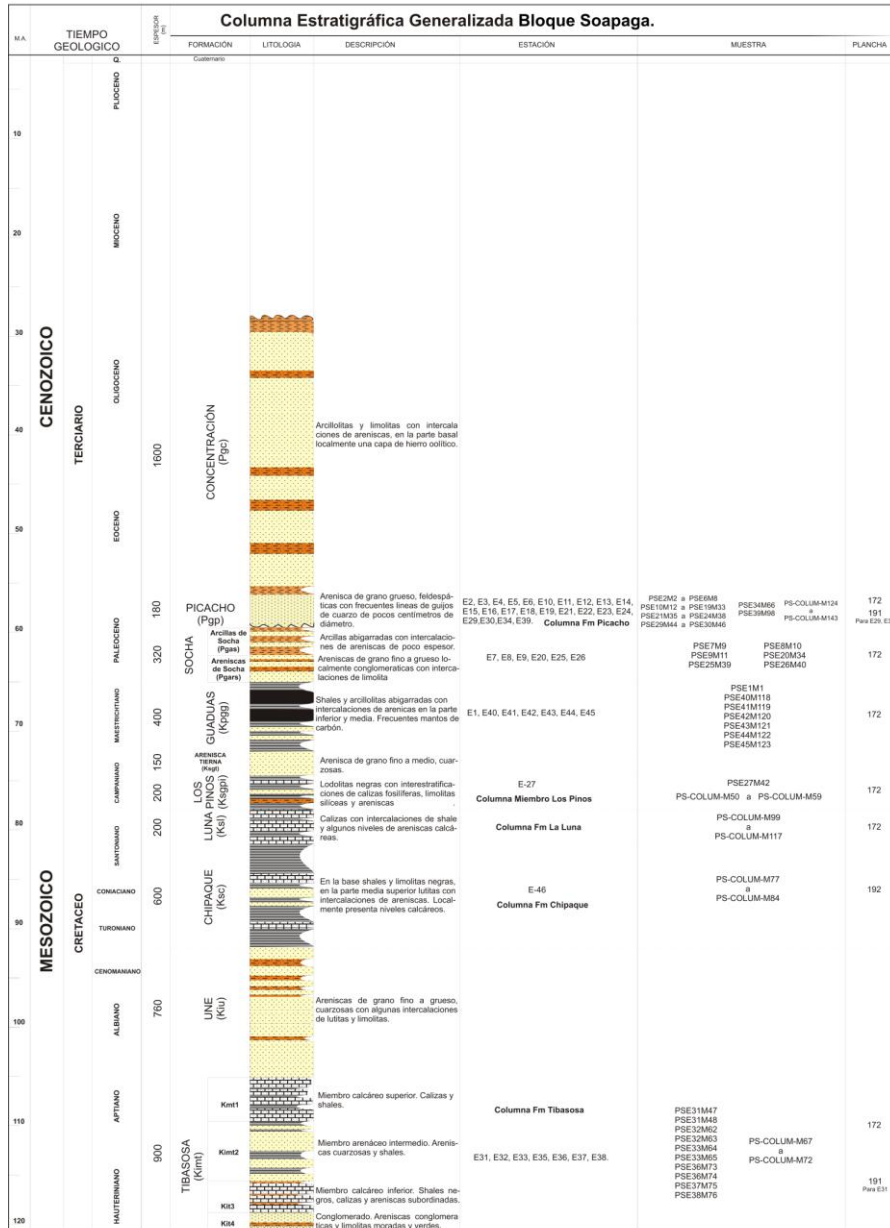
CODIRECTOR:  
PhD DIEGO FERNANDO GARCIA  
ECOPETROL-ICP

## **ANEXO 10**

Columna estratigráfica generalizada.



**DETERMINACIÓN DE LAS ROCAS FUENTES Y DE LAS CONDICIONES DE GENERACIÓN DE LAS MANIFESTACIONES DE PETROLEO PRESENTES EN EL BLOQUE SOAPAGA (BOYACÁ COLOMBIA).**



## **ANEXO 11**

Reportes de análisis geoquímicos del Laboratorio de geoquímica de  
ECOPETROL- ICP.

## Fracción Aromática.

### Extractos.

Reportes de análisis geoquímicos del Laboratorio de geoquímica de ECOPETROL- ICP.										
	PS-COLUM-M70	PS -COLUM- M77	PS- COLUM-M81	PS- COLUM-M82	PS- COLUM-M83	PS-E40- M118	PS-E43-M121	PS-COLUM-M99	PS-COLUM-M110	PS-COLUM-M50
<b>Mono- (MAS) and Triaromatic Steroids (TAS)</b>										
(C20+C21)/S TAS	0,07			0		0,14	1		0,07	0,22
TAS #1 20/20+27	0,15			0		0,50	1		0,32	0,59
TAS #2 21/21+28	0,18			0		0,12	1		0,25	0,52
%26 TAS	32,49			40,24		17,64			37,67	31,00
%27 TAS	31,83			28,84		19,35			29,19	32,41
%28 TAS	35,68			30,92		63,01			33,15	36,59
%29 TAS	0,00			0,00		0,00			0,00	0,00
C28/C26 20S TAS	1,05			1,84		2,80			1,05	1,09
C28/C27 20R TAS	1,12			1,07		3,26			1,13	1,13
Dia/Regular C27 MAS	0,77									
%27 MAS	35,22					0,00				
%28 MAS	29,84					61,50				
%29 MAS	34,94					38,50				
(C21+C22)/S MAS	0,54			1		0,94	1		1,00	1,00
TAS/(MAS+TAS)	0,54			1		0,95			1,00	1,00
TA28/(TA28+MA29)	0,00					0,00				
<b>Triaromatic Methylsteroids</b>										
Dinosteroid Index	0,46			0,44		0,43			0,52	0,51
C4/C3+C4 Mester	0,84			0,67		0,63			1,00	0,73
<b>Phenanthrenes, Naphthalenes, and Dibenzothiophenes</b>										
MPI-1	1,20	0		3,74		0,80			0,69	0,42
Rc(a) if Ro < 1.3 (Ro%)	1,09	0,37		2,61		0,85			0,79	0,62
Rc(b) if Ro > 1.3 (Ro%)	1,58			0,06		1,82			1,88	2,05
MPI-2	0,62	0		2,06		0,38			0,83	0,79
DNR-1	3,65			6,18		7,34			4,02	5,93
DNR-2	2,69			4,27		3,87			3,83	5,97
TNR1	1,36			2,17		1,10			1,01	1,02
TDE-1	7,83			1,51		2,33			6,19	5,27
TDE-2	0,37			0,21		0,14			0,30	0,37
MDR	4,18			22,40		16,98			2,15	5,55
Rm (Ro%)	0,81			83,57		32,26			0,54	0,82
MDR23	0,39			1,87		0,78			1,17	1,20
MDR1	0,19			0,21		0,18			0,33	0,49
DBT/Phenanthrene	0,18			0,11		0,01			0,18	0,01
Nota: Para los espacios en blanco no hay valores										

# Fracción Aromática.

## Rezumaderos.

Reportes de análisis geoquímicos del Laboratorio de geoquímica de ECOPETROL- ICP.																																		
	PSE2M2	PSE2M3	PSE3M4	PSE3M5	PSE4M6	PSE4M7	PSE6M8	PSE10M12	PSE11M16	PSE12M18	PSE12M19	PSE13M20	PSE13M21	PSE14M22	PSE15M23	PSE15M24	PSE15M25	PSE16M26	PSE16M27	PSE17M30	PSE18M31	PSE19M32	PSE19M33	PSE21M35	PSE22M36	PSE24M37	PSE24M38	PSE25M39	PSE26M40	PSE29M44	PSE30M45	PSE34M56	POZO BOLIVAR	PSE39M58
<b>Mono- (MAS) and Triaromatic Steroids (TAS)</b>																																		
(C20 + C21)/S TAS	0,08	0,10	0,06	0,06	0,06	0,00	0,08	0	0	0,14	0,13	0,13	0,09	0,08	0,13	0,12	0,13	0,13	0,12	0,06	0	0	0,05		0,05	0,07	0	0,03	0,05	0	0,08	0,06		
TAS #1 20/20+27	0,17	0,22	0,13	0,11	0,13	0,00	0,10	0	0	0,28	0,26	0,25	0,22	0,13	0,25	0,25	0,23	0,26	0,26	0,25	0,13	0	0	0,12		0,09	0,05	0	0,05	0,09	0	0,20	0,00	
TAS #2 21/21+28	23,29	23,33	24,20	23,83	24,51	21,39	18,73	19,16	29,47	17,44	18,23	17,55	0,00	15,13	16,27	16,68	16,49	16,16	18,57	16,72	23,21	20,24	19,34	24,25	16,40	15,65	20,21	15,57	15,25	23,34	31,17	21,25		
%26 TAS	31,57	30,00	33,04	32,59	31,62	36,14	46,88	46,38	34,68	47,41	46,16	47,80	40,55	40,09	49,29	47,54	47,04	47,65	46,69	46,81	39,57	28,26	8,17	23,17	48,73	47,51	33,99	47,84	49,31	20,24	39,21	45,83		
%28 TAS	45,13	46,67	42,76	43,58	43,87	42,47	34,39	34,46	35,86	35,15	35,61	34,65	59,45	44,78	34,44	35,78	36,47	36,19	34,74	36,48	37,22	31,50	72,59	52,58	34,87	36,83	45,80	36,59	35,45	56,43	29,62	32,92		
%29 TAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
C20/C26 20S TAS	0,92	0,88	0,93	0,91	0,94	0,92	1,61	1,59	0,34	1,89	1,68	1,77	0,00	2,74	1,90	1,89	1,91	1,90	1,74	1,86	1,13	0,74	0,39	0,60	1,83	2,07	0,94	2,07	2,05	0,52	0,80	1,35		
C28/C22 20R TAS	1,43	1,55	1,29	1,34	1,39	1,17	0,73	0,74	1,03	0,74	0,77	0,73	1,47	1,12	0,70	0,75	0,77	0,76	0,74	0,78	0,94	1,62	8,88	2,27	0,72	0,77	1,35	0,76	0,72	2,79	0,76	0,72		
Dib/Regular C27 MAS	0,88	1,17	0,88	0,93	1,01	0,85	1,06	1,17	1,28	1,09	1,11	1,17		1,14	0,97	0,76	1,01	0,82	1,15				0,82	0,79	1,09	0,75	0,71	0,81	0,89	0,81	0,84	0,96		
%27 MAS	52,73	52,47	52,72	52,82	52,67	49,25	42,77	49,16	51,22	52,47	42,49	41,67	13,18		40,02	40,01	42,00	41,01	41,47	38,98	0,00	36,30	40,94	38,52	43,15	33,79	37,56	41,16	39,22	41,83	46,74			
%28 MAS	34,94	34,44	34,51	34,95	35,63	37,81	43,14	32,28	34,05	32,56	43,75	44,72	60,07		44,33	45,34	47,25	43,01	43,99	44,49	100,00	29,33	28,31	47,39	41,34	32,89	43,25	33,69	27,82	39,50	40,98			
%29 MAS	12,33	13,09	12,77	12,23	11,70	12,94	14,59	18,57	12,73	14,97	13,76	13,61	24,77		15,65	14,65	10,74	15,97	14,54	16,52	0,00	14,47	10,76	14,09	15,50	15,11	15,19	23,15	12,97	16,27	12,28			
(C21 + C22)/S MAS	0,71	0,76	0,69	0,69	0,74	0,83	0,85	0,84	0,81	0,79	0,82	0,79	0,93	1,00	0,78	0,87	0,94	0,76	0,91	0,87	0,93	0,67	1,00	0,73	0,82	0,87	0,76	0,75	0,73	0,73	0,70	0,67		
TAS/(MAS + TAS)	0,88	0,91	0,87	0,87	0,90	0,94	0,92	0,91	0,92	0,88	0,91	0,89	0,96	1,00	0,87	0,94	0,98	0,86	0,96	0,92	1,00	0,87	1,00	0,92	0,91	0,93	0,90	0,84	0,79	0,92	0,80	0,83		
TA28/(TA28 + MA29)	0,11	0,17	0,11	0,09	0,12	0,08	0,12	0,14	0,26	0,10	0,08	0,08	0,17		0,08	0,13	0,15	0,08	0,15	0,11	0,61	0,19	0,12		0,10	0,09	0,16	0,07	0,10	0,09	0,05	0,08		
<b>Triaromatic Methylsteroids</b>																																		
Dinosteroid Index	0,65	0,66	0,64	0,64	0,64	0,64	0,58	0,56	0,63	0,54	0,54	0,54	0,62	0,58	0,53	0,53	0,52	0,53	0,58	0,69	0,77	0,68			0,53	0,59	0,66	0,51	0,50	0,72	0,57	0,61		
C4/C3 + C4 Mester	0,61	0,62	0,63	0,61	0,62	0,61	0,67	0,68	0,65	0,71	0,70	0,71	0,58	0,60	0,73	0,71	0,72	0,71	0,70	0,73	0,59	0,57			0,72	0,66	0,60	0,72	0,72	0,34	0,70	0,66		
<b>Phenanthrenes, Naphthalenes, and Dibenzothiophenes</b>																																		
MPI-1	0,90	0,91	1,04	1,10	0,92	0,90	1,43	0,88	0,91	0,00	1,04	0,96	0,59	0,00	0,83	0,78	0,77	0,78	0,89	1,21	0,87	1,05	0,90	1,2390	1,79	0,00	0,59	0,69	0,00	0,00	0,00	0,90	0,00	
Rc(a) # Ro < 1.3 (Ro%)	0,91	0,92	0,99	1,03	0,92	0,91	1,23	0,90	0,92	0,37	0,99	0,95	0,72	0,37	0,87	0,84	0,80	0,83	0,84	0,90	1,09	0,89	1,00	0,91	1,1130	1,44	0,37	0,72	0,78	0,37	0,37	0,91	0,37	
Rc(b) # Ro > 1.3 (Ro%)	1,76	1,75	1,68	1,64	1,75	1,76			1,77	1,75		1,68			1,85		1,80	1,83	1,87	1,84	1,83	1,77	1,58	1,78	1,67	1,76	1,5569		1,95	1,89		1,76		
MPI-2	0,80	1,14	1,22	1,29	1,18	1,20	1,93	1,09	1,17	0,00	1,04	1,00	0,61	0,00	0,43	0,43	0,48	0,58	0,63	0,72	1,49	1,15	1,32	1,11	1,4860	2,05	0,00	0,70	0,86	0,00	0,00	0,93	0,00	
DRR-1																																	2,71	
DRR-2																																	2,50	
THR1					1,28		1,33	1,09	1,22		1,11							0,99	0,82	1,09		1,27				1,03	1,39		1,25		1,60			
TDE-1					4,73		4,40	5,22										4,56				4,76						4,40		3,83		2,39		
TDE-2					0,50		0,53	0,50	0,54									0,48	0,59	0,59		0,52						0,52		0,63		0,50		
MDR	1,10		1,50												0,90	0,77		1,43	0,90	0,43													1,26	
Rm (Ro%)	0,63		0,68												0,60	0,58		0,67	0,60	0,51													0,65	
MDR23	3,04	2,48			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,86	14,67	39,17			10,65	11,41		5,05	9,52	10,73	4,21	0,00						0,00				3,06		
MDR1	2,44	1,68			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			3,41	4,67		2,23	8,15	19,27	0,00	0,00						0,00				3,28		
DBT/Phenanthrene	0,13		0,21		0,07	0,07	0,07	0,07	0,09	0,17	0,14	0,21			0,22	0,19		0,17	0,28	0,14	0,11	0,09						0,03				0,10		

NOTA: Para los espacios en blanco no hay valores

## Fracción Saturada.

### Extractos.

	PS-COLUM-M70	PS-COLUMN-M77	PS COLUMN-M81	PS-COLUM-M82	PS-COLUM-M83	PS-E40- M118	PS-E43-M121	PS-COLUM-M99	PS-COLUM-M110	PS-COLUM-M50
<b>Hopanes/Steranes</b>		3,596	2,345	2,320	4,902	40,903	6,935	1,733	1,152	1,393
<b>Tricyclics/Hopanes</b>	0,031	0,000	0,000	0,000	0,000	0,043	0,270	0,267	1,961	1,412
<b>19/23Tri</b>						0,924	4,070	0,336	0,124	0,074
<b>C29Ts/H29</b>	0,348	0,320	0,235	0,250	0,310	0,132	1,684	0,835	1,992	1,219
<b>H29/H30</b>	0,445	0,501	0,555	0,551	0,670	0,933	0,451	0,411	0,583	0,309
<b>OL/H30</b>		0,080				0,030	1,412	0,761	0,568	0,076
<b>Gam/H30</b>		0,086				0,010	0,051	0,110	0,378	0,411
<b>H35/H34</b>						0,343	0			1,051
<b>Tet/26Tri</b>	0,531					4,881	6,859	0,416	0,075	0,096
<b>26/25Tri</b>						0,764		1,028	1,381	1,150
<b>Tet/H30</b>	0,031					0,053	0,446	0,078	0,166	0,069
<b>Triterpanes(ppm)</b>	0,000	0,000	133	135	36	116565	2113	0,000	259	1910
<b>H31/H30</b>	0,000	0,362	0,406	0,387	0,448	1,020	0,581	0,487	2,135	1,018
<b>S/(S+R) H31</b>		0,594	0,575	0,577	0,598	0,559	0,573	0,678	0,872	0,772
<b>Ts/Tm</b>	0,767	0,713	0,892	1,042	0,940	0,046	1,859	2,228	3,290	2,900
<b>Tricyclics Terpanes(ppm)</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4604	650	0,000	486	2497
<b>C29Ts/C30Hop</b>	0,155	0,161	0,131	0,138	0,208	0,123	0,759	0,343	1,161	0,376
<b>DH30/C30Hop</b>		0,058				0,025	0,998	0,387	1,767	0,224
<b>Moretane/Hopane</b>		0,128	0,120	0,110	0,126	0,296	0,118	0,090	0,432	0,080
<b>Diasterane / Sterane C27</b>		0,000	0,469	0,516	0,000	0,830	1,237	1,638	4,047	2,142
<b>bb/(bb+aa) 29 Sterane</b>			0,434	0,382		0,127	0,429		0,538	0,580
<b>S/S+R Steranes C29</b>		0,540	0,564	0,547		0,254	0,529	0,488	0,489	0,530
<b>C27/C29: 218 Sterane</b>			1,492	1,880	1,667	0,894	0,435	2,149	1,709	1,215
<b>% 27 Steranes: 218</b>		54,920	39,805	48,471	46,949	25,568	22,390	52,714	44,773	32,125
<b>% 28 Steranes: 218</b>		45,080	30,872	23,976	23,122	31,546	29,487	10,922	28,330	38,884
<b>% 29 Steranes: 218</b>			29,323	27,553	29,929	42,887	48,122	36,364	26,897	28,991
<b>Pr/Ph(ppm-Height)</b>	0,824	0,697	1,197	1,948	0,078	10,526	4,108	0,723	0,706	0,638
<b>Pr/nC17 (ppm-Height)</b>	1,228	0,086	0,168	0,143	0,010	0,361	7,495	0,415	4,632	1,542
<b>Ph/nC18 (ppm-Height)</b>	0,590	0,084	0,096	0,080	0,097	0,035	4,213	0,399	4,521	1,608
<b>TAR</b>	18,545	1,612	0,677	0,236	0,896	0,614	8,496	4,107	13,213	1,620
<b>bb/aa C29 Sterane</b>			0,767	0,619		0,145	0,750		1,166	1,384
<b>C29 TS/DH30</b>		2,764				4,914	0,761	0,887	0,657	1,682
<b>(NOR25H)/(H29)</b>		0,427	0,278	0,288	0,254		0,174		2,388	1,383
<b>(NOR25H)/(H30)</b>		0,214	0,154	0,159	0,170		0,078		1,392	0,427
<b>% Ro Equivalente</b>		0,902	1,031	0,896		0,462	0,915	0,795	0,756	1,003

NOTA: Para los espacios en blanco no hay valores

# Fracción Saturada.

## Rezumaderos.

	PS-E2-M2	PSE2M3	PSE3M4	PSE3M5	PSE4M6	PSE4M7	PSE6M8	PSE10M12	PSE11M16	PSE12M18	PSE12M19	PSE13M20	PSE13M21	PSE14M22	PSE15M23	PSE15M24	PSE15M25	PSE16M26	PSE16M27	PSE17M30	PSE18M31	PSE19M32	PSE19M33	PSE21M35	PSE22M36	PSE23M37	PSE24M38	PSE25M39	PSE26M40	PSE29M44	PSE30M45	PSE34M66	COZOBOLVA	PSE			
Hopanes/Steranes	2,93	1,64	5,24	6,26	4,03		9,32			11,82	10,75	10,91	31,05		11,56	11,63	11,66	11,97	11,95	11,72		10,15	15,70	10,15		12,35	12,66	21,52	7,86	4,95	4,65	9,65	0,72	7			
Tricyclics/Hopanes	2,88	3,13	2,56	1,87	3,72	2,42	1,75	3,66	1,70	1,21	1,17	1,21	0,81	0,19	1,18	1,14	1,18	1,11	1,09	1,36	1,66	2,25	1,08	3,29	1,73	2,39	4,64	1,98	3,73	1,93	2,51	2,22	1,22	1			
19/23Tri	0,03			0,03	0,05	0,65	0,02	0,03					0,02				0,02	0,03			0,05	0,09	0,30	0,09				0,01	0,17		0,04						
C29Ts/H29	0,64		0,55	0,41	0,59	2,86	0,20	0,51		0,18	0,18	0,18	0,17	0,21	0,17	0,17	0,18	0,17	0,16	0,15	0,29	1,71	3,13	0,56		0,61	0,78	0,17	2,80	0,21	0,54	1,84	0,25	0			
H29/H30	1,43	0,91	1,45	0,94	1,46	2,54	0,92	1,32		0,66	0,70	0,70	0,72	0,76	0,74	0,71	0,70	0,73	0,74	0,72	1,14	1,54	3,37	1,98		2,00	0,93	1,65	1,20	0,80	1,07	4,12	0,54	1			
OL/H30	0,73	0,83	0,63	0,32	0,64	3,99	0,09	0,50	9,83	0,07	0,07	0,07	0,16	0,29	0,08	0,08	0,08	0,09	0,08	0,09	0,15	1,59	5,27	0,74	3,61	0,96	0,70	0,14	2,64	0,08	0,28	5,66	0,03	0			
Gas/H30	0,14	0,15	0,11	0,05	0,11	0,75	0,02	0,08	1,11	0,01	0,02	0,11	0,03	0,10	0,01	0,01	0,02	0,01	0,03	0,11	0,03	0,33	1,38	0,19	0,82	0,19	0,08	0,03	0,48	0,12	0,09	1,33	0,14	0			
H35/H34	1,345	1,266	1,416	1,320	1,381	0,883	1,522			0,820	0,833	0,809	0,875	0,986	0,803	0,809	0,842	0,815	0,786	0,831	1,091			1,451	1,235	1,089	0,878	0,826	1,648	0,826	1,648	0,690	0				
Tet/26Tri	0,91	0,92	0,84	0,81	0,87	0,11	0,67	0,66	0,05	0,69	0,71	0,67	0,68	0,58	0,68	0,68	0,64	0,71	0,69	0,72	0,56	0,23			0,70	0,68	0,91	0,70	0,72	0,27	0,72	0,96	0,28	0,79	0		
26/25Tri	0,54	0,56	0,52	0,52	0,50	4,67	0,55	0,59		0,51	0,52	0,54	0,53	0,99	0,53	0,53	0,54	0,53	0,53	0,51	0,65	1,75			0,61	1,25	0,54	0,54	0,54	1,81	0,51	0,40	2,90	0,48	0		
Tet/H30	1,38	1,34	1,14	0,47	1,52	0,96	0,37	1,47	0,45	0,22	0,23	0,23	0,18	0,02	0,21	0,21	0,20	0,20	0,20	0,25	0,38	0,82	0,68		1,54	0,40	1,63	1,22	0,62	1,70	0,39	0,70	2,80	0,20	0		
Triterpanes(ppm)	2554,34	3129,52	2814,31	4360,12	2852,56	912,20	5259,48	3406,82	363,27	7847,91	8969,72	8912,67	2421,20	3349,39	7128,69	7249,14	7266,52	6260,13	6074,10	0,00	4995,90	2078,59	2142,73	2128,62	482,92	2706,18	2149,30	5884,87	725,44	5460,94	2671,63	791,21	4343,40	54			
H31/H30	0,77	0,84	0,68	0,49	0,69	1,00	0,68	0,77	1,90	0,62	0,65	0,63	0,65	0,83	0,65	0,64	0,67	0,65	0,68	0,73	0,33	1,04	0,58	0,49	0,39	0,74	0,70	1,13	0,77	0,52	0,00	0,52	0,00	0			
S/(S+R) H31	0,57	0,55	0,63	0,59	0,64	0,00	0,60	0,65	0,48	0,61	0,60	0,59	0,58	0,59	0,59	0,60	0,59	0,59	0,60	0,58	0,63	1,00	1,00	0,62	1,00	1,00	0,58	0,59	0,36	0,59	0,52	0,49	0,00	0			
Ts/Tm	3,42	2,19	4,87	6,03	4,11	8,59	1,69	10,99	2,42	4,64	0,53	1,01	1,05	0,55	0,58	0,52	0,49	0,68	0,67	0,54	6,30	5,01	8,14	3,96	0,56	6,73	2,11	8,79	2,88	0,61	0,43	4,71	0,39	0			
Tricyclics	3967,20	4411,52	4146,34	5504,34	6036,25	2001,72	8451,10	11461,39	479,30	8904,75	9833,83	10043,15	1798,72	618,16	7899,03	7744,66	8022,49	6532,65	6229,34	0,00	7369,03	3253,67	1235,70	3858,68	557,03	4271,58	8768,17	10469,72	2429,61	8998,06	4151,66	1462,33	4800,54	92			
Terpanes(ppm)	0,92	0,00	0,80	0,39	0,86	7,25	0,19	0,67	0,00	0,12	0,13	0,13	0,12	0,16	0,12	0,12	0,13	0,12	0,11	0,33	2,63	10,54	1,11	0,00	1,21	0,72	0,28	3,36	0,17	0,57	7,58	0,14	0,00	0			
C29Ts/C30Hop	0,30	0,35	0,28	0,14	0,29	1,69	0,05	0,22	2,13	0,04	0,05	0,05	0,05	0,09	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,04	0,08	0,69	2,00	0,31	1,20	0,42	0,20	0,07	1,28	0,05	0,15	2,87	0,05	0			
DH30/C30Hop	0,40	0,37	0,43	0,26	0,43	1,14	0,16	0,36	0,88	0,12	0,13	0,13	0,20	0,21	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,22	0,68	1,51	0,64	0,52	0,49	0,23	0,23	0,72	0,21	0,58	1,90	0,13	0			
Moretane/Hopane																																					
Diasterane / Sterane C27	5,39	4,45	8,44	7,01	8,59		11,82			13,75	11,52	12,72	2,26		8,20	10,62	10,17	9,33	8,20	3,73						0,00				5,31	9,57		0,34	1			
bb/(bb+aa) 29 Sterane																															0,68		0,44				
S/S+R Steranes C29																														0,49			0,47				
C27/C29: 218 Sterane																							0,36	1,37					1,33				1,52				
% 27 Steranes: 218																										14,26	37,85							34,94			
% 28 Steranes: 218																											42,02	34,81							30,89		
% 29 Steranes: 218																												43,72	27,34						31,00		
Pr/Ph(ppm-Height)	0,50	0,41	1,03	0,89	1,12	0,55	0,38	0,22	1,04	0,51	0,45	0,97	0,34		1,59	0,59	0,37	0,96	0,52	0,88	0,22	0,70	2,24	1,73		0,09	1,39	1,02	0,50	0,68	1,55	0,14	0,46	1			
Pr/nC17 (ppm-Height)	1,01	1,67	1,14	2,15	1,38	1,21	0,77	0,63	1,85	0,26	0,62	1,23	0,13		1,88	0,12	0,14	0,52	0,18	0,54	0,14	0,19	0,19	0,31		0,16	3,80	0,17	0,33	1,93	0,48	0,75	0,39	1			
Ph/nC18 (ppm-Height)	2,32	2,64	0,50	0,63	1,45	1,18	2,78	3,07	0,93	0,54	0,94	1,19	2,86		2,25	1,50	0,31	2,69	0,36	3,30	1,05	0,80	0,26	0,82		8,09	1,50	1,26	1,37	0,90	0,43	4,33	1,10	1			
TAR	1,72	3,46	1,35	1,13	2,05	1,82	2,09	5,34	4,70	0,38	2,23	1,09	0,83		6,55	2,79	3,15	4,10	0,80	2,74	2,67	1,70	3,84	5,20	12,93	3,88	2,70	3,04	1,86	10,77	2,77	6,42	1,62	4			
bb/aa C29 Sterane																																					
C29 Ts/DH30	3,02		2,87	2,79	2,99	4,28	3,59	3,02		2,72	2,82	2,71	2,39	1,79	2,84	2,86	2,94	2,72	2,65	2,51	4,44	3,79	5,27	3,54		2,87	3,52	3,86	2,63	3,24	3,82	2,64	2,66	3			
(NOR25H)/(H29)	3,51	6,62	2,80	1,71	2,89	0,33	0,13			0,12	0,12	0,13	0,14	0,09	0,08	0,09	0,09	0,07	0,07	0,13	0,19	2,20	7,72	2,87		1,63	0,49	0,10	0,48	0,51	2,86	1,14	0,37	0			
(NOR25H)/(H30)	5,01	6,05	4,06	1,61	4,23	0,84	0,12		0,68	0,08	0,08	0,09	0,10	0,07	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,09	0,22	3,39	25,98	5,68	1,38	3,27	0,46	0,17	0,58	0,41	3,07	4,70	0,20	0			

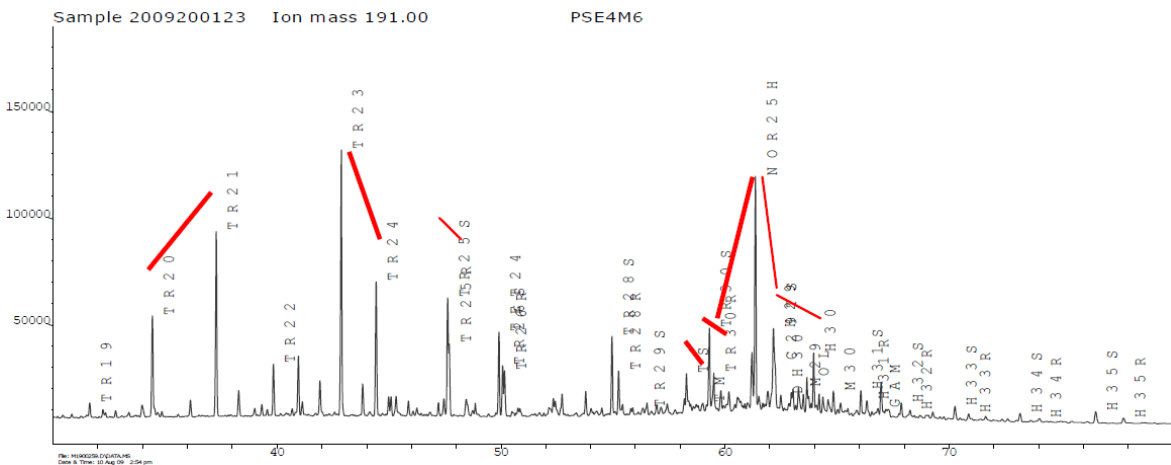
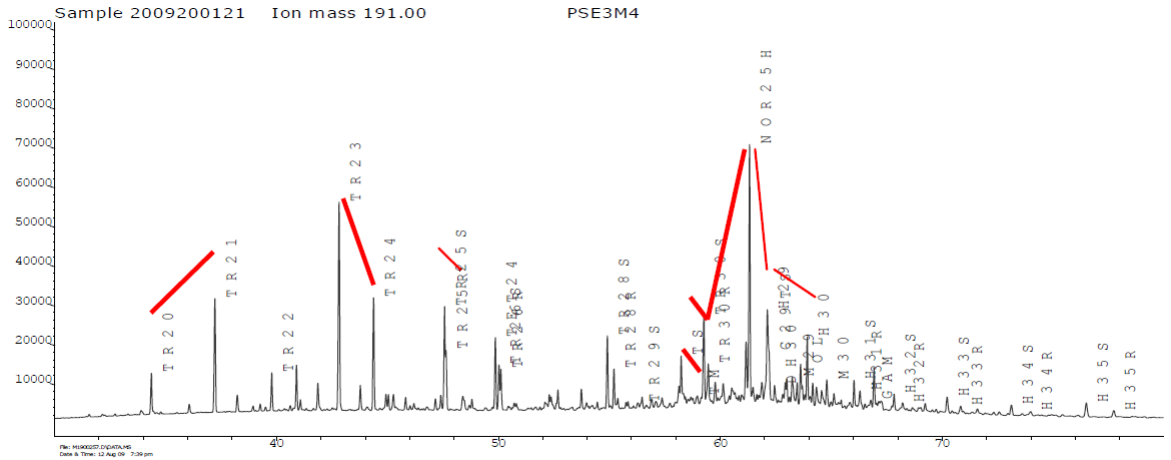
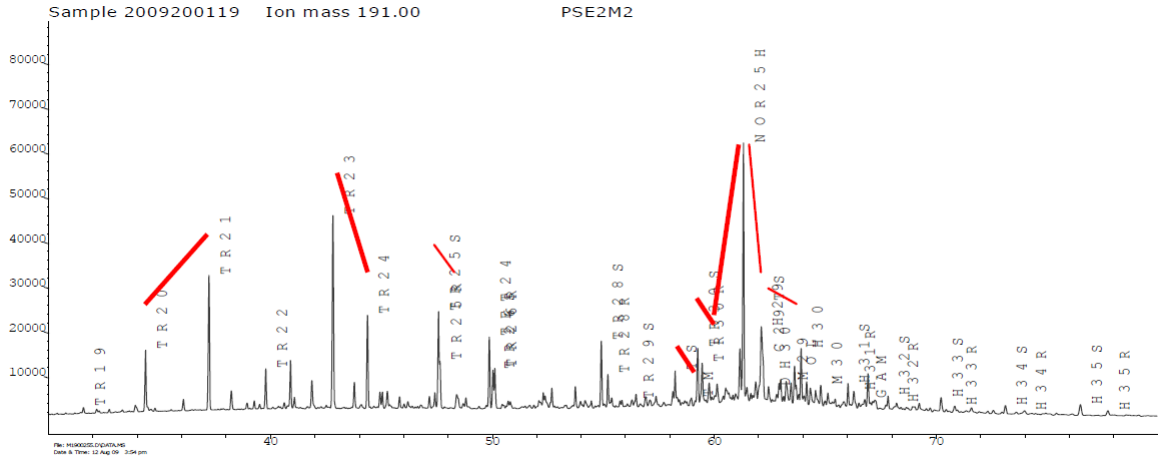
NOTA: Para los espacios en blanco no hay valores

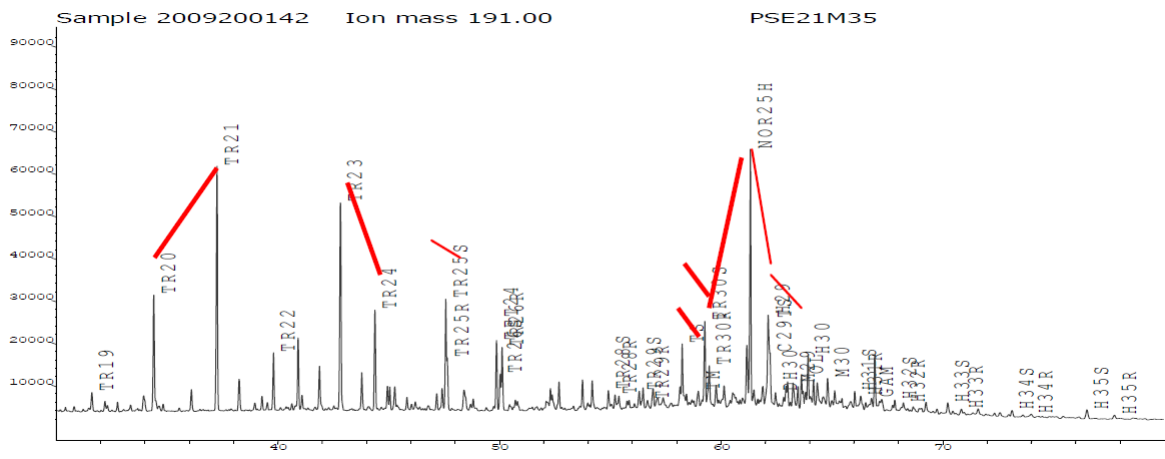
## **ANEXO 12**

Clasificación visual de fragmentogramas Ion Mass 191 y 217.

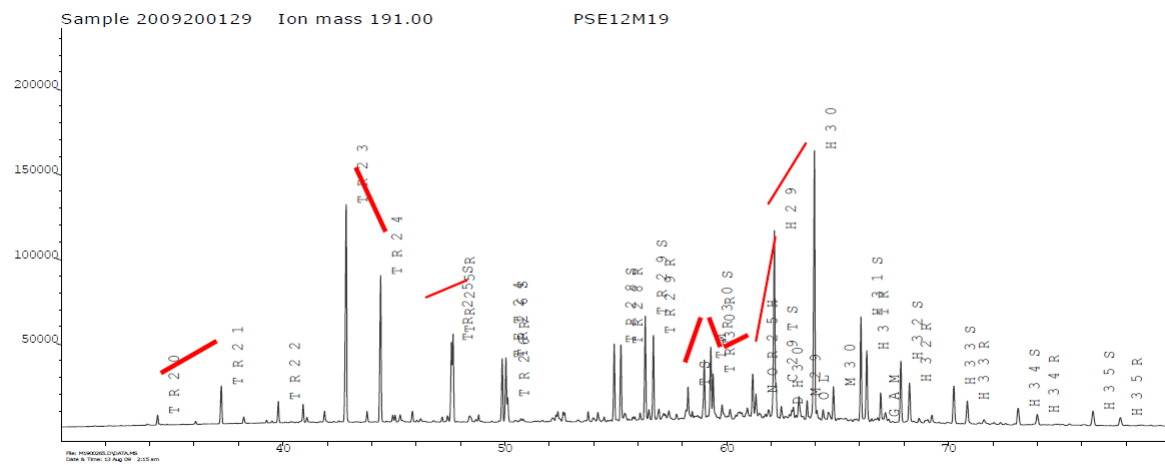
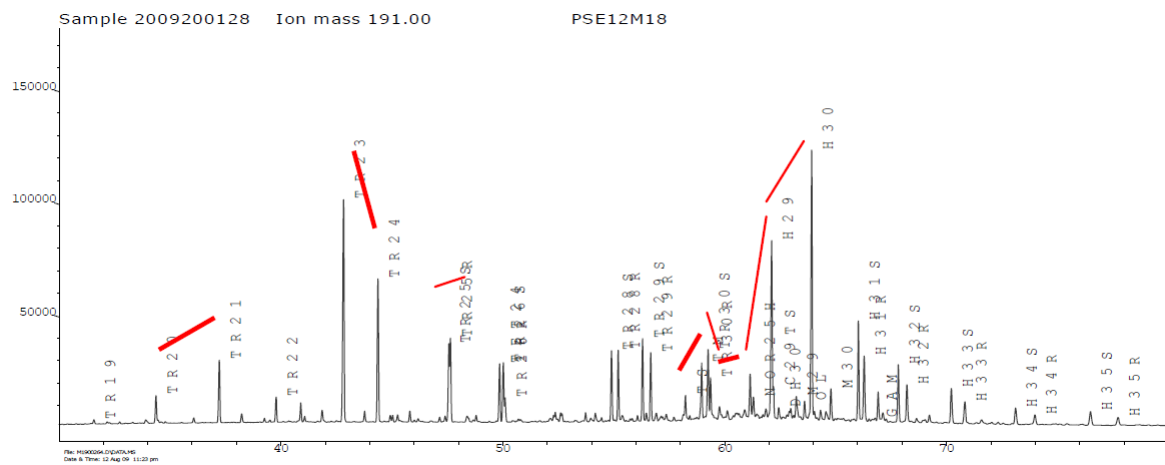
# FRAGMENTOGRAMA m/z 191

## GRUPO 1

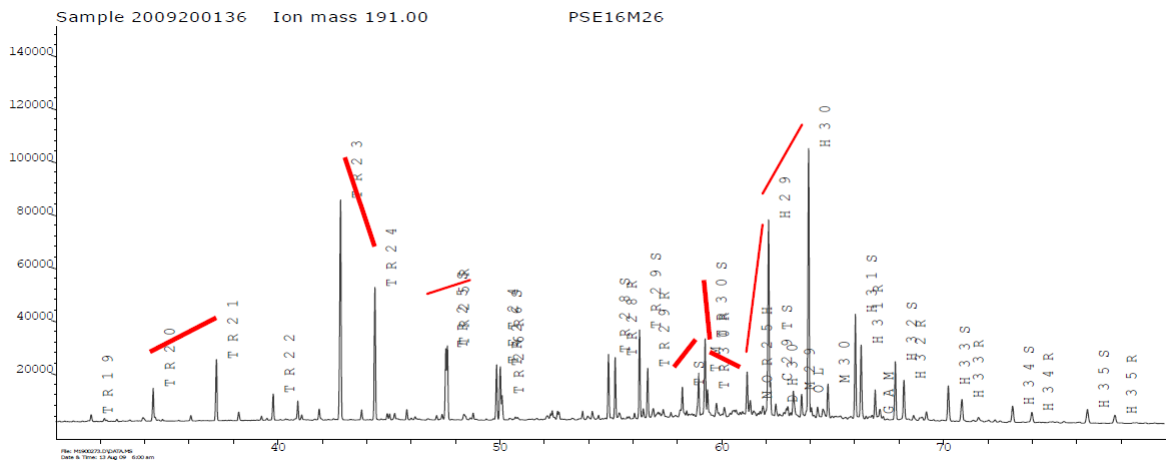




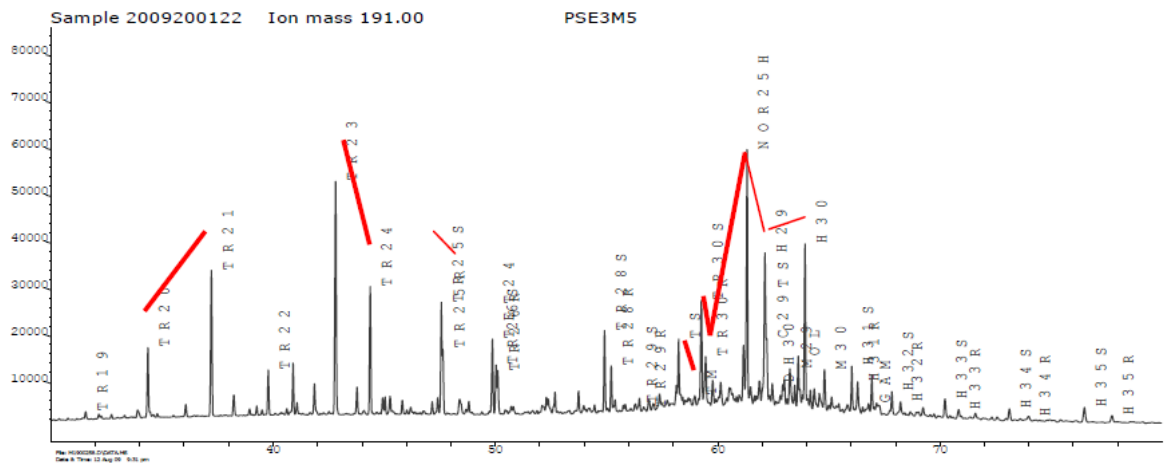
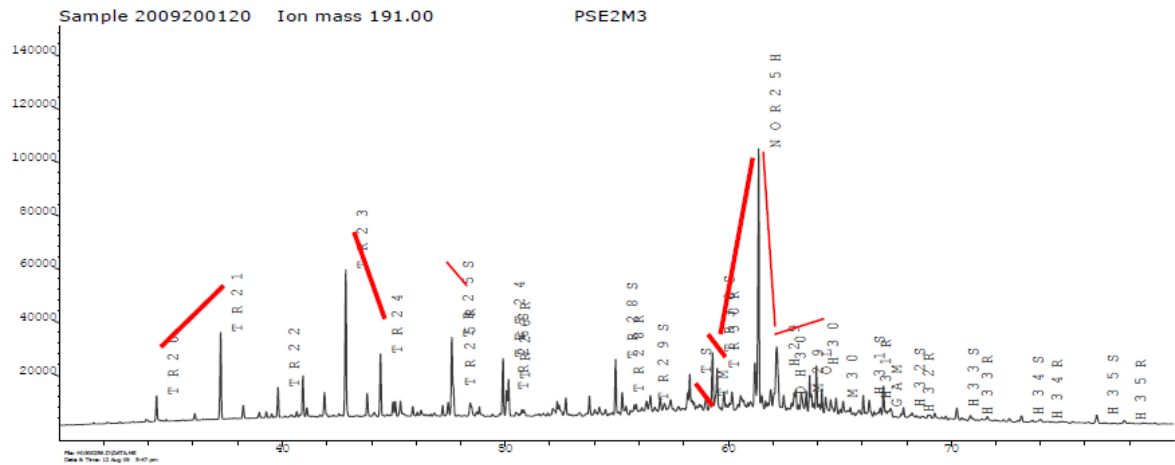
**GRUPO 2**

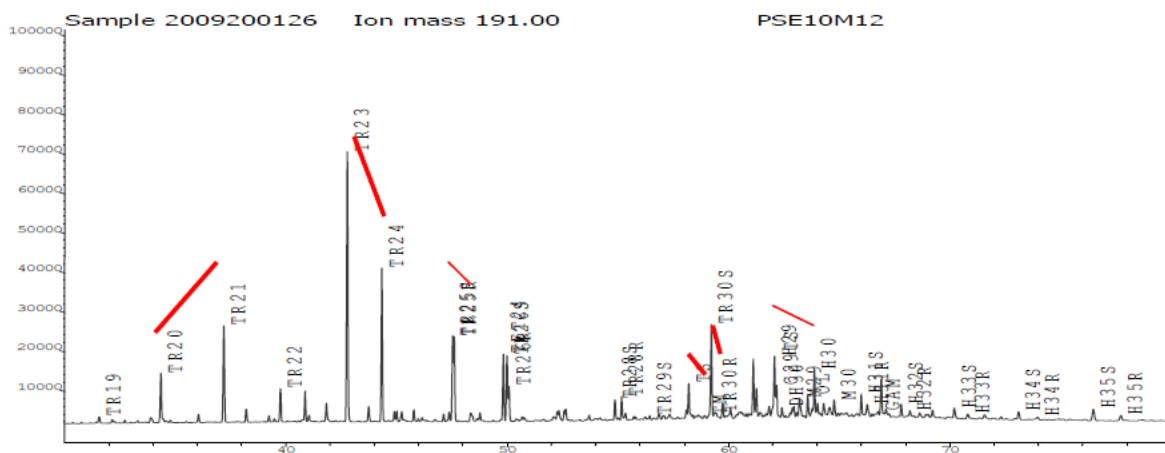
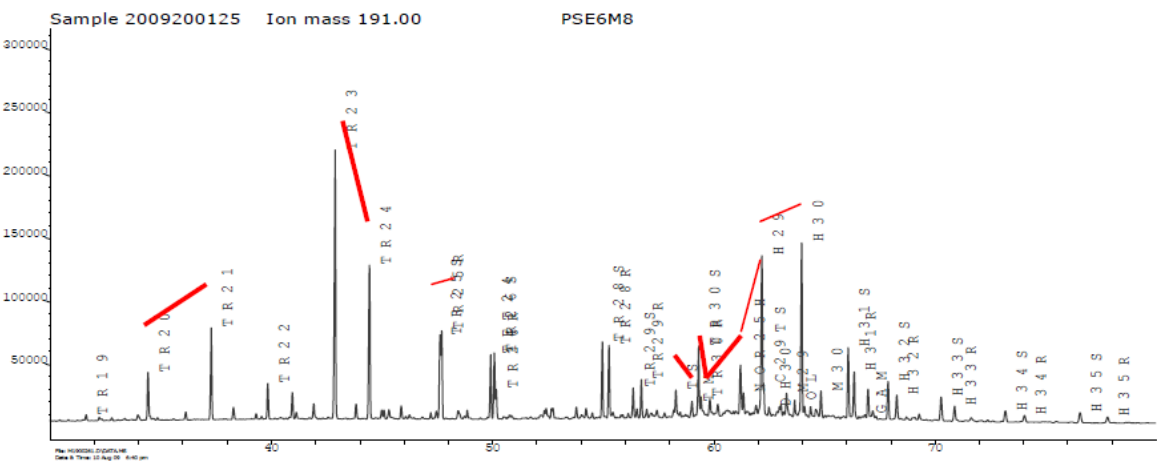
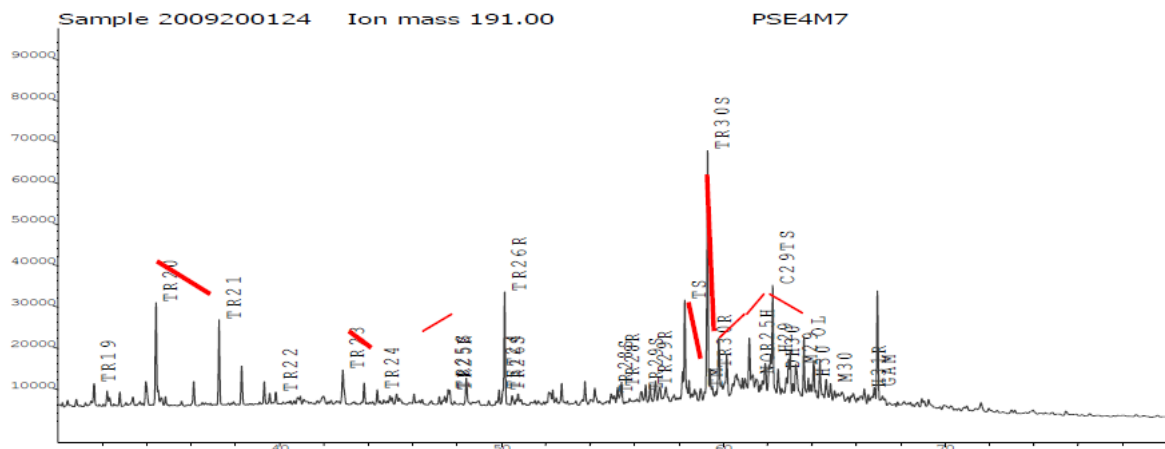


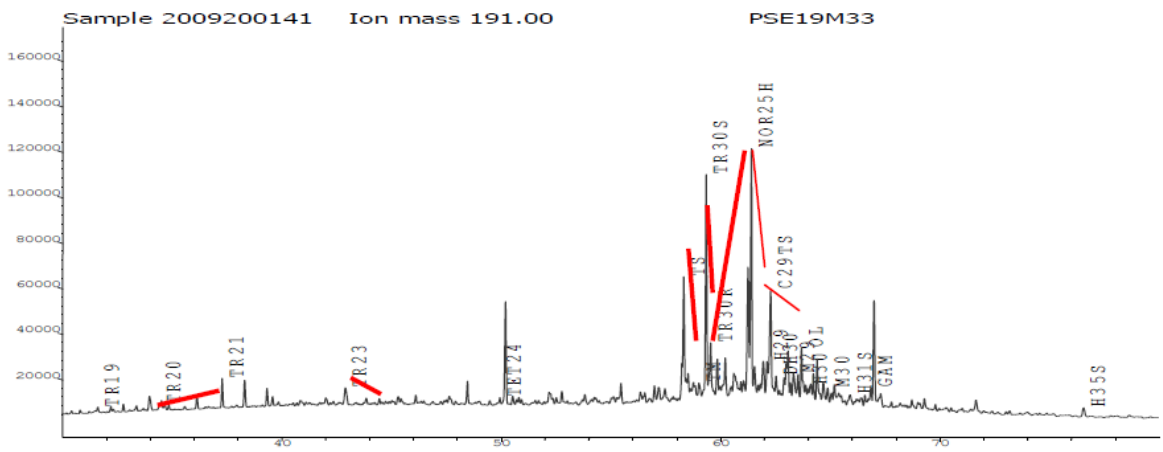
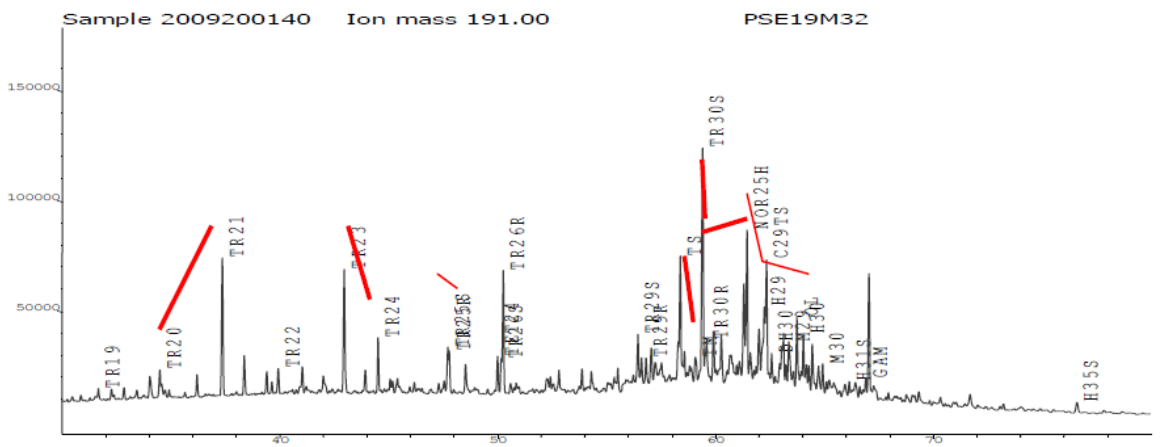
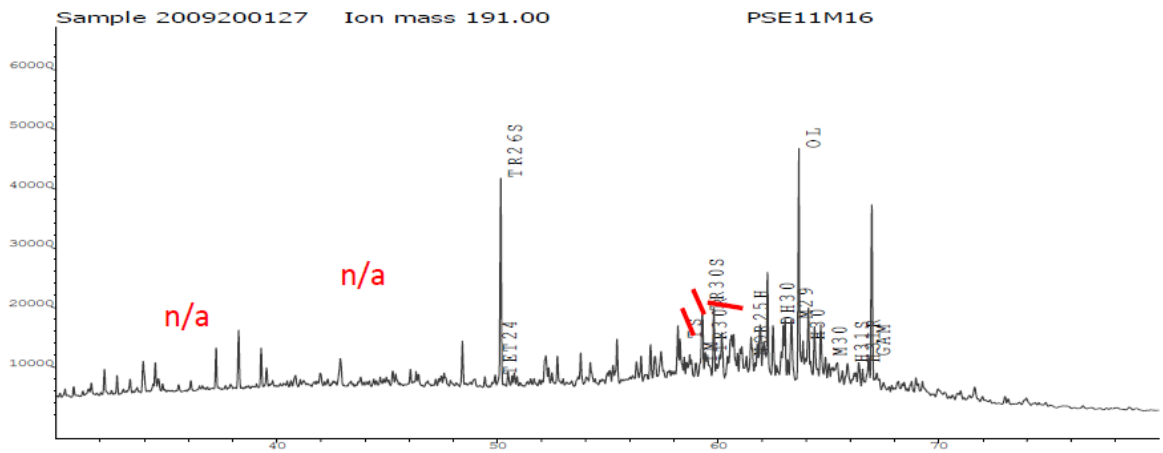


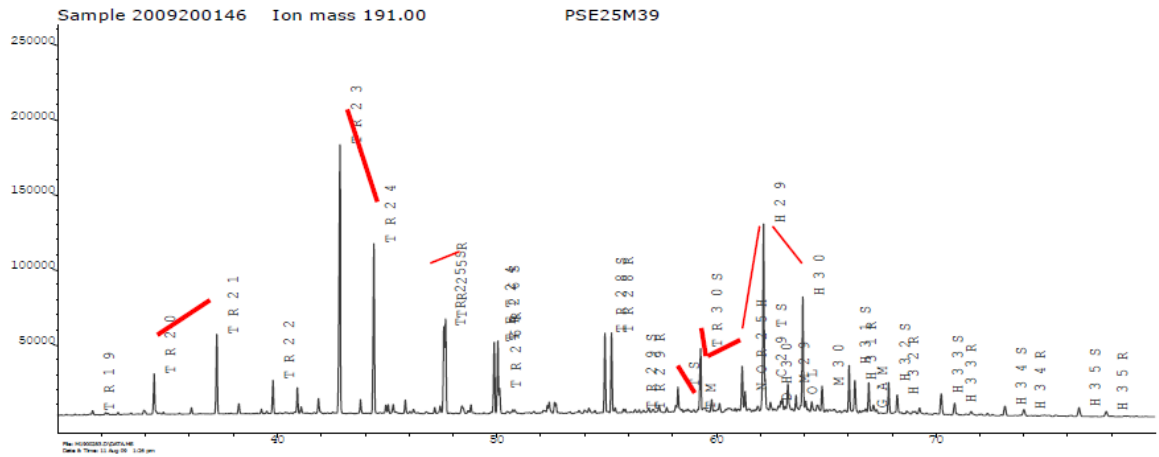
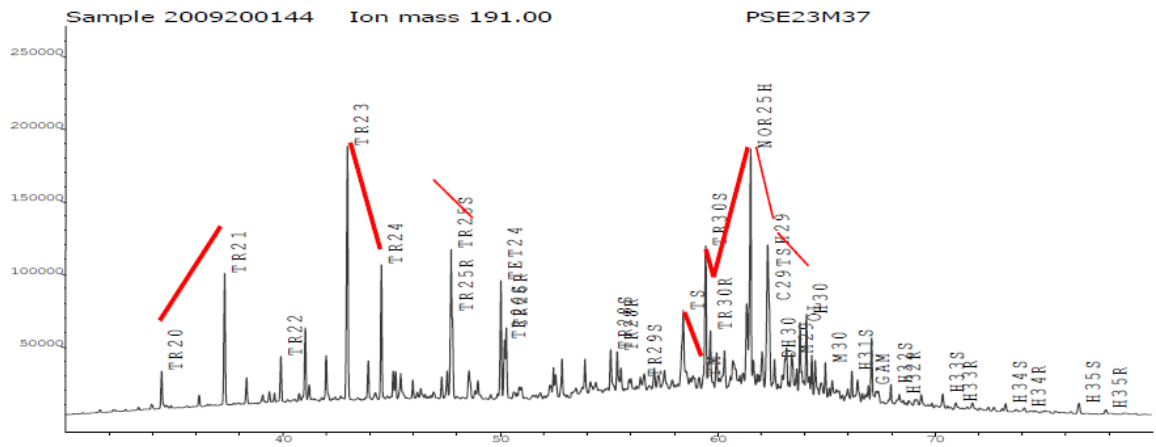
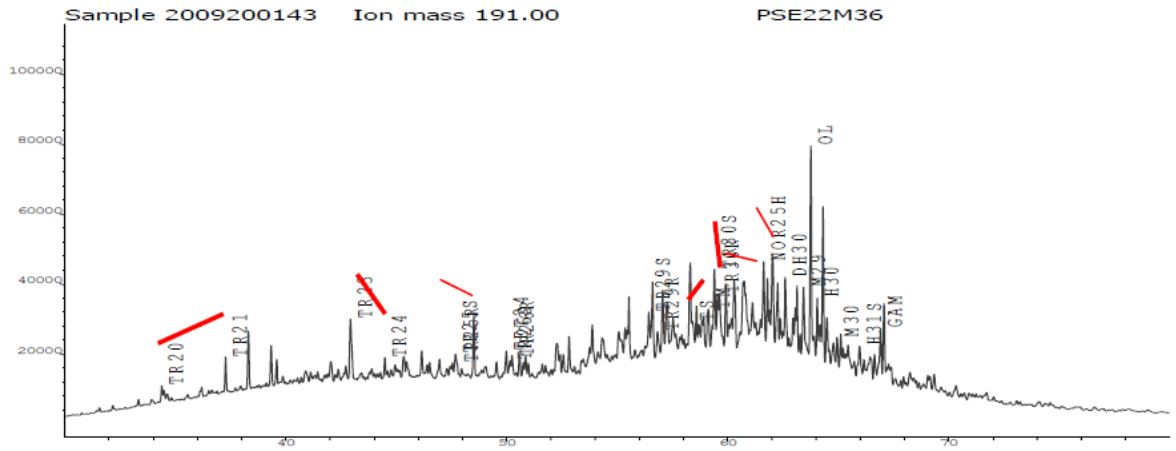


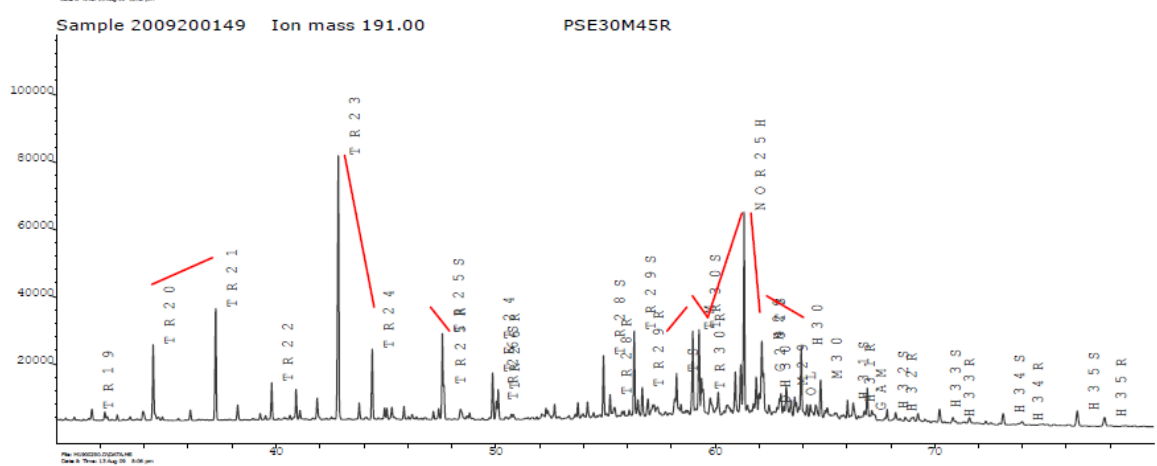
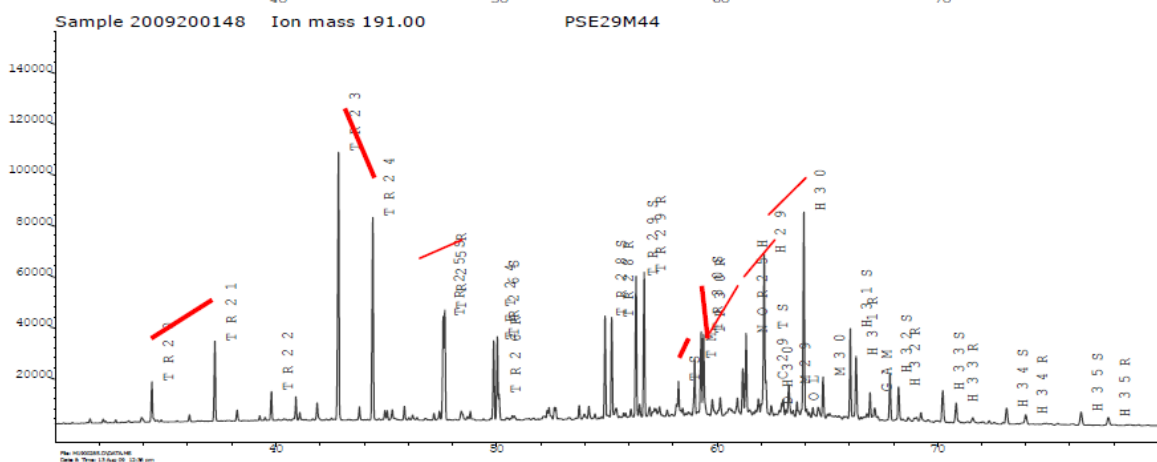
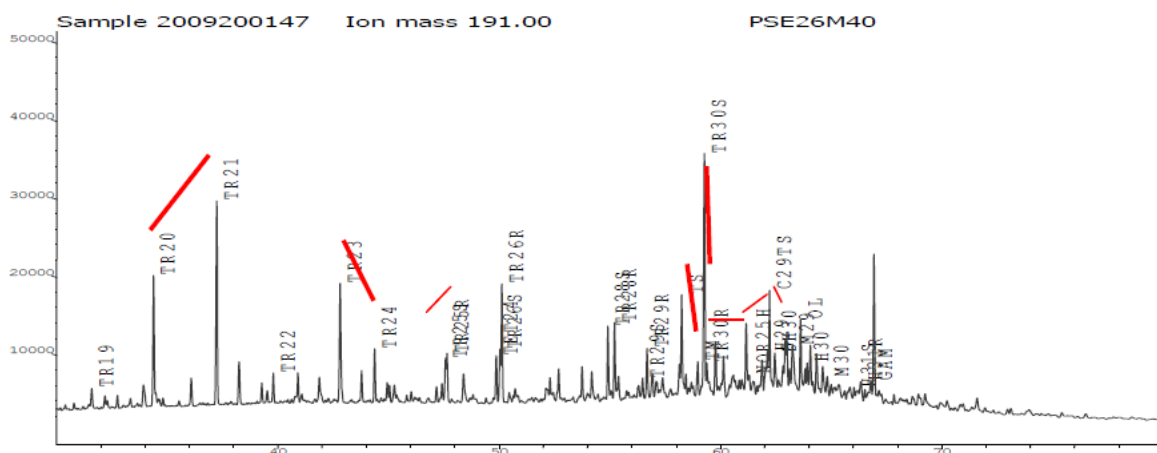
### GRUPO 3

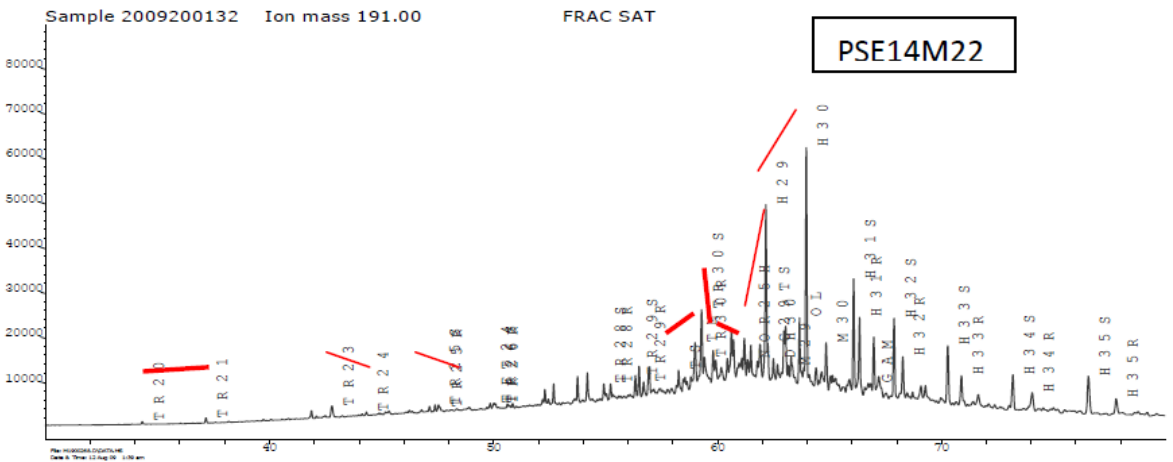
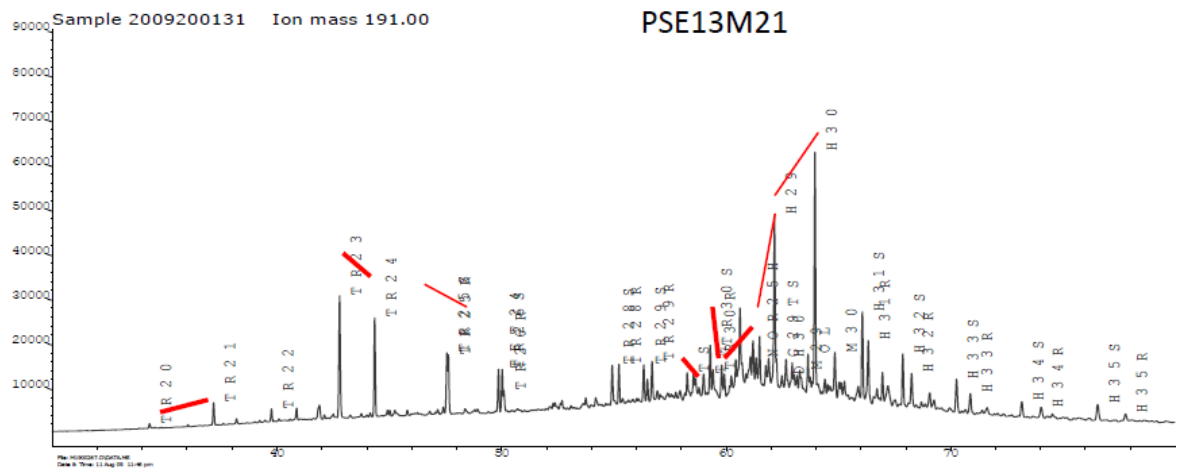
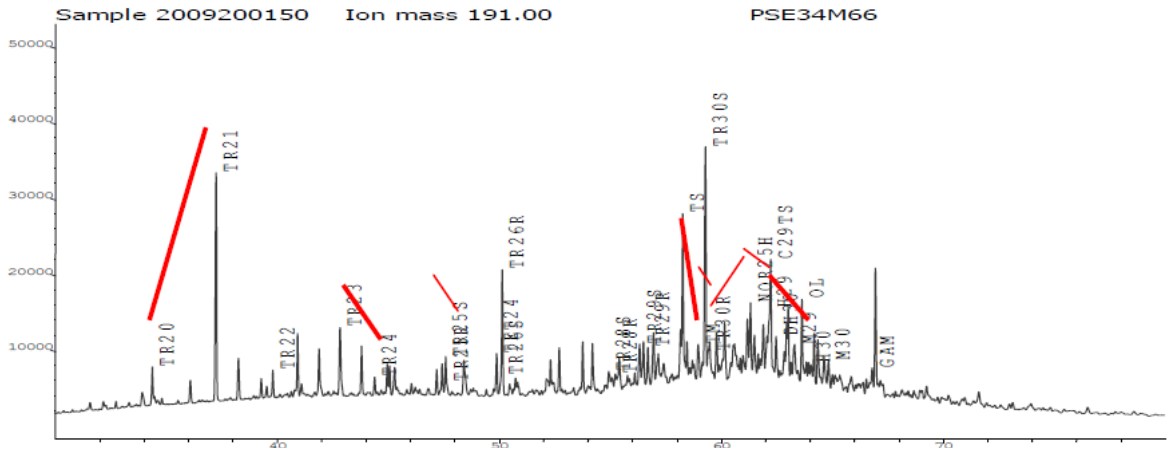


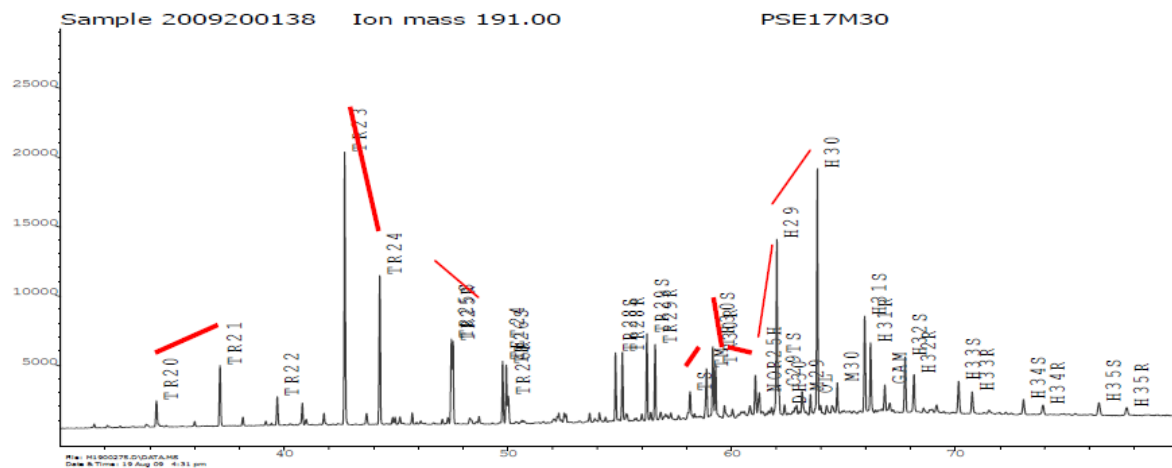
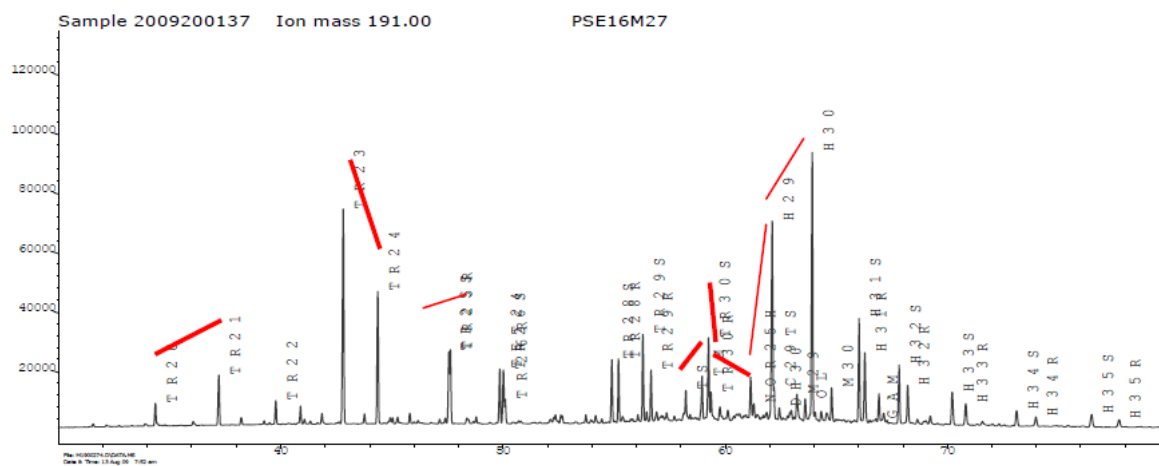
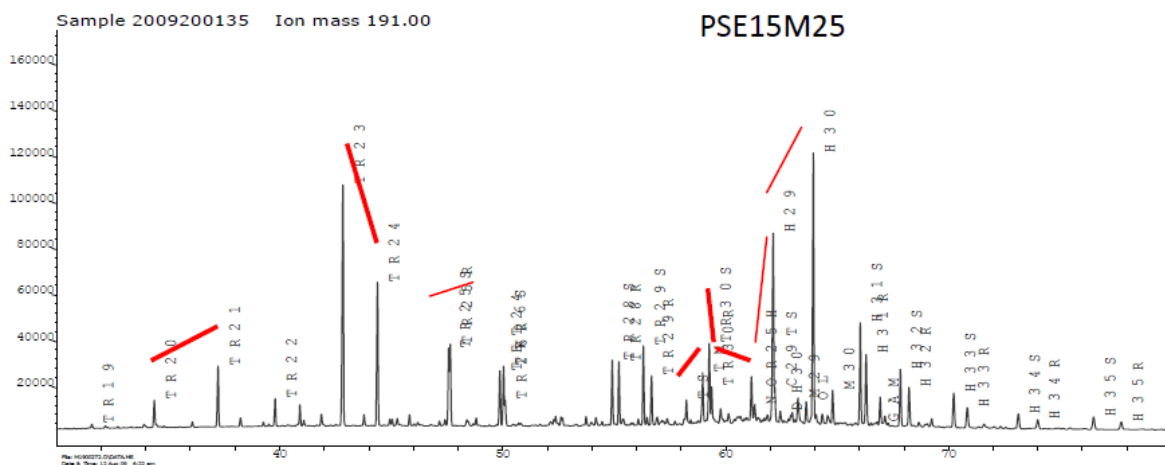


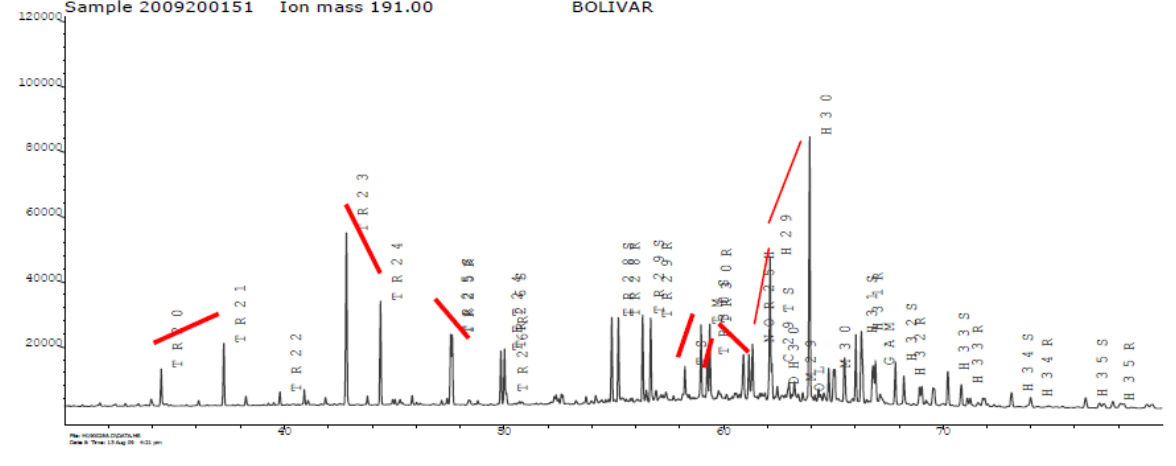
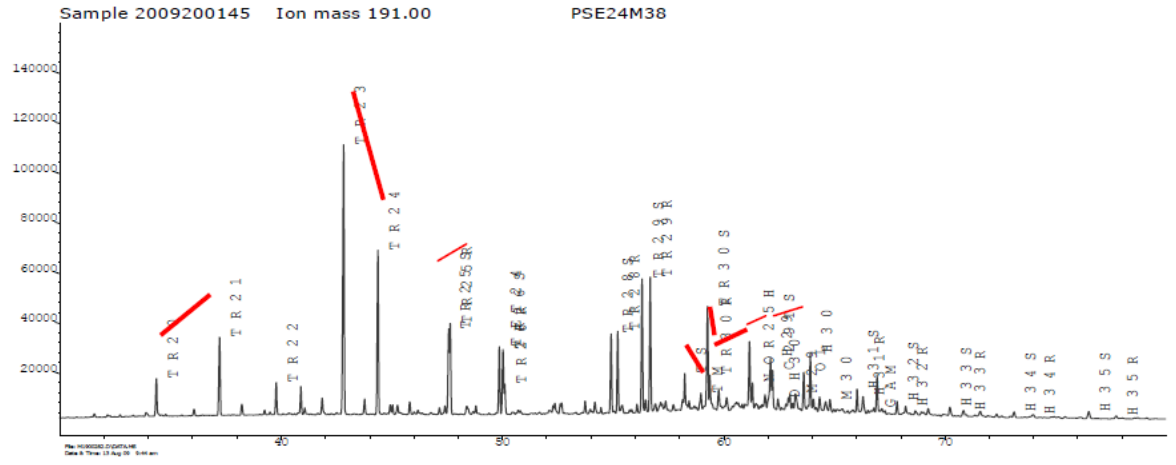
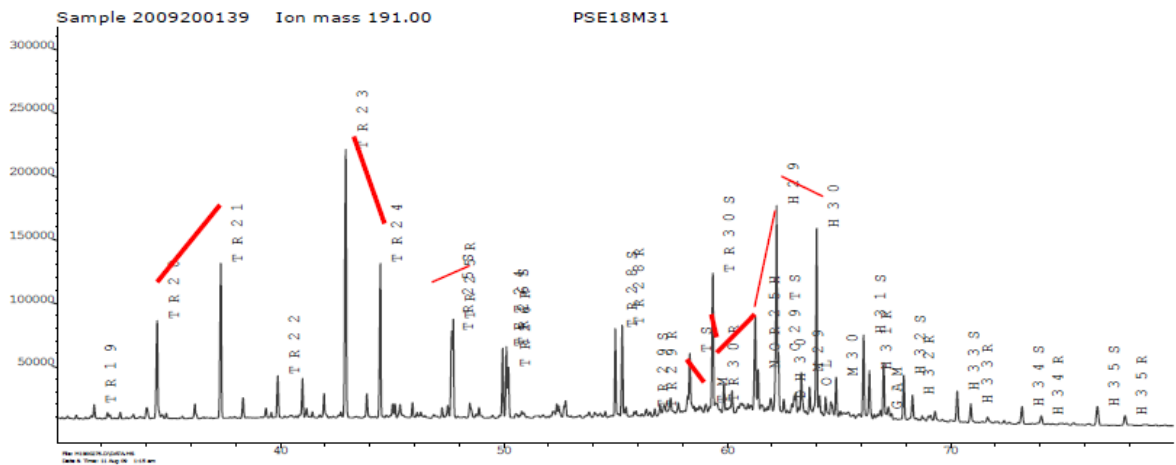


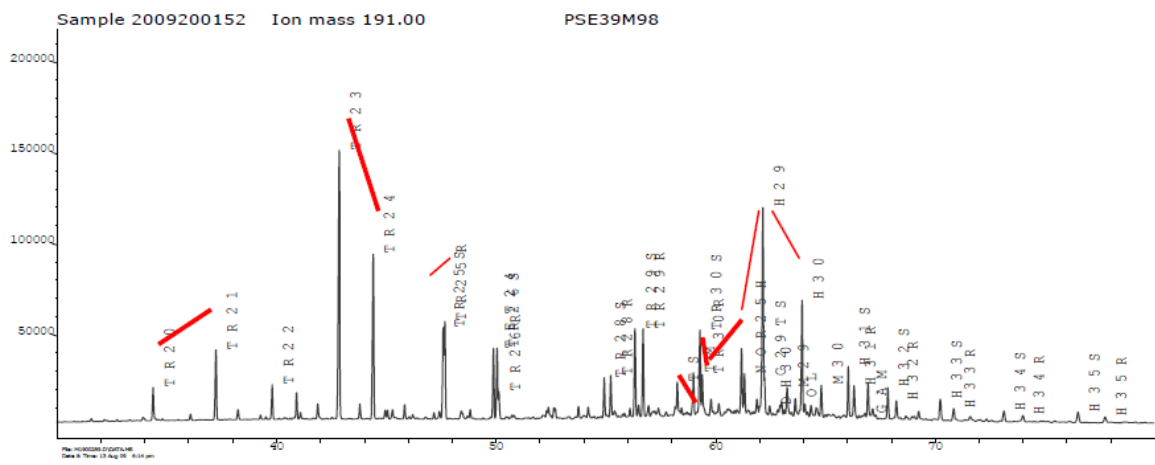






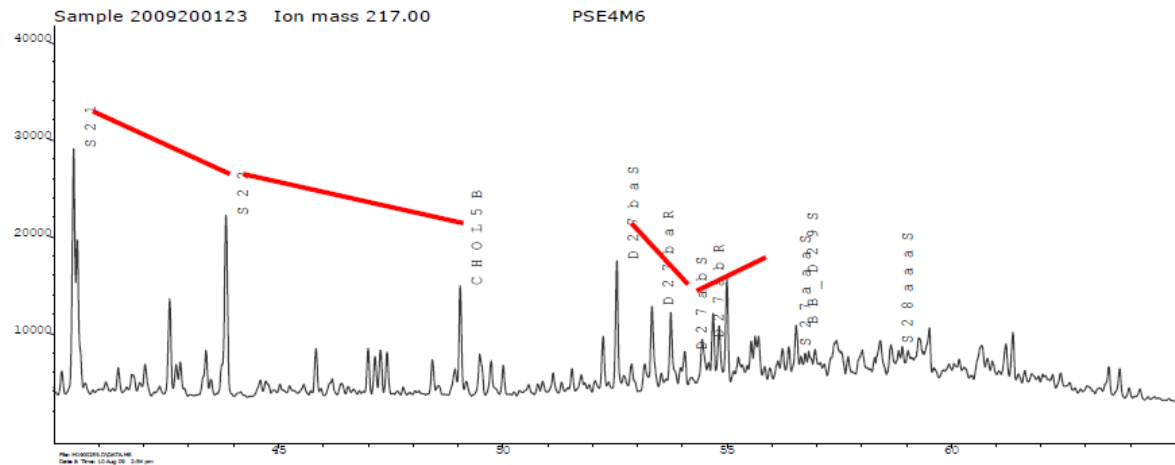
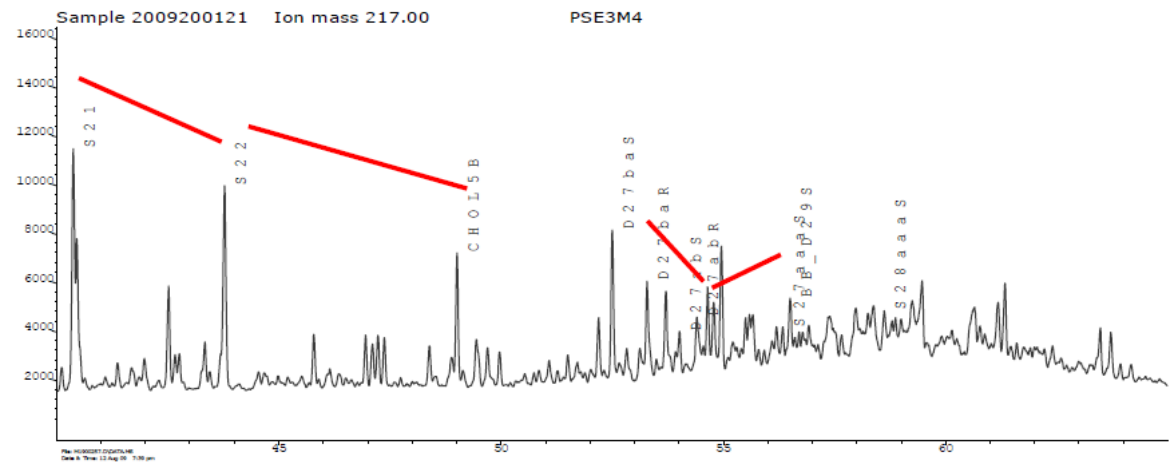
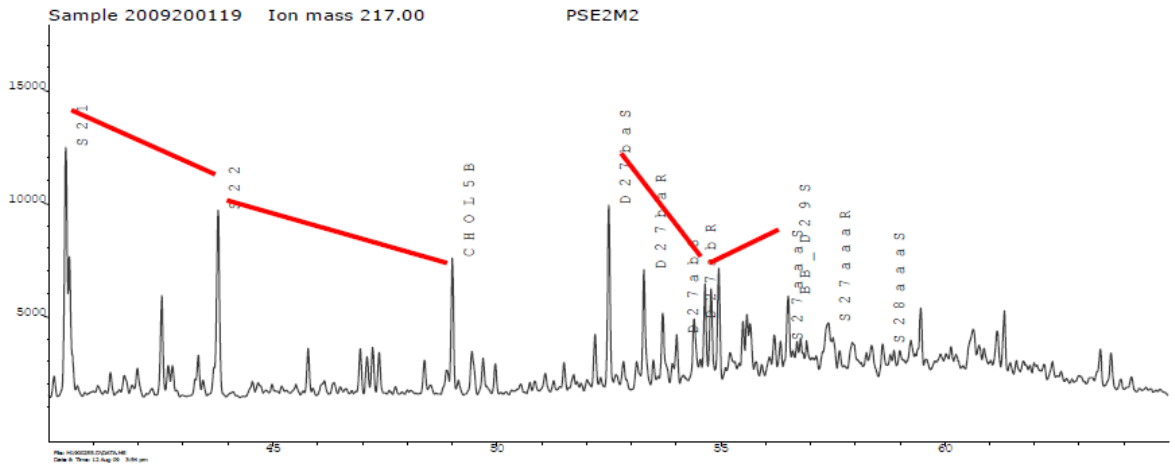


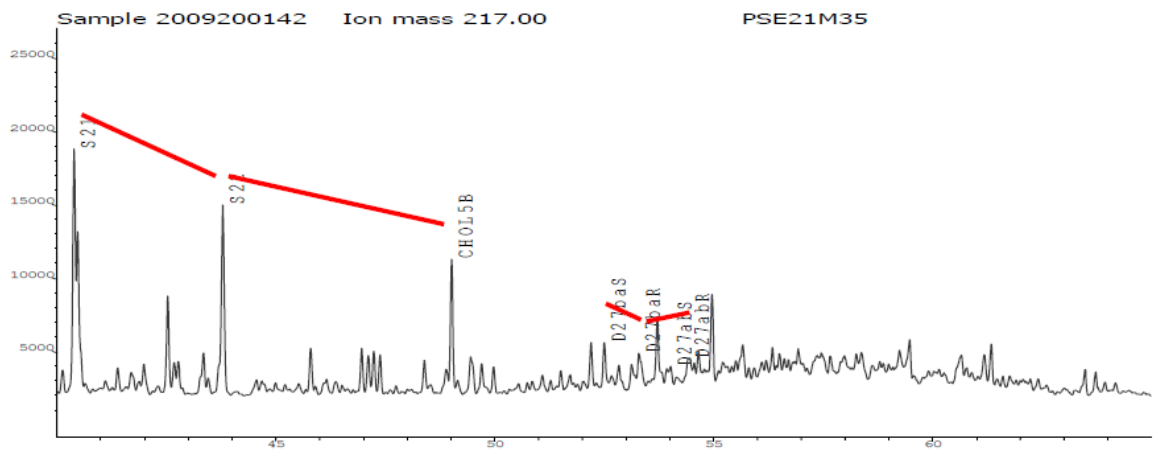




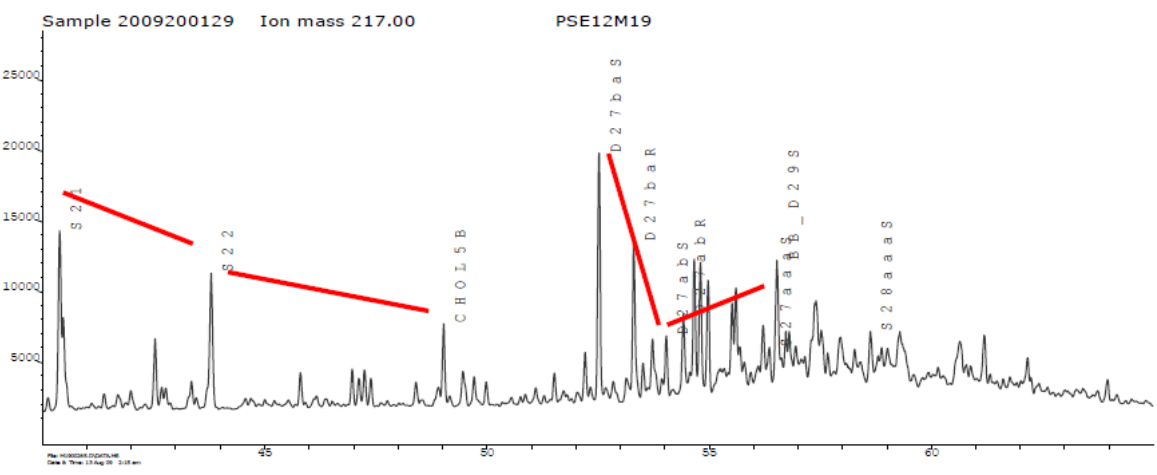
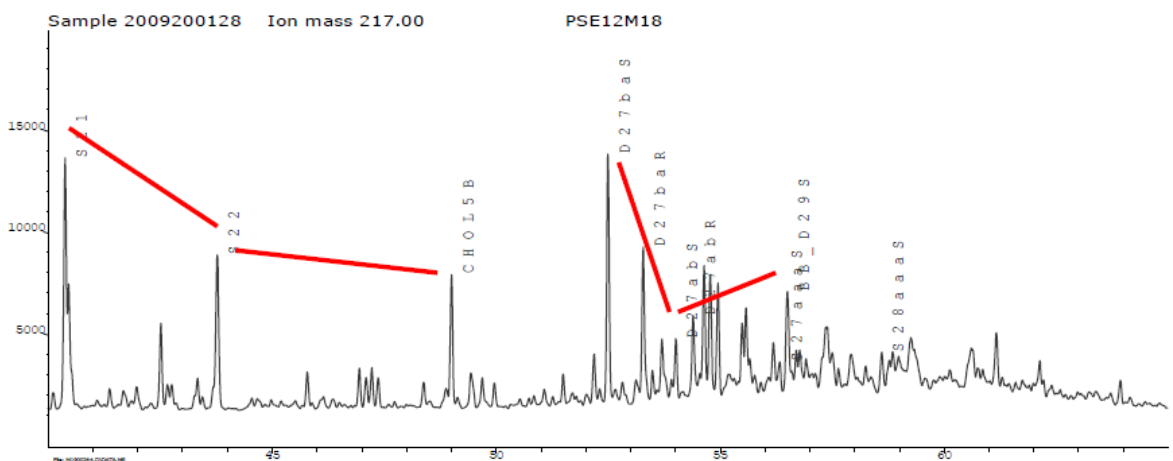
# FRAGMENTOGRAMA m/z 217

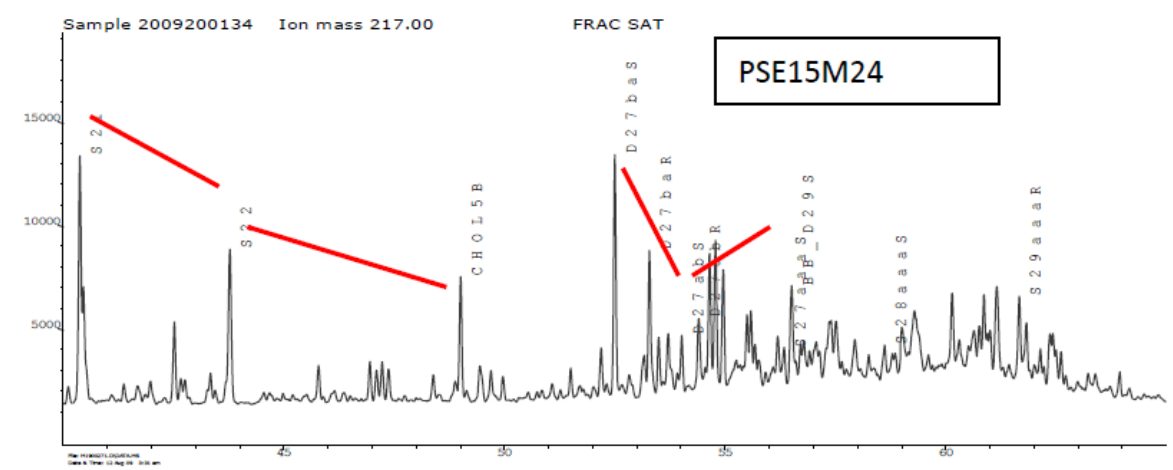
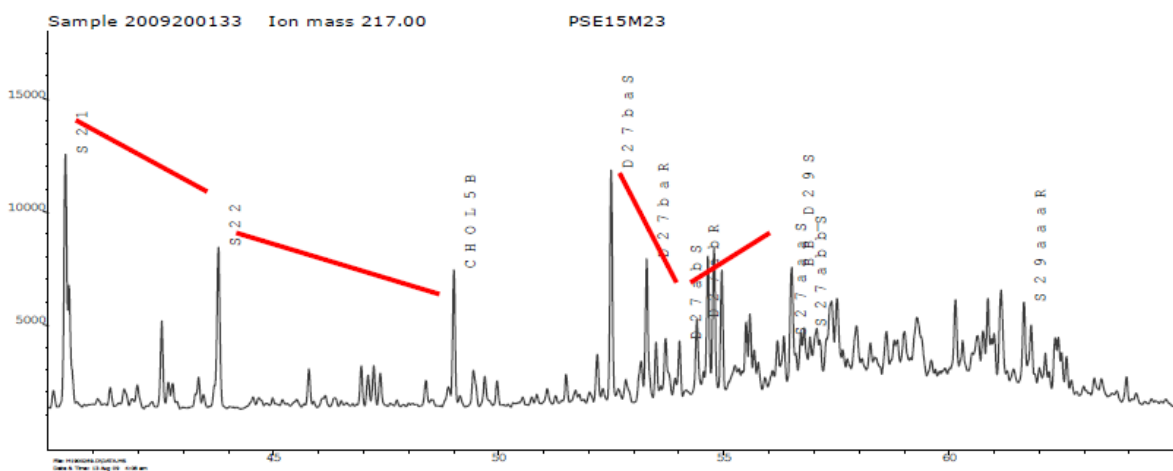
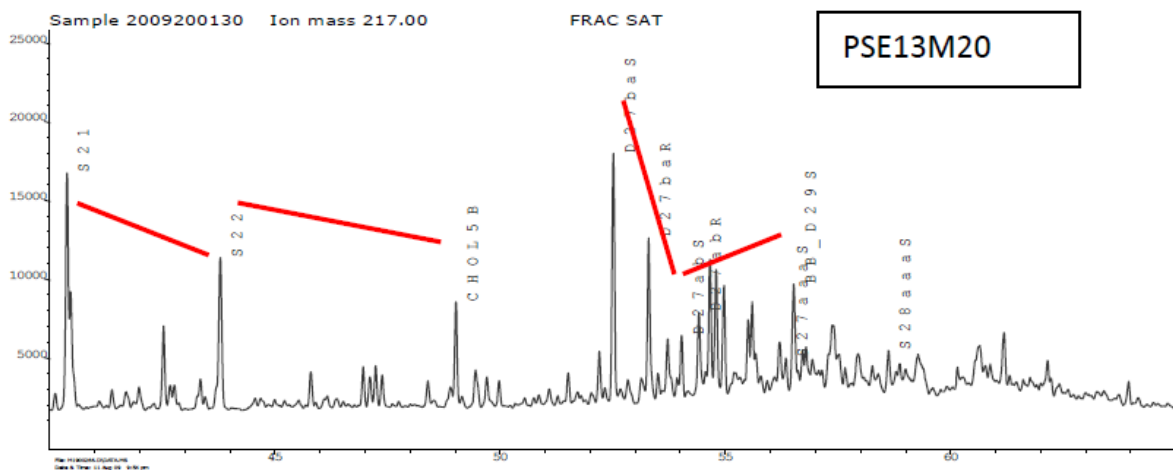
## GRUPO 1

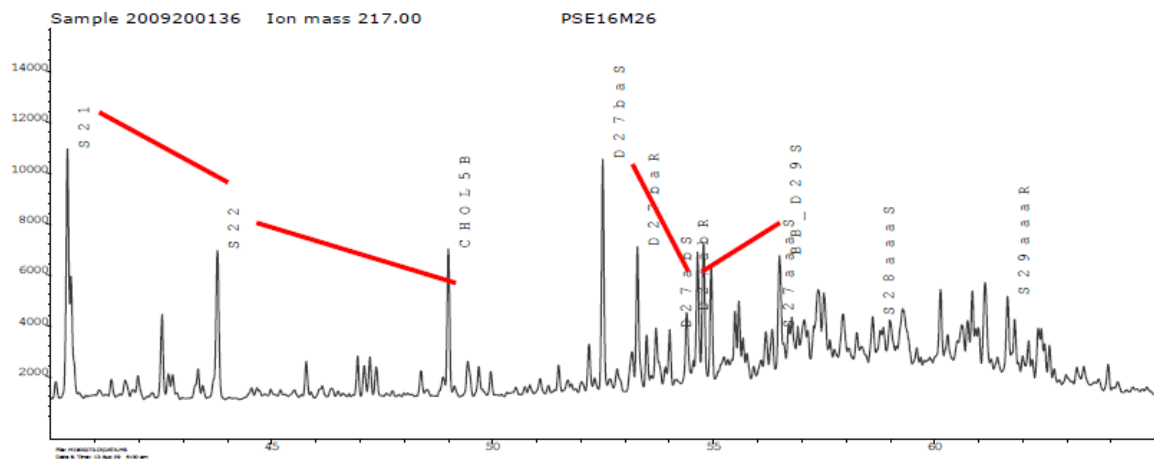




**GRUPO 2**







# GRUPO 3

