

**ANÁLISIS DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN DE LA SECUENCIA
CRETÁCICA EN EL SINCLINAL DEL PISBA (PÁRAMO DE SAN IGNACIO),
BOYACÁ.**



MARIAM LIZETH RUIZ BLANCO

JUAN CARLOS MOTTA GÓMEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2015**

**ANÁLISIS DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN DE LA SECUENCIA
CRETÁCICA EN EL SINCLINAL DEL PISBA (PÁRAMO DE SAN IGNACIO),
BOYACÁ.**

**MARIAM LIZETH RUIZ BLANCO
JUAN CARLOS MOTTA GÓMEZ**

Trabajo de investigación para optar al título de

Geólogo (a)

DIRECTOR

JANEL YANINE PACHECO MENDOZA

Geóloga

CODIRECTOR

NELSON SANCHEZ RUEDA

Geólogo

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2015**

DEDICATORIA

A Dios y a la Virgen Santísima por iluminar cada momento de mi vida y por brindarme la salud y la fortaleza para enfrentar todos los retos de la vida

A mis padres Marleny Blanco y Ruben Ruiz por ser la base de mis triunfos, quienes con su notable esfuerzo y dedicación han logrado mi crecimiento como persona y han apoyado mi recorrido para convertirme en profesional.

“A ellos toda mi admiración y respeto”

A mis hermanos Cyndi, Freddy y Aleja por apoyarme en todo momento y brindarme todo el cariño y paciencia para lograr mis metas

A mis amigos Astrid, Adriana, Mafe, Ingrid, Juan Camilo, Julio y demás amigos, quienes han sido un apoyo incondicional en mi proceso como profesional y como persona

A todos aquellos que con sus sonrisas y palabras de aliento se han convertido en mi más grande respaldo para seguir siempre adelante y no desviar la atención de mis propósitos

Mariam Ruiz

DEDICATORIA

A mis padres, Enrique Motta y Mercedes Gómez. Mis hermanos, Javier, Néstor, Felipe por su ánimo, apoyo y amor incondicional. Y por ser la inspiración de mi esfuerzo.

A mi novia Sylvia Ardila por su paciencia, comprensión y amor.

Juan Motta

AGRADECIMIENTOS

Primero que todo agradecer al Padre Celestial y a la Virgen Santísima por iluminar nuestro camino y por permitirnos culminar con éxito nuestra carrera. A nuestros padres el más sincero agradecimiento por apoyarnos en todo momento y ser la base de todos nuestros logros.

Hacemos extensiva nuestra gratitud a la Universidad Industrial de Santander por permitirnos ser parte de tan maravillosa institución y brindarnos los mejores guías quienes transmitieron sus conocimientos, con el fin de formarnos como geólogos.

Al Instituto Colombiano del petróleo junto con la Escuela de Geología por darnos la oportunidad de realizar nuestro trabajo de grado, especial agradecimiento a nuestros directores Geóloga JaelYanine Pacheco y Geólogo Nelson Sanchez por su asesoría y acompañamiento tanto profesional como personal durante el desarrollo del proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	22
1. OBJETIVOS	25
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	25
1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	25
2. MARCO DE REFERENCIA	26
2.1 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.....	26
2.1.1 Geología estructural del área de estudio.....	27
2.1.2 Estratigrafía del área de estudio.....	29
2.2 MARCO TEÓRICO.....	34
2.2.1 Roca generadora.....	36
2.2.1.1 Cantidad de materia orgánica	36
2.2.1.2 Calidad de la materia orgánica.....	36
2.2.1.3 Madurez termal de la materia orgánica	47
2.2.2 Roca reservorio	51
2.2.3 Roca sello.....	51
2.2.4 Trampa geológica.....	52
3. METODOLOGIA	53
3.1 REVISIÓN DE LA INFORMACIÓN PRELIMINAR.....	53
3.2 DESARROLLO DE LA GEOLOGÍA DE CAMPO	53
3.3 ANÁLISIS DE LABORATORIO.....	54
3.3.1 Cantidad de materia orgánica	56
3.3.1.1 Carbono Orgánico Total (COT)	56
3.3.2 Calidad de materia orgánica.....	56
3.3.2.1 Pirólisis Rock-Eval.....	56

3.3.2.2	Análisis Visual del Kerógeno (AVK)	59
3.3.3	Madurez de la materia orgánica	60
3.3.3.1	Reflectancia de la vitrinita.....	60
3.3.3.2	Temperatura máxima (Tmax).....	61
3.3.4	Determinación de organofacies	61
3.3.5	Correlación de las organofacies de la Formación Chipaque entre la sección estudiada y Quebrada Vara Santa.....	61
3.3.6	Modelamiento geoquímico 1D	62
3.4	FASE FINAL: INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	62
4.	RESULTADOS.....	63
4.1	EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN DE LA SECUENCIA CRETÁCICA EN EL SINCLINAL DE PISBA (PÁRAMO DE SAN IGNACIO), BOYACÁ.....	63
4.1.1	Cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica.....	64
4.1.2	Recálculo de los parámetros COT, IH y S2.....	71
4.2	DETERMINACIÓN DE ORGANOFACIES.....	73
4.2.1	Organofacies d la Formación Lutitas de Macanal	75
4.2.2	Organofacies de la Formación Areniscas de las Juntas	76
4.2.3	Organofacies de la Formación Fómeque	77
4.2.4	Organofacies de la Formación Une	78
4.2.5	Organofacies de la Formación Chipaque	78
4.3	CORRELACIÓN DE ORGANOFACIES DE LA FORMACIÓN CHIPAQUE ENTRE LA SECCIÓN ESTUDIADA Y QUEBRADA VARA SANTA.....	81
4.4	MODELAMIENTO GEOQUÍMICO 1D	85
4.4.1	Datos de entrada	85
4.4.2	Condiciones límite del modelo.....	88
4.4.3	Calibración del Modelo 1D	91
4.4.1	Historia de subsidencia	93
4.4.2	Resultados de la simulación.....	94
4.4.3	Carta de eventos	100

5.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	102
5.1	EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN DE LA SECUENCIA CRETÁCICA EN EL SINCLINAL DE PISBA (PÁRAMO DE SAN IGNACIO).....	102
5.2	ORGANOFACIES.....	103
5.3	COMPARACIÓN DE ORGANOFACIES DE LA FORMACIÓN CHIPAQUE ENTRE LA SECCIÓN QUEBRADA VARA SANTA Y LA SECCIÓN ESTUDIADA 104	
5.4	MODELAMIENTO GEOQUÍMICO 1D	105
6.	CONCLUSIONES	108
	BIBLIOGRAFÍA.....	112
	ANEXOS.....	116

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización del área de estudio. A. Mapa de Colombia. B. Localización sección de trabajo. C. Sección 2 el recuadro rojo muestra en perfil la zona de muestreo.....	24
Figura 2. Mapa geológico que abarca la zona de las estribaciones orientales del anticlinal de Floresta en la latitud de Pisba. Posición del Graben de Pisba, limitado por la Falla Paya-Pajarito al Este y por el sistema de Fallas Normales de San Ignacio al Oeste. En el recuadro negro se muestra la zona de estudio	28
Figura 3. Estilo estructural de la parte norte de las estribaciones orientales de la Cordillera Oriental, donde el régimen tectónico es netamente compresional.	29
Figura 4. Representación gráfica que muestra la cronoestratigrafía de los patrones de relleno de la cuenca en la Cordillera Oriental y el flanqueo de las regiones de las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Llanos. El Mapa del recuadro muestra la ubicación de la línea de correlación estratigráfica. De Cooper et al. (1995a), Mora et al. (2006) y Parra et al. (2009). Elementos del sistema petrolífero de la Cordillera Oriental según Garcia et al. (2009). Tomado y modificado de Mora et al. (2010).	32
Figura 5. Ciclo del carbono orgánico en la tierra. El carbono orgánico es principalmente reciclado en el ciclo 1. El cruce del ciclo 1 al ciclo 2 es una pequeña pérdida que asciende sólo de 0.01-0.1% de la productividad primaria. (After Welte, 1970).....	34
Figura 6. Elementos y procesos geológicos trascendentales para la existencia de un sistema petrolífero.	35

Figura 7. Diagrama de Van Krevelen IH vs IO.....	40
Figura 8. Diagrama ternario del kerógeno MOA-Fitoclastos-Palinomorfos de Tyson (1993) basados en la frecuencia numérica relativa.	43
Figura 9. Perfil relacionado de facies orgánicas a un ambiente deposicional sedimentario y asociado a condiciones ambientales (ej. Clima, niveles de oxígeno). Las facies orgánicas A y AB no son mostradas porque se forman en configuraciones lacustres anóxicas sin aporte terrestre de A o mínimo de AB (modificado de Jones (1987)).	46
Figura 10. Esquema general de evolución de la materia orgánica, desde la depositación reciente de sedimentos a la zona de metagénesis.	48
Figura 11. Diagrama de flujo. Muestra la ruta analítica practicada a las muestras recolectadas en campo.....	55
Figura 12. Pirograma de análisis y ejemplo de registro típico para evaluación de roca por el método de pirólisis. (Modificado de Tissot y Welte, 1978).	58
Figura 13. Imagen de la observación de secciones delgadas bajo microscopía de luz transmitida y fluorescencia.....	59
Figura 14. Mapa de distribución de las muestras colectadas en campo de la Secuencia Cretácica en la sección de estudio.....	67
Figura 15. Evaluación del potencial de generación de la Secuencia Cretácica en la zona de estudio, con base en la relación %COT vs S2.	68
Figura 16. Diagrama tipo Van Krevelen en base a la relación IH vs IO para las muestras de la Secuencia Cretácica en la sección de estudio.	69
Figura 17. Diagrama de la relación IH vs S2 de la Secuencia Cretácica en la sección de estudio.	70

Figura 18. Evaluación del potencial de generación de la Secuencia Cretácica en la zona de estudio, con base en la relación %COT vs S2 con los valores recalculados.....	73
Figura 19. Diagrama ternario AFP para las muestras de la Secuencia Cretácica en la sección de estudio. Ver Anexo H (Tabla de datos medidos y recalculados para determinar las organofacies).	74
Figura 20. Facies orgánicas de la Secuencia Cretácica en el Sinclinal de Pisba (Páramos de San Ignacio). En el Anexo H se encuentran listados los parámetros tenidos en cuenta para la determinación de las organofacies.	80
Figura 21. Localización geográfica de la sección Quebrada Vara Santa y la sección de estudio denominada Páramo de San Ignacio a la Izquierda imagen tomada de Google Earth. Ubicación de las dos secciones en la secuencia estratigráfica (a la derecha).	82
Figura 22. Correlación de organofacies de la Formación Chipaque entre la sección Quebrada Vara Santa y la sección estudiada (Páramo de San Ignacio). Ver los Anexos H e I.....	83
Figura 23. Perfil de Temperatura de fondo de pozo (BHT) a partir de los resultados de la reflectancia de la vitrinita.	87
Figura 24. Editor <i>kinetics</i> PETROMOD 1D	88
Figura 25. Curva de variación de la paleobatimetría vs tiempo.	89
Figura 26. Variación de temperaturas de interface agua-sedimento vs tiempo y Condiciones limitantes de SWIT vs tiempo.....	89
Figura 27. <i>Cálculo de la temperatura superficial global basado en Wygrala (1989) para determinación SWIT, temperatura de interface agua-sedimento.....</i>	90

Figura 28. Opción principal del modelo cortical de Mckenzie.	91
Figura 29. Variación de los flujos de calor vs tiempo.	91
Figura 30. Curva de calibración del modelo con respecto a la Reflectancia de la vitrinita.	92
Figura 31. Curva de calibración del modelo con respecto a la temperatura.	92
Figura 32. Diagrama de subsidencia.	93
Figura 33. Reflectancia de la vitrinita	94
Figura 34. Diagrama de subsidencia con los rangos de reflectancia de la vitrinita alcanzados por el modelo.	95
Figura 35. Perfil de temperaturas actuales en la zona de estudio.	96
Figura 36. Tasa de transformación para las Formaciones de la Secuencia Cretácica en la sección de estudio.	97
Figura 37. Diagrama se subsidencia con los rangos de tasa de transformación actuales.	97
Figura 38. Períodos de generación de cada una de las Formaciones de la Secuencia Cretácica en la sección de estudio.....	98
Figura 39. Perfil de los periodos de expulsión de las Formaciones de la Secuencia Cretácica en la sección de estudio.	99
Figura 40. Carta de eventos para la Secuencia Cretácica en el Sinclinal de Pisba	101

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Parámetros geoquímicos para determinar el potencial petrolífero de las rocas con base en el contenido de carbono orgánico total (COT) y los criterios S1 y S2 obtenidos mediante pirólisis Rock-Eval.....	37
Tabla 2. Rango de valores para S3. Cantidad del CO2 del kerógeno	37
Tabla 3. Rango de valores de IH para definir el tipo de kerógeno	38
Tabla 4. Rango de valores de IO para definir el tipo de kerógeno	38
Tabla 5. Clasificación de la materia orgánica dispersa..	42
Tabla 6. Características claves para palinofacies marinas distinguidas en los diagramas de AFP en la figura de (Tyson, 1993, after Tyson, 1989, p. 163)..	44
Tabla 7. Resumen de las características de las facies orgánicas (after Jones, 1984; 1987; Jones y Demaison, 1982)..	46
Tabla 8. Relación entre algunos parámetros seleccionados de palinofacies y facies orgánicas de acuerdo con Jones (1987) en facies idealizadas marinas siliciclásticas (solo tendencias relativas generalizadas).	47
Tabla 9. Rangos de Tmax para determinar madurez termal de la roca.	49
Tabla 10. Subdivisión del grupo maceral vitrinita (ICCP, 1998).	50
Tabla 11. Resultados de %COT, pirólisis, reflectancia de la vitrinita y grupos de la materia orgánica de las muestras distribuidas en el mapa de la Figura 4.1. ..	66
Tabla 12. Datos recalculados con su respectivo análisis hecho siguiendo los parámetros de clasificación de Peters y Cassa (1994)..	72

Tabla 13. Datos de entrada para el modelo geoquímico.	86
Tabla 14. Resumen de los períodos de la reflectancia de la vitrinita cuando pasan de maduro a posmaduro.....	95
Tabla 15. Resumen de los períodos de la tasa de transformación en la Secuencia Cretácica.....	98
Tabla 16. Resumen de los períodos de generación de las Formaciones de la Secuencia Cretácica en la sección de estudio.....	99
Tabla 17. Resumen de los períodos de expulsión de las Formaciones de la Secuencia Cretácica en la sección de estudio.....	100

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Mapa y corte geológico de la sección de estudio (Páramo de San Ignacio).....	117
Anexo B. Columna estratigráfica generalizada de tanto de la Secuencia Cretácica en el Sinclinal de Pisba (Páramo de San Ignacio)	118
Anexo C. Tabla de inventario de las muestras con cada uno de los análisis geoquímicos y petrográficos realizados.....	119
Anexo D. Análisis geoquímicos para determinar la cantidad de materia orgánica en las 51 muestras % COT.....	120
Anexo E. Tabla de resultados obtenidos de la pirólisis Rock-Eval para las 32 muestras que arrojaron un COT>0.5%wt	121
Anexo F. Pirogramas de las 32 muestras tratadas con la pirolisis Rock-Eval	122
Anexo G. Resultados del análisis visual del kerógeno. Grupos de la materia orgánica MOA, palinomorfos y fitoclastos.....	126
Anexo H. Tabla de datos medidos y recalculados para determinar las organofacies	127
Anexo I. Resultados de los análisis geoquímicos y palinofacies de la Formación Chipaque en la sección Quebrada Vara Santa. Tomado de (Blanco V. O., 2012)	128
Anexo J. Columna estratigráfica del pseudopozo diseñado para el modelamiento geoquímico 1D.....	130

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN DE LA SECUENCIA CRETÁCICA EN EL SINCLINAL DEL PISBA (PÁRAMO DE SAN IGNACIO), BOYACÁ.

AUTORES: MARIAM LIZETH RUIZ BLANCO / JUAN CARLOS MOTTA GÓMEZ

PALABRAS CLAVES: Organofacies, Kerógeno, Generación, Hidrocarburos, Modelamiento Geoquímico

En el Sinclinal de Pisba (Páramo de San Ignacio), ubicado en la Cordillera Oriental de Colombia aflora la Secuencia Cretácica conformada por las Formaciones Lutitas de Macanal, Areniscas de las Juntas, Fómeque, Une y Chipaque con rocas como shale, lutitas y arenas. Se evaluó la cantidad, calidad, y madurez de la materia orgánica presente en la roca, con cuyos resultados se identificaron las organofacies y se construyó un modelamiento geoquímico 1D. Los análisis de cantidad y calidad de la materia orgánica contenida en las muestras analizadas, establecen que las Formaciones que conforman a la secuencia Cretácica en la sección de estudio, no presentan características favorables para ser estimadas como rocas generadoras potencialmente activas. Sin embargo, con base en la relación COT vs S₂, las Formaciones Une y Chipaque registran potencial de generación de hidrocarburo convencional bueno, aunque actualmente la materia orgánica se encuentre altamente re trabajada y oxidada, denominada como kerógeno tipo IV sin capacidad para generar, confirmado según el diagrama de Van Krevelen (Espitalie, et al. 1977). La madurez termal se evaluó mediante los parámetros de Reflectancia de la vitrinita y pirólisis, utilizando los criterios de clasificación de (Peters & Cassa, 1994), dando como resultado una etapa sobremadura, debido a sus valores de Ro > 1.35 y T_{max} > 470°C. Siguiendo el modelo de Jones (1987) fueron identificadas tres facies orgánicas B, BC y C; la transición (C-BC) se deposita en ambientes de marino somero a lacustre con posibilidad de generar gas, y la transición (BC-B) de ambientes subóxicos a ambientes marinos de baja energía que preservan más la materia orgánica, la cual representa la mejor roca para ser considerada como roca fuente de hidrocarburos. A partir del modelamiento empleando el *Software PetroMod1D* las Formaciones de la secuencia Cretácica desde hace 135 Ma hasta 23 Ma presentan tasas de transformación altas de 90%-100% y expulsión de 2330 toneladas %.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología, Directora, Geóloga Jael Yanine Pacheco Mendoza, Codirector, Geólogo Nelson Sánchez Rueda

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF POTENTIAL GENERATION IN CRETACEOUS SEQUENCE IN THE PISBA SYNCLINE (SAN IGNACIO MOORLAND), BOYACÁ.

AUTHORS: MARIAM LIZETH RUIZ BLANCO / JUAN CARLOS MOTTA GOMEZ

KEYWORDS: Organofacies, kerogen, Geochemical Modeling, Generation, Hydrocarbon

In Pisba Syncline (San Ignacio moorland) on the Colombian Eastern Cordillera appears the Cretaceous sequence with rocks like lutite, shales and sands. The quantity, quality, and maturity of organic matter in the rock was investigated and from these results the organofacies was identified and the geochemical modeling 1D was built. The analysis of quantity and quality of organic matter in the samples analyzed, established that the formations that make up the Cretaceous sequence in the study section (Macanal Lutites, Las Juntas Sandstones, Fomeque, Une and Chipaque) does not have favorable characteristics to be estimated as Hydrocarbon source rocks. However, based on the relation S₂ vs COT. The formations Une and Chipaque recorded good potential generation of conventional hydrocarbons, although currently the organic matter is highly re-worked and oxidized known to as Type IV kerogen without generating capacity, confirmed by the Van Krevelen diagram (Espitalie, et al. 1977). The thermal maturity in the study area was assessed by vitrinite reflectance parameters and maximum temperature using the diagram (Peters and Cassa, 1994). Resulting in an overripe stage due to their R_o values > 1.35 and T_{max}> 470 ° C. Using the Jones model (1987) revealed three organic facies B, BC, C transition (C-BC) is placed in shallow marine environments to lacustrine with possibility of generating gas, and the transition (BC-B) suboxic environments to low energy marine environments, preserving in a better way the organic matter. This is the best rock to be considered as hydrocarbon source rock. Modeling using the Software PetroMod 1D, formations of Cretaceous sequence since 135 Ma to 23 Ma exhibit high rates of transformation of 90% -100%.

*Bachelorthesis

** Physic-chemist Engineering Faculty. Geology School, Director, geologist Jael Yanine Pacheco Mendoza, Codirector, geologist Nelson Sanchez Rueda

INTRODUCCIÓN

El presente proyecto está vinculado dentro del convenio ECOPETROL-ICP y la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, cuyo propósito es impulsar trabajos de investigación, con fines académicos y profesionales para optar al título de geólogos.

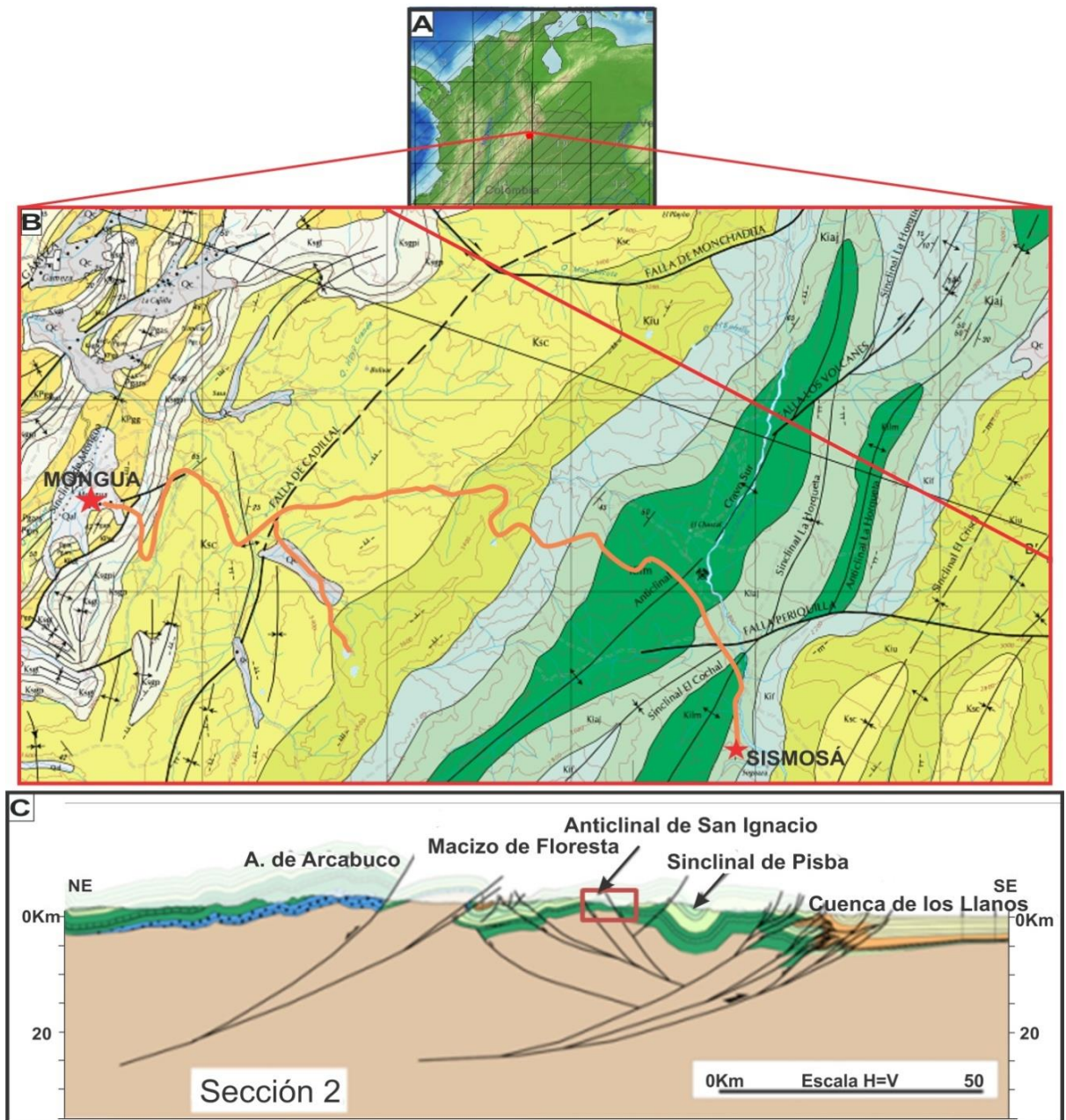
En el Sinclinal de Pisba (Páramo de San Ignacio), localizado en la Cordillera Oriental Colombiana entre las inmediaciones del municipio de Mongua y Sismosá Departamento de Boyacá (planchas 172-III-D y 172-IV-C)(**Figura 1**), se encuentra aflorando la Secuencia Cretácica representada por las Formaciones Chipaque, Une, Fómeque, Areniscas de Las Juntas y Lutitas de Macanal, objeto de esta investigación.

Debido a que no existen estudios geoquímicos en la zona y a la necesidad de conocer ¿Cuál es el potencial de generación de Hidrocarburos en la Secuencia Cretácica en el Sinclinal de Pisba?, surgió la necesidad de evaluar la cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica presente en la roca, mediante herramientas geoquímicas orgánicas como: análisis básicos de laboratorio (TOC-leco, pirólisis rock-eval), petrografía orgánica, identificación de organofacies y modelamiento geoquímico 1D de vital importancia para datar pulsos de generación y migración de hidrocarburos, así como determinar las tasas de transformación de la materia orgánica y reconstruir la historia termal de las Formaciones presentes en la sección de estudio, con la ayuda del software PetroMod 1D.

Mediante el muestreo de las facies finas de las Formaciones aflorantes en la Zona de estudio, fue posible aplicar las técnicas analíticas geoquímicas anteriormente mencionadas, practicadas en el Laboratorio del ICP en conjunto con el Laboratorio de Weatherford en Houston (USA). A partir de los resultados obtenidos en el laboratorio se hizo factible realizar el modelamiento geoquímico 1D y la identificación de las organofacies de la Formación Chipaque para su posterior comparación con las de la sección Quebrada Vara Santa previamente analizadas

en el flanco oriental de la Cordillera Oriental de Colombia en la tesis de Maestría de Blanco (2012), para así poder determinar el potencial de generación de hidrocarburos convencionales de la Secuencia estudiada.

Figura 1. Localización del área de estudio. **A.** Mapa de Colombia. **B.** Localización sección de trabajo. **C.** Sección 2 el recuadro rojo muestra en perfil la zona de muestreo



Tomado: A. IGAC (2014), B. INGEOMINAS (1998) y B. Modificado de Tesón et al., (2013).

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar el potencial de generación de las rocas de la Secuencia Cretácica inferior (Formaciones Lutitas de Macanal, las facies finas de Areniscas de las Juntas, Fόμεque y Une) y Cretácico superior (Formación Chipaque) en el Sinclinal de Pisba (Páramo de San Ignacio), entre los municipios de Mongua y Sisamosá en el Departamento de Boyacá.

1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Identificar las organofacies de la sección objetivo de estudio, a partir de técnicas geoquímicas.
- Evaluar la madurez termal de las rocas de la Secuencia Cretácica en el Sinclinal de Pisba, por medio de la pirólisis Rock-Eval y la reflectancia de vitrinita.
- Reconstruir la historia termal y de enterramiento de la Secuencia Cretácica inferior en el Sinclinal de Pisba mediante modelamiento geoquímico 1D.
- Comparar las organofacies de la Formación Chipaque entre la sección estudiada y una sección previamente analizada en el flanco oriental de la Cordillera Oriental de Colombia

2. MARCO DE REFERENCIA

2.1 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

La Cordillera Oriental (CO_r) de Colombia es un cinturón orogénico divergente cuya fase principal de levantamiento ocurrió después del Mioceno medio (Van der Hammen, 1958; Cooper et al., 1995 citado en Caballero et al.(2010)) mediante la reactivación e inversión tectónica de fallas normales de antiguas cuencas extensionales del Jurásico superior y Cretácico inferior (Colletta et al., 1990; Cooper et al., 1995; Mora et al., 2006, citado en Caballero et al.(2010)). Hacia el oriente de la cordillera, en el área del Macizo de Floresta donde se encuentra la zona de estudio, se registra un evento de deformación asociada al movimiento inicial de la falla de Soapaga, que a partir de datos termocronológicos y de proveniencia se data en el Eoceno (Parra et al., 2009b, Saylor et al., 2009, citado en Caballero et al.(2010)).

El Bloque de Soapaga ubicado en el Macizo de floresta presenta una sucesión cretácica afectada por las Fallas de Soapaga y Boyacá, las cuales separan franjas con espesores diferentes de sedimentos cretácicos, siendo menores los del bloque yacente de la Falla de Soapaga, en donde el espesor de los estratos del Valanginiano Superior al Maastrichtiano sólo alcanza 1.500m. Esta es una situación geológica muy ventajosa para la exploración de hidrocarburos en rocas del Cretácico, dado que la materia orgánica no está sobremadura como en otros sectores de la Cordillera Oriental¹.

¹ANH (2008), Informe de prospectividad área Cordillera Oriental.

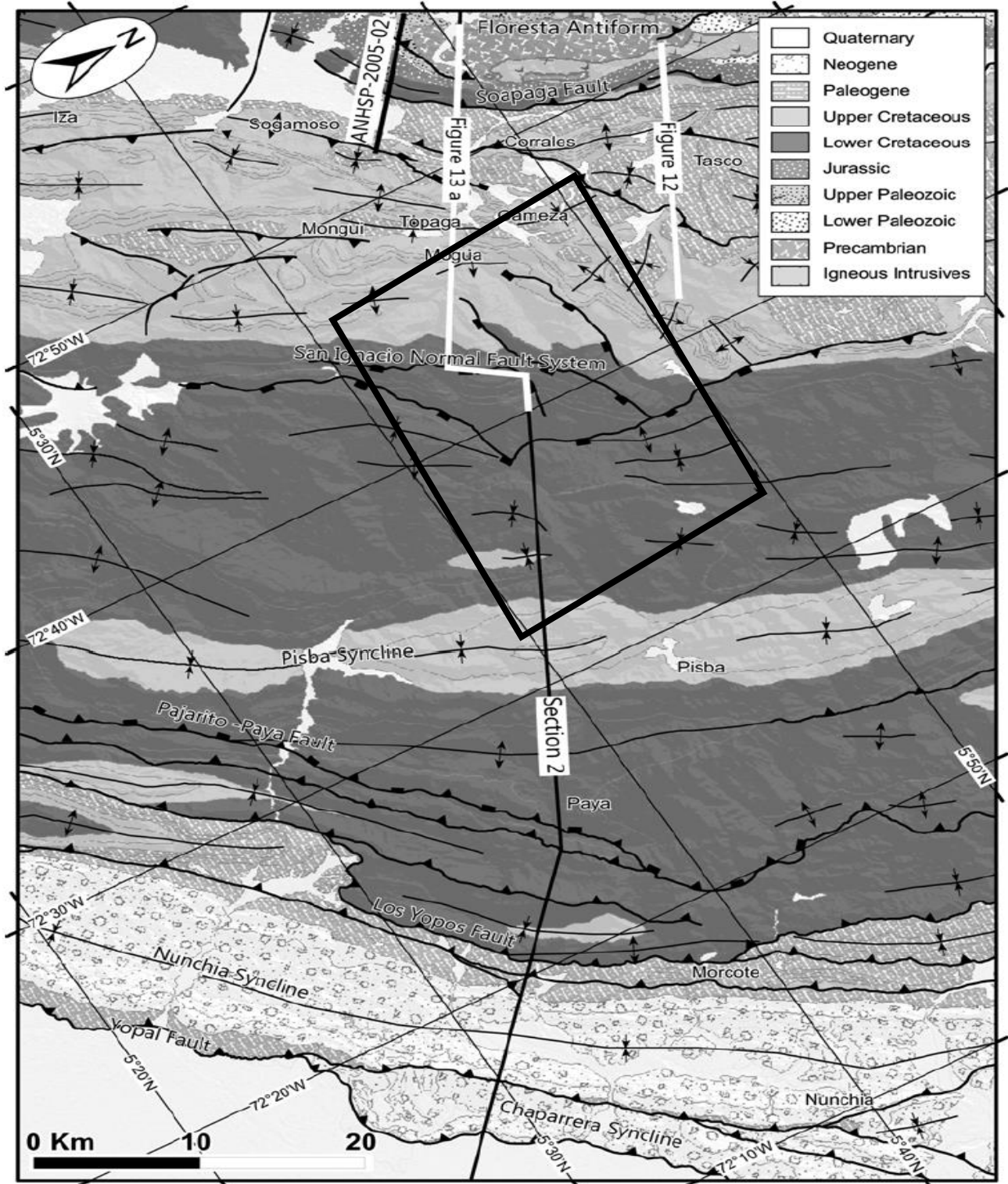
2.1.1 Geología estructural del área de estudio. El área de estudio ubicado al oriente de la Falla de Soapaga está asociada a un plegamiento abierto, que afecta unidades del Cretácico Superior y Terciario Inferior. En el valle longitudinal del Río Cravo Sur afluyente que pasa por la zona, gran parte de la columna Cretácica está expuesta, comprendiendo las Formaciones del Grupo Guadalupe hasta los shales basales del Cretácico inferior (Formación Lutitas de Macanal).

Esta zona ha sido afectada por una serie de fallas extensionales de edad Cretácico temprano, denominadas como el sistema de fallas normales de San Ignacio (Tesón et al., 2013), cuya deformación se evidencia en la región del Páramo de San Ignacio.

Según Tesón et al. (2013) esta configuración se produce por lo menos hasta el Hauteriviano, cuando rocas carbonatadas de la parte superior de la Formación Tibasosa pueden representar las primeras rocas postfallamiento que recubren el sistema de fallas normales de San Ignacio y las fallas Soapaga y Boyacá.

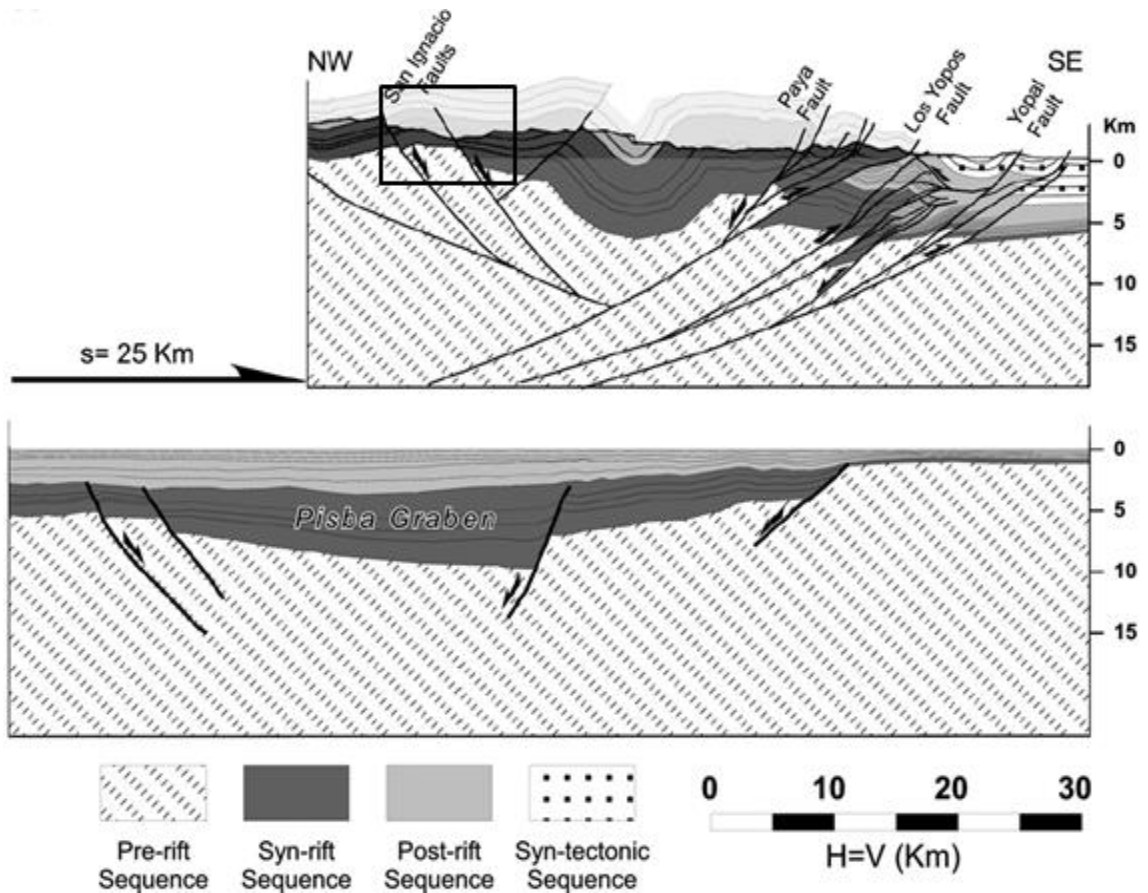
El sistema de fallas normales de San Ignacio junto con la falla normal de Paya del Cretácico inferior, definen el denominado Graben de Pisba (**Figura 2**), lo que podría ser la continuación meridional de la cuenca Cretácica del Cocuy descrita por Fabre (1985) citado en Tesón et al., (2013). En la **Figura 3** se observa el estilo estructural de la parte norte de las estribaciones orientales de la Cordillera Oriental, donde el régimen tectónico es netamente compresional con acortamiento de 25Km según Tesón et al., (2013).

Figura 2. Mapa geológico que abarca la zona de las estribaciones orientales del anticlinal de Floresta en la latitud de Pisba. Posición del Graben de Pisba, limitado por la Falla Paya-Pajarito al Este y por el sistema de Fallas Normales de San Ignacio al Oeste. En el recuadro negro se muestra la zona de estudio



Tomado de Tesón et al. (2013)

Figura 3. Estilo estructural de la parte norte de las estribaciones orientales de la Cordillera Oriental, donde el régimen tectónico es netamente compresional.



Tomado de Tesón et al., (2013)

2.1.2 Estratigrafía del área de estudio. En esta unidad se describen las Formaciones aflorantes de la sección Cretácica en el Sinclinal de Pisba (Páramo de San Ignacio), muestreadas en la etapa de campo (Figura 4). Ver Anexo A y B Mapa, Cortey Columna generalizada de la Secuencia Cretácica en la sección de estudio

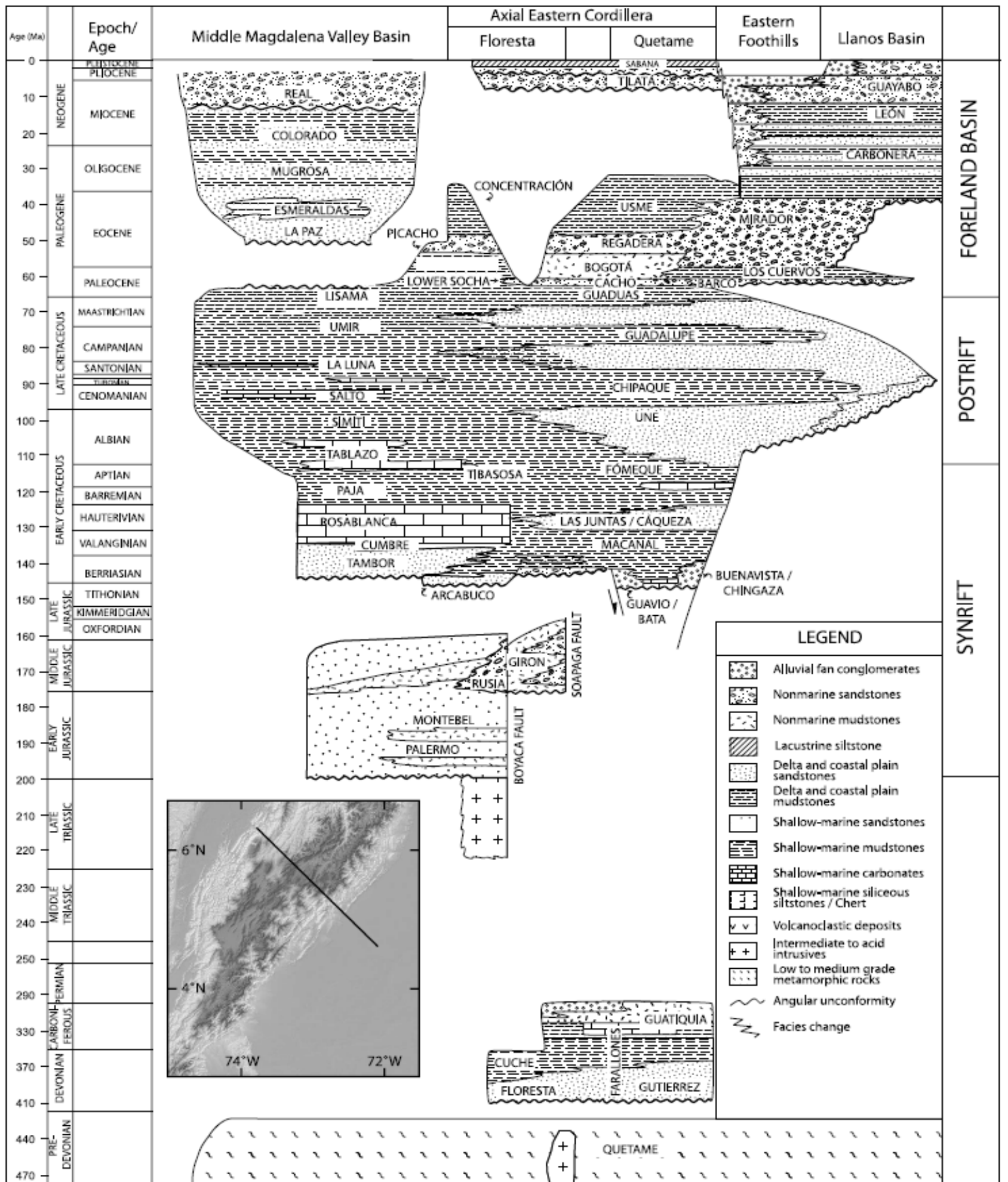
- **Formación Lutitas de Macanal.** (Berriasiano-Valanginiano). Propuesta por Ulloa y Rodríguez (1979a), aflora en la zona sureste de la plancha 172, formando parte del núcleo de las estructuras anticlinales Cravo Sur y la Horqueta. Está constituida, principalmente, por una sucesión de capas de

lutitas negras con abundante pirita, ligeramente calcáreas, con nódulos alargados, generalmente arenosos y orientados en forma paralela a la estratificación, con intercalaciones de arenitas finas de cuarzo, grises oscuras, cemento silíceo, en capas medias a gruesas (Ulloa et al., 2003).

- **Formación Areniscas de las Juntas.** (Hauteriviano) Hubach (1945a) y Bürgl (1958). Propuesta por Ulloa y Rodríguez (1979a), aflora hacia el sector sur oriental del área estudiada, y es parte de los flancos de los anticlinales de Cravo Sur y La Horqueta, y en el núcleo del Sinclinal del Cochal. Está constituida por una sucesión de capas de arenitas finas a medias, de cuarzo, grises claras a blancas, cemento silíceo, a veces calcáreo, en capas delgadas a muy gruesas, micáceas, altamente piritosas, con juegos en pequeña escala, de láminas inclinadas paralelas, con intercalaciones de lodolitas grises oscuras a negras, en capas delgadas y ondulosas (Ulloa et al., 2003).
- **Formación Fόμεque.** (Hauteriviano-Albiano) Hubach (1957a) y Bürgl (1961). Propuesta por Hubach (1931) aflora hacia el sector sur oriental del área; se encuentra constituida principalmente por lodolitas negras, en capas delgadas, estratificación ondulosa no paralela, con intercalaciones muy frecuentes de calizas negras, en capas gruesas y muy gruesas, plano paralelas, y cuarzoarenitas de grano fino, grises oscuras a negras, cemento silíceo, a veces calcáreo, en capas medias y gruesas, plano paralelas (Ulloa et al., 2003).
- **Formación Une.** (Albiano-Cenomaniano) Bürgl (1961) y Campbell (1962). Definida por Hubach (1931), consta de una alternancia de cuarzoarenitas de grano fino a medio, grises claras a blancas, cemento silíceo, bien seleccionadas, en capas delgadas a muy gruesas y lodolitas grises oscuras a negras, en capas delgadas, plano paralelas (Ulloa et al., 2003).

- **Formación Chipaque.** (Cenomaniano-Coniaciano) Julivert (1968). Propuesta Hubach, E (1931); redefinida por Renzoni, G (1962) constituida por lodolitaspizarrozas de color gris oscuro a negro, con interestratificaciones de calizas, arenitas y calizas arenosas (Uribe, 2010).

Figura 4. Representación gráfica que muestra la cronoestratigrafía de los patrones de relleno de la cuenca en la Cordillera Oriental y el flanco de las regiones de las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Llanos. El Mapa del recuadro muestra la ubicación de la línea de correlación estratigráfica. De Cooper et al. (1995a), Mora et al. (2006) y Parra et al. (2009). Elementos del sistema petrolífero de la Cordillera Oriental según García et al. (2009).

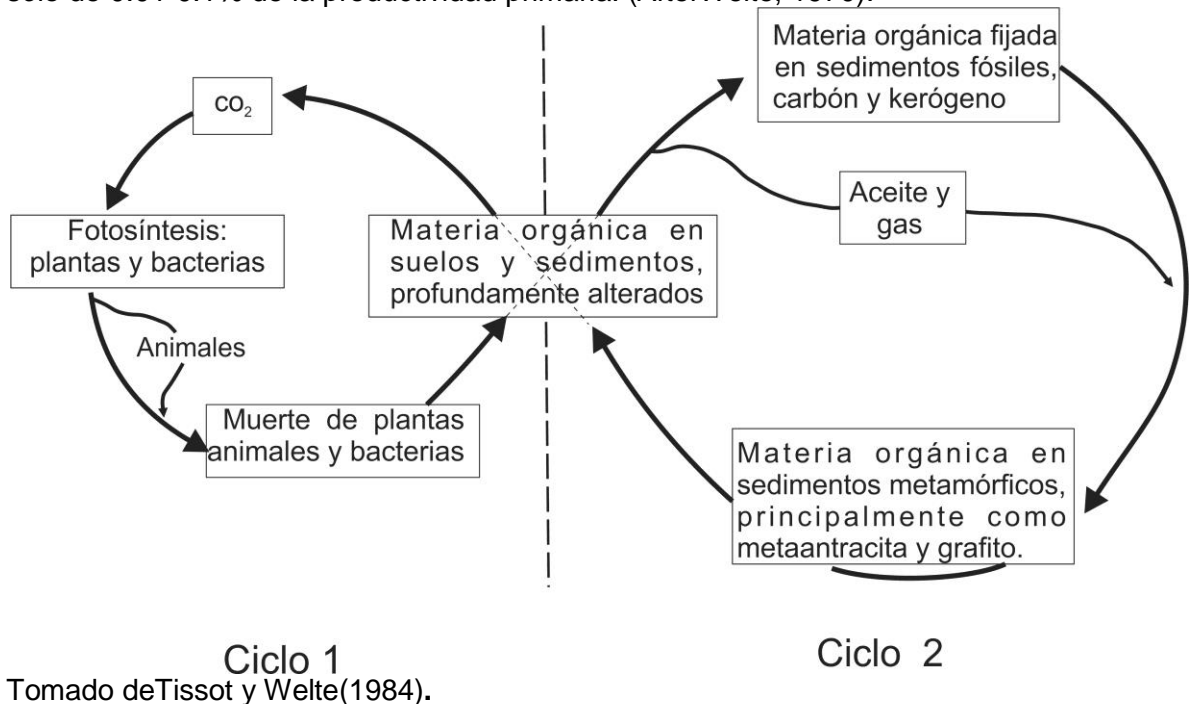


Tomado y modificado de Mora et al. (2010).

2.2 MARCO TEÓRICO

La producción, acumulación y preservación de la materia orgánica (**Figura 5**) no degradada son prerequisites para la existencia de rocas generadoras de petróleo. Está constituido por moléculas orgánicas (monómeros y polímeros) que se derivan directa o indirectamente de la parte orgánica de los organismos (Tissot y Welte, 1984).

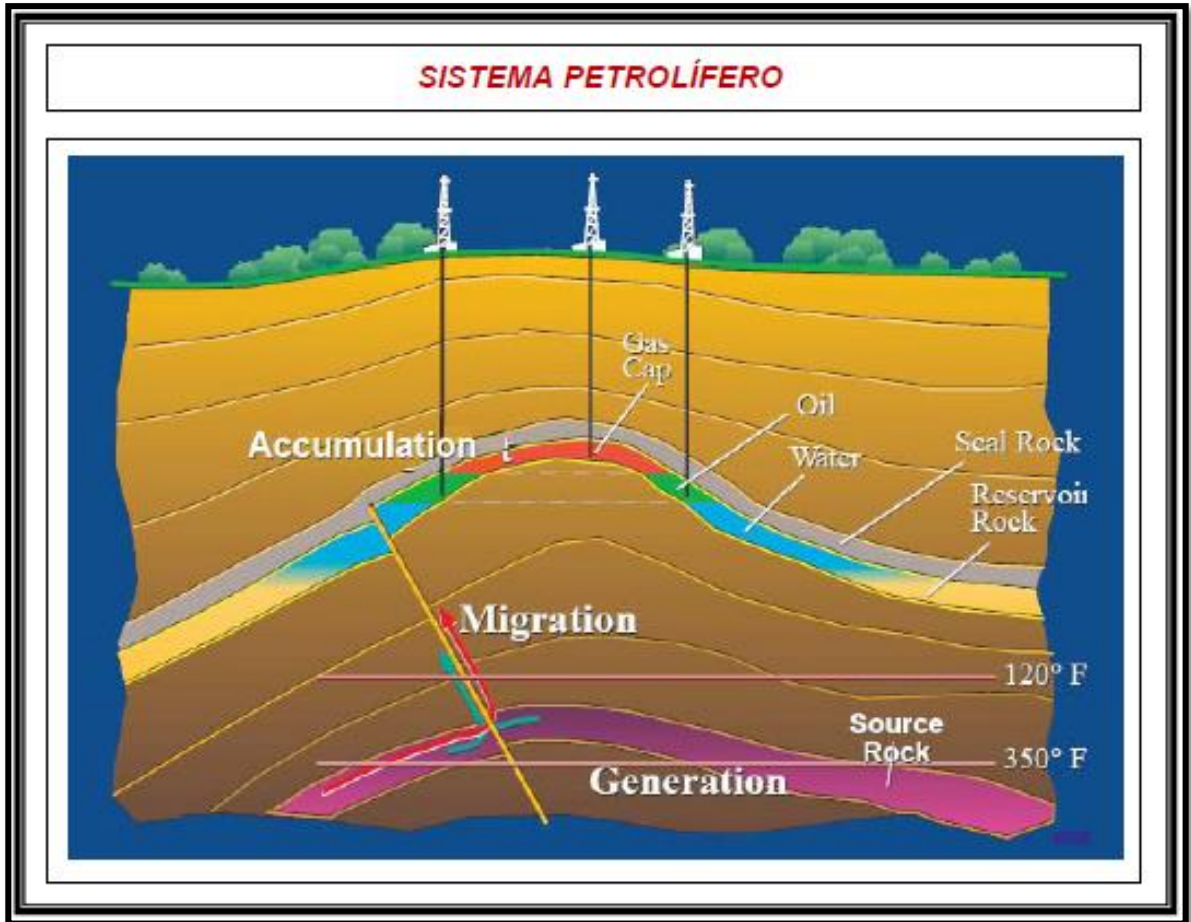
Figura 5. Ciclo del carbono orgánico en la tierra. El carbono orgánico es principalmente reciclado en el ciclo 1. El cruce del ciclo 1 al ciclo 2 es una pequeña pérdida que asciende sólo de 0.01-0.1% de la productividad primaria. (After Welte, 1970).



Para comprender la formación de acumulaciones petrolíferas es imprescindible entender acerca de los comúnmente mencionados “**sistemas petrolíferos**”, denominados como sistemas geológicos–*Dinámicos* de generación y concentración de hidrocarburos (petróleo y gas), dentro de un tiempo y espacio geológico, en los que convergen oportunamente todos los elementos (roca generadora, roca reservorio, roca sello y Trampa) y procesos geológicos (generación, migración,

formación de trampa y preservación)((Nijhuis y Baak, 1990) citado en Magoon y Dow(1994)) **Figura 6.**

Figura 6. Elementos y procesos geológicos trascendentales para la existencia de un sistema petrolífero.



Tomado de Magoon y Dow (1994).

Posteriormente se definen los elementos del sistema petrolífero haciendo especial énfasis en la evaluación de la roca generadora:

2.2.1 Roca generadora. “Es aquella roca capaz para generar petróleo o gas controlada por tres factores principales: cantidad, calidad y grado de evolución termal de la materia orgánica”(Tissot y Welte, 1984). Los parámetros geoquímicos para evaluar el potencial de una roca generadora son obtenidos mediante técnicas analíticas como: la cuantificación del Carbono Orgánico Total (COT), la pirólisis Rock-Eval (se derivan los parámetros de calidad y madurez) y petrografía orgánica (análisis visual del kerógeno (AVK) y la reflectancia de la vitrinita para determinar directamente la calidad del kerógeno y la madurez de la roca, respectivamente). A continuación se describen las técnicas y los parámetros geoquímicos correspondientes:

2.2.1.1 Cantidad de materia orgánica.

Carbono Orgánico Total (COT): 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, Tabla 1. 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 (Uribe, 2010).

2.2.1.2 Calidad de la materia orgánica.

Pirólisis Rock-Eval: 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 (Uribe, 2010). De esta técnica se derivan los siguientes parámetros:

- **Hidrocarburos Libres (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

fuelle. (mgHC/ gCOT). Valores de 1 mg de hidrocarburo (HC) / gramo (g) de roca pueden indicar manifestaciones de aceite(Uribe, 2010), **Tabla 1**.

- **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 COT (Uribe, 2010),**Tabla 1**.

Tabla 1. Parámetros geoquímicos para determinar el potencial petrolífero de las rocas con base en el contenido de carbono orgánico total (COT) y los criterios S1 y S2 obtenidos mediante pirólisis Rock-Eval.

POTENCIAL PETROLÍFERO	MATERIA ORGÁNICA		
	COT (wt %)	PIRÓLISIS ROCK-EVAL	
		S1(mgHC/g COT)	S2(mgHC/g COT)
Pobre	0,0-0,5	0,0-0,5	0-2,5
Regular	0,5-1,0	0,5-1,0	2,5-5
Bueno	1,0-2,0	1,0-2,0	5-10
Muy Bueno	2,0-4,0	2,0-4,0	10-20
Excelente	>4	>4	>20

Tomado de Peters y Cassa(1994)

- **Cantidad del CO₂ del Kerógeno (S3):** es la cantidad de CO₂ generado durante la ruptura termal del kerógeno resultante de la pirólisis, expresado en miligramos CO₂ por gramos de roca (mg CO₂ /groca) (Uribe, 2010), **Tabla 2**.

Tabla 2. Rango de valores para S3. Cantidad del CO₂ del kerógeno

OXÍGENO ORGÁNICO	S3 (mgHC/g roca)
POBRE	<1.0
REGULAR	1.0-2.0
BUENO	>2.0

Tomado de Espitalié 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(Uribe, 2010), **Tabla 3**.

Tabla 3. Rango de valores de IH para definir el tipo de kerógeno

TIPO DE KERÓGENO	IH (mg HC/g TOC)	PRODUCTO PRINCIPAL EXPULSADO AL PICO DE MADURACIÓN
TIPO I	>600	Aceite
TIPO II	300-600	Aceite
TIP II/III	200-300	Aceite y Gas
TIPO III	50-200	Gas
TIPO IV	<50	Ninguno

Tomado de Peters y Cassa(1994)

- **Índice de Oxígeno (IO):** $(S3/TOC)*100$, Mide el enriquecimiento de oxígeno en el kerógeno e indica el nivel de oxigenación del ambiente de depositación de la roca. En general rocas con altos valores de IO y bajos de IH tienen poco potencial de hidrocarburos líquidos(Uribe, 2010), **Tabla 4**.

Tabla 4. Rango de valores de IO para definir el tipo de kerógeno

TIPO DE KERÓGENO	IO (mg HC/g TOC)
TIPO I	< 30
TIPO II	< 60
TIPO III	> 100-150

Tomado de Espitalié 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: $(S1/S1+S2)$ (Uribe, 2010). **Tabla 9**.

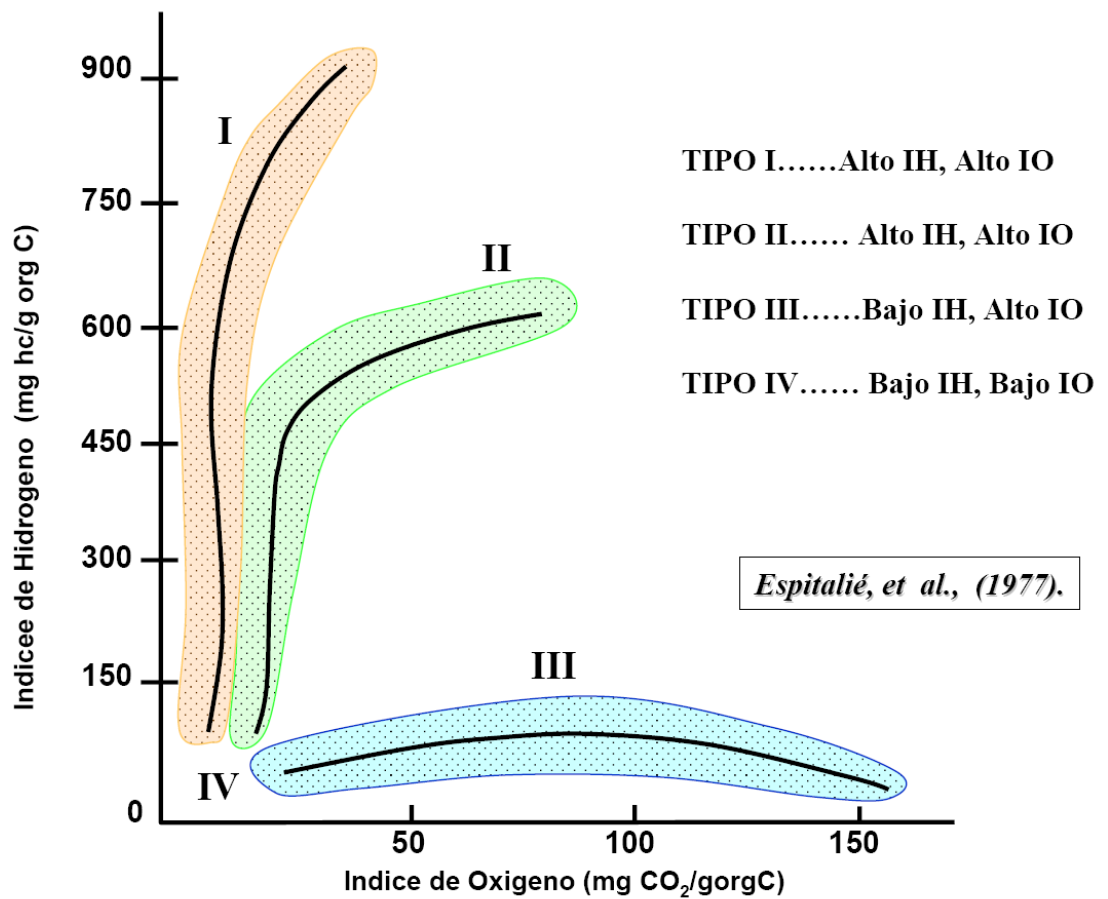
La calidad de la materia orgánica se estima con base en el tipo de kerógeno encontrado en las rocas sedimentarias. El **Kerógeno** “es definido como el constituyente de las rocas sedimentarias que no es soluble en solventes alcalinos acuosos ni en solventes orgánicos comunes” (Tissot y Welte, 1984); los principios de kerógeno se distinguen usando las relaciones atómicas H/C vs O/C o los diagramas de Van Krevelen ((Tissot, 1974) citado en Blanco y Orejuela (2004)). Se clasifican en 4 tipos de kerógeno (**Figura 7**) denominados por criterios obtenidos mediante técnicas geoquímicas mencionadas anteriormente:

- **Kerógeno tipo I:** tiene altas relaciones H/C y relativamente bajas relaciones O/C, IH de 700 a 900 mgHC/gCOT y es rico en estructuras alifáticas: este kerógeno 31 posee excelente potencial para generar aceite y está asociado a sedimentos ricos en algas, en particular los derivados de Botryococcus de origen lacustre (Bogheads), y sus equivalentes marinos (Tasmanites) (Durand et al., (1972), Espitalié et al., (1973), Durand y Espitalié, (1976) citados en Tyson, 1995).
- **Kerógeno tipo II:** posee relativamente altas cantidades de H/C y baja relación O/C. Este kerógeno posee potencial para generar aceite/gas. Está asociado a 32 granos de polen y esporas con material de los otros tipos de kerógeno. Entre el 40 y 60% de este kerógeno puede ser transformado en hidrocarburos (Durand et al., (1972), Espitalié et al., (1973), Durand y Espitalié, (1976) citados en Tyson, 1995).
- **Kerógeno tipo III:** tiene bajas relaciones H/C y relativamente altas relaciones O/C con estructuras aromáticas predominantes. Este kerógeno no posee buen potencial para generar aceite, pero sí para generar hidrocarburos gaseosos. Está asociado a abundantes contribuciones de plantas superiores y material húmico terrestre, acumulado en ambientes no marinos o en ambientes

parálidos(Durand et al., (1972), Espitalié et al., (1973), Durand yEspitalié, (1976) citados en Tyson, 1995).

- **Kerógeno tipo IV**:está caracterizado por una relación atómica O/C anormalmente alta (0.25 ó más) asociada con una baja relación H/C (0.5 o 0.6). Este material algunas veces llamado Kerógeno Tipo IV puede ser reciclado de sedimentos más antiguos por erosión o profundamente alterado por meteorización sub-aérea, combustión u oxidación biológica en pantanos y suelos antes de la redepositación (Durand et al., (1972), Espitalié et al., (1973), Durand yEspitalié, (1976) citados en Tyson, 1995).

- Figura 7. Diagrama de Van Krevelen IH vs IO.(Espitalié, et al. 1977)



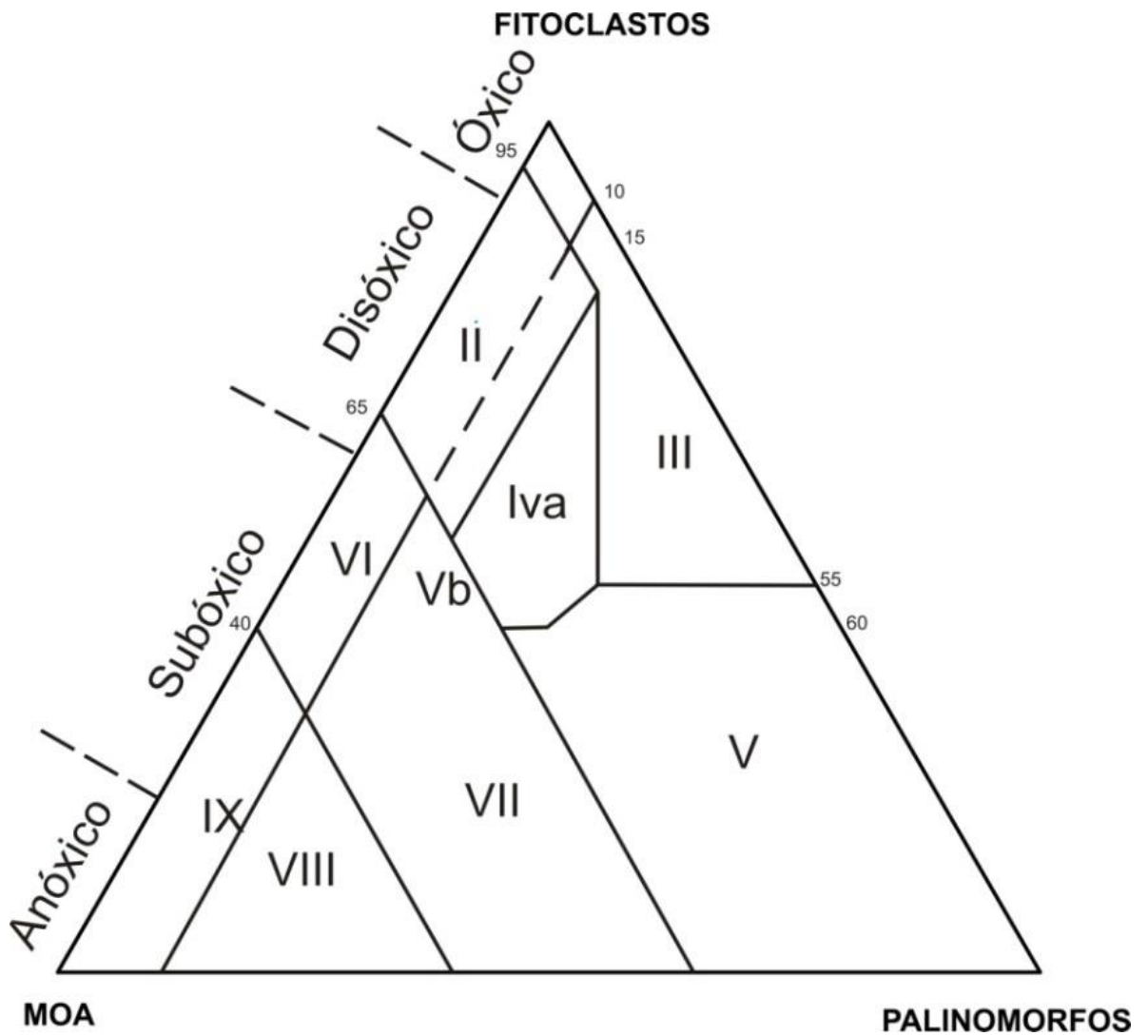
Análisis Visual del Kerógeno:El análisis visual del kerógeno consiste en la observación con microscopio de luz transmitida del kerógeno aislado a través del tratamiento ácido a la roca. El objetivo de esta técnica es la determinación de los tres grupos de la materia orgánica (fitoclastos, MOA y Palinomorfos). Ercegovac y Kostic(2006)Proponen una clasificación organizada de la materia orgánica dispersa (**Tabla 5**). Con la clasificación de la materia orgánica es posible determinar el tipo de kerógeno y por lo tanto el potencial de generación, así como el ambiente de depositación de las rocas. La **Figura 8** muestra la clasificación ternaria (A-F-P) que es realizada para determinar el ambiente de depositación de la materia orgánica con base en las proporciones relativas de materia amorfa, palinomorfos y fitoclastos(Pacheco, 2011), **Tabla 6**.

Tabla 5. Clasificación de la materia orgánica dispersa.

Categoría	Constituyente	Origen	Grupo Maceral	Maceral	Tipo de Kerógeno	
Materia Orgánica Estructurada (SOM)	Fitoclastos	Cutículas (capas extracelulares resistentes que cubren la epidermis de plantas superiores, típicas de ambientes fluvio-deltaicos, prodelta, estuarino o facies de abanicos proximales tienen estructura celular inalterada) Ercegovac (2006)	En luz transmitida normal, son generalmente amarillas a marrón translúcidas. Son mas típicas de ambientes fluvio-deltaicos, prodelta, estuarino o facies de abanicos proximales tanto en ambientes de energía, como en pantanos terciarios.	Liptinita	Cutinita	II (aceite)
		Tejidos de cortezas de raices	Material no leñosos vascular de color amarillo-marrón a marrón oscuro con bordes agudos. Baja fluorescencia luego del decaimiento uelos oxigenados.	Huminita	Suberinita/ telinita	III (gas)
		Tejidos leñosos (Fitoclastos traslúcidos)	Translúcidos al microscopio de luz transmitida. Se caracterizan por presentar estructuras celulares de madera, de color gris, marrón claro a negro de la lignina. Es mas típica de facies de pantanos óxicos a anóxicos y otros sedimentos ricos en materia orgánica en facies marinas, están representados por material retrabajado.	Vitrinita	Telinita Telocolinita	III (gas)
		<ul style="list-style-type: none"> • Tejido de Gimnospermas • Tejido de Angiospermas • Tejido gelificado 				
	Madera oxidada bioquímicamente	Partículas opacas y negras con o sin estructura visible. Aparecen como partículas opacas mayormente homogéneas altamente corroídas de formas elongadas con bordes angulares. Son muy abundantes en depósitos lacustres y de ríos. Es frecuentemente un componente importante de materia orgánica de zonas mareales influenciadas por la oxidación, en pantanos y en cuencas carinas anóxicas. pueden ser abundantes o dominantes en sedimentos de llanuras de lodos costeras, en el delta-front y prodelta, pantanos de agua dulce, lagoons, lagos y ríos (Ercegovac 2006)	Inertinita	Profusinita	IV (inerte)	
	Detritos de hongos: esporas, Hypae	Esporas unicelulares y pluricelulares y filamentos de hongos sin fluorescencia. Si se encuentran coloreadas de tonos marrones oscuros indica la melanización e influencia de oxígeno atmosférico (Tyson, 1995)	Inertinita	Secretinita	IV (inerte)	
Palinomorfos	Esporas y granos de polen	Derivados de las flores de plantas superiores, son encontrados en lagos, ríos y en ambientes marino someros.	Liptinita	Esporonita, polinita	IV (aceite)	
	Algas (fitoplancton)	Incluyen holoplancton y meroplancton, que son formas que pasan la mayor parte de su vida en el suelo oceánico, con una fase planctónica. La mayoría de los Acritarcos son probablemente remanentes de quistes de fitoplancton marino.		Liptodetrinita		
	Todos los microfósiles resistentes al HCl y HF, de paredes orgánicas (unicelulares, pluricelulares o colonias) que pueden estar presentes en preparaciones palinológicas (Tschudy, 1961)	<ul style="list-style-type: none"> • Plancton marino (acritarcos, dyncocysts, parasinophyta) • Algas de agua fresca (botryococcales) 	Presentes en ambientes lacustres principalmente, per por transporte se pueden encontrar en ambientes marinos.		Telalginita	I (aceite)
		Zoomorfos (scolecodonts, Chitinzoa, linajes de foraminíferos)	La presencia de foraminíferos es un indicador confiable de condiciones marinas (especialmente de aéreas de upwelling en el margen noroccidental de África). La abundancia de estos decrece con el aumento de la profundidad del agua.	Restos de animales	Lamalginita	
Sin estructura (AOM) constituye la mayor parte de la materia orgánica en las rocas madre en forma de kerógeno amorfo, lleva este nombre debido a que no posee una estructura definida e identificable	Derivado de Fitoplancton	MO altamente degradada: pellets fecales, MO fluorescente	En algunos casos esta amortización ocurrió porque partículas de materia orgánica se asociaron con partículas de arcilla mediante un proceso llamado floculación, este proceso tiene lugar en la zona fótica, donde ocurre la mayoría del consumo y remineralización de la biomasa en o cerca de la interfase agua-sedimentos. Otra procedencia de AOM es de restos fecales o zooplancton (Porter y Robbins, 1981 en Tyson, 1995). En estos ambientes abiertos oxidantes, se preservan poco o nada en los sedimentos pelágicos.	Liptinita	Alginita Btuminita	II (aceite)
		Producto de la descomposición bacterial de plantas superiores	Cianobacterias, thiobacterias	Comprende una larga proporción de bacterias vivas o muertas; y su presencia apunta a ambientes reductores (disóxicos o anóxicos). El contenido de esta AOM aumenta en facies distales anóxicas y po los sistemas de Upwelling influenciados por facies disóxicas (Demaison and Moore, 1980; Powell et al., 1990). La ausencia de oxígeno es ideal para la preservación de esta materia orgánica (Jones and Demaison, 1982; Jones, 1983).		Fluoramorfinita Lamalginita
		Detritos degradados de plantas superiores, material húmico rellenando las celulas (MO no fluorescente)	Esta materia orgánica por la degradación bacterial de partes de plantas (Tyson, 1995)	Huminita/ vitrinita	Hebamorfinita (colinita)?	III (gas)

Modificado de Ercegovac y Kostic (2006) citado en Pacheco (2011).

Figura 8. Diagrama ternario del kerógeno MOA-Fitoclastos-Palinomorfos de Tyson (1993) basados en la frecuencia numérica relativa.



Tomado de Tyson(1995).

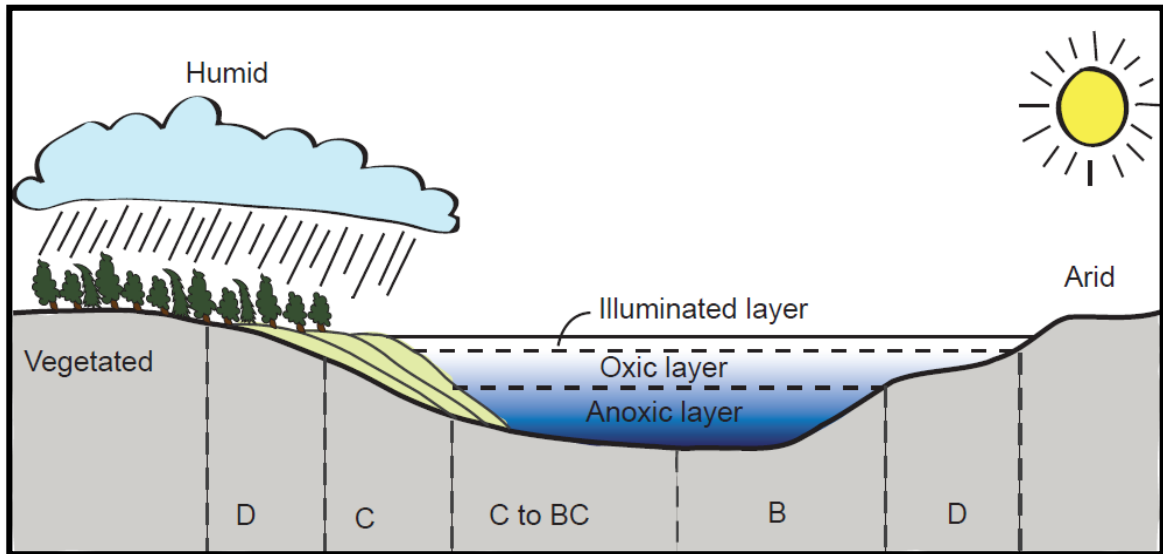
Tabla 6. Características claves para palinofacies marinas distinguidas en los diagramas de AFP en la figura de (Tyson, 1993, after Tyson, 1989, p. 163).

Campo de palinofacies y ambiente	Características	Esporas: Polen	Microplancton	Tipo de kerógeno
I Plataforma altamente proximal o cuenca	El alto suministro de fitoclastos diluye los demás componentes	Usualmente alto	Muy bajo	III, gas
II Cuenca marginal disóxica a anóxica	La MOA es diluida por el alto suministro de fitoclastos, pero la preservación de la MOA es moderada a buena. Las cantidades de COT marino dependen del estado redox y la dilución de la cuenca.	Alto	Muy bajo	III, gas
III Plataforma proximal	Generalmente baja preservación de la MOA; absoluta abundancia de fitoclastos dependiendo de la proximidad actual a la fuente fluviodeltáica. Son comunes la oxidación y el retrabajamiento.	Alto	Común a abundante dinoquistes	III o IV, gas
IV Transición Plataforma-Cuenca	Paso de la plataforma a la cuenca en tiempo o espacio. La abundancia absoluta de los fitoclastos depende de la proximidad actual a la fuente y el grado de redepositación. La cantidad de COT marino depende del estado redox de la cuenca	Medio a Alto	Muy bajo a bajo	III o II, principalmente gas
V Plataforma óxica dominada por lodos	Baja a moderada MOA (usualmente degradada). Palinomorfos abundantes. Lodos calcáreos bioturbados de colores claros son típicos.	Usualmente Bajo	Común a abundantes dinoquistes	III > IV, gas
VI Plataforma proximal subóxica a anóxica	Alta preservación de la MOA debido a las condiciones reductoras de la cuenca. El contenido absoluto de los fitoclastos puede ser moderado a alto debido al suministro de material turbidítico y/o la proximidad a la fuente.	Variable, bajo a medio	Bajo a común quistes de dinoflagelados	II, aceite
VII Plataforma distal disóxica-óxica	Moderada a buena preservación de MOA, bajo a moderado recobro de palinomorfos. Lodolitas ligeramente bioturbadas de colores oscuros son típicas	Bajo	Moderado a común dinoquistes	II, aceite
VIII Plataforma distal disóxica-óxica	Asociaciones dominadas por MOA, excelente preservación de MOA. Bajo a moderado recobro de palinomorfos (en parte por el enmascaramiento). Shales típicos ricos en materia orgánica depositados en aguas estratificadas.	Bajo	Bajo a moderado dinoquistes	I >> I, aceite
IX Cuenca distal subóxica-anóxica	Asociaciones dominadas por MOA. Bajo recobro de palinomorfos (en parte por el enmascaramiento). Ricas en alginitas frecuentemente. Depósitos de cuencas profundas o de mar estratificado de plataforma, especialmente sedimentos de cuencas retrabajadas.	Bajo	Generalmente bajo prasinofitas	II > I, Alto potencial para aceite

Tomado de Tyson (1995).

Facies Orgánicas: En el campo de la petrografía orgánica se ha usado el término **facies orgánicas** u **organofacies** como un sinónimo de facies del kerógeno (basadas en datos químicos), palinofacies o macerales asociados a facies (basados en datos petrográficos)(Peters y Cassa, 1994). Jones (1984,1987)define las facies orgánicas como una subdivisión mapeable de una unidad estratigráfica designada,distinguida de las subdivisiones adyacentes con base en las características de sus constituyentes orgánicos, sin tener en cuenta los aspectos inorgánicos de los sedimentos(Peters y Cassa, 1994)(**Figura 9**); en la **Tabla 7y Tabla 8** se muestra la clasificación de las organofacies según Jones (1984; 1987).El término organofacies fue introducido por Rogers (1980) para referirse al contenido orgánico en los sedimentos, fuente de la materia orgánica y el ambiente de depositación. Las facies orgánicas son definidas por las características de la materia orgánica total y son estimadas con ciertas características litoestratigráficas. Mediante la identificación de las organofacies en las rocas sedimentarias es posible la determinación de la cantidad y tipo de hidrocarburos que puedan ser generados a partir de una roca; por otra parte, refleja las condiciones durante la sedimentación (por ejemplo, la salinidad, oxigenación, profundidad de la columna de agua, distancia de la zona de aporte fluvial, el estado trófico, entre otras) (Tyson, 1995).

Figura 9. Perfil relacionado de facies orgánicas a un ambiente depositacional sedimentario y asociado a condiciones ambientales (ej. Clima, niveles de oxígeno). Las facies orgánicas A y AB no son mostradas porque se forman en configuraciones lacustres anóxicas sin aporte terrestre de A o mínimo de AB (modificado de Jones (1987)).



Tomado de Bend et al.(2011).

Tabla 7 Resumen de las características de las facies orgánicas (after Jones, 1984; 1987; Jones y Demaison, 1982).

Facies Orgánicas	Producto de Pirolisis Rock-Eval		Materia Orgánica Dominante	Estructuras Sedimentarias
	IH	IO		
A	>850	10 a 30	Algal; Amorfa	
AB	650-850	20 a 50	Amorfa; terrestre muy baja	Laminada
B	400-650	30 a 80	Amorfa; común terrestre	Bien estratificada a laminada
BC	250-400	40 a 80	Mezcla; alguna oxidación	Pobrementemente estratificada
C	125-250	50 a 150	Terrestre; alguna oxidación	Pobrementemente estratificada a bioturbada
CD	50-125	40 a 150	Oxidada, retrabajada	
D	<50	20 a 200+	Altamente oxidada; retrabajada	Masiva bioturbada

Tomado de Tyson(1995)

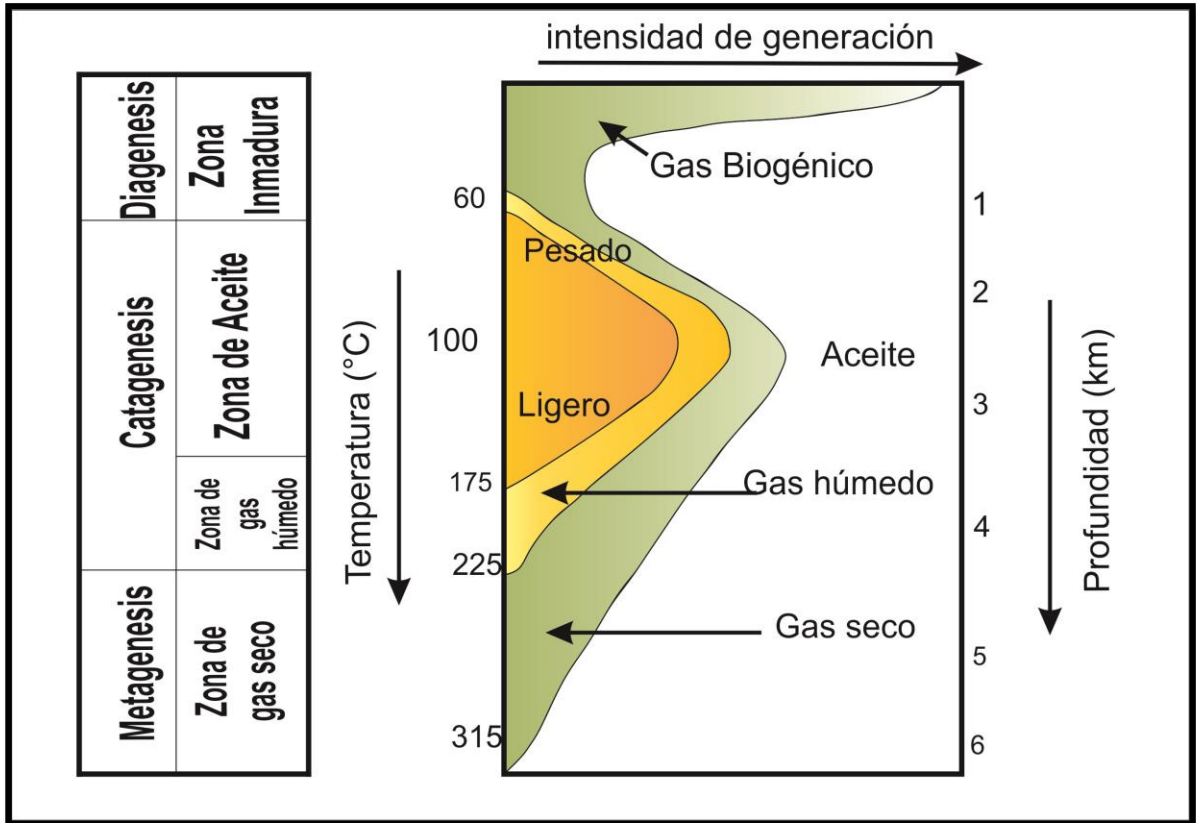
Tabla 8. Relación entre algunos parámetros seleccionados de palinofacies y facies orgánicas de acuerdo con Jones (1987) en facies idealizadas marinas siliciclásticas (solo tendencias relativas generalizadas).

FACIES ORGÁNICAS	A	AB	B	BC	C	CD	D
% MOA de kerógeno	Dominante			Moderada	Usualmente bajo/ausente		
Florescencia de la MOA	Los más altos		Moderada a débil		Débil	Usualmente ausente	
% prasinofitas de plancton	Más alto	Moderada	Raro	Usualmente muy raro			
% fitoclastos de kerógeno	Baja (dilución)			Moderado	Usualmente dominante		
Fitoclastos opacos: translúcidos	Alto frecuentemente			Usualmente bajo		Aumenta	
<i>Características geoquímicas (para sedimentos inmaduros)</i>							
IH	≥850	≥650	≥400	≥250	≥125	50-125	≤50
Tipo de Kerógeno	I	I/II	II	II/III	III	III/IV	IV
COT%	12-20+	3-10+		3-3+	≤3	<0,5	
<i>Factores ambientales</i>							
Tendencia proximal-distal	Distal			Proximal Distal			
Régimen de oxígeno	Anóxico	Anóxico-disóxico			Óxico		Muy Óxico
Tasa de acumulación de sedimentos	Baja	Varía		Alta		Moderada	Baja

Tomado de Tyson (1995).

2.2.1.3 Madurez termal de la materia orgánica. Cuando la materia orgánica es sepultada sufre importantes transformaciones físico-químicas controladas por las condiciones de temperatura y presión en el subsuelo hasta convertirse en hidrocarburo. Los siguientes procesos marcan las tres principales etapas de evolución térmica de la materia orgánica (Tissot y Welte, 1978)(Figura 10).

Figura 10. Esquema general de evolución de la materia orgánica, desde la depositación reciente de sedimentos a la zona de metagénesis.



Modificado de Tissot y Welte(1984)

- **DIAGÉNESIS**

Comienza en los sedimentos depositados recientemente donde la actividad microbiana es uno de los principales agentes de transformación. Los reordenamientos químicos ocurridos, se producen a poca profundidad: policondensación insolubilización. Finalizando la etapa, la materia orgánica consiste principalmente de kerógeno (Tissot y Welte, 1984).

- Organismos aeróbicos consumen el oxígeno libre
- Organismos anaeróbicos reducen sulfatos para obtener el oxígeno que requieren
- Se genera metano como el más importante hidrocarburo.
- En la fase tardía la materia orgánica produce CO₂ y H₂O.

- Se registra una reflectancia de la vitrinita (Ro) de 0.5%

- **CATAGÉNESIS**

Resulta de un aumento de la temperatura durante el enterramiento en las cuencas sedimentarias. La degradación térmica del kerógeno es responsable de la generación de la mayoría de los hidrocarburos. Esta fase varía entre valores de 0.5 y 2.0 de Ro (Tissot y Welte, 1984).

- **METAGENESIS**

Es la etapa tardía de alteración de la materia orgánica, posterior a la generación de los hidrocarburos líquidos, la que se caracteriza por la formación principal de metano metagenético (gas seco) y un enriquecimiento de carbono que constituye un kerógeno residual (Varela, 2012).

La madurez termal de la materia orgánica se evalúa mediante análisis geoquímicos obtenidos a partir de la técnica de pirólisis Rock-Eval y petrografía orgánica, denominadas Temperatura máxima (Tmax) y la reflectancia de la vitrinita (Ro) respectivamente, entre otros.

Temperatura Máxima (Tmax): Determinada en S₂, es la temperatura de pirólisis en el momento de generación máxima de petróleo. Representa una medida de la madurez térmica del kerógeno y está controlada por el tipo de materia orgánica, **Tabla 9.**

Tabla 9. Rangos de Tmax para determinar madurez termal de la roca.

ETAPA DE MADUREZ TERMAL DEL PETRÓLEO		MADURACIÓN		GENERACIÓN
		Ro (%)	Tmax (°C)	IP
INMADURO		0.2-0.6	<435	>0.10
MADURO	Temprana	0.6-0.65	435-445	0.10-0.15
	Pico	0.65-0.9	445-450	0.15-0.40
	Tardía	0.9-1.35	450-470	>0.40
SOBREMADURO		>1.35	>470	--

Tomado de Peters y Cassa (1994).

Reflectancia de la Vitrinita (Ro): La vitrinita hace parte del grupo de los macerales, estos son los restos de materia orgánica (animal y vegetal) que puede ser distinguida por su química, por su morfología y reflectancia usando un microscopio petrográfico. Los grupos de macerales son la liptinita (exinita), vitrinita (huminita) e inertinita (**Tabla 10**). La liptinita es posible encontrarla en kerógeno tipo I y II. Por su parte la vitrinita se origina a partir de plantas terrestres y se puede encontrar en Kerógeno tipo III (Mora, 2009), sin embargo, se puede encontrar también en mezclas de kerógeno. La vitrinita consta de polímeros de celulosa y lignina derivados de las paredes de las células de tejido vegetal de las plantas, ella es encontrada más comúnmente en carbones, aunque se encuentra también en rocas sedimentarias de grano muy fino con mezclas de kerógeno. Este maceral aumenta su reflectancia a medida que aumenta su madurez, debido a que gracias al cambio de temperatura, ésta sufre reacciones de aromatización irreversibles (Peters y Cassa, 1994) (**Tabla 9**).

Tabla 10. Subdivisión del grupo maceral vitrinita (ICCP, 1998).

Grupo Maceral	Subgrupo Maceral	Maceral
VITRINITA	Telovitrinita	Telinita Colotelinita (Telocolinita)
	Detrovitrinita	Vitrodetrinita Colodetrinita (Desmocolinita)
	Gelovitrinita	Corpogelinita (Corpocolinita) Gelinita (Gelocolinita)

Tomado de Pacheco (2011).

2.2.2 Roca reservorio. Son las rocas porosas y permeables que permiten almacenar los hidrocarburos generados por una roca madre. La presencia de rocas reservorio resulta de la deposición en un amplio rango de ambientes sedimentarios, encontrándose como principales rocas reservorio a las areniscas y calizas fracturadas, donde la porosidad y permeabilidad son los parámetros distintivos y de gran importancia en el atractivo comercial de desarrollo de un campo petrolífero (Bedoya, 2010).

El potencial de una roca reservorio está definido por su porosidad y permeabilidad, las mismas que están influenciadas por la geometría deposicional y los cambios post deposicionales diagenéticos, por lo que un reservorio hidrocarburífero generalmente es heterogéneo dado el sinnúmero de modelos de facies y sistemas deposicionales para estas rocas (Bedoya, 2010).

2.2.3 Roca sello. También denominada *Cobertera* es la unidad de roca o secuencia estratigráfica que actúa confinando el movimiento de migración del petróleo en las rocas porosas y permeables (rocas reservorio), imposibilitando el paso o salida de estas. La presencia de un sistema petrolífero depende de la existencia de una roca sello regional efectiva “*Caprock*”. La naturaleza de la roca sello establece la eficiencia del sistema de trampa en el subsuelo así como también influencia en las rutas de migración de hidrocarburos que expulsa la roca generadora (Bedoya, 2010).

La continuidad o extensión de la roca sello regional en una cuenca sedimentaria determina el sistema de migración secundaria enfocándose ya sea en dirección lateral o vertical (Bedoya, 2010).

El parámetro físico esencial que rige la efectividad de las rocas sello es aquel que se opone a la migración secundaria, así una roca sello es efectiva si su presión capilar o presión de desplazamiento excede a la fuerza hacia arriba (Fuerza de Bouyancy) ejercida por la columna de hidrocarburos subyacente. La presión capilar de la roca sello es sobre todo una función del tamaño de sus poros, cuanto

más pequeños son estos, mayor es la presión capilar y por ende menor la capacidad de desplazamiento de fluidos (Bedoya, 2010).

2.2.4 Trampa geológica. Constituye la estructura geológica de origen tectónico (fallamiento y/o plegamiento) o estratigráfico (arrecifes, cambio de facies, acuñamientos, etc.) con un techo regional (roca sello), que circunscribe y restringe un determinado volumen de petróleo asociado conjuntamente con una o más rocas reservorio. El entrapamiento de petróleo en acumulaciones importantes para formar un yacimiento petrolífero depende de la capacidad volumétrica de una trampa geológica para poder almacenar grandes cantidades de petróleo (Bedoya, 2010).

En el análisis de sistemas petrolíferos, es indispensable la correlación del tiempo de formación de trampas con el tiempo de generación/expulsión de petróleo, pues el sincronismo o “*Timing*” de estos dos procesos determina la presencia o no de una acumulación petrolífera, por tanto hay mayor probabilidad de éxito de entrapamiento si la formación de la trampa comenzó previamente a la generación/expulsión del petróleo (Bedoya, 2010).

La existencia de un yacimiento hidrocarburífero en un sistema petrolífero está determinada por la presencia de las trampas geológicas, así se distinguen dos tipos principales: Trampas estratigráficas y estructurales (Bedoya, 2010).

3. METODOLOGIA

Para lograr los objetivos propuestos en el proyecto de grado se diseñó una metodología, con el fin de desarrollar paso a paso las actividades planteadas, se definieron 4 etapas a seguir, mencionadas a continuación:

3.1 REVISIÓN DE LA INFORMACIÓN PRELIMINAR

En esta fase se incluye la selección y delimitación de la sección de muestreo, la documentación y recopilación de información disponible de la zona de estudio, además de la investigación de los procesos geoquímicos utilizados para determinar la Formación o Formaciones generadoras. Cabe resaltar que esta etapa ha sido de constante retroalimentación durante el desarrollo del proyecto, con el fin de afianzar los conocimientos tanto de la geología de la zona como de los análisis geoquímicos practicados.

3.2 DESARROLLO DE LA GEOLOGÍA DE CAMPO

Para el muestreo de rocas de afloramiento se definió una ruta trazada en las planchas 172 (IIID y IVC) de Paz de Rio a escala 1:25000 del IGAC y 1:100000 de INGEOMINAS, posteriormente se hizo un reconocimiento de la sección con el fin de identificar las Formaciones de interés (Formación Lutitas de Macanal, Areniscas de las Juntas, Fómeque, Une y Chipaque).

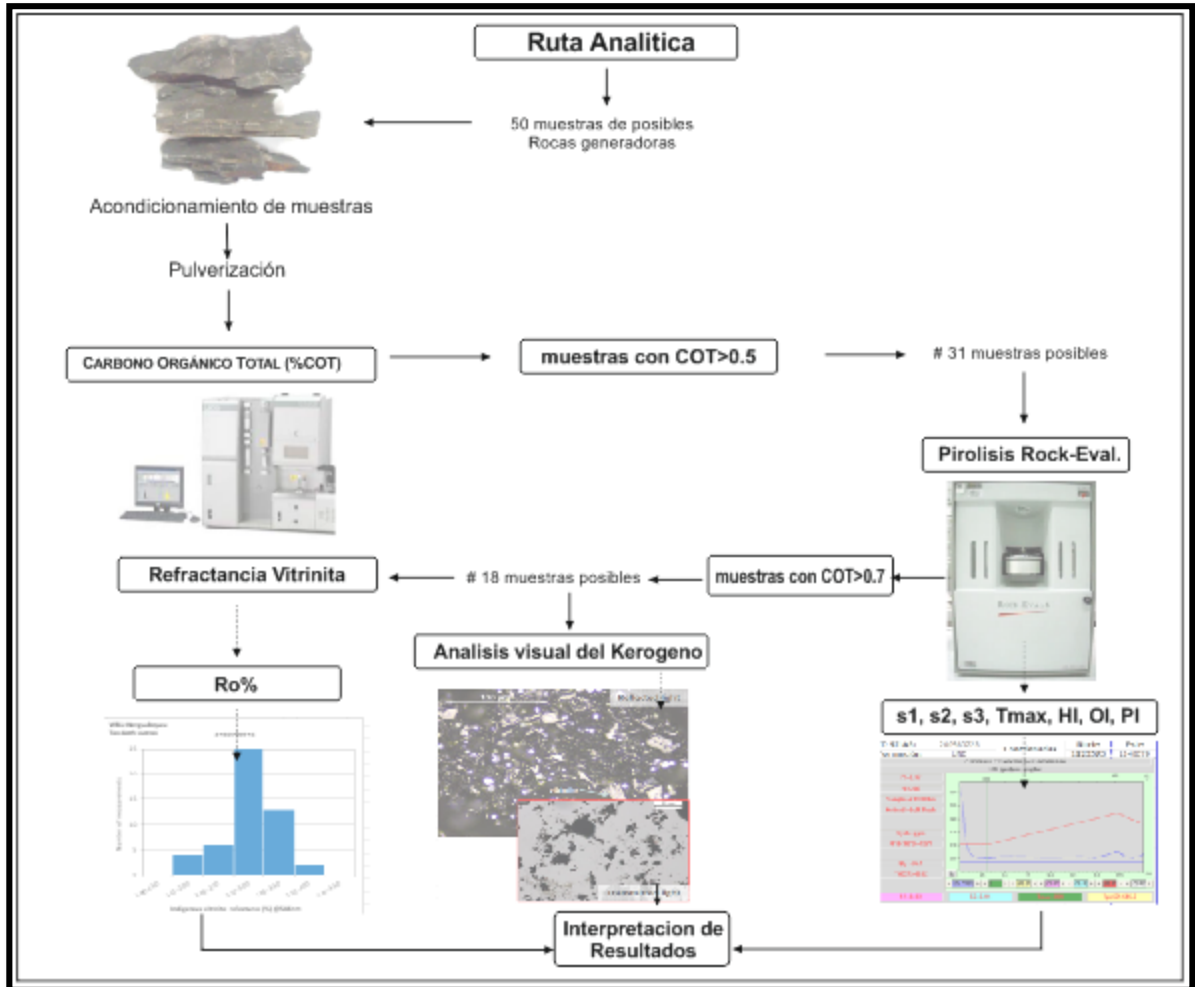
El muestreo se hizo cada 20 pies aproximadamente, teniendo en cuenta el estado del afloramiento (grado de meteorización bajo, color de la roca y potencia de las capas); la cantidad de muestra recolectada fue aproximadamente de 1 kg (lodolitas), en total se extrajeron 50 muestras, a las cuales se les hizo una descripción mineralógica y textural siguiendo los parámetros de clasificación para rocas siliciclásticas de Folk 1974, además se tomaron datos estructurales de cada uno de los afloramientos y su respectiva fotografía. Dichas muestras fueron

llevadas al ICP (Instituto Colombiano de Petróleos) con el fin de practicarles los análisis geoquímicos.

3.3 ANÁLISIS DE LABORATORIO

Los análisis geoquímicos de las muestras recolectadas se realizaron en los laboratorios del ICP y Weatherford EEUU. Un total de 50 muestras fueron enviadas al Instituto Colombiano del Petróleo donde se les practicó la técnica de COT-LECO, de las cuales 31 arrojaron valores de $COT > 0.5\%wt$ y fueron seleccionadas para ensayarles la pirólisis Rock-Eval. Finalmente se escogieron 18 muestras para petrografía orgánica cuyos criterios tenidos en cuenta fueron un $COT > 0.7\%wt$ y el registro de los pirogramas obtenidos en la pirólisis con el fin de verificar el comportamiento de cada muestra frente al procedimiento. Ver **Anexo C**. En la **Figura 11** se muestra la ruta analítica que fue llevada a cabo para obtener los parámetros geoquímicos necesarios para el cumplimiento de los objetivos.

Figura 11. Diagrama de flujo. Muestra la ruta analítica practicada a las muestras recolectadas en campo.



Para la realización de los análisis de laboratorio las muestras fueron sometidas a una etapa de preparación y acondicionamiento, con el fin de retirar la parte degradada de dichas muestras y dejar la roca más fresca, con miras a obtener datos confiables y certeros; posteriormente fueron pulverizados 100g de cada roca aproximadamente para lograr una homogenización.

3.3.1 Cantidad de materia orgánica

3.3.1.1 Carbono Orgánico Total (COT). Para la determinación del COT se empleó el método LECO C-230, fueron tomados 2g de cada muestra de roca pulverizada, la cual fue tratada con HCl para eliminar el carbono inorgánico u otros contaminantes de la muestra, posteriormente se lavó con agua destilada para retirar los cloruros y luego secada a 40°C durante 8 horas. Seguidamente se introdujo en el horno de inducción de alta frecuencia LECO, con el fin de combustionar las muestras a una atmosfera de oxígeno a temperaturas de 1200°C, en este proceso el carbono contenido en el kerógeno es convertido en CO y CO₂; seguidamente se midieron las fracciones de carbono liberado en una célula infrarroja, convirtiéndolas en COT, registrada en peso másico de la roca. Ver Tabla 1.

3.3.2 Calidad de materia orgánica

3.3.2.1 Pirólisis Rock-Eval. Se requirió 100mg de muestra de roca previamente pulverizada, la cual fue sometida a altas temperaturas, para lograr lo que se habría obtenido en millones de años en una cuenca sedimentaria por proceso natural. Esta técnica se llevó a cabo en el equipo Rock-Eval 6, mediante el método de pirólisis; para iniciar se introdujo la muestra en un horno para ser calentada en una atmosfera de helio y nitrógeno a 250°C durante 5 minutos, en esta fase se remueven los componentes orgánicos volátiles denominado pico S₁. Posteriormente se fue aumentando la temperatura progresivamente hasta 650°C a una velocidad aproximada de 25°C/min, en esta etapa de calentamiento se expulsaron los hidrocarburos y los compuestos que contienen oxígeno correspondientes a los picos S₂ y S₃ respectivamente. Ver Tabla 1.

Mediante estos datos obtenidos y el COT se calcularon los demás parámetros con las siguientes ecuaciones:

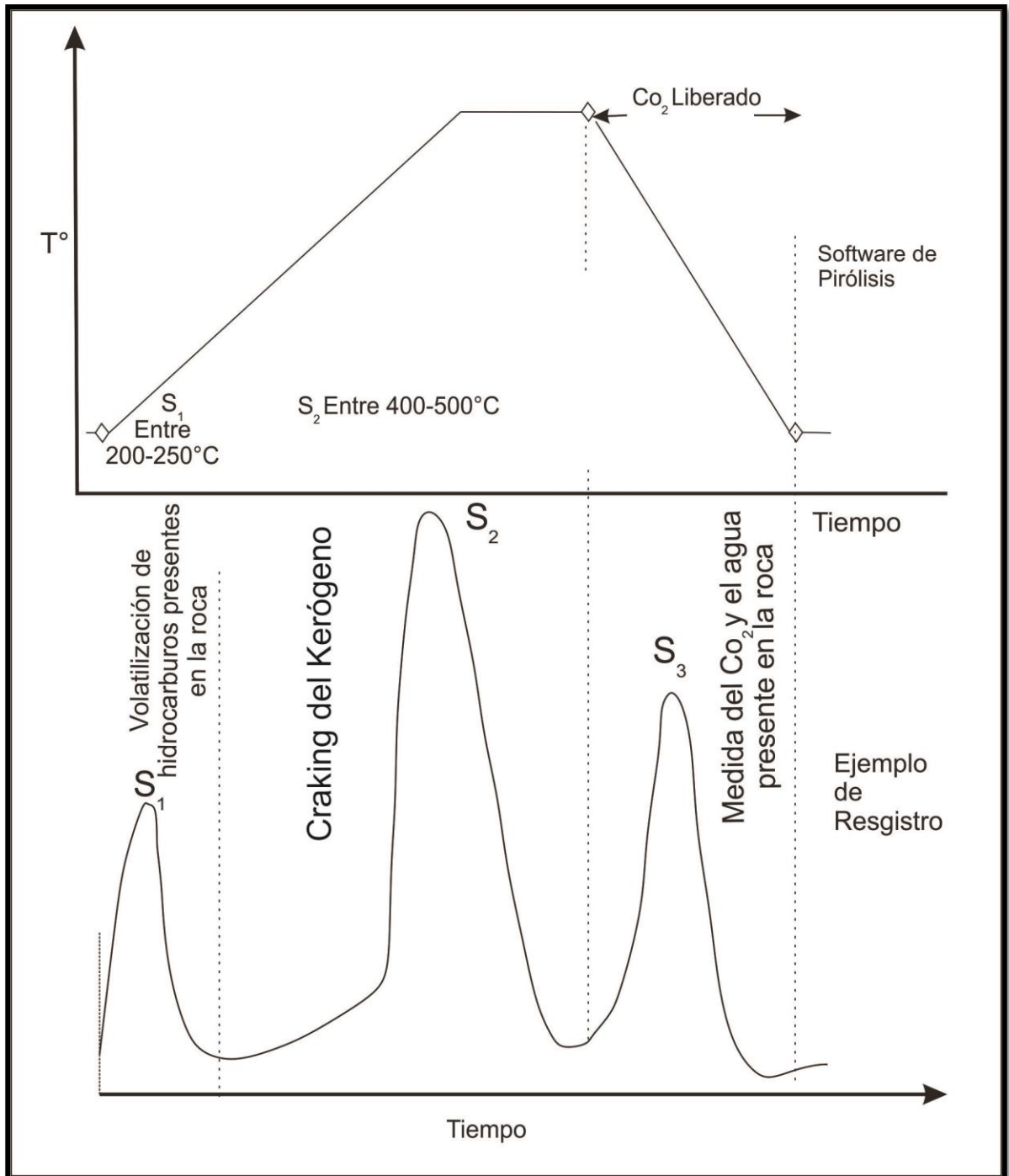
- Índice de Hidrógeno:
$$IH = \frac{S_2}{COT} \times 100 \text{ (mgHC/gCOT)}$$

- Índice de Oxígeno: $IO = \frac{S_3}{COT} \times 100 \text{ (mgHC/gCOT)}$
- Índice de Producción: $IP = \frac{S_1}{(S_1+S_2)}$

(Ver **Tablas 2; 3; 4 y 9**)

El procedimiento de la Pirólisis Rock-Eval se controló con el software Rock 21, el cual arroja una gráfica con los parámetros obtenidos denominada pirograma (**Figura 12**)

Figura 12. Pirograma de análisis y ejemplo de registro típico para evaluación de roca por el método de pirólisis. (Modificado de Tissot y Welte, 1978).

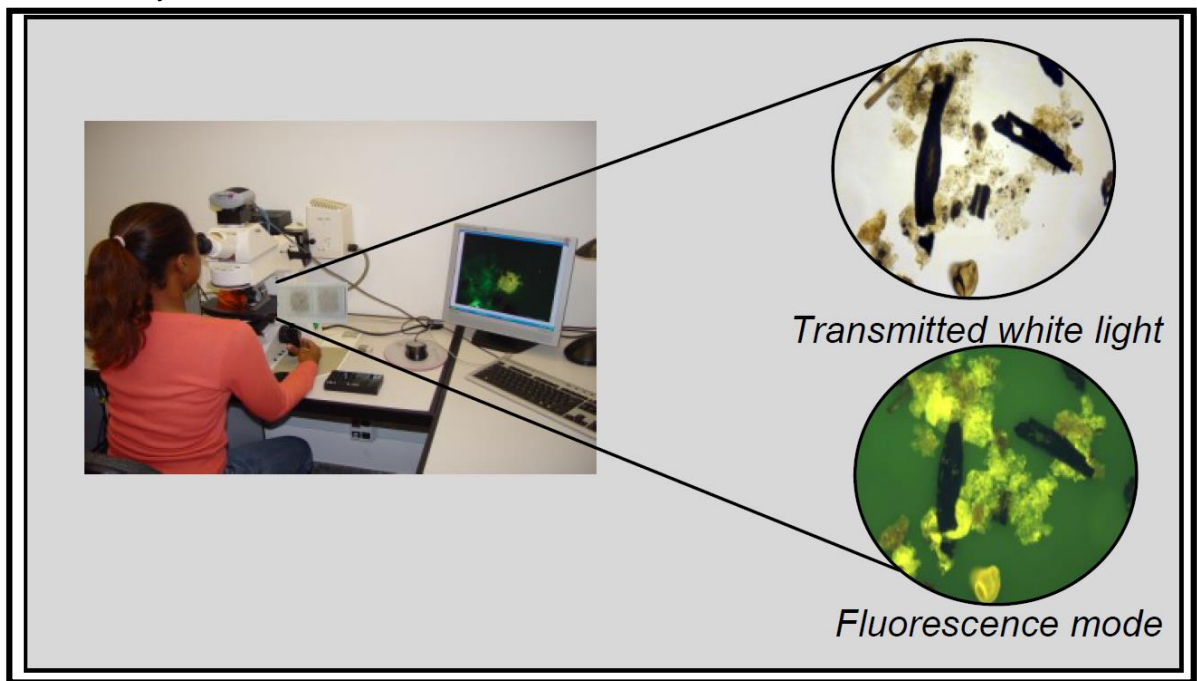


Tomado de Manrique y Mora(2003).

A partir de los parámetros obtenidos de la Pirólisis Rock-Eval se determinó el tipo de Kerógeno y por ende el potencial de generación de las Formaciones de la Secuencia Cretácica en el Sinclinal de Pisba (Páramo de San Ignacio).

3.3.2.2 *Análisis Visual del Kerógeno(AVK)*. Para el análisis visual del kerógeno se prepararon secciones delgadas del kerógeno aislado de la matriz mineral mediante acidificación, posteriormente fueron analizadas con un microscopio bajo luz transmitida y fluorescencia. Se hizo un barrido de 100 partículas por cada sección delgada para la determinación del tipo de materia orgánica (Figura 13). Estos análisis fueron llevados a cabo en el Laboratorio de Geoquímica de WEATHERFORD en Houston EE.UU.

Figura 13. Imagen de la observación de secciones delgadas bajo microscopía de luz transmitida y fluorescencia.



Tomado de Carvalho (2014).

3.3.3 MADUREZ DE LA MATERIA ORGÁNICA

3.3.3.1 *Reflectancia de la vitrinita.* Los análisis de reflectancia de la vitrinita se llevaron a cabo en el laboratorio de WETHERFORD en Houston (EEUU). Esta técnica de medida de reflectividad del maceral vitrinita hallado en ciertos tipos de kerógenos está precisada por el grado de madurez térmica o paleotemperatura alcanzada por las rocas madre, de manera que la reflectancia de la vitrinita se incrementa a mayor madurez térmica de las rocas ((Waples D., et al., 1985) citado en Bedoya (2010)).

Para iniciar con el proceso de análisis de la reflectancia de la vitrinita se preparó una muestra de materia orgánica insoluble (kerógeno), posteriormente se fijó con resina epóxica y luego se pulió para ser analizada con un microscopio de luz reflejada equipado con una lente objetivo de inmersión y un fotómetro. La reflectancia se determinó mediante un conteo de 50 partículas por sección pulida y sus datos fueron tratados con técnicas estadísticas estándar.

3.3.3.2 Temperatura máxima (TMAX). Este parámetro de madurez fue obtenido durante la pirólisis Rock-Eval, es la temperatura determinada en el momento en que tuvo lugar la máxima generación de hidrocarburos (pico S₂ alcanzó el valor máximo).

3.3.4 Determinación de organofacies. Las organofacies se determinaron a partir de los datos arrojados de la petrografía orgánica (análisis visual del kerógeno) y la pirólisis Rock-Eval; se siguió la metodología de clasificación de Jones (1987), quien integra los datos de petrografía orgánica y geoquímica orgánica en el concepto de secuencia estratigráfica, no solamente para mejorar la comprensión de la ocurrencia de las rocas fuentes, sino también para usarlas como una herramienta de predicción (Tyson, 1995). Jones (1987) definió 7 facies orgánicas nombradas con las letras de la A a la D (Tabla 5 y 6), asociados con los tipos de kerógeno I a IV. Jones hace una división de las facies de acuerdo al ambiente de depositación en anóxicas-disóxicas (organofacies A, AB, C y BC), proximales fluvio-deltaicas a prodeltaicas y facies de plataforma óxica (facies C y CD) y altamente óxica, distal y lentamente depositada (facies D) (Figura 9). La facies BC corresponde a sedimentos con un suministro de fitoclastos relativamente alto (generalmente al margen de la cuenca), mientras que las facies A, AB y B se encuentran donde el suministro de fitoclastos es relativamente bajo (debido a su clima o distancia de la fuente fluvio-deltaica) (Tyson, 1995).

3.3.5 Correlación de las organofacies de la Formación Chipaque entre la sección estudiada y Quebrada Vara Santa. Se obtuvo información previa de las organofacies de la Formación Chipaque para la Sección Quebrada Vara Santa plasmada en la tesis de maestría “MODELLING AND GEOCHEMICAL CHARACTERIZATION OF ORGANIC FACIES IN THE UPPER CRETACEOUS CHIPAQUE FORMATION, EASTERN CORDILLERA AND LLANOS FOOTHILLS, COLOMBIA” (Blanco, 2012) y para la Sección de la zona de estudio se determinaron en base a los datos de petrografía orgánica y geoquímica obtenidos de las muestras colectadas en la fase de campo.

3.3.6 Modelamiento geoquímico 1D. El modelado geoquímico 1D de la zona de estudio, se elaboró empleando el software PetroMod 1D. Para la ejecución del programa fue necesaria la obtención de información como: espesores, edades, litologías, flujos de calor, conductividades térmicas de las unidades estratigráficas estudiadas mediante consultas bibliográficas y datos de campo, además de datos geoquímicos como: Temperatura, tipo de kerógeno, riqueza en contenido orgánico (COT, IH), madurez térmica y componentes cinéticos de las muestras colectadas. Las gráficas analizadas en este apartado son: variación de temperatura en el tiempo vs profundidad, Tasa de transformación, Generación, Expulsión, y finalmente parámetro de SweeneyBurnham (1990_ EASY) % Ro para poder observar el comportamiento de Ro% en profundidad.

3.4 FASE FINAL: INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

- Evaluación del potencial de generación de hidrocarburos para cada una de las Formaciones de la sección de estudio, con base en los parámetros de cantidad, calidad y madurez termal de la materia orgánica obtenidos de los análisis geoquímicos y petrografía orgánica.
- Determinación de las organofacies de acuerdo a la metodología de clasificación planteada por Jones (1987) para cada una de las Formaciones de la sección de estudio.
- Comparación de las organofacies de la Formación Chipaque entre la sección Quebrada Vara Santa y la sección de estudio.
- Elaboración del modelo 1D en el software PetroMod 1D de la zona de estudio.

4. RESULTADOS

4.1 EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN DE LA SECUENCIA CRETÁCICA EN EL SINCLINAL DE PISBA (PÁRAMO DE SAN IGNACIO), BOYACÁ

Los resultados que se presentan a continuación, hacen parte de los análisis geoquímicos y petrográficos para evaluar la cantidad, calidad y madurez termal de la materia orgánica de las Formaciones constituyentes de la Secuencia Cretácica en la sección de estudio. Las diferentes técnicas empleadas para tal fin fueron: 1- Geoquímica de Roca, compuesta por el análisis de carbono orgánico total (TOC) y Pirólisis Rock – Eval, 2-Petrografía orgánica (reflectancia de la vitrinita (Ro) y análisis visual del kerógeno (AVK)). En la **Figura 14** se muestra la distribución de las muestras colectadas en campo y a las cuales se les practicó las técnicas mencionadas. Ver **Anexos D,E y F** (COT, pirólisis y pirogramas)

4.1.1 Cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica. El potencial de generación de las Formaciones estudiadas se estimó como pobre a muy bueno, de acuerdo con la **Tabla 1** de clasificación de los parámetros geoquímicos para determinar el potencial de generación de las rocas propuesto por Peters y Cassa (1994). Para la Formación Lutitas de Macanal se asigna un potencial pobre para el 41.7% de las muestras analizadas con un COT < 0.5%wt, regular para el 41.7% con COT entre 0.5-1.0%wt y bueno para el 16.6% con COT entre 1.0-2.0%wt. Siendo los valores más altos hacia la parte media de la Formación. La Formación Areniscas de las Juntas se evalúa con un potencial de generación regular.

Dado que se obtuvieron resultados de COT entre 0.5-1.0%wt para las muestras analizadas, mientras que la Formación Fómeque manifiesta una variación en el potencial de pobre para el 37.5% de las muestras analizadas con COT < 0.5%wt y regular para el 65.5% con COT entre 0.5-1.0%wt. El potencial de generación para la Formación Une es regular para el 28.6% de las muestras con COT entre 0.5-1.0%wt, potencial bueno para el 42.8% con COT entre 1.0-2.0%wt y potencial muy bueno para el restante 28.6% con COT entre 2.0-4.0%wt, registrando los valores más bajos hacia la parte media de la Formación. La cantidad de materia orgánica en las muestras de la Formación Chipaque exhibe una variación gradual del potencial de generación, en las cuales aumenta el COT del tope a la base de la unidad, con valores de COT < 0.5 %wt para el 47.4% de las muestras sugiriendo un potencial pobre; COT (0.5-1)%wt para el 31.6% con potencial regular; COT (1-2)%wt para el 15.8% con potencial bueno y COT (2-4)%wt para el restante 5.2% de las muestras con potencial generador muy bueno (**Figuras 14 y 15**) y **Tabla 11**. Tabla resumen de potencial para todas las muestras analizadas.

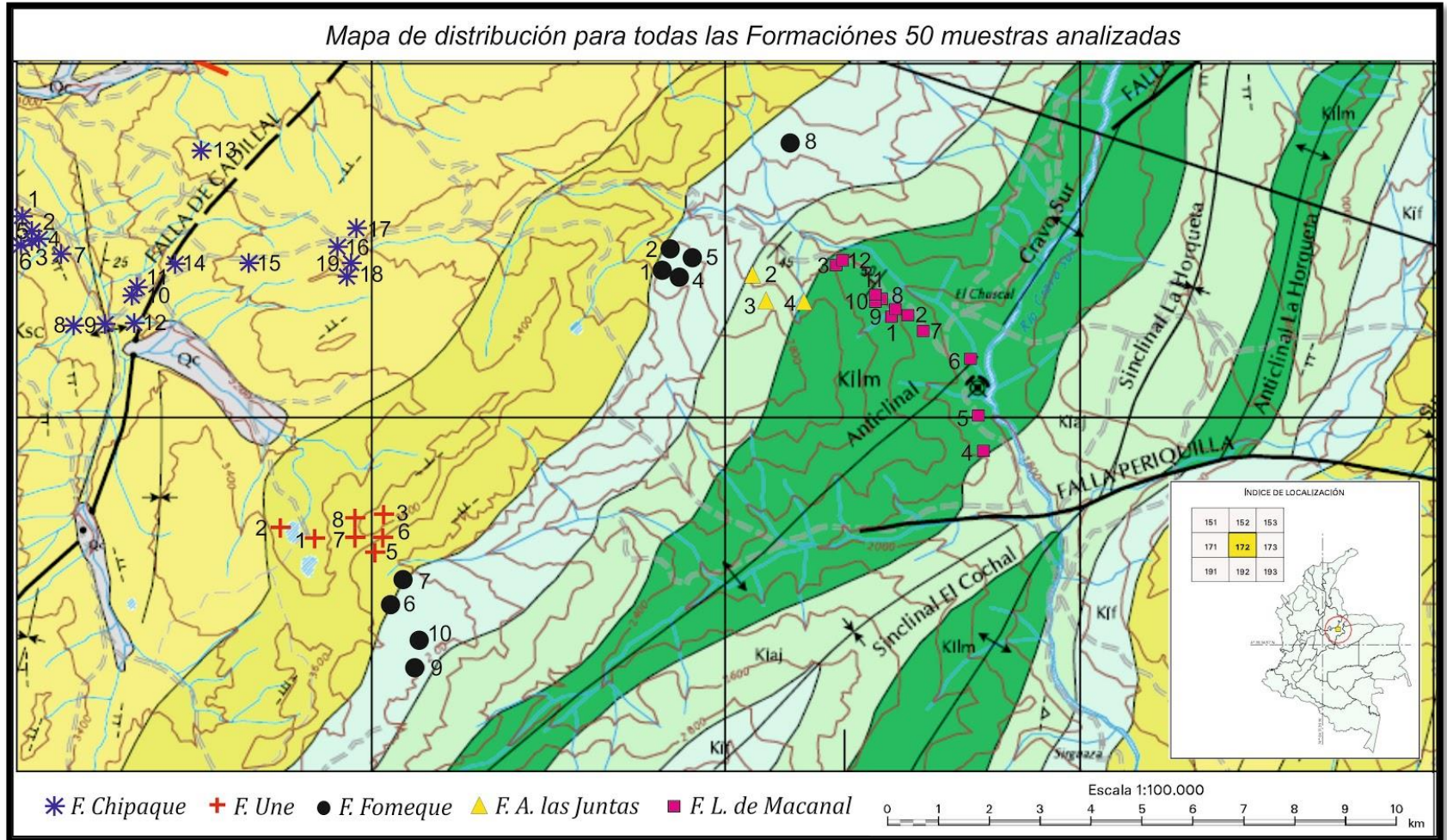
Los datos obtenidos mediante la pirólisis Rock-Eval fueron muy bajos debido posiblemente al retrabajamiento, oxidación y el avanzado estado de madurez de la materia orgánica en la zona, registrando para el parámetro S1 valores entre 0.01 y 0.02mgHC/gCOT, lo cual indica que hubo muy poca generación de hidrocarburos en esta zona, de igual manera para S2 con valores entre 0.02 y 0.05mgHC/gCOT,

clasificando a la roca con potencial pobre para todas las muestras analizadas, según la **Tabla 1** parámetros geoquímicos para determinar el potencial de generación de las rocas. El índice de hidrógeno se califica con valores de $IH < 50$, entre 2 y 13mgHC/gCOT, por lo tanto se le infiere kerógeno tipo IV (**Figura 16**). El empobrecimiento en hidrógeno en las muestras analizadas, es producto del retrabajamiento y la oxidación de la materia orgánica atribuida a la sobremadurez de las rocas en la zona **Tabla 11**.

Tabla 11. Resultados de %COT, pirólisis, reflectancia de la vitrinita y grupos de la materia orgánica de las muestras distribuidas en el mapa de la **Figura 4.1**.

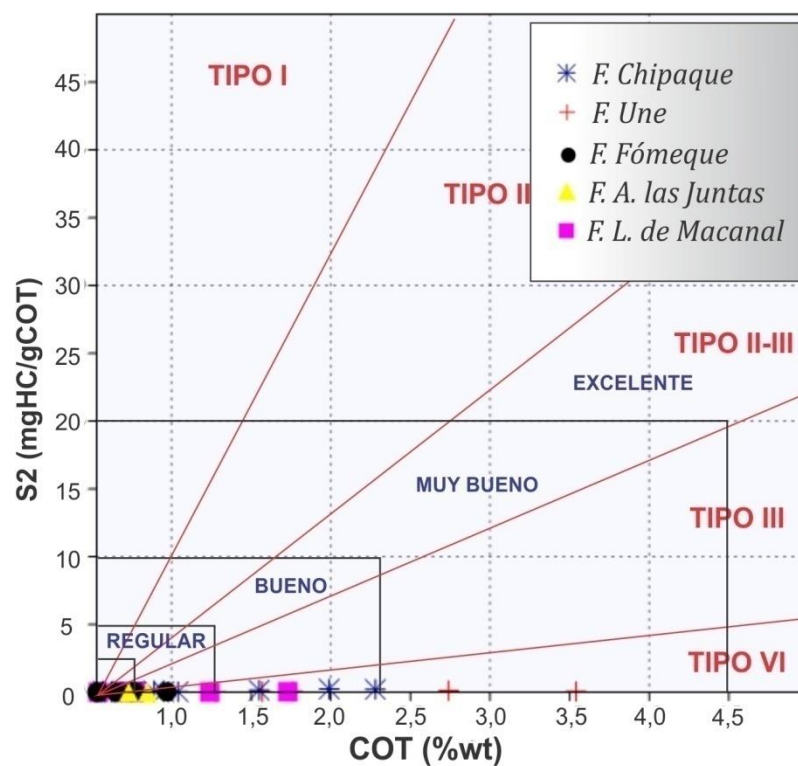
ID Campo	TOC (%Wt)	S1	S2	HI	Ro%	Tipo de Kerógeno	Análisis visual del Kerógeno		
							AOM (%)	Polinomorfos	Fitoclastos
CHI-01	0,103					IV			
CHI-02	0,067					IV			
CHI-03	0,093					IV			
CHI-04	0,422					IV			
CHI-05	0,464					IV			
CHI-06	0,588	0,01	0,04	7		IV			
CHI-07	0,626	0,02	0,04	6		IV			
CHI-08	0,958	0,02	0,06	6	1,61	IV	86,2	3,0	10,8
CHI-09	1,044	0,02	0,05	5	1,67	IV	88,9	3,0	8,1
CHI-10	0,283					IV			
CHI-11	0,492					IV			
CHI-12	0,467					IV			
CHI-13	0,896	0,04	0,12	13	1,35	IV	89,5	5,3	5,3
CHI-14	0,138					IV			
CHI-15	0,579	0,02	0,10	17		IV			
CHI-16	0,751	0,01	0,04	5		IV			
CHI-17	1,992	0,02	0,245	12	1,48	IV	91,7	3,0	5,2
CHI-18	1,557	0,02	0,16	10	1,45	IV	95,8	3,0	1,2
CHI-19	2,287	0,02	0,22	10	1,36	IV	94,7	3,0	2,4
UNE-01	2,741	0,02	0,13	5	1,16	IV	57,1	3,0	40,0
UNE-02	1,288	0,03	0,05	3	1,78	IV	64,7	5,9	29,4
UNE-03	0,670	0,02	0,05	7		IV			
UNE-05	3,542	0,02	0,07	2	1,47	IV	57,1	3,0	40,0
UNE-06	1,768	0,02	0,08	5	1,4	IV	79,9	3,0	17,1
UNE-07	0,408					IV			
UNE-08	1,571	0,02	0,04	3		IV			
FOM-01	0,484					IV			
FOM-04	0,369					IV			
FOM-05	0,653	0,01	0,02	3	2,49	IV	80,8	3,0	16,2
FOM-06	0,778	0,02	0,04	5	2,42	IV	85,6	3,0	11,4
FOM-07	0,979	0,02	0,05	5	2,45	IV	91,4	2,9	5,7
FOM-08	0,383					IV			
FOM-09	0,534	0,01	0,02	4		IV			
FOM-10	0,548	0,01	0,02	4		IV			
AJU-02	0,756	0,01	0,03	4	3,57	IV	72,6	3,1	24,2
AJU-03	0,851	0,01	0,015	2	3,54	IV	78,8	3,0	18,2
AJU-04	0,732	0,02	0,025	3	3,45	IV	94,9	2,9	2,2
MAC-01	0,316					IV			
MAC-02	1,242	0,01	0,02	2	2,81	IV	52,9	0,0	47,1
MAC-03	0,319					IV			
MAC-04	0,246					IV			
MAC-05	0,543	0,02	0,02	4		IV			
MAC-06	0,234					IV			
MAC-07	0,688	0,02	0,05	7		IV			
MAC-08	1,735	0,01	0,03	2	2,49	IV	52,9	0,0	47,1
MAC-09	0,773	0,01	0,03	4		IV			
MAC-10	0,762	0,02	0,03	3		IV			
MAC-11	0,777	0,01	0,03	4		IV			
MAC-12	0,113					IV			

Figura 14. Mapa de distribución de las muestras colectadas en campo de la Secuencia Cretácica en la sección de estudio.



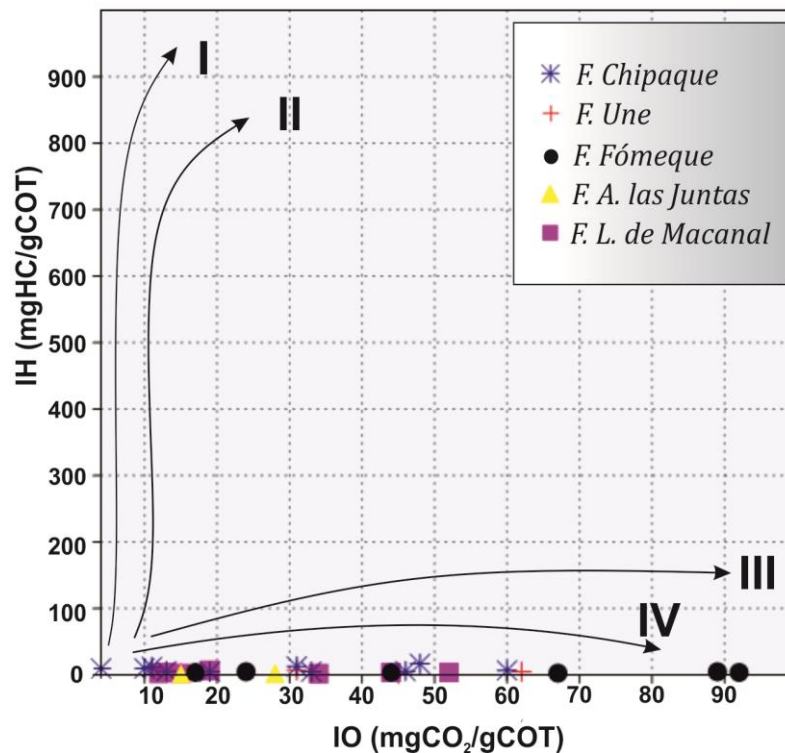
En la **Figura 15** se muestra la relación COT vs S2 para determinar el potencial de generación de las Formaciones de la Secuencia Cretácica en la Zona de estudio. Se reporta para las Formaciones Chipaque y Une una variación de potencial de pobre a bueno y para las demás Formaciones de pobre a regular, en general se estima un kerógeno tipo IV, principalmente por sus bajos valores de S2, debido posiblemente al incremento de la madurez termal en la zona.

Figura 15. Evaluación del potencial de generación de la Secuencia Cretácica en la zona de estudio, con base en la relación %COT vs S2.



En la **Figura 16** se representan los resultados obtenidos de la pirólisis Rock-Eval en el diagrama de Van Krevelen, para determinar el tipo de kerógeno contenido en las muestras analizadas de la Secuencia Cretácica en la sección de estudio, las cuales muestran para la totalidad de las Formaciones Kerógeno tipo IV. Los resultados de IH e IO son muy bajos, teniendo en cuenta que a medida que incrementa la madurez termal de las rocas se va consumiendo el hidrógeno y oxígeno contenido.

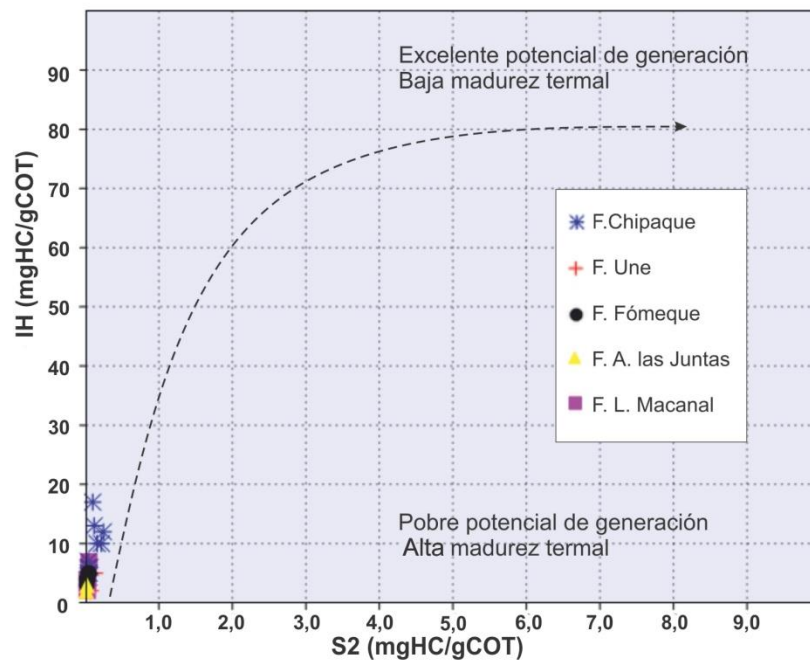
Figura 16. Diagrama tipo Van Krevelen en base a la relación IH vs IO para las muestras de la Secuencia Cretácica en la sección de estudio.



En la **Figura 17** se observa que para la totalidad de las Formaciones se les estima un potencial de generación pobre y alta madurez termal, atribuido a los bajos valores de IH y S₂, a medida que aumenta la madurez termal mas bajos serán los valores de S₂ eIH, se considera que estos valores se encuentran alterados por la alta incidencia de la meteorización y la influencia del sistema de fallas normales de

San Ignacio, generando una oxidación y degradación de la materia orgánica en la zona.

Figura 17. Diagrama de la relación IH vs S2 de la Secuencia Cretácica en la sección de estudio.



La madurez termal de la Secuencia Cretácica en la zona de estudio se evaluó mediante los parámetros de Reflectancia de la vitrinita y temperatura máxima. Se estimó que la secuencia se encuentra sobremadura, teniendo en cuenta que se obtuvo un grupo de valores de $R_o > 1.35$ y $T_{max} > 470^\circ\text{C}$ (ver **Anexo E**) para todas las muestras analizadas, excepto los de la Formación Lutitas de Macanal, los cuales están en el rango de T_{max} mayor a 470°C para el 57.2% y menor a 435°C para el 42.8% de las muestras analizadas en esta Formación infiriendo características inmaduras hacia la base de la unidad, este resultado entra en duda, debido a que los valores de S1 y S2 son muy bajos a los cuales se les atribuye alta madurez.

4.1.2 Recálculo de los parámetros COT, IH y S2. Debido a los valores bajos obtenidos en el análisis geoquímico, se hizo necesario hacer un recálculo de los parámetros COT e IH, con el fin de alcanzar una aproximación a los resultados originales de la materia orgánica contenida en las muestras analizadas.

- Para el recálculo del carbono orgánico total (COT) se hizo uso del programa PetroMod 1D, aplicando la opción **geochemical editor**, en el cual se introducen los datos de los parámetros geoquímicos medidos (COT, S1, S2, IH, IO, IP), procesados por el programa para obtener valores de COT aproximados a los originales como se observa en la **Figura 18** y **Tabla 12**.
- El índice de hidrógeno (IH) fue recalculado mediante la ecuación propuesta por Jarvie, et al. (2007) para todas las Formaciones, teniendo en cuenta el porcentaje maceral obtenido en el análisis visual del kerógeno para determinar el porcentaje de los diferentes tipos de kerógeno. Se observó una notable recuperación de los datos medidos (IH) a los datos originales (IH_o) **Tabla 12**.

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

Tomado de Jarvie, et al. (2007)

- El recálculo del parámetro S2 se hizo mediante el despeje de la ecuación de índice de hidrógeno original, con los COT e IH recalculados se consiguió los datos recalculados de S2 con la siguiente ecuación:

$$IH = \left(\frac{S2}{COT} \right) * 100$$

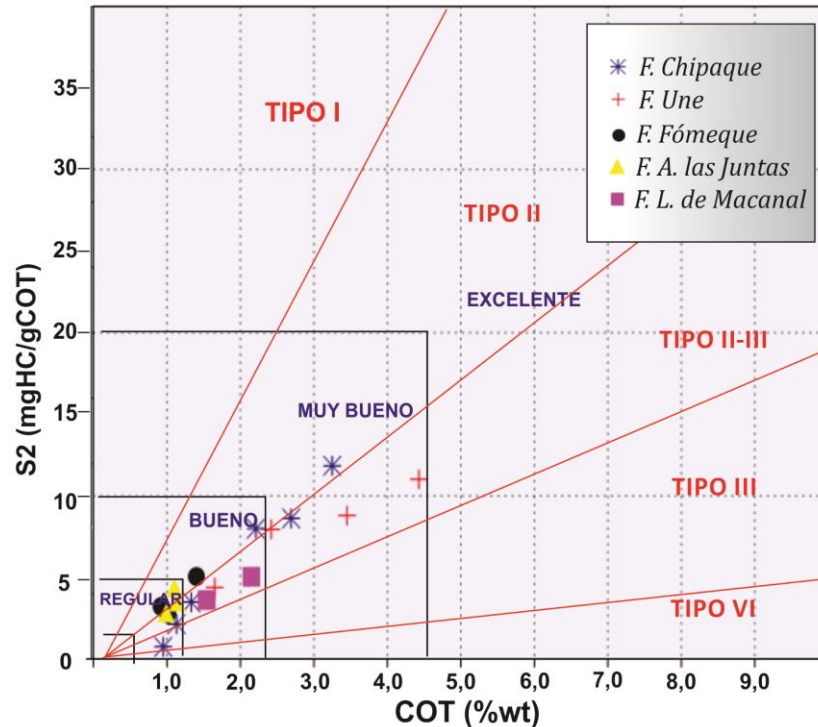
$$S2 = \left(\frac{IH * COT}{100} \right)$$

Tabla 12. Datos recalculados con su respectivo análisis hecho siguiendo los parámetros de clasificación de Peters y Cassa(1994).

Muestra	DATOS MEDIDOS			DATOS RECALCULADOS		
	TOC %wt	IH	Tipo de Kerógeno	TOCo %wt	IHo	Tipo de Kerógeno
CHI-08	0,958	6	IV	1,13	190,25	III
CHI-09	1,044	5	IV	1,33	262,5	II/III
CHI-13	0,896	13	IV	0,95	79,5	III
CHI-17	1,992	12	IV	2,69	320,75	II
CHI-18	1,557	10	IV	2,21	361,75	II
CHI-19	2,287	10	IV	3,25	364,75	II
UNE-01	2,741	5	IV	3,45	255	II/III
UNE-02	1,288	3	IV	1,65	266,25	II/III
UNE-05	1,768	5	IV	2,42	328,75	II
UNE-06	3,542	2	IV	4,43	248,75	II/III
FOM-05	0,778	5	IV	1,01	276,5	II/III
FOM-06	0,979	5	IV	1,4	362,25	II
FOM-07	0,653	3	IV	0,92	351,25	II
AJU-02	0,756	4	IV	0,99	286,25	II/III
AJU-03	0,851	2	IV	1,14	306,25	II
AJU-04	0,732	3	IV	1,1	397	II
MAC-02	1,242	2	IV	1,54	235	II/III
MAC-08	1,735	2	IV	2,15	235	II/III

En la **Figura 18** se observan los valores graficados COT vs S2 recalculados, a partir de los cuales se muestra otro punto de vista de la posibilidad de generación de hidrocarburos para las Formaciones de la sección de estudio, indicando un potencial de regular a muy bueno para las Formaciones Chipaque y Une con kerógeno tipo II y II-III hasta III; para las demás Formaciones se sugiere un potencial de generación entre pobre y regular con kerógeno tipo II y II-III.

Figura 18. Evaluación del potencial de generación de la Secuencia Cretácica en la zona de estudio, con base en la relación %COT vs S2 con los valores recalculados.

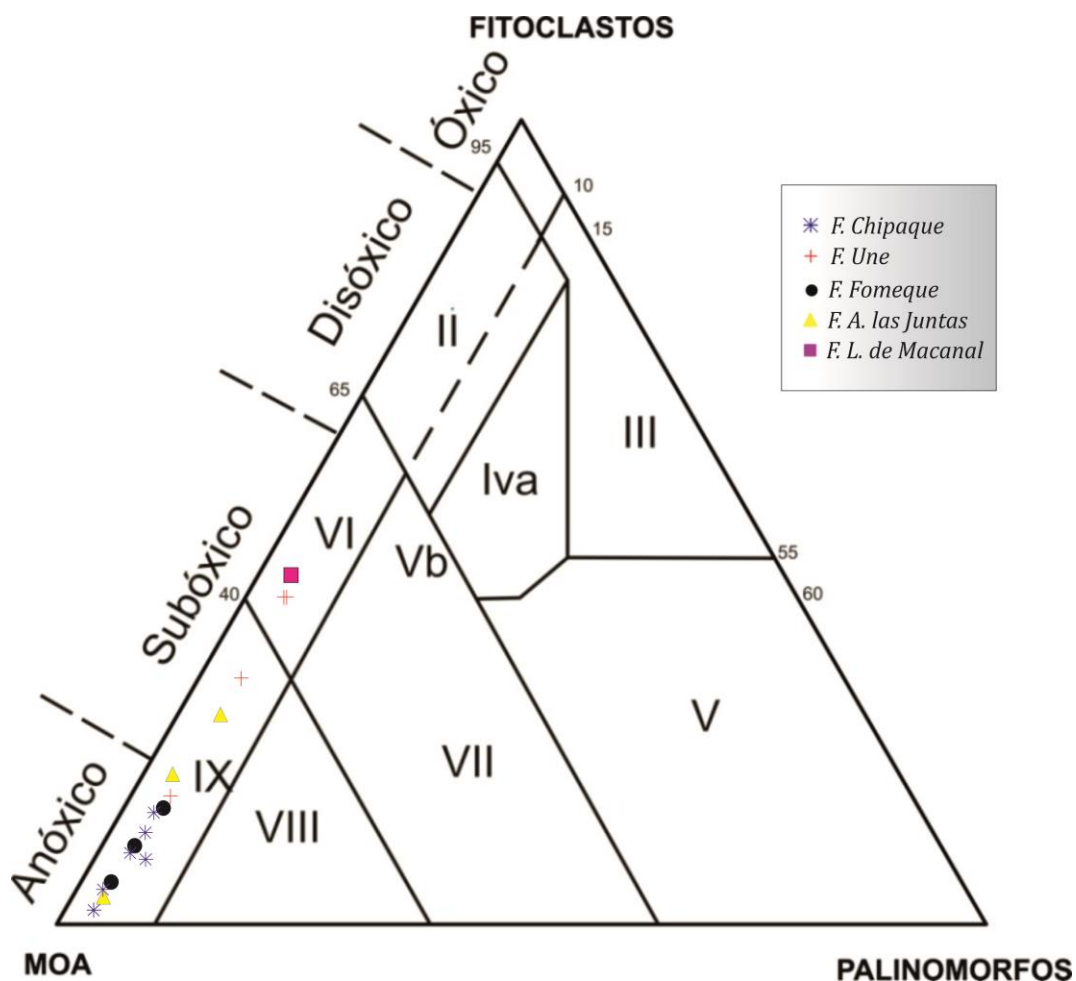


4.2 DETERMINACIÓN DE ORGANOFACIES

Basados en la clasificación de Jones (1987), en la sección Páramo de San Ignacio se distinguieron las facies B, BC y C principalmente. Ver **Anexo G**. En la **Figura 19** se representan los resultados obtenidos del análisis visual del kerógeno para los grupos de materia orgánica (MOA, fitoclastos y palinomorfos), mediante el cual se determina el ambiente de depositación para las muestras analizadas de las Formaciones objeto de estudio. En general las muestras se ubican en el campo IX caracterizado por asociaciones dominadas por MOA y con bajo recobro de palinomorfos, depositados en cuencas profundas o de mar estratificado, especialmente sedimentos de cuencas re trabajadas, el ambiente atribuido es de cuenca distal con niveles de oxígeno de anóxico a subóxico. Para las dos muestras de la Formación Macanal y las muestras UNE-01 y UNE-05 ubicadas en el campo de palinofacies VI, se estima un ambiente de plataforma proximal

disóxica a anóxica diferenciada por presentar concentraciones de MOA moderadas y el contenido absoluto de los fitoclastos puede ser moderado a alto, debido a la proximidad de la fuente. Las muestras se clasifican como kerógeno tipo II y I con alto potencial para generar aceite, según a la **Tabla 6** características clave para palinofacies marinas distinguidas en el diagrama AFP (Tyson, 1995).

Figura 19. Diagrama ternario AFP para las muestras de la Secuencia Cretácica en la sección de estudio. Ver Anexo H (Tabla de datos medidos y recalculados para determinar las organofacies).



4.2.1 Organofacies de la Formación Lutitas de Macanal. Mediante los resultados del análisis visual del kerógeno (AVK) se diagnosticó la predominancia de materia orgánica amorfa (MOA) presente como material granular no fluorescente con 52.9%, para las dos muestras escogidas de acuerdo al $COT > 0.7\%wt$ para esta Formación; no se encontró material fluorescente, el contenido de fitoclastos es de 47.1%. Para estas muestras no hubo recobro de palinomorfos. Al graficar los porcentajes de los grupos de la materia orgánica (MOA, fitoclastos y palinomorfos) en el diagrama ternario AFP (Figura 19), las muestras se ubicaron en el campo de palinofacies VI, el cual representa un ambiente de plataforma proximalsubóxica a anóxica. El kerógeno asociado a estas muestras es tipo III derivado de materia orgánica terrestre, principalmente de plantas superiores, por lo tanto, en esta Formación se encuentra la facies C hacia la parte media de la Unidad entre los 900 y 1050 m aproximadamente de la baseFigura 20.Ver Anexo H.

Organofacies de la Formación Areniscas de las Juntas. El análisis visual del kerógeno muestra la predominancia de materia orgánica amorfa (MOA) producida como material granular no fluorescente alcanzando un porcentaje de 72.6 a 94.9%, no hay presencia de materia orgánica fluorescente, la cantidad de fitoclastos es rara no mayor a 24.2%. Los palinomorfos son esporádicos con contenido no superior a 3.1%. Al representar los datos de los grupos de materia orgánica (MOA, fitoclastos y palinomorfos) en el diagrama ternario denominado AFP (Figura 19), los porcentajes se ubican en el campo de palinofacies IX, se determina como un ambiente de cuenca distal anóxica a subóxica diferenciada por asociaciones dominadas por MOA, con bajo recobro de palinomorfos, depositados en cuencas profundas o de mar estratificado especialmente sedimentos de cuencas retrabajadas. La cantidad de materia orgánica en esta Unidad es de 0.99 a 1.1%wt de COT, el HI entre 250-400 mgHC/gCOT con mezcla de kerógeno tipo II/II propenso a generar gas y aceite. Para esta Formación se estima la presencia de la facies BC entre los 400 y 800m aproximadamente con aporte de materia orgánica marina y terrestre en proporción moderada propio de ambientes transicionales. Figura 20. Ver Anexo H.

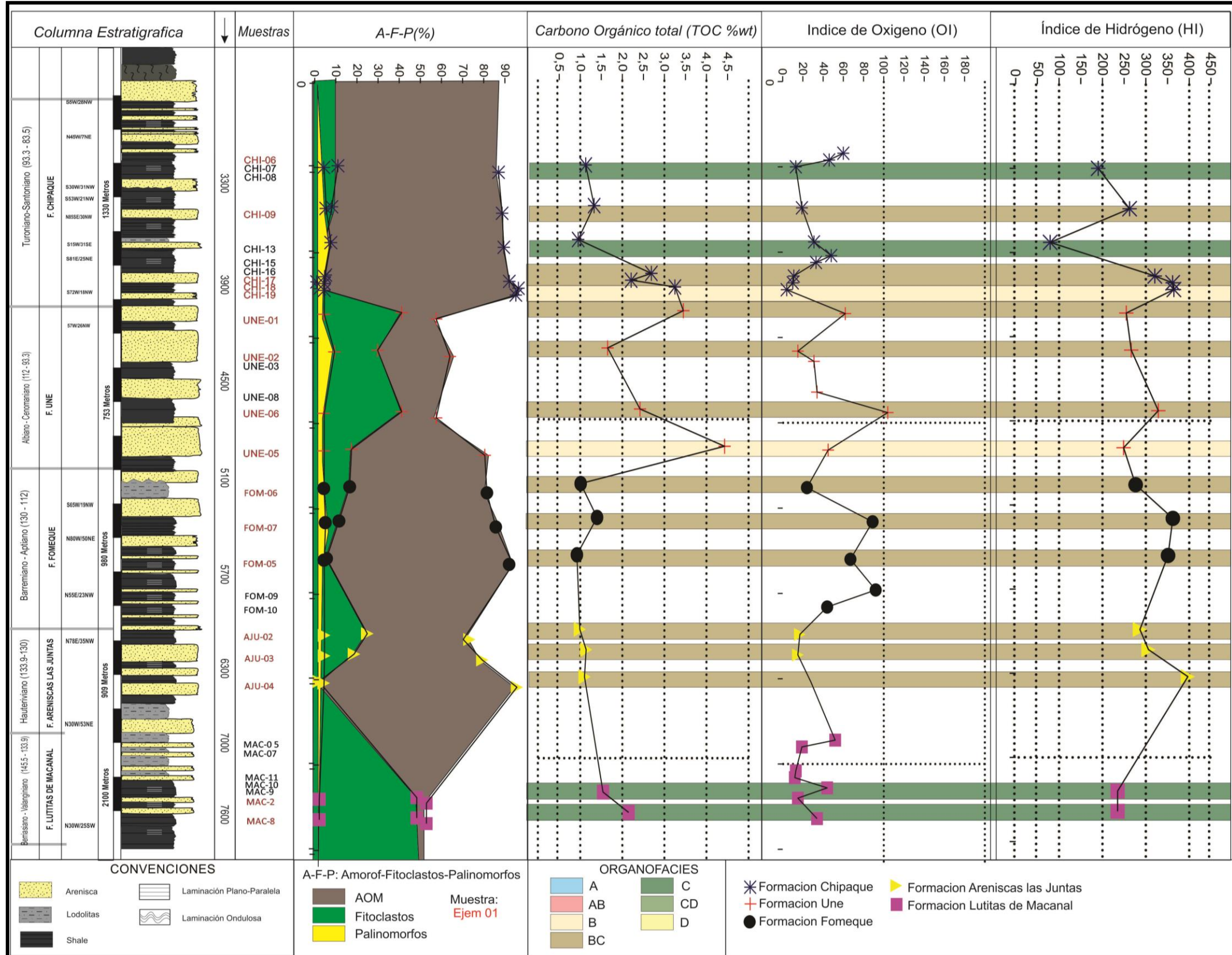
4.2.2 Organofacies de la Formación Fόμεque. Los resultados del análisis visual del kerógeno muestran una predominancia de materia orgánica amorfa (MOA), se presenta como material granular no fluorescente con valores entre 80-92%, el contenido de vitrinita es raro en las muestras y se encuentra en partículas pequeñas y comúnmente anisotrópicas con porcentaje de 5.7 a 16.2. En la representación de las muestras en el diagrama ternario AFP (MOA, fitoclastos y palinomorfos) (Figura 19), se determina un ambiente de cuenca distal anóxica a subóxica (campo IX), caracterizado por asociaciones dominadas por MOA. Con bajo recobro de palinomorfos y depósitos de cuencas profundas o de mar estratificado especialmente de sedimentos retrabajados, propios de kerógeno tipo II/III. Los COT de la Formación son bajos estando entre 0.9-1.02%wt, los IH están en el rango de 250-400 mgHC/gCOT, proporcionando un potencial regular a bueno; esta Formación se caracteriza por la presencia de facies orgánica BC propensa a generar de gas y aceite, encontradas hacia la parte media de la Formación Figura 20. Ver Anexo H.

4.2.3 Organofacies de la Formación Une. Esta Formación dispone de la predominancia de materia orgánica amorfa MOA, presente como material granular no fluorescente con una variación entre 50-80%, el contenido de materia orgánica fluorescente es nulo en todas las muestras. La presencia de vitrinita es rara a común en algunas muestras con un porcentaje entre 17-40% y el contenido de palinomorfos es esporádico a común con porcentajes de 17.1 a 40%. Al representar los resultados de los tres grupos de materia orgánica en el diagrama ternario AFP (Figura 19), quedan ubicados en los campos VI y IX, el campo VI se determina como un ambiente de plataforma proximal subóxica a anóxica con alta preservación de la MOA y moderada a alto contenido de fitoclastos debido probablemente al suministro de material turbidítico; el campo XI se denomina como un ambiente de cuenca distal anóxica a subóxica, distinguido por asociaciones dominadas por MOA con bajo recobro de palinomorfos y depósitos de cuencas profundas o de mar estratificado de plataforma, especialmente sedimentos de cuencas retrabajadas. La cantidad de materia orgánica está entre 1.65-4.43%wt, el $IH > 250 \text{mgHC/gCOT}$ y por lo tanto se le asocia un kerógeno tipo II/III, además se estima un potencial bueno a excelente para generación de hidrocarburos. A esta Formación se asocian las facies B y BC, donde la facies B se encuentra a 20m aproximadamente de la base de la Unidad y la BC en el techo y la base Figura 20. Ver Anexo H.

4.2.4 Organofacies de la Formación Chipaque. A partir del análisis visual del kerógeno se encontró una predominancia de la materia orgánica amorfa (MOA) y se produce como material granular no fluorescente para el 66.7% de las muestras analizadas, aunque en las muestras CHI-08 y CHI-13 el tipo de materia orgánica dominante es el bitumen sólido con un 50 y 80% respectivamente

La presencia de la vitrinita es muy rara entre 1.2 a 10.8%. La cantidad de palinomorfos es esporádico a común con porcentajes de 3 a 5.3%. Según el diagrama ternario AFP (Figura 19), teniendo en cuenta que los porcentajes de los grupos de materia orgánica (AMO, fitoclastos y palinomorfos) cayeron en el campo IX se determinó un ambiente de depositación de cuenca distal anóxica a subóxica representado por asociaciones dominadas por MOA con recobro bajo de palinomorfos, se depositan en cuencas profundas o de mar estratificado de plataforma especialmente sedimentos de cuencas retrabajadas. El COT presenta un aumento de techo a la base de la Unidad de 0.95-3.25%wt, el IH está entre 79.5-365 mgHC/gCOT atribuido a kerógeno tipo II/III y III. Se presenta una alternancia de facies de BC y C, predominando la facies BC. Hacia la base de la Formación se observa un cambio de facies de BC a BFigura 20. Ver Anexo H.

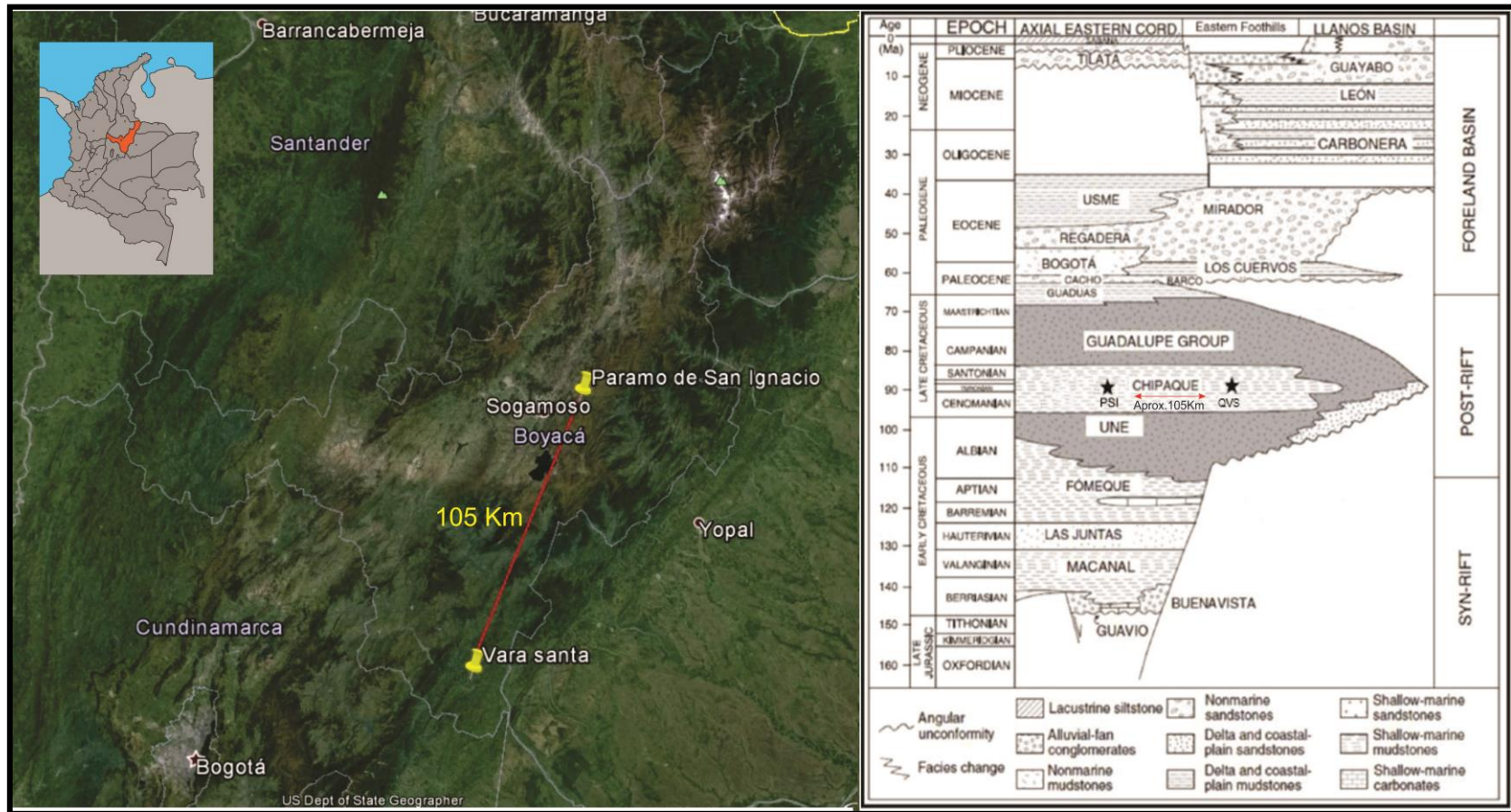
Figura 20. Facies orgánicas de la Secuencia Cretácica en el Sinclinal de Pisba (Páramos de San Ignacio). En el **Anexo Hse** encuentran listados los parámetros tenidos en cuenta para la determinación de las organofacies.



4.3 CORRELACIÓN DE ORGANOFACIES DE LA FORMACIÓN CHIPAQUE ENTRE LA SECCIÓN ESTUDIADA Y QUEBRADA VARA SANTA

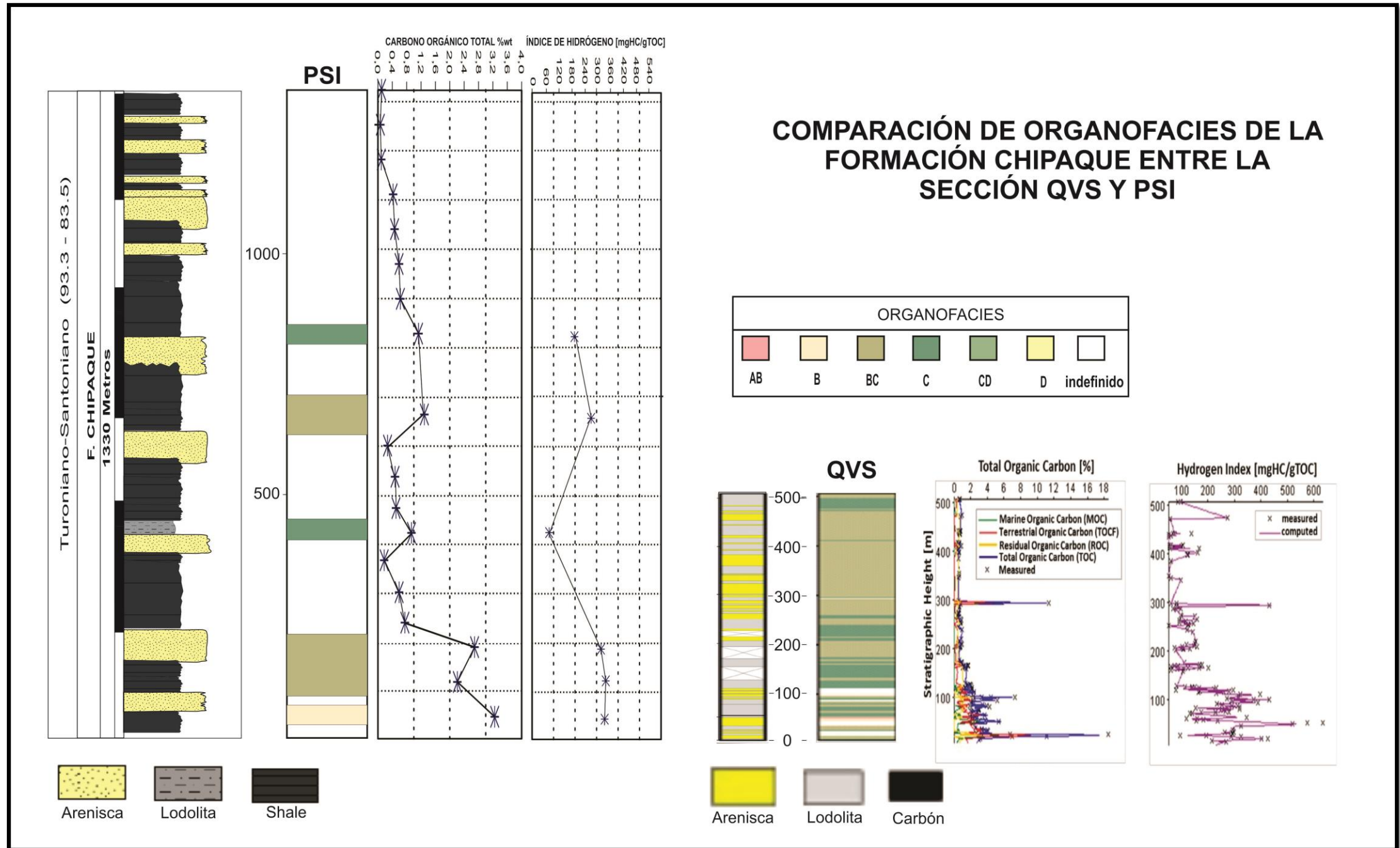
Para realizar la comparación de las organofacies de la Formación Chipaque en las secciones Quebrada Vara Santa (QVS) y la sección de estudio, fue necesaria la adquisición de información proporcionada por parte del ICP, mediante la tesis de maestría de (Blanco V. O., 2012) para la QVS; para la sección de estudio se determinaron las organofacies con base en los análisis geoquímicos y la petrografía orgánica aplicada a las muestras colectadas en campo. La identificación de las organofacies para las dos secciones se hizo siguiendo la clasificación de Jones (1987) (**Figura 22**). en la **Figura 21** se observa la localización geográfica de las dos secciones tanto en el mapa como en la secuencia estratigráfica, además de la distancia comprendida entre estas la cual es de 105km.

Figura 21. Localización geográfica de la sección Quebrada Vara Santa y la sección de estudio denominada Páramo de San Ignacio a la Izquierda imagen tomada de Google Earth. Ubicación de las dos secciones en la secuencia estratigráfica (a la derecha).



Tomada de **Blanco (2012)**.

Figura 22. Correlación de organofacies de la Formación Chipaque entre la sección Quebrada Vara Santa y la sección estudiada (Páramo de San Ignacio). Ver los Anexos H e I.



Las concentraciones de carbono orgánico total para la sección QVS están en el rango de 0.0 y 18%wt, con un claro aumento del potencial de generación del techo a la base de la unidad, los IH varían de 50-633mgHC/gCOT, los cuales atribuyen kerógenos tipo II para los $IH > 300$ (buen generador de petróleo) y kerógeno tipo III para las muestras con $IH < 300$ (generador de petróleo y gas). A medida que se acerca al tope de la unidad se evidencia un empobrecimiento de las características de la roca fuente, por tal motivo se considera que no hay potencial de generación de hidrocarburos. Los sedimentos contenidos en esta sección presentan altas concentraciones de materia orgánica caracterizada por asociaciones de fitoclastos, palinomorfos continentales (polen y esporas), palinomorfos marinos (dinoflagelados y foraminíferos) y materia orgánica amorfa (MOA) presente como material fluorescente y no fluorescente. Los resultados de modelado para QVS, representan una distribución de facies orgánicas que se caracteriza por la alternancia de los tipos de facies BC y C, con una predominancia sobre este último. Sin embargo, se observaron condiciones extremadamente cambiantes hacia la base del intervalo de modelado (por debajo de 150 metros), donde se llevan a cabo variaciones relativamente rápidas de facies orgánicas B a facies orgánicas C y viceversa (**Figura 22**). Por lo tanto, es la mejor de las condiciones de depositación para la formación de las rocas generadoras, en relación a las que rigen las partes central y superior de la columna, se identifica por el enfoque de modelado (Blanco, 2012). Ver **Anexo I**.

La distribución de las organofacies para la sección del Páramo de San Ignacio (PSI) se hace para la mitad inferior de la Unidad, obteniendo una predominancia de la facies BC, alternado con la facies C en la parte media de la sección. Hacia la base de la Formación se presenta una secuencia de facies BC a B (**Figura 22**), considerada como un ambiente de depositación apto para la formación de rocas fuente. Ver **Anexo H**

4.4 MODELAMIENTO GEOQUÍMICO 1D

Se emplearon los datos geoquímicos de las muestras colectadas en campo para elaborar el modelo geoquímico 1D de generación de hidrocarburos, calibrados con los valores de madurez de las muestras mencionadas y algunos datos de reflectancia de la vitrinita del pozo Corrales-1. Los modelos fueron generados con el software PetroMod 1D.

4.4.1 Datos de entrada. Debido a que los análisis geoquímicos fueron realizados solamente para la Secuencia Cretácica en el Sinclinal de Pisba, comprendido desde la Formación Lutitas de Macanal a la Formación Chipaque, se hizo necesario completar la información del modelo geohistórico para el pseudopozo, con información estratigráfica proporcionada de algunos trabajos propuestos para la Cordillera Oriental, como: espesores, litologías y edades, además, de la información del pozo Corrales-1 del cual se usaron los datos de reflectancia de la vitrinita y las temperaturas de fondo (BHT) de las Formaciones Concentración, Socha superior y Guaduas.

En la **Tabla 13** se resumen los parámetros de entrada necesarios para el modelo de generación.

Tabla 13. Datos de entrada para el 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
F.Concentracion	0	625	625	650	37.00	25.00	25.00	5.00	SHALE	Seal Rock			
F.Picacho	625	971	346		55.80	37.00			SANDcongl	Reservoir Rock			
soacha_S	971	1302	331		58.70	55.80			SHALE	Seal Rock			
Soach_I	1302	1571	269		61.70	58.70			SANDSTONE	Reservoir Rock			
F.Guaduas	1571	2062	491		65.50	61.70			SHALEcalc	Seal Rock			
F.Guadalupe	2062	2583	521		83.50	65.50			SAND&SHALE	Overburden Rock			
f.chipaque	2583	3913	1330		93.30	83.50			SHALE	Source Rock	1.12	Pepper&Corvi(1995)_TII(B)	263.00
F.Une_S	3913	4113	200		99.00	93.30			SANDSTONE	Reservoir Rock	2.74		255.00
F.Une_M	4113	4507	394		105.00	99.00			SHALE	Source Rock	1.71	Pepper&Corvi(1995)_TII(B)	274.00
F.Une_I	4507	4666	159		112.00	105.00			SANDSTONE	Overburden Rock	3.54		248.00
F.fomeque	4666	5646	980		130.00	112.00			SHALE	Source Rock	0.92	Pepper&Corvi(1995)_TII(B)	330.00
F.areniscas-las-Juntas_S	5646	5946	300		131.90	130.00			SANDSTONE	Overburden Rock	0.75		286.00
F.areniscas-las-Juntas_M	5946	6241	295		132.50	131.90			SHALE	Source Rock	0.85	Pepper&Corvi(1995)_TI(C)	306.00
F.areniscas-las-Juntas_I	6241	6546	305		133.90	132.50			SANDSTONE	none	0.73		329.00
F.Lutitas-de-Macanal	6546	8646	2100		145.50	133.90			SHALE	none	0.93	Pepper&Corvi(1995)_TI(C)	235.00
						145.50							

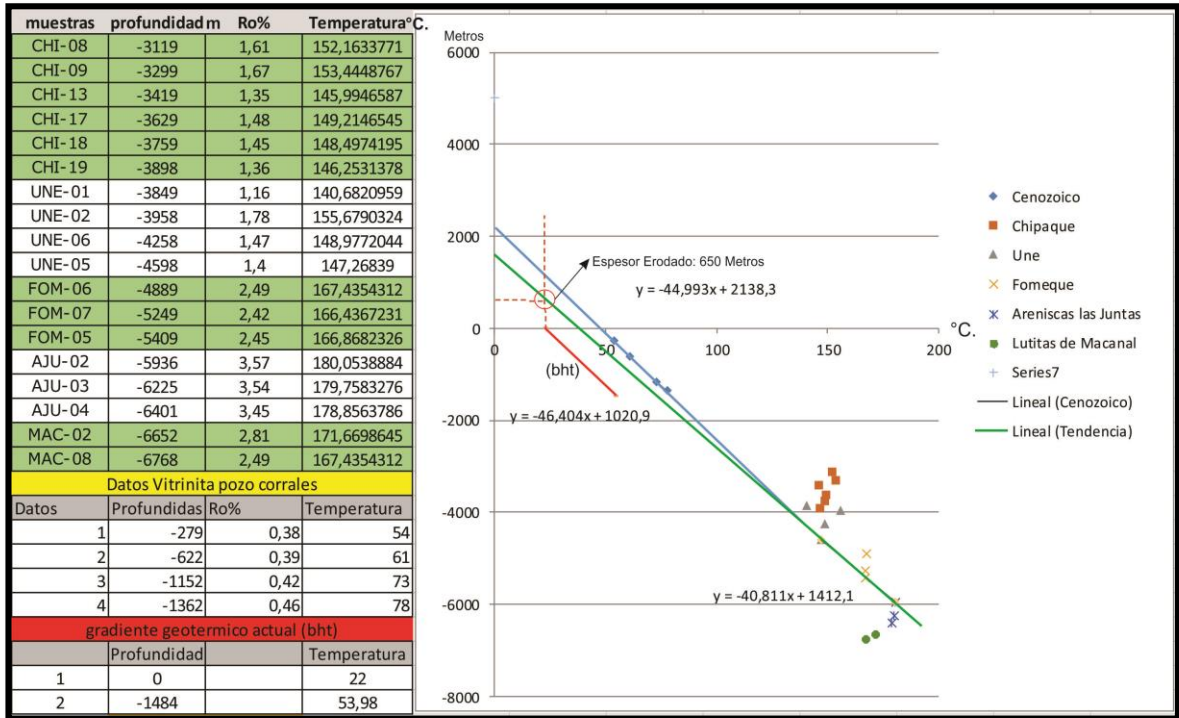
Ver **Anexo J** Columna estratigráfica generalizada de toda la secuencia empleada para el modelo 1D.

Espesor Erodado de la Formación Concentración: Se empleó la ecuación de temperatura pico T_{pico} de Barker y Pawlewicz (1994), con el fin calcular el espesor erodado de la Formación Concentración, haciendo uso de la reflectancia de la vitrinita de las muestras analizadas para la sección de estudio y las del pozo Corrales-1.

$$T_{pico} = \frac{(\ln(R_{v-r}) + 1.19)}{0.0124}, \text{ para } (r^2 = 0.7; n = 51)$$

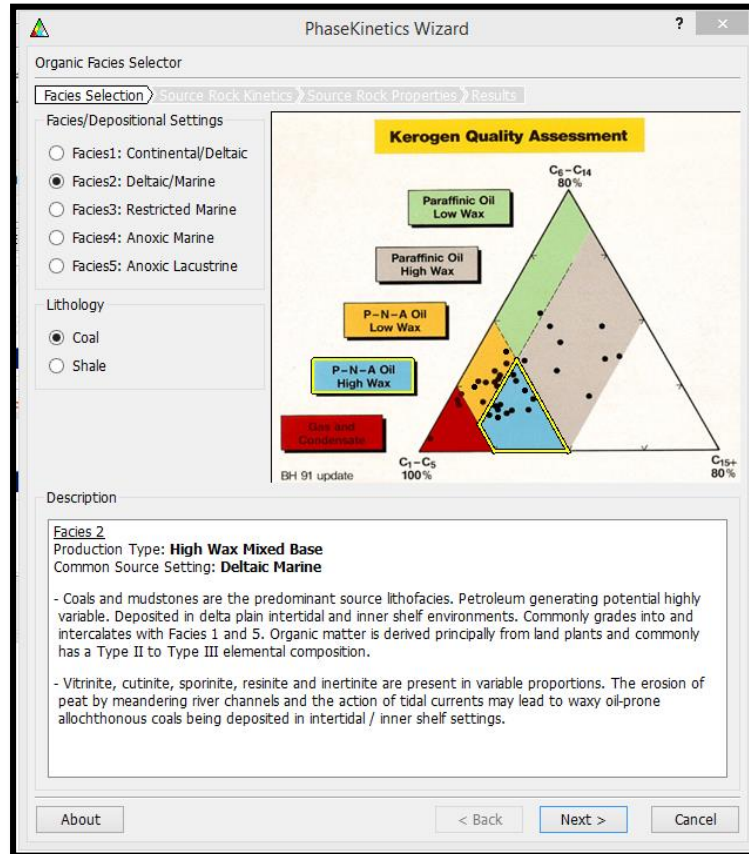
En la **Figura 23** se representan las T_{pico} halladas vs la profundidad de cada muestra, donde la línea verde fue trazada de acuerdo a la tendencia que presentan las muestras ubicadas para cada Formación de la Secuencia Cretácica y línea azul es la tendencia de las muestras del pozo Corrales-1, posteriormente se graficaron los valores del gradiente geotérmico actual a nivel del mar (22°C) y a 1484m de profundidad (53.98°C), la diferencia entre el extremo superior de la línea resultante y la línea de tendencia simula el espesor erodado de la Formación Concentración correspondiente a 650m.

Figura 23. Perfil de Temperatura de fondo de pozo (BHT) a partir de los resultados de la reflectancia de la vitrinita.



Cinética: Se seleccionó el tipo de cinética de acuerdo a la facies y las características de depositación definidas para las facies que se determinaron para las posibles Formaciones generadoras con la ayuda del editor *kinetics de PetroMod*, mostradas en la **Figura 24** donde se pueden observar los tipos de kerógeno II-III y sus componentes macerales.

Figura 24. Editor *kinetics* PETROMOD 1D



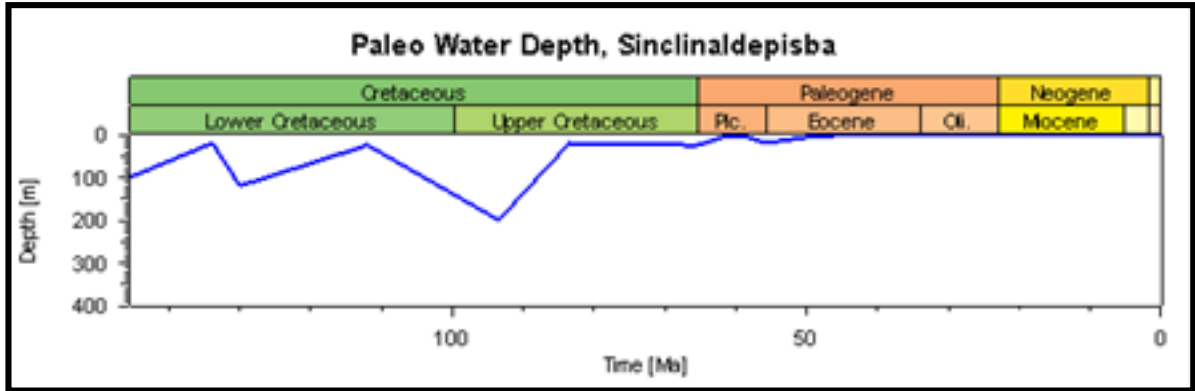
La cinética escogida fue de tipo composicional correspondiente a la opción del software facies 2b, compuesto por carbones y lutitas como litofacies fuente predominante. El potencial de generación de petróleo es altamente variable. Depositados en ambientes de llanuras deltaicas intermareales y plataformas internas. Comúnmente se intercalan con facies 1 y 5. La materia orgánica es derivada principalmente de plantas terrestres y comúnmente tiene composición elemental de kerógenos tipo II a tipo III.

4.4.2 Condiciones límite del modelo. Las condiciones limitantes del modelo están definidas mediante la paleobatimetría (PDW), la temperatura de la interface agua-sedimento (SWIT) y el flujo de calor.

La paleobatimetría fue definida a partir del análisis de los ambientes de depositación respectiva de las Formaciones litoestratigráficas presentes en el área

de estudiomediante las observaciones en campo y los resultados geoquímicos obtenidos de las muestras colectadas.(Figura 25).

Figura 25. Curva de variación de la paleobatimetría vs tiempo.



Los valores de la temperatura de interface agua-sedimento SWIT fueron determinados con base en la gráfica proporcionada por el Software de cálculo de la temperatura superficial global basado en Wygrala (1989), donde se tiene una amplia base de datos del registro climático en la historia geológica de acuerdo a la zona geográfica y latitud, con base en diferentes mediciones de diversos marcadores ambientales y termales como foraminíferos, isótopos de oxígeno ($\delta^{18}O$), etc. Figuras 26y 27.

Figura 26. Variación de temperaturas de interface agua-sedimento vs tiempo y Condiciones limitantes de SWIT vs tiempo.

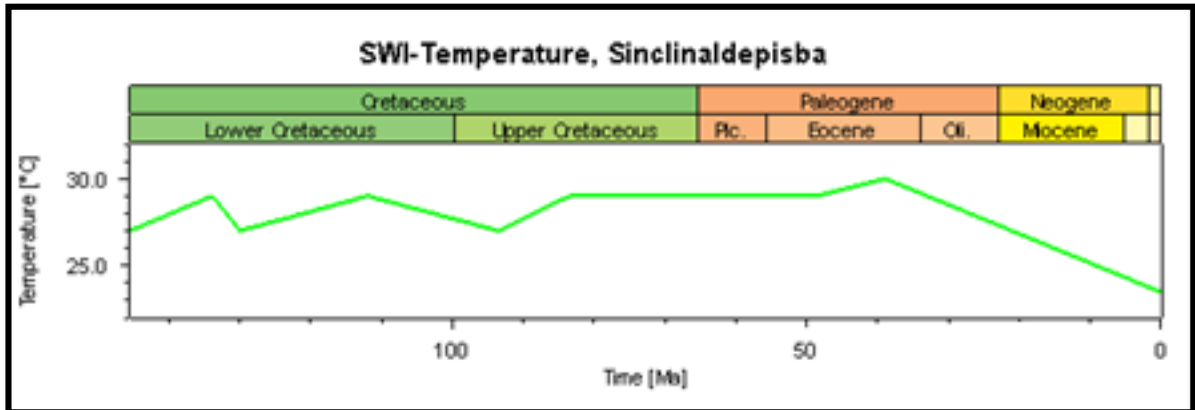
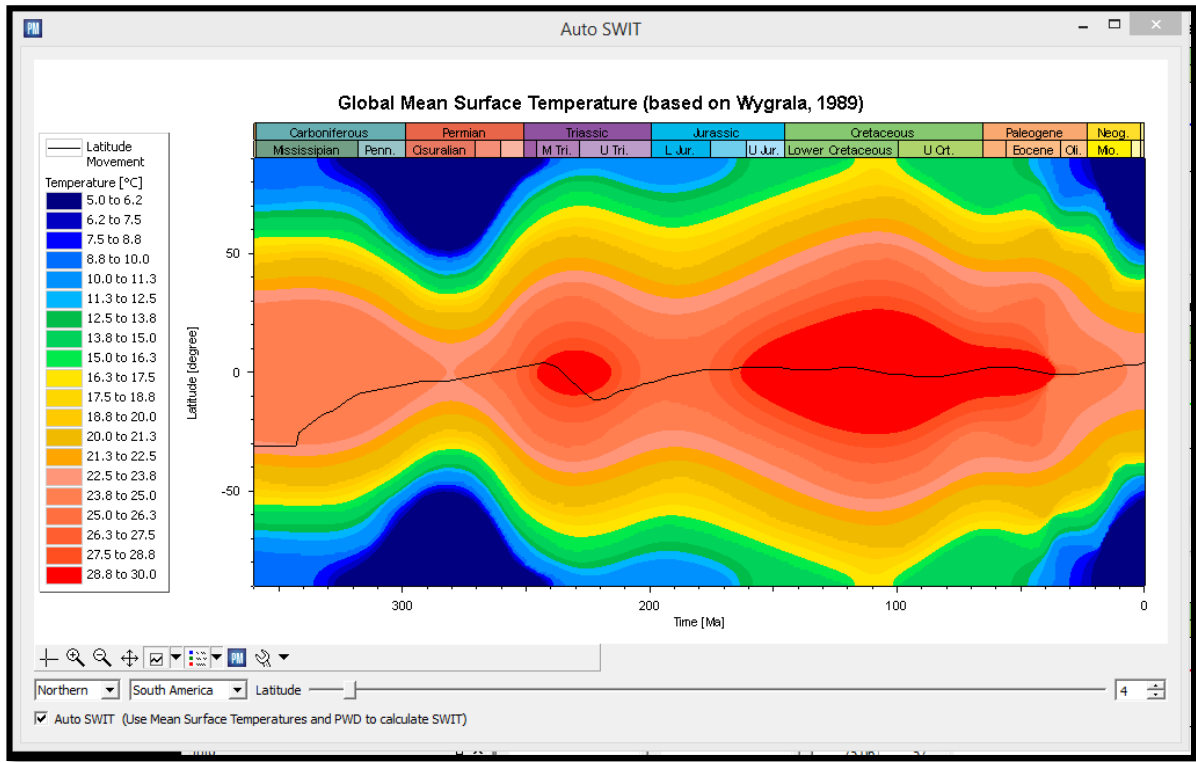


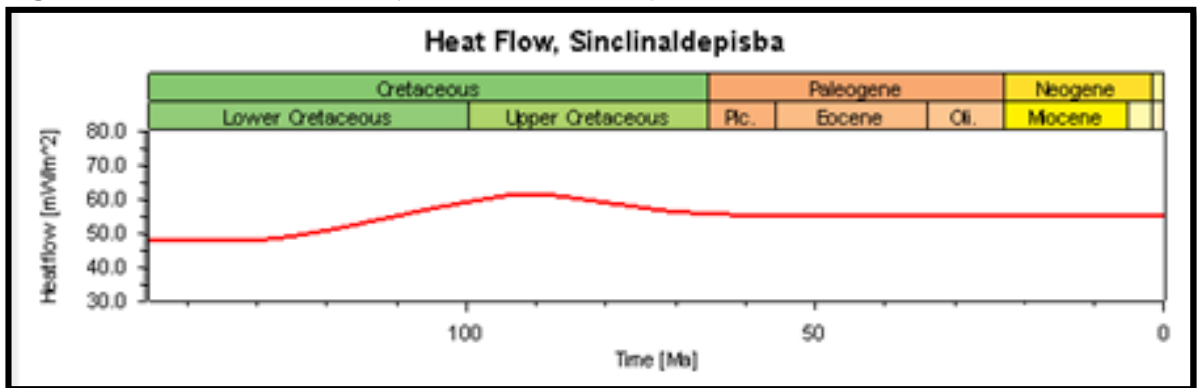
Figura 27. Cálculo de la temperatura superficial global basado en Wygrala (1989) para determinación SWIT, temperatura de interface agua-sedimento.



Los valores del flujo de calor (HF) fueron asignados a partir del flujo de calor actual reportado por Sarmiento (2001) para la zona de estudio de 50mW/m^2 . Los paleoflujos de calor fueron calculados con base en el factor de estiramiento cortical y del manto o "factor stretching" $\beta=2.07$ y $\delta =1.19$ respectivamente calculados por Sarmiento (2001) teniendo en cuenta los tiempos de inicio de rifting / subsidencia termal desde hace 132Ma; estos datos fueron procesados usando los algoritmos basados en el modelo de estiramiento cortical de Jarvis y Mckenzie (1980) incluido en PetroMod (**Figura 28 y 29**).

Figura 28. Opción principal del modelo cortical de McKenzie.

Figura 29. Variación de los flujos de calor vs tiempo.



4.4.3 Calibración del Modelo 1D. A continuación se presentan los resultados de las calibraciones de los flujos de calor a partir de los datos de temperatura de fondo de pozo (BHT) y los datos de vitrinita (%Ro). Con base a estos datos tabulados se cargaron en la opción *well assignment* para posteriormente compararlos con el modelo generado en la simulación de PetroMod 1D.

En la **Figura 30** y **Figura 31** se observa la calibración con respecto a la reflectancia de la vitrinita y a la temperatura. La línea de color negro es generada según la simulación de PetroMod 1D y las convenciones de colores son los respectivos %Ro por Formación. El grado de proximidad entre los Ro% y la línea que representa el modelo indica el grado de calibración del mismo. Se puede apreciar un buen calibrado para las Formaciones Une, Fómeque y Lutitas de Macanal.

Figura 30. Curva de calibración del modelo con respecto a la Reflectancia de la vitrinita.

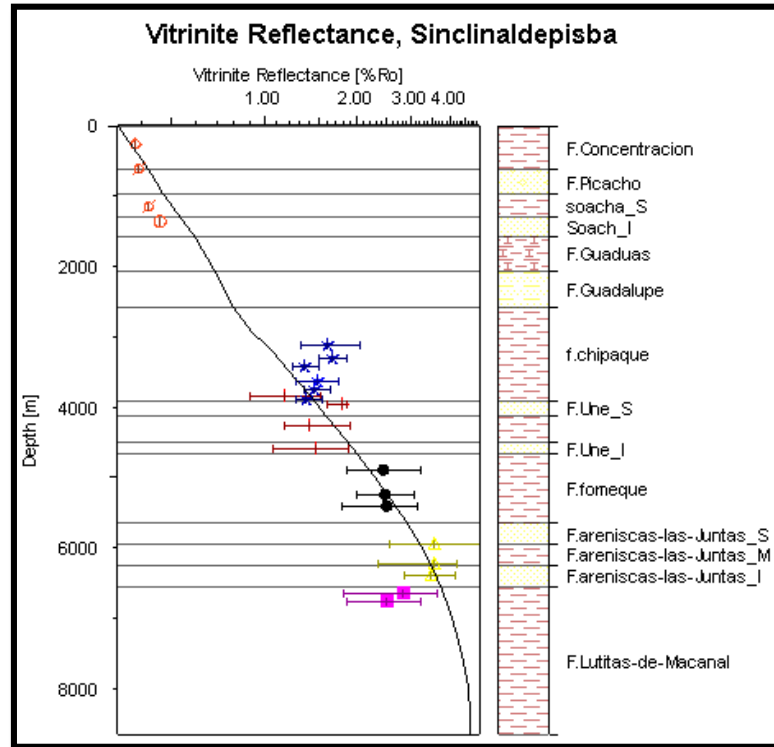
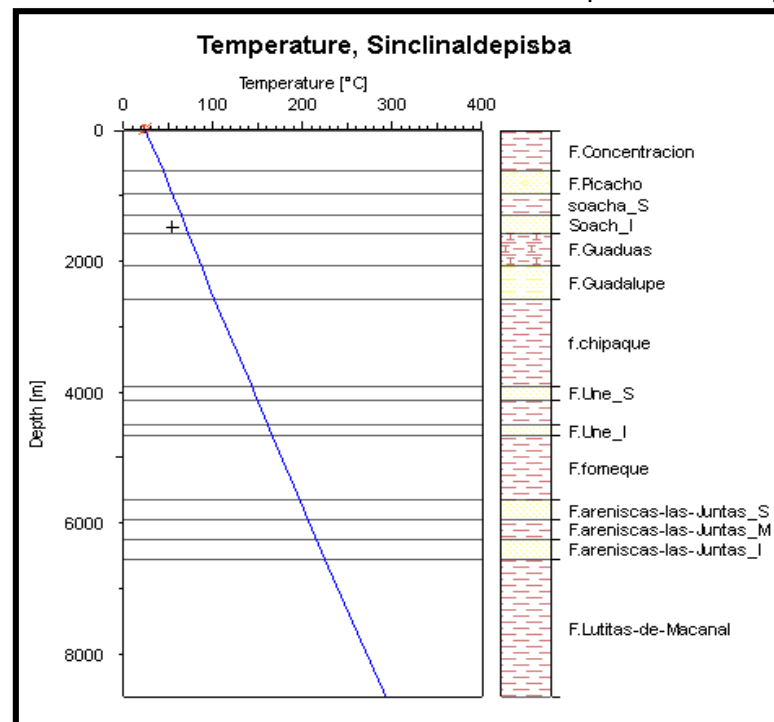
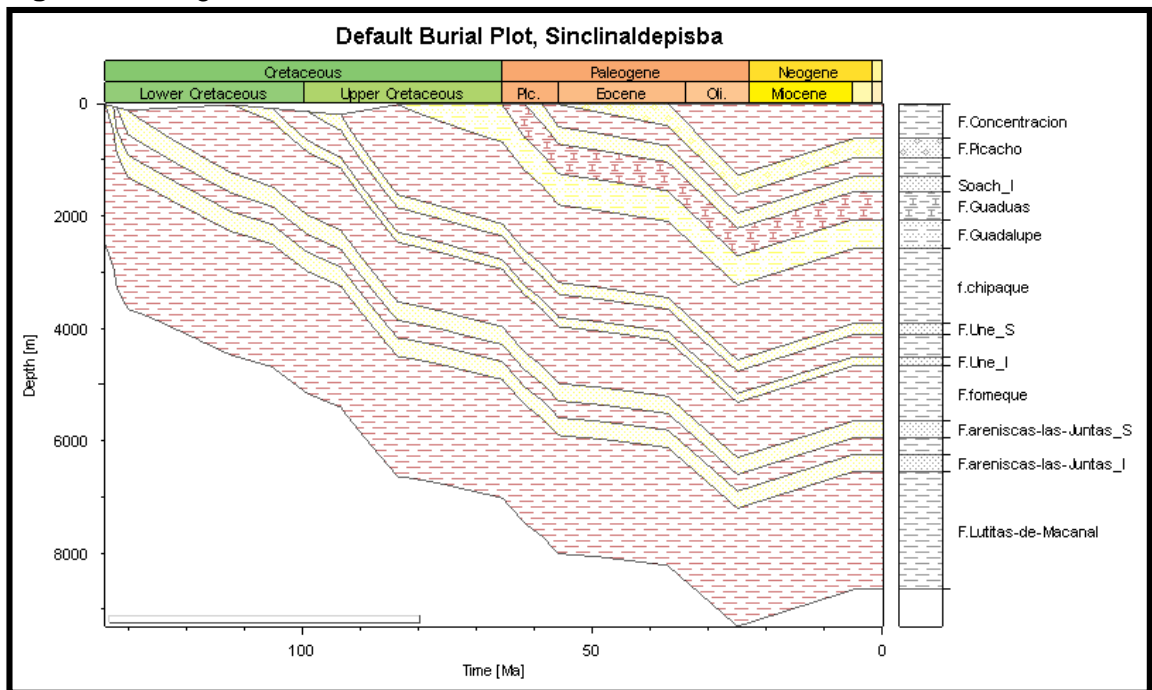


Figura 31. Curva de calibración del modelo con respecto a la temperatura.



4.4.1 Historia de subsidencia. Durante las edades del Cretácico inferior hasta el Paleógeno medio se presenta un proceso de subsidencia caracterizado por la depositación de una secuencia sedimentaria integrada por las Formaciones, Lutitas de Macanal, Areniscas las Juntas, Fómeque, Une, Chipaque, Guadalupe. Con edades de depositación que van desde los 130 Ma hasta los 65 Ma durante el Cretácico, posteriormente las tasas bajas de subsidencia continúan durante el Eoceno inferior y medio en donde se depositaron las Formaciones Guaduas, Socha I, Socha S, y Picacho, con edades entre 65 Ma hasta 48 Ma y luego se depositó la Formación Concentración, la cual se vio afectada por la erosión ocurrida alrededor de 25 Ma hasta los 5 Ma, con un espesor de 650m aproximadamente. Desde entonces se depositaron los sedimentos cuaternarios (Figura 32).

Figura 32. Diagrama de subsidencia.



4.4.2 Resultados de la simulación

- **Reflectancia de la Vitrinita:**

En las **Figura 33y 34** se observa el período en Ma en el que la roca alcanza su propiedad de inmadura (%Ro) (0.2% – 0.60%), posteriormente en el rango de (%Ro) (0.60% - 1.35%), en la cual la roca entra en ventana de generación de petróleo y gas húmedo, finalmente cumple su ciclo con %Ro>1.35%,propensa a generar gas seco. En la **Tabla 14**se resumen los períodos de madurez termal de las Formaciones de la Secuencia Cretácica en la zona de estudio de acuerdo a los rangos de reflectancia de la vitrinita.

Figura 33. Reflectancia de la vitrinita

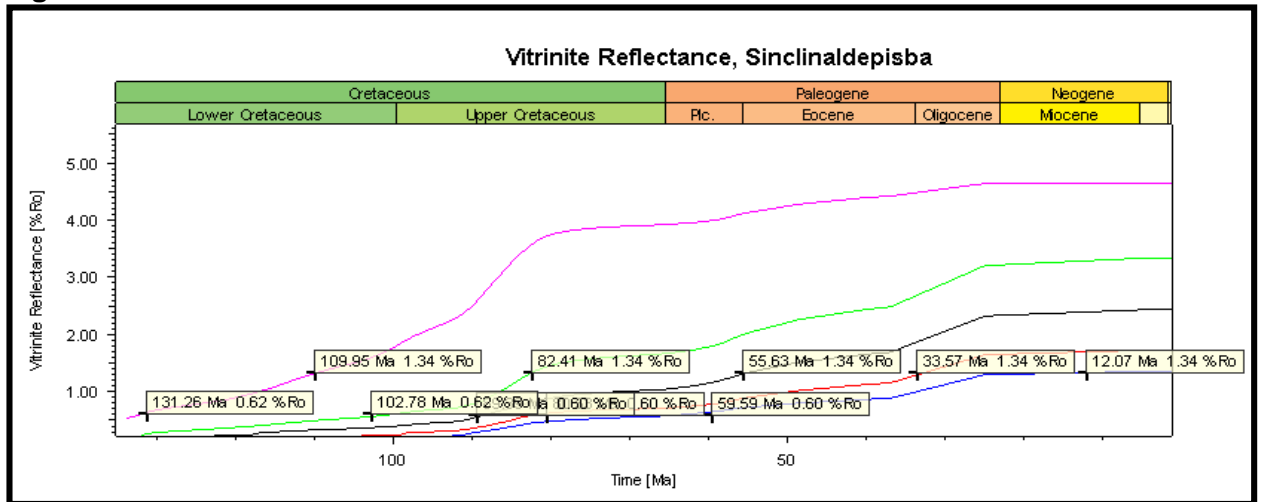


Figura 34. Diagrama de subsidencia con los rangos de reflectancia de la vitrinita alcanzados por el modelo.

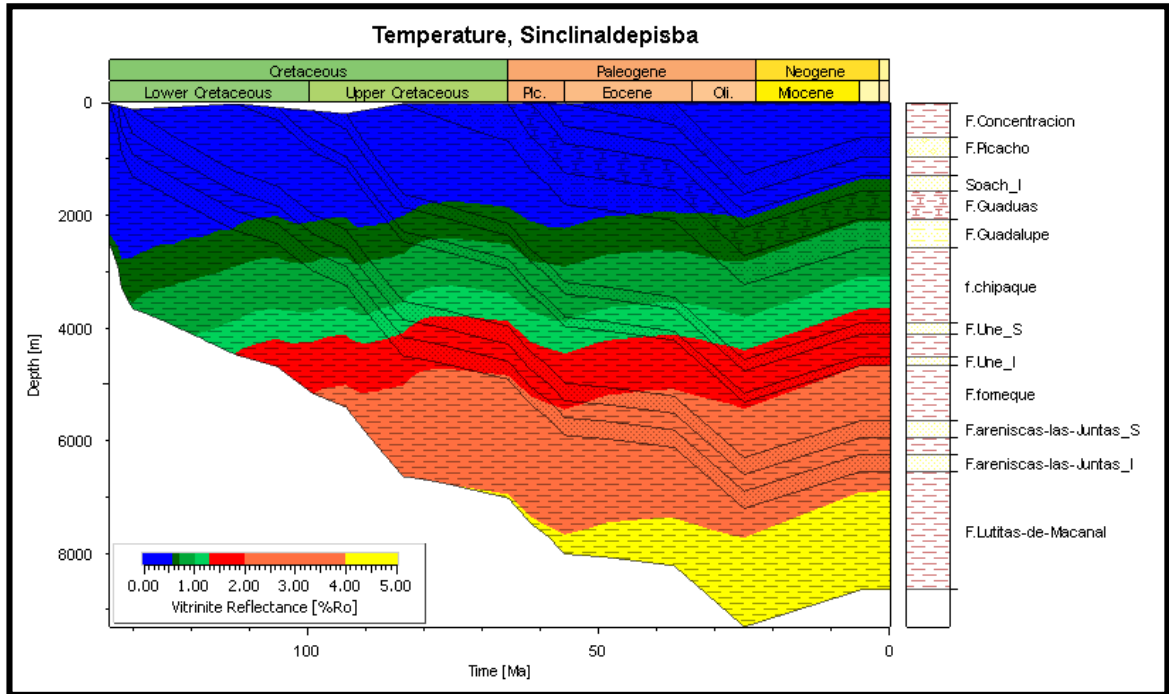


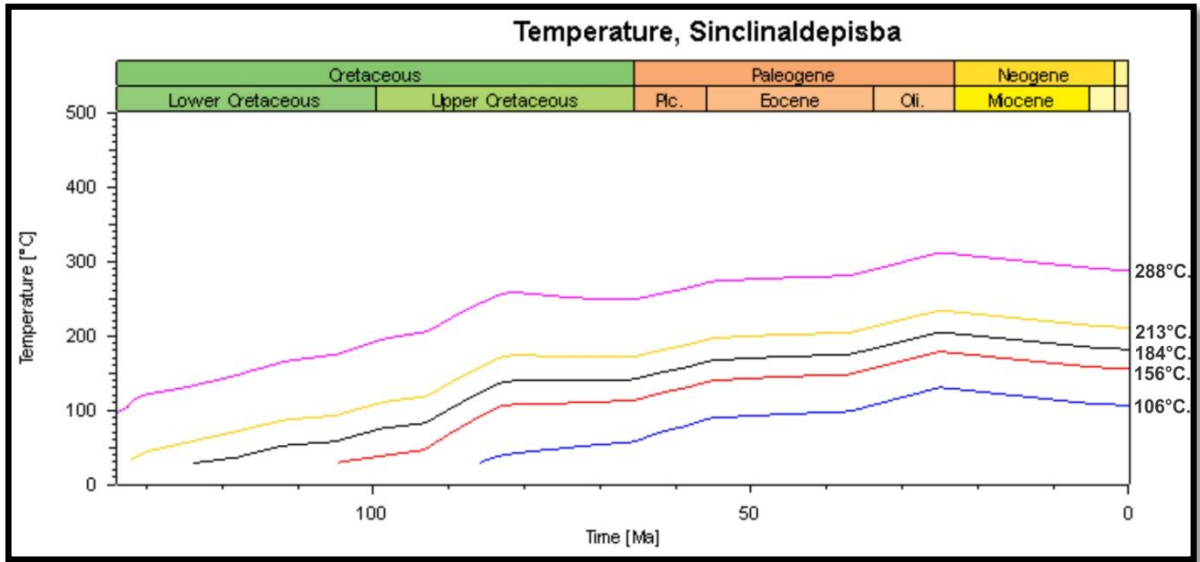
Tabla 14. Resumen de los períodos de la reflectancia de la vitrinita cuando pasan de maduro a posmaduro.

Reflectancia de Vitrinita			
Formacion	[Ro:0.60%]	[Ro:135%]	
Chipaque	63.83 Ma	12.72 Ma	
Une	82.13 Ma	33.25 Ma	
Fómeque	89.27 Ma	53.34 Ma	
Areniscas Las Juntas	104.09 Ma	84.36 Ma	
Lutitas de Macanal	132.11 Ma	109.80 Ma	

- **Temperatura:**

En las **Figuras 35** se observan las temperaturas desde 135 Ma a la actualidad para las Formaciones Lutitas de Macanal, Areniscas de las Juntas, Fómeque, Une y Chipaque.

Figura 35. Perfil de temperaturas actuales en la zona de estudio.



- **Tasa de Transformación:**

En las **Figuras 36 y 37** se muestra el período de inicio y final de la tasa de transformación de las Formaciones Lutitas de Macanal, Areniscas las Juntas, Fόμεque, Une y Chipaque, teniendo en cuenta que es el porcentaje de materia orgánica que se transforma en hidrocarburos y está condicionada por la historia de temperatura de la roca. En la **Tabla 15** se resumen los períodos de la tasa de transformación de la Secuencia Cretácica.

Figura 36. Tasa de transformación para las Formaciones de la Secuencia Cretácica en la sección de estudio.

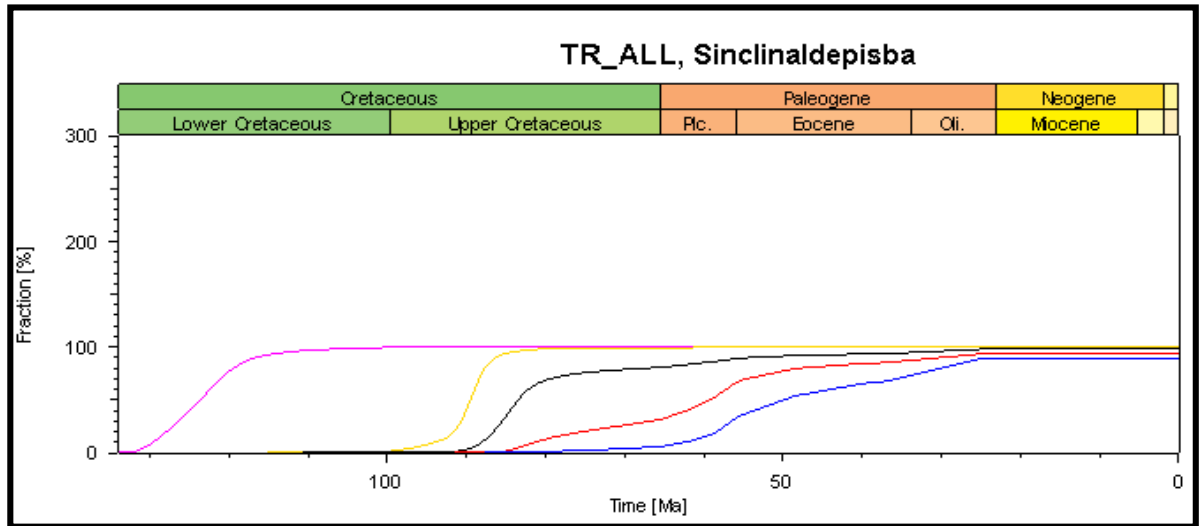


Figura 37. Diagrama de subsidencia con los rangos de tasa de transformación actuales.

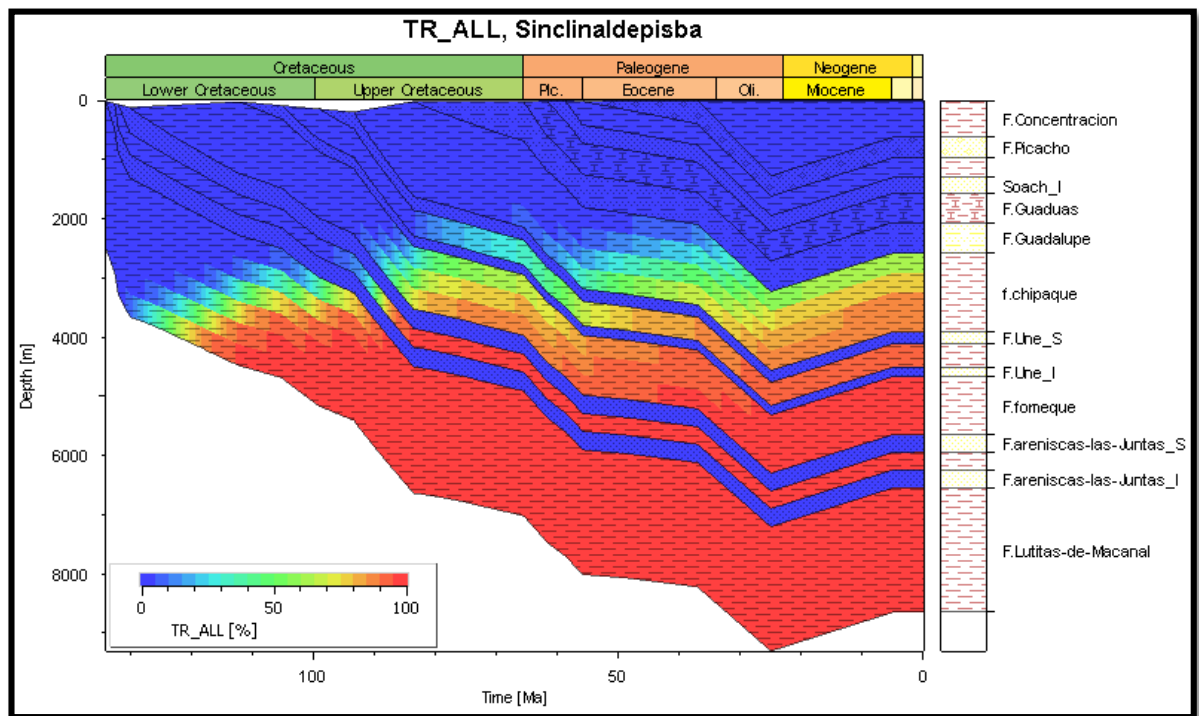


Tabla 15. Resumen de los períodos de la tasa de transformación en la Secuencia Cretácica.

	Formacion	Ma	Tasa de Transformación
	Chipaque	23	90%
	Une	26	92%
	Fómeque	50	98%
	Areniscas Las Juntas	79	98%
	Lutitas de Macanal	99	98%

- **Generación:**

En la **Figura 38** se muestran los períodos de generación de las Formaciones Lutitas de Macanal, Areniscas las Juntas, Fómeque, Une y Chipaque. En la **Tabla 16** se resumen los períodos en millones de años (Ma).

Figura 38. Períodos de generación de cada una de las Formaciones de la Secuencia Cretácica en la sección de estudio.

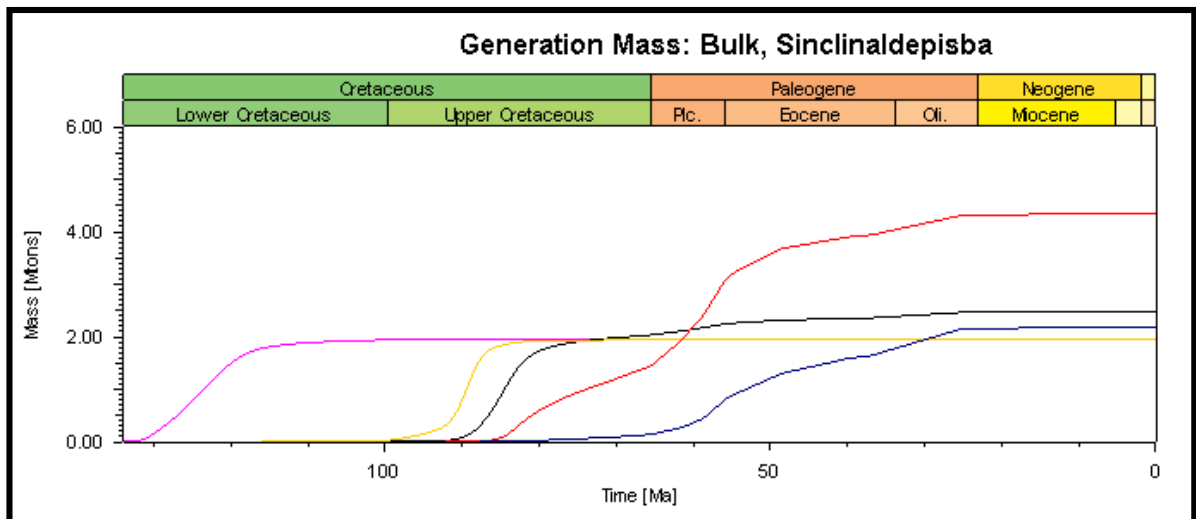


Tabla 16. Resumen de los períodos de generación de las Formaciones de la Secuencia Cretácica en la sección de estudio.

	Formacion	Ma Inicio	Ma Final
	Chipaque	37	23
	Une	60	25
	Fómeque	83	48
	Areniscas Las Juntas	87	78
	Lutitas de Macanal	122	103

- **Expulsión:**

En la **Figura 39** se registra una estimación del período de inicio y finalización de la tasa de expulsión de 122-23Ma respectivamente de las Formaciones Lutitas de Macanal, Areniscas las Juntas, Fómeque, Une y Chipaque. En la **Tabla 17** se resumen los períodos de expulsión.

Figura 39. Perfil de los periodos de expulsión de las Formaciones de la Secuencia Cretácica en la sección de estudio.

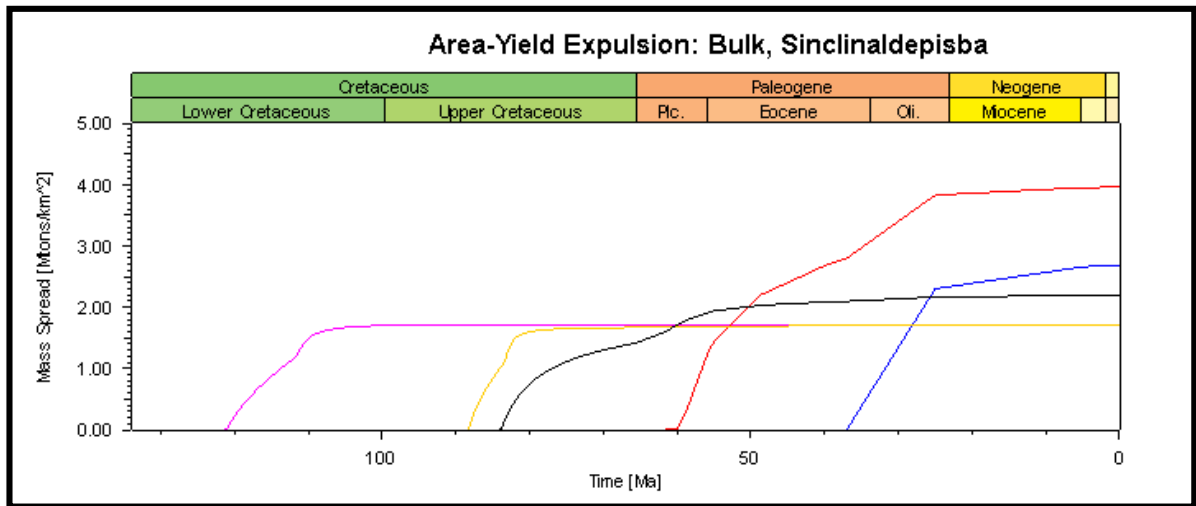


Tabla 17.Resumen de los periodos de expulsión de las Formaciones de la Secuencia Cretácica en la sección de estudio.

	Formacion	Ma Inicio	Ma Final
	Chipaque	65	25
	Une	84	41
	Fómeque	89	77
	Areniscas Las Juntas	93	81
	Lutitas de Macanal	131	109

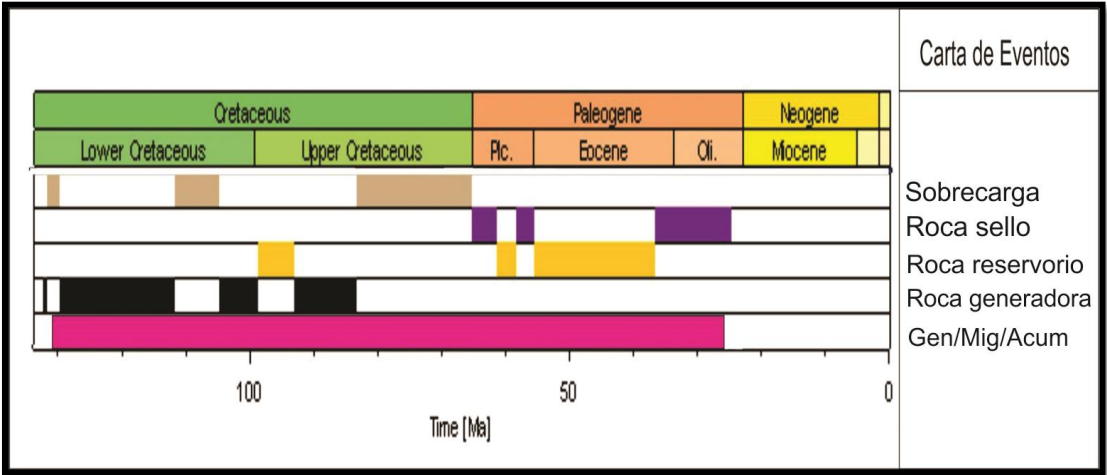
4.4.3 Carta de eventos. En la Figura 40 se presenta la carta de eventos para la Secuencia Cretácica en el Sinclinal de Pisba, en la cual se muestran los períodos de los eventos en los que ocurrió depositación de las rocas generadoras, reservorio, sello y de sobrecarga. Además del intervalo de tiempo en el que ocurrió la generación, migración y acumulación. Generada mediante el programa PetroMod 1D.

- **Roca Generadora:** la conforman la Formación Lutitas de Macanal, las facies finas de la Formación Areniscas de las Juntas, Formación Fómeque, los niveles finos de la Formación Une y la Formación Chipaque.
- **Roca Reservorio:** la constituyen las Areniscas superiores de la Formación Une, Formación Socha Inferior (Areniscas de Socha) y la Formación Picacho.
- **Roca Sello:** está compuesta por la Formación Guaduas, Socha Superior (Arcillas de Socha) y Concentración.

De acuerdo a la **Figura 34** correspondiente al diagrama de enterramiento en el que se muestra el %Ro en profundidad, se observa que las Formaciones de la Secuencia Cretácica inferior (Lutitas de Macanal, Areniscas de las Juntas, Fómeque y Une), entran en ventana de generación de petróleo en el Cretácico superior y las rocas fuentes depositadas en el Cretácico superior (Formación Chipaque), entran en ventana de generación de hidrocarburo a finales del Cretácico y comienzos del Paleógeno. La migración ocurre desde los 122Ma a

23Ma de la roca generadora hacia la rocareservorio; finalmente el proceso de acumulación de hidrocarburos en las rocas reservorios formadas inicia en 98Ma y finaliza en 38 Ma aproximadamente.

Figura 40. Carta de eventos para la Secuencia Cretácica en el Sinclinal de Pisba



5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1 EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN DE LA SECUENCIA CRETÁCICA EN EL SINCLINAL DE PISBA (PÁRAMO DE SAN IGNACIO)

Los parámetros evaluados de cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica contenida en las muestras analizadas, permiten establecer que las Formaciones que conforman a la Secuencia Cretácica en la sección del Páramo de San Ignacio se encuentran sobremaduras, por tal razón, no presentan características favorables para ser estimadas como rocas generadoras potencialmente activas, excepto las Formaciones Une y Chipaque, las cuales presentan niveles con potencial estimado como bueno para generar gas seco principalmente. Sin embargo, los espesores de los niveles de shale no son tan recurrentes, por lo tanto, el volumen de roca que puede generar hidrocarburo no es representativo para ser considerada como roca generadora.

Según Garciaet al. (2009), la Secuencia Cretácica en la Cordillera Oriental presenta rocas cuyos contenidos de COT varían entre 0.5 y 6%, las cuales son potenciales rocas generadoras de petróleo y gas según el grado de maduración termal; en este trabajo se consideran las Formaciones Lutitas de Macanal, Fómeque, Une y Chipaque como rocas fuente de gas en la región axial de la Cordillera.

Mora et al., (2007), en el estudio hecho al Norte del municipio de Sogamoso afirma que las unidades de la Secuencia Cretácica no tienen características favorables para ser consideradas rocas fuente en el área de estudio, sin embargo, reportan que la Formación Chipaque, ocasionalmente presenta niveles con algún potencial para generación principalmente de gas.

De acuerdo con los trabajos anteriormente mencionados se encuentra similitud conforme a los resultados obtenidos en la sección del Páramo de San Ignacio, en

cuanto al potencial de generación de la Secuencia Cretácica en la región axial de la Cordillera Oriental, la cual se estima con un grado de madurez avanzado, con capacidad para generar gas en algunos niveles de la secuencia, especialmente hacia la base de la Formación Chipaque.

5.2 ORGANOFACIES

El estudio de las organofacies permite identificar los diferentes grupos de materia orgánica como: materia orgánica amorfa (MOA), palinomorfos y fitoclastos definidos mediante análisis visual del kerógeno, con el fin de determinar los ambientes de depositación de las unidades estratigráficas, además de obtener información del potencial de generación.

Para la Secuencia Cretácica se estableció una distribución de las organofacies con una alternancia de facies BC y C destacando la predominancia de la facies BC. En algunos niveles de la secuencia se halla la aparición de la facies B proporcionando mejoría en las condiciones para la formación de rocas fuente. Para la Formación Lutitas de Macanal solamente se tiene la presencia de la facies C ubicada hacia la parte media inferior de la unidad entre 200 y 300m de la base; se estima un ambiente de depositación marino somero (margen de plataforma) con aporte de materia orgánica principalmente terrestre propensa a la generación de gas. La Formación Areniscas de las Juntas se caracteriza por la existencia de la facies BC en la parte media de la Unidad típico de un ambiente de depositación lacustre con posibilidad de generar aceite y gas, estas condiciones también se cumplen para la Formación Fómeque. En la Formación Une se destaca la presencia de la facies orgánica BC intercalado con la facies B ubicada en un nivel de shale a 200m aproximadamente de la base, la cual representa una mejoría en las condiciones de roca fuente para generar petróleo, esta facies puede tener aporte muy bajo de materia orgánica terrestre (fitoclastos). La Formación Chipaque se representa por una sucesión de facies orgánicas de BC y C con el dominio de la facies BC, hacia la base se observa un cambio de facies de BC a B,

esta alternancia refleja una fluctuación entre ambientes anóxicos y ambientes con aporte de sedimentos oxigenados asociados a materia orgánica de baja calidad, la facies B pertenece a ambientes marinos de baja energía donde hay preservación de la materia orgánica, la cual representa la mejor roca para ser considerada como roca fuente de hidrocarburos.

5.3 COMPARACIÓN DE ORGANOFACIES DE LA FORMACIÓN CHIPAQUE ENTRE LA SECCIÓN QUEBRADA VARA SANTA Y LA SECCIÓN ESTUDIADA

Haciendo un paralelo entre la sección Quebrada Vara Santa y la sección estudiada, se determinó que la sección Quebrada Vara Santa reporta buena variedad de grupos del kerógeno derivados de materia orgánica tanto terrestre como marina, con concentraciones significativamente mayores de las que se registran en la sección de estudio. La distribución de las organofacies para la sección de la Quebrada Vara Santa está definida por una alternancia de facies orgánicas BC y C, con la predominancia de la facies C; las cuales tienen potencial para generar aceite y gas y se componen de sedimentos acumulados dentro de la plataforma mediante procesos aeróbicos. Hacia la base de la sección se observa un cambio de preservación de la materia orgánica además de los niveles bajos de oxígeno en los sedimentos determinado por la aparición de la facies orgánica B proporcionando una mejora en la calidad de la roca fuente, (**Figura 22**).

Por otro lado, la distribución de facies orgánicas para la sección de estudio consiste en una sucesión de facies orgánicas BC y C, destacando la predominancia de la facies B hacia la parte inferior de la sección; también se observa una recuperación en la preservación de la materia orgánica y un aumento en la calidad de la roca fuente en un nivel de shale a 50m aproximadamente de la base de la Unidad. Aunque en las dos secciones se encuentran de alguna manera la misma distribución de facies (B, BC y C), se observa una diferencia hacia la parte inferior de la unidad, en cuanto a la predominancia de la facies BC en la

sección de estudio, la cual es menos frecuente en la sección Quebrada Vara Santa, destacando el dominio de la facies C. De acuerdo a los resultados geoquímicos se examina una preservación en la cantidad de materia orgánica y por ende mejor potencial de generación de hidrocarburos a medida que se hace un registro del techo a la base de la Formación en las dos secciones. Cabe resaltar que los datos analizados en la Sección Quebrada Vara Santa son los valores medidos actualmente y los de la Sección de estudio son recalculados, debido al estado de los afloramientos donde se realizó el muestreo, los cuales se encuentran en un estado altamente retrabajado y oxidado y por ende los resultados fueron muy bajos.

5.4 MODELAMIENTO GEOQUÍMICO 1D

En la simulación del modelo en PETROMOD, el software tiene en cuenta todos los datos de entrada: edades, espesores, litologías, como se muestra en la **Tabla 13**. Las gráficas generadas y posteriormente interpretadas son las de historia de enterramiento y evolución de ciertos tipos de parámetros geoquímicos y modelos cinéticos seleccionados con anterioridad.

La Formación Lutitas de Macanal presenta una tasa de transformación del 98% de la materia orgánica, la cual se convirtió en Hidrocarburo desde su inicio en el Cretácico Inferior hace 132 Ma. Durante los próximos 15 Ma Tuvo un incremento significativo hasta llegar a su etapa máxima de transformación, estos valores altos se relacionan con los contenidos de COT de 1,75% caracterizando esta unidad con potencial de generación bueno. Esta Formación entró en ventana de generación de aceite hace 132 Ma y posteriormente duró 22.31 Ma para entrar en ventana de generación de Gas. El tiempo de generación y expulsión de aceite líquido para este modelo hipotético duró 28 Ma ya que su inicio de generación fue en el Cretácico Inferior hasta su etapa final de expulsión en el Cretácico Superior. Mediante el modelamiento de Temperatura (**Figura 35**) y Reflectancia de Vitrinita

(Figura 33), se obtienen datos de 288°C y 4.59%Ro para la actualidad, no propensa a generar hidrocarburo.

La tasa de transformación para la Formación Areniscas las Juntas es del 98%, lo cual indica que su composición de materia orgánica se convirtió en Hidrocarburo desde su inicio en el Cretácico superior hace 95 Ma. Durante los próximos 10 Ma tuvo un incremento significativo hasta llegar a su etapa máxima de transformación, estos valores altos se relacionan con los contenidos de COT de 1,1% atribuyendo a esta unidad un potencial de generación bueno. Hace 104.09Ma esta Formación entró en ventana de generación de aceite con una duración de 19.73Ma después del cual entró en ventana de generación de gas. El tiempo de generación y expulsión de aceite líquido para este modelo hipotético duró 15 Ma, dado que su inicio de generación ocurrió en el Cretácico superior hace 93Ma hasta su etapa final de expulsión en el Cretácico Superior hace 78Ma. A partir del modelado de la temperatura **(Figura 35)** y la reflectancia de la vitrinita **(Figura 33)**, se obtuvo valores de 218°C y 3.51%Ro en la actualidad para esta unidad, no propensa a generar hidrocarburo.

La Formación Fόμεque presenta una tasa de transformación del 98%, lo que indica que su composición de materia orgánica se convirtió en Hidrocarburo esta cantidad desde su inicio en el Cretácico superior hace 90 Ma. Durante los próximos 10 Ma tuvo un incremento significativo hasta llegar a su etapa máxima de transformación, estos valores altos se relacionan con los contenidos de COT de 1,25% caracterizando esta unidad como buen potencial de generación. Esta Formación entró en ventana de generación de aceite hace 89.27Ma, y posteriormente duró 53.34Ma para entrar en ventana de generación de gas. La etapa de generación y expulsión de aceite líquido para este modelo hipotético duró 41 Ma, dado que su inicio de generación fue en el Cretácico superior hasta su etapa final de expulsión en el Oligoceno. En la actualidad para esta unidad mediante el modelamiento de Temperatura **(Figura 35)** y Reflectancia de Vitrinita,

(Figura 33) se obtienen datos de 184°C y 2.53%Ro, no se encuentra en ventana de generación.

La tasa de transformación de la Formación Une es del 92%, lo cual indica que su composición de materia orgánica se convirtió en Hidrocarburo desde su inicio en el cretácico superior hace 85 Ma. Durante los próximos 35 Ma tuvo un incremento bajo a comparación de las Formaciones anteriores hasta llegar a su etapa máxima de transformación, estos valores altos se relacionan con los contenidos de COT de 2,98% caracterizando esta unidad con un potencial de generación muy bueno. Esta formación entró en ventana de generación de aceite hace 82.13 Ma, y posteriormente duró 48.88 para llegar a su estado de ventana de generación de gas. El tiempo de generación y expulsión de aceite líquido para este modelo hipotético duró 59 Ma ya que para su inicio de generación fue en el Cretácico superior hasta su etapa final de expulsión en el Oligoceno. En la actualidad esta unidad mediante el modelamiento de Temperatura (Figura 35) y Reflectancia de Vitrinita (Figura 33), se obtienen datos de 166°C y 1,78%Ro%. Estando así en una posible zona de gas seco.

En la Formación Chipaque la tasa de transformación es del 90% de la materia orgánica, su inicio fue en el Cretácico Superior - Paleoceno hace 65 Ma. Durante los próximos 40 Ma tuvo un incremento bajo, similar al de la Formación Une hasta llegar a su etapa máxima de transformación, estos valores altos se relacionan con contenidos de COT de 1,92% atribuyendo un potencial de generación bueno esta unidad. Esta formación entró en ventana de generación de aceite hace 63,83 Ma, y posteriormente duró 51.11Ma para entrar en ventana de generación de Gas. En general el período de generación y expulsión del petróleo para este modelo hipotético duró 40 Ma desde su inicio de la generación en el Cretácico S – Paleoceno hasta su etapa final expulsión en el Oligoceno. En la actualidad esta unidad mediante el modelamiento de Temperatura (Figura 35) y Reflectancia de Vitrinita (figura 33), se obtuvo valores de 106 ° C y 1.52%Ro. Estando así en una posible zona de gas.

6. CONCLUSIONES

- A partir de los análisis geoquímicos y la petrografía orgánica se estimó que la Secuencia Cretácica en el Sinclinal de Pisba (Páramo de San Ignacio) actualmente se encuentra sobremadura y no presenta características favorables para ser consideradas como rocas generadoras potencialmente activa de hidrocarburos.
- La Formación Une registra valores de COT de 2.7 y 3.5%wt para algunos niveles, los cuales podrían ser generadores de hidrocarburo, pero debido a que los niveles de shale encontrados en esta unidad son poco potentes (no mayores a 1m) se determina que no alcanza a ser considerada como roca generadora.
- El empobrecimiento de los parámetros geoquímicos de la materia orgánica contenida en las rocas está ligado a la configuración estructural de la cuenca, en un ambiente extensivo, donde el flujo de calor es alto, por lo tanto, el kerógeno se transforma más rápidamente.
- La madurez termal de la Formación Areniscas de las Juntas registra valores de %R_o entre 3.45 y 3.57% siendo notablemente mayores que los valores arrojados por las muestras de la Formación Lutitas de Macanal con %R_o entre 2.49 y 2.81%, es un fenómeno no usual, debido a que esta última infrayace a la Formación antes mencionada y por lo tanto las condiciones debían ser invertidas. Se deduce que esta anomalía puede estar asociada al fuerte fracturamiento y meteorización de la roca inferida por observaciones en campo para la Formación Areniscas de las Juntas.
- Mediante el recálculo del COT e IH, se concluye que las Formaciones en su momento alcanzaron a tener condiciones favorables para generar

hidrocarburos según el tipo de kerógeno encontrado, para las Formaciones Lutitas de Macanal, Areniscas de las Juntas, Fómeque y Une se estiman kerógenos tipo II y II/III cuyo producto expulsado es aceite y aceite-gas respectivamente, para la Formación Chipaque se obtuvo kerógenos tipo II, II/III y III capaz de generar aceite, aceite-gas y gas respectivamente.

- De acuerdo a la determinación de las organofacies, se estima para la Formación Lutitas de Macanal un ambiente de transición con aporte de materia orgánica de origen terrestre dando como resultado facies orgánica C hacia la parte media de la unidad, para las Formaciones Areniscas de las Juntas y Fómeque se considera un ambiente de transición con aporte de materia orgánica de origen tanto marino como terrestre en proporciones moderadas, para la Formación Une se observa una distribución de facies orgánicas de BC y B con predominio de facies BC, atribuyendo un ambiente de transición somero a profundo considerando características favorables para ser apreciadas como roca generadoras por la aparición de la facies B y para la Formación Chipaque se observa una distribución de facies orgánicas de C, BC y B con un predominio de facies C hacia el tope atribuido a un ambiente de transición con aporte de materia orgánica de tipo terrestre y facies BC hacia la base de la unidad inferida por un ambiente de transición con aporte moderado de materia orgánica de origen terrestre y marino, se resalta también la aparición de la facies orgánica B hacia la base representando unas condiciones de generación de hidrocarburo favorables, por lo tanto, se concluye que para esta Formación hay un aumento del potencial de generación de hidrocarburos de tope a base de la unidad.
- Para las Formaciones Une y Chipaque se observan niveles con recuperación en la cantidad de materia orgánica y las condiciones para ser considerada como roca generadora, estimada por la aparición de la organofacies B, la cual es considerada como una de las mejores facies para generar hidrocarburos.

Sin embargo, los espesores de los niveles de shales son muy bajos, por lo tanto, el volumen de roca que puede generar hidrocarburos no es representativo para ser considerado como roca generadora.

- Mediante la comparación de las organofacies de la Formación Chipaque entre la Sección Quebrada Vara Santa (QVS) y la sección de estudio (Páramo de San Ignacio (PSI)), se determinó que siguen el mismo comportamiento en cuanto al potencial de generación, estimado por el aumento de los COT y lo IH hacia la base de la Unidad. Cabe resaltar que los valores de COT e IH de la Sección Páramo de San Ignacio fueron recalculados debido a que actualmente las rocas se encuentran en avanzado estado de madurez, por lo tanto los valores medidos son muy bajos y no favorables para hacer la comparación con la sección Quebrada Vara Santa. Se encontraron las mismas organofacies C, BC y B con distribución diferente para las dos secciones, para la sección QVS se observa un predominio de facies orgánica C hacia la base de la unidad alternado con facies de tipo B, mientras que para la sección PSI se encuentra un predominio de la facies orgánica BC hacia la base alternada con la facies B.
- La Formación Chipaque exhibe un aumento de espesor hacia la Sección de estudio con diferencia de 830m, debido al levantamiento de la Cordillera Oriental después del Mioceno medio, donde La sección Páramo de San Ignacio quedó ubicada en la región axial y la sección Quebrada Vara Santa en las estribaciones orientales de la cordillera.
- Según el modelo geoquímico de generación 1D se pudo establecer que las Formaciones de la Secuencia Cretácica en la sección de estudio tuvieron un periodo de generación muy temprano siendo para Lutitas de Macanal una etapa de 131 a 109 Ma, para Areniscas de las Juntas de 93 a 81 Ma, para Fόμεque de 89 a 77 Ma, para Une entre 84 a 41 Ma, periodo durante el cual no hubo depositación de una roca reservorio, por lo tanto, no hubo posibilidad

de entrapamiento del hidrocarburo. Sin embargo la Formación Chipaque tuvo un periodo de generación más joven entre los 65 y 25 Ma con más probabilidades de entrapamiento.

- En el diagrama de tasa de transformación se observa que la Formación Chipaque no alcanzó el 100% de transformación del kerógeno, debido a que se vio afectada por el proceso de erosión ocurrido en el Mioceno, por ende se produjo una sobreexposición de los sedimentos a la meteorización y por lo tanto la materia orgánica no alcanzó a convertirse en su totalidad en hidrocarburo.
- La Formación Chipaque comenzó su generación hace 65 Ma a una profundidad de 1800 metros aproximadamente, según el modelo se estima una temperatura de 106°C para la actualidad, propensa a estar en zona de generación de gas.

BIBLIOGRAFÍA

- ANH. (2008). *Informe de Prospectividad área Cordillera Oriental. Colombia Round 08.*
- BARKER, C. E., y PAWLEWICZ, M. J. (1994). Calculation o Vitrinite Reflectance from Thermal Histories and Peak Temperatures. A Comparison of Methods. *American Chemical Society* .
- BEDOYA, R. P. (2010). *Modelamiento Geoquímico 1D de Generación y Espulsión de Hidrocarburos en las Zonas Centro, Centro-Oeste, Norte y Noroeste de la Cuenca Oriente.* Quito, Ecuador: Universidad Central de Ecuador- Tesis de Grado.
- BEND, S., ADEROJU, T., WROLSON, B., OLAJIDE, O., MARSH, A., YURKOWSKI, M., y otros. (2011). Saskatchewan Phanerozoic Fluids and Petroleum Systems: Petroleum Geochemistry and Modelling 2011Update. *Saskatchewan Geological Survey* , 6.
- BLANCO, V. O. (2012). *Modelling and Geochemical Characterization of Organic Facies in the Upper Cretaceous Chipaque Formation, Eastern Cordillera and Llanos Foothills, Colombia.*United Kindonm: Newcastle University.
- BLANCO, V., y OREJUELA, C. (2004). *Hidropirólisis, Cinética y Caracterización de Aceites Originales de la Formación Chipaque.* Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Tesis de pregrado.
- CABALLERO, V., PARRA, M., y MORA, A. (2010). Levantamiento de la Cordillera Oriental de Colombia Durante el Eoceno Tardío-Oligoceno Temprano: Proveniencia Sedimentaria en el Sinclinal de Nuevo Mundo, Cuenca Valle Medio del Magdalena. *Boletín de Geología, VOL. 32, N° 1.*

- CARVALHO, M. (2014). Curso Técnico: Materia Orgánica Sedimentaria. *XI Semana Técnica de Geología e Ingeniería Geológica* (pág. 54). Bucaramanga: UIS.
- ERCEGOVAC, M., y KOSTIC, A. (2006). Organic facies and palynofacies: Nomenclature, classification and applicability for petroleum source rock evaluation. *International Journal of Coal Geology* , pag. 70-78.
- ESPITALIE, J. (et al. 1977). "Source Rock Characterization Method for Petroleum Exploration" artículo OTC 2935,. *presentado en la 9 Conferencia Anual de Tecnología Marina, Houston* .
- GARCIA, M., MIER, R., CRUZ, L., y VASQUEZ, M. (2009). *Informe Ejecutivo-Evaluación del Potencial Hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas. FONADE-UIS-ANH*. Bucaramanga.
- IGAC. (2014). *Servicios Web Instituto Geográfico Agustín Codazzi*. Recuperado el 2014, de www.igac.gov.co
- INGEOMINAS. (1998). *Geología de la Plancha 172 de Paz de Río*. INGEOMINAS.
- JARVIE, D. M., HILL, R. J., RUBLE, T. E., y M. POLLASTRO, R. (2007). Unconventional shale-gas system: The Mississippian Barnett Shale of North-Central Texas as one Model for Thermogenic Shale-Gas Assessment. *AAPG Bulletin* , 475-499.
- MAGOON, L., & DOW, W. (1994). The Petroleum System-From Source to Trap. *American Association of petroleum Geologist (AAPG Memoir 60)* , 3-24.
- MANRIQUE, J. A., & MORA, C. A. (2003). *Manual de Ejercicios Aplicados a los Métodos de Exploración de Hidrocarburos*. Manizales, Caldas: Copyrigh Universidad de Caldas.

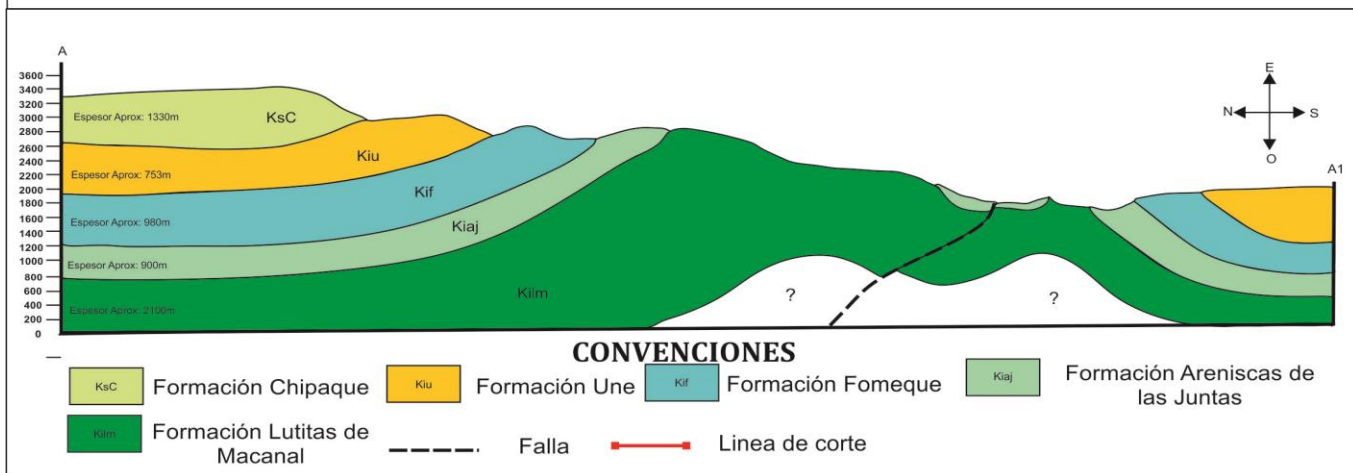
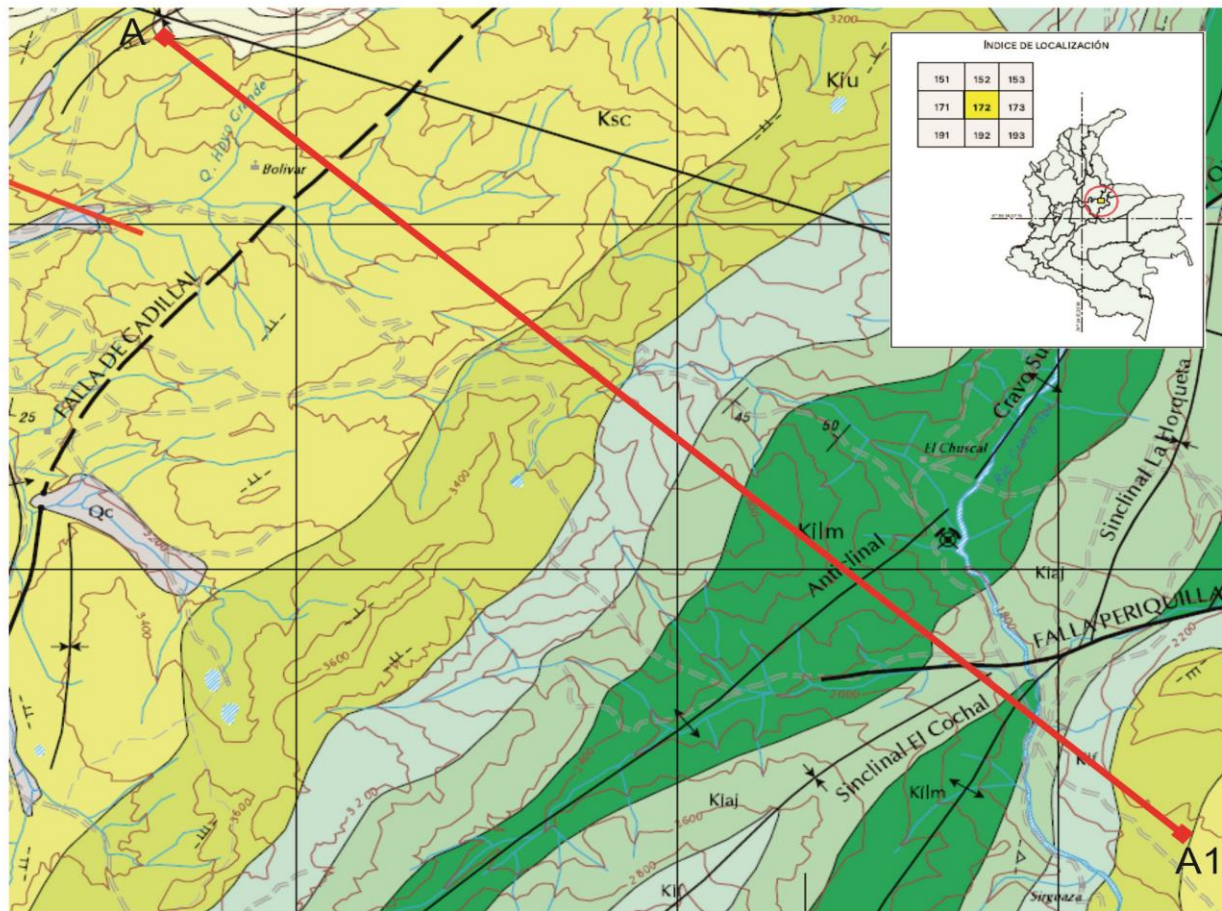
- MORA et al., A. (2010). Migration of Cenozoic Deformation in the Eastern Cordillera of Colombia Interpreted from Fission Track Results and Structural Relationships: Implications for Petroleum Systems. *AAPG BULLETIN*, 94 (10), 1543-1580.
- MORA, C. (2009). Geoquímica del Petroleo Aplicada a la Exploración de Hidrocarburos. *XII Congreso Colombiano de Geología, UPTC*, (pág. 117). Sogamoso.
- MORA, C., PARRA, P., y NAVAS, G. (2007). *Caracterización Geoquímica de Rocas y Crudos en las Cuencas de Cesar-Ranchería, Sinú-San Jacinto, Chocó y Área de Soapaga (Cuenca Cordillera Oriental)*. ANH. Bogotá: FONADE.
- PACHECO, J. Y. (2011). *Caracterización de Facies Orgánicas de la Formacion Cansona, Cuenca Sinú-San Jacinto a Partir de Muestras de Afloramiento*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Tesis de Grado.
- PETERS, K., y CASSA, M. (1994). Applied Source Rock Geochemistry. En e. MAGOON L. B. y DOW W. G., *The Petroleum System-From Souerce to Trap: AAPG Memoir 60* (págs. 93-120). California.
- RODRIGUEZ, O. (06 de Marzo de 2009). *Scrib*. Recuperado el 2015, de <http://es.scribd.com/doc/13047600/Geologia-Del-Petroleo#scribd>
- SARMIENTO, L. F. (2001). *Mesozoic Rifting And Cenozoic Basin Inversion History ofthe Eastern Cordillera, Colombian Andes. Inferences from Tectonic Models*. Amsterdant: Ecopetrol, tesis de doctorado.
- TESÓN, E., MORA, A., SILVA, A., NAMSON, J., A. TEIXELL, J. C., CASALLAS, W., y otros. (2013). Relationship of Mesozoic graben development, stress, shortening magnitude, and structural style in the Eastern Cordillera of the Colombian Andes. *The Geological Society of London* .

- TISSOT y WELTE. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence*. Springer-Verlag: Second Revised and Enlarged Edicion.
 - TISSOT et al., B. (1980). Paleoenvironment and Petroleum Potencial of Middle Cretaceous Black Shales in Atlantic Basins. AAPG .
 - TISSOT, B. P., y WELTE, D. H. (1978). *Petroleum Formation and Ocurrance: A New Approach to Oil and Gas Exploration*. Berlin, Heidelberg, New York: Springer-Verlag.
 - TYSON, R. (1995). *Sedimentary Organic Matter*. London: CHAPMAN & HALL.
 - ULLOA, C., RODRÍGUEZ, E., y RODRÍGUEZ, G. (2003). *Geología de la Plancha 172. Paz de Río, Memoria Explicativa*. Bogotá: INGEOMINAS.
 - URIBE, E. (2010). *Determinación de las Rocas Fuentes y de las Condiciones de Generación de las Manifestaciones de Petróleo Presentes en el Bloque Soapaga (Boyacá-Colombia)*. Bucaramanga: UIS.
 - VARELA, M. (13 de Marzo de 2012). *Geología*. Recuperado el 3 de Octubre de 2014, de Geología: <http://geologiadeexplotacion.wordpress.com>
-

ANEXOS

ANEXO A. Mapa y corte geológico de la sección de estudio (Páramo de San Ignacio).


PERFIL GEOLÓGICO DE LA SECCIÓN MONGUA-SISMOSÁ



ANEXO C. Tabla de inventario de las muestras con cada uno de los análisis geoquímicos y petrográficos realizados.

MUESTRA	COORDENADAS		FORMACIÓN	COT	PIRÓLISIS ROCK- EVAL	PETROGRAFÍA ORGÁNICA	
	NORTE	ESTE					
CHI-01	1128077	1144210	Formación Chipaque	X			
CHI-02	1127864	1144132		X			
CHI-03	1127681	1145510		X			
CHI-04	1127569	1145565		X			
CHI-05	1127615	1145553		X			
CHI-06	1127657	1145537		X	X		
CHI-07	1127399	1145633		X	X		
CHI-08	1126467	1145996		X	X	X	
CHI-09	1126604	1146561		X	X	X	
CHI-10	1126853	1146784		X			
CHI-11	1126795	1146767		X			
CHI-12	1126512	1146512		X			
CHI-13	1128881	1147435		X	X	X	
CHI-14	1127016	1147403		X			
CHI-15	1127150	1148224		X	X		
CHI-16	1127540	1149510		X	X		
CHI-17	1127806	1149782		X	X	X	
CHI-18	1127280	1149886		X	X	X	
CHI-19	1127357	1149828		X	X	X	
UNE-01	1123390	1149231	Formación Une	X	X	X	
UNE-02	1123573	1148879		X	X	X	
UNE-03	1127689	1150525		X	X		
UNE-05	1123083	1150286		X	X	X	
UNE-06	1123158	1150286		X	X	X	
UNE-07	1123070	1149831		X			
UNE-08	1123059	1149637		X	X		
FOM-01	1127122	1184131		Formación Fômeque	X		
FOM-04	1127065	1154382	X				
FOM-05	1127371	1154500	X		X	X	
FOM-06	1122403	1150700	X		X	X	
FOM-07	1122883	1150905	X		X	X	
FOM-08	1128738	1151198	X				
FOM-09	1122136	1151170	X		X		
FOM-10	1122872	1150922	X		X		
AJU-02	1127358	1155424	Formación Areniscas De Las Juntas		X	X	X
AJU-03	1127293	1155824			X	X	X
AJU-04	1127309	1156359		X	X	X	
AJU-06	1123745	1158224		X			
MAC-01	1126652	1157418	Formación Lutitas De Macanal	X			
MAC-02	1126652	1157418		X	X	X	
MAC-03	1127249	1156646		X			
MAC-04	1124676	1158887		X			
MAC-05	1124950	1158514		X	X		
MAC-06	1125907	1158106		X			
MAC-07	1126301	1157765		X	X		
MAC-08	1126646	1157453		X	X	X	
MAC-09	1126689	1157375		X	X		
MAC-10	1126787	1157189		X	X		
MAC-11	1126791	1157186		X	X		
MAC-12	1127242	1156729		X			


ANEXO D. Análisis geoquímicos para determinar la cantidad de materia orgánica en las 51 muestras % COT.

	REPORTE DE RESULTADOS CARBONO ORGÁNICO TOTAL TOC-LECO		
	SERVICIOS DE LABORATORIO Y PLANTAS PILOTO		
	LABORATORIO DE GEOQUÍMICA		
	CLX-GEQ-F-033	Elaborado 22/08/2013	Versión 8

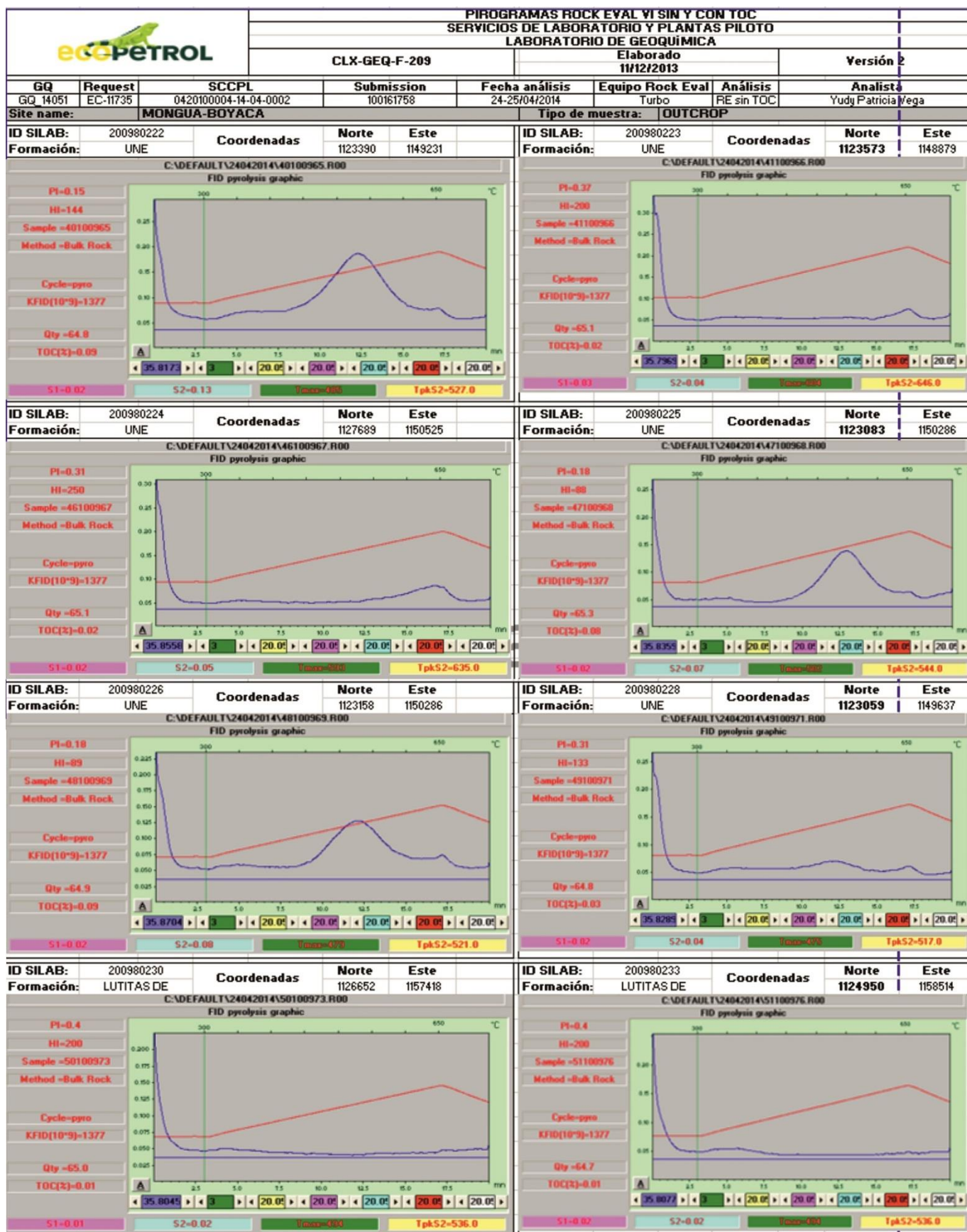
Fecha rece: #####	SCCPL: 042010004-14-04-000	Interno: <input checked="" type="checkbox"/>	Externo: <input type="checkbox"/>
Fecha análi: #####	Submission: 100161758	Centro de costos: VEZ T-ICI-11004	
Analizó: Andres Olaya (APOB) / Javier Gomez (JG)	Número de muestras: 51	Orden de trabajo: 0420100004	
Cliente: Freddy Mauricio Niño Rodriguez	E-Mail: freddy.nino@ecopetrol.com	Tel: 6847105	

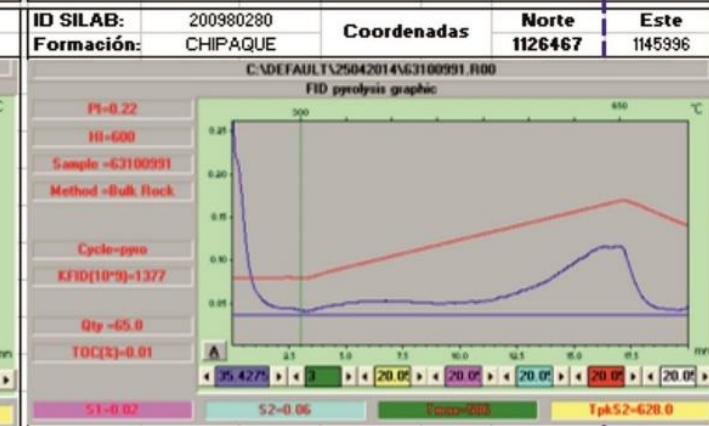
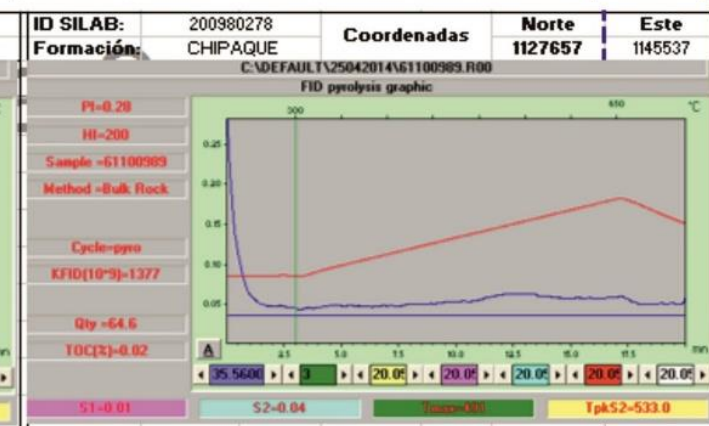
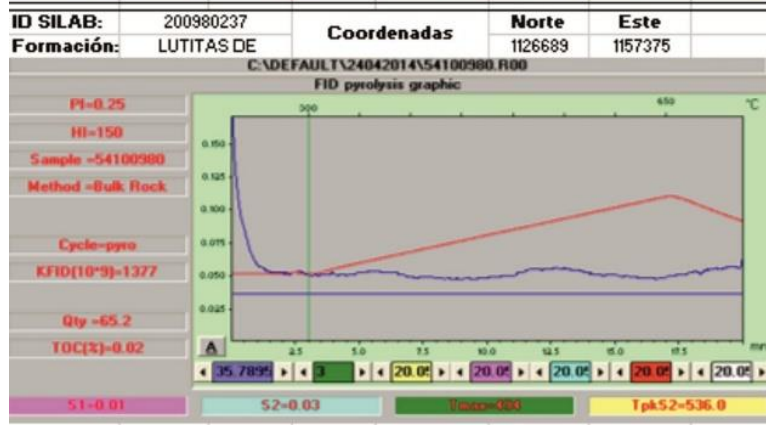
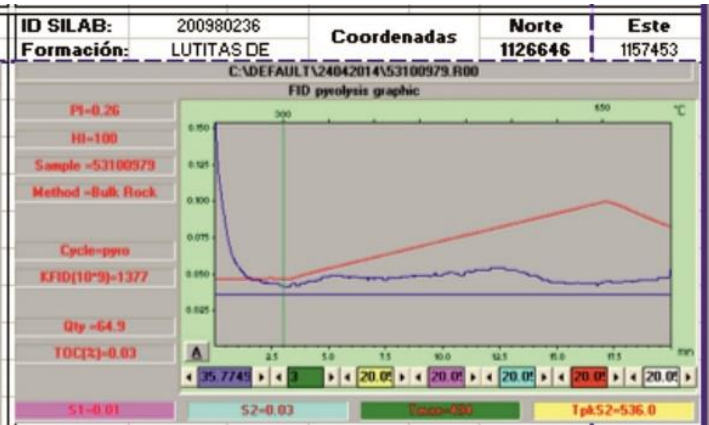
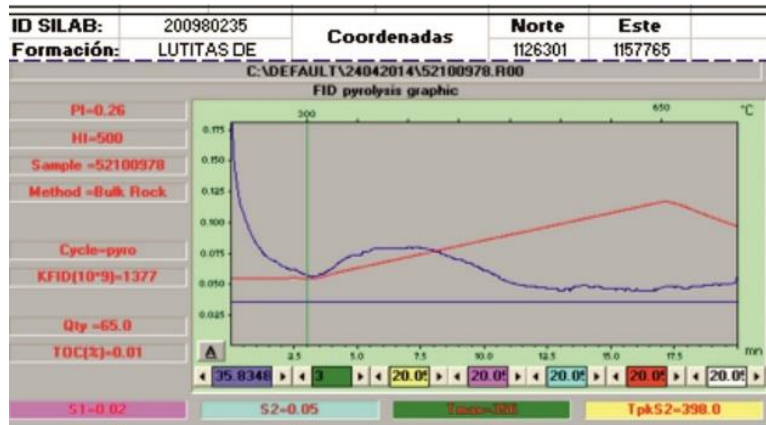
14051	Site name:	Site name		Cuenca: COR		Coordenadas	N: 0	E: 0	
ID SILAB	ID Campo	Tipo de Muestra	Tipo de preparación	Coordenadas		Formación	TOC (%Wt)	RI (%Wt)	Observaciones
				Norte	Este				
200980273	CHI-01	OUTCROP	Core/Aflora	1128077	1144210	CHIPAQUE	0,103	98,677	
200980274	CHI-02	OUTCROP	Core/Aflora	1127864	1144132	CHIPAQUE	0,067	70,864	
200980275	CHI-03	OUTCROP	Core/Aflora	1127681	1145510	CHIPAQUE	0,093	94,540	
200980276	CHI-04	OUTCROP	Core/Aflora	1127569	1145565	CHIPAQUE	0,422	94,747	Promedio
200980277	CHI-05	OUTCROP	Core/Aflora	1127615	1145553	CHIPAQUE	0,464	92,828	
200980278	CHI-06	OUTCROP	Core/Aflora	1127657	1145537	CHIPAQUE	0,588	97,196	
200980279	CHI-07	OUTCROP	Core/Aflora	1127399	1145633	CHIPAQUE	0,626	98,380	
200980280	CHI-08	OUTCROP	Core/Aflora	1126467	1145996	CHIPAQUE	0,958	96,980	
200980281	CHI-09	OUTCROP	Core/Aflora	1126604	1146561	CHIPAQUE	1,044	97,261	
200980282	CHI-10	OUTCROP	Core/Aflora	1126853	1146748	CHIPAQUE	0,283	94,283	
200980283	CHI-11	OUTCROP	Core/Aflora	1126795	1146767	CHIPAQUE	0,492	94,073	
200980284	CHI-12	OUTCROP	Core/Aflora	1126512	1146782	CHIPAQUE	0,467	93,929	
200980285	CHI-13	OUTCROP	Core/Aflora	1128881	1147435	CHIPAQUE	0,896	95,443	
200980286	CHI-14	OUTCROP	Core/Aflora	1127016	1147403	CHIPAQUE	0,138	95,185	Promedio Reportado
200980287	CHI-15	OUTCROP	Core/Aflora	1127150	1148224	CHIPAQUE	0,579	93,988	Promedio Reportado
200980288	CHI-16	OUTCROP	Core/Aflora	1127540	1149510	CHIPAQUE	0,751	93,755	
200980289	CHI-17	OUTCROP	Core/Aflora	1127806	1149782	CHIPAQUE	1,992	97,350	
200980290	CHI-18	OUTCROP	Core/Aflora	1127280	1149886	CHIPAQUE	1,557	89,151	
200980291	CHI-19	OUTCROP	Core/Aflora	1127357	1149828	CHIPAQUE	2,287	97,230	
200980222	UNE-01	OUTCROP	Core/Aflora	1123390	1149231	UNE	2,741	99,527	
200980223	UNE-02	OUTCROP	Core/Aflora	1123573	1148879	UNE	1,288	99,421	
200980224	UNE-03	OUTCROP	Core/Aflora	1127689	1150525	UNE	0,670	93,897	Promedio Reportado
200980225	UNE-05	OUTCROP	Core/Aflora	1123083	1150286	UNE	3,542	99,349	
200980226	UNE-06	OUTCROP	Core/Aflora	1123158	1150286	UNE	1,768	93,398	
200980227	UNE-07	OUTCROP	Core/Aflora	1123070	1149831	UNE	0,408	98,496	
200980228	UNE-08	OUTCROP	Core/Aflora	1123059	1149637	UNE	1,571	99,147	
200980292	FOM-01	OUTCROP	Core/Aflora	1127122	1184131	FOMEQUE	0,484	93,528	
200980294	FOM-04	OUTCROP	Core/Aflora	1127065	1154382	FOMEQUE	0,369	94,332	
200980295	FOM-05	OUTCROP	Core/Aflora	1127371	1154500	FOMEQUE	0,653	92,799	
200980296	FOM-06	OUTCROP	Core/Aflora	1122403	1150700	FOMEQUE	0,778	52,576	
200980297	FOM-07	OUTCROP	Core/Aflora	1122883	1150905	FOMEQUE	0,979	93,811	Promedio Reportado
200980298	FOM-08	OUTCROP	Core/Aflora	1128738	1151198	FOMEQUE	0,383	90,367	
200980299	FOM-09	OUTCROP	Core/Aflora	1122136	1151170	FOMEQUE	0,534	94,690	
200980300	FOM-10	OUTCROP	Core/Aflora	1122872	1150922	FOMEQUE	0,548	93,917	
200980301	AJU-02	OUTCROP	Core/Aflora	1127358	1155424	ARENISCA DE LAS	0,756	96,664	
200980302	AJU-03	OUTCROP	Core/Aflora	1127293	1155824	ARENISCA DE LAS	0,851	95,361	
200980303	AJU-04	OUTCROP	Core/Aflora	1127309	1156359	ARENISCA DE LAS	0,732	96,735	
200980229	MAC-01	OUTCROP	Core/Aflora	1126652	1157418	LUITAS DE	0,316	97,477	
200980230	MAC-02	OUTCROP	Core/Aflora	1126652	1157418	LUITAS DE	1,242	96,142	
200980231	MAC-03	OUTCROP	Core/Aflora	1127249	1156646	LUITAS DE	0,319	98,244	
200980232	MAC-04	OUTCROP	Core/Aflora	1124676	1158887	LUITAS DE	0,246	96,860	
200980233	MAC-05	OUTCROP	Core/Aflora	1124950	1158514	LUITAS DE	0,543	95,581	
200980234	MAC-06	OUTCROP	Core/Aflora	1125907	1158106	LUITAS DE	0,234	97,152	Promedio Reportado
200980235	MAC-07	OUTCROP	Core/Aflora	1126301	1157765	LUITAS DE	0,688	96,072	
200980236	MAC-08	OUTCROP	Core/Aflora	1126646	1157453	LUITAS DE	1,735	99,601	
200980237	MAC-09	OUTCROP	Core/Aflora	1126689	1157375	LUITAS DE	0,773	96,845	
200980238	MAC-10	OUTCROP	Core/Aflora	1126787	1157189	LUITAS DE	0,762	96,464	
200980239	MAC-11	OUTCROP	Core/Aflora	1126791	1157186	LUITAS DE	0,777	96,470	
200980240	MAC-12	OUTCROP	Core/Aflora	1127242	1156729	LUITAS DE	0,113	95,116	

ANEXO E. Tabla de resultados obtenidos de la pirólisis Rock-Eval para las 32 muestras que arrojaron un COT>0.5%wt.

		REPORTE DE RESULTADOS PIRÓLISIS ROCK EVAL VI SIN Y CON TOC SERVICIOS DE LABORATORIO Y PLANTAS PILOTO LABORATORIO DE GEOQUÍMICA													Versión 8				
		CLX-GEQ-F-039						Elaborado 11/12/2013											
		ID SILAB		ID Campo	Nombre de muestra	Formación	Formación	Formación	Formación	Formación	Formación	Formación	Formación	Formación			Formación	Formación	Formación
Fecha recepción: 21/03/2014						SCCPL: 0420100004-14-04-0002						Interno: <input checked="" type="checkbox"/>		Externo: <input type="checkbox"/>					
Fecha análisis: 24-25/04/2014						Submission: 100161758						Centro de costos: VEZ T-ICI-11004							
Analizó: Yudy Patricia Vega Sánchez						31						Orden de trabajo: 0420100004		Archivo TOC:					
Cliente: Freddy Mauricio Niño Rodríguez						E-Mail: freddy.nino@ecopetrol.com.co						Tel: 47105		C:\Documents and Settings\c9125					
GQ_1405 1		Site name: Mongua Boyaca										Cuenca: COR			Coordenadas			N: 0	E: 0
ID SILAB	ID Campo	Nombre de muestra	Formación	Coordenadas		Formación	C-LECO(%wt)	TMAX(°C)	S1	S2	S3	HI	OI	PI	COT(%) * 10	Pirogramas	Observaciones		
				Norte	Este														
200980278	CHI-06	OUTCROP	FORMAL/WBI	1127657	1145537	CHIPAQUE	0,588	491	0,01	0,04	0,35	7	60	0,20	1,70				
200980279	CHI-07	OUTCROP	FORMAL/WBI	1127399	1145633	CHIPAQUE	0,626	496	0,02	0,04	0,29	6	46	0,33	3,19				
200980280	CHI-08	OUTCROP	FORMAL/WBI	1126467	1145996	CHIPAQUE	0,958	586	0,02	0,06	0,12	6	13	0,25	2,09				
200980281	CHI-09	OUTCROP	FORMAL/WBI	1126604	1146561	CHIPAQUE	1,044	602	0,02	0,05	0,20	5	19	0,29	1,92				
200980285	CHI-13	OUTCROP	FORMAL/WBI	1128881	1147435	CHIPAQUE	0,896	504	0,04	0,12	0,28	13	31	0,25	4,46				
200980287	CHI-15	OUTCROP	FORMAL/WBI	1127150	1148224	CHIPAQUE	0,579	500	0,02	0,10	0,28	17	48	0,17	3,45				
200980288	CHI-16	OUTCROP	FORMAL/WBI	1127540	1149510	CHIPAQUE	0,751	586	0,01	0,04	0,25	5	33	0,20	1,33				
200980289	CHI-17	OUTCROP	FORMAL/WBI	1127806	1149782	CHIPAQUE	1,992	563	0,02	0,245	0,215	12	11	0,08	1,00				
200980290	CHI-18	OUTCROP	FORMAL/WBI	1127280	1149886	CHIPAQUE	1,557	589	0,02	0,16	0,16	10	10	0,11	1,28				
200980291	CHI-19	OUTCROP	FORMAL/WBI	1127357	1149828	CHIPAQUE	2,287	528	0,02	0,22	0,09	10	4	0,08	0,87				
200980222	UNE-01	OUTCROP	FORMAL/WBI	1123390	1149231	UNE	2,741	485	0,02	0,13	1,69	5	62	0,13	0,73				
200980223	UNE-02	OUTCROP	FORMAL/WBI	1123573	1148879	UNE	1,288	549	0,03	0,05	0,20	3	15	0,36	1,94				
200980224	UNE-03	OUTCROP	FORMAL/WBI	1127689	1150525	UNE	0,670	593	0,02	0,05	0,21	7	31	0,29	2,99				
200980225	UNE-05	OUTCROP	FORMAL/WBI	1123083	1150286	UNE	3,542	502	0,02	0,07	1,58	2	45	0,22	0,56				
200980226	UNE-06	OUTCROP	FORMAL/WBI	1123158	1150286	UNE	1,768	479	0,02	0,08	1,84	5	104	0,20	1,13				
200980228	UNE-08	OUTCROP	FORMAL/WBI	1123059	1149637	UNE	1,571	475	0,02	0,04	0,53	3	34	0,33	1,27				
200980295	FOM-05	OUTCROP	FORMAL/WBI	1127371	1154500	FOMEQUE	0,653	494	0,01	0,02	0,44	3	67	0,33	1,53				
200980296	FOM-06	OUTCROP	FORMAL/WBI	1122403	1150700	FOMEQUE	0,778	494	0,02	0,04	0,19	5	24	0,33	2,57				
200980297	FOM-07	OUTCROP	FORMAL/WBI	1122883	1150905	FOMEQUE	0,979	494	0,02	0,05	0,87	5	89	0,29	2,04				
200980299	FOM-09	OUTCROP	FORMAL/WBI	1122136	1151170	FOMEQUE	0,534	494	0,01	0,02	0,49	4	92	0,33	1,87				
200980300	FOM-10	OUTCROP	FORMAL/WBI	1122872	1150922	FOMEQUE	0,548	494	0,01	0,02	0,24	4	44	0,33	1,82				
200980301	AJU-02	OUTCROP	FORMAL/WBI	1127358	1155424	ARENISCA DE LAS JUNTAS	0,756	495	0,01	0,03	0,13	4	17	0,25	1,32				
200980302	AJU-03	OUTCROP	FORMAL/WBI	1127293	1155824	ARENISCA DE LAS JUNTAS	0,851	493,5	0,01	0,015	0,13	2	15	0,40	1,18				
200980303	AJU-04	OUTCROP	FORMAL/WBI	1127309	1156359	ARENISCA DE LAS JUNTAS	0,732	492,5	0,02	0,025	0,205	3	28	0,44	2,73				
200980230	MAC-02	OUTCROP	FORMAL/WBI	1126652	1157418	LUTITAS DE MACANAL	1,242	494	0,01	0,02	0,19	2	15	0,33	0,81				
200980233	MAC-05	OUTCROP	FORMAL/WBI	1124950	1158514	LUTITAS DE MACANAL	0,543	494	0,02	0,02	0,28	4	52	0,50	3,68				
200980235	MAC-07	OUTCROP	FORMAL/WBI	1126301	1157765	LUTITAS DE MACANAL	0,688	356	0,02	0,05	0,13	7	19	0,29	2,91				
200980236	MAC-08	OUTCROP	FORMAL/WBI	1126646	1157453	LUTITAS DE MACANAL	1,735	494	0,01	0,03	0,59	2	34	0,25	0,58				
200980237	MAC-09	OUTCROP	FORMAL/WBI	1126689	1157375	LUTITAS DE MACANAL	0,773	494	0,01	0,03	0,34	4	44	0,25	1,29				
200980238	MAC-10	OUTCROP	FORMAL/WBI	1126787	1157189	LUTITAS DE MACANAL	0,762	317	0,02	0,03	0,10	3	12	0,38	1,97				
200980239	MAC-11	OUTCROP	FORMAL/WBI	1126791	1157186	LUTITAS DE MACANAL	0,777	311	0,01	0,03	0,10	4	13	0,25	1,29				

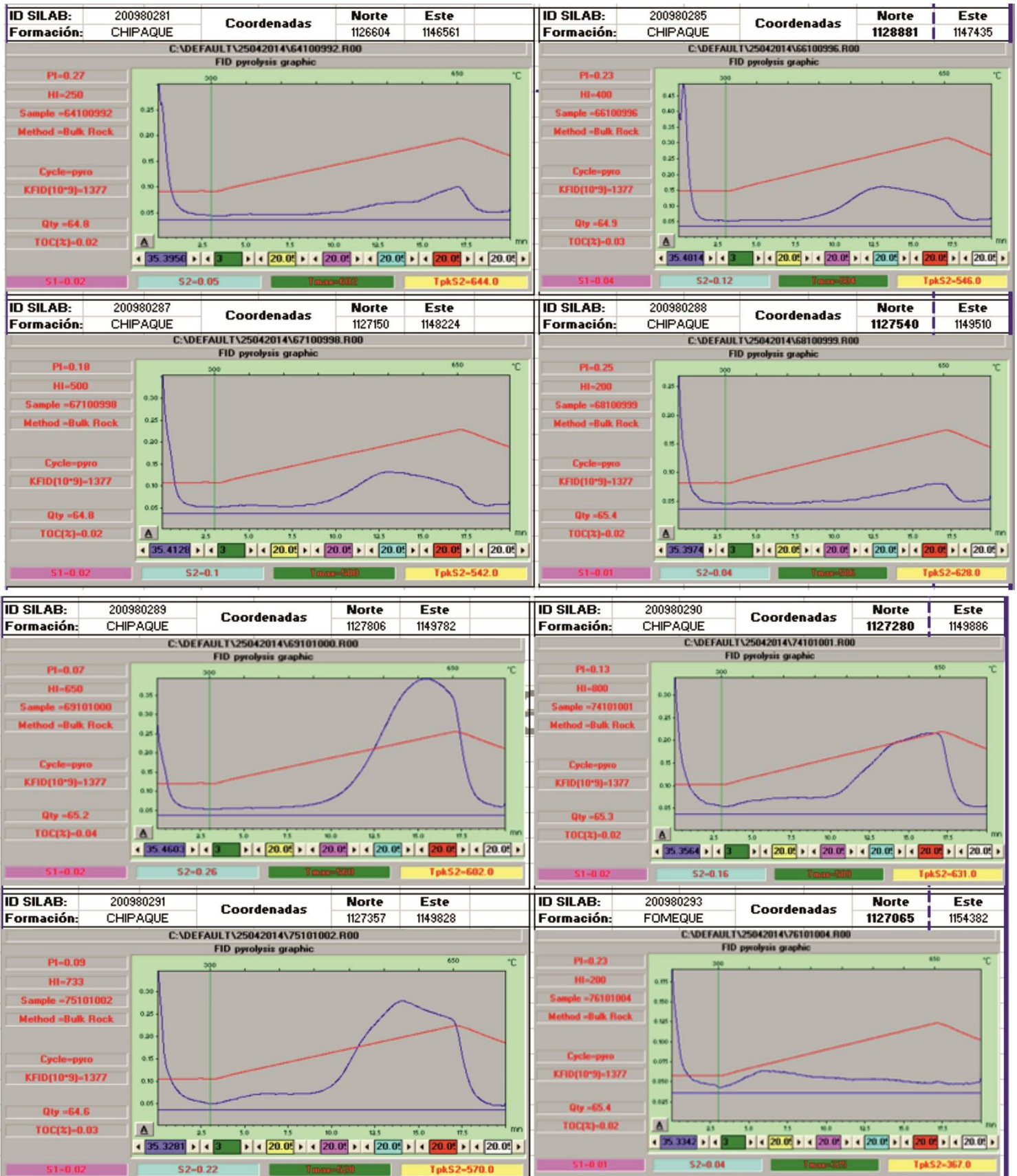
ANEXO F. Pirogramas de las 32 muestras tratadas con la pirolisis Rock-Eval.





ID SILAB: 200980295	Coordenadas	Norte 1127371	Este 1154500	ID SILAB: 200980296	Coordenadas	Norte 1122403	Este 1150700
Formación: FOMEQUE				Formación: FOMEQUE			
<p>C:\DEFAULT\25042014\77101006.R00 FID pyrolysis graphic</p> <p>PI=0.31 HI=100 Sample =77101006 Method =Bulk Rock</p> <p>Cycle=ppro KFID(10^9)=1377</p> <p>Qty =65.3 TOC(%)=0.02</p> <p>S1=0.01 S2=0.02 Tmax=494 TpkS2=536.0</p>				<p>C:\DEFAULT\25042014\78101007.R00 FID pyrolysis graphic</p> <p>PI=0.29 HI=400 Sample =78101007 Method =Bulk Rock</p> <p>Cycle=ppro KFID(10^9)=1377</p> <p>Qty =64.8 TOC(%)=0.01</p> <p>S1=0.02 S2=0.04 Tmax=494 TpkS2=536.0</p>			
ID SILAB: 200980297	Coordenadas	Norte 1122883	Este 1150905	ID SILAB: 200980299	Coordenadas	Norte 1122136	Este 1151170
Formación: FOMEQUE				Formación: FOMEQUE			
<p>C:\DEFAULT\25042014\79101008.R00 FID pyrolysis graphic</p> <p>PI=0.27 HI=125 Sample =79101008 Method =Bulk Rock</p> <p>Cycle=ppro KFID(10^9)=1377</p> <p>Qty =64.9 TOC(%)=0.04</p> <p>S1=0.02 S2=0.05 Tmax=494 TpkS2=536.0</p>				<p>C:\DEFAULT\25042014\80101010.R00 FID pyrolysis graphic</p> <p>PI=0.39 HI=100 Sample =80101010 Method =Bulk Rock</p> <p>Cycle=ppro KFID(10^9)=1377</p> <p>Qty =64.8 TOC(%)=0.02</p> <p>S1=0.01 S2=0.02 Tmax=494 TpkS2=536.0</p>			
ID SILAB: 200980300	Coordenadas	Norte 1122872	Este 1150922	ID SILAB: 200980301	Coordenadas	Norte 1127358	Este 1155424
Formación: FOMEQUE				Formación: ARENISCA DE LAS			
<p>C:\DEFAULT\25042014\81101011.R00 FID pyrolysis graphic</p> <p>PI=0.39 HI=200 Sample =81101011 Method =Bulk Rock</p> <p>Cycle=ppro KFID(10^9)=1377</p> <p>Qty =64.7 TOC(%)=0.01</p> <p>S1=0.01 S2=0.02 Tmax=494 TpkS2=536.0</p>				<p>C:\DEFAULT\25042014\82101012.R00 FID pyrolysis graphic</p> <p>PI=0.27 HI=300 Sample =82101012 Method =Bulk Rock</p> <p>Cycle=ppro KFID(10^9)=1377</p> <p>Qty =65.0 TOC(%)=0.01</p> <p>S1=0.01 S2=0.03 Tmax=494 TpkS2=537.0</p>			
ID SILAB: 200980302	Coordenadas	Norte 1127293	Este 1155824	ID SILAB: 200980303	Coordenadas	Norte 1127309	Este 1156359
Formación: ARENISCA DE LAS				Formación: ARENISCA DE LAS			
<p>C:\DEFAULT\25042014\83101013.R00 FID pyrolysis graphic</p> <p>PI=0.41 HI=100 Sample =83101013 Method =Bulk Rock</p> <p>Cycle=ppro KFID(10^9)=1377</p> <p>Qty =65.2 TOC(%)=0.01</p> <p>S1=0.01 S2=0.01 Tmax=494 TpkS2=536.0</p>				<p>C:\DEFAULT\03052014\06101014.R00 FID pyrolysis graphic</p> <p>PI=0.35 HI=150 Sample =06101014 Method =Bulk Rock</p> <p>Cycle=ppro KFID(10^9)=1377</p> <p>Qty =65.3 TOC(%)=0.02</p> <p>S1=0.02 S2=0.03 Tmax=494 TpkS2=535.0</p>			

Maria del Rosario Sanchez
Líder Laboratorio de Geoquímica



ANEXO G. Resultados del análisis visual del kerógeno. Grupos de la materia orgánica MOA, palinomorfos y fitoclastos.

RESULTADOS DEL ANALISIS VISUAL DEL KERÓGENO REALIZADOS POR EL LABORATORIO DE GEOQUIMICA DE WEATHERFORD, EE.UU																
MUESTRAS DATOS AVK					Liptinite (%)				Vitrinite (%)	Inertinite (%)	Solid Bitumen (%)	Liptinite Fluores (%)	Oilprone (%)	Gas Prone (%)	Pollen/Sporeres	TAI (staplin 1969)
#	ID Silab	ID	Muestra	Ro (%)	Alginite	AOM (%)		OtherLiptinite (%)								
						Fluorescente	No Fluorescent									
1	200980280	3403700950	CHI-08	1,61	0	0	40	0	7	3	50	0	0	47	sporadic	3
2	200980281	3403700952	CHI-09	1,67	0	0	55	0	10	5	30	0	0	65	sporadic	3
3	200980285	3403700954	CHI-13	1,35	0	0	17	0	2	1	80	0	0	19	sporadic	3
4	200980289	3403700956	CHI-17	1,48	0	0	70	0	6	4	20	0	0	76	sporadic	3
5	200980290	3403700958	CHI-18	1,45	0	0	80	0	1	1	18	0	0	81	sporadic	3
6	200980291	3403700960	CHI-19	1,36	0	0	80	0	3	2	15	0	0	83	sporadic	3
7	200980222	3403700938	UNE-01	1,16	0	0	50	0	10	35	5	0	0	60	sporadic	3
8	200980223	3403700940	UNE-02	1,78	0	0	55	0	5	25	15	0	0	60	common	3
9	200980225	3403700942	UNE-05	1,4	0	0	50	0	5	35	10	0	0	55	sporadic	3
10	200980226	3403700944	UNE-06	1,47	0	0	70	0	5	15	10	0	0	75	sporadic	3,3
11	200980295	3403700962	FOM-05	2,45	0	0	75	0	5	15	5	0	0	80	sporadic	3,3
12	200980296	3403700964	FOM-06	2,49	0	0	60	0	2	8	30	0	0	62	sporadic	3,7
13	200980297	3403700966	FOM-07	2,42	0	0	80	0	trace	5	15	0	0	80	sporadic	3,3
14	200980301	3403700968	AJU-02	3,57	0	0	60	0	5	20	15	0	0	65	sporadic	3,7
15	200980302	3403700970	AJU-03	3,54	0	0	65	0	5	15	15	0	0	70	sporadic	3,7
16	200980303	3403700972	AJU-04	3,45	0	0	88	0	trace	2	10	0	0	88	sporadic	3,3
17	200980230	3403700946	MAC-02	2,81	0	0	45	0	10	40	5	0	0	55	absent	3,3
18	200980236	3403700948	MAC-08	2,49	0	0	45	0	10	40	5	0	0	55	Absent	3,3

ANEXO I. Resultados de los análisis geoquímicos y palinofacies de la Formación Chipaque en la sección Quebrada Vara Santa. Tomado de **Blanco(2012)**.

ID	COT %wt	IH (mgHC/gCOT)	MOA	PALINOMORFOS	FITOCLASTOS
164-271	0.70	88	31	35	434
165-268	0.59	44	48	47	405
162-260	0.82	49	114	13	373
160-256	0.79	57	75	95	330
154-236	0.76	60	35	83	383
150-228	0.46	55	208	85	207
146-226	0.62	100	300	24	178
141-224	0.93	167	208	91	201
136-215	0.63	122	348	36	116
120-205	0.50	28	378	3	119
115-194	0.61	44	166	80	254
113-192	0.54	47	73	26	401
111-190	0.57	37	101	91	308
107-185	0.57	97	327	43	130
105-155	0.59	83	55	71	378
104-152	0.83	82	127	16	357
103-149	0.64	99	61	51	388
102-148	0.63	68	215	25	260
100-140	0.58	97	215	48	237
098-138	0.65	152	212	27	261
092-128	0.80	147	296	67	137
088-120	0.56	121	236	11	253
095-116	0.99	144	247	85	168
086-108	0.66	152	291	18	191
085-107	0.79	118	204	53	243
081-103	0.70	73	302	49	149
079-101	0.50	108	278	9	213
077-100	0.69	78	53	79	368
070-93	1.68	168	48	33	419
067-91	1.41	108	28	59	413
064-88	1.51	107	22	16	462
060-83	1.60	114	33	22	445
054-79	2.13	296	42	31	427
049-75	1.88	232	52	54	394
047-73	2.38	396	247	69	184
043-66	99	291	43	45	412
038-59	2.02	253	41	38	421
035-56	3.39	319	28	56	416

031-52	2.07	246	24	154	322
028-49	3.00	279	83	36	381
025-47	1.95	133	38	132	321
024-42	3.64	347	45	91	364
022-40	1.87	120	55	143	312
019-35	3.08	575	115	9	376
016-33	5.37	520	225	32	243
012-22	4.01	297	67	112	321
007-16	6.75	325	42	70	388

ANEXO J. Columna estratigráfica del pseudopozo diseñado para el modelamiento geoquímico 1D.

COLUMNA GENERALIZADA SECCIÓN MONGUA-SISMOSÁ

LOCALIZACIÓN: Sindinal de Piña (Páramo de San Ignacio), Boyacá.
 PLANCHA: 172

ESCALA: 1:100

FECHA: 20 - 03 - 2014

AUTORES
 Maríam Lzeth Ruiz Blanco
 Juan Carlos Motta Gómez

Copyright 2009 INGEOMINAS

EDAD	UNIDAD	DATO ESTRUCTURAL	ESPESESOR # FORMACIONES	TEXTURA, CONTACTOS, FORMAS DE ESTRATOS, ESTRUCTURAS INTERNAS, FOSILES	RASGOS TEXTURALES	COMPOSICIÓN	MADUREZ Selección redondez	Muestra	Relación Vitrina (R/V)	Espesor Acumulado	DESCRIPCIÓN COMPLEMENTARIA: disposición y orientación de fósiles, acumulaciones biológicas, físicas o químicas; dibujo de macrofósiles, indicadores de meteorización contemporánea (handgrounds, paleosuelos, etc.)
	F. P. CONCENTRACION		625 Metros						0,38%	615 Metros	arenisca de grano medio a grueso, con lentes de conglomerados de cuarzo, gris clara a blanca, en capas muy gruesas arcillolitas grises oscuras y rojizas 'por meteorización, con intercalación hacia la parte media de arenisca conglomerática de cuarzo, gris clara, arenisca conglomerática de cuarzo, subredondeada, gris clara.
	F. PICACHO		346 Metros							965 Metros	arenisca de grano medio a grueso, con lentes de conglomerados de cuarzo, gris clara a blanca, en capas muy gruesas arcillolitas grises claras arcillolitas grises oscuras y rojizas 'por meteorización, con intercalación hacia la parte media de arenisca conglomerática de cuarzo, gris clara, arenisca conglomerática de cuarzo, subredondeada, gris clara. arenisca de cuarzo, grano medio a grueso, con lentes de conglomerados de cuarzo, blanca, friable, cemento silíceo en capas muy gruesas arcillolita amarillentas y rojizas arcillolitas grises oscuras con tonalidades amarillentas y rojizas por meteorización principalmente hacia la parte superior arenisca fina amarillenta friable, matriz arcillosa, en capas muy gruesas alternancia de areniscas finas, gris arcillosas, en capas delgadas y medias y arcillosas grises claras arcillolitas grises oscuras con intercalaciones de areniscas arenita de cuarzo, grano medio a grueso, amarillento, cemento silíceo friable en capas medias arcillolitas grises verdosas en la base arena fina, gris amarillenta, matriz arcillosa arcillolitas grises a oscuras, con una intercalación de areniscas de cuarzo grano fino, gris clara, cemento silíceo en capas delgadas arenisca de cuarzo, de grano medio, pardo rojizo, cemento silíceo, en capas muy gruesas
	F. ARCILLAS DE SOCHA S		331 Metros						0,42%	1292 Metros	arenita de cuarzo, grano medio a grueso, amarillento, cemento silíceo friable en capas medias arcillolitas grises verdosas en la base arena fina, gris amarillenta, matriz arcillosa arcillolitas grises a oscuras, con una intercalación de areniscas de cuarzo grano fino, gris clara, cemento silíceo en capas delgadas arenisca de cuarzo, de grano medio, pardo rojizo, cemento silíceo, en capas muy gruesas
	F. ARENSCA SOCHA I		269 Metros							1461 Metros	arenita de cuarzo, grano medio a grueso, amarillento, cemento silíceo friable en capas medias arcillolitas grises claras y rojizas arenisca de cuarzo, grano fino, amarillenta y rojiza, matriz arcillosa en capas medias a gruesas arenisca de cuarzo, grano medio, blanca y gris amarillenta, cemento silíceo, friable, en capas delgadas, medias hacia la parte superior y muy gruesas en el mayor parte de la secuencia Arenisca de cuarzo, grano medio, subredondeado, gris pardo, cemento silíceo, en capas medias, gruesas y muy gruesas cuneliformes. arenisca de cuarzo, grano fino, amarillenta y rojiza, matriz arcillosa en capas medias a gruesas
	F. GUADUAS		481 Metros						0,46%	2052 Metros	arcillolitas gris oscuras a negras, en parte carbonosas. arcillolitas gris clara y oscuras, bastante carbonosas en la base, arenisca de grano fino, amarillenta y rojiza, matriz arcillosa hacia la parte media una capa de arcillolitas arcillas grises claras con delgadas con intercalaciones de limolitas. arenita de cuarzo, grano fino, gris clara, cemento silíceo en capas medias, arcillas grises a claras. arenisca de cuarzo grano fino a grueso, color gris caro a gris oscuro, en estratos medios a gruesos, estratificación plano-paralela a ondulosa, niveles con mica y glauconita, con intercalaciones de lodolitas
	F. GUADALUPE	A TIERRA PINOS LABOR	521 Metros							2373 Metros	shales grises a oscuras fisiles con intercalaciones de arenitas de cuarzo de grano fino, en manto silíceo y ferroginoso, atriz arcillosa en capas delgadas y calizas grises oscuras en capas delgadas arenisca de cuarzo, grano fino, cemento silíceo, en capas medias a gruesas limolitas silíceas arenisca de cuarzo, grano fino, gris clara en capas medias a gruesas Lodolitas fisiles oscuras limolitas silíceas con intercalaciones de shales oscuros
	F. CHIPIQUE		1330 Metros							3003 Metros	Alternancia de areniscas de grano medio a fino con shales micáceos de color negro expuestos en capas delgadas y muy fisiles. Corresponde al contacto de la Formación Duras y Pieners con la Formación Chipique Shales Grises con bajo contenido de mica moscovita, es de aspecto muy fisil y está expuesta en capas con laminación plano-paralela, alternada con capas de arenisca con tamaño de grano medio a fino y estructura masiva Compuesto de shales grisáceos con partición concorde, presenta laminación plano-paralela; alternada con lutitas grisáceas de partición concorde. arenisca de grano medio a fino, con bajo grado de bioturbación y con estratificación plano-paralela con un espesor de aproximadamente 2.5 metros. Alternancia de lodolitas altamente fisiles alternadas con capas de arenisca blanca de grano medio a fino Shales negros micáceos muy fisiles, expuestos con laminación plano-paralela, alternado con capas de arenisca de grano medio a fino con gran contenido de mica moscovita Arenisca gris clara de grano fino a muy fino de estructura masiva expuestas en capas de 2 metros aproximadamente alternada con niveles de shales micáceos de poco espesor con alta fisilidad
	F. LINE		753 Metros							4236 Metros	Shales negros micáceos con fisilidad alta, expuestos con laminación plano-paralela alternados con capas de 1.5 metros aproximadamente Shales negros micáceos, dispuestos en capas con laminación ondulosa y altamente fisiles Shales negros micáceos con alto contenido de materia orgánica dispuestos en capas con laminación ondulosa y altamente fisiles
	F. FONEQUE		980 Metros							4862 Metros	areniscas micáceas de grano medio a fino alternada con limolitas clásticas de color azuloso con laminación ondulosa arenisca de grano fino a muy fino, con estructura masiva, con un espesor mayor a 2 metros infrayacida por capas de shales negros micáceos sin laminación capas de arenisca micácea de grano fino a muy fino de poco espesor, alternado con niveles de shales negros micáceos con laminación plano-paralela de poco espesor shales negros con material carbonoso, altamente fisiles con laminación plano-paralela, alternado con capas de arenisca cuarzo-micácea de grano medio a fino shales grisáceos con gran contenido de mica moscovita, muy fisiles y con laminación plano-paralela, alternados con capas de arenisca gris de grano medio a fino con estructura masiva
	F. ARENSAS LAS JUNTAS		900 Metros							5547 Metros	arenisca de grano medio a fino con estructura masiva, alternada con shales micáceos foliados arenisca negra de grano medio a fino con alternancia de shales grisáceos con gran contenido de mica, expuestos con laminación plano-paralela shales micáceos sin laminación con estructuras de conchillas cuyo material ha sido reemplazado, alternado con capas de arenisca de grano medio a fino con estructura masiva lodolitas micáceas limosas muy consolidadas areniscas de grano medio a fino con contenido de mica moscovita, infrayacida y suprayacida por lodolitas micáceas
	F. LUTITAS DE MACANAL		2100 Metros							7645 Metros	lodolitas micáceas de color gris claro con alternancia de areniscas de grano medio a fino con estructura masiva y de poco espesor Shales grises con laminación plano-paralela alternados con areniscas de grano medio a fino con estructura masiva y shales negros micáceos shales negros micáceos con laminación plano-paralela

CONVENCIONES

Arenisca
 Lodolitas
 Shale
 Laminación Plano-Paralela
 Laminación Ondulosa

