

**IDENTIFICACIÓN DE LOS EVENTOS ANÓXICOS DEL CRETÁCEO SUPERIOR
EN LA FORMACION CHIPAQUE, CORDILLERA ORIENTAL, COLOMBIA Y SUS
IMPLICACIONES COMO POTENCIAL EN YACIMIENTOS SHALE GAS**

**DIANA PATRICIA VÁSQUEZ ARCINIEGAS
MARÍA ALEJANDRA GÜIZA RANGEL**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2015**

**IDENTIFICACIÓN DE LOS EVENTOS ANÓXICOS DEL CRETÁCEO SUPERIOR
EN LA FORMACION CHIPAQUE, CORDILLERA ORIENTAL, COLOMBIA Y SUS
IMPLICACIONES COMO POTENCIAL EN YACIMIENTOS SHALE GAS**

**DIANA PATRICIA VÁSQUEZ ARCINIEGAS
MARÍA ALEJANDRA GÜIZA RANGEL**

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR AL
TÍTULO DE GEÓLOGOS**

**DIRECTOR
MARIO GARCÍA GONZÁLEZ
GEÓLOGO PH.D**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FISCOQUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2015**

DEDICATORIA

A Dios, a mis padres, a mi hermana, a mis nonos; a ellos que representan el motivo, la fe, amor y la fortaleza para alcanzar mis sueños y metas.

Alejandra

A mis padres, que con la ayuda de Dios y sus grandes esfuerzos me han sacado adelante, a ellos con todo mi amor.

Diana

AGRADECIMIENTOS

Queremos expresar nuestros sinceros agradecimientos a nuestras familias por su incondicional apoyo durante todo nuestro proceso de formación y sobre todo por creer en nosotras.

A nuestro director de tesis Mario García Gonzales por su confianza, conocimiento, paciencia y sugerencias que nos brindó durante todo este proceso.

A la Universidad Industrial de Santander, al grupo de investigación de Geología de carbón y de hidrocarburos por el apoyo económico que nos brindaron para hacer todo esto posible y Sede UIS Guatiguará por permitirnos realizar los análisis y brindarnos todas las facilidades para llevar esto a cabo, A todos nuestros profesores y funcionarios de la escuela de Geología UIS por su conocimiento y ayuda durante toda nuestra carrera.

A la profesora Georgina Guzmán por toda la enseñanza y su apoyo incondicional, que me ha traído hasta aquí.

A mis amigos que siempre estuvieron ahí durante toda mi carrera, ellos saben que sin su apoyo no hubiera sido la persona que soy hoy.

Diana

A Dianix mil gracias por toda la ayuda, paciencia, esfuerzo y dedicación para que el proyecto se realizara y por ser una excelente compañera de tesis y compartir conmigo sus conocimientos, apoyo, estrés y risas.

También a mis compañeros con los cuales crecí y viví maravillosas experiencias, durante mi carrera: Juanda, el gemelo, Floro, Cata, Chaca, El gordo (Cesar), Pipe Díaz, Luki, Nico, Rulos, Osquitar, Leito, Freddy Jeif, Miltón, Pao, Cami Lima, Dani Torres y muchos más.

A mis amigos de siempre, por su apoyo, sonrisas, lágrimas y compañía en todo momento: Carlos, Ela, Jaco, Eli, Laura, Margarita, Adri, Dani Reyes, Pipe Castellanos, Pipe Rey, Puri, a mis amigas del Colegio y a mi primo y también amigo Aponte.

Alejandra

CONTENIDO

INTRODUCCION	19
1. OBJETIVOS	20
1.1 OBJETIVO GENERAL	20
1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	20
2. LOCALIZACIÓN.....	21
3. METODOLOGÍA	23
3.1 FASE DE COMPILACIÓN.....	23
3.2 FASE DE CAMPO	24
3.3 FASE DE LABORATORIO.....	24
3.4 INFORME FINAL	25
4. FUNDAMENTO TEÓRICO	26
4.1 EVENTOS ANOXICOS OCEANICOS	26
4.2 ESTRATIGRAFIA DE SECUENCIAS CON RELACION OAE.....	27
4.3 SISTEMA PETROLIFERO NO CONVENCIONAL.....	29
5. MARCO GEOLÓGICO.....	31
5.1 ANTICLINAL DE TAUSA	31
6. FORMACIÓN CHIPAQUE	36
7. RESULTADOS.....	40
7.1 MAPA GEOLÓGICO Y CORTES.....	40
7.2 ESTRATIGRAFIA DE CAMPO	43

7.3 FACIES LITOLÓGICAS	58
7.4 ANÁLISIS GEOQUÍMICOS Y DATOS DE CAMPO	60
7.4.2 Datos de Pirolisis Rock Eval	63
7.5 RECONOCIMIENTO DE EVENTOS ANÓXICOS	66
8. DISCUSION DE RESULTADOS	70
9. EVALUACION COMO YACIMIENTO SHALE-GAS	79
10. CONCLUSIONES	81
BIBLIOGRAFÍA.....	83
ANEXOS	88

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización geográfica área de estudio.	22
Figura 2. Metodología desarrollada durante el proyecto.....	23
Figura 3. Curvas de transgresión relativa contra OAEs (desde el Jurásico hasta el Cretáceo); la transgresión es hacia la derecha y regresión hacia la izquierda (Jenkyns, 1980).....	28
Figura 4. Resumen de los criterios usados para la correlación cronoestratigráfica de las facies del Cretáceo tardío de Colombia. Eventos paleoceanográficos, paleobiológicos, físicos y geoquímicos en conjunto proveen un marco de correlación confiable (Villamil, 1998).....	29
Figura 5. Mapa de la zona de estudio donde se observan las principales características tectónicas que afectan el área. (Modificado de Montoya y Reyes 2003).....	32
Figura 6. Columna de depositación del Cretácico Superior al Neógeno para la Sabana de Bogotá (Montoya & Reyes, 2005).....	35
Figura 7. Mapa Geológico de Campo Escala 1:10000, modificado de Montoya y Reyes (ANEXO 1).....	41
Figura 8. Segmento del mapa Geológico de la Plancha 209 Zipaquirá (Modificado de Montoya y Reyes, 2003).....	42
Figura 9. Afloramiento mostrando la distribución de las capas de shale	44
Figura 10. Muestra E14-M27 Shale negro masivo, con moscovita.	45
Figura 11. Lodolita negra meteorizada, se observa su laminación interna que se intercala con limos grises.	45
Figura 12. Nódulos de hierro y molde de bivalvo en shale negro con oxidación naranja.....	46
Figura 13. Muestra E11-M16A Arena lodosa, con laminación plano paralela entre limos y arenas muy fina, presenta materia orgánica e impresión de costras erosionadas.....	47

Figura 14. Muestra E11-M16B Lodolita silíceas con presencia de foraminíferos bentónicos y fractura subconcoidea.....	48
Figura 15. Muestra E14-M28 A. Lodolita gris, estratificación y laminación plano paralela. Presenta molde de amonita. Muestra E14-M28 B. Lodolita arenosa (arena muy fina), con trazas fósiles (repichnia?), bioturbación y pirita.	49
Figura 16. Parte superior del segmento inferior de la Formación Chipáque, muestra la distribución de las capas de areniscas de grano muy fino lodosas, lodolitas arenosas y shales de color gris oscuro.....	50
Figura 17. Lodolitas grises con láminas de materia orgánica, fotografía de la roca in situ.....	51
Figura 18. Estación 7: afloramiento de arcillolitas.	52
Figura 19. Afloramiento de la sección media del segmento superior de la Formación Chipáque, muestra la distribución de las capas, tonalidades y espesores.....	53
Figura 20. Muestra E1-M2 Cuarzo arenisca gris claro de grano muy fino, mal cementada, presenta oxidación de tonalidades naranjas.	53
Figura 21. Estación 2 de campo, afloramiento de shales.....	54
Figura 22. Chert gris oxidado, en la fotografía se observa su fractura concoidea..	55
Figura 23. Muestra E3-M5, arenisca ocre de grano muy fino, se observan láminas de arcillas grises.	55
Figura 24. Capas medias de arenas de la parte superior, meteorización media y fracturamiento considerable.....	56
Figura 25. Columna Estratigráfica de la Formación Chipáque (1:4000) (ANEXO 3: Columna 1:500)	57
Figura 26. Grafica Gamma Ray vs TOC. Muestra la ecuación utilizada para la corrección de los datos de laboratorio.	63
Figura 27. Ecuaciones utilizadas para cálculos de Ro, HI, OI, PI y Pt.....	64
Figura 28. Acercamiento a los picos de %TOC (Línea de gráfica negra) y Gamma Ray (Línea de grafica roja).....	67

Figura 29. Afloramiento vía Sutatausa-Tausa.....	69
Figura 30. Modelo esquemático y perfil de una delta. Mientras el agua de río fluye hacia el mar, esta desacelera; primero la arena cae por suspensión en la llanura deltaica, luego limo y arcilla se establece sobre el frente deltaico y finalmente la arcilla y lodo se depositan en el prodelta; de esta manera se disponen las facies observadas en la zona de estudio que se interpretan como parte del ambiente deltaico, en su parte frontal y prodelta (Modificado de Stanley y Luczaj, 2015).....	74
Figura 31. Mapa de enriquecimiento orgánico (Repsol YPF, Occidental Andina., Ecopetrol 2002., en ANH 2011)	76
Figura 32. Valores de reflectancia de vitrinita para la Cuenca Cordillera Oriental (García 2003; en ANH 2011)	76
Figura 33. Gráfica HI vs OI de las formaciones de la Cuenca Cordillera Oriental. El círculo rojo muestra la acumulación de datos de la Formación Chipáque (ANH, 2010).	78
Figura 34. Sección estratigráfica regional o diagrama Wheeler de las cuencas cordillera oriental, VMM y Llanos. El eje horizontal representa la distancia horizontal y eje vertical representa el tiempo geológico en millones de años. Muestra el estado de madurez termal de la formación Chipáque ubicándose por encima de la línea roja (Sobremadurez). Etayo (1985a, 1994), Geotec (1992), Cooper et al. (1995), Geotec (2000), Gómez (2001) y Sarmiento-Rojas (2001) (ANH 2011).	79

LISTA DE TABLAS

Tabla 1	Cuadro de correlaciones litoestratigráficas y cronoestratigráficas de la Formación Chipáque (Ingeominas, 2000)	39
Tabla 2	Cuantificación del fracturamiento	56
Tabla 3.	Asociaciones faciales y ambientes interpretados. (Los números representan las facies descritas).....	60
Tabla 4.	Análisis de TOC obtenidos en las muestra de Shale de la Formación Chipáque.....	61
Tabla 5	Relación Potencial generador y % TOC (López, 1998).....	61
Tabla 6	Resultados de Pirólisis Rock Eval.....	63
Tabla 7	Estándares usados para la evaluación de la Formación Chipáque como fuente de hidrocarburos.	65
Tabla 8	Resultado del potencial petrolífero de los shales de la Formación Chipáque.....	66

LISTA DE ANEXOS

<i>ANEXO A Mapa Geológico de Campo</i>	<i>CD</i>
<i>ANEXO B Columna Estratigráfica 1:500.....</i>	<i>CD</i>
<i>ANEXO C Columna Estratigráfica 1:4000.....</i>	<i>CD</i>

RESUMEN

TITULO:

IDENTIFICACIÓN DE LOS EVENTOS ANÓXICOS DEL CRETÁCEO SUPERIOR EN LA FORMACION CHIPAQUE, CORDILLERA ORIENTAL, COLOMBIA Y SUS IMPLICACIONES COMO POTENCIAL EN YACIMIENTOS SHALE GAS*

AUTORES:

María Alejandra Güiza Rangel y Diana Patricia Vásquez Arciniegas**

PALABRAS CLAVES:

Eventos Anóxicos Oceánicos, Formación Chipáque, Shale -Gas

RESUMEN:

Durante los eventos anóxicos oceánicos (OAE: *oceanic anoxic events*) los mares sufrieron una baja parcial o total del contenido de oxígeno, en estos periodos se dio el depósito de materia orgánica de fuentes terrestres o plantónicas de manera extensa. Actualmente muchos de los grandes depósitos de shale gas estadounidenses como Barnett shale, Woodford e Eagle Ford han sido correlacionados con estos eventos.

La Formación Chipaque en el flanco este de la Cordillera Oriental tiene una edad de Cenomaniano tardío-Turoniano-Coniaciano, tiene reportado un ambiente de depositación de plataforma marina, y posee un alto porcentaje de carbono orgánico total (TOC).

En Colombia el límite Cenomaniano–Turoniano (OAE2) está fuertemente marcado tanto geoquímica como paleobiológicamente; las señales geoquímicas muestran valores altos de %TOC que varían en un rango de 4-16% (entre otras características importantes) en comparación con las unidades homólogas a nivel global. En este trabajo la identificación del OAE2 (Cenomaniano-Turoniano) en la Formación Chipaque en la zona entre los municipios de Tausa, Ubaté y Cucunuba fue realizada mediante parámetros geoquímicos (%TOC>3%), sedimentológicos (extensos afloramientos de shale, presencia de pirita y restos de madera) y estratigráficos (ambiente de depositación deltaico, con registro de una superficie de inundación). Igualmente los resultados obtenidos están dentro de los criterios generales para un depósito viable de gas no convencional, esta formación es aquí propuesta como un yacimiento no convencional de tipo shale gas.

* Trabajo de grado

** Facultad De Físicoquímicas. Escuela De Geología. Director Mario García González. Geólogo Ph.D

ABSTRACT

TITLE:

IDENTIFICATION OF LATE CRETACEOUS OCEANIC ANOXIC EVENTS IN THE CHIPÁQUE FORMATION, EASTERN CORDILLERA, COLOMBIA AND THEIR IMPLICATION AS A SHALE – GAS RESERVOIR*

AUTHORS:

María Alejandra Güiza Rangel and Diana Patricia Vásquez Arciniegas**

KEY WORDS:

Oceanic Anoxic Events, Chipáque Formation, Shale -Gas

SUMMARY:

During the oceanic anoxic events (OAE) the seawater was under a total or partial depletion of the oxygen content, in this time intervals the organic matter of terrestrial and planktonic sources was extensively deposited. Currently several of the United States biggest shale gas deposits like Barnett shale, Woodford and Eagle Ford have been correlated with these events.

The Chipaque Formation outcropping on the Eastern flank of the Eastern Cordillera has a Late Cenomanian – Turonian – Conician age, a reported depositional environment of marine shelf and a high percentage of total organic carbon (TOC).

In Colombia the Cenomanian-Turonian limit (OAE2) it's strongly marked by geochemical, paleontological characteristics; the geochemical data shows high values of %TOC in a range of 4-16% (between other significant features) in contrast with global counterpart units. In this work the identification of the OAE2 (Cenomanian-Turonian) on the Chipaque Formation inside the Tausa, Ubaté and Cucunuba zone was made by geochemical (%TOC>3%), sedimentological (shale extensive outcrops, pyrite presence and wood remains) and stratigraphic (deltaic depositional environment with a flooding surface record) parameters. Thereby, with the data result within the general criteria for an unconventional gas reservoir, this Formation is here proposed as an unconventional deposit of the shale gas type.

* Degree work

** Chemical-physical Faculty. Geology school. Director Mario García González. Ph.D Geologist

INTRODUCCION

Los eventos anóxicos oceánicos fueron definidos originalmente por Schlanger y Jenkyns en 1976, como intervalos discretos en tiempo geológico (< 1 Ma) en los cuales las aguas marinas sufrieron una baja significativa en el contenido de oxígeno o completa anoxia; durante estos intervalos la depositación de materia orgánica derivada de fuentes terrestres y plantónicas fue extensa.

El océano del Cretácico superior en Colombia fue afectado por periodos de baja oxigenación oceánica denominados globalmente como eventos anóxicos oceánicos (OAE). Una de las características más sobresalientes encontradas, en la génesis de Formaciones que actúan como roca madre y reservorio, es el registro de los Eventos anóxicos oceánicos globales. Estas unidades muestran peculiaridades en los datos de %TOC (carbono total), Ro (reflectancia de la vitrinita), límite de secuencias de tipo superficie de máxima inundación (MFS), entre otras características que marcan la presencia de dichos eventos (Villamil, 1998).

El flanco oriental de la Cordillera Oriental de Colombia se encuentra cubierto por rocas Cretácicas donde aflora una sucesión de lodolitas negras, con intercalaciones de arenitas de grano fino a medio de cuarzo y niveles de calizas fosilíferas que varía el contenido de calizas arenosas de una sección a otra denominada Formación Chipáque (Rodríguez, E. 2000).

De acuerdo con lo anterior, en este trabajo se pretende la identificación de él o los eventos anóxicos en la Formación Chipaque en el área entre los Municipios de Tausa, Ubaté y Cucunuba.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Identificar por métodos estratigráficos y geoquímicos, la presencia de los (o el) eventos anóxicos de la Formación Chipáque y realizar la caracterización geoquímica y sedimentológica

1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Identificar los eventos anóxicos del cretácico superior presentes en la Formación Chipáque.
- Identificar las facies litológicas de los eventos
- Características Geoquímicas de la Formación Chipáque
- Levantamiento de Columna estratigráfica escala (1:500) representativa de la Formación Chipáque.

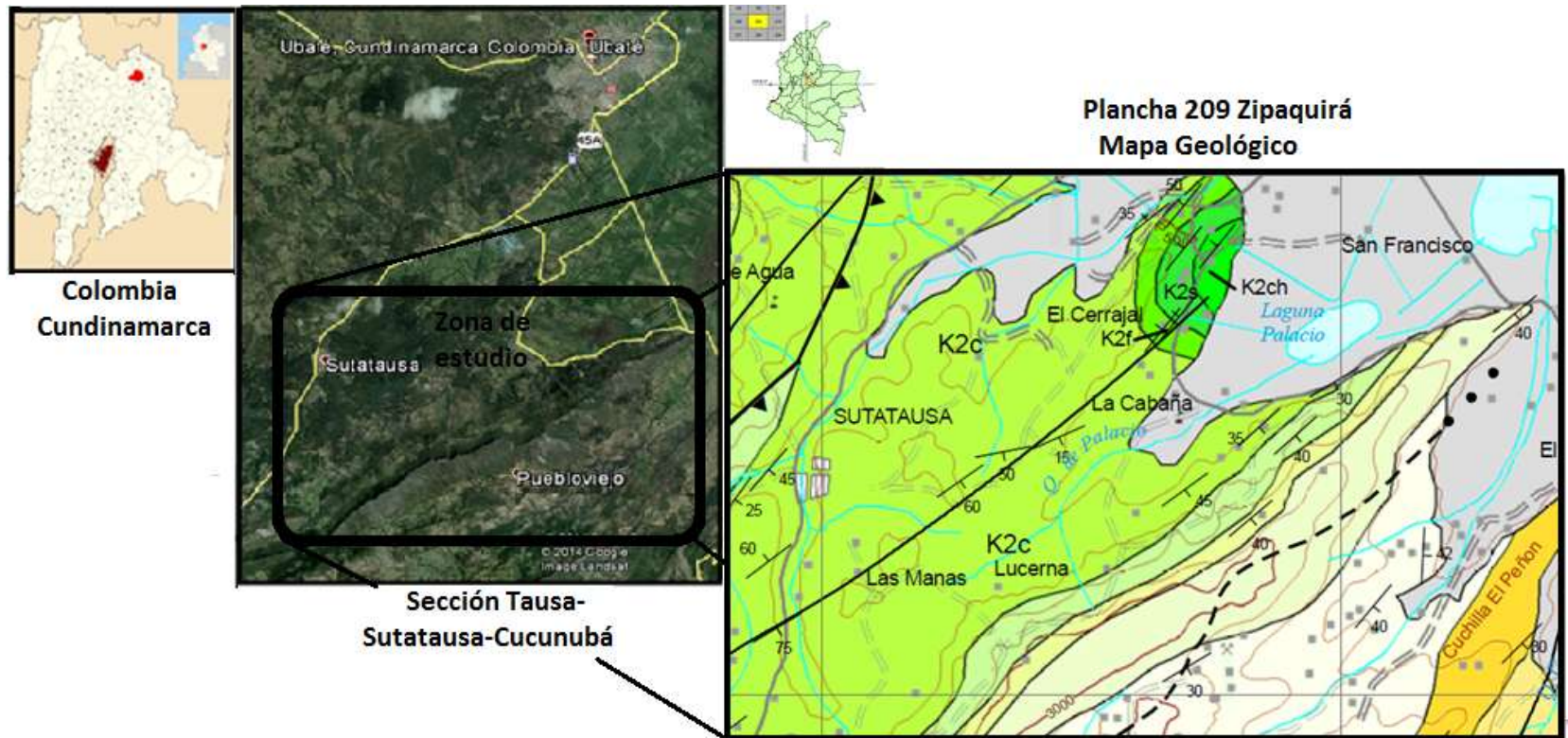
2. LOCALIZACIÓN

El área de estudio se encuentra localizada entre los municipios de Ubaté y Sutatausa (Fig. 1c), localizado hacia la parte central de Colombia y ubicados hacia la parte norte de la sabana de Bogotá en el departamento de Cundinamarca (Fig.1a 1b), a una altura de 2556 metros sobre el nivel del mar.

La sección levantada se encuentra ubicada dentro de las planchas (209-I-D-II) (209-I-B-4) Y (209-II-A-3) del Instituto Geográfico Agustín Codazzi, a escala 1:10000 y su localización en las coordenadas planas origen Bogotá (1975); X: 1'075.000 - Y: 1'024.000 y X: 1'069.000 - Y: 1'032.000

Las sucesiones de roca de la Formación Chipáque, afloran a lo largo del Anticlinal de Tausa y la columna estratigráfica estudiada se localiza en la Vereda Palacios del municipio de Sutatausa y la vía que comunica este mismo Municipio con el Municipio de Tausa.

Figura 1. Localización geográfica área de estudio.



- a) Localización en Colombia y en Cundinamarca (Wikipedia)
- b) Localización de la zona de estudio (Google Earth)
- c) Corte del mapa Geológico del área, Plancha 209 Zipaquirá (Modificado de Montoya y Reyes, 2003)

3. METODOLOGÍA

La figura 2 representa la metodología desarrollada a lo largo del proyecto.

Figura 2. Metodología desarrollada durante el proyecto



3.1 FASE DE COMPILACIÓN

Esta fase tuvo como duración de 7 semanas donde se realizó la recopilación de información bibliográfica acerca de la estratigrafía de la Cordillera Oriental de Colombia durante el Cretácico, con énfasis en la Formación Chipáque y sus análogos en artículos, revistas, boletines sacados de la base de datos de la Universidad Industrial de Santander, capítulos estudiantiles y demás fuentes bibliográficas con el fin de afianzar el conocimiento para el desarrollo de este proyecto. Se obtuvieron mapas topográficos y geológicos de la zona de Estudio.

3.2 FASE DE CAMPO

Se llevó a cabo un trabajo de campo donde se realizó el levantamiento de una columna estratigráfica a detalle en sitios de exposición de la formación objeto de estudio realizando el respectivo muestreo e identificando macroscópicamente la sucesión de rocas y principales estructuras sedimentarias; a su vez se tomaron datos de Gamma Ray con el scintillometro.

La columna estratigráfica se realizó siguiendo el método de la poligonal, a escala 1:1000 y durante esta fase se obtuvieron 40 muestras entre ellas lodos, arcillas y arenas a lo largo de esta formación.

3.3 FASE DE LABORATORIO

Esta fase se llevó a cabo en el laboratorio de Geología de la Universidad Industrial de Santander sede Guatiguará, donde se realizó la preparación de las muestras para la realización de los análisis geoquímicos de las muestras de roca.

Se le realizaron análisis de Carbono orgánico total (TOC) a 17 muestras de shale obtenidas en campo, éstas fueron previamente trituradas, maceradas y acidificadas para la eliminar los carbonatos existentes, luego fueron llevadas al horno para eliminar la humedad y por último, se pesó aproximadamente 0,1 gramos de muestra, esto se introdujo al analizador LECO modelo 144 SR, que por medio de un horno de combustión, calcina la roca y oxida el carbono presente en ella convirtiéndolo en CO₂, las celdas infrarrojas detectan dicha cantidad de carbono al igual que la cantidad de azufre contenido en ellas. Este procedimiento se llevó a cabo también para estas mismas muestras sin ser acidificadas para la obtención del TC.

Así las muestras que contenían un porcentaje favorable de TOC, fueron nuevamente analizadas esta vez para realizarles Pirolisis Rock eval. Nuevamente se llevaron a cabo los procesos respectivos de tratamiento de la muestra y así fue como 20 miligramos de muestra se introdujo a un analizador anhídrido Rock eval turbo 6; este analizador se encarga de calentar la muestra bajo el flujo de un gas transportador a temperaturas de generación de hidrocarburos (500-600°C), con lo que el producto resultante es medido por medio de detectores y así permite calcular cuantitativamente los hidrocarburos libres contenidos en la roca. Con los resultados obtenidos se pudo calcular el tipo de materia orgánica y madurez termal de las muestras analizadas.

3.4 INFORME FINAL

En esta última fase se procedió a la digitalización de los datos obtenidos en campo, por lo cual se realizó el mapa geológico de la zona (QGis 2.6), dos cortes geológicos, una columna estratigráfica de la Formación Chipáque (Sedlog).

Finalmente con los datos obtenidos en campo, los datos arrojados en la etapa de laboratorio y la recopilación de información se realizó el análisis e interpretación en conjunto de los datos adquiridos, con los cuales se al ser comparados con los AOE's Globales se pudo determinar los eventos anóxicos presentes en la Formación Chipáque en la cuenca y con sus características geoquímicas como roca generadora y la estimación de fracturamiento y porosidad asociada se catalogó su interés como roca reservorio para con ello establecer su potencial como yacimiento Shale gas.

4. FUNDAMENTO TEÓRICO

4.1 EVENTOS ANOXICOS OCEANICOS

Los eventos anóxicos oceánicos (OAE: *Oceanic Anoxi Event*) se definen como periodos en los cuales muchos de los océanos del mundo se vieron empobrecidos drásticamente en oxígeno y se dio una amplia depositación de shale rico en carbono orgánico. Los OAEs registran cambios en el clima y en el estado paleoceanográfico del planeta, además representan perturbaciones en el ciclo global del carbono. Los OAEs que evidentemente causaron mayores cambios químicos en el océano Mesozoico incluyen aquellos en el Toarciano temprano (evento Posidonienschiefer, T-AOE, 183Ma), Aptiano temprano (evento Selli, OAE 1a, 120 Ma), Albiano temprano (evento Paquier OAE 1b, 111 Ma) y Cenomaniano-Turoniano (Evento Bonarelli, C/T OAE 2, 93 Ma).

El mecanismo de acción de los OAEs todavía es sujeto de mucha discusión, algunas propuestas incluyen, incremento de la producción primaria, expansión de la zona mínima de oxígeno, estratificación de la columna de agua, volcanismo a gran escala y/o liberación episódica de hidratos de gas; estos mecanismos son propuestos en combinación o singularmente. Los datos que actualmente están disponibles sugieren que la fuerza en funcional detrás de los OAEs fue un incremento abrupto de la temperatura, inducido por una entrada rápida de CO₂ en la atmosfera desde una fuente volcanogénica y/o metanogénica. El calentamiento global fue acompañado por un ciclo hidrológico acelerado, incremento en la meteorización continental, descarga mejorada de nutrientes a los océanos y lagos, levantamiento intensificado y un incremento de la productividad orgánica (Jenkyns, 1980, 2010) (Tsikos *et al.*, 2004).

Uno de estos periodos de incremento de enterramiento de materia orgánica (OAE2), ha sido reconocido históricamente por una variación (aumento) positiva del isótopo de carbono 13, a diferencia de los AOE's del Albiano-Aptiano y el Toarciano (Jenkyns, 2010). No solamente estos eventos se reconocen por sus firmas isotópicas, sino también por la sucesión de peculiaridades en eventos bioestratigráficos, geoquímicos, sedimentológicos y de estratigrafía de secuencias.

4.2 ESTRATIGRAFIA DE SECUENCIAS CON RELACION OAE

En análisis globales de cambios del nivel del mar y extinciones en relación con los eventos anóxicos, la transgresión del nivel del mar es comúnmente asociada con la expansión de la zona de oxígeno mínima hacia la plataforma continental, desencadenada por la productividad agua-superficie aumenta mientras los nutrientes derivados terrestres son incluidos en el sistema. La extensión de las condiciones anóxicas durante el máximo de la transgresión es previsto como la causa principal de la extinción en masa (evento bioestratigráfico) (Smith *et al.*, 2001).

En términos de la estratigrafía de secuencias en el registro de este tipo de eventos se hacen evidentes en relación con superficies de máxima inundación, superficies transgresivas, *transgressive system track* (TST) y *lowstand system track*. (LST) Globalmente se asocian las transgresiones como mecanismos para promover la depositación de sedimentos ricos en materia orgánica, así como incremento en la producción global de carbono orgánico. En esta línea de ideas los pulsos transgresivos son equivalentes a los TST, cuando este evento alcanza su mayor extensión, en el punto de inflexión en donde las facies transgresivas cambian a facies regresivas se identifica la superficie de máxima inundación (MFS), como se observa en la (fig. 3) muchos de los AOE's concuerdan con dichas superficies; dado el grado de incertidumbre en las curvas de la figura, los OAE's principales se relacionan estrechamente con pulsos transgresivos. En Colombia, según Villamil

(1998) el evento OAE2 (Cenomaniano-Turoniano) ha sido interpretado como el registro de una serie de pulsos rápidos de elevación del nivel del mar, produciendo una superficie transgresiva y TST sobre el LST del Cenomaniano tardío entre otras características (Fig. 4).

Figura 3. Curvas de transgresión relativa contra OAEs (desde el Jurásico hasta el Cretáceo); la transgresión es hacia la derecha y regresión hacia la izquierda (Jenkyns, 1980).

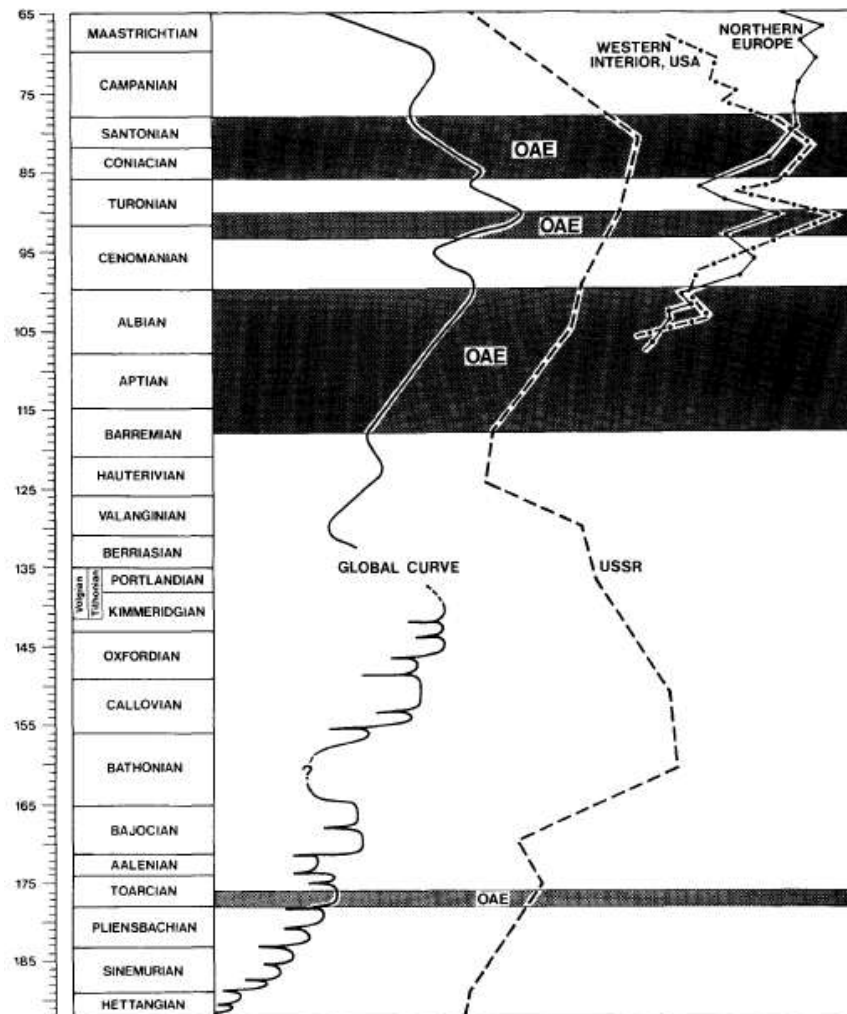
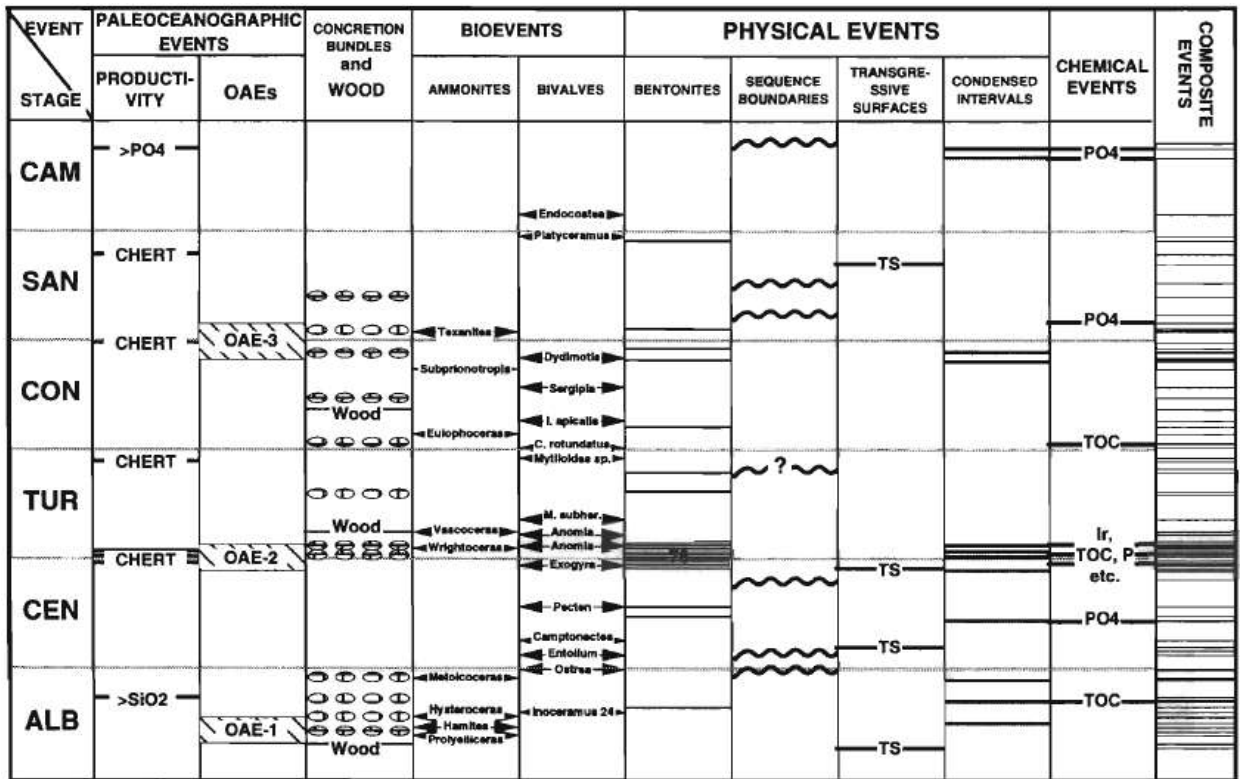


Figura 4. Resumen de los criterios usados para la correlación cronoestratigráfica de las facies del Cretáceo tardío de Colombia. Eventos paleoceanográficos, paleobiológicos, físicos y geoquímicos en conjunto proveen un marco de correlación confiable (Villamil, 1998).



4.3 SISTEMA PETROLIFERO NO CONVENCIONAL

Los yacimientos no convencionales esta caracterizados por una acumulación de gas e hidrocarburos difusos, coexistencia del reservorio con la fuente, distribución continua o casi continua y ningún método natural de extracción comercial (Zou, 2012); dentro de estos reservorios no convencionales se encuentran *Tight-gas Sandstones*, hidratos de gas, *oil-shale*, *shale-gas* y *heavy oil sandstones* entre otros (Passey *et al.*, 2010).

Los yacimientos de gas no convencionales corresponden a sedimentos de permeabilidad baja a ultra baja que producen principalmente gas seco (Boyer *et al.*, 2011). En este tipo de sistemas las rocas típicas en *plays* están constituidas por una matriz de grano muy fino (tamaño arcilla), con variabilidad en las proporciones de arcilla, sílice y carbonato (roca generadora, sello y reservorio). Para que estos reservorios sean económicamente viables deben cumplir con una serie de condiciones:

- Riqueza orgánica (TOC>2%)
- Madurez térmica ($R_o > 1,2\%$)
- Espesor (>30 m) y extensión areal
- Capacidad de adsorción
- Fracturabilidad

Con estos parámetros, para cada definición de un reservorio productivo hay usualmente un ejemplo exitoso con datos fuera de los límites de los criterios descritos, pero los candidatos más aptos deben llenar otra serie de elementos más rigurosos, como propiedades elásticas, presión de poro y saturación de agua entre otras (King, 2010) (Askenazi *et al.*, 2013).

5. MARCO GEOLÓGICO

El área se encuentra ubicada en la cuenca Cordillera que constituía una cuenca sedimentaria mayor correspondiente a las actuales cuenca Valle medio del Magdalena, Cuenca Llanos y Cordillera Oriental que van desde el triásico hasta el mioceno medio, el desarrollo de la cuenca empezó durante el triásico hasta el Cretáceo temprano, con una mega secuencia syn rift, relacionada a la separación de Norte América y Sudamérica en el Protocaribe, la mega secuencia syn rift empezó con la depositación en un ambiente continental, que se convirtió en ambiente marino somero en el Cretáceo temprano. El desarrollo de la cuenca siguió en el Cretácico con una configuración de back Arc al este de la zona de subducción andina. La mega secuencia back arc fue dominada por sedimentación marina somera y produjo un excelente roca fuente regional, durante el Turrónico-Coniaciano. La depositación marina fue abruptamente terminada durante el Masschtristiano temprano, debido a la acreción final de la cordillera oriental por lo cual esta cuenca fue cerrada. (Cooper et al 1995)

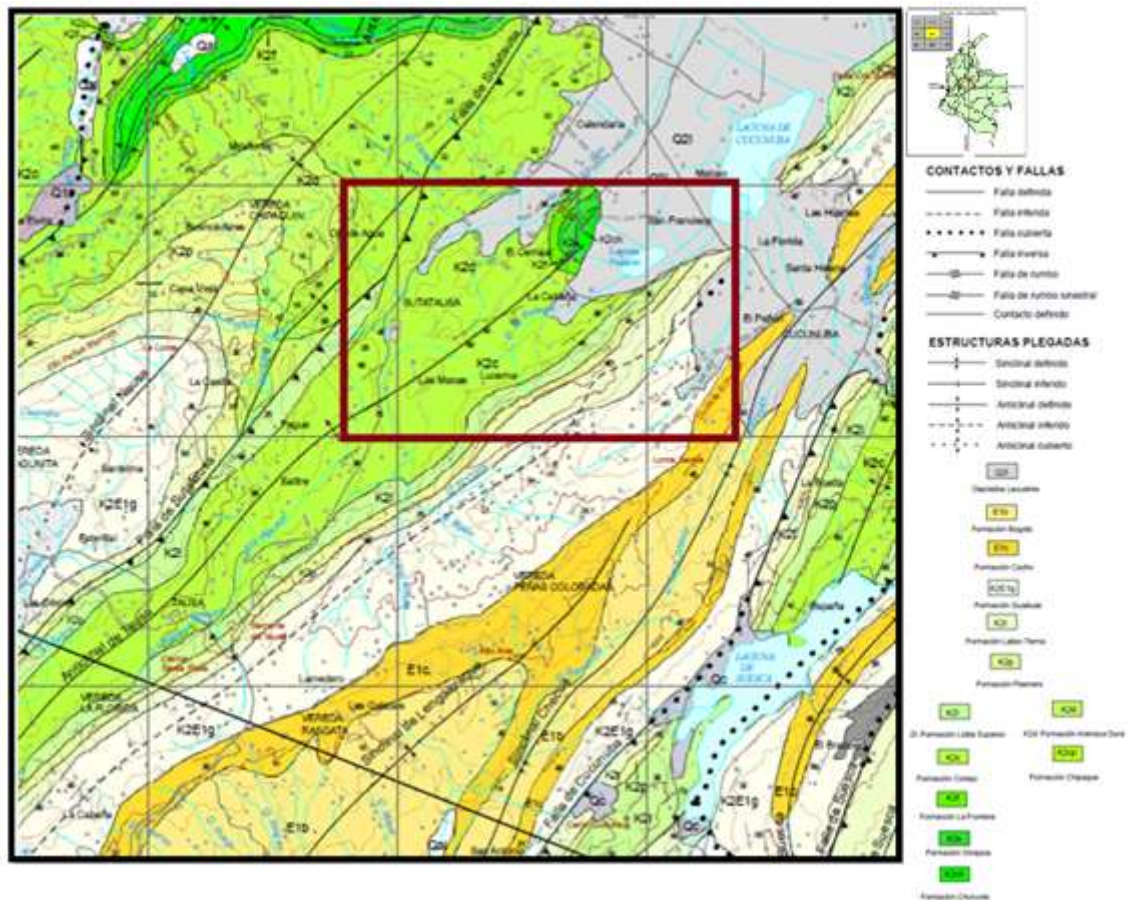
5.1 ANTICLINAL DE TAUSA

Dentro del área de estudio se encuentra la parte norte de una estructura anticlinal denominada en la literatura como el anticlinal de Tausa. Este, es un estructura con dirección general de N45°E (Fig. 5), hacia el sur sufre un arrastre en sentido sinextral como producto del movimiento de la Falla del Neusa y cambia a una dirección N50W.

Este anticlinal presenta variaciones en su amplitud pasando de 2 km. en el sector sur, donde presenta un cierre estructural, a más de 5 km. en el norte, donde el núcleo está conformado por la Formación Churuvita. De la localidad de Tausa

hacia el norte el anticlinal es simétrico y hacia el sur es asimétrico y está tumbado hacia el occidente por efecto de la falla de Sutatausa (Montoya & Reyes 2003).

Figura 5. Mapa de la zona de estudio donde se observan las principales características tectónicas que afectan el área. (Modificado de Montoya y Reyes 2003)



5.2 MARCO ESTRATIGRÁFICO

La zona de estudio se localiza sobre la zona axial Cordillera Oriental y pertenece a la subcuenca denominada Sabana de Bogotá que corresponde a la secuencia depositada desde el Cretácico hasta el Neógeno, la cual corresponde a las formaciones tomadas para este trabajo por Montoya y Reyes (Fig. 6).

Cretácico Inferior

La parte superior del Cretácico inferior corresponde a una secuencia que muestra el cambio en las condiciones de sedimentación las cuales corresponden a un ambiente continental que da origen a la depositación de las Formaciones Fomeque - Tibasosa y Une. La Formación Fomeque se caracteriza por presentar alternancia de shales y carbonates suprayacidos por los depósitos de arenas deltaicas de la Formación Une (Mora et al 1999).

Cretácico Superior

Esta secuencia desde el Cenomaniano hasta Santoniano difiere de oriente a occidente en la Cordillera Oriental. Este intervalo corresponde a la Formación Chipáque al Oriente dado por Renzoni 1962, y al occidente las Formaciones Simijaca, Frontera y Conejo definidas en Chiquinquirá y Villa de Leyva (Etayo 1968 y 1979, en Montoya y Reyes 2003).

La parte inferior de la Formación Chipáque representa el máximo evento transgresivo caracterizado por la depositación de shales negros intercalados con capas de calizas micriticas y fosfatos. Este máximo evento está representado por una sucesión de shales negros constituyendo la principal roca generadora de hidrocarburos en el área (Mora et al 1999). La parte superior de esta misma formación, muestra nuevamente cambio en la sedimentación de la cuenca siendo dominada por aporte de tipo continental y siguiendo así a lo largo de este periodo.

La parte superior del Cretácico Superior está caracterizado por la depositación del Grupo Guadalupe definido formalmente por Perez & Salazar, 1978 que representa el fin de la sedimentación marina. El grupo Guadalupe está conformado por las Formaciones Arenisca Dura, Plaeners, Labor y Tierna que son unidades de arenas predominantemente con la alternancia de unidades arcillosas y de chert. La parte final del Cretácico superior acaba con la parte inferior de la Formación Guaduas (Mora et al 1999).

Paleoceno

Hasta el paleoceno superior (Sarmiento, 1992) es depositada la Formación Guaduas q está compuesta por una secuencia de arcillolitas, areniscas y mantos de carbón (De Porta, 1974, en Ingeominas 2005).

Sobre las arcillolitas de la Formación Guaduas se depositaron paquetes de arenas granulosas, bancos de arcillas, bancos gruesos de areniscas y areniscas arcillosas (Hubach, 1931) que constituyen la Formaciones Cacho y Bogotá.

Eoceno al Plioceno

Durante este periodo se da la depositación de las Formaciones Regadera denominada por Julibert 1963 donde se agrupan areniscas no consolidadas de grano grueso y conglomerados que alternan con arcillas rosadas y rojizas (Ingeominas 2005) y por último la Formación Tilatá compuesta que corresponde a un conjunto de areniscas de grano grueso con clastos de cuarzo y de liditas “Plaeners” (Scheibe 1933, en Mora et al 1999).

Figura 6. Columna de depositación del Cretácico Superior al Neógeno para la Sabana de Bogotá (Montoya & Reyes, 2005)

EDAD	ETAYO (1979) APULO	INGEOMINAS (ACOSTA Y ULLOA) PLANCHAS 208-227-246	INGEOMINAS (MONTOYA Y REYES) CENTRAL S. OCCIDENTAL	ETAYO (1968) VILLA DE LEYVA	INGEOMINAS (MONTOYA Y REYES) S. ORIENTAL
PLIOCENO			TILATA		TILATA
MIOCENO					
OLIGOCENO			USME		
EOCENO			REGADERA		REGADERA
PALEOCENO		BOGOTÁ	BOGOTÁ		BOGOTÁ
		GUADUAS	CACHO		CACHO
MASTRICHIANO	LABOR TIERNA	TIERNA - LABOR	F. TIERNA-LABOR		TIERNA-LABOR
		PLAENERS	PLAENERS		PLAENERS
CAPIVIANO	SUP	DURA	PLAENERS		DURA
	INF		DURA	LIDITA SUPERIOR	
SANTONIANO	LIDITA SUPERIOR			LIDITA SUPERIOR	
CONIACIANO	RAIZAL	CONEJO	CONEJO	CONEJO	CHIPAQUE
	LIDITA INFERIOR				
TURONIANO	SHALES INDENOMINADOS				
	LA FRONTERA	LA FRONTERA	LA FRONTERA	B	SAN RAFAEL
UNIDAD	LA FRONTERA	SIMIJACA	A		
INDENOMINADO	INDENOMINADA	SIMIJACA	CHURUVITA	CHURUVITA	LINE
			* ESTE TRABAJO		* ESTE TRABAJO

6. FORMACIÓN CHIPAQUE

El nombre y rango de esta unidad litoestratigráfica fue propuesto por Hubach en 1931 y 1957, que denomina Formación Chipáque a la parte superior del Grupo Villeta, el cual suprayace a las areniscas de Une e infrayace a la Formación Guadalupe inferior que lo marca el nivel de *exogyra squamata*.

Esta formación aflora a lo largo del flanco oriental de la Cordillera Oriental, extendiéndose desde la región de Huila al sur, hasta la Sierra Nevada del Cocuy al norte. La formación Chipáque conservan sus características litológicas de una unidad predominantemente lodolítica y solo varia el contenido de calizas arenosas de una sección a otra, hacia la parte superior presenta niveles de arenisca de cuarzo de color gris claro a gris oscuro (Fabre, 1981); se destaca por su topografía suavemente ondulada, formando depresiones, con frecuentes deslizamientos (Ingeominas, 2000).

La edad de la Formación Chipáque en el área tipo determinada por Royo y Gómez en 1939, 1940 y Campbell en 1962, indica una edad que abarca el Cenomaniano en parte y Turoniano y Coniaciano (Ingeominas, 1990). Hubach (1931, 1957) y Ujueta (1962 en Etayo, 1964), reporta para las calizas de la Formación Chipáque fauna de edad Cenomaniano superior. Las amonitas determinadas por Etayo-Serna, arrojan una edad Turoniano. Ujueta (1962 en Etayo, 1964), reporta en la parte superior la Formación Chipaque (Guadalupe inferior en el sentido de Hubach, 1931), fauna de edad Coniaciano (Ingeominas, 2000)..

Por comparación con la Formación Conejo (flanco occidental de la Cordillera Oriental), de edad Coniaciano-Santoniano se le puede asignar a la parte superior edad Santoniana (Guerrero y Sarmiento, 1996), con base en palinología le

asignan a la parte superior de esta Formación una edad Santoniano (Montoya y Reyes, 2003).

La Formación Chipáque por su constitución esencialmente arcillosa, se presenta en su mayor parte cubierta y replegada, y en las sucesiones hasta ahora medidas, la unidad presenta variación en su espesor, con un mínimo de 105 m en la sección de la Quebrada Sucia en el flanco occidental del Bloque Medina (Salazar, 1997) y un máximo de 1.625 m en la carretera a Nazareth; la sección tipo, Hubach (1957) estima un espesor de 200 metros (Ingeominas, 2000).

La Formación Chipáque se dio en un ambiente de depositación marino somero de tranquilo a profundo junto con ambientes de plataforma somera que dependiendo la sección varían desde offshore hasta el shoreface. (Fabre, 1983, Sarmiento 1994 en Ingeominas 2000); al ser esta formación correlacionable con la Formación Conejo en la sección trabajada es de gran importancia mencionar que esta última corresponde a características de mares muy someros con influencia de oleaje, donde se nota un aumento progresivo y rápido en el nivel del mar (Montoya y Reyes, 2003).

En cuanto a correlación, la Formación Chipáque es equivalente litoestratigráficamente a las formaciones Chipáque y Guadalupe inferior por Hubach, a la cual Renzoni en 1962 no le encuentra diferencia litológica que justifiquen la división entre la Formación Chipáque y Guadalupe inferior, por tal razón define el techo de Formación Chipáque hasta la base de la Arenisca Dura del Grupo Guadalupe y la formación Une, también es equivalente a la Formación Gachetá de las compañías petroleras, que parece ser una facies arenosa de la Formación Chipáque (Ingeominas, 2000).

Cronoestratigráficamente la Formación Chipáque es correlacionable en Venezuela y Santander con la Formación Capacho y La Luna de Táchira. A su

vez ésta posee correlación en Valle Medio del Magdalena con las formaciones Lomagorda, Hondita, La Luna (miembros Salada y Pujamana), con parte de la Caliza del Salto y con el denominado Grupo Chipáque de Ulloa y Rodríguez en 1991, donde se permite diferenciar tres unidades con la categoría de formación, y de base a techo corresponde a: Formación Simijaca, La Frontera y Conejo del área de Chiquinquirá, Plancha 190; también con parte del Grupo Churuvita en la región de Villa de Leiva (Ingeominas, 2000).

Todas estas correlaciones Cronoestratigráficas y litoestratigráficas se presentan de una manera más completa en la (Tabla. 1) donde se pueden observar sus respectivas edades, áreas y autores.

7. RESULTADOS

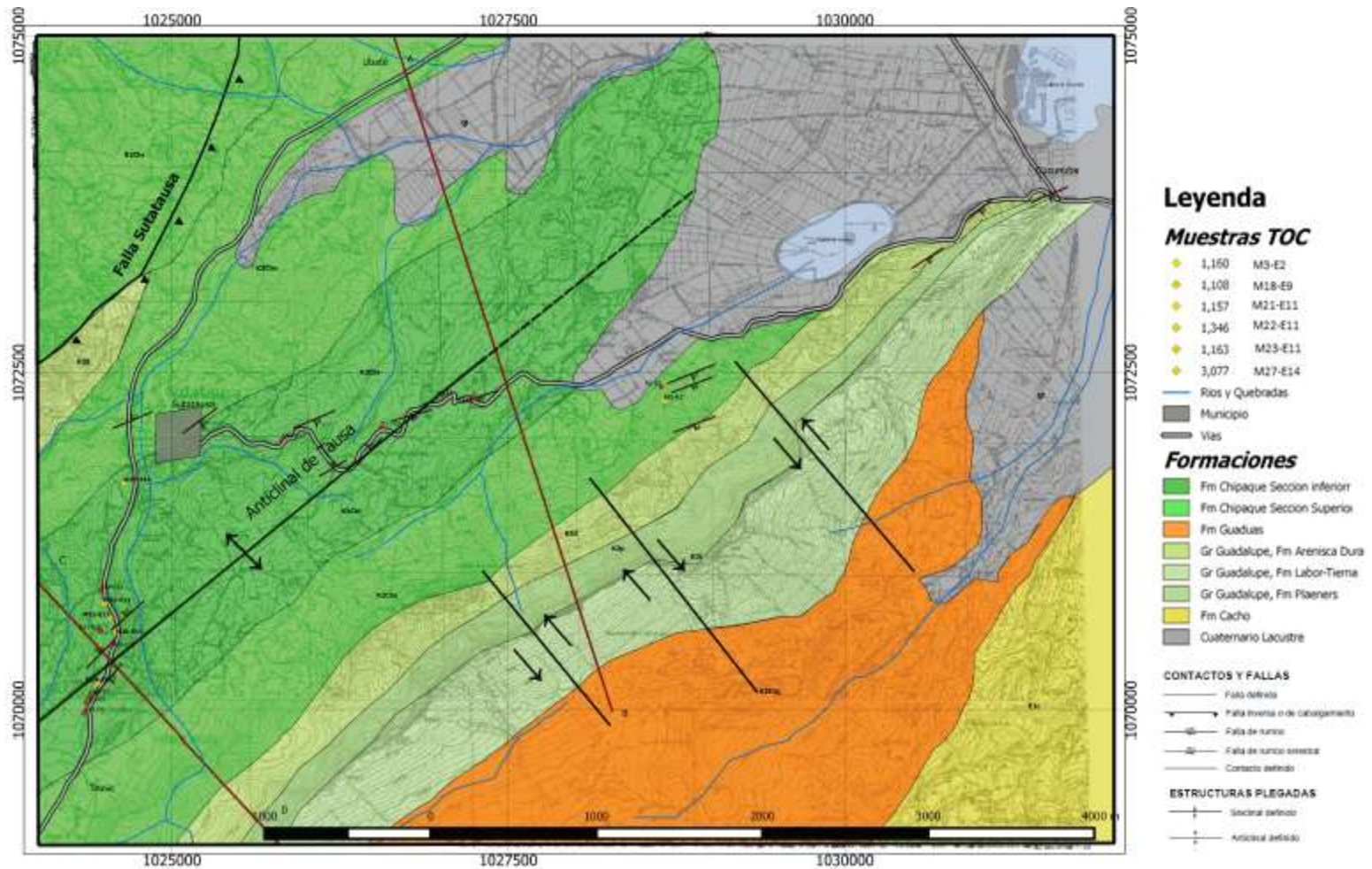
En este capítulo se plasmarán los resultados obtenidos del proyecto de investigación que se dividen en las siguientes partes:

- 1) Mapa geológico modificado, discusión con cartografía antigua.
- 2) Estratigrafía de campo, donde se describen los segmentos propuestos por los autores y la columna levantada.
- 3) Definición de facies litológicas.
- 4) Datos obtenidos de Carbono orgánico total TOC, Pirolisis Rock Eval y Gamma Ray.
- 5) Reconocimiento de los eventos oceánicos anóxicos.

7.1 MAPA GEOLÓGICO Y CORTES

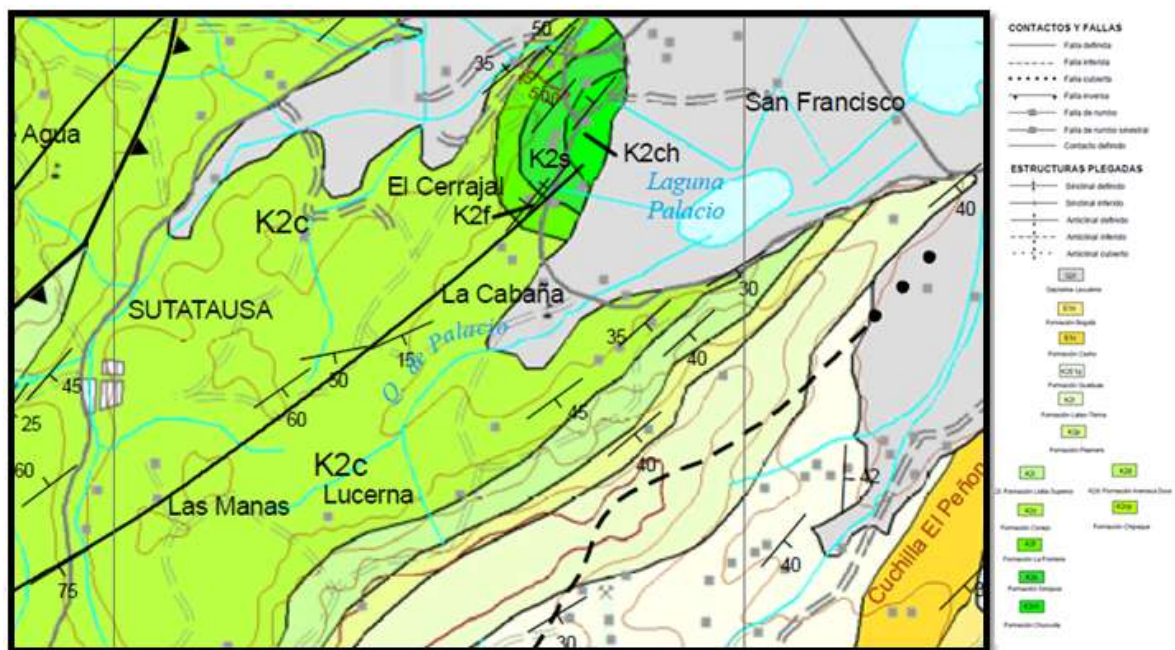
El mapa geológico realizado en campo que se presenta (fig. 7), muestra las secciones propuestas por los autores, las cuales se definen como sección superior y sección inferior; estas se definieron de acuerdo a las características litológicas observadas en campo. Para la sección inferior se presenta un predominio de shale (estratos potentes) en intercalación con estratos de arenisca (parte inferior y superior) y lodolitas (1-3-m; parte media y superior); para la sección superior se observó una sucesión de shale, arcillolita, lodolita y arenisca; las cuales a la base de esta están dispuestas de manera que la arcillolita y la lodolita son las litologías predominantes, y hacia el tope de esta sección se da una sucesión de arenisca, chert y algunos niveles de shale.

Figura 7. Mapa Geológico de Campo Escala 1:10000, modificado de Montoya y Reyes (ANEXO 1)



De acuerdo con la cartografía propuesta por Reyes y Montoya (2003) (fig.7) para la zona de estudio se reconoce la formación Conejo en la zona de Sutatausa (vía principal, y vía Sutatausa-vereda Palacios) en base a las características litológicas descritas; en esta zona no se reportan las formaciones Frontera y Simijaca (sección inferior y parte de la superior). En base al trabajo de campo realizado y las secciones definidas anteriormente, se identifica a la Formación Chipáque en su totalidad incluyendo la sección inferior y superior aquí descritas. En este orden de ideas se tendrían igualmente presentes las unidades equivalentes a la Formación Chipáque, es decir las Formaciones Frontera y Simijaca.

Figura 8. Segmento del mapa Geológico de la Plancha 209 Zipaquirá (Modificado de Montoya y Reyes, 2003)



En cuanto a la estructura anticlinal de la zona denominada el anticlinal de Tausa, teniendo cuenta los datos estructurales observados, se estimó que la dirección del eje de dicha estructura es de N50E (ver fig. 6). Se calculó el espesor total de la

formación Chipáque en la zona trabajada en base a cortes geológicos, los datos de las poligonales entre las coordenadas N1023000–N1026000 y E1070000-E 1072000 (Vía principal Tausa - Sutatausa, vía Sutatausa – Vereda Palacios y la vía Vereda Palacios – Vereda Peñas de Palacios) y los espesores reportados en la bibliografía para el mapa K11, siendo el espesor total 706 metros.

7.2 ESTRATIGRAFIA DE CAMPO

Para la estratigrafía que se va a describir a continuación se realizó una columna compuesta principalmente por dos secciones levantadas bajo el método de la poligonal, esto a causa de la topografía presente en la zona y la falta de continuidad en los estratos se realizó el levantamiento en diversos sitios.

En total se levantaron 706 metros de columna, siendo 305 metros el espesor de la sección inferior, que corresponde a la vía que comunica el municipio de Tausa con Sutatausa. La otra sección, denominado sección superior, se encuentra localizada por la vía secundaria que comunica el municipio de Sutatausa con la Vereda Palacios, este consta de 401 metros de espesor y se encuentra en contacto neto con las Areniscas duras del Grupo Guadalupe.

Estas secciones fueron propuestas por los autores, debido a la diferencia de litologías de una sección a otra, siendo la primera con predominio de capas muy gruesas de shales, frente a la superior que posee litologías más frágiles como cherts y areniscas.

FORMACIÓN CHIPÁQUE

Sección inferior

La sección inferior corresponde principalmente a una sucesión de capas muy gruesas de lodolitas negras fisiles (Shales) intercaladas con capas de 1-2 metros

de areniscas grises de grano muy fino y lodolitas grises silíceas como se ve en la columna generaliza de la figura 25, todas estas presentan alteración media, alto fracturamiento al igual que un fuerte plegamiento (Fig. 9).

Figura 9. Afloramiento mostrando la distribución de las capas de shale



Los shales observados en este segmento contienen moscovita en un 2% que varía su porcentaje a medida que ascendemos estratigráficamente. La parte inferior contiene shales negros masivos (Fig. 10) y estratificación ondulosa mientras que estos mismos shales presentan estratificación plano paralela hacia el sector superior de esta sección a su vez que cambio de tonalidad haciéndose más grisáceos y presentando laminación plano paralela que se observa con una interlaminación con limos de tonos grises (Fig. 11).

Figura 10. Muestra E14-M27 Shale negro masivo, con moscovita.



Figura 11. Lodolita negra meteorizada, se observa su laminación interna que se intercala con limos grises.



A manera local se encuentran en estos shales concreciones o nódulos de óxidos de hierro de tonalidades morados y moldes de fósiles de bivalvos no mayores a 1 cm (Fig. 12).

Figura 12. Nódulos de hierro y molde de bivalvo en shale negro con oxidación naranja



Los shales ya descritos anteriormente se encuentran intercalándose a lo largo de la sección en contacto neto con capas muy delgadas de cuarzo areniscas gris clara de grano muy fino de matriz lodosa con laminación plano paralela que varían su espesor hacia el techo (Fig .13).

Figura 13. Muestra E11-M16A Arena lodosa, con laminación plano paralela entre limos y arenas muy fina, presenta materia orgánica e impresión de costras erosionadas.



De la parte medía de esta sección en adelante las capas muy gruesas de shales se empiezan a alternar con niveles de lodolitas síliceas con laminación ondulosa y con presencia de foraminíferos bentónicos, estas lodolitas poseen una porosidad secundaria de un 10% (Fig. 14).

Figura 14. Muestra E11-M16B Lodolita silíceea con presencia de foraminíferos bentónicos y fractura subconcoidea.



Las lodolitas antes descritas hacia el techo se hacen más arenosas y con laminación plano paralela, a su vez muestran una mayor presencia de fósiles tales como amonitas y bioturbación (Fig 15). En estas rocas se observa restos de materia orgánica tales como restos de leños y presencia de pirita alterándose.

Figura 15. Muestra E14-M28 A. Lodolita gris, estratificación y laminación plano paralela. Presenta molde de amonita. Muestra E14-M28 B. Lodolita arenosa (arena muy fina), con trazas fósiles (repichnia?), bioturbación y pirita.



Seguido de la sucesión de las lodolitas grises se observan capas medias de areniscas de grano muy fino lodosas, lodolitas arenosas y shales de color gris oscuro que mantienen un patrón donde predominan las capas delgadas de lodolitas y los capas de shales se van haciendo más delgados (Fig. 16).

Figura 16. Parte superior del segmento inferior de la Formación Chipáque, muestra la distribución de las capas de areniscas de grano muy fino lodosas, lodolitas arenosas y shales de color gris oscuro



La parte superior de la sección inferior propuesta, se compone de una sucesión correspondiente a capas gruesas de 5 a 7 metros de lodolitas arenosas de color gris con una porosidad secundaria mayor a 10% posiblemente por el cracking de materia orgánica a gas y/o disolución de sales, con capas de muy delgadas de shales gris oscuro, los cuales se encuentran suprayacidos e infrayacidos por un cubierto de 34 metros y de 3 metros respectivamente que corresponde a una topografía suave cubierta de vegetación de tipo bosque secundario.

La parte final de la sección inferior se compone de una sucesión de shales, lodolitas y arcillolitas que poseen estratificación plano paralela entre shales grises antes mencionados y lodolitas grises con laminación planar que presentan bioturbación e intraclastos junto con láminas de materia orgánica (Fig. 17).

Figura 17. Lodolitas grises con láminas de materia orgánica, fotografía de la roca in situ



Sección Superior

Esta sección se caracteriza por ser una sucesión grano creciente como se ve en la columna 1:4000 (fig. 25), en la cual predominan las capas gruesas de arenas y ocurre la aparición de capas muy delgadas de chert que aumentan hacia el techo de la sección, intercaladas con arcillolitas, lodolitas y shales.

El inicio de esta sección se caracteriza por una interacción con predominio de arcillolitas grises (Fig. 18) con presencia de foraminíferos y conchillas de bivalvos, se observa con laminación paralela y baja bioturbación que es suprayacida por

shales negros sin estructuras notorias y lodolitas arenosas grises con porosidad secundaria menor a la del segmento inferior.

Figura 18. Estación 7: afloramiento de arcillolitas.



Superior a esta sección encontramos 128 metros levantados por poligonal que constan de una sucesión (fig. 19) correspondiente a capas medias de shales negro con presencia de moscovita el cual no muestra ningún tipo de estructura interna donde se observaron microfósiles de amonitas, con estratificación plano paralela, capas de cuarzo arenisca de color gris claro de un metro de espesor, de grano muy fino con presencia de líticos en 1%, bien calibrada y de granos sub-redondeados, grano soportada no presenta cemento con presencia de bioturbación (fig. 20), por último se observan capas muy delgadas de 70 cm de lodolitas arcillosas grises.

Figura 19. Afloramiento de la sección media del segmento superior de la Formación Chipáque, muestra la distribución de las capas, tonalidades y espesores.



Figura 20. Muestra E1-M2 Cuarzo arenisca gris claro de grano muy fino, mal cementada, presenta oxidación de tonalidades naranjas.



Un pequeño segmento de 8 metros (fig. 21) corresponde a capas de shale negro muy fisil con presencia de moscovita con microfósiles de amonitas, presenta estratificación plano paralela y fracturamiento perpendicular a la estratificación,

intercalándose con cuarzo arenisca gris de grano muy fino con moscovita como accesorio , lodosoportada, bien sorteada de granos sub redondeados. Seguido de un cubierto de 26 metros.

Figura 21. Estación 2 de campo, afloramiento de shales



La parte superior o techo de la Formación Chipáque en el área de estudio costa de aproximadamente 62 metros, compuesta por una alternancia de capas finas de shale gris moscovítico, físil, con finas capas de chert gris (fig. 22), junto con capas medias a gruesas de cuarzo arenisca ocre de grano muy fino, muy compacta con láminas muy delgadas de arcillas grises (fig. 23) con estratificación plano paralela y ocasionalmente laminación cruzada de bajo ángulo que son predominantes y otras cuarzo arenisca de grano muy fino con moscovita como accesorio, lodo

soportada, bien sorteada de granos sub redondeados que presentan fragmentos de conchillas de bivalvos (fig. 24). El contacto entre los paquetes es neto y poseen un patrón de fracturamiento y meteorización alto.

Figura 22. Chert gris oxidado, en la fotografía se observa su fractura concoidea.



Figura 23. Muestra E3-M5, arenisca ocre de grano muy fino, se observan láminas de arcillas grises.



Figura 24. Capas medias de arenas de la parte superior, meteorización media y fracturamiento considerable.



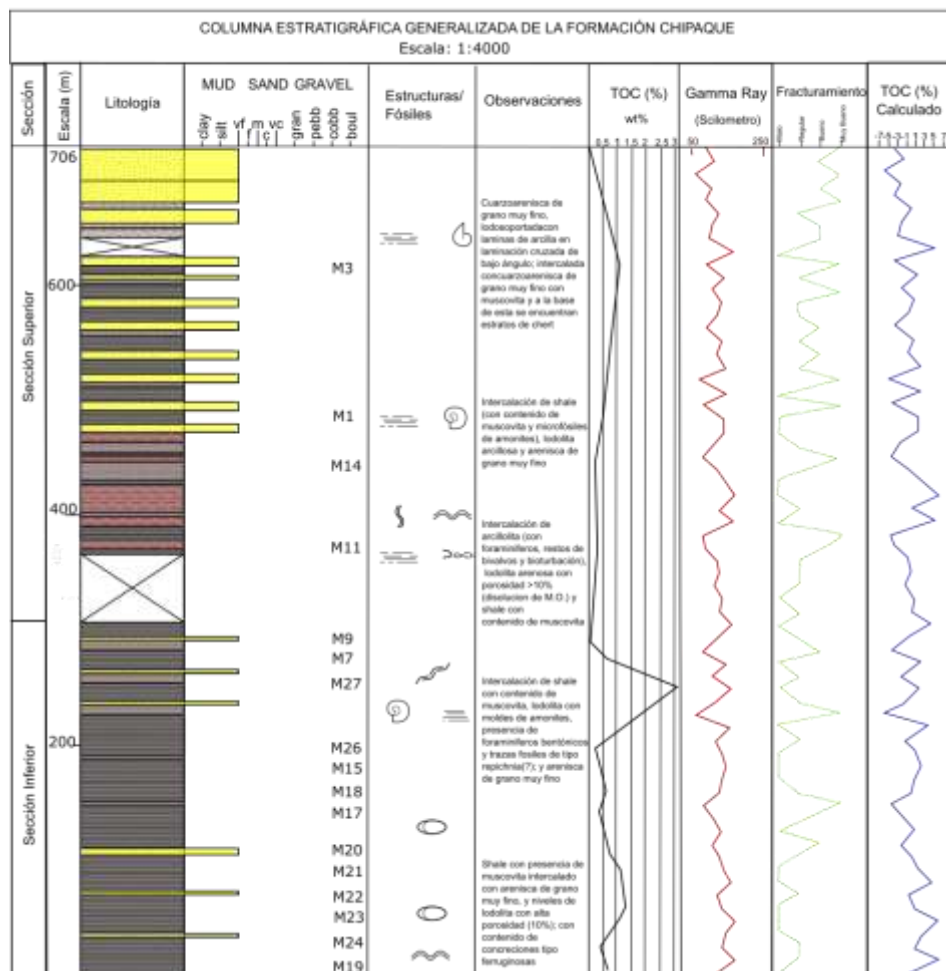
Se realizó una cuantificación del fracturamiento de la formación Chipáque en cada una de sus litologías. Ésta se hizo en base a la cantidad de fracturas, separación y relleno de estas en un área de 1m x 1m en los afloramientos; con ello se cuantificó cualitativamente el fracturamiento a lo largo de la formación de malo a muy bueno como se ve en la tabla 2.















Tabla 2 Cuantificación del fracturamiento

Fracturamiento	
Muy bueno	4
Bueno	3
Regular	2
Malo	1

Este atributo en la sección levantada varía notablemente de base a techo, siendo el techo de esta formación el que posee mayor fracturamiento en cuanto a densidad de fracturas y separación de éstas, sin embargo los niveles de arenas encontrados en el segmento inferior también posee un buen nivel de fracturamiento a causa del plegamiento siendo estas fracturas mucho más cerradas en comparación al segmento superior (Fig.25).

Figura 25. Columna Estratigráfica de la Formación Chipáque (1:4000) (ANEXO 3: Columna 1:500)



Litologías		Simbología		Tipo de Contacto
	Shale		Laminación Ondulosa	 Neto
	Arenisca		Concreciones	
	Lodolia		Amonites	 Intraclastos
	Arcillolita		Estratificación planoparalela	 Biourbación
	Chert		Repichnia	 Conchillas

Como resultado de la estratigrafía de campo se realizó una columna estratigráfica de las dos secciones levantadas a escala de representación 1:500 de la Formación Chipáque y posteriormente en base esta columna se realizó una columna generalizada (escala 1:4000) de la Formación Chipáque sección Tausa-Sutatausa-Cucunubá con sus respectivas características y sus correspondientes datos de TOC, *gamma ray*, TOC calculado (en base a los registros *gamma ray*) y fracturamiento. En la columna generalizada se puede observar la tendencia en los diagramas de variación de %TOC y *gamma ray* que en la sección inferior presentan datos con valores más altos que disminuyen hacia la sección superior como se ve en la figura anterior.

7.3 FACIES LITOLÓGICAS

Según el concepto original de facies dado por Gressly en 1838 (en Teichert, 1958), como la suma total de las características litológicas y paleontológicas de

una roca sedimentaria de las cuales se puede inferir su origen y el ambiente de depositación. Se definieron las siguientes facies (ver anexo 2):

Facies N1: Intercalación de shale negro, concreciones ferruginosas, estratificación ondulosa y fragmentos de bivalvos, con cuarzo arenisca de grano muy fino con muscovita.

Facies N2: Intercalación de shale negro con laminación plano paralela con niveles de lodolita gris presencia de foraminíferos bentónicos con porosidad del 10%.

Facies N3: Intercalación de shales negros, lodolitas arenosas gris con presencia de pistas fósiles (repichnia?) y láminas de materia orgánica, laminación plano paralela, con porosidad secundaria por cracking de la materia orgánica, con presencia de restos de madera y rastros de pirita alterada, con arenisca de grano muy fino muy silícea con contenido de muscovita y concentración de minerales pesados.

Facies N4: Intercalación de arcillolita gris bioturbada con foraminíferos y restos de bivalvos presencia de moscovita y laminación paralela, shale negro con muscovita (accesorio), y lodolitas arenosas con porosidad por disolución de materia orgánica. Hacia el tope los estratos de arcillolitas se hacen más potentes e igualmente los de lodolita.

Facies N5: Intercalación de shale negro con presencia de muscovita y estratificación horizontal plano paralela con cuarzo arenisca de grano muy fino, bioturbada y lodolita arcillosa de color gris oscuro.

Facies N6: Intercalación de Chert, con shale (con presencia de muscovita)

Facie N7: Cuarzo arenisca de grano muy fino con presencia de conchillas y muscovita, con láminas de arcilla que forma laminación cruzada de bajo ángulo, en intercalación con shale gris.

De acuerdo con las facies descritas, se realizaron las siguientes asociaciones faciales para el análisis ambiental según el modelo ambiental en Reading (1978) y Staaley y Luczaj (2015) (Tabla 3).

Tabla 3. Asociaciones faciales y ambientes interpretados. (Los números representan las facies descritas).

Asociación Facial	Interpretación Ambiental
1-2-3	Sedimentos de <i>offshore</i> . Prodelta, con una variación transgresiva de las facies, desde la parte cercana a la zona de aporte (1) a la parte más distal (2). Con registro de un evento de inundación (3).
4-5	Parte intermedia de la sucesión del frente deltaico.
5-6-7	Frente deltaico. Sedimentos de <i>shoreface</i> (7); con registro de cambio climático y reacción química consecuente (6).

7.4 ANÁLISIS GEOQUÍMICOS Y DATOS DE CAMPO

7.4.1 Datos % Carbono orgánico total (TOC). Las 17 muestras de shale ubicadas en la columna estratigráfica (Fig. 25), fueron analizadas y se obtuvieron los resultados de la tabla 4, en la cual se presentan las muestras con su nombre y orden establecido en campo. Así, 6 muestras favorables puesto que contienen valores superiores a 1% en contenido de Carbono orgánico y estas son consideradas rocas con alto potencial generador (ECOPETROL).

Tabla 4. Análisis de TOC obtenidos en las muestra de Shale de la Formación Chipáque.

Nombre de Campo	Acidificadas				Sin Acidificar		
	Nombre	Peso	TOC	TOC (corrección)	Nombre	Peso	TC
M1-E3	E132 TOC	0,1001	0,11185	0,1678	E132 TC	0,1	0,050739
M3-E2	E133 TOC	0,1000	1,1606	1,7409	E133 TC	0,1002	1,1585
M7-E5	E134 TOC	0,1001	0,56142	0,8421	E134 TC	0,1	0,56467
M9-E5	E135 TOC	0,0999	0,056716	0,0851	E135 TC	0,1002	0,016646
M11-E7	E136 TOC	0,1002	0,37627	0,5644	E136 TC	0,1003	0,34071
M14-E8	E137 TOC	0,1001	0,19508	0,2926	E137 TC	0,1001	0,17103
M15-E9	E138 TOC	0,1000	0,46635	0,6995	E138 TC	0,1001	0,45198
M17-E9	E139 TOC	0,1002	0,40391	0,6059	E139 TC	0,0999	0,39747
M18-E9	E140 TOC	0,0999	1,1084	1,6626	E140 TC	0,1	1,0979
M19-E10	E141 TOC	0,1001	0,61221	0,9183	E141 TC	0,1001	0,6165
M20-E11	E142 TOC	0,1002	0,76691	1,1504	E142 TC	0,1	0,80389
M21-E11	E143 TOC	0,1001	1,1579	1,7369	E143 TC	0,1001	1,1587
M22-E11	E144 TOC	0,1002	1,3406	2,0109	E144 TC	0,1001	1,5174
M23-E11	E145 TOC	0,1002	1,1633	1,7450	E145 TC	0,1	0,98696
M24-E11	E146 TOC	0,0999	0,40177	0,6027	E146 TC	0,1	0,4538
M26-E13	E147 TOC	0,1001	0,29285	0,4393	E147 TC	0,0999	0,29157
M27-E14	E148 TOC	0,1001	3,0775	4,6163	E148 TC	0,1	3,0861

El contenido de carbono orgánico total es un parámetro fundamental para la evaluación y prospección de yacimientos petrolíferos, por tal motivo podemos observar como ciertas muestras tienen un importante interés en base a los valores dados en la siguiente tabla 5.

Tabla 5 Relación Potencial generador y % TOC (López, 1998)

POTENCIAL GENERADOR	COT (% wt)
Pobre	0 - 0,5
Aceptable	0,5-1
Bueno	1-2
Muy Bueno	2-4
Excelente	>4

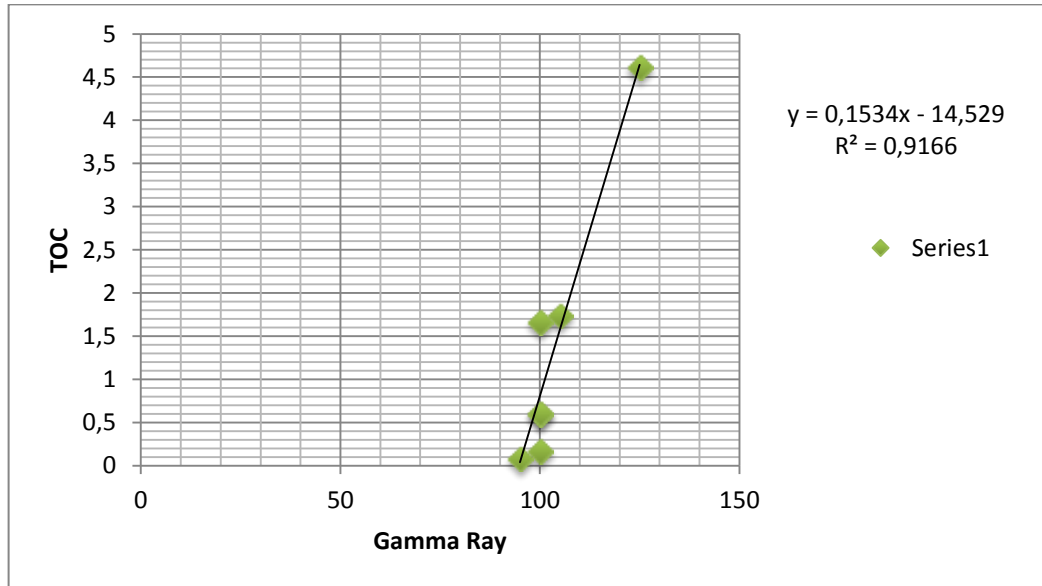
Teniendo en cuenta estos valores, se obtuvo que 5 de las muestras tienen un contenido Bueno de TOC y solo una, un muy buen contenido de materia orgánica para generación de hidrocarburos.

Por otro lado se realizaron cálculos de corrección del TOC debido a la alta meteorización y oxidación de las muestras. Fue así como los valores hallados en laboratorio se multiplicaron por (1,5) para con ello minimizar el error contenido en las muestras.

Dado que los datos de gamma ray por sus propiedades presentan menor índice de error frente a la alteración de la roca, realizamos un recalcu de los valores de TOC para toda la columna en base a los registros datos gamma ray q se mostraron en la columna estratigráfica del capítulo 8.2.

Para el recalcu de los valores de TOC, se tomaron los datos de gamma ray y los datos de TOC de laboratorio para cada muestra donde se discriminaron los valores anómalos, con ello por medio de una regresión lineal se estandarizaron los valores y se realizó la línea de TOC calculado que se muestra en la Fig 25.

Figura 26. Grafica Gamma Ray vs TOC. Muestra la ecuación utilizada para la corrección de los datos de laboratorio.



7.4.2 Datos de Pirolisis Rock Eval

Se han relacionado 6 muestras analizadas a través de la Pirólisis Rock Eval, las cuales obtuvieron un contenido favorable de TOC. En la tabla 6 están presentados los resultados de esta técnica.

Tabla 6 Resultados de Pirólisis Rock Eval

Formación Chipáque										
Muestra	TOC (%p/p)	S1(mg/g)	S2(mg/g)	S3(mg/g)	Tmax(°C)	Ro	HI	OI	PI	Pt
M3-E2	1,1606	0,01	0,15	0,85	500	0,38	12,92	73,24	0,06	0,16
M18-E9	1,1084	0,02	0,11	1,07	495	0,37	9,92	96,54	0,15	0,13
M21-E11	1,1579	0,02	0,08	0,6	607	0,46	6,91	51,82	0,20	0,1
M22-E11	1,3406	0,02	0,1	0,84	353	0,26	7,46	62,66	0,17	0,12
M23-E11	1,1633	0,02	0,05	0,36	357	0,27	4,30	30,95	0,29	0,07
M27- E14	3,0775	0,01	0,12	0,54	605	0,46	3,90	17,55	0,08	0,13

Utilizando los resultados obtenidos en la pirolisis (S1, S2, S3 y Tmax) se calcularon parámetros tales como reflectancia de vitrinita (Ro), índice de

hidrogeno, índice de oxígeno, potencial generador e índice de producción para cada muestra (fig. 27).

Figura 27. Ecuaciones utilizadas para cálculos de Ro, HI, OI, PI y Pt

$HI = (S2/TOC) \times 100$
 $OI = (S3/ TOC) \times 100$
 $PI = S1/(S1+S2)$
 $PT = S1+S2$
 $Ro = (0,018 T_{m\acute{a}x} - 7,16)$ (Javie et al., 2001, en Javie, 2007)

Los parámetros calculados se analizaron en base a estándares para la evaluación de una roca como fuente de hidrocarburos (Tabla 7) se estableció el potencial generador, tipo de kerógeno y el estado de la madurez (T_{máx}).

Tabla 7 Estándares usados para la evaluación de la Formación Chipáque como fuente de hidrocarburos.

POTENCIAL GENERADOR	IP	POTENCIAL GENERADOR	S ₁ (mg HC/gr ROCA)	S ₂ (mg HC/gr] ROCA)
Con Impregnación de petróleo	> 0.1	Pobre	0 - 0,5	0 - 2,5
Sin Impregnación de petróleo	< 0.1	aceptable	0,5-1	2,5-5
		Bueno	1-2	5-10
		Muy Bueno	2-4	10-20
		Excelente	>4	>20

Robertson Rearch (US) INC. (1990)

Esparza y Pineda (1999)

GRADO DE MADUREZ	Ro (%)	Tmáx (°C)
Inmadura	0.2 – 0.6	< 435
Madurez Temprana	0.6 – 0.65	435 – 445
Pico de Madurez	0.65 – 0.9	445 – 450
Madurez Tardía	0.9 – 1.35	450 – 470
Sobremadura	> 1.35	> 470

Blanco y Orejuela (2004)

TIPO DE KERÓGENO	Productos Expulsados	IH (mg HC/gr COT)
I	Aceite	> 600
II	Aceite	300 – 600
II / III	Aceite y Gas	200 - 300
III	Gas	50 - 200
IV	Ninguno	< 50

Esparza y Pineda (1999)

Con estos parámetros obtenidos en base a la pirolisis de las muestras de campo, se pudo apreciar el potencial petrolífero de los shales de la Formación Chipáque, donde se encontró que el potencial generador de hidrocarburos es Pobre para las rocas con alto contenido de TOC, siendo S1 y S2 valores muy bajos para los shales de esta Formación.

Los datos de temperatura máxima obtenidos en la pirolisis muestra que los estados de madurez térmica de la Formación Chipáque en la región Tausa-Sutatausa-Cucunubá corresponden a Inmaduro hacia la base de la sección donde no se estaría generando ninguna clase de hidrocarburo y sobremaduro el resto de sección que se hallaría últimos estados de generación de gas seco.

La materia orgánica encontrada en la Formación Chipáque registra un tipo de kerógeno IV en todas las muestras lo que nos daría que no se encuentra en un estado de generación de ningún producto sin embargo el estándar de índice de producción establece que podría tener impregnación de crudo algunas de las muestras. Teniendo en cuenta que los datos presentaron anomalías y baja concordancia con los resultados esperados.

Los resultados para cada muestra se resumen de mejor manera en la tabla 8.

Tabla 8 Resultado del potencial petrolífero de los shales de la Formación Chipáque.

Formación Chipáque - Subatausa													
Muestra	TOC (%o/p)	S1(mg/g)	S2(mg/g)	Potencial Generador	Tmax(°C)	Ro IARVIE 2005	Grado de Madurez	HI	OI	Tipo de Kerogéno	Producto expulsado	PI	Impregnación de Petróleo
M3-E2	1,1606	0,01	0,15	Pobre	500	1,84	Sobremadura	12,92	73,24	IV	Ninguno	0,06	Sin
M18-E9	1,1084	0,02	0,11	Pobre	495	1,75	Sobremadura	9,92	96,54	IV	Ninguno	0,15	Con
M21-E11	1,1579	0,02	0,08	Pobre	607	3,766	Sobremadura	6,91	51,82	IV	Ninguno	0,20	Con
M22-E11	1,3406	0,02	0,1	Pobre	353	-0,806	Inmadura	7,46	62,66	IV	Ninguno	0,17	Con
M23-E11	1,1633	0,02	0,05	Pobre	357	-0,734	Inmadura	4,30	30,95	IV	Ninguno	0,29	Con
M27-E14	3,0775	0,01	0,12	Pobre	605	3,73	Sobremadura	3,90	17,55	IV	Ninguno	0,08	Sin

7.5 RECONOCIMIENTO DE EVENTOS ANÓXICOS

Según Villamil (1998), la depositación de las principales rocas generadoras ocurrieron durante el periodo del Albiano-Coniaciano superior, pero los niveles más ricos en términos de carbono orgánico están asociados a los periodos en los cuales se dan globalmente los OAEs, los cuales regionalmente coinciden con superficies de máxima inundación (MFS). El evento anóxico oceánico Bonarelli se define en Colombia por presentar las siguientes características:

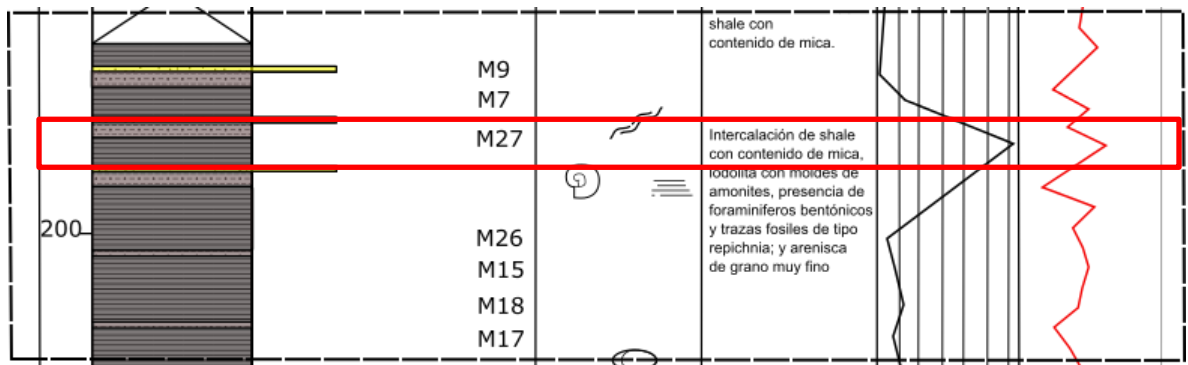
- Los datos geoquímicos son más fuertes que en otras partes del mundo (2-16% TOC).
- Extensos afloramientos de shale y calizas con coloraciones rojizas debido a la oxidación y lixiviación de pirita.
- El contenido fósil de shale y calizas depositados durante este evento es extremadamente pobre (algunas amonitas y bivalvos).
- Es representante de una serie de pulsos rápidos de elevación del nivel del mar produciendo una superficie transgresiva y un TST encima del LST del Cenomaniano tardío.

En este trabajo se observaron una serie de características litológicas, geoquímicas y estratigráficas que permiten realizar una comparación entre los rasgos

recopilados de la Formación Chipáque y lo descrito anteriormente para este evento (OAE2) en Jenkyns (1980) y Arthur y Schlanger, (1979) entre otros.

En los datos geoquímicos resultantes, 5 muestras resultaron con un %TOC mayor a 1%, así mismo una de ellas dio un porcentaje mayor a 2%. Con respecto a los datos tomados de *Gamma Ray* en la zona donde se da este pico de TOC, se obtiene también un pico en los datos tomados con el scilometro, como puede observarse en la figura 28.

Figura 28. Acercamiento a los picos de %TOC (Línea de gráfica negra) y Gamma Ray (Línea de grafica roja).



Con respecto a los afloramientos que se observaron, uno de los problemas más comunes a la hora de tomar las muestras de shale para los análisis geoquímicos era el grado de alteración que presentaban dichas rocas; siguiendo las características descritas por Villamil (1998), los afloramientos observados en campo, presentaban tanto una gran extensión, , así como un grado de oxidación bastante alto (Fig. 29), aunque no se vieron coloraciones rojizas por lixiviación de pirita; pero en la muestra M28BE14 se observó rastros de pirita alterándose (Fig.15B).

Dentro de las litologías encontradas en campo no se encontraron calizas, el contenido fósil en general que se halló en la roca shale fue de baja diversidad y cantidad. Se encontraron algunos fósiles de bivalvos en shale, así un molde de amonita y microfósiles del mismo en lodolitas (Fig.15 A). Sin embargo con la observación de algunas conchillas de bivalvos en las areniscas del tope de la sucesión, se cierra el registro fósil encontrado en toda la Formación dentro de la zona de estudio; siendo esto semejante a las características citadas del OAE2.

Las asociaciones de facies que se realizaron con la estratigrafía resultante, muestra el cambio entre un ambiente con una variación transgresiva (aumento en el nivel del mar) en la parte inferior (prodelta), siendo el tope interpretado como un ambiente regresivo (frente deltaico). Según la definición de las superficies de máxima inundación (Villamil, 1998), esta superficies son un tipo de límite de secuencia que marca el cambio entre un TST a un LST, en este caso según las características litológicas descritas el TST correspondería al ambiente de facies granodecrecientes, y el LST a las facies granocrecientes.

Figura 29. Afloramiento vía Sutatausa-Tausa.



8. DISCUSION DE RESULTADOS

Mapa geológico, cortes de la zona y estratigrafía

Con los resultados obtenidos en cuanto a la estratigrafía de la zona, los controles cartográficos realizados muestran cierta relación y congruencia con la definición geológica de la Formación Chipáque para la zona de la Sabana de Bogotá (Ingeominas, 2000). Como se mencionó anteriormente, la sucesión litológica observada consta de shale que predomina a la base intercalado con arenisca de grano fino, y posteriormente con lodolita, que en la parte media cambia a una intercalación de arcillolita y lodolita, para luego variar y pasar a una intercalación de chert y shale, que hacia el tope se convierte en una intercalación de arenisca de grano muy fino con shale. Esta sucesión es semejante a la descrita para las cercanías de Bogotá en el catálogo de la Formación Chipáque (Rodríguez, 2000). Al comparar esta sucesión litológica con la cartografía propuesta por Montoya y Reyes (2003), en la zona de estudio la Formación Conejo es la unidad predominante y solo en una pequeña localización en el mapa se identifican el resto de Formaciones equivalentes (Frontera y Simijaca); de acuerdo con lo descrito allí, la Formación Conejo en su segmento B (nivel calcáreo) tiene una intercalación de calizas con arcillolitas que hacia el techo se vuelve una intercalación de arcillolitas calcáreas, calizas macizas y calizas nodulares; lo que no se observó en ninguno de los segmentos definidos en todo el campo de trabajo (vía Sutatausa-Tausa, vía Sutatausa-Vereda Palacios y vía Vereda Peñas de Palacios); al igual que ninguna de las características calcáreas definidas para la Formación Conejo en la plancha 209 Zipaquirá, en contraste a ello, en ninguna parte de la sucesión las litologías observadas mostraron reacción al ácido clorhídrico (HCl al 10%) en campo, ni en las pruebas de laboratorio.

Para el reconocimiento de la sucesión completa definida para la Formación Chipáque, descrita en su catálogo, y en el sentido de Reyes y Montoya (2003) el

reconocimiento de sus equivalentes; en la sección inferior se tiene una intercalación de Shale-arenisca y shale-lodolita con presencia de muscovita, estratificación ondulosa, concreciones ferruginosas y restos de madera que sería semejante a la Formación Simijaca reportada allí con algunas variaciones en la litología. Para la equivalente Formación La Frontera, en la parte superior de la sección inferior y la parte inferior de la sección superior, se observa la intercalación de shale-lodolita-arenisca, shale-arcillolita-lodolita y arcillolita-lodolita, en la cual el shale tiene contenido de mica, se encontró un molde de amonita en una lodolita y predomina la estratificación plano paralela.

Con respecto a los cortes geológicos realizados, al calcular el espesor total de la formación (706 m), este espesor se encuentra dentro del parámetro reportado en el catálogo (400 – 700 m) de la Formación Chipáque para la zona del cuadrángulo K11, Zipaquirá.

Facies litológicas

El clima cretácico en Colombia fue cálido, húmedo y dominado marítimamente, la mayoría del país estaba cubierto por mares relativamente someros (Villamil, 1998). El mar cretácico fue un mar cerrado a causa de la paleografía y los fallamientos, lo cual trajo como consecuencia pulsos de descargas de material (deltas) en muchas zonas. Durante el Cenomaniano tardío, Turoniano y Coniaciano el nivel eustático base alcanzó su nivel más alto en el mesozoico. La superficie de máxima inundación vista en el límite Cenomaniano-Turoniano está caracterizada por un horizonte densamente fosilífero con concreciones dentro de la Formación La Frontera (Rodríguez, 2000).

En base a las facies y la asociación de facies realizada el ambiente que se interpretó para la Formación Chipáque en la zona de estudio de este trabajo, es un ambiente deltaico (frente deltaico y prodelta) dentro de una plataforma marina. Existe una tendencia en el frente del delta en la que el sedimento grueso es

depositado en la boca del distributivo, mientras que el sedimento más fino es transportado hacia la cuenca y en agua más profunda en ambientes de offshore. El frente deltaico progresa hacia la parte offshore en respuesta a un suministro continuo de sedimento y el resultado es que la zona de offshore es eventualmente superpuesta por la línea de costa. En combinación con la tendencia de sedimento fino hacia el mar del frente deltaico esto produce una secuencia granocreciente relativamente a gran escala la cual refleja el relleno de la cuenca (Reading, 1978) (Stanley y Luczaj, 2015).

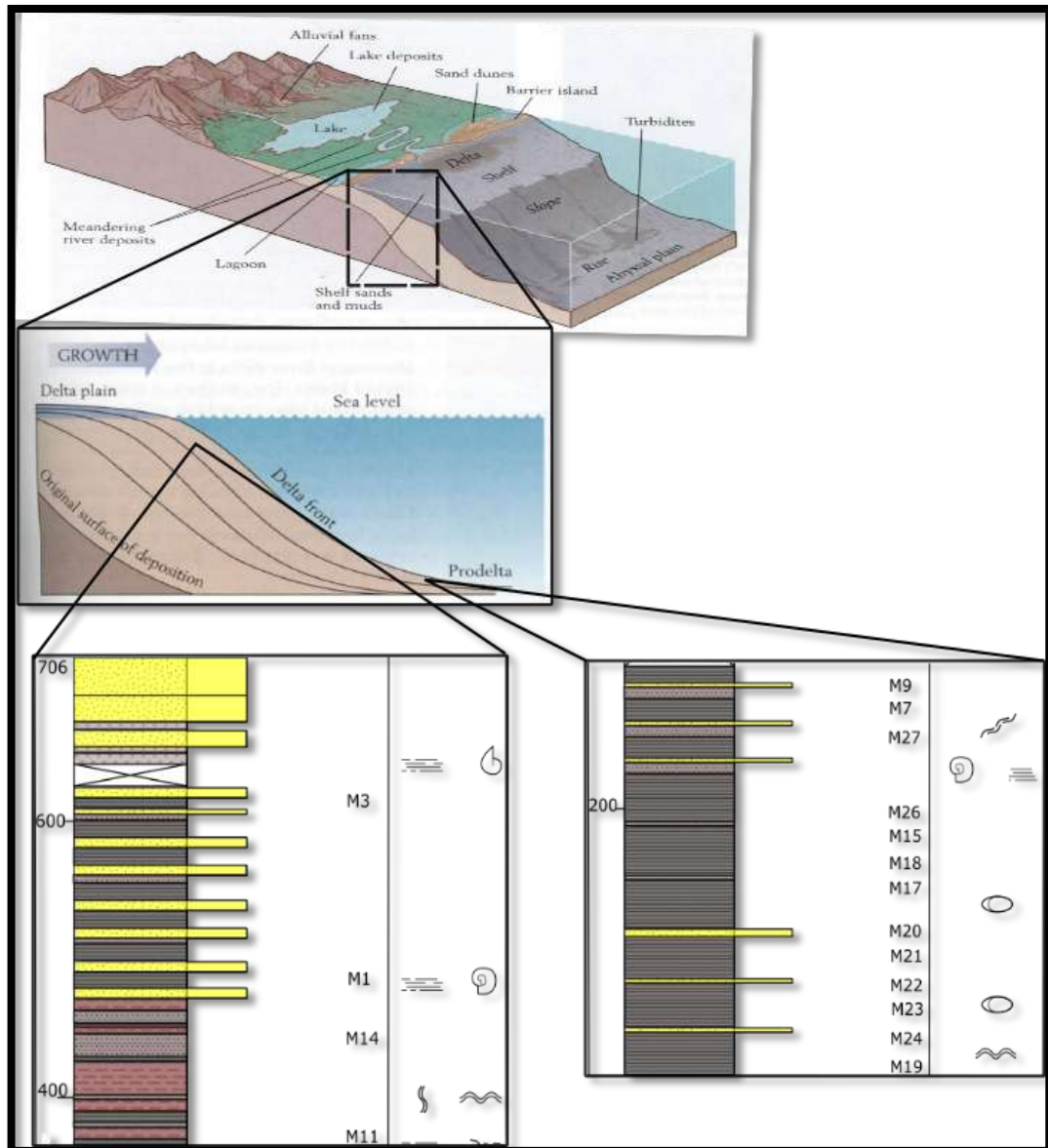
De acuerdo con las facies encontradas, en general se define la sucesión como granocreciente, teniendo una intercalación de rocas finas a la base (shale-lodolita-arcillolita y arenisca de grano muy fino), y en la parte superior rocas finas (arcillolita-chert-shale) pero termina predominando los paquetes con amplio espesor de arenisca (grano muy fino); lo cual es concordante con la sucesión granocreciente del frente deltaico y prodelta (delta progradante).

La progradación de la barra produce secuencias granocrecientes caracterizadas por un miembro con gran espesor de lodo-limo en la base representando el prodelta; intercalaciones repetidas de menor escala de lodo, limo y arena en la parte media refleja la interacción entre las incursiones de carga de sedimento, procesos de oleaje y la depositación de sedimento por suspensión; y un miembro superior dominado por arena que exhibe estructuras de corrientes o de arena bien sorteada en capas horizontales (para frentes deltaicos con interacción fluvial y oleaje) (Reading, 1978) (Stanley y Luczaj, 2015). En base a lo descrito, en la columna estratigráfica realizada se tiene un registro semejante (figura. 30).

En el caso de la facies que contiene chert, esta se interpreta como un cambio climático que provocó una reacción química y generó la depositación de mucho sílice; de acuerdo con el análisis de las muestras para esta parte del registro, las rocas presentan un gran porcentaje de porosidad, con aspecto tobáceo.

Regionalmente para este intervalo de tiempo (Cretácico) está reportado el registro de actividad volcánica (niveles de cenizas volcánicas) (Villamil, 1998); lo cual sería más congruente con lo descrito anteriormente, para la interpretación del origen de dichos niveles.

Figura 30. Modelo esquemático y perfil de una delta.



Mientras el agua de río fluye hacia el mar, esta desacelera; primero la arena cae por suspensión en la llanura deltaica, luego limo y arcilla se establece sobre el frente deltaico y finalmente la arcilla y lodo se depositan en el prodelta; de esta manera se disponen las facies observadas en la zona de estudio que se interpretan como parte del ambiente deltaico, en su parte frontal y prodelta (Modificado de Stanley y Luczaj, 2015).

Geoquímica

Los análisis geoquímicos resultantes de éste estudio nos muestra que la Formación Chipáque sección Tausa-Sutatausa-Cucunubá posee una buena cantidad de materia orgánica en su segmento inferior lo cual fue mostrado con los resultados de TOC que concuerdan con los altos valores de gamma ray. Los resultados de la pirólisis rock eval indicó que la materia orgánica de la Formación Chipáque corresponde a kerógeno IV por lo cual no estaría generando ninguna clase de hidrocarburo ni gas, por tanto su potencial petrolífero se catalogaría como pobre y en cuanto a la madurez termal de estas rocas se ubicarían en un estado inmaduro a la base y sobremaduro para el resto de la sección.

Teniendo en cuenta lo descrito anteriormente respecto a los resultados de la geoquímica de las rocas de esta sección, la formación Chipáque no tendría ningún interés como roca generadora de shale-gas; sin embargo, cabe resaltar que los datos obtenidos presentan varios factores que ocasionaron anomalías en los resultados presentados tales como: la meteorización, oxidación, bioturbación y por supuesto como son muestras de superficie tienen un nivel de alteración muy alto frente a muestras de pozos las cuales no sufren este de factores y sus respuestas geoquímicas son mucho más favorable.

Comparando los datos de este trabajo con los contenidos en el INGEOMINAS 2000 de la Formación Chipáque, donde reportan que la sección Boquerón de la Ventura (Sierra Nevada del Cocuy) presenta promedios de Carbono orgánico total

(TOC) de 0,66%, y de 0,84% para la parte media y en el nivel superior 1,67%, y la sección Sogamoso con valores promedio de TOC de 1,59% en el conjunto inferior ubicándolo como una buena roca generadora y el nivel superior está en el rango de 0,64%.

La sección Boquerón de la Ventura al igual que la sección estudiada tienen un pobre potencial de generación y los valores de R_o y $T_{máx}$ son altos lo que los consideran en los niveles metalogénicos de alta madurez termal pero con un índice de producción apto para generación de gas seco. La sección Sogamoso posee un R_o y T_{max} que indican altas posibilidades de generación de aceite y gas húmedo que se encuentra (Mayorga y Vargas, 1995, en Ingeominas, 2000).

La sección estudiada se encuentra en la cuenca Cordillera Oriental cerca a los pozos Suesca N 1 y Suesca 1 en donde se conoce que las principales rocas generadoras de hidrocarburos se encuentran en el intervalo Turoniano Coniaciano (Fig. 31), que incluyen las formaciones el Chipáque y La Luna y las unidades equivalentes lateralmente que muestran contenido de carbono orgánico total con valores excelentes, al igual que los datos de madurez termal (R_o) de esta cuenca la ubican en niveles sobremaduros con respecto a las cuencas adyacentes (Fig. 32) (ANH 2011).

Figura 31. Mapa de enriquecimiento orgánico (Repsol YPF, Occidental Andina., Ecopetrol 2002., en ANH 2011)

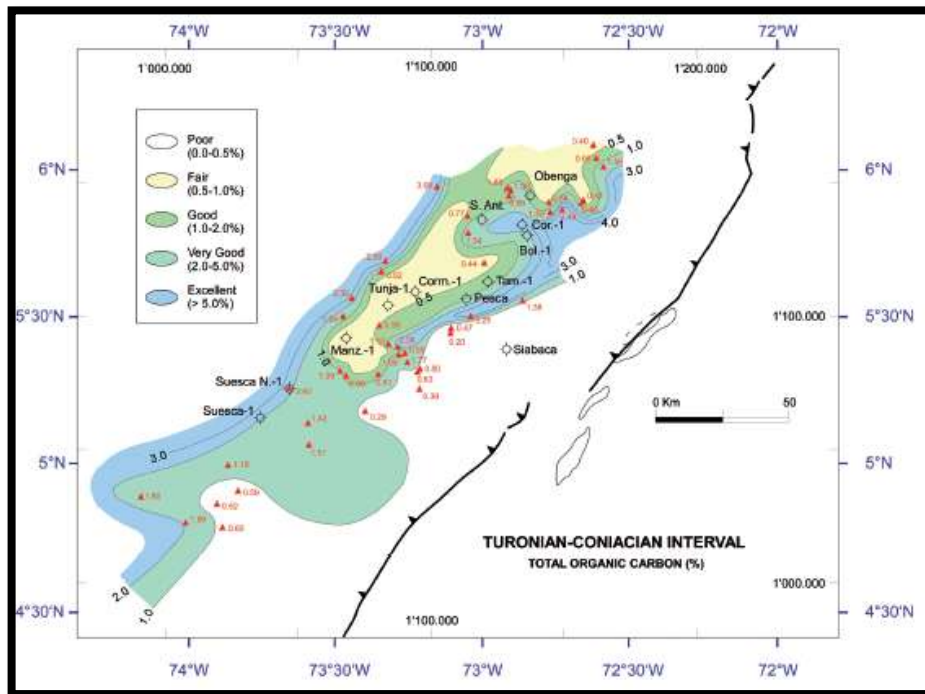
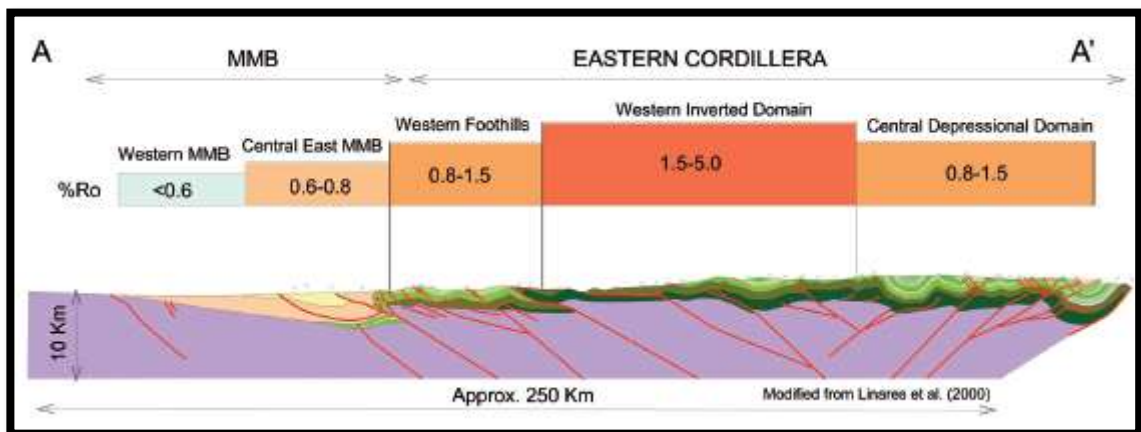


Figura 32. Valores de reflectancia de vitrinita para la Cuenca Cordillera Oriental (García 2003; en ANH 2011)

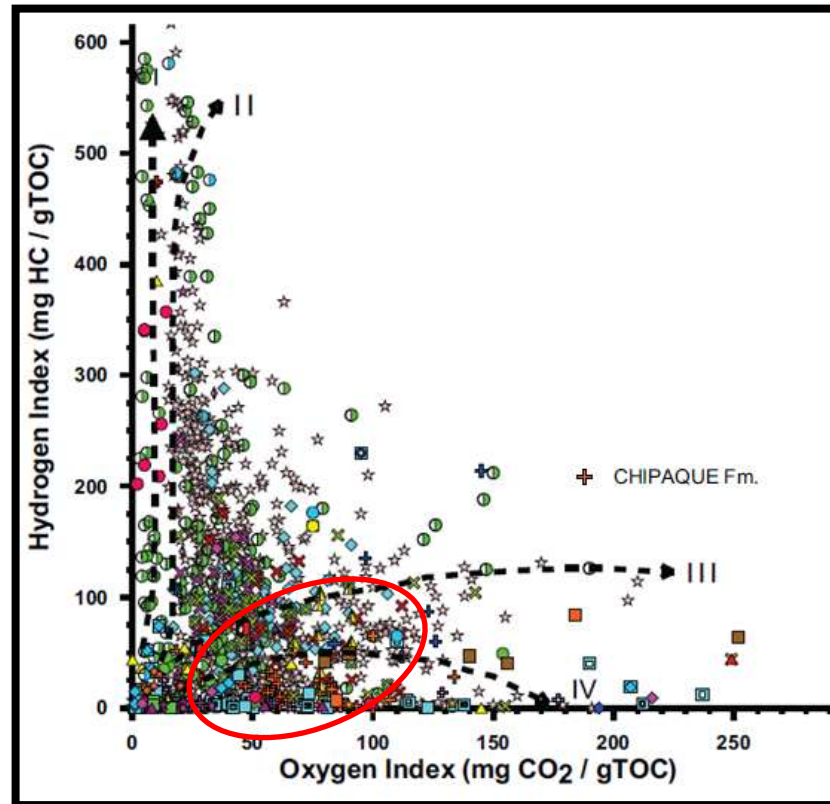


Otro punto importante a discutir en este trabajo es el tipo de kerógeno obtenido en los resultados que correspondió a tipo IV el cual no es generador, éste se pudo dar a causa la pérdida de hidrógeno como consecuencia de la oxidación y la alta madurez de las rocas. Es importante mencionar que el kerógeno esperado encontrar era de tipo III ya que en la mayoría de las muestras de lodolitas y arcillolitas era dominantes las láminas de materia orgánica y en especial restos de materia orgánica fibrosa correspondiente a ramas de árboles y restos leñosos.

Mayorga en 2011 presenta análisis geoquímicos de la sección Sutatausa y áreas aledañas de la sección estudiada en la cual indica que el kerógeno de esta formación es catalogado de tipo III y esta misma se encuentra en el pico inicial de generación de gas proponiendo un potencial medio como yacimiento no convencional.

Los parámetros de índice de hidrogeno e índice de oxígeno obtenidos de la Formación Chipáque en el área de estudio en comparación con las rocas de esta misma formación analizadas en esta misma cuenca en la literatura tienen correspondencia con los resultados y se sitúan entre kerógeno tipo III propenso a generación de gas y IV que no tendría productos hidrocarburos (ANH, 2010) (Fig. 33).

Figura 33. Gráfica HI vs OI de las formaciones de la Cuenca Cordillera Oriental. El círculo rojo muestra la acumulación de datos de la Formación Chipáque (ANH, 2010).



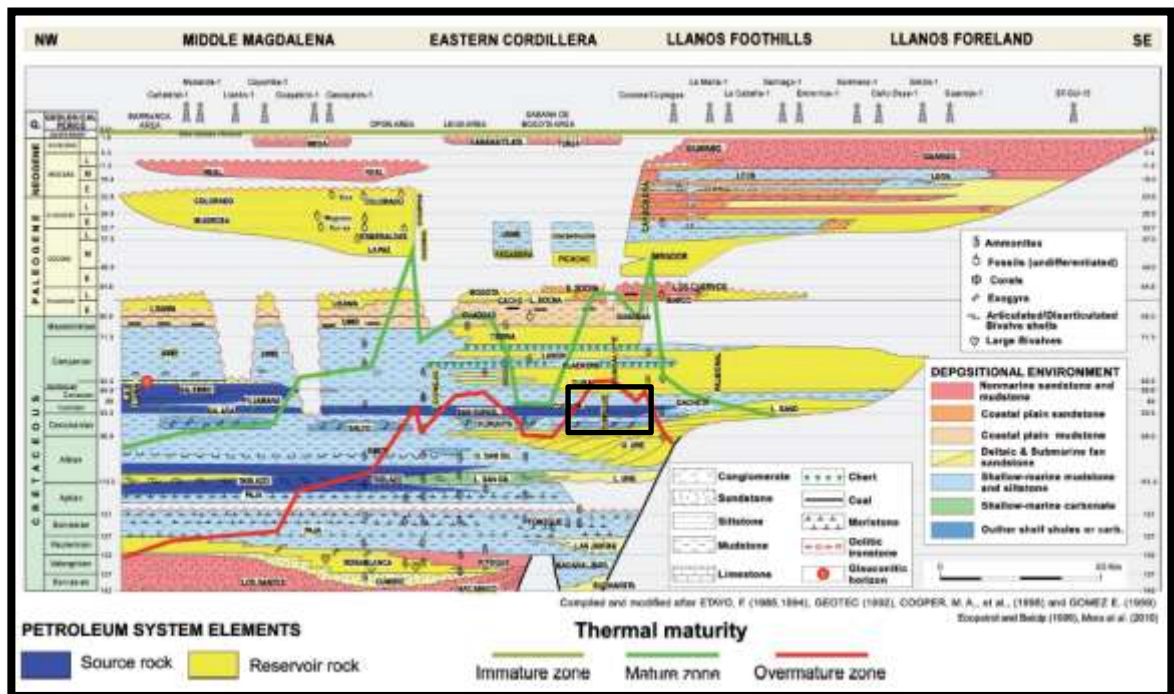
Cada roca generadora tiene características geoquímicas propias, esto se evidencia en las muestras obtenidas de la Formación Chipáque en las diferentes secciones las cuales varían en diferentes parámetros pero guardan coherencia con su gran cantidad de materia orgánica y están asociados mundialmente a rocas que registran el OAE II, por ende la formación Chipáque se debe tener en cuenta como un destacable sistema no convencional shale gas, pues sus características como TOC, madurez termal y calidad de materia orgánica es óptima para este tipo de yacimientos.

9. EVALUACION COMO YACIMIENTO SHALE-GAS

La Formación Chipáque hace parte de un sistema petrolífero ya configurado en la cuenca Cordillera oriental que corresponde al sistema petrolífero convencional Chipáque-Guadalupe Gr(?) y algunos propuestos como Chipáque inferior-Une(?), Conejo-Arenisca Dura, Chipáque superior-Arenisca Dura (ANH, 2011).

La ANH en el 2011 presenta la siguiente gráfica (fig. 34) donde cataloga la formación Chipáque como roca generadora y que esta se encuentra en estado de sobremadurez termal en la cuenta Cordillera Oriental, sin embargo no se tiene en cuenta esta misma formación como reservorio y no se evalúa como *play* para yacimientos shale gas.

Figura 34. Sección estratigráfica regional o diagrama Wheeler de las cuencas cordillera oriental, VMM y Llanos



El eje horizontal representa la distancia horizontal y eje vertical representa el tiempo geológico en millones de años. Muestra el estado de madurez termal de la

formación Chipáque ubicándose por encima de la línea roja (Sobremadurez). Etayo (1985a, 1994), Geotec (1992), Cooper et al. (1995), Geotec (2000), Gómez (2001) y Sarmiento-Rojas (2001) (ANH 2011).

La caracterización de reservorios no convencionales es muy compleja pues se deben analizar múltiples factores geológicos, mineralógicos petrofísicos, geoquímicos y geomecánicos (Askenazi *et al.*, 2013). Así las rocas de la Formación Chipáque han demostrado tener gran potencial como sistema petrolífero no convencional teniendo en cuenta su potencial generador y su capacidad como reservorio, pues tiene características que actúan como roca generadora, sello y reservorio.

Con este trabajo se logró observar en base a la estratigrafía realizada y los análisis geoquímicos hechos, como la sección inferior podría hacer el papel de roca generadora del sistema no convencional propuesto, que corresponde a las capas potentes de shale, los cuales presentaron la más alta riqueza orgánica con valores >1,5% TOC, al igual que se encuentran sobremaduras termalmente por lo que posiblemente podría estar reteniendo gas residual que puede ser económicamente interesante para un yacimiento de Shale-Gas.

Otro aspecto favorable para esta formación es el espesor que posee pues el segmento generador corresponde a aproximadamente 300 metros y tiene una extensión significativa a lo largo de la cuenca. Los otros 410 metros restantes hacen parte de litologías con características de roca reservorio encontradas en el segmento superior como lo son arenas de grano muy fino y cherts que presentan un nivel de fracturamiento muy bueno los cuales son intercalados con niveles de shales y arcillolitas que hacen de un sello efectivo óptimo.

10. CONCLUSIONES

La Formación Chipáque en la sección Tausa-Sutatausa-Cucunubá tiene un espesor de 706 metros y corresponde a una sucesión litológica correspondiente a shales que predominan a la base intercalado con arenisca de grano fino, y posteriormente con lodolita, que corresponden al denominado segmento inferior. El segmento superior comprende una intercalación de arcillolita y lodolita, para luego variar y pasar a una intercalación de chert y shale, que hacia el tope se convierte en una intercalación de arenisca de grano muy fino con shale.

De acuerdo a las características geoquímicas de las rocas, tales como carbono orgánico total (TOC), temperatura máxima y tipo de kerógeno, la Formación Chipáque presenta un considerable potencial como roca generadora de gas pues su cantidad de materia orgánica es óptima (>2%) y su madurez termal la ubica como una roca sobremadura termalmente lo cual representa un buen para un prospecto de generación de gas termogénico; para la mejor caracterización de estas rocas es importante minimizar errores tomando muestras de pozo que tenga el menor nivel de alteración posible.

Con base en las características geoquímicas (%TOC 2-7%), sedimentológicas (rocas finas de tipo shale, lodolita y arcillolita), estratigráficas (facies de una ambiente deltaico en una plataforma marina) y registro gamma ray entre otros criterios descritos, se pudo identificar el OAE2 (evento Bonarelli) en la Formación Chipaque en la Cordillera Oriental congruentemente con las características propuestas globalmente por Arthur y Schlanger (1979), Jenkyns, (1980) y en Colombia por Villamil (1998).

Según las facies descritas y las asociaciones faciales realizadas, se interpretó y definió un ambiente deltaico en una plataforma marina; la sección inferior de la

Formación Chipaque se asocia con la parte prodelta y la sección superior se asocia al frente deltaico. En la sección inferior se da una variación transgresiva en el cambio facial de shale-arenisca a shale-lodolita, mientras la sección superior registra una sucesión granocreciente (debido a la progradación del delta). En la parte superior de la sección inferior se identificó una superficie transgresiva (restos de madera, bioturbación y el cambio de dinámica de sedimentación) lo cual además coincide con un pico en los valores de %TOC, que sería el evento anóxico OAE2.

Se propone que la Formación Chipaque posee características favorables como yacimiento no convencional de shale gas, pues posee un excelente espesor y extensión para la acumulación de este tipo de yacimientos, al igual que su sección inferior, presenta potencial de roca generadora gracias a sus favorables parámetros en cuanto cantidad, calidad y madurez de la roca y su sección superior muestra características como buena roca reservorio pues presenta un buen estado de fracturamiento y esta se halla intercalada con niveles de rocas con litologías favorables para el sello de este tipo de plays.

BIBLIOGRAFÍA

Aguilera, R., Sotelo, V., Burgos, C., Arce, C., Gomez. C., Mojica, J., Castillo, H., Jimenez, D. y Osorno, J. (2010). Organic geochemistry atlas of Colombia second edition. Science Research Journal. ANH. Special edition.

Arthur, M. y Schlanger, S. (1979). Cretaceous "oceanic anoxic events" as casual factors in development of reef-reservoired giant iol fields. The American Association of Petroleum Geologist Bulletin. 63(6). 870-885p.

Arthur, M., Schlanger, S. y Jenkyns, H. (1987). The Cenomanian-Turonian Oceanic anoxic event, II. Palaeoceanographic controls on organic-matter production and preservation. En: Brooks, J. y Fleet, A. Marine petroleum source rocks. Geological society special publication. 26(401-420p).

Askenazi, A., Biscayart, P., Cáneva, M., Montenegro, S. & Moreno, M. 2013. Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU. Society of petroleum Engineers.

Barker, CE., Pawlewicz, MJ. 1986. The correlation of vitrinite reflectance with maximum temperature in humic organic matter.

Bedoya, C. Nomesqui, H. 2013. Estratigrafía, quimioestratigrafía y petrografía de la Formación Rosablanca: implicaciones para la identificación de eventos Anóxicos Oceánicos en la Cordillera Oriental Colombiana. Universidad de Caldas.

Boyer, C., Clark, B., Jochen, V., Lewis, R. y Miller, C. (2011). Shale Gas:A Global Resource. Oilfield review. 23 (3).

Castro J.M; Quijano M.L. Record of the oceanic anoxic event OAE1a (Lower Aptian) in a platform setting. Prebetic (Alicante province). Geogaceta, 2006.

Cooper, M. A; Addison, F. T; Alvarez, . R; Coral,M; Graham, R. H. ; 1995. Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. AAPG Bulletin, 79 (10): 1421-1443.

Donald, H. Mc Laughlin, Jr. ; 1975. Mapa Geológico del cuadrángulo K-11, Zipaquirá. US. Geological Survey, y Marino Arce H. Instituto nacional de investigación en Geociencias, minería y química.

ESCOBAR, J., TORRES, M,P., FAJARDO, G., MORA, C, (1996). Geochemistry and Sequence Stratigraphy of The Source Rocks in the Axial Zone of the Colombia Eastern Cordillera. Asociacion Colombiana de Geologos y Geofisicos del Petroleo. Field Conference, Santafe de Bogota, Colombia.

ECOPETROL. Análisis de mercado para: servicio de análisis básicos de roca (carbono orgánico total, pirolisis), análisis especializados (petrografía orgánica para caracterización de tipo de maceral y/o materia orgánica), reflectancia de vitrinita y análisis de trazas de fisión en apatitos, para la vicepresidencia de exploración de ECOPETROL S.A. Anexo-1- especificaciones técnicas.

Jarvie, D. Hill, R. Ruble, T. Pollastro, R. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. AAPG Bulletin, v. 91, no. 4 2007

Jenkyns, H. (1980). Cretaceous anoxic events: from continents to oceans. Journal of the geological society of London. 137(171-188p).

Jenkyns, H. (2010). Geochemistry of oceanic anoxic events. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*. 11.

King, G. (2010). Thirty years of gas shale fracturing: what have we learned?. Annual technical conference and exhibition held in Florence, Italy. Society of Petroleum Engineers. 133456.

Mayorga, H. 2011. Caracterización geoquímica de los shales en la formación Chipáque y sus implicaciones como roca generadora de gas. Universidad Industrial de Santander.

Montoya, D & Reyes, G. 2003 Geología de la plancha 209 ZIPAQUIRÁ. INGEOMINAS

Montoya, D & Reyes, G. 2003 Plancha 209 - ZIPAQUIRÁ. INGEOMINAS

Montoya, D & Reyes, G. 2005 Geología de la Sabana de Bogotá. INGEOMINAS

Naranjo, M. 2012. Estudio cinético de la transformación de Kerógeno usando experimentos de hidropirólisis sobre muestras de afloramiento de la Formación Chipáque (Cordillera Oriental). Universidad Industrial de Santander.

Palencia, M. 2014. Petrografía básica de los niveles de areniscas de la Formación Chipáque en la zona de Ubaté-Sutatausa-Carmen de Carupa en el departamento de Cundinamarca. Universidad Industrial de Santander

Passey, Q., Bohacs, K., Esch, W., Klimentidis, R. y Sinha, S. From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir – geologic and petrophysical characterization of unconventional shale-gas reservoirs. (2010). International Oil & Gas conference and Exhibition in China. Society of Petroleum Engineers. 131350.

Reading, H. (1978). Sedimentary environments and facies. Department of geology and mineralogy. University of Oxford. Elsevier. 557p.

Rodríguez, E. 2000. Caracterización de unidades geológicas y geomorfológicas de Colombia, Formación Chipaque. INGEOMINAS. Bogotá.

Sarmiento, L. (2011). Eastern Cordillera Basin. En: Cediell, F. y Ojeda, G. (ed.). Petroleum Geology of Colombia. 7. ANH.

Smith, A., Gale, A. y Monks, N. (2001). Sea-level change and rock-record bias in the Cretaceous: a problem for extinction and biodiversity studies. Paleobiology. 27(2). 241-253p.

Stanley, M. y Luczaj, J. (2015) (4ed.). Earth System History. W.H. Freeman and Co. 608p.

Torres, M, P., Escobar, J., Mora, C, potencial generador de hidrocarburos de la formación chd7aque y su relación con la estratigrafía de secuencias e la zona axial de la cordillera oriental. (Colombia) ECOPETROL.

Tsikos, H., Jenkyns, H., Walsworth-Bell, B., Petrizzo M., Foster, A., Kolonic, S., Erba, E., Premoli Silva, I., Baas, M., Wagner, T. y Sinninghe Damste, J. (2004). Carbon-isotope stratigraphy recorded by the Cenomanian-Turonian oceanic anoxic event: correlation and implications based on three key localities. Journal of the geological society of London. 161(711-719).

Villamil, Y. 1998. Chronology, relative sea-level history and a new sequence stratigraphic model for basinal Cretaceous facies of Colombia. SEPM. Special publication 58: 161-216.

Urrutia, C. & González, A. 1987. Aplicación de los métodos de pirolisis rock-eval y Fischer al estudio de la materia orgánica contenida en rocas sedimentarias de Guipúzcoa y Viscaya. *Estudios Geológicos*; San Sebastián. 43: 197-207.

Zou, G. 2012. *Unconventional Petroleum Geology*. Elsevier. 384p.

ANEXOS

ANEXO A Mapa Geológico de Campo

ANEXO B Columna Estratigráfica 1:500

ANEXO C Columna Estratigráfica 1:4000