

CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA Y PETROFÍSICA DE LA FORMACIÓN PAJA  
EN LA SECCIÓN GUANE – BARICHARA DEPARTAMENTO DE SANTANDER

JUAN PABLO ARANGO PAÚL  
OSCAR ANDRES CASTRO VALDERRAMA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGÍA  
BUCARAMANGA

2015

CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA Y PETROFÍSICA DE LA FORMACIÓN PAJA  
EN LA SECCIÓN GUANE – BARICHARA DEPARTAMENTO DE SANTANDER

JUAN PABLO ARANGO PAÚL  
OSCAR ANDRES CASTRO VALDERRAMA

Trabajo De Grado Como Requisito Para Optar El Titulo De  
GEÓLOGO

Director  
MARIO GARCÍA GONZÁLEZ  
GEÓLOGO, Ph.D.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGÍA  
BUCARAMANGA  
2015

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, gracias por la vida, las oportunidades y los retos.

Al motor de mi vida, mis padres, Mercedes Paúl y Pablo Arango. Gracias infinitas por TODO, gracias por ser el mejor ejemplo de tenacidad y perseverancia a seguir. Gracias por creer en mi.

A mi familia... abuelas, tías, tíos, primas y primos. Gracias por el apoyo incondicional y los consejos brindados. Gracias por estar siempre ahí.

A mi compañero de proyecto, mis amigos y futuros colegas, compañeros de vida y de momentos especiales. Gracias por compartir el camino.

Al profesor Mario García, a la Escuela de Geología y a la Universidad Industrial de Santander, por hacer parte de mi formación como profesional.

***Juan Pablo***

## **AGRADECIMIENTOS**

El desarrollo del presente trabajo se lo debo inicialmente a Dios, mis padres, mis abuelos, mi novia y mi familia en general, quienes han demostrado su apoyo incondicional en todos los aspectos.

Agradezco igualmente, a mi compañero de proyecto, quien mostro excelente disposición a la hora de afrontar este compromiso, a mis amigos de carrera quienes también se han mostrado en disposición ante inquietudes y acompañamiento.

Gracias al ingeniero de petróleos José Gonzalo Pabón Vera quien estuvo a cargo de los equipos petrofísicos, e igualmente gracias al profesor y director de este proyecto PhD. Mario García quien estuvo a cargo de los resultados en el laboratorio de geoquímica de la UIS.

De manera general un gran agradecimiento a la Universidad Industrial de Santander la cual ha hecho posible el desarrollo de proyectos de investigación como este.

***Oscar Andrés***

## TABLA DE CONTENIDO

	pag.
INTRODUCCIÓN	20
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	22
2. JUSTIFICACIÓN	23
3. OBJETIVOS	24
3.1 OBJETIVO GENERAL	24
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	24
4. GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO	28
4.1 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	25
4.2 EVOLUCIÓN TECTÓNICA Y GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	27
4.2.1 Evolución Tectónica	27
4.2.2 Geología Estructural	28
5. MARCO TEÓRICO	30

5.1 MATERIA ORGÁNICA	30
5.2 MADURACIÓN DE LA MATERIA ORGÁNICA	31
5.3 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	33
5.3.1 Yacimientos Tipo Shale Gas	33
5.3.2 Yacimientos Tipo Tight Gas	37
6. MARCO METODOLÓGICO	39
6.1 FASE DE CONSULTA BIBLIOGRÁFICA	39
6.2 FASE DE TRABAJO DE CAMPO	39
6.3 FASE DE ANÁLISIS GEOQUÍMICOS Y PETROFÍSICOS	40
6.4 FASE DE RESULTADOS E INFORME FINAL	41
7. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LABORATORIO	42
7.1 ANÁLISIS GEOQUÍMICOS	42
7.1.1 Carbono Orgánico Total (TOC)	42
7.1.2 Pirólisis Rock Eval	43
7.2 ANÁLISIS PETROFÍSICOS	46

7.2.1 Porosidad	46
7.2.2 Permeabilidad	48
8. RESULTADOS	51
8.1 CARACTERIZACIÓN ESTRATIGRÁFICA FORMACIÓN PAJA	51
8.2 CARBONO ORGÁNICO TOTAL (%TOC) FORMACIÓN PAJA	60
8.3 PIRÓLISIS ROCK EVAL FORMACIÓN PAJA	61
8.4 POROSIDAD EFECTIVA FORMACIÓN PAJA	61
8.5 PERMEABILIDAD EFECTIVA FORMACIÓN PAJA	62
9. ANÁLISIS DE RESULTADOS	63
9.1 AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN	63
9.2 CANTIDAD DE M.O. FORMACIÓN PAJA	65
9.3 MADUREZ TERMAL	67
9.4 TIPO DE KERÓGENO	69
9.5 POTENCIAL ROCA RESERVORIO FORMACIÓN PAJA	71
10. MODELAMIENTO GEOQUÍMICO	75

11. CONCLUSIONES	77
BIBLIOGRAFÍA	80
ANEXOS	85

## LISTA DE FIGURAS

	pag.
Figura 1. Mapa geográfico y geológico del área de estudio.	26
Figura 2. Materia orgánica	30
Figura 3. Modelo de generación de hidrocarburos.	33
Figura 4. Prospectos shale gas (Shale gas prospects).	34
Figura 5. Sistemas no convencionales shale gas (Unconventional shale gas systems).	35
Figura 6. Recursos globales de gas de lutitas	36
Figura 7. Sección delgada típica arenisca reservorio convencional (arriba) vs. Sección delgada típica Tight Gas Sand (abajo).	37
Figura 8. Diagrama general mostrando las diferentes fracciones de la materia orgánica total de las rocas analizadas, los parámetros correspondientes y su registro.	
Figura 9. Ilustración de la porosidad efectiva, no efectiva y porosidad total.	

Figura 10. Permeabilidades de diferentes tipos de roca.	
Figura 11. Columna estratigráfica sección Galán con datos geoquímicos y petrofísicos.	52
Figura 12. Capas de caliza tipo mudstone intercaladas con shale calcáreo.	53
Figura 13. Columna estratigráfica sección Guane con datos geoquímicos y petrofísicos.	54
Figura 14. Concreciones sección Guane.	55
Figura 15. Intercalaciones de shales calcáreos con capas tabulares de caliza tipo mudstone.	55
Figura 16. Shale negro fisil sección Guane.	56
Figura 17. Paraecuencia retrogradacional. Modificado de <i>Vertical stacking of parasequences sets</i> .	57
Figura 18. Parasecuencia progradacional y agradacional. Modificado de <i>Vertical stacking of parasequences sets</i> .	58
Figura 19. Estratigrafía de secuencias y clasificación aloestratigráfica y litoestratigráfica de la Formación Paja en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.	59
Figura 20. Bloque diagrama ilustrando el ambiente deposicional de la Formación Paja.	64

Figura 21. Porcentajes de cantidad del TOC para cada tipo de roca en los dos segmentos estratigráficos estudiados.	75
Figura 22. % TOC Vs. Profundidad (m).	76
Figura 23. Tmax (°C) Vs. Profundidad (m).	76
Figura 24. Diagrama modificado Van Krevelen (OI Vs. HI).	86
Figura 25. Diagrama modificado Estimating Pore Throat Aperture – Aguilera.	
Figura 26. Historia de subsidencia sector aledaño a Barichara. Fuente: Autores del Proyecto.	
Figura 27. Reflectancia de vitrinita obtenida a partir de modelamiento geoquímico – Fm. Paja sector aledaño a Barichara. Fuente: Autores del Proyecto.	

## LISTA DE TABLAS

	pag.
Tabla 1. Grado de Evaluación TOC.	60
Tabla 2. Guía para la Interpretación de los Análisis de Pirólisis Rock Eval.	61
Tabla 3. Resultados Análisis TOC Sección Guane.	62
Tabla 4. Resultados Análisis TOC Sección Galán.	62
Tabla 5. Resultados Análisis Pirolisis Rock – Eval.	69
Tabla 6. Resultados Porosidad Efectiva.	
Tabla 7. Resultados Permeabilidad Efectiva.	
Tabla 8. Calculo equivalencia Tmax - %Ro	

## **LISTA DE ANEXOS**

Anexo A. Columna estratigráfica sección Guane con datos geoquímicos y petrofísicos.

Anexo B. Columna estratigráfica sección Galán con datos geoquímicos y petrofísicos.

Anexo C. Mapa de segmentos estratigráficos

## RESUMEN

**TITULO:** CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA Y PETROFÍSICA DE LA FORMACIÓN PAJA EN LA SECCIÓN GUANE – BARICHARA DEPARTAMENTO DE SANTANDER.\*

**AUTORES:** Juan Pablo Arango Paúl\*\*, Oscar Andres Castro Valderrama\*\*.

**PALABRAS CLAVES:** Formación Paja, Carbono Orgánico Total (TOC), Pirólisis Rock Eval, Porosidad, Permeabilidad, Shale Gas, Tight Gas.

### DESCRIPCIÓN

La Formación Paja en la Sección Guane - Barichara en el departamento de Santander considerada de edad Barremiano Inferior a Aptiano Inferior, consta de lodolitas calcáreas y shales con intercalaciones de calizas y concreciones de carbonatos, y se interpreta como depositada en ambientes marinos someros.

Los resultados de los análisis geoquímicos realizados a determinadas muestras de shale y calizas, arrojaron valores significativamente buenos con respecto a su contenido de materia orgánica, destacándose porcentajes de TOC de hasta 4.5% en algunos shales. Así mismo los resultados obtenidos en el análisis de pirolisis Rock – Eval, revelaron valores de Tmax en su mayoría superiores a los 550 °C lo que permitió establecer que dichas rocas se encuentran sobremaduras termalmente.

Por otro lado, los análisis petrofísicos realizados arrojaron valores de porosidad efectiva que varían entre 3% y 12%, así como valores de permeabilidad efectiva que alcanzan los milidarcys; de esta manera se relacionó dicha información y se estimaron valores de apertura de garganta de poro, obteniéndose en el caso de los shales nanoporos y en las calizas microporos y mesoporos.

Correlacionando toda esta información, se consideró que a pesar de que los shales estudiados podrían presentar un interés promisorio como un yacimiento no convencional tipo shale gas termogénico, ciertas condiciones estructurales así como el muestreo limitado, reducen considerablemente esta posibilidad; mientras que las calizas analizadas en determinados sectores, presentarían un buen potencial como un yacimiento no convencional tipo tight gas.

\*Trabajo de Investigación

\*\*Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Geología. Director Mario García Gonzales, Ph.D.

## **ABSTRACT**

**TITLE:** GEOCHEMICAL AND PETROPHYSICAL CHARACTERIZATION OF THE PAJA FORMATION IN THE GUANE-BARICHARA SECTION, SANTANDER PROVINCE\*.

**AUTHORS:** Juan Pablo Arango Paúl\*\*, Oscar Andres Castro Valderrama\*\*.

**KEY WORDS:** Paja Formation, Total Organic Carbon (TOC), Rock Eval Pyrolysis, Porosity, Permeability, Shale Gas, Tight Gas.

## **DESCRIPTION**

The Paja Formation in the Guane-Barichara Section, Santander province, is considered early Barremian to early Aptian age and comprises calcareous mudstones, shales with limestones intercalations and carbonates concretions, and is interpreted as deposited in shallows marine environments.

The results from the geochemical analysis of some shales and limestone, showed very good values with regard to their organic matter content, highlighting TOC percentages that reach 4.5% in some shales. Likewise, the results obtained from the Rock – Eval pyrolysis revealed Tmax values over 550 °C, which allowed establish that rocks of this sequence are thermally over-mature.

For other hand, the petrophysical analysis showed effective porosity values in a range of 3% and 12%, as well as effective permeability values that reach milidarcy values; in that way the information was correlated and allowed estimate the pore throat aperture, identifying nanopores in the shales and micropores – mesopores in the limestones.

Summarizing this information, it was considered that even though shales from this study have a promising interest as a thermogenic shale gas resource play, some structural conditions and a sparse sampling, reduce this possibility; whereas certain limestones showed a good potential as a tight gas resource play.

\*Research Project

\*Faculty of Physicochemical Engineering. School of Geology. Director Mario García Gonzales, Ph.D.

## INTRODUCCIÓN

Como objeto principal del presente trabajo, se encuentra la caracterización geoquímica y petrofísica de la Formación Paja, localizada a 116 km al sur de la ciudad de Bucaramanga, entre el corregimiento de Guane y el municipio de Barichara, en el departamento de Santander, Colombia.

La presencia de materia orgánica en las rocas correspondientes al cretácico, al igual que las condiciones paleoambientales, dan como indicativo la existencia de ambientes propicios para la generación de hidrocarburos en esta época. Las características litológicas de la Formación Paja y su ubicación cronoestratigráfica apuntan a la posibilidad de generación de hidrocarburos en esta formación.

Se llevaron a cabo respectivos trabajos de campo y oficina, levantando de esta manera, 2 columnas estratigráficas a escala 1:500/1:1000, la primera de ellas ubicada en el corregimiento de Guane y la otra sobre la vía que conduce al municipio de Galán desde el municipio de Barichara. Las muestras recolectadas más representativas fueron sometidas a pruebas geoquímicas y petrofísicas en los respectivos laboratorios de la Universidad Industrial de Santander - Sede Guatiguara. Se practicaron pruebas de TOC para determinar la cantidad de materia orgánica y Pirolisis Rock-Eval para medir la madurez termal y la calidad de la materia orgánica presente en las rocas de esta formación, al igual que pruebas de porosidad y permeabilidad para analizar posibilidades de roca reservorio.

Siguiendo una metodología previamente planteada y trabajando los datos obtenidos en laboratorio, se pudieron evaluar las capacidades de almacenamiento y generación de hidrocarburos en las rocas pertenecientes a la Formación Paja de dicha sección anteriormente mencionada.

## 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Muchas de las rocas sedimentarias cretácicas colombianas han sido objeto de innumerables estudios geológicos enfocados a la prospección de hidrocarburos. Dichas investigaciones parten de hechos como la buena incorporación de materia orgánica debido a las condiciones paleoambientales o aspectos como el grado de madurez termal y el contenido de carbono orgánico total (TOC) que presentan.

De esta manera y partiendo del hecho que para el departamento de Santander, la Formación Paja fue descrita por *Morales (1958)* como una secuencia de edad Barremiano Inferior – Aptiano Inferior compuesta por lutitas y shales gris oscuros a azulosos con intercalaciones de areniscas gris amarillentas de grano fino y pequeñas intercalaciones de calizas grises, y además teniendo en cuenta que *Toussant (1996)* puntualiza que fue depositada en un ambiente de cuenca marina cerrada con baja circulación de agua y sedimentación tranquila; se propone realizar el presente proyecto de investigación para verificar a partir de sus particularidades geoquímicas y petrofísicas, su potencial como roca generadora de hidrocarburos, posiblemente asociada a yacimientos no convencionales, en la sección Guane – Barichara en el departamento de Santander.

## **2. JUSTIFICACIÓN**

La falta de estudios geológicos entre el corregimiento de Guane y el municipio de Barichara en el departamento de Santander, llevan a la necesidad de encaminar nuevos proyectos investigativos que enriquezcan el conocimiento geológico del área, específicamente de la Formación Paja y su posible asociación con yacimientos no convencionales.

Es por esto que el presente trabajo se traduciría como un incentivo para el desarrollo de nuevas investigaciones en el área de la geología de hidrocarburos, específicamente en la temática de yacimientos no convencionales, siendo esto favorable para el descubrimiento e impulso de fuentes de energía alternativas en Colombia.

De manera paralela y teniendo en cuenta las características geológicas de la Formación Paja en la ya mencionada sección, esta podría representar una secuencia estratigráfica atractiva para este tipo de estudios y por ende una razón de peso para proponer el presente proyecto.

### **3. OBJETIVOS**

#### **3.1 OBJETIVO GENERAL**

Caracterizar la Formación Paja según sus particularidades geoquímicas y petrofísicas en la sección Guane – Barichara, departamento de Santander, para evaluar sus propiedades como roca fuente de hidrocarburos y su posible asociación a yacimientos no convencionales tipo *shale gas*.

#### **3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Realizar el levantamiento de dos columnas estratigráficas escala 1:500/1:1000 y un muestreo representativo en la sección Guane – Barichara.
- Elaborar la descripción e interpretación de las facies litológicas presentes en la secuencia estratigráfica estudiada, así como un breve análisis relacionado a la estratigrafía de secuencias.
- Realizar un análisis de geoquímica básica en las muestras recolectadas, donde se incluya Carbono Orgánico Total (TOC) y Pirólisis Rock-Eval.

- Efectuar un estudio petrofísico de porosidad y permeabilidad en las muestras recolectadas para caracterizar un posible reservorio no convencional.

## 4. GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO

### 4.1 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

El departamento de Santander está localizado en la región nororiental de Colombia, y ocupa el costado occidental de la cordillera oriental. El departamento de Santander se encuentra localizado en una región tectónicamente compleja y dinámica, que representa una zona de influencia entre los límites de las placas tectónicas del Caribe y la Suramericana, conocida como Bloque Andes del Norte o Bloque Norandino.<sup>1</sup>

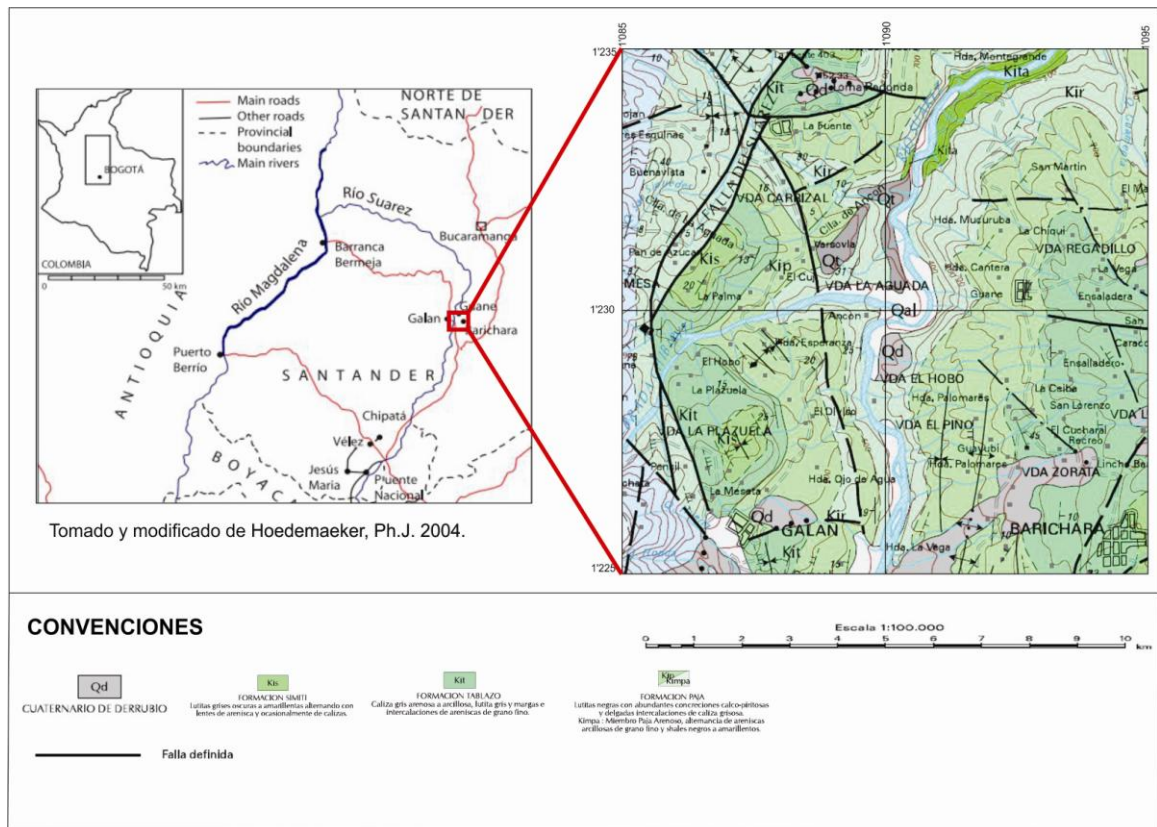
El área de estudio se encuentra a 116 km al sur de la ciudad de Bucaramanga, entre el corregimiento de Guane y el municipio de Barichara, provincia Guanenta, en el departamento de Santander, Colombia. (ver *Figura 1*)

De acuerdo a la nomenclatura del IGAC, corresponde a las planchas 135-II-A y 135-II-C de la mesa de Barichara; y se enmarca dentro de las coordenadas geográficas X: 1.090.000 – 1.094.000 / Y: 1.224.000 – 1.234.000; limitando al norte con el Cañón del Río Suarez, al sur con el municipio de Cabrera, al este con el municipio de Villanueva y al oeste con el municipio de Galán.

---

<sup>1</sup> Grupo De Investigación Sobre Desarrollo Regional Y Ordenamiento Territorial – GIDROT. (2011). *Diagnostico Dimensión Biofísico Ambiental Territorial de Santander*. Tomo 1. p. 19.

Figura 1. Mapa geográfico y geológico del área de estudio.



En esta zona afloran rocas sedimentarias de edades cretáceas y cuaternarias, en donde se encuentran las siguientes formaciones geológicas sedimentarias: Formación Los Santos (Fm. Tambor, Kils), suprayaciéndola se encuentra la Formación Rosablanca (Kir), sobre esta se encuentra la Formación Paja (Kip), por encima de esta se encuentra la Formación Tablazo (Kit) y finalmente se encuentra la Formación Simití. Cabe resaltar que también se encuentran depósitos sedimentarios de edad Cuaternaria (Holoceno).

Ward. 1973, considera la Formación Paja de edad Barremiano Inferior a Aptiano Inferior. Por su parte, Sarmiento, L. (2011), indica que la Formación Paja consta de lodolitas calcáreas y shales con intercalaciones de calizas y abundantes concreciones de carbonatos, correspondientes a ambientes marinos someros.

## **4.2 EVOLUCIÓN TECTÓNICA Y GEOLOGÍA ESTRUCTURAL**

**4.2.1 Evolución Tectónica.** La ruptura de Pangea y la separación inicial de América del Sur, América del Norte y África ocurre entre el Triásico Tardío y el Jurásico Temprano. De acuerdo a Rolon (2004), debido a los esfuerzos extensionales dentro del bloque continental se da origen a una estructura tipo Rift en el área conocida como el Valle Medio del Magdalena.

Posteriormente para finales de Jurásico se dan emplazamientos de intrusiones básicas y el flujo de calor aumenta considerablemente. De manera paralela, el Valle Medio del Magdalena fue escenario de plutones graníticos y granodioríticos, por lo que varios autores han considerado la etapa posterior de la evolución de dicha cuenca como una cuenca retroarco (Cooper, et. al., 1995) .

Durante el Cretácico temprano la sedimentación continental da paso de manera gradual a una transgresión, que inicialmente inunda las entradas de las ramificaciones del Paleorift del Magdalena y luego invade áreas mayores (Etayo, et al.,1976), depositándose una espesa secuencia de areniscas, lutitas y calizas de las formaciones cretácicas, dentro de las cuales se incluye la Formación Paja, en el Valle Medio del Magdalena.

Finalmente entre el Cretácico tardío y comienzos del Terciario, se produce el retiro del mar, acompañado de un levantamiento diferencial. En este tiempo termina la etapa distensiva produciéndose una inversión de esfuerzos, que desde el Paleoceno da inicio a la etapa compresiva. En el Paleoceno medio ocurre el levantamiento de la provincia del Macizo de Santander. Durante este lapso la erosión remueve gran parte de la megasecuencia cretácica, y aporta el material que forma las diversas y potentes unidades terciarias. (Royero, J. & Clavijo, J. 2001)

**4.2.2 Geología Estructural.** La tectónica de la zona de estudio se encuentra regida principalmente por las fallas del Suarez y Bucaramanga - Santa Marta , las cuales ofrecen un componente tectónico importante alrededor del lugar de trabajo ya que es notorio el alto grado de diaclasamiento y fracturamiento en las diferentes formaciones aflorantes, esencialmente en la Formación Paja.

- **Falla del Suarez**

Esta falla se extiende por una longitud de unos 120 km desde Barbosa al sur hasta la falla de Bucaramanga-Santa Marta 5 km al norte de la capital santandereana; su trazo tiene una dirección N20°E y N25°E, con inclinación al occidente y sigue el curso de los ríos Suárez y río de Oro. Es una falla inversa de alto ángulo con una componente vertical importante, tiene una velocidad de desplazamiento vertical de 0,1 mm/año; además, se trata de una falla de rumbo con desplazamiento sinistral. El desplazamiento vertical se ha calculado entre 400 y 2.300 m.

A lo largo de su trayecto esta falla afecta rocas jurásicas y cretácicas, principalmente de las formaciones Jordán, Girón, Los Santos, Tambor, Rosa Blanca, Paja y cerca de su terminación en la falla Bucaramanga-Santa Marta, afecta rocas del Paleozoico como son las formaciones Floresta y Diamante.

Existen evidencias de campo que indican actividad tectónica reciente para esta falla. <sup>2</sup>

- **Falla Bucaramanga – Santa Marta**

El sistema de fallas de Bucaramanga - Santa Marta tiene 600 km de largo, extendiéndose desde el sur en Soápage (Boyacá) hasta la costa Atlántica en la ciudad de Santa Marta. Cruza por el borde oriental de la ciudad de Bucaramanga sirviendo de límite entre el macizo de Santander (zona montañosa) y los depósitos de abanicos aluviales. Presenta un movimiento sinistral en 110 Km basándose en la similitud entre el zócalo y los intrusivos jurásicos de la cordillera Central y el Macizo de Santa Marta y entre las secuencias cretáceas y terciarias de la cuenca del Magdalena Medio y del Cesar.

Además de la falla de Bucaramanga y la falla del Suárez se encuentra una serie de fallas menores, de tipo local, frecuentemente paralelas a una u otra de las dos fallas citadas (Julivert y Navas, 1964).

---

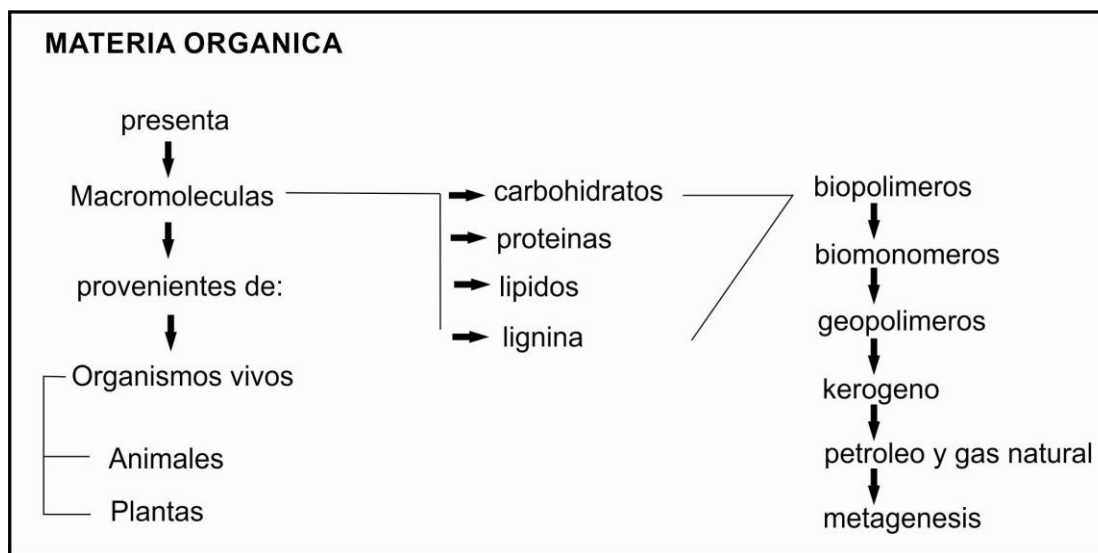
<sup>2</sup> Grupo De Investigación Sobre Desarrollo Regional Y Ordenamiento Territorial – GIDROT. (2011). *Diagnostico Dimensión Biofísico Ambiental Territorial de Santander*. Tomo 1. p. 28.

## 5. MARCO TEÓRICO

### 5.1 MATERIA ORGÁNICA

La materia orgánica es un constituyente normal de las rocas sedimentarias y se encuentra formada de compuestos orgánicos provenientes de restos de organismos, tales como plantas y animales al igual que sus productos de residuo en el ambiente natural (*ver Figura 2*). Se requieren grandes cantidades de materia orgánica acumulada en la roca para la generación de hidrocarburos.

Figura 2. Materia orgánica.



Como principales componentes de la materia orgánica se encuentran los fragmentos orgánicos diseminados que pueden agruparse en las siguientes

unidades llamadas macerales:

- Vitrinita: Se compone de material vegetal celular tales como raíces, cortezas, tallos de plantas y troncos de árboles. Aparece en cualquier medio de depósito.
- Exinita: Principalmente derivado de polen, esporas, algas y ceras. Indica un medio lacustre o marino somero.
- Inertita: Proviene de diversas fuentes de materia orgánica la cual ha sufrido fuertes procesos de oxidación durante su depósito, las fuentes pueden ser marinas o continentales.
- Amorfinita: Incluye todos los componentes amorfos, son los grandes facilitadores para la formación de petróleo ya que se encuentran altamente comprimidos y por tanto madura a menores temperaturas.

## 6.2 MADURACION DE LA MATERIA ORGÁNICA

Una vez la materia orgánica es acumulada en un medio sedimentario favorable para su preservación, comienza a experimentar una serie de cambios junto con los sedimentos que la contiene. Los cambios van a depender principalmente de factores como la temperatura, la presión y la composición de la misma, siendo de esta manera explicados en los procesos de Diagénesis, Catagénesis y Metagénesis (*ver Figura 3*).

- **Diagénesis**

En esta etapa comienza el proceso de transformación de la materia orgánica, la cual ocurre a profundidades someras donde se desarrollan los procesos de alteración biológica, física y química. Durante el desarrollo de esta etapa, los

biopolímeros o sustancias orgánicas contenidas en la materia orgánica son consumidas por algunos organismos y atacadas por microbios que usan enzimas para degradarlas y transformarlas en biomonomeros, los cuales condensados forman geopolímeros.

En la etapa de diagénesis, las temperaturas que afectan la materia orgánica son relativamente bajas (<50 °C), las primeras reacciones biológicas y químicas para la formación de hidrocarburos, están presentes en este contexto.

- **Catagénesis**

Una vez finaliza la etapa de diagénesis, la materia orgánica consiste, principalmente en kerógeno; la etapa de catagénesis es la etapa principal de rompimiento térmico del kerógeno, así como la etapa de formación de aceite condensado y gas húmedo a medida que va aumentando la temperatura y la profundidad.

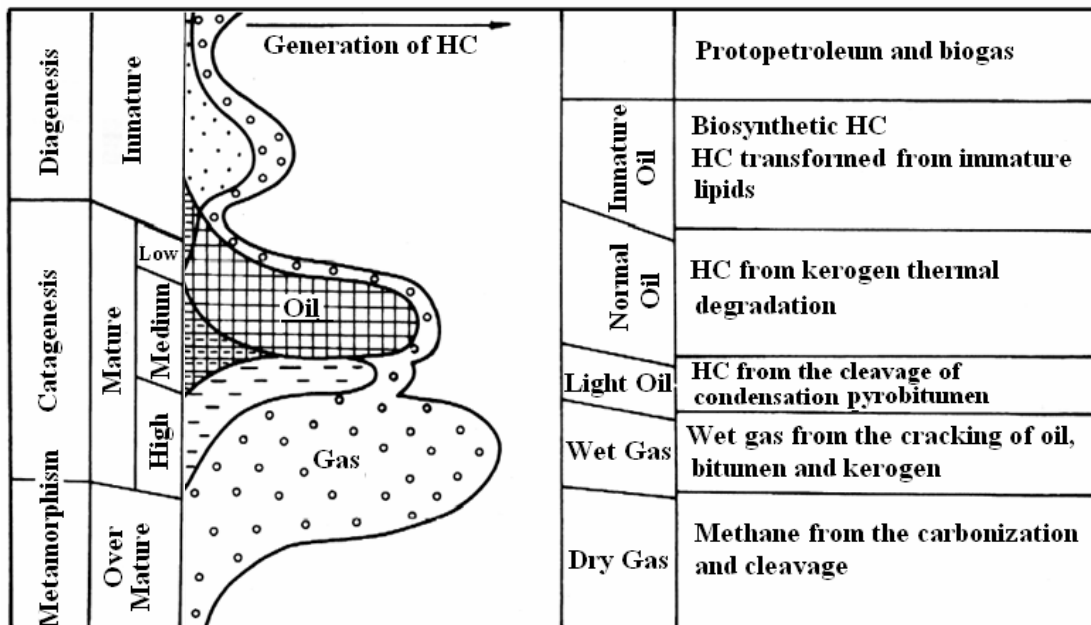
Las temperaturas en esta etapa son de aproximadamente 60 °C a 175 °C, dentro del cual se da la generación de hidrocarburo líquido, y entre 175° y 225° se tiene la generación de gases húmedos

- **Metagénesis**

La etapa final de este proceso de maduración es la metagénesis, también conocida como la etapa tardía de alteración de la materia orgánica, posterior a la generación de hidrocarburo líquido presente en la catagénesis, se encuentra la

formación de gas seco o metano metagénico al igual que un enriquecimiento de carbono que constituye un kerógeno residual. Esta etapa se da a temperaturas entre 225° y 250°C.

Figura 3. Modelo de generación de hidrocarburos.



Fuente Huang, D. Advance In Hydrocarbon Generation Theory: li. Oils From Coal And Their Primary Migration Model. En: Journal Of Petroleum Science And Engineering. Vol. 22. 1999.

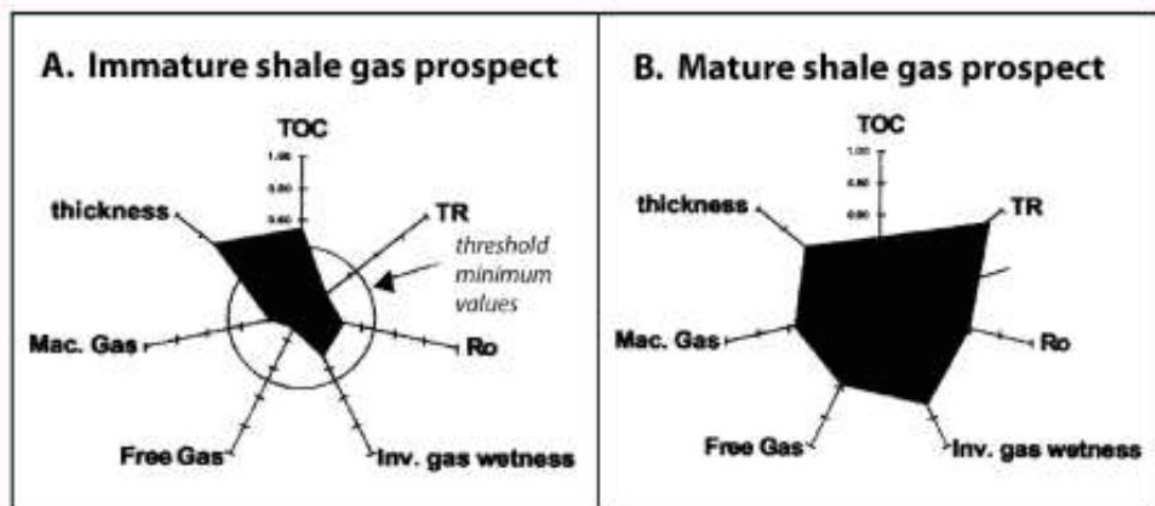
### 6.3 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

**6.3.1 Yacimientos Tipo Shale Gas.** Este tipo de yacimiento pertenece a los denominados recursos no convencionales, los cuales corresponden a reservorios de hidrocarburos que tienen baja permeabilidad y porosidad y presentan dificultad

para su producción. La gran abundancia de este tipo de recurso ha generado el interés en el desarrollo de nuevas tecnologías para su procedente explotación de manera rentable.

Los yacimientos de shale gas suelen ser acumulaciones adsorptivas en poros minúsculos, cuyo radio de apertura de garganta de poro puede variar entre microporos ( $<0,2 \mu\text{m}$ ) y nanoporos ( $<0,025 \mu\text{m}$ ), es por ello que se requiere de técnicas como fracturamiento de la roca para facilitar su extracción.

Figura 4. Prospectos de shale gas (Shale gas prospects).



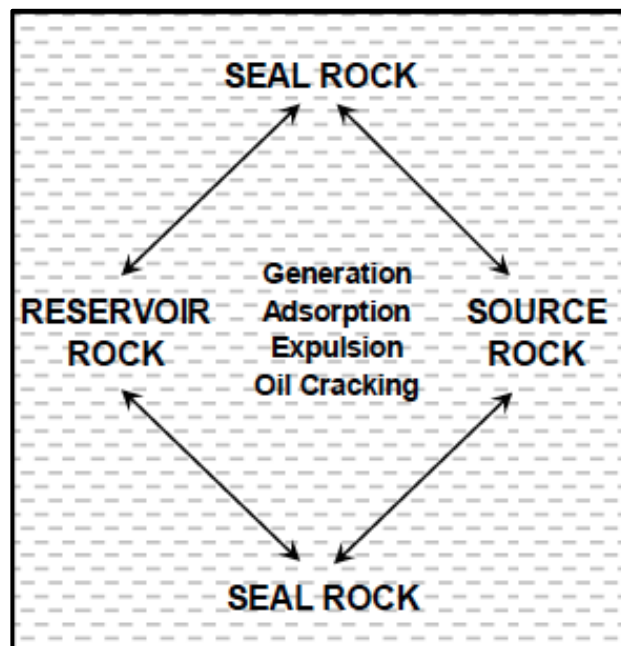
Fuente Mora Villa, M. (2012) Caracterización Petrofísica No Convencional En Yacimientos De Lutitas Gasíferas. Halliburton. p. 26.

A pesar de que cada yacimiento de shale gas es diferente (*ver figura 4*), entre sus principales características sedimentológicas, geoquímicas y petrofísicas que permiten caracterizarlos, se encuentran el alto contenido de sílice y carbonatos (lo que condiciona su fragilidad), espesores que superan los 15 metros,

profundidades entre 1000 y 4000 metros, un alto contenido de materia orgánica (TOC > 2%), un alto grado de madurez termal que puede variar entre  $1.0 < R_o < 3.5$ , presencia de kerógenos tipo II y III, una permeabilidad intrínseca que puede alcanzar el orden de los nanodarcy y porosidades efectivas que no superan el 5%.

De esta manera el shale gas sirve como fuente, reservorio y sello de los hidrocarburos producidos en el mismo (*ver figura 5*).

Figura 5. Sistemas no convencionales - Shale Gas (Unconventional Shale Gas Systems).

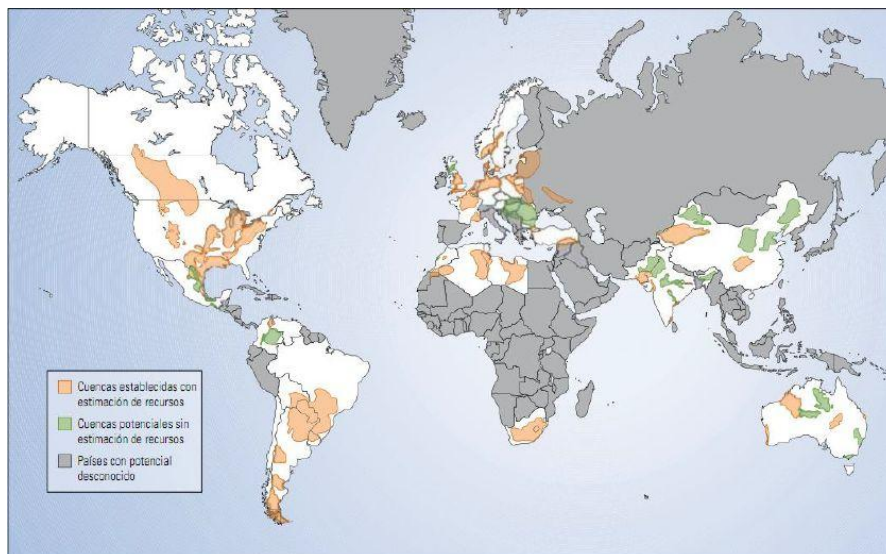


Fuente Jarvie, D. Application of geochemical techniques in the evaluation of shale gas plays and prospects. AAPG Southwest Section Meeting. Midland, Texas. 2005. p. 6.

Con respecto América del sur se localizan varias cuencas gasíferas potenciales. Argentina posee el potencial más grande con un GIP (volumen total de gas natural) de 77 trillones de metros cúbicos (2732 Tera pies cúbicos) de los cuales 21,9 trillones de metros cúbicos (774 Tera pies cúbicos) se consideran técnicamente extraíbles; Brasil con 25,7 trillones de metros cúbicos (906 Tpc) de los cuales se considera recuperable 6,4 trillones de metros cúbicos (226 Tpc); Chile, Paraguay y Bolivia cuentan con recursos cuantiosos, mientras que Uruguay, Colombia y Venezuela poseen un potencial limitado para el desarrollo de lutitas gasíferas.

La figura 6 muestra una distribución a nivel global de las cuencas sedimentarias con estimaciones de recursos no convencionales tipo shale gas.

Figura 6. Recursos globales de gas de lutitas.

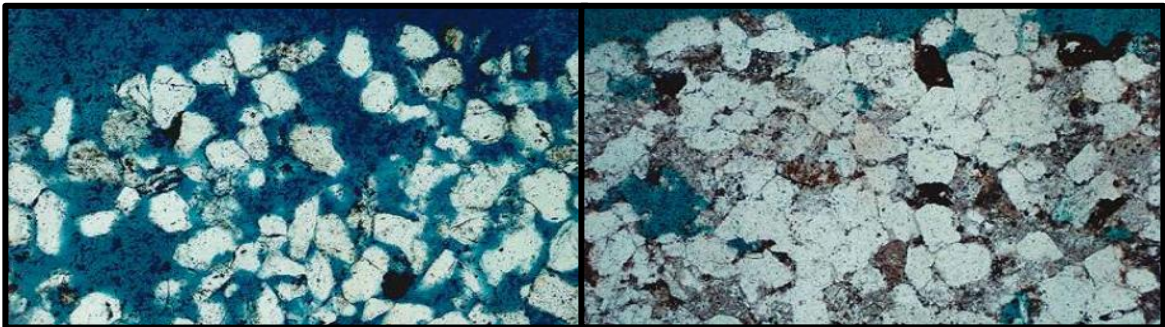


Fuente Boyer et al. 2011. Gas de Lutitas: Un recurso global. Oilfield Review: Schlumberger. Vol. 23. No 3. p. 31

**6.3.2 Yacimientos Tipo Tight Gas.** Los yacimientos no convencionales tipo *Tight Gas* hacen referencia a reservorios de gas natural atrapado en rocas excepcionalmente impermeables, haciendo necesaria la utilización de esfuerzos tecnológicos adicionales para su respectiva exploración y explotación.

Las litologías típicas de este tipo de yacimientos generalmente corresponden a areniscas (*ver figura 7*), limolitas, calizas y dolomitas con espesores significativos y cuya permeabilidad no supera los 0,6 milidarcys. Cabe resaltar que los yacimientos tipo *Tight Gas* se encuentran generalmente saturados de gas con poca o casi nula saturación de agua.

Figura 7. Sección delgada típica arenisca reservorio convencional (izq.) vs. Sección delgada típica Tight Gas Sand (der.).



Modificado de Naik, C. (2003) *Tight Gas Reservoirs—An Unconventional Natural Energy Source for Future*. p. 5.

El desarrollo de reservorios tipo *Tight Gas* se determina a partir de una serie de parámetros primarios y secundarios. Dentro de los parámetros primarios se

encuentran la proveniencia, mineralogía, tamaño de grano, régimen de flujo y ambiente de depositación. Por su parte, dentro de los parámetros secundarios se tiene la diagénesis, dentro de lo que se incluyen procesos de compactación, cementación y disolución, así como el desarrollo de fracturas.

Existen varias razones a partir de las cuales un reservorio podría tornarse "*Tight*". Básicamente, la permeabilidad que es la que determina la facilidad con la que un fluido puede circular, es una función multivariable gobernada por la Ley de Darcy de un fluido en un medio poroso. Es por esto que la porosidad efectiva, la viscosidad, la saturación de fluidos y la presión capilar son algunos de los factores más importantes que controlan la permeabilidad efectiva de un reservorio.

Cabe resaltar que en países como Estados Unidos, por ejemplo, la producción de *Tight Gas* corresponde casi al 69% de toda la producción de gas no convencional y cerca del 19% de la producción de gas tanto convencional como no convencional.

## **6. MARCO METODOLÓGICO**

El desarrollo del presente proyecto de investigación estuvo enmarcado en cuatro fases metodológicas, que permitieron el alcance de los objetivos propuestos a partir de una serie de actividades específicas. Cada una de estas fases se describe de manera detallada a continuación.

### **6.1 FASE DE CONSULTA BIBLIOGRÁFICA**

Durante esta primera fase se realizó una revisión bibliográfica enfocada en los objetivos propuestos. De esta manera, la búsqueda se centró en la geología regional de la zona, específicamente en las particularidades geológicas de la Formación Paja; así como en las técnicas de análisis geoquímico y petrofísico que se utilizaron posteriormente durante el desarrollo del trabajo de investigación.

### **6.2 FASE DE TRABAJO DE CAMPO**

Para esta segunda fase se realizó trabajo de campo en las zonas aledañas al corregimiento de Guane y el municipio de Barichara. Dicho trabajo constó del levantamiento de dos columnas estratigráficas un a escala 1:500 y otra a escala 1:1000, a través de estaciones de descripción litológica, toma de datos estructurales, registro de coordenadas geográficas y cálculo de espesores

basados en la georeferenciación realizada. La primera de estas columnas fue levantada en la vía rural que del corregimiento de Guane que conduce al Río Suarez a escala 1:500, según coordenadas de referencia (X: 1.092.277 / Y: 1.231.859) como punto inicial y (X: 1.092.331 / Y: 1.231.254) como punto final; mientras la segunda, se levantó sobre el desvío que del municipio de Barichara conduce al municipio de Galán a escala 1:1000, según coordenadas de referencia (X: 1.090.145 / Y: 1.224.413) como punto inicial y (X: 1.092.127 / Y: 1.227.976) como punto final.

De manera paralela, se recolectaron en bolsas plásticas de calibre grueso 30 muestras de roca fresca de shale y caliza correspondientes a la Formación Paja. Se utilizó la nomenclatura BG-Nº (Barichara Guane – Número de la muestra) para rotular dichas muestras.

### **6.3 FASE DE ANÁLISIS GEOQUÍMICOS Y PETROFÍSICOS**

La tercera fase correspondiente a los análisis de laboratorio, se realizó en dos laboratorios de la Sede UIS – Guatiguará.

De esta manera, en el Laboratorio de Geoquímica del Petróleo (Escuela de Geología), se llevó a cabo un estudio de geoquímica básica, en 7 muestras de shale y 8 muestras de caliza, que incluyó la determinación del porcentaje de Carbono Orgánico Total (TOC) y análisis de Pirólisis Rock-Eval. La preparación para dichos análisis en cada una de las muestras, consistió en el paso por una trituradora de mandíbulas, posteriormente un tamizaje de 30 mm y finalmente la

pulverización durante 20 minutos en un molino de mortero de ágata *Fritsch Pulverisette 2*.

Por su parte, en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos (Escuela de Ingeniería de Petróleos), se realizó un estudio petrofísico básico, en determinadas muestras de roca, para determinar porcentajes de porosidad y permeabilidad. La preparación para dichos estudios en cada una de las muestras, consistió en la elaboración de *plugs* mediante un taladro de árbol con broca (1,5") de acero y polvo de diamante, Core Pets Instruments F.A.G., posteriormente los *plugs* pasaron por una perfiladora de núcleos y finalmente fueron llevados a limpieza de fluidos e impurezas mediante destilación con tolueno.

#### **6.4 FASE DE RESULTADOS E INFORME FINAL**

En la cuarta y última fase se organizó y digitalizó la información recolectada en la fase de trabajo de campo. Así mismo se realizó la interpretación de los resultados obtenidos a partir de los análisis geoquímicos y petrofísicos, de manera que fuese posible relacionar y compendiar dicha información para de esta forma proceder a elaborar el presente informe final.

## 7. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LABORATORIO

### 7.1 ANÁLISIS GEOQUÍMICOS

Los análisis geoquímicos realizados en el presente proyecto de investigación, fueron ejecutados en el Laboratorio de Geoquímica del Petróleo (Escuela de Geología), Sede UIS – Guatiguará; y son descritos de manera detallada a continuación.

**7.1.1 Carbono Orgánico Total (Toc).** Partiendo del hecho que el potencial de hidrocarburos presentes en determinado cuerpo de roca está intrínsecamente relacionado con el contenido de carbono, la medición del Carbono Orgánico Total (TOC) constituye una herramienta primordial y eficiente para evaluar y cuantificar la riqueza orgánica de acuerdo a una serie de parámetros preestablecidos.

Cabe mencionar que los valores de TOC proveen información acerca de la cantidad de materia orgánica presente en el cuerpo de roca, por lo que se hace necesario realizar análisis posteriores que complemente información acerca de la calidad de esta materia orgánica.

Tabla 1. Grado de Evaluación TOC

<b>% TOC Rocas Detríticas</b>	<b>% TOC Rocas Calcáreas</b>	<b>Grado de Evaluación</b>
0 - 0,5	0 - 0,125	Pobre
0,5 - 1	0,125 - 0,25	Regular
1 - 2	0,25 - 0,5	Buena
2 - 4	0,5 - 1	Muy Buena
4 - 8	1 - 2	Excelente
8 (+)	2 (+)	Carbón o Lutita Bituminosa

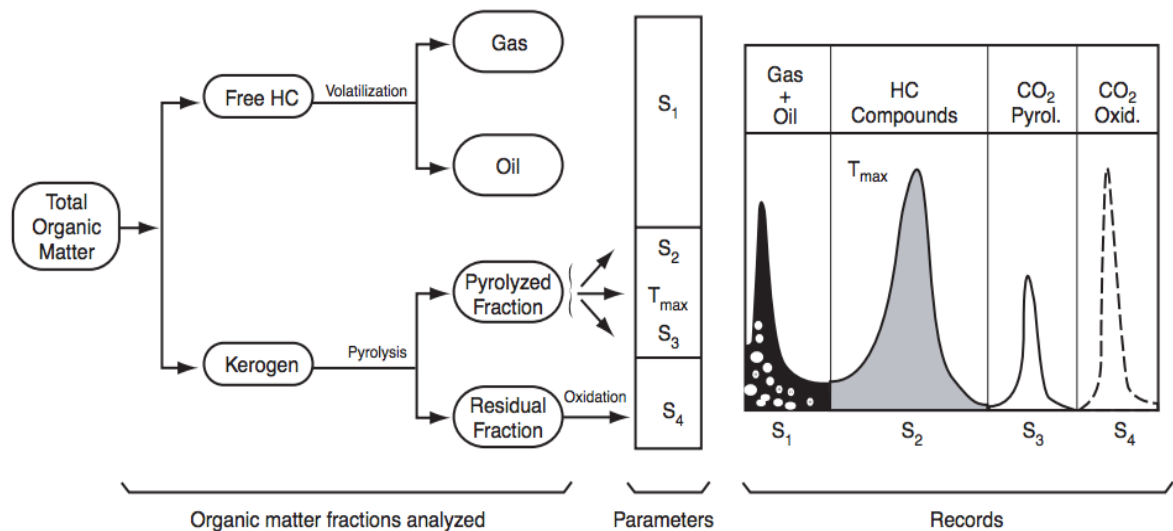
Fuente Quiroga, A., Gainza, L. (1990) *Curso sinóptico geoquímica del petróleo. Revista Técnica De Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos*. Volumen 11. (p. 472)

Para proceder a la determinación del TOC, se tomaron 30 mg de cada una de las muestras de roca ya preparadas y por combustión en un horno de alta temperatura se propició un proceso de oxido-reducción en donde el carbono contenido se convirtió en CO<sub>2</sub>, el cual fue medido mediante una celda infrarroja no dispersiva DNIR (Analizador LECO), para finalmente convertirse y reportarse como porcentaje de TOC (*ver tabla 1*).

**7.1.2 Pirólisis Rock Eval.** La técnica de pirólisis consiste en emular condiciones de altas temperaturas, de manera que sea posible estimar factores como la madurez termal, el tipo de materia orgánica y el potencial de generación de hidrocarburos en una determinada muestra de roca cuyo contenido de Carbono Orgánico Total (TOC) es significativo.

Los resultados de dicho análisis se expresan en un pirograma registrando cuatro picos denominados S1, S2, S3 y S4 respectivamente (*ver figura 8*). El pico S1, proporciona información acerca de la cantidad de hidrocarburo diagenético y catagenético presente en la muestra antes de ser sometida al proceso de maduración térmica durante la pirólisis, el pico S2 refleja la cantidad de hidrocarburo que se genera durante el proceso de pirólisis, es decir el potencial de hidrocarburo que podría seguir generando dicha roca si continua sometida a maduración térmica, por su parte el pico S3 da información acerca de la cantidad de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) formado a partir del craqueo térmico durante la pirólisis, finalmente el pico S4 señala los componentes de dióxido de carbono y monóxido de carbono, indicando el carbono orgánico total en porcentaje en peso.

Figura 8. Diagrama General Mostrando Las Diferentes Fracciones De La Materia Orgánica Total De Las Rocas Analizadas, Los Parámetros Correspondientes Y Su Registro.



Fuente: Lafargue, E., et al. (1998) Rock-Eval 6 applications in hydrocarbon exploration, production, and soil contamination studies. Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP 53. p. 423.

Es importante indicar que a partir de las relaciones entre cada uno de los componentes mencionados anteriormente, es posible establecer varios índices útiles en la interpretación de las características de las rocas. A continuación, en la tabla 2, se describen dichos índices y sus correspondientes parámetros de evaluación.

Tabla 2. Guía para la Interpretación de los Análisis de Pirólisis Rock Eval

Evaluación	Parámetro	Valor	Clasificación
Hidrocarburos Generados	S1 (mg HC/g roca)	0 - 0,5	Pobre
		0,5 - 1	Regular
		1,0 - 2,0	Buena
		2,0 - 6,0	Muy buena

		> 6,0	Excelente
Hidrocarburos a Generarse	S2 (mg HC/g roca)	< 2,0	Pobre
		3,0 - 5,0	Regular
		> 5,0	Bueno
Índice de Productividad	S1 / (S1+S2)	< 0,4	Inmadura
		0,4 - 1	Ventana de aceite
		> 1	Ventana de gas
Tipo de Kerógeno	S2 / S3	< 5	Produce gas
		5 -10	Mezcla incierta
		> 10	Produce Aceite
Índice de Hidrogeno	(100*S2) / TOC	0 - 150	Produce gas
		150 - 300	Gas y Aceite
		> 300	Produce aceite
Madurez Termal	Tmax	< 430 °C	Inmadura
		430 - 465 °C	Madura (Generación HC)
		> 465 °C	Sobremadura (Generación Gas)

Modificado de Blandón, A. (2007) Contribución de la materia orgánica sedimentaria a la determinación del paleoambiente y del potencial de generación de hidrocarburos en los carbones de la Formación Amagá (Colombia). Université de Genève. p. 32

Para proceder a la realización del presente análisis, se seleccionaron previamente aquellas muestras que presentaron un porcentaje de TOC mayor a 1. Posteriormente se tomaron 20 mg de cada una de ellas, para ser tratadas en el analizador anhídrico de roca y suelos Rock Eval 6. Cada una de estas muestras fue calentada en el horno del equipo hasta alcanzar una temperatura de 850 °C en atmósfera inerte. Los productos obtenidos durante este proceso fueron registrado por el equipo y representados en las variables mencionadas anteriormente.

## 7.2 ANÁLISIS PETROFÍSICOS

Los estudios petrofísicos realizados en el presente proyecto de investigación, fueron ejecutados en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos (Escuela de Ingeniería de Petróleos), Sede UIS – Guatiguará; y son descritos de manera detallada a continuación.

**7.2.1 Porosidad.** Desde el punto de vista de la ingeniería de yacimientos, la porosidad describe el espacio en la roca no ocupado por algún mineral o material sólido, lo que permite alcanzar el almacenamiento de los fluidos.<sup>3</sup> Se define por la razón:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t}$$

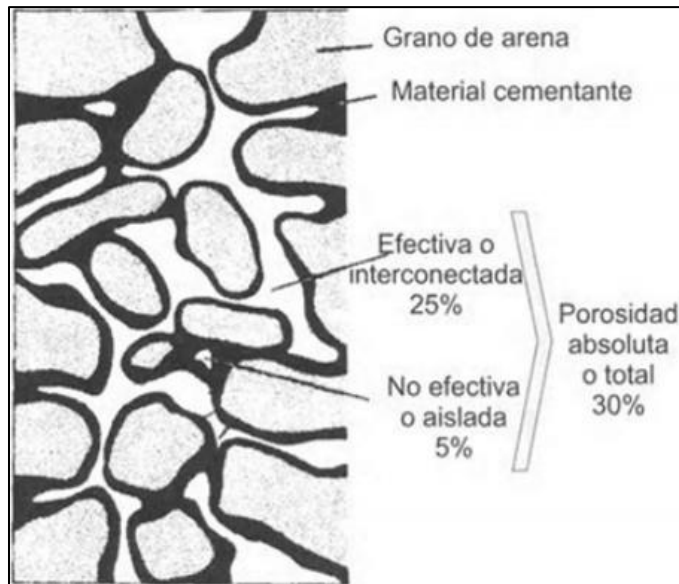
donde  $\phi$  es la porosidad,  $V_p$  es el volumen que ocupan los poros y  $V_t$  el volumen bruto del cuerpo de roca.

Es importante mencionar que dicha propiedad puede clasificarse de dos formas (ver figura 9). La primera de estas atañe a la naturaleza del espacio poroso, de tal manera se distinguen, porosidades primarias las cuales hacen referencia a espacios vacíos singenéticos resultado de la acomodación de los granos y porosidades secundarias correspondientes a espacios vacíos originados a partir de procesos epigenéticos en el cuerpo de roca.

---

<sup>3</sup> Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de la Ingeniería de Yacimientos*. Astro Ediciones. Venezuela. p. 221.

Figura 9. Ilustración de la porosidad efectiva, no efectiva y porosidad total.



Fuente: Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de la Ingeniería de Yacimientos*. Astro Ediciones. Venezuela. p. 222.

La segunda de estas clasificaciones concierne a la comunicación entre los poros. Por un lado, es posible distinguir porosidades absolutas definidas como la razón entre el espacio total de poros y el volumen neto del cuerpo de roca, y por el otro, porosidades efectivas que representan el porcentaje del espacio poroso que se encuentra interconectado en relación con el volumen total del cuerpo de roca.

En términos prácticos, la porosidad efectiva es la que realmente interesa al momento de evaluar un yacimiento, pues sólo el volumen de hidrocarburos que se encuentre almacenado en los poros interconectados es aquel que podrá ser extraído parcialmente de dicho yacimiento.

**7.2.2 Permeabilidad.** La permeabilidad, denotada por  $k$ , es la capacidad del medio poroso para dejar pasar los fluidos a través del él. Matemáticamente se expresa por la *Ley de Darcy* y es una medida del grado y tamaño en que los espacios porosos están interconectados. Además es una medida de la conductividad de los fluidos, por lo que se define como el recíproco de la resistencia que un medio poroso ofrece al flujo de fluidos.<sup>4</sup> Se define:

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta P}$$

donde  $k$  es la permeabilidad,  $q$  la tasa de producción,  $\mu$  la viscosidad,  $L$  la distancia que recorre el fluido,  $A$  la sección transversal y  $\Delta P$  la diferencia de presión.

La unidad de permeabilidad es el *darcy*, sin embargo y debido a las características de las rocas productoras, generalmente dicha medida se expresa en términos de *milidarcys*.

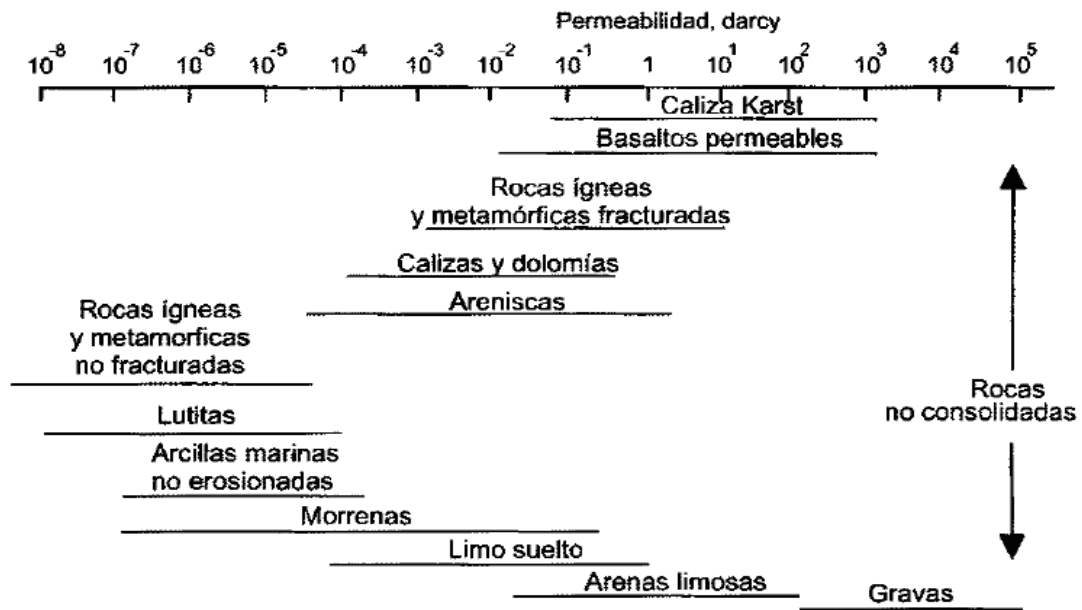
Los valores de permeabilidad en cada uno de los yacimientos pueden oscilar en un rango amplio dependiendo principalmente del tipo de roca que lo conforme. Walsh y Lake<sup>5</sup>, definieron algunos valores típicos de permeabilidades para diferentes tipos de rocas, que se ilustran en la figura 10.

---

<sup>4</sup> Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de la Ingeniería de Yacimientos*. Astro Ediciones. Venezuela. p. 241.

<sup>5</sup> Walsh, M., Lake, L. (2003). *A Generalized Approach To Primary Hydrocarbon Recovery Of Petroleum Exploration & Production, Hand-book of Petroleum Exploration and Production, 4*. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier Scientific Publishing Co. Inc.

Figura 10. Permeabilidades de diferentes tipos de roca.



Fuente: Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de la Ingeniería de Yacimientos*. Astro Ediciones. Venezuela. p. 247.

Es importante mencionar que los valores de permeabilidad evaluados de forma paralela al plano de estratificación tienden a ser más altos que aquellos evaluados de forma vertical. Además, en algunos casos, la permeabilidad a lo largo del plano de estratificación puede variar considerablemente. Es bastante común encontrar en los reservorios sistemas de dos o tres fases, esto es la presencia de dos o tres fluidos generalmente. Dichas fases pueden ser agua - aceite, aceite - gas, agua - gas o incluso agua - aceite - gas, y para cada una de estas la permeabilidad puede variar en función de la saturación del mismo fluido o alguno de los demás fluidos.

Según Daniels (2002), en el caso de un sistema agua - aceite, a medida que la saturación de agua se incrementa, la permeabilidad relativa del aceite decrece

mientras la permeabilidad relativa del agua se incrementa hasta alcanzar su punto máximo como saturación de aceite residual.

Mientras que por ejemplo en un sistema de tres fases, se observa que la permeabilidad relativa al agua depende solo de la saturación de agua, así como la permeabilidad relativa al gas, que depende solo de la saturación de gas. Esto se debe principalmente a que cada fluido se restringe a un rango particular de tamaños de poro, y su flujo no es influenciado por la naturaleza del fluido o los fluidos que llenan los poros restantes. Por su parte, los poros disponibles para flujo de aceite, son aquellos que en tamaño resultan más grandes que los poros por los que pasa únicamente agua y más pequeños que los poros por los que pasa únicamente gas. Debido a esto, el número de poros ocupados por aceite, depende de la distribución de tamaño particular de los poros dentro del medio poroso en el cual coexisten las tres fases, como también de la saturación de aceite misma. En general, la permeabilidad relativa de cada fase, en un sistema de tres fases, se relaciona esencialmente a la saturación existente.

## **8. RESULTADOS**

### **8.1 CARACTERIZACIÓN ESTRATIGRÁFICA FORMACIÓN PAJA**

Teniendo como base la metodología desarrollada se llevó a cabo la respectiva descripción de los dos segmentos estratigráficos levantados en los sectores de Guane y Galán, en los cuales se elaboraron dos columnas estratigráficas una a escala 1:1000 (*ver Figura 11*) y otra a escala 1:500 (*ver Figura 13*), con predominio general de intercalaciones de shales oscuros y calizas. Cabe destacar que las secciones se disponen continuas estratigráficamente, ubicándose la sección Galán en la base y la sección Guane en el techo.

- **Sección Galán**

De base a techo se encuentran calizas tipo mudstone en contacto neto con shales calcáreos poco fisiles con laminación plano paralela, seguido de esto se observan capas de calizas facies mudstone arcilloso oscuro (Mn) intercaladas con shale calcáreo (*Figura 12*), dichas litologías fueron descritas como asociación de facies 2. Finalmente sobre el techo de la sección se presentan una capa potente de caliza tipo packstone.

La sección Galán representa la parte inferior o basal de la sección estratigráfica completa estudiada, es decir estratigráficamente se encuentra debajo de la sección Guane, que se describirá posteriormente.

Figura 11. Columna estratigráfica sección Galán con datos geoquímicos y petrofísicos.

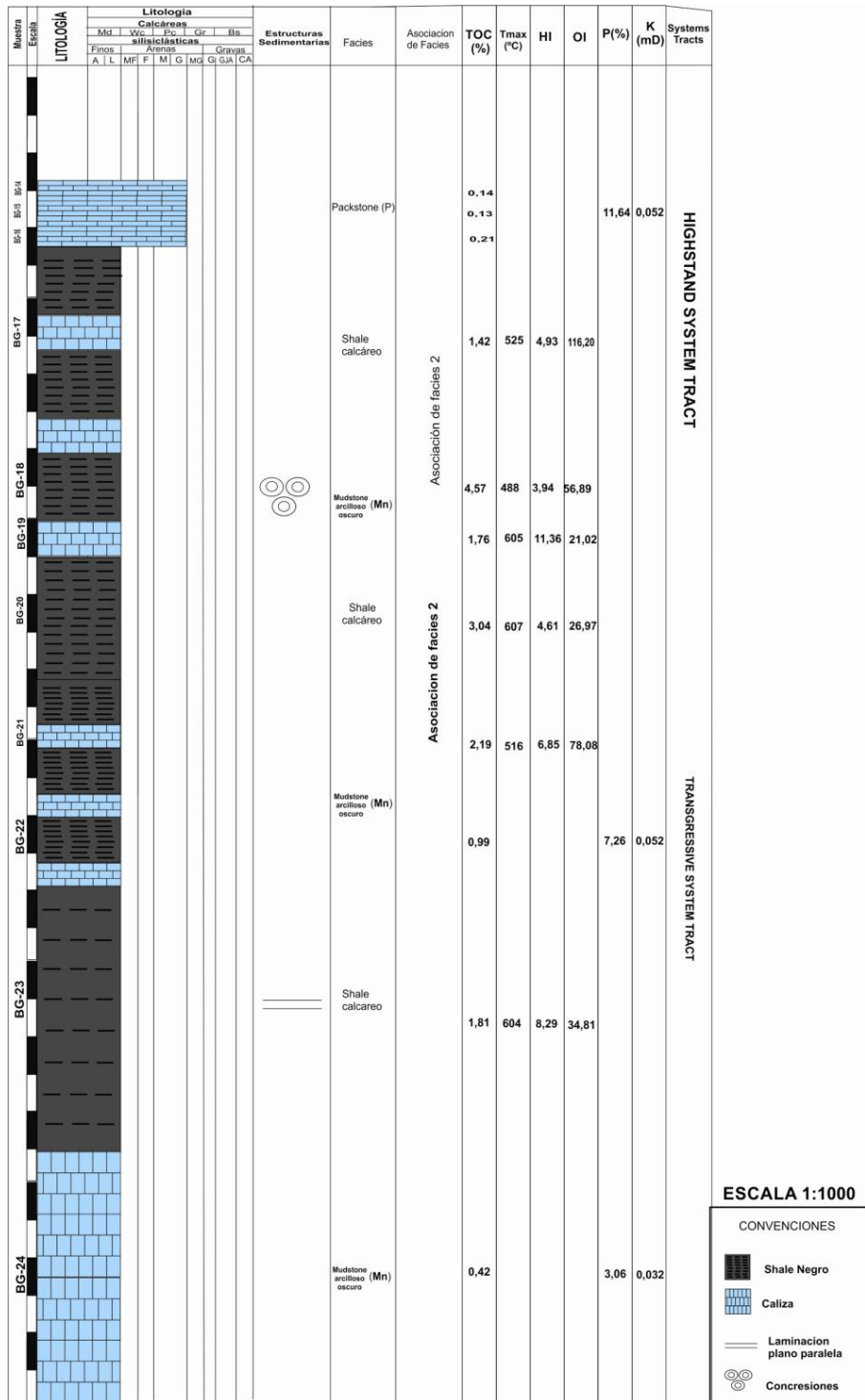


Figura 12. Capas de caliza tipo mudstone intercaladas con shale calcáreo.



- **Sección Guane**

De base a techo se encuentra shale negro, se observa la presencia de concreciones (ver Figura 14), el material está altamente oxidado producto de intemperismo. Consecutivamente en contacto irregular, se observan intercalaciones de shales con capas tabulares de caliza facies mudstone arcilloso oscuro (Mn) (ver Figura 15). Sobre el techo de esta sección, se identifica shale negro, fisil y presencia de laminación plano paralela (ver Figura 16). Dichas litologías fueron descritas como asociación de facies 1.



Figura 14. Concreciones sección Guane.

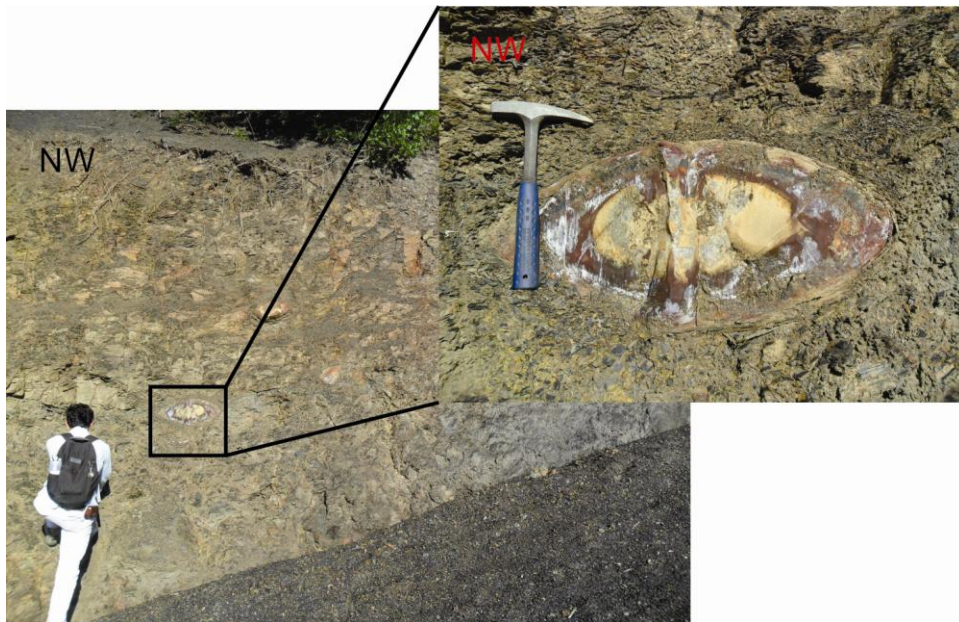


Figura 15. Intercalaciones de shales calcáreos con capas tabulares de caliza tipo mudstone.

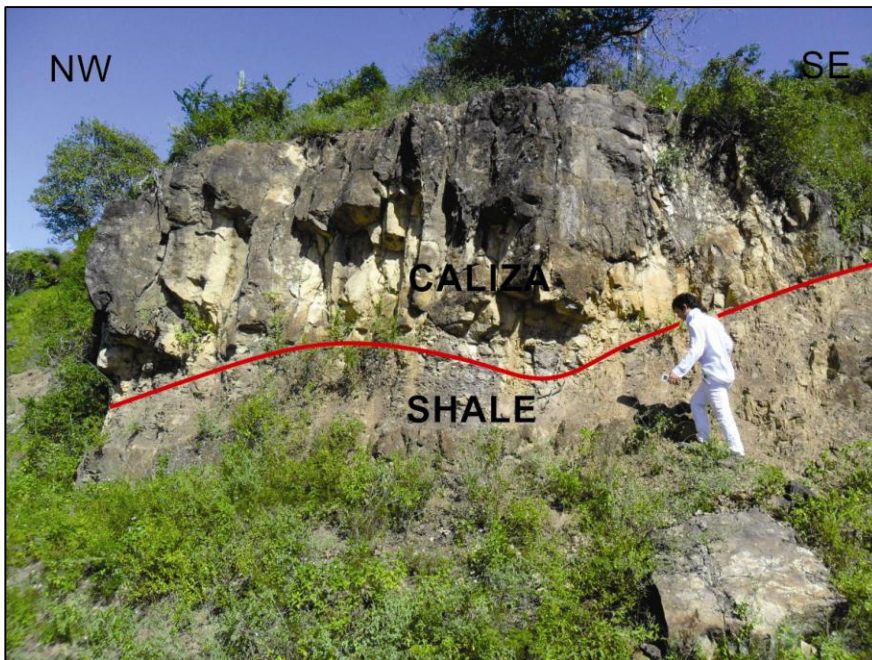
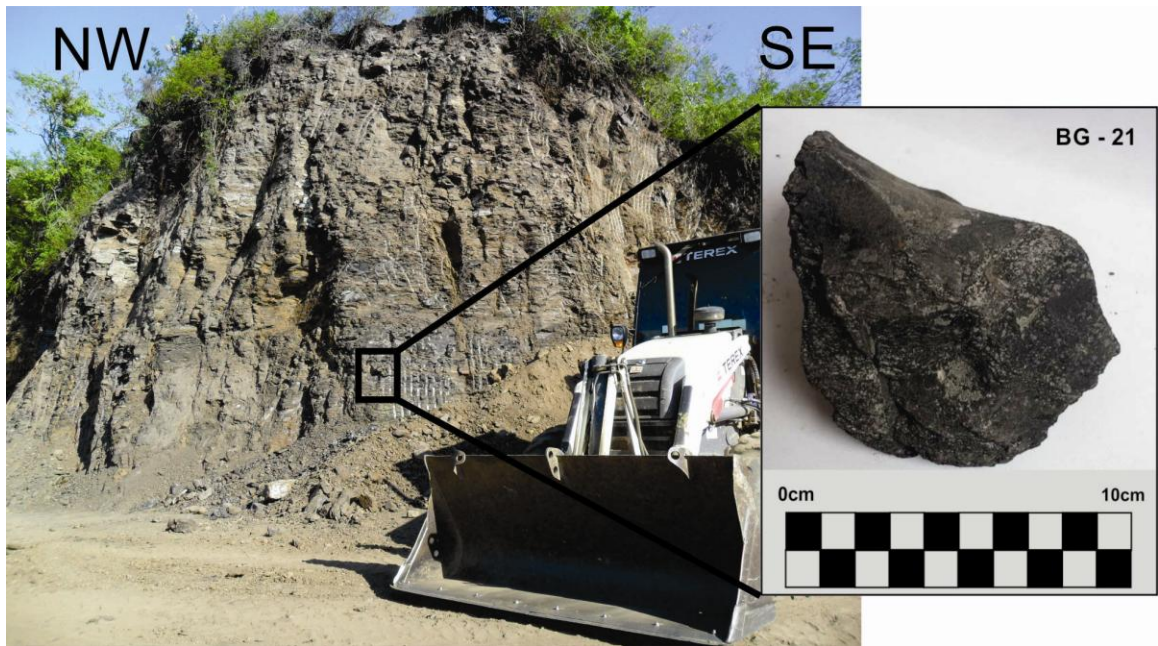


Figura 16. Shale negro fisil sección Guane

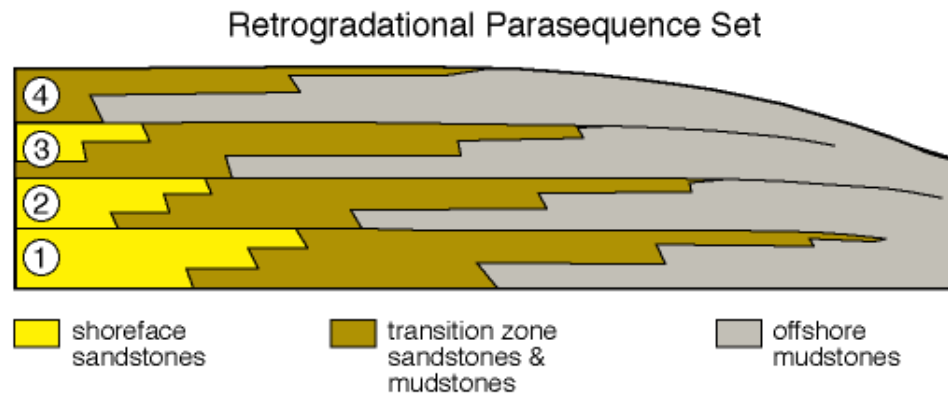


Teniendo en cuenta la bibliografía consultada, los modelos de estratigrafía de secuencias propuestos para la zona del valle medio del Magdalena y haciendo referencia a las características sedimentológicas y estratigráficas descritas anteriormente para los segmentos estratigráficos estudiados, se realizó un breve análisis relacionado con la estratigrafía de secuencias y la definición de *Systems Tracts*.

Villamil (2012), describe un *Transgressive System Tract (TST)* hacia inicios del Barremiano, correspondiendo con la parte basal de la Formación Paja en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Teniendo en cuenta las características ambientales en que fue depositada dicha formación, sería posible hablar de un rápido incremento en el nivel del mar lo que generó una transgresión la cual incrementó el espacio de acomodación de los sedimentos y propició la formación de una parasecuencia retrogradacional (ver Figura 17), cuya parte final

posiblemente correspondería con la base de la secuencia de la sección Galán, compuesta por capas de calizas tipo mudstone intercaladas con shales calcáreos poco fisiles de laminación plano paralela.

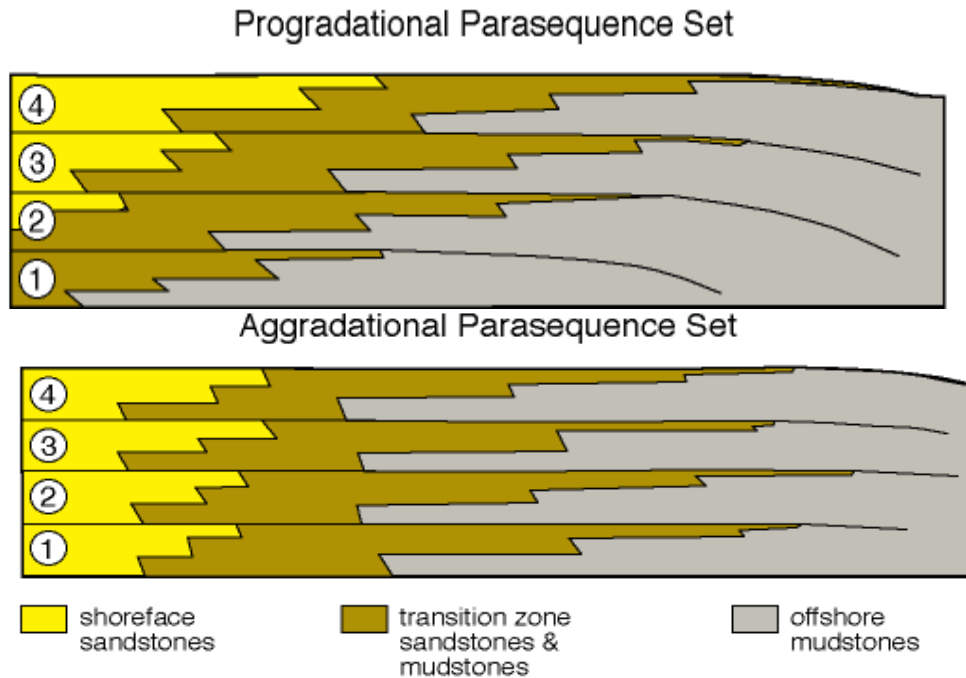
Figura 17. Parasecuencia retrogradacional.



Modificado de Vertical stacking of parasequences sets. Fuente: Van Wagoner, J. Et. Al. (1990) Siliciclastic Sequence Stratigraphy In Well Logs, Cores, And Outcrops. Tulsa, Oklahoma. American Association Of Petroleum Geologists Methods In Exploration Series, No. 7. p. 55.

De manera continua en la misma sección se observa la prolongación de dicha secuencia hasta encontrarse en el techo de esta una capa potente de caliza tipo packstone, definiendo de esta manera la transición a una parasecuencia progradante (*ver Figura 18*), es decir la tasa de depositación fue mayor a la tasa de acomodación. Continuando la sección estratigráfica, se encuentra la sección Guane, compuesta por intercalaciones de shales negro con capas tabulares de caliza tipo mudstone, mostrando una parasecuencia agradacional (*ver Figura 18*), es decir en este caso la tasa de depositación fue relativamente igual a la tasa de acomodación.

Figura 18. Parasecuencias progradacional y agradacional.




Modificado de Vertical stacking of parasequences sets. Fuente: Van Wagoner, J. Et. Al. (1990) Siliciclastic Sequence Stratigraphy In Well Logs, Cores, And Outcrops. Tulsa, Oklahoma. American Association Of Petroleum Geologists Methods In Exploration Series, No. 7. p. 55.

Teniendo en cuenta dichas descripciones, así como el modelo estratigráfico secuencial propuesto por Guerrero (2002) quien define la *Aloformación Fómeque* (ver Figura 19), compuesta por secuencias cretácicas del Barremiano al Aptiano en el Valle Medio del Magdalena donde se encuentra la Formación Paja en los alrededores de Bucaramanga, como una transición retrogradacional (TST) a una altamente agradacional (HST), resultaría posible afirmar que la parte superior de la sección Galán en conjunto con la sección Guane corresponderían a un *Highstand*

*System Tract (HST)*, es decir para este momento la rata de acumulación de sedimentos excedió la rata del aumento relativo del nivel del mar, disminuyendo el espacio de acomodación, manteniéndose relativamente estable el nivel del mal por un buen periodo y propiciando de esta manera la formación de una parasecuencia progradacional seguida de una parasecuencia agradacional.

Figura 19. Estratigrafía de secuencias y clasificación aloestratigráfica y litoestratigráfica de la Formación Paja en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

ALLOSTRATIGRAPHIC UNITS	AGES	SEQUENCES AND SYSTEMS TRACTS		RELATIVE SEA LEVELS HIGH — LOW
FÓMEQUE ALLOFORMATION	LATE APTIAN	SK 3 (17 Ma)	HST	
	EARLY APTIAN		TST	
	BARREMIAN			

Modificado de Sequence Stratigraphy along with the Allostratigraphic and Lithostratigraphic Classification (N and W Sides) of the Succession from the Cretaceous Colombian Basin. Fuente: Guerrero, J. (2002) A Proposal on the Classification of Systems Tracts: Application to the Allostratigraphy and Sequence Stratigraphy of the Cretaceous Colombian Basin. Part 2: Barremian to Maastrichtian. En: Geología Colombiana. Vol. 27. p.4

## 8.2 CARBONO ORGÁNICO TOTAL (%TOC) FORMACIÓN PAJA

En las tablas 3 y 4 se relacionan los resultados de porcentaje de TOC practicado a siete muestras de shale y ocho muestras de caliza, correspondientes a los dos segmentos estratigráficos estudiados.

Tabla 3. Resultados Análisis TOC Sección Guane

<b>Muestra</b>	<b>Litología</b>	<b>Profundidad (m)</b>	<b>TOC (%) p/p</b>
BG 10	Caliza	4	0,35
BG 11	Shale	9	2,54
BG 12	Caliza	30	0,08
BG 13	Shale	63	2,51

Tabla 4. Resultados Análisis TOC Sección Galán

<b>Muestra</b>	<b>Litología</b>	<b>Profundidad (m)</b>	<b>TOC (%) p/p</b>
BG 14	Caliza	4	0,14
BG 15	Caliza	11	0,13
BG 16	Caliza	25	0,21
BG 17	Shale	84	1,42
BG 18	Shale	122	4,57
BG 19	Caliza	130	1,76
BG 20	Shale	161	3,04
BG 21	Shale	227	2,19
BG 22	Caliza	227	0,99
BG 23	Shale	312	1,81
BG 24	Caliza	392	0,42

### 8.3 PIROLISIS ROCK-EVAL FORMACIÓN PAJA

En la tabla 5 se relacionan los resultados del análisis de Pirolisis Rock-Eval practicado a ocho muestras correspondientes a los dos segmentos estratigráficos estudiados, cuyo criterio de selección fue por presentar valores de TOC mayores a 1%.

Tabla 5. Resultados Análisis Pirolisis Rock - Eval

Muestra	Litología	S1 (mg/g)	S2 (mg/g)	S3 (mg/g)	Tmax (°C)	HI	OI	PI
BG 11	Shale	0,06	0,2	0,4	601	7,87	15,75	0,23
BG 13	Shale	0,03	0,13	0,91	605	5,18	36,25	0,19
BG 17	Shale	0,02	0,07	1,65	525	4,93	116,20	0,22
BG 18	Shale	0,06	0,18	2,6	488	3,94	56,89	0,25
BG 19	Caliza	0,05	0,2	0,37	605	11,36	21,02	0,20
BG 20	Shale	0,04	0,14	0,82	607	4,61	26,97	0,22
BG 21	Shale	0,03	0,15	1,71	516	6,85	78,08	0,17
BG 23	Shale	0,05	0,15	0,63	604	8,29	34,81	0,25

### 8.4 POROSIDAD EFECTIVA FORMACIÓN PAJA

En la tabla 6 se relacionan los resultados en porcentaje de porosidad efectiva, de una muestra de shale y cuatro muestras de caliza, de la sección estratigráfica estudiada. Cabe resaltar que el valor obtenido para la muestra de shale no es representativo y además por posibles errores de medición no correspondería con un valor concerniente a la realidad.

Tabla 6. Resultados Porosidad Efectiva

<b>Muestra</b>	<b>Litología</b>	<b>Diámetro (cm)</b>	<b>Longitud (cm)</b>	<b>Porosidad (%)</b>
BG 11	Shale	3,77	1,67	10,91
BG 12	Caliza	3,78	1,68	11,76
BG 15	Caliza	3,80	4,10	11,64
BG 22	Caliza	3,76	5,93	7,26
BG 24	Caliza	3,80	4,17	3,06

### 8.5 PERMEABILIDAD EFECTIVA FORMACIÓN PAJA

En la tabla 7 se relacionan los resultados en milidarcys de la permeabilidad efectiva de una muestra de shale y cuatro muestras de caliza de la sección estratigráfica estudiada.

Tabla 7. Resultados Permeabilidad Efectiva

<b>Muestra</b>	<b>Litología</b>	<b>Diámetro (cm)</b>	<b>Longitud (cm)</b>	<b>Permeabilidad (mD)</b>
BG 11	Shale	3,77	1,67	0,00025
BG 12	Caliza	3,78	1,68	0,24
BG 15	Caliza	3,80	4,10	0,052
BG 22	Caliza	3,76	5,93	0,052
BG 24	Caliza	3,80	4,17	0,032

## 9. ANÁLISIS DE RESULTADOS

### 9.1 AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN FORMACIÓN PAJA

Se realizó una reconstrucción del ambiente de depositación de la Formación Paja en las secciones estudiadas teniendo en cuenta las descripciones asignadas bajo el contexto de los systems tracts para las secciones de Galán y Guane.

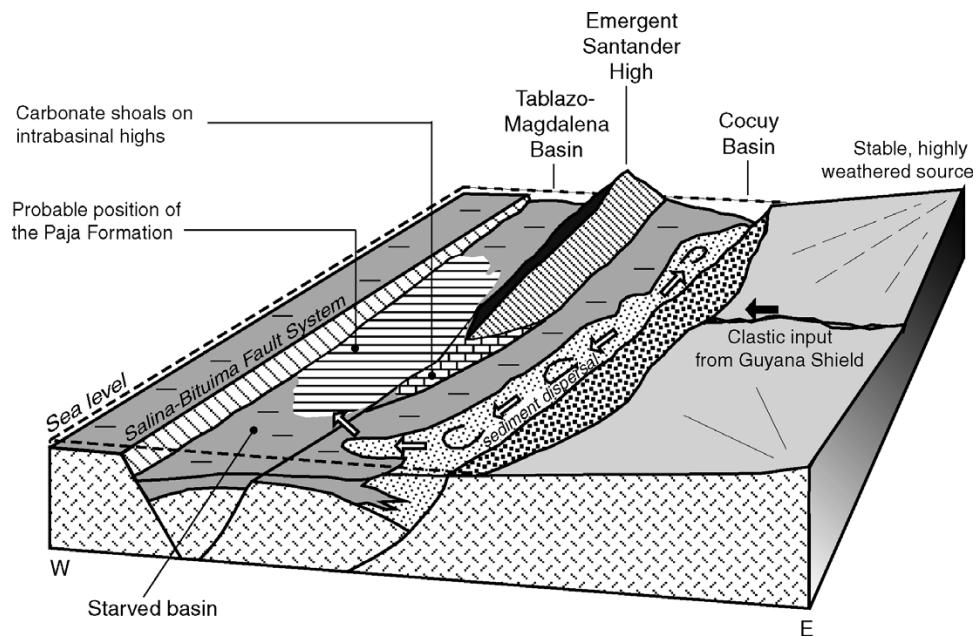
Hacia la base de la secuencia, siendo esta correspondiente a la sección de Galán (Figura 13), partiendo de los 571 hasta los 879 m.s.n.m se encuentra caliza tipo mudstone intercalada con shale negro de matriz calcárea, hay presencia de laminación plano paralela en los shales así como capas de espesores representativos, esta parte de la sección se denominó como asociación de facies 2 (ver figura 11). Nos encontramos en un medio marino de plataforma continental en donde para este periodo de depositación se presenciaba un incremento relativo en el nivel del mar. De los 879 hasta los 959 m.s.n.m hay presencia de caliza tipo packstone (ver figura 11) por lo que esta variación litológica sugiere un aumento en la energía del medio de depositación y de la misma manera se da lugar al retroceso del nivel del mar.

Pasando a la sección de Guane (Figura 13), la cual va de los 958 a 1017 m.s.n.m, se encuentran intercalaciones de caliza, en este caso tipo mudstone con shale negro a lo que se denominó asociación de facies 1 (ver figura 13), la laminación plano paralela se encuentra presente en los shales de la parte superior de la sección, la matriz para los shales en este caso es terrígena. Las características

granulométricas se muestran constantes sobre toda la sección. Se sugiere un periodo de depositación en donde el nivel del mar se presentaba estable bajo condiciones de un ambiente marino somero.

Por su parte, *Campos Álvarez & Roser (2007)*, describe el arreglo tectónico y estructural para la Formación Paja en la cordillera oriental, afirmando que dicha formación fue depositada en un ambiente de margen pasivo cuyo depocentro recibió material detrítico principalmente de fuentes continentales, el cual en gran parte fue reciclado de sedimentos profundos más antiguos (*ver Figura 20*).

Figura 20. Bloque diagrama ilustrando el ambiente deposicional de la Formación Paja.



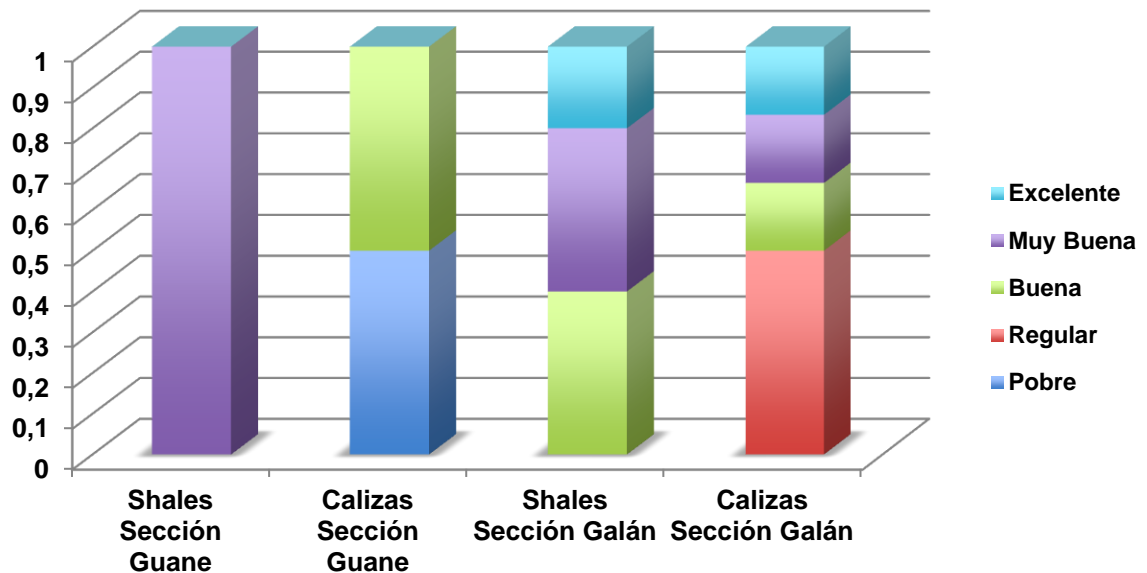
Modificado de Cooper et. al. (1995) Fuente: Campos Alvarez, N & Roser, B. Geochemistry of black shales from Lower Cretaceous Paja Formation, Eastern

Cordillera, Colombia: Source, weathering, provenance and tectonic setting. En: Journal of South American Earth Sciences. Vol. 23. 2007. p. 287.

## 9.2 CANTIDAD DE M.O. FORMACIÓN PAJA

En la figura 21, se representa la distribución porcentual de la cantidad de TOC para cada uno de los tipos de roca presentes en los dos segmentos estratigráficos estudiados a partir de los resultados de laboratorio obtenidos.

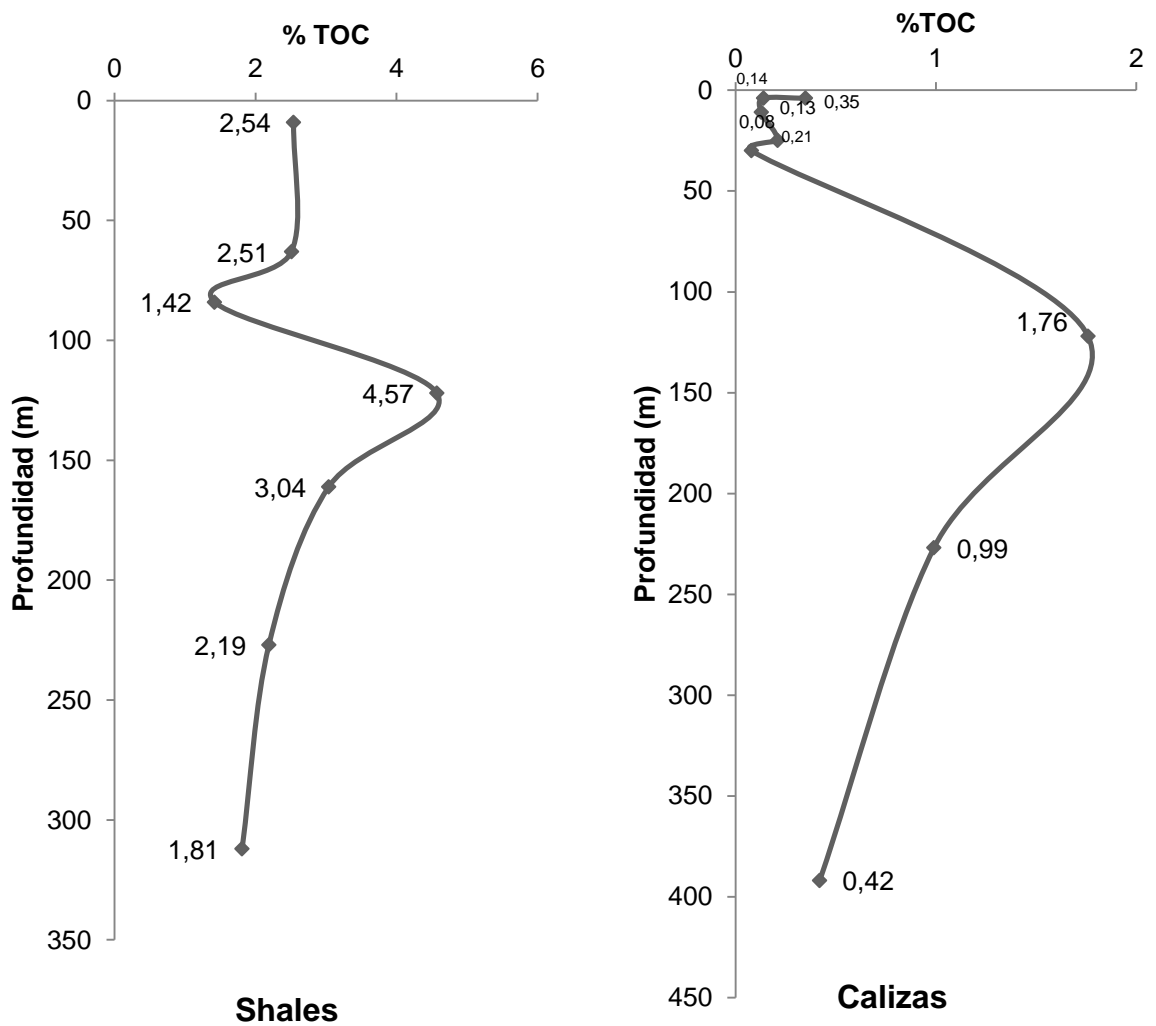
Figura 21. Porcentajes de cantidad del TOC para cada tipo de roca en los dos segmentos estratigráficos estudiados.



En el caso de la sección Guane, la cantidad del TOC para los shales es predominantemente *Muy Buena*, representada por un 100% del total de las muestras; mientras que en el caso de las calizas, la cantidad de la materia orgánica varía entre *Buena* y *Pobre*, con valores iguales del 50% respectivamente.

Por su parte, en la sección Galán la cantidad del TOC en los shales se divide entre *Buena* y *Muy Buena*, con valores iguales del 40% para cada uno y *Excelente* para el 20% restante. En el caso de las calizas, la cantidad de la materia orgánica es considerablemente *Pobre* con un valor del 50%, destacándose cantidades *Buenas*, *Muy Buenas* y *Excelentes* con igual porcentaje, completándose el 50% restante.

Figura 22. % TOC Vs. Profundidad (m).



Del mismo modo, en la figura 22 es posible observar la tendencia de los valores de %TOC de manera general en ambas secciones para cada tipo de roca. De esta forma, los shales presentes en la sección estratigráfica estudiada presentan en su mayoría valores superiores al 2%, inclusive alcanzando valores de 4,5% a profundidades entre 70 y 240 metros de profundidad relativa, lo que permitirá caracterizar a dichos shales con un muy buen contenido de materia orgánica. Así mismo, las calizas presentes en la sección estratigráfica estudiada presentan un promedio de valores entre 0,1% y 1%, caracterizándose con un buen contenido de materia orgánica.

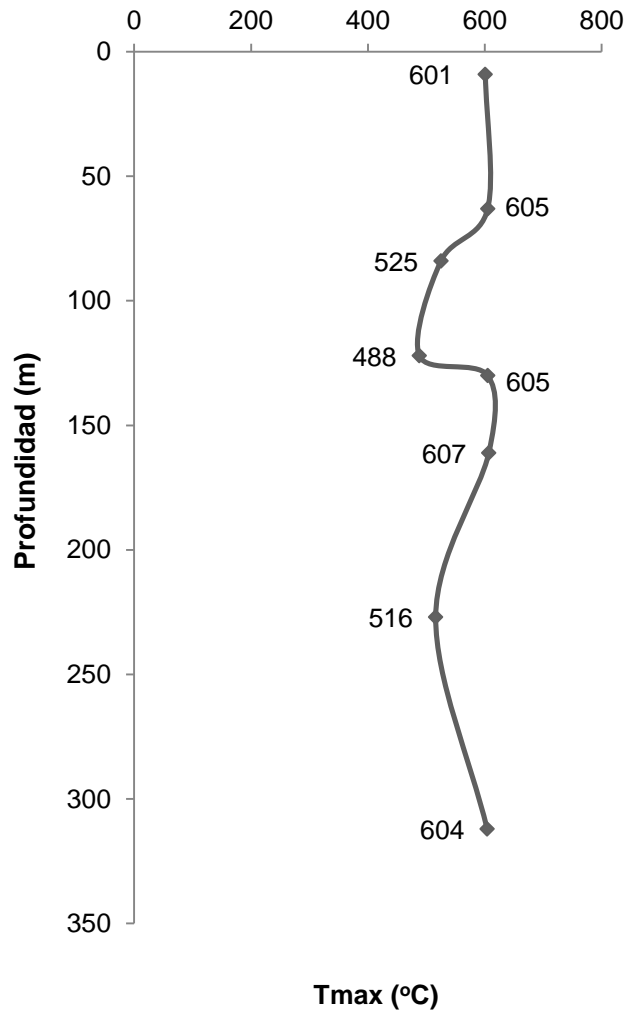
A modo general, podría decirse que la secuencia estratigráfica de la Formación Paja en la Sección Guane – Barichara se caracteriza por presentar un muy buen contenido de materia orgánica, principalmente en los segmentos comprendidos entre los 100 y 150 metros de profundidad relativa, lo cual es favorable para la generación de hidrocarburos.

### **9.3 MADUREZ TERMAL FORMACIÓN PAJA**

Para la determinación de la madurez termal en la sección estratigráfica estudiada, se tuvieron en cuenta los valores de temperatura máxima (Tmax) obtenidos a partir del análisis de Pirolisis Rock - Eval.

De esta forma, en la figura 23 se observa la variación de los valores de Tmax en función de la profundidad, para cada una de las muestras analizadas.

Figura 23. Tmax (°C) Vs. Profundidad (m).



En su totalidad, los valores de Tmax de las muestras en la sección estratigráfica estudiada, se encuentran en un rango mayor a 465 °C, lo que indica que el estado de maduración termal para dichas rocas es sobremaduro.

A partir de los datos de Tmax obtenidos y teniendo en cuenta la fórmula propuesta por Jarvie (2005), %VRo (eq. Tmax-based) = 0.0180 (Tmax °C) – 7.16, se

estimaron las equivalencias de dichos valores a porcentaje de Reflectancia de Vitrinita (%Ro). Los resultados se presentan en la tabla 8.

Tabla 8. Calculo equivalencia Tmax - %Ro

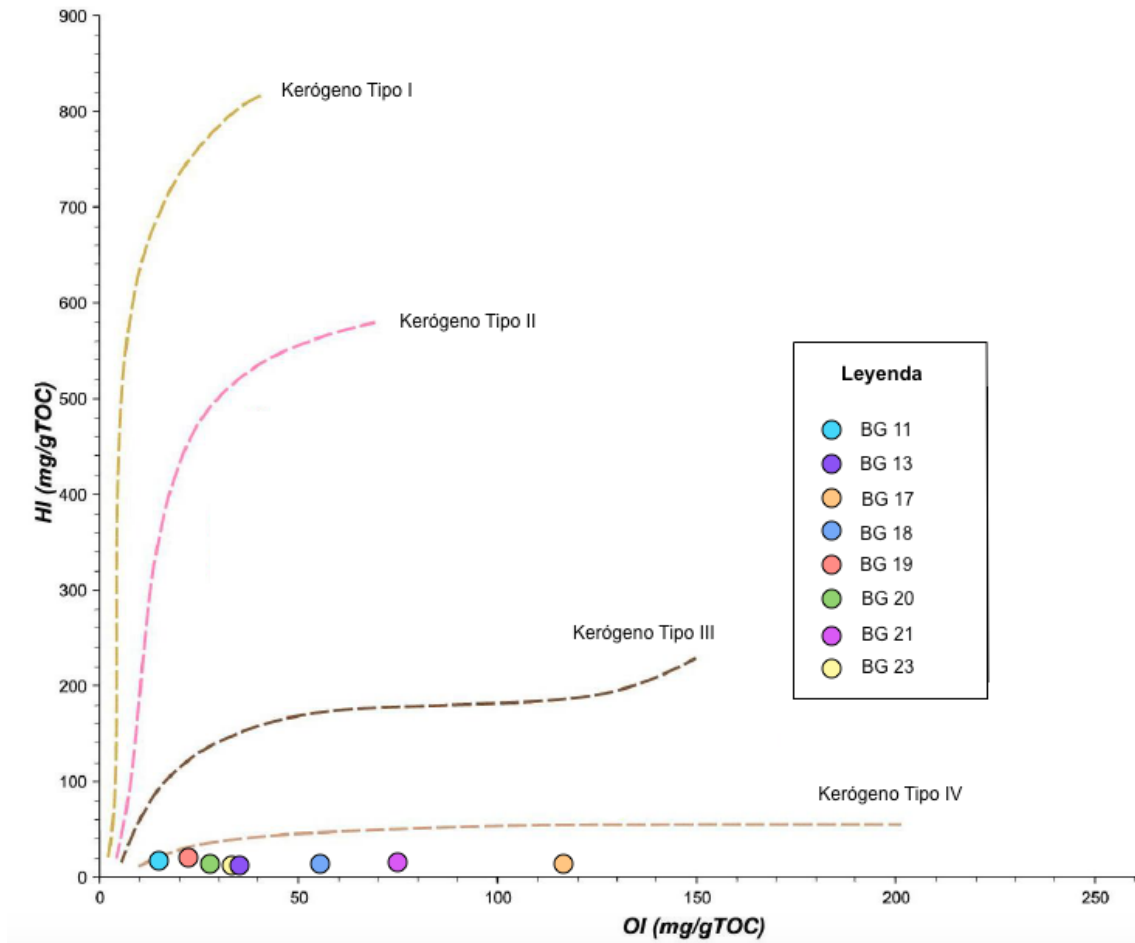
<b>Muestra</b>	<b>Litología</b>	<b>Tmax (°C)</b>	<b>%Ro</b>
BG 11	Shale	601	3,66
BG 13	Shale	605	3,73
BG 17	Shale	525	2,29
BG 18	Shale	488	1,62
BG 19	Caliza	605	3,73
BG 20	Shale	607	3,77
BG 21	Shale	516	2,13
BG 23	Shale	604	3,71

Por consiguiente, es posible afirmar que las rocas pertenecientes a la secuencia estratigráfica de la Formación Paja en la Sección Guane – Barichara, se encuentran sobremaduras, ya alcanzaron la ventana de generación de hidrocarburos, y por ende representarían un gran atractivo para yacimientos no convencionales de gas termogénico.

#### **9.4 TIPO DE KERÓGENO**

Partiendo de la relación  $HI$  (mg HC / g TOC) /  $OI$  (mg CO<sub>2</sub> / g TOC), la cual representa un método indirecto para establecer el tipo de kerógeno presente en la roca; se representaron dichos valores y se obtuvo la respectiva gráfica (ver Figura 24).

Figura 24. Diagrama modificado Van Krevelen (OI Vs. HI).



A partir de esto, se podría decir que el kerógeno presente en las rocas de la Formación Paja en la sección Guane – Barichara, corresponde a kerógeno tipo IV o Inertita, es decir materia orgánica re trabajada o alterada termalmente que no ofrece muchas posibilidades para la generación de hidrocarburos; sin embargo hablar de este tipo de materia orgánica contradeciría el hecho de encontrarse en un ambiente marino somero de baja energía, por lo que resultaría necesario plantear posibles fuentes de error y así establecer el verdadero tipo de kerógeno.

De esta manera, la poca correspondencia de dichos datos podría explicarse debido a los altos valores de Tmax obtenidos en el análisis de Pirolisis Rock – Eval, es decir que la roca se encuentre sobremadura puesto que el HI es menospreciado cuando esto ocurre. Por su parte, los bajos valores de HI podrían interpretarse igualmente como un máximo aprovechamiento en la generación de hidrocarburos, es decir que el kerógeno reaccionó y craqueó de forma primaria y secundaria todos los hidrocarburos que la roca tenía capacidad de generar.

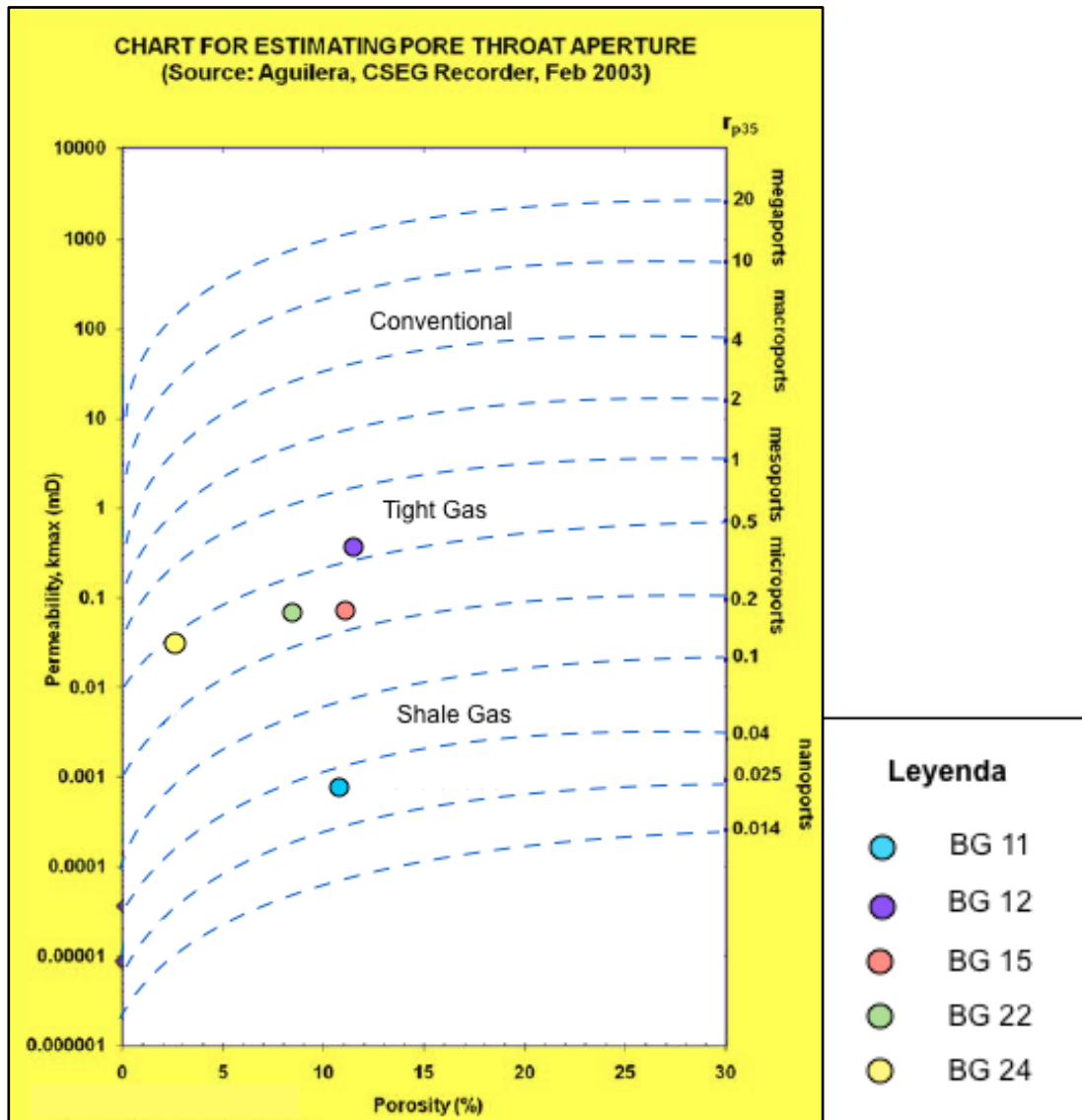
Adicional a esto, el hecho de no tener acceso a muestras de pozos estratigráficos y realizar los análisis geoquímicos con muestras de afloramiento posiblemente meteorizadas, podría representar un amplio rango de error en los datos obtenidos a partir de dichos análisis.

Aguilera et. al. (2010) plantea que teniendo en cuenta que las unidades cretáceas dentro de las cuales se ubica la Formación Paja, se encuentran enterradas profundamente en la cuenca, los diferentes parámetros obtenidos que indicarían un potencial de generación pobre se deberían a un “*depletion effect*”. Así mismo, reporta varios valores de HI y OI para la Formación Paja, que al relacionarlos indicarían kerógenos tipo II y III en diferentes sectores de la cuenca.

## **9.5 POTENCIAL ROCA RESERVORIO FORMACIÓN PAJA**

Relacionando los valores de Porosidad (%) y Permeabilidad (md) es posible estimar el valor del radio de apertura de garganta de poro en un cuerpo de roca, lo cual resulta bastante útil en este caso para asociar las litologías estudiadas a un tipo de yacimiento específico.

Figura 25. Diagrama modificado Estimating Pore Throat Aperture – Aguilera.



De acuerdo al gráfico obtenido (*ver Figura 25*), la muestra de shale (BG-11) presenta un valor de radio de apertura de garganta de poro de 0,04  $\mu\text{m}$ , lo cual permitiría estimar que dicho cuerpo de roca presenta nanoporos y posiblemente estaría asociado a un yacimiento tipo Shale Gas, sin embargo, debido a la

escasez de muestras y el alto grado de fracturamiento de la zona, la confiabilidad para determinación de este tipo de yacimiento es muy baja.

Por su parte, las calizas presentan valores de radio de apertura de garganta de poro entre 0,2  $\mu\text{m}$  y 0,7  $\mu\text{m}$ , es decir, exhiben microporos y mesoporos, pueden estar asociadas a un yacimiento tipo Tight Gas

Por otro lado y teniendo en cuenta los datos geoquímicos obtenidos, es posible asociar el buen rango de valores de TOC, así como el grado de madurez termal que presentan las litologías estudiadas, a un aumento significativo en la porosidad de dichas rocas. Así mismo, el buen contenido de materia orgánica provee espacios adsortivos para la acumulación y retención del gas.

De esta manera y teniendo en cuenta las características petrofísicas, geoquímicas y litológicas de las rocas, se determinaron 3 zonas favorables para fracturamiento descritas a continuación:

- Sobre la base de la sección estratigráfica de Galán, se presenta una capa potente de calizas tipo Mudstone de un espesor aproximado de 80 metros, porosidad efectiva equivalente al 3,06% y permeabilidad de 0,032 milidarcys. Esta sección se encuentra representada por la muestra BG-24 la cual permite representar la ubicación de la zona en las columnas estratigráficas elaboradas.
- En el tope de la sección estratigráfica de Galán, se encuentra una capa de calizas tipo Packstone de espesor aproximado a 21 metros, porosidad efectiva

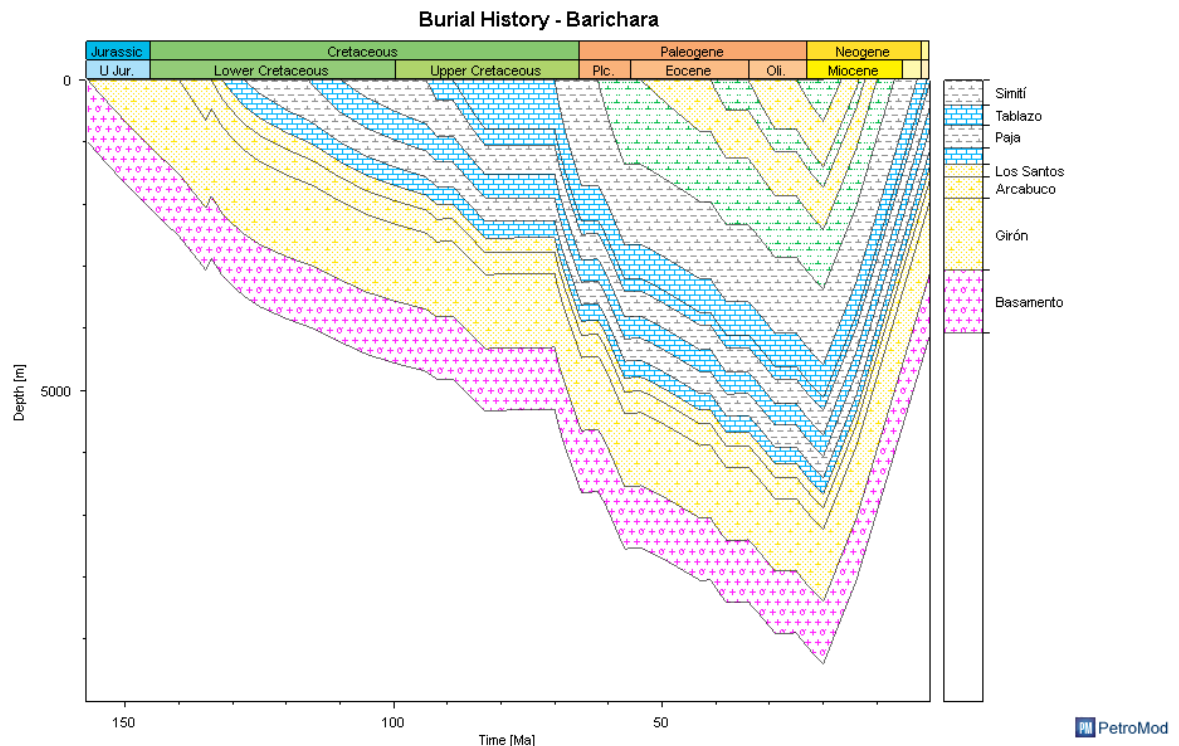
de 11,64% y permeabilidad de 0,052 milidarcys. Esta sección es representada por la muestra BG-15 la cual permite representar la ubicación de la zona en las columnas estratigráficas elaboradas.

- En la zona intermedia de la sección de Guane, se observa una secuencia continua de calizas tipo Mudstone intercaladas con shales negros, las calizas tienen valores de porosidad efectiva equivalentes a los 11,76% y permeabilidades de 0,24 milidarcys. Esta sección está representada por la muestra BG-12 la cual permite representar la ubicación de la zona en las columnas estratigráficas elaboradas.

## 10. MODELAMIENTO GEOQUÍMICO

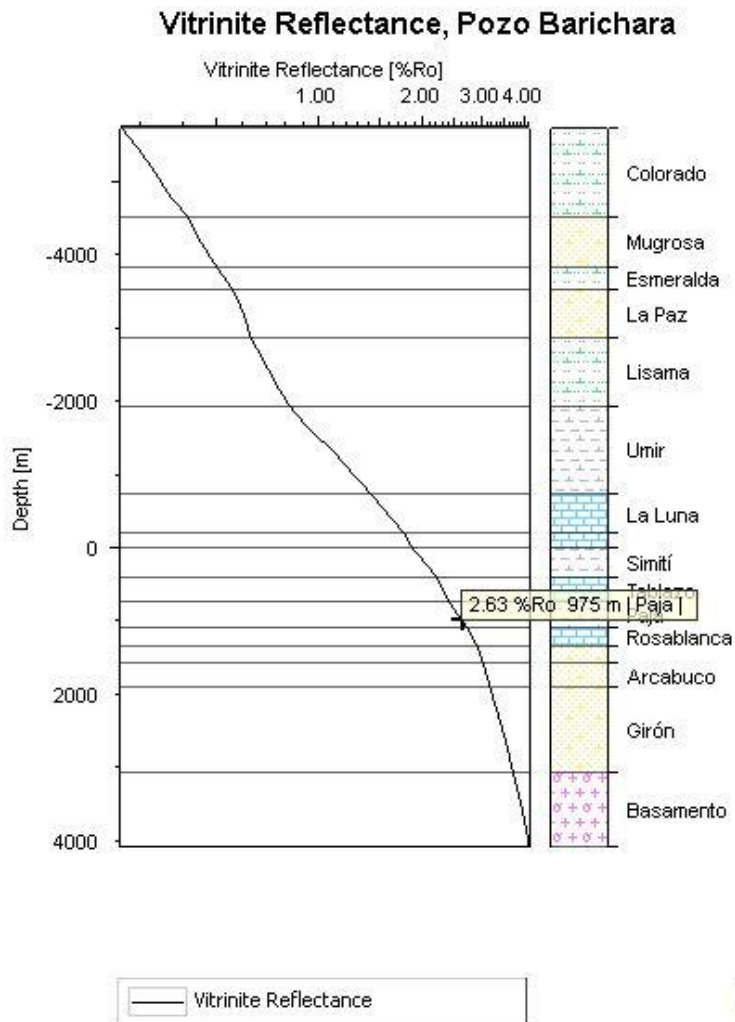
Teniendo en cuenta la evolución tectónica descrita previamente, al igual que la información bibliográfica proporcionada por Cooper, et. al., 1995, donde se ilustra en un diagrama cronoestratigráfico el pozo *Morales-1* (p. 1426) en cercanías al Municipio de Barichara; se elaboró en el software PetroMod un modelamiento geoquímico básico 1D, con el fin de apreciar la historia de subsidencia de esta zona (ver *Figura 26*), así como correlacionar los datos de reflectancia de vitrinita en los análisis de laboratorio.

Figura 26. Historia de subsidencia sector aledaño a Barichara.



En el caso de la reflectancia de vitrinita los valores obtenidos a partir de los análisis de laboratorio realizados oscilan en un rango de 1,6% y 3,7%; en el caso del modelamiento geoquímico realizado y teniendo en cuenta la figura 27, se puede observar que el valor general de reflectancia de vitrinita que se obtiene para la Formación Paja, ronda el 2,63%, es decir son valores correlacionables.

Figura 27. Reflectancia de vitrinita obtenida a partir de modelamiento geoquímico – Fm. Paja sector aledaño a Barichara.



## 11. CONCLUSIONES

- La Formación Paja hacia la base de la sección Galán presenta intercalaciones de shales calcáreos y calizas tipo mudstone, apoyados en la bibliografía se define como la parte final de una parasecuencia retrogradacional, dando lugar a la asociación de dicha zona con un *Transgressive System Tract (TST)*. La prolongación de dichas intercalaciones hasta el techo de la sección donde se encuentra una capa potente de caliza tipo packstone, sugiere la transición a una secuencia progradante. Por su parte, la sección Guane presenta hacia la base litologías de tipo shales negros intercalados con calizas tipo mudstone, sugiriendo una parasecuencia agradacional, definiéndose en conjunto con la parte superior de la sección Galán como un *Highstand System Tract (HST)*.
- Teniendo en cuenta las características litológicas hacia la base de la secuencia estratigráfica estudiada, siendo esta correspondiente a la sección Galán, se interpreta un ambiente de sedimentación marino de plataforma continental, donde el nivel del mar presento un incremento constante durante este periodo de depositacion, y consecutivamente dio paso al retroceso del mismo, depositando calizas tipo packstone bajo las características de un ambiente marino somero. Por su parte, hacia la zona superior de la secuencia, correspondiente a la sección Guane, se sugiere una tendencia del nivel del mar a mantenerse estable, bajo condiciones de un ambiente marino somero, dando paso a la depositacion de calizas tipo mudstone intercaladas con shales negros.

- Las rocas de la Formación Paja en la sección estratigráfica estudiada, presentan un muy buen contenido de materia orgánica que se ve reflejado en porcentajes de TOC que varían en su mayoría entre 1,5% y 4,5%, presentando una tendencia de valores más altos hacia la parte superior de la sección Galán.
- Los resultados obtenidos a partir del análisis de pirolisis Rock – Eval, indican que las rocas de la Formación Paja en la sección estratigráfica estudiada se encuentran sobremaduras termalmente, presentado los valores más altos distribuidos de manera casi uniforme entre la base y el tope de la sección estudiada, lo cual representa un buen parámetro para definir prospectos de yacimientos no convencionales de gas termogénico.
- A pesar de que la relación de los índices de hidrogeno (HI) e índices de oxígeno (OI) indican que las rocas de la Formación Paja en la sección estratigráfica estudiada presentan kerógeno tipo IV; los altos valores de madurez termal obtenidos y la realización de análisis geoquímicos con muestras de afloramiento posiblemente meteorizadas, representarían un eventual rango de error para dicha estimación, permitiendo recurrir a la bibliografía y definir kerógenos tipos II y III en la Formación Paja.
- De acuerdo a los análisis petrofísicos realizados, las rocas de la Formación Paja en la sección estratigráfica estudiada presentan valores promedios de porosidad efectiva 9% y 11%, así como bajos valores de permeabilidad efectiva en milidarcys.

- Conforme a los resultados obtenidos a partir de los análisis estratigráficos, geoquímicos y teniendo en cuenta que las calizas presentan valores de radio de apertura de garganta de poro entre 0,2  $\mu\text{m}$  y 0,7  $\mu\text{m}$ , es decir, exhiben microporos y mesoporos, pudiendo asociarse de esta manera a un yacimiento tipo Tight Gas; se identificaron 3 zonas favorables para fracturamiento, localizadas sobre la base y el techo de la sección Galán, encontrando calizas tipo mudstone y packstone respectivamente, así como en la zona intermedia de la sección Guane en donde se encuentran calizas tipo mudstone.

## BIBLIOGRAFÍA

AGUILERA, R. et. al. (2010) Organic Geochemistry Atlas of Colombia. Second Edition. En: Earth Sciences Research Journal. Vol., 14 Special Edition. Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

AGUILERA, R. (2011) Petrophysics of multi-porosity tight reservoirs with a link to oil and gas productivity. Calgary. University of Calgary. Schulich School of Engineering.

BOYER, C., CLARK, B., JOCHEN, V., LEWIS, R. & MILLER, C. Gas de lutitas: Un recurso global. En: Oilfield Review Schlumberger. Vol., 23. No 2 (Octubre, 2011); p. 28-39.

BLANDÓN, A. (2007) Contribution of sedimentary organic matter to the determination of paleoenviroment and hydrocarbon generation potential of coals in the Amagá Formation (Colombia). Ginebra. Université de Genevé. Faculté des Sciences. Département de géologie et paléontologie.

CAMPOS ALVAREZ, N & ROSER, B. (2007) Geochemistry of black shales from Lower Cretaceous Paja Formation, Eastern Cordillera, Colombia: Source,

weathering, provenance and tectonic setting. En: Journal of South American Earth Sciences. Vol. 23. p. 271-289.

COOPER, et. al. (1995) Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera and Middle Magdalena Valley, Colombia. En: AAPG Bulletin. Vol. 79 No. 10. P. 1421 – 1443.

DANIELS, D. (2002) Introduction to effective permeability and relative permeability. Lecture: S.A. Holditch & Associates.

ETAYO-SERNA, F., RENZONI, G. & BARRERO D. (1976) Contornos Sucesivos del Mar Cretáceo En Colombia: I Congreso Colombiano de Geología, Bogotá, V. 1.

GRUPO DE INVESTIGACIÓN SOBRE DESARROLLO REGIONAL Y ORDENAMIENTO TERRITORIAL – GIDROT. (2011) Diagnostico Dimensión Biofísico Ambiental Territorial de Santander. Tomo 1.

GUERRERO, J. (2002) A Proposal on the Classification of Systems Tracts: Application to the Allostratigraphy and Sequence Stratigraphy of the Cretaceous Colombian Basin. Part 2: Barremian to Maastrichtian. En: Geología Colombiana. Vol. 27. p. 27-49.

HUANG, D. (1999) Advance in hydrocarbon generation theory: II. Oils from coal and their primary migration model. En: Journal of Petroleum Science and

Engineering. Vol. 22. p. 131-139.

JARVIE, D. (2005) Application of geochemical techniques in the evaluation of shale gas plays and prospects. AAPG Southwest Section Meeting. Midland, Texas.

JULIVERT, M. Et. al. (1964). Geología de la Mesa de Los santos Boletín de Geología, No.18, pp. 5-11

LAFARGUE, E., MARQUIS, F. & PILLOT, D. Rock-Eval 6 applications in hydrocarbon exploration, production and soil contamination studies. En: Revue De L'institut Français Du Pétrole. Vol., 53. No 4. (Julio-Agosto,1998); p. 421-437.

MCCARTHY, K., ROJAS, K., NIEMANN, M., PALMOWSKI, D., PETERS, K. & STANKIEWICZ, A. La geoquímica de la rocas generadoras. En: Oilfield Review Schlumberger. Vol., 23. No 2 (Enero, 2011); p. 36-47.

MORA VILLA, M. (2012) Caracterización petrofísica no convencional en yacimientos de lutitas gasíferas. Halliburton.

MORALES, L. et. al. (1958) General Geology And Oil Occurrence of The Middle Magdalena Valley, Colombia. In habitat of oil a Symposium American Association of Petroleum Geologists Bulletin. Tulsa.

NAIK, C. (2003) Tight Gas Reservoirs—An Unconventional Natural Energy Source for the Future.

PARIS DE FERRER, M. (2009) Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.

PULIDO, O. (1985) Plancha 135 – San Gil. Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero-Ambiental y Nuclear. INGEOMINAS. Ministerio de Minas y Energía. Colombia.

QUIROGA, A. & GANINZA, L. Curso sinóptico de geoquímica del petróleo. En: Revista Técnica de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. Vol., 11. No 4 (Diciembre, 1990); p. 333-506.

ROJAS, N., CASTELLANOS, J., GUTIERREZ, D., ROJAS, J. & ROJAS, S. (2006) Mapa Geológico de la Mesa de Barichara Departamento de Santander. Escala 1:75.000. Instituto Colombiano de Geología y Minería INGEOMINAS. Ministerio de Minas y Energía. República de Colombia.

ROLON, L. (2004) Structural Geometry of the Jura-Cretaceous Rift of the Middle Magdalena Basin – Colombia. Morgantown, WV.

ROYERO, J. & CLAVIJO, J. (2001) Mapa Geológico Generalizado. Departamento de Santander. Escala 1:400.000 Memoria Explicativa. Instituto de Investigación e

Información Geocientífica, Minero-Ambiental y Nuclear. INGEOMINAS. Ministerio de Minas y Energía. Colombia.

SARMIENTO, L.F. (2011) Petroleum Geology Of Colombia: Middle Magdalena Basin. Geology and Hydrocarbon Potential - Vol. 11. EAFIT University. Department of Geology. Impresos El Día, Medellín. p. 92 - 100.

VILLAMIL, T. (2012) Chronology, relative sea-level history and a new sequence stratigraphic model for basinal cretaceous facies of Colombia. Society for sedimentary geology (SEPM).

VAN WAGONER, J. et. al. (1990) Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, cores, and outcrops. Tulsa, Oklahoma. American Association of Petroleum Geologists Methods in Exploration Series, No. 7.

WARD, et. al. (1973) Geología de los cuadrángulos H-12 Bucaramanga y H-13 Pamplona. Departamento de Santander. Ingeominas.





Anexo C. Mapa de segmentos estratigráficos.

