

**CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA DE LOS SHALES EN LA
FORMACIÓN CHIPAQUE Y SUS IMPLICACIONES COMO ROCA
GENERADORA DE GAS**

HENRY ALEJANDRO MAYORGA ARIAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2011

**CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA DE LOS SHALES EN LA
FORMACIÓNCHIPAQUE Y SUS IMPLICACIONES COMO ROCA
GENERADORA DE GAS**

HENRY ALEJANDRO MAYORGA ARIAS

**Proyecto de Grado presentado como requisito para optar el título de:
GEÓLOGO**

**Director:
MARIO GARCÍA GONZALEZ
Geólogo Ph. D**

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

2011

A Dios que me ha acompañado, inspirado y guiado en este camino.

A todas aquellas personas que me colaboraron para alcanzar esta meta, en especial a mi mamá Ana Rosario, mi papá Henry Roberto y mi hermana Maritza.

A todos mis amigos por su compañía y colaboración.

AGRADECIMIENTOS

El autor de este trabajo de grado, agradece:

A la Universidad Industrial de Santander, por permitirme crecer académica y personalmente.

A la Escuela de Geología de la Universidad Industrial de Santander y sus profesores, por todas los conocimientos que me brindaron.

Al grupo de Investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones de la escuela de Geología, por brindarme la oportunidad de realizar este proyecto para acceder al título de Geólogo.

Al Doctor Mario García González, por brindarme su asesoría, confianza y apoyo a lo largo de la realización de este proyecto.

Al profesor Ricardo Mier y la Profesora Lidy Osorio por su colaboración en la realización del proyecto.

A mi familia por su apoyo incondicional y su confianza en mí.

A Tania Palmera por su colaboración en las pruebas de laboratorio, A Jessica por su colaboración con cada imprevisto que surgía, A mi compañerita de campo Marly Palencia por su compañía amistad y ayuda incondicional, Al compadre Juancho por su ayuda técnica, A María Salas por escoger por mí por decir sí. A Yecenia por colaborarme con todas las vueltas referentes al proyecto.

A Maria S., Fernando, Nata, Gina, Beto, Alejita, Leonardo, Lady, Diego Cruz, Diego Martínez, Lau, Andrea, Lunita, Melissa, Sofía, Olguer, Ladrillito, La Segunda Dama, Claudia, Silvia, Leo Villamizar, Marly, Juan David, Lenin, Luis G, Aura, Carlos, Sol, Dianita, La Blasfemita, Juan Darío, y todos los que se me pasaron muchas gracias por brindarme su amistad y compañía. Espero nunca me olviden y sigamos siendo amigos.

A las amistades de Tapazo por esos buenos momentos, Cote, Steven, Ivan, Walter, Mauricio, Chimpa, Laurita Meléndez, Miguel, Mafe, que espero que sigan haciéndolo e invitándome.

A los parceritos de Boulder House por todas sus enseñanzas, al Abuelito, Caliche, Fox, Coqui, Espumita, Oscar, gracias por todos esos pegues, Bloques, síguete la presa y demás espero seguir en esto que es muy bacano.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. OBJETIVOS	19
1.1 OBJETIVO GENERAL	19
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	20
2.1 LOCALIZACIÓN	21
3. ANTECEDENTES	22
3.1 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	22
3.1.1 Estilo Estructural	22
3.1.2 Sinclinales y Anticlinales	23
3.1.3 Secuencia Estratigráfica	27
3.2 CARACTERIZACIÓN DE UN YACIMIENTO DE GAS SHALE	30
3.2.1 Geoquímica	31
3.2.2 Registros	36
3.3 EJEMPLOS DE YACIMIENTOS TIPO GAS SHALE	37
3.3.1 Formación Barnett en la Cuenca FORT WORT	37
3.3.2 Formación Marcellus Cuenca Appalachian	41
4. METODOLOGÍA	44
4.1 FASE PRE-CAMPO	44
4.2 FASE DE CAMPO	44
4.2.1 Columna Estratigráfica 1	45
4.2.2 Columna Estratigráfica 2	46
4.2.3 Columna Estratigráfica 3	46
4.2.4 Suesca	47

4.3 FASE DE LABORATORIO	47
4.3.1 TOC	47
4.3.2 Pirólisis Rock Eval	47
4.3.3 La Reflectancia de la vitrinita (Ro)	48
4.4 INTERPRETACIÓN DE LOS DATOS OBTENIDOS Y ELABORACIÓN DEL INFORME FINAL	48
5. RESULTADOS	49
5.1 ESTRATIGRAFÍA	49
5.1.1 Estratigrafía sección Sutatausa	49
5.1.2 Estratigrafía sección de Carmen de Carupa	53
5.1.3 Estratigrafía sección Ubaté	56
5.2 FRACTURAMIENTO	58
5.2.1 Fracturamiento sección Sutatausa	58
5.2.2 Fracturamiento sección Carmen de Carupa	61
5.3 ANALISIS GEOQUIMICOS	65
5.3.1 Datos % TOC	65
5.3.1.1 Sección Sutatausa	66
5.3.1.2 Sección Carupa	68
5.3.1.3 Sección Ubaté	70
5.3.1.4 Sección Suesca	71
5.3.2 Datos de Ro	73
5.3.2.1 Sección Sutatausa	73
5.3.2.2 Sección Carmen de Carupa	76
5.3.2.3 Sección Suesca	78
5.3.3 Datos de Pirolisis Rock Eval	81
5.3.3.1 Sección de Sutatausa	82
5.3.3.2 Sección de Suesca	82

5.4 ZONAS PROSPECTO	93
6. DISCUSIÓN DE RESULTADOS	99
6.1 ESTRATIGRAFÍA	99
6.2 GEOQUÍMICA	101
6.2.1 Toc	101
6.2.2 Reflectância de Vitrinita Ro	102
6.2.3 Pirolisis Rock Eval	102
6.3 GEOQUÍMICA GENERAL	103
7. CONCLUSIONES	106
8. RECOMENDACIONES	107
BIBLIOGRAFÍA	108

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Datos porcentuales del total de carbono orgánico en referencia al potencial petrolífero.	31
Tabla 2. Valores de Ro para la generación de Gas y Aceite.	32
Tabla 3. Parámetros geoquímicos según el tipo de Kerógeno y su producto.	33
Tabla 4. Potencial generado de acuerdo a los parámetros de TOC, S1 y S2.	34
Tabla 5. Parámetro Tmax y su estado de generación	35
Tabla 6. Tabla de valores de radiación para los shales de la Formación Marcellus.	42
Tabla 7. Análisis de TOC con su respectiva profundidad.	66
Tabla 8. Análisis de TOC con su respectiva profundidad.	68
Tabla 10. Análisis de TOC con su respectiva profundidad.	71
Tabla 11. Análisis de Ro con su respectiva profundidad.	73
Tabla 12. Análisis de Ro con su respectiva profundidad.	74
Tabla 13. Análisis de Ro con su respectiva profundidad.	76
Tabla 14. Análisis de Ro con su respectiva profundidad.	77
Tabla 15. Análisis de Ro con su respectiva profundidad.	78
Tabla 16. Análisis de Ro con su respectiva profundidad.	80
Tabla 17. Análisis de Pirolisis Rock Eval	82
Tabla 18. Análisis de Pirolisis Rock Eval	82

LISTADO DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización del área de estudio, modificado del Mapa geológico del departamento de Cundinamarca	21
Figura 2. Ubicación de los principales rasgos estructurales de la zona de estudio, en el recuadro azul se encuentra la sección 1, en el recuadro verde la sección 2 y en el recuadro 3 la sección 3	25
Figura 3. Localización de las principales estructuras anticlinales y sinclinales de la Sabana de Bogotá	26
Figura 4. Columna de depostación del Cretácico Superior al Neógeno para la Sabana de Bogotá	28
Figura 5. Muestra la distribución lateral de la Formación Chipaque en la Cuenca de la Cordillera Oriental	29
Figura 6. Diagrama de conversión de Kerógeno en hidrocarburos libres y su relación de acuerdo con el proceso de pirólisis.	33
Figura 7. Modelo termogenico de la Formación Barnett	38
Figura 8. Diagrama de conversión de la materia orgánica a gas.	39
Figura 9. Diagrama composicional de los Shale de la Formación Barnett	40
Figura 10. Diagrama de Flujo de gas de acuerdo a la madurez termal y su composición.	40
Figura 11. Columna estratigráfica de la Formación Marcellus. Con secciones de TOC, $\delta^{13}C$, S%, $\delta^{34}S$, N%, y $\delta^{15}N$	43
Figura 12. Imagen del mapa de localización de la columna estratigráfica de Sutatausa en color rojo se encuentra el tramo levantado	45
Figura 14. Shales grisáceos y negros de la Formación Chipaque.	50
Figura 15. Nódulo de siderita en inmediaciones de shales negros.	51
Figura 16. Columna estratigrafía de la Sección Sutatausa.	52

Figura 17. Paquetes potentes de shales negros. Localizada hacia la base de las Sección Carmen de Carupa	53
Figura 18. Se observa sulfuros de hierro (pirita) en uno de los orificios fisiles posiblemente por interaccion de bacterias sulfatoreductoras con la materia organica.	54
Figura 19. Columna estratigrafía de la Sección Carmen de Carupa.	55
Figura 20. Intercalaciones de shales con areniscas se observa el predominio de areniscas. Localizada hacia el techo de la columna estratigráfica.	56
Figura 21. Columna estratigrafía de la Sección de Ubaté.	57
Figura 22. Material muy fracturado con fisilidad, Imagen tomada a 49 m de la base de la Formación Chipaque.	59
Figura 23. Planos de diaclasamiento lo cual deduce un comportamiento frágil. Imagen tomada a los 74 m de la base de la Formación Chipaque.	59
Figura 24. Shales con alta fisilidad. Imagen tomada a 103 m de la base de la Formación Chipaque	60
Figura 25. Se observan zonas con comportamiento frágil hacia la derecha con un alto fracturamiento y una zona más dúctil hacia la parte inferior izquierda de la imagen	60
Figura 26. Se observa unos shales muy fisiles con un comportamiento dúctil y la presencia de un nódulo de siderita.	61
Figura 27. En esta imagen de fisilidad de los shales hacia el tope de la Formación Conejo	62
Figura 28. Se puede observar en la parte superior izquierda paquetes físiles.	62
Figura 29. Se observar material duro con presencia de alto fracturamiento	63
Figura 30. Se observa hacia la parte superior izquierda un segmento más duro muy fracturado y hacia la parte inferior derecha de la imagen un segmento más blando con un comportamiento más dúctil y menos fracturado	63

Figura 31. Se observa un fuerte fracturamiento y un orificio producto del reemplazamiento de carbonato por óxidos de hierro en la fase de la diagénesis	64
Figura 32. Se observan capas fisiles en medio de capas más duras.	64
Figura 33. Se observa de cerca el alto fracturamiento de los shales.	65
Figura 35. Diagrama de %TOC vs Profundidad para la sección de Sutatausa.	67
Figura 36. Diagrama de %TOC vs Profundidad para la sección de Carmen de Carupa.	69
Figura 37. Diagrama de %TOC vs Profundidad para la sección de Ubaté.	70
Figura 38. Diagrama de %TOC vs Profundidad para la sección de Suesca.	72
Figura 39. Diagrama de Ro vs Profundidad para la sección de Sutatausa.	74
Figura 40. Diagrama de Ro vs Profundidad para la sección de Carmen de Carupa.	76
Figura 41. Diagrama de Ro vs Profundidad para la sección de Suesca.	79
Figura 42. Log de la sección Sutatausa.	84
Figura 43. Log de la sección Suesca.	85
Figura 44. Gráfico del índice de producción vs la profundidad para la sección de Sutatausa.	86
Figura 45. Gráfico del índice de producción vs la profundidad para la sección Suesca.	87
Figura 46. Diagrama de Van Krevelen para la clasificación del tipo de kerógeno sección Sutatausa.	88
Figura 47. Diagrama de Van Krevelen para la clasificación del tipo de kerógeno sección Suesca.	89
Figura 48. Gráfico de Tmax vs Profundidad para la sección de Sutatausa, se encuentran señaladas las zonas de producción.	90
Figura 49. Gráfico de Tmax vs Profundidad para la sección de Suesca, se encuentran señaladas las zonas de producción.	91
Figura 50. Gráfico de TOC vs Profundidad para la sección de Sutatausa, se muestra las zonas de prospección de acuerdo a este parámetro.	92

Figura 51. Gráfico de TOC vs Profundidad para la sección de Sutatausa, se muestra las zonas de prospección de acuerdo a este parámetro.	93
Figura 52. Diagrama de conversión de la materia orgánica a gas para cada Sección	94
Figura 53. Gráfico de zonas de prospección en la sección de Sutatausa teniendo como parámetros el TOC, la Bioturbación y Fracturamiento	96
Figura 54. Gráfico de zonas de prospección en la sección de Carmen de Carupa teniendo como parámetros el TOC, Bioturbación y Fracturamiento	97
Figura 55. Gráfico de zonas de prospección en la sección de Ubaté teniendo como parámetros el TOC, Bioturbación y Fracturamiento	98
Figura 56. Cambio lateral de facies denominado por el Ingeominas.	100
Figura 57. Se observa las columnas estratigráficas levantadas correlacionadas con la columna tipo del Ingeominas	100
Figura 58. Se observa un mapa generalizado de las estructuras anticlinales y sinclinales aledaños a las secciones de estudio	105

RESUMEN

TITULO: CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA DE LOS SHALES EN LA FORMACIÓN CHIPAQUE Y SUS IMPLICACIONES COMO ROCA GENERADORA DE GAS*

AUTOR: HENRY ALEJANDRO MAYORGA**

PALABRAS CLAVES: Geoquímica, Pirolisis, Formación Chipaque, Madurez termal, Gas Shale.

DESCRIPCIÓN:

El presente trabajo muestra los resultados de características geoquímicas de la Formación Chipaque como un yacimiento de Gas de Lutita o Gas Shale. Los resultados muestran el estado de madurez de la formación y que el contenido de materia orgánica, tiene un incremento hacia la base de la formación (Chipaque inferior).

La formación fue caracterizada en tres diferentes secciones localizadas cerca a los municipios de Carmen de Carupa, Ubate y Sutatausa mediante estratigrafía detallada a escala 1:100, un muestreo selectivo y los análisis geoquímicos para los shales de esta formación (TOC, Ro y Pirolisis Rock eval), para enmarcar la Formación Chipaque como un yacimiento de gas shale o gas de lutita, estos análisis muestran una mayor madurez composicional, un mayor contenido de materia orgánica y una mayor madurez termal hacia la parte occidental de la sub-cuenca de la Sabana de Bogotá. De acuerdo a la estratigrafía se pudo establecer hacia que parte de la secuencia no encontrábamos para la sección Sutatausa y Carmen de Carupa es lo que se denomina Chipaque inferior y para la sección Ubate es Chipaque superior de acuerdo a esto y a la geoquímica realizada se estableció las secciones Carmen de Carupa y Sutatausa como las secciones con mayor potencial para este tipo de yacimiento,

Por otra parte se muestra a grandes rasgos como incrementa el potencial gasífero hacia el occidente para la sub-cuenca de la Sabana de Bogotá por estimación de acuerdo a los análisis realizados para las diferentes secciones.

* Proyecto de Grado.

** Facultad de Físicoquímica. Escuela de geología. Director: Mario García Gonzalez; Geólogo Ph.D.

ABSTRACT

TITLE: GEOCHEMISTRY CHARACTERIZATION OF SHALES FROM THE CHIPAQUE FORMATION AND ITS IMPLICATIONS AS ROCK GAS GENERATOR*.

AUTHOR: HENRY ALEJANDRO MAYORGA**

KEY WORDS: Geochemistry, Pyrolysis, Formation Chipaque, thermal maturity, Gas Shale.

DESCRIPTION:

This paper shows the geochemical results of the Chipaque Formation as a deposit of Gas Shale. The results show the maturity of the formation and the organic matter content, which increased to the base of the formation (Lower Chipaque).

The formation was characterized in three different sections located near the municipalities of Carmen de Carupa, Ubate and Sutatausa, using stratigraphy a scale of 1:100, selective sampling and geochemistry for the shale of this formation (TOC, Rock Eval pyrolysis and Ro), these studies show a high compositional maturity, a high content of organic matter and a high thermal maturity towards the western part of the Sabana de Bogota sub-basin. According to the stratigraphy could be established to that part of the sequence could not find section for Carmen de Carupa Sutatausa and is what is called lower Chipaque section and the Ubate area belongs to upper Chipaque. According this and with geochemical results the conclusion is that Carmen de Carupa and Sutatausa sections are the best potential for this type of deposit.

Beside the study shows how the gas potential increase to the West of the Sabana de Bogota's sub-basin according to the analysis performed for the different sections.

* Project of Grade.

** Ability of Physiochemical. Geology School. Director: Mario García González; Geologist Ph.D

INTRODUCCIÓN

Este trabajo se realizó debido al aumento en el consumo de recursos energéticos lo cual ha llevado al interés en los yacimientos no convencionales como es el caso de este estudio (yacimiento de Gas Shale), el cual corresponde a yacimientos de gas en los cuales la roca generadora (shales) funcionan como reservorio, estos yacimientos se han vuelto viables gracias al aumento en el precio de los recursos energéticos y se necesitan acumulaciones grandes para que sea viable.

Este estudio pretende revisar el potencial de la Formación Chipaque en este tipo de yacimiento, en la sub-cuenca de la Sabana de Bogotá en 3 zonas específicas:

- Carmen de Carupa
- Sutatausa
- Ubaté.

Estas zonas se seleccionaron por la presencia de estructuras sinclinales amplias lo cual es un criterio de exploración para este tipo de yacimientos además de la presencia de la Formación Chipaque la cual es la formación generadora para esta cuenca.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Estudiar las características estratigráficas y geoquímicas de la Formación Chipaque en relación a reservorios no convencionales de gas (shale gas).

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar análisis geoquímicos para observar el potencial generador de gas en los shales de la Formación Chipaque.
- Observar mediante pruebas de laboratorio el potencial generador de gas en los shales de la Formación Chipaque.
- Realizar un levantamiento estratigráfico a detalle por medio de columnas estratigráficas para entender la distribución vertical, sus espesores y las intercalaciones litológicas en la Formación Chipaque.
- Analizar la Formación Chipaque desde el punto de vista de un reservorio no convencional de gas shale teniendo como roca fuente los shales.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la actualidad los recursos energéticos como los hidrocarburos y gas natural, se encuentran en una etapa de incremento en la demanda y disminución en las reservas; algunos especialistas coinciden en que las reservas de éstos han alcanzado sus puntos máximos, problema que ha llevado a la búsqueda de fuentes alternativas y explotación de yacimientos que anteriormente no eran viables, los llamados yacimientos no convencionales, cuyo aprovechamiento ha ido teniendo más aceptación, a raíz del aumento en el costo de los recursos energéticos.

En USA, los depósitos de crudos pesados, arenas apretadas, gas en lutita, gas asociado a carbón etc., se han convertido en la alternativa actual más importante para suplir las escases en recursos energéticos, depósitos como el de Barnett constituyen una de las mejores fuentes para suplir tal carencia.

Para el caso de Colombia un país en vía de desarrollo, este tipo de yacimientos está tomando fuerte interés, a raíz de los cambios en el mercado y el posicionamiento de los mismos a nivel mundial. Algunos estudios de potencial gasífero ubican la sub-cuenca de Bogotá como una zona potencial para este recurso energético, con franjas como el sinclinal de Checua-Lenguezaque con potencial para recursos de gas asociados al carbón. De acuerdo a esto, se espera encontrar otro tipo de yacimientos gasíferos para esta cuenca como sería el Gas en Lutita o Gas Shale; para ello, se han escogido zonas de sinclinales amplios como el sinclinal de Neusa y el sinclinal de Aposentos-Chiquinquirá, que además de amplios cuentan con la presencia de la Formación Chipaque o Formación Conejo que son rocas generadoras por excelencia.

3. ANTECEDENTES

3.1 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

La Cuenca de la Cordillera Oriental es una antigua cuenca de rift que se generó por la ruptura de Pangea, los eventos tectónicos de la cuenca comenzaron con un sistema de imbricación en el Oligoceno, una secuencia transpresional durante el Mioceno-Plioceno, reactivación de estructuras y replegamiento con el levantamiento de la cordillera pasando a una cuenca de retro arco en el Triásico Jurasico (Dengo y Covey 1993) que se llenó de sedimentos del Mesozoico y Cenozoico.

A principios del Paleógeno una deformación dextral transpresional disparó el fallamiento y plegamiento, además de jugar un papel fundamental en la inversión tectónica de la cuenca, lo cual fue documentado por (Fabre 1983, Colletta et al 1990, Dengo y Covey 1993, Cooper et al 1995). La cuenca se encuentra limitada al norte por rocas ígneo-metamórficas del Macizo de Santander, al sur por el sistema de Fallas de Algeciras-Garzón, al oeste por la Falla de Bituima y el sistema de Fallas Salinas y al oriente por el sistema de empuje frontal de la Cordillera Oriental. Los inicios exploratorios de la cuenca, se hicieron en estructuras anticlinales situadas alrededor de Tunja donde se encontraron múltiples filtraciones de petróleo, los estudios se han concentrado en estructuras del Triásico –Jurasico y Cretáceo tardío, Barrero D. et al 2007.

3.1.1 Estilo Estructural. Esta cuenca la dividen en tres secciones estructurales las cuales serán nombradas a continuación:

La sección uno, localizada al oriente de la región, se encuentra delimitada por la Falla Chivor (Figura 2) la cual es una Falla normal que corta las limolitas y lodolitas

de la Formación Macanal, la Formación Calizas del Guavio y parte del Paleozoico, esta sección se caracteriza por escamas imbricadas de basamento, fallas subverticales que se anteponen a un prisma de cabalgamientos, imbricación de pliegues, etc.

La sección dos localizada al occidente, está caracterizada por zonas con plegamientos suaves y amplios, además de fallas inversas. Ha sido dividida en tres subsecciones:

- En la primer sub-zona se pueden sectorizar direcciones preferenciales como en el caso de la Falla de Soapaga, la cual exhibe una vergencia al suroeste que incluye las fallas de inversión de Boyacá y Nemocón, (Figura 2) algunos autores enfocan la Falla de Boyacá y la de Nemocón como antiguas fallas normales ocurridas. (Figura 2).
- Otra sub-zona con vergencia al Noroeste, está limitada por las fallas Gámeza y Don Alfonso
- Y una sub-zona central que se encuentra comprimida por la vergencia de las dos sub-zonas anteriores, formando estrechos y alargados sinclinales y anticlinales.

La sección tres, enmarcada por la Falla de Bucaramanga, la cual es rumbo deslizante de tipo sinistral que muestra una estilo transpresivo; con esta zona se genera una controversia, dado que la toman como un estilo estructural de escama gruesa, pero son cabalgamientos de bajo ángulo (Figura 4).

3.1.2 Sinclinales y Anticlinales. Hacia la parte de la sabana de Bogotá, se encuentra un importante registro de estas estructuras como son: en la zona

occidental Sinclinal de Sesquilé, Sinclinal de Suesca – Teusacá, Sinclinal de Checua, Sinclinal de Usme, Anticlinal de Chocontá, Anticlinal Sopó-Sesquilé, Anticlinal de Bogotá, Sinclinal de río Frío, Sinclinal de Subachoque, Sinclinal de Sibaté, Anticlinal de Zipaquirá, Anticlinal de Tabío, Anticlinal de Mochuelo, Anticlinal de Soacha; en general son sinclinales y anticlinales amplios con algunas estructuras apretadas localmente (Figura 3). En la zona NE, se encuentran estructuras salinas como Nemocón y Zipaquira, la cual algunos autores definen como un diapiro expuesto que fue disuelto.

Hacia la parte de Santander algunas estructuras importantes son: para la región central, Anticlinal de Los Cobardes, Anticlinal de Jesús María, Sinclinal de Suaita-Chima, Sinclinal de Nuevo Mundo, Sinclinal de Jesús María. Para la región occidental, Anticlinal San Luis-Lisama, Sinclinal Peña de Oro, Sinclinal Guineal, Anticlinal San Fernando. En la parte oriental de Santander se ven una serie de estructuras anticlinales y sinclinales estrechas, para la parte central se destacan estructuras anticlinales y sinclinales amplias, limitadas por Fallas inversas y de cabalgamiento. Para la parte occidental se encuentran estructuras anticlinales y sinclinales amplias, delimitadas por fallas inversas. Acosta, Ulloa, 2002.

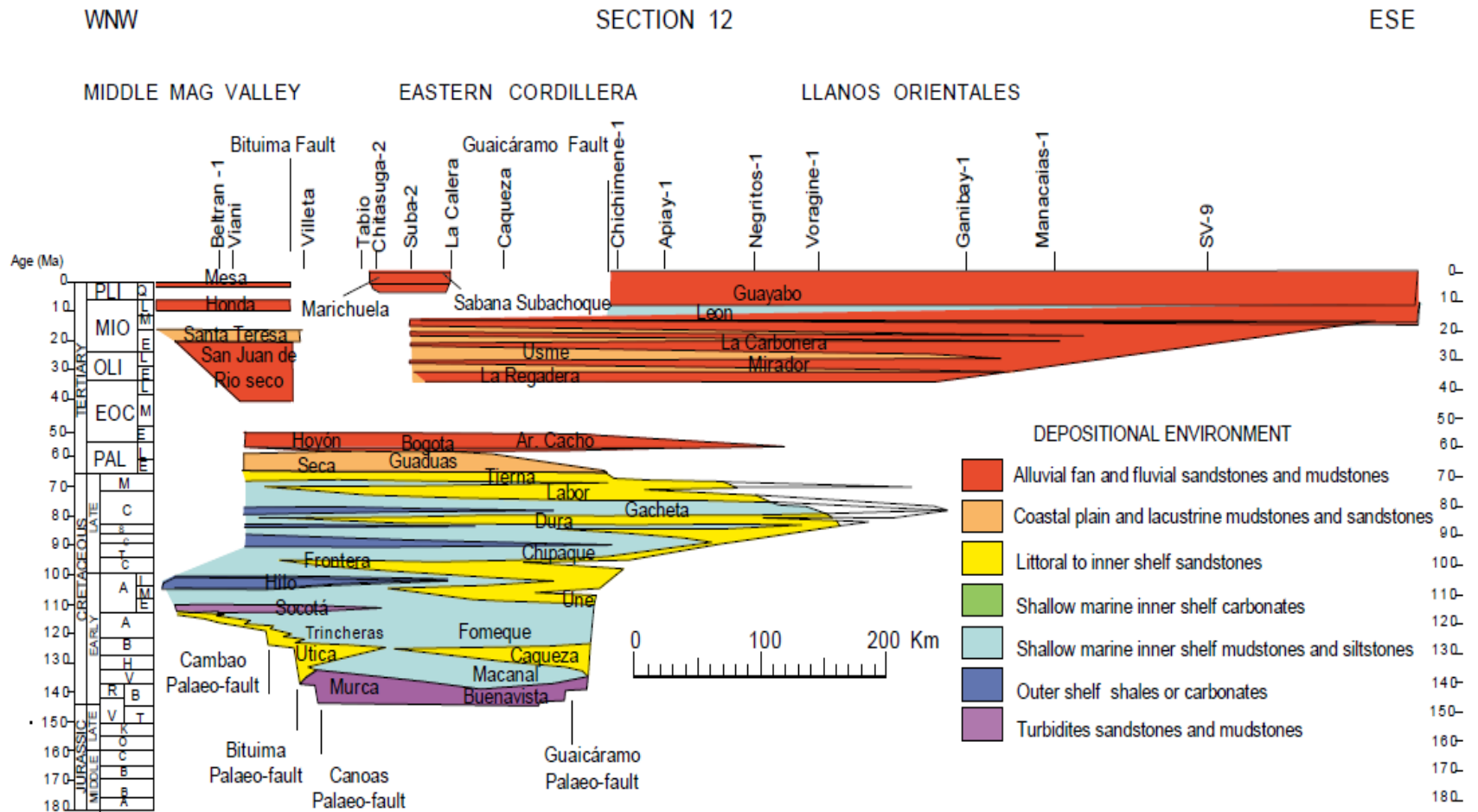
Para el caso de los depósitos son de importancia las estructuras sinclinales amplias, como los sinclinales de Aposentos, Neusa y Checua.

3.1.3 Secuencia Estratigráfica. Las rocas del Cretácico superior registran ambientes marinos tranquilos (parte media de la Formación Une y Formación Churuvita), seguidos por ambientes deltaicos (parte superior de las formaciones Une y Churuvita). Luego un ambiente marino tranquilo a profundo (Formaciones Simijaca, La Frontera, San Rafael y gran parte de Chipaque), posteriormente se dan ambientes más someros y de plataforma (Formación Conejo y parte superior de Chipaque). Para el caso del Grupo Guadalupe (corresponde a las Formaciones Arenisca Dura, Plaenes y Labor Tierna), Formación los Pinos, Formación Guaduas y gran parte del Grupo Palmiche son sistemas de regresiones y transgresiones con desarrollo de ambiente aluvial (Figura 4). (Fabre 1983, Sarmiento 1994).

Las primeras rocas Paleógenas se registran como depósitos costeros de la Formación Guaduas, lo siguen depósitos fluviales meandriformes y trenzados (Formaciones Cacho y Arenisca de Soacha, y la parte superior del Grupo Palmichal) (Cuervo y Ramirez 1985), luego se registran depósitos de planicie aluvial y de inundación (Formaciones Bogotá, Arcillas de Socha y Arcillas el Limbo), posteriormente depósitos Fluviales trenzados (Formaciones Regadera y Picacho) con degradación a arenas deltaicas de la Formación Arenisca del Limbo. El último registro paleógeno corresponde a depósitos de barrera litoral (Formación Concentración) y depósitos de lagoon que se prolongan hasta el Neógeno (Formación San Fernando). El Neógeno corresponde a rocas volcánicas y sedimentarias de la Formación Tilatá (Figura 4). Montoya y Reyes 2005.

A lo largo de la cuenca ocurren cambios laterales de facies en algunas formaciones (Figura 5), También algunas formaciones de la Cuenca Cordillera oriental presentan gran extensión encontrándose en las cuencas de los Llanos Orientales y Valle Medio del Magdalena

Figura 5. Muestra la distribución lateral de la Formación Chipaque en la Cuenca de la Cordillera Oriental.



Fuente: Tomado de Sarmiento L. 2001.

3.2 CARACTERIZACIÓN DE UN YACIMIENTO DE GAS SHALE

Se dan en formaciones de baja porosidad y permeabilidad, estos depósitos generan grandes cantidades de gas, gracias a sus diversas características y procesos:

- Grandes contenidos de materia orgánica insitu y su potencial generador.
- Cracking primario y secundario del Kerógeno y la retención del aceite.
- El aceite retenido sufre un proceso de cracking a gas.
- Ocurre generación de porosidad secundaria por descomposición de materia orgánica.
- Composición mineralógica frágil.

En éstos depósitos, la roca generadora funciona también como roca reservorio, son de dos tipos: biogénico y termogénico, y se pueden dar mezclas de los dos tipos. Por lo general los depósitos termogénicos pueden ser de alta madurez termal, de baja madurez termal, mezclas litológicas de shales arenas y limos, sistemas donde el gas es generado en shales maduros y almacenado en shales inmaduros y combinación de trampas de gas convencional con no convencional.

Es de suma importancia en la caracterización del yacimiento que tenga una baja porosidad en zonas con altos contenidos de cuarzo que generen un comportamiento frágil en los shales, altos contenidos de materia orgánica, con kerógeno tipo II y III, con valores porcentuales de R_o entre 0.8-2 y una relación de 4 Carbonos por cada Hidrogeno.

3.2.1 Geoquímica. Estos parámetros definen la cantidad y madurez de la materia orgánica además de su potencial generador en rangos de presión y temperatura:

TOC

El TOC es un parámetro importante en la caracterización de depósitos de gas en los cuales son necesarios altos valores de carbono orgánico buscando valores superiores al 2% (Tabla 1).

Tabla 1. Datos porcentuales del total de carbono orgánico en referencia al potencial petrolífero.

POTENCIAL PETROLIFERO	TOC (%)
POBRE	0 - 0,5
REGULAR	0,5 - 1
BUENO	1 - 2
MUY BUENO	2 - 4
EXCELENTE	> 4

Fuente: Tomado de Dow W., 1994.

REFLECTANCIA DE VITRINITA

La Reflectancia de Vitrinita es una técnica utilizada para evaluar el grado de evolución térmico de una roca. La vitrinita en general va cambiando su reflectividad en la medida que aumenta la madurez. Este parámetro es de suma importancia en la caracterización de yacimientos de gas, es de esperarse valores de reflectancia superiores entre 0,8-2 para valores óptimos en la generación. Tabla 2.

Tabla 2. Valores de Ro para la generación de Gas y Aceite.

ACEITE		GAS	
ESTADO	% Ro	ESTADO	% Ro
INMADURO	< 0,6	INMADURO	< 0,8
VENTANA DE ACEITE	0,6 – 1	VENTANA DE GAS	0,8 – 1,2
VENTANA REGRESIVA DE ACEITE	1 – 1,35	PICO MAXIMO	1,2 – 2
GAS HUMEDO	1,35 – 2	FASE TARDIA DE GAS	> 2
GAS SECO	> 2		

Fuente: Modificado de Dow W., (1994).

TIPOS DE KEROGENO

El kerógeno es la parte orgánica de las rocas que es insoluble en disolventes orgánicos, hay 3 tipos principales de kerógeno y de acuerdo a cada tipo de kerógeno existen diferentes posibilidades de generación de hidrocarburos dependiendo de parámetros como el índice de hidrogeno etc. (Tabla 2):

Kerógeno Tipo I: se refiere a aquel con un alto contenido inicial de hidrógeno.

Kerógeno Tipo II: En general posee altos contenidos de hidrógenos y bajos contenidos de oxígeno a continuación se presenta un listado de valores de Reflectancia de vitrinita y su posibilidad de generación de Hidrocarburos:

- Entre 0.20 y 0.60%Ro = zona inmadura
- Entre 0.60 y 1.00%Ro = zona madura (ventana de aceite)
- Entre 1.00 y 1.35%Ro = zona madura (ventana regresiva de aceite)
- Entre 1.35 y 2.00%Ro = zona sobremadura (ventana de gas húmedo)
- > 2.00%Ro = zona sobremadura (ventana de gas seco)

Kerógeno Tipo III: Se refiere a aquel que posee un bajo contenido inicial de hidrógeno y alto contenido de oxígeno.

Tabla 3. Parámetros geoquímicos según el tipo de Kerógeno y su producto.

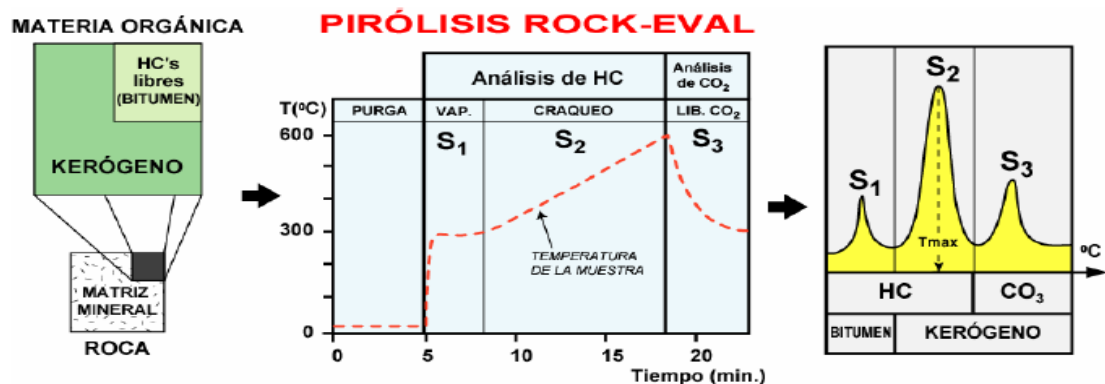
TIPO DE KEROGENO	HI	S2/S3	PRODEUCTOS EXPULSADOS
I	>600	>15	ACEITE
II	300 - 600	10 – 15	ACEITE
III	50 – 200	1 – 5	GAS
IV	< 50	< 1	NINGUNO

Fuente: Peters y Cassa (1994).

PIRÓLISIS ROCK EVAL

Procedimiento analítico que permite rápidamente y a partir de una pequeña cantidad de muestra de roca evaluar, diferentes tipos de materia orgánica, grado de evolución térmico y potencial generador de petróleo (Figura 6). Una descripción detallada del procedimiento analítico esta en Tissot (1978).

Figura 6. Diagrama de conversión de Kerógeno en hidrocarburos libres y su relación de acuerdo con el proceso de pirólisis.



Fuente: Tomado de Mora C. 2006.

PICO S1: Corresponde a la medida de los hidrocarburos libres que pueden ser volatilizados fuera de la roca a temperaturas menores de 200 °C, sin craquear el Kerógeno (mg HC/g roca). S1 se incrementa con madurez térmica a expensas de S2 (Tabla 5).

PICO S2: Corresponde a los hidrocarburos producidos durante el calentamiento por craqueo del Kerógeno (mg HC/g roca) y representa el potencial actual de una roca para generar petróleo. Ésta es una medida más realista del potencial generador de una roca que el porcentaje TOC, ya que el primero incluye carbón que puede no tener potencial generador (Tabla 5).

Tabla 4. Potencial generado de acuerdo a los parámetros de TOC, S1 y S2.

POTENCIAL DE GENERACION DE PETROLEO	TOC %W	S1 mg HC/g	S2 mg HC/g
POBRE	0-0,5	0-0,5	0-2,5
FAVORABLE	0,5-1	0,5-1	2,5-5
BUENO	1-2	1-2	5-10
MUY BUENO	2-4	2-4	10-20
EXCELENTE	>4	>4	>20

Fuente: Tomado de Mora C. 2006.

PICO S3: Corresponde a una medida del CO2 producido durante la pirolisis (mg CO2/g roca).

POTENCIAL GENÉTICO (S1+S2): Es una medida del potencial genético o de la cantidad total de hidrocarburos que pueden ser generados por una roca.

INDICE DE PRODUCCION (IP=S1/S1+S2): Es una medida del avance de la generación en una roca generadora. Para rocas de grano fino, normalmente

aumenta con la profundidad en la medida en que los compuestos del Kerógeno (S2) son convertidos en HC libres (S1).

En rocas saturadas de hidrocarburos (almacenadores) se observan valores de PI anómalamente altas respecto de las rocas de grano fino adyacentes. Para valores de Tmax < 445 °C y Tmax en el rango de 435 °- 445 °C, valores de IP mayores de 0.2 y 0.3 respectivamente son anómalos.

TEMPERATURA MÁXIMA (Tmax): Corresponde a la temperatura del horno (°C) en el momento de la generación máxima durante el análisis (S2). Se considera una medida de la madurez térmica del Kerógeno y normalmente está controlada por el tipo de materia orgánica. En general rocas generadoras inmaduras presentan valores de Tmax < 435 ° C, rocas en estado de madurez temprano valores entre 435°- 445 °C, rocas en pico de generación entre 445°- 450°C, rocas en el final de la ventana de aceite 450°- 470°C y rocas sobremaduras > 470 °C (Tabla 5).

Tabla 5. Parámetro Tmax y su estado de generación

ZONAS DE GENERACIÓN	ROCK EVAL TMAX (°C)
COMIENZO DE GENERACION DE PETROLEO	435-445
MAXIMA GENERACION DE PETROLEO POR UNIDAD DE KEROGENO (% W)	445-450
MAYOR GENERACION DE GAS Y DESTRUCCION DEL PETROLEO	450-470
MAXIMA GENERACION DE GAS POR UNIDAD DE KEROGENO (% W)	>470

Fuente: Tomado de Mora C., 2006.

INDICE DE HIDRÓGENO [IH = (S2/COT) x100, mgHC/gCOT]. Es un indicador de la cantidad de hidrógeno disponible en el Kerógeno. Altos valores del IH indican alto potencial generador para hidrocarburos líquidos.

INDICE DE OXÍGENO [IO = (S3/COT) x100, mg CO2/gCOT]. Es un indicador de la cantidad de oxígeno presente en el Kerógeno. En general rocas con altos valores de IO y bajos de IH tienen poco potencial de hidrocarburos líquidos.

3.2.2 Registros. Los registros son usados como una forma de caracterizar este tipo de reservorio para entender el comportamiento mineralógico de los shales y cuantificar la cantidad de gas libre en los poros de la roca anexándole perfiles neutrónicos que me ayuda a medir los niveles de porosidad.

REGISTROS GAMMA RAY: Para el caso de los shales se espera un aumento en la intensidad de los rayos gamma debido a la presencia de kerógeno en estas, ya que el kerógeno generalmente crea un ambiente reductor que impulsa la precipitación del uranio lo cual cambia la curva de rayos gamma, así que es de esperarse altos valores de gamma ray para shales con altos niveles de kerógeno.

RESISTIVOS

En el caso de los shales se espera una resistividad alta y debido a la saturación de gas, se esperan valores extremadamente altos en respuesta a la cohesión de las partículas.

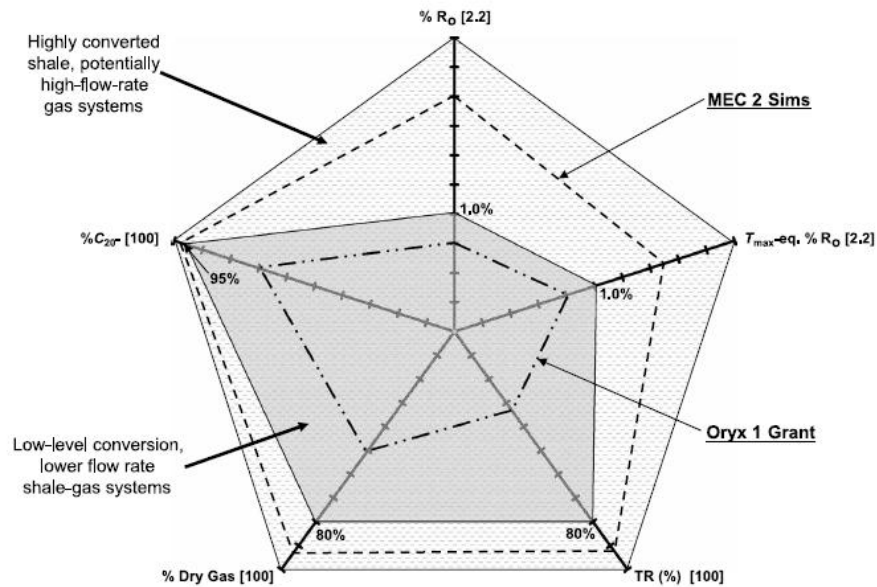
3.3 EJEMPLOS DE YACIMIENTOS TIPO GAS SHALE

3.3.1 Formación Barnett en la Cuenca FORT WORT. Para el caso de la Formación Barnett en la cuenca Fort Worth, para la formación de gas termogénico se esperan los siguientes pasos:

- 1) La descomposición del Kerógeno a gas y bitumen (cracking primario)
- 2) La descomposición del bitumen en gas y aceite (cracking primario)
- 3) La descomposición del aceite en gas y carbón rico en coque (cracking secundario)

Después ya depende de la capacidad de las rocas para retener y sellar estos productos, el primer proceso de cracking ocurre entre 80-180°C la conversión del Kerógeno ocurre entre los 130-145°C para el cracking primario, y el inicio del cracking secundario se da a los 150°C, para este caso, se cree que inicialmente no hubo expulsión de los productos de la materia orgánica sino que éstos, generaron un aumento en la presión lo cual creó unas grietas que permitieron su liberación. La baja porosidad permite la saturación de esta y la generación de gases de alta madurez que van a ser a futuro una fuente de reestimulación de los pozos. Cuando ocurren procesos de oclusión de poros esto permite un proceso de mayor maduración lo cual facilita la llegada de los hidrocarburos hasta la ventana de generación de gas. Dependiendo del porcentaje de R_o la temperatura máxima, la tasa de transformación y muchos otros parámetros se puede definir el estado del yacimiento (Figura 7).

Figura 7. Modelo termogenico de la Formación Barnett



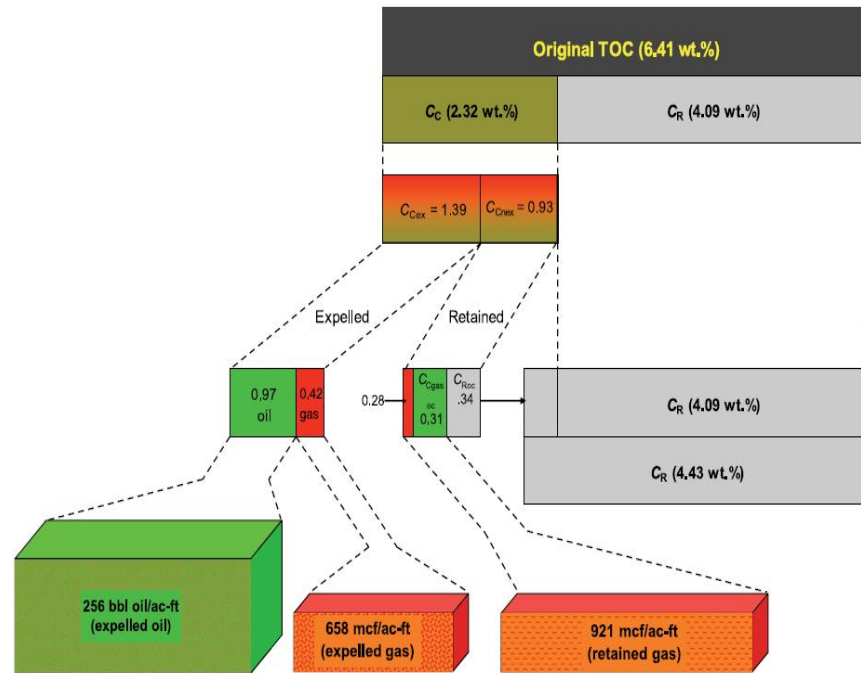
Fuente: Tomada Jarvie D. et al 2007.

El craqueo de aceite a gas está limitado por la cantidad de hidrógeno disponible en el sistema; para el caso del aceite, se necesitan 1,8 Hidrógenos por cada Carbono, para la formación de gas metano se necesitan 4 Hidrógenos por cada Carbono, para el caso de la Formación Barnett el metano se genera con 3,8 H/C.

En el caso de la Formación Barnett los porcentajes de TOC dieron alrededor de 6,41% peso total, del total de carbono orgánico existe una fracción que genera hidrocarburos y gas, otra parte que no alcanza la madurez necesaria para la generación (Figura 8), la parte rica en materia orgánica en su mayoría es expulsada y hay un porcentaje que queda ocluido en los poros, el porcentaje expulsado produce un 70% de ésta en aceite y un 30% en gas, el porcentaje ocluido en los poros llega a una alta madurez termal y es transformado en su mayoría en gas (los llamados micro reservorios) y una pequeña parte es

transformada en bitumen. Esto es la base del sistema de generación y expulsión para la Formación Barnett.

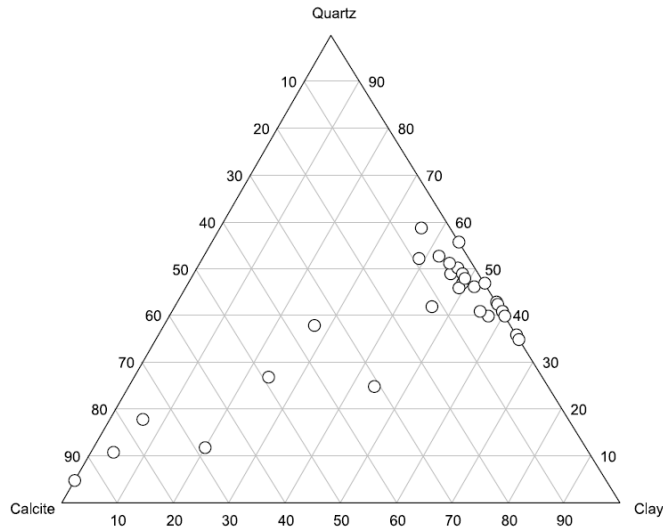
Figura 8. Diagrama de conversión de la materia orgánica a gas.



Fuente: Tomada Jarvie D. et al 2007.

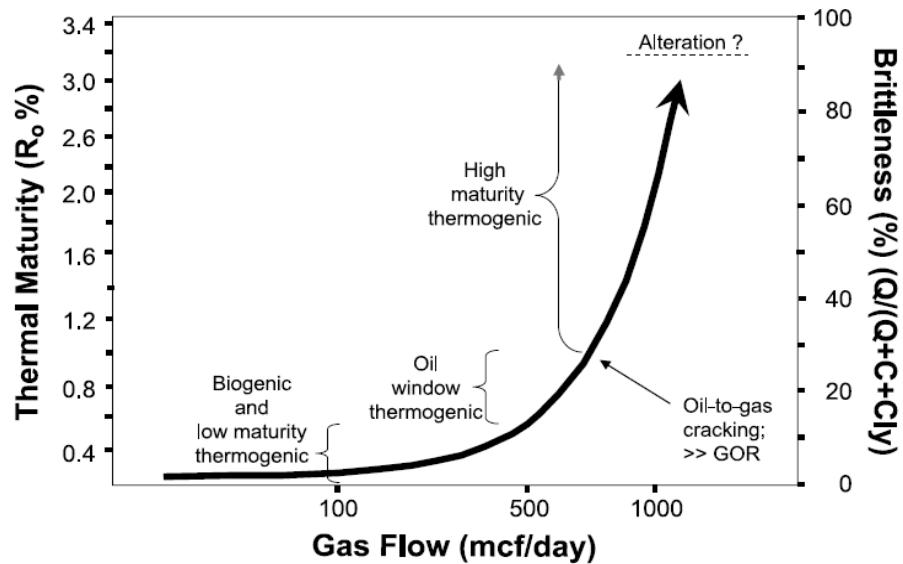
La mineralogía de estos shales es de alto contenido de cuarzo, derivado de sílice biógeno en porcentajes variables, esto ha permitido entender cuáles son las zonas de mejor fracturamiento de acuerdo al contenido de cuarzo (Figura 9). El incremento en el flujo de gas depende mucho de la madurez termal de la materia orgánica y su fragilidad con respecto al incremento de este. (Figura 10).

Figura 9. Diagrama composicional de los Shale de la Formación Barnett. Tomado de.



Fuente: Tomada Jarvie D. et al 2007.

Figura 10. Diagrama de Flujo de gas de acuerdo a la madurez termal y su composición.



Fuente: Tomada Jarvie D. et al 2007.

En conclusión Barnett Shale es una Formación rica en materia orgánica, tipo II, con un promedio de 6,41% TOC, con un índice de hidrógeno de aproximadamente 434 mg HC / g TOC. Los cálculos de los potenciales de generación es de 27,84 mg HC / g roca o 609 barriles de petróleo equivalente /acres-pie (0.083m³/m³). La baja permeabilidad y su capacidad de adsorción es el resultado de la retención del petróleo, que es transformado en gas gracias a su buena madurez termal. La expulsión se estima en alrededor de 50 - 70% del potencial total de generación de Barnett Shale, pero esta estimación es altamente dependiente de la determinación del potencial de generación original y gas in situ. Debido a que no hay suficiente hidrógeno en el aceite para convertir la totalidad del gas, el contenido de gas retenido se redujo de 324 millones de pies cúbicos / sección (3.530 m³/m³) a cerca de 204 millones de pies cúbicos / sección (2223 m³/m³) respecto a los cálculos realizados. El gas libre se almacena en la micro porosidad creada por la descomposición de materia orgánica y cualquier porosidad conservada durante la depositación.

3.3.2 Formación Marcellus Cuenca Appalachian. Para el caso de los shales de la Formación Marcellus pertenece a la cuenca Appalachian se observa una variación en estos shales, hacia el oeste tiene un mayor contenido de materia orgánica pero es menos profundo y delgado, al este es más profundo y grueso con un alto contenido de cuarzo pero posee un bajo contenido de materia orgánica, al norte ocurre geopresurización y al sur se tiene muy baja presión. Los shales de la Formación Marcellus contienen una alta radiación, para el caso de Marcellus poseen unos valores de TOC entre 1,4 – 9,6 % en peso y un Tmax entre 620-700°C, hacia la parte alta de la Formación Marcellus dan valores de TOC entre los 1,3 a 1,55 % en peso hacia la base de la formación dan valores de TOC de 9,6 % en peso. Para esta se hicieron análisis de Uranio, Vanadio, Níquel y Torio (Tabla 6).

Tabla 6. Tabla de valores de radiación para los shales de la Formación Marcellus.

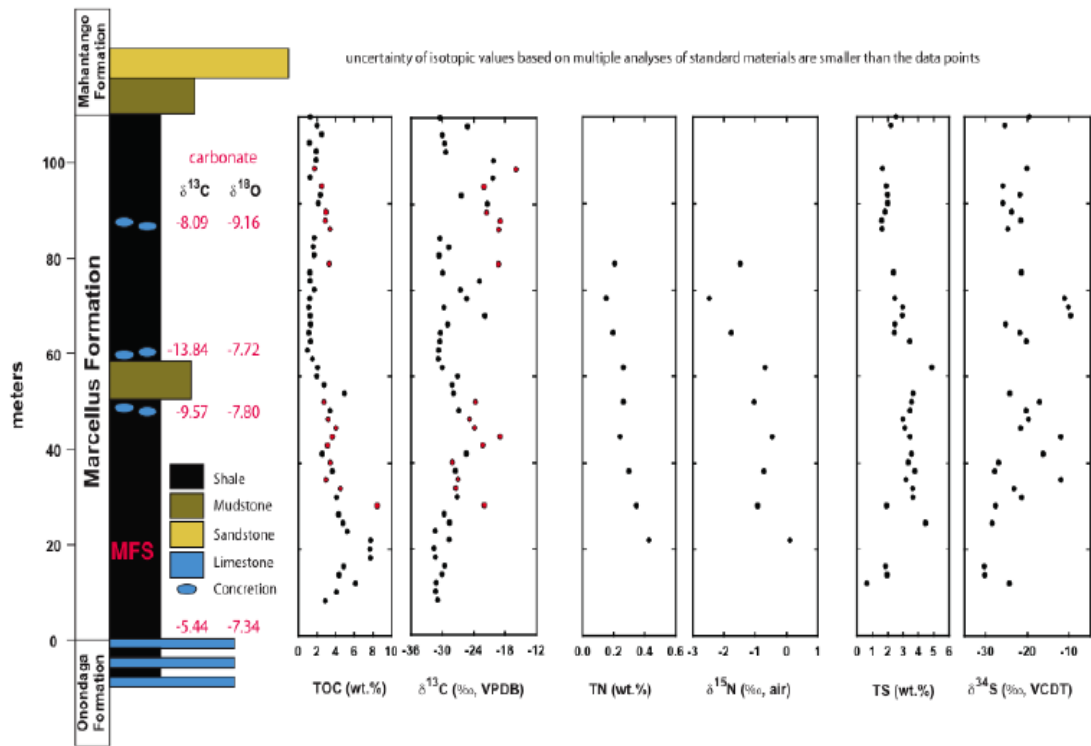
U,Y,Ni and Th Composition of Whole Core				
GEOCHEM SAMPLE NUMBER	TOTAL URANIUM (PPM)	THORIUM (PPM)	VANADIUM (PPM)	NIKEL (PPM)
40	2,4	8	140	56
41	2,6	8	135	60
42	38	8	560	250
43	38	7	450	250
44	26	7	230	220
R514-45	58	8	200	53

Fuente: Tomado de Barril T. 2009.

Se hicieron también análisis de $\delta^{13}\text{C}$, S%, $\delta^{34}\text{S}$, N%, y $\delta^{15}\text{N}$, los valores $\delta^{13}\text{C}$ de la Formación Marcellus, muestran una variación de 11 por mil de $-20,0\text{‰} \pm 0,14$ en la parte superior a $-32,0\text{‰} \pm 0,14$, cerca de la base. El contenido total de azufre en la Fm Marcellus varía entre el $0,66\% \pm 2,9$ a $4,9\% \pm 0,73$, y sigue una tendencia cada vez mayor hacia la base de esta. Los valores de $\delta^{34}\text{S}$ restos dispersos a través de la mayor parte de la formación con valores entre $-9,6\text{‰} \pm 0,12$ y $-30,0\text{‰} \pm 0,18$. Los valores de $\delta^{34}\text{S}$ justo por encima de la base son generalmente más reducidos que en el resto de la formación. La composición de nitrógeno es sistemáticamente baja en las muestras analizadas, manifestando un crecimiento al aumentar la profundidad. Los valores oscilan entre $0,16\% \pm 4,4$ a $0,43\% \pm 4,4$. Los valores $\delta^{15}\text{N}$ muestran un enriquecimiento general a medida que aumenta la profundidad de $-2,5\text{‰} \pm 0,14$ a los 42 m por debajo de la parte superior al $0,11\text{‰} \pm 0,14$ a los 14 m por encima de la base. (Figura 11), de acuerdo a los valores anteriormente mencionados se puede asumir que hacia el techo de la formación se tiene un contenido de materia orgánica marina y hacia la base tiene un aporte de tipo continental. En el caso de Formación Marcellus posee Kerógeno tipo II y

tipo III. Los datos de Reflectancia de la vitrinita se encuentran aproximadamente 1,4% lo cual indica que se encuentra en la ventana de generación de gas seco.

Figura 11. Columna estratigráfica de la Formación Marcellus. Con secciones de TOC, $\delta^{13}\text{C}$, S%, $\delta^{34}\text{S}$, N%, y $\delta^{15}\text{N}$. Los puntos rojos muestran la presencia de carbonatos.



Fuente: Tomado de Barril T. 2009.

4. METODOLOGÍA

Para la realización del presente estudio, se utilizará la siguiente metodología: 1) recopilación y análisis de material bibliográfico existente sobre el área de trabajo (Fase de Pre-campo); 2) realización de trabajos de campo con fines de reconocimiento, levantamiento de columnas estratigráficas y muestreo (Fase de campo); 3) fase de laboratorio; 4) interpretación de los datos obtenidos y elaboración del informe final para entregar a la Universidad Industrial de Santander.

4.1 FASE PRE-CAMPO

Consiste en la recopilación de material bibliográfico de interés del área de estudio, para tener una idea de la geología de la zona y comprender implicaciones anteriores, además de material sobre el tipo de depósito de interés para este estudio.

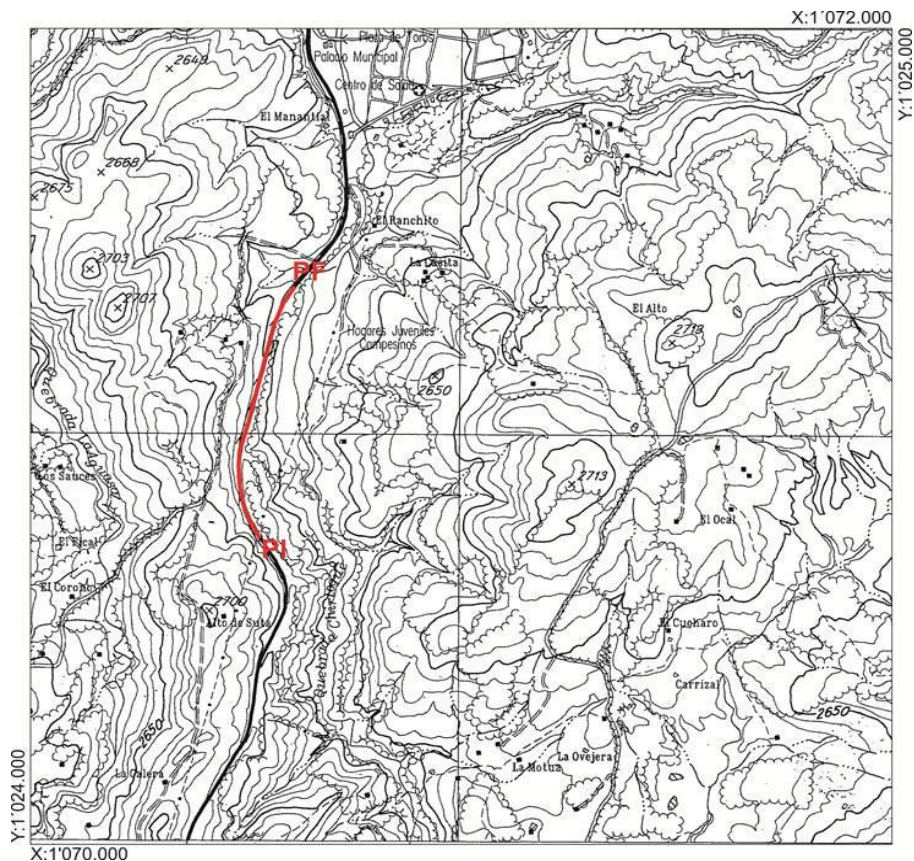
4.2 FASE DE CAMPO

La fase de campo comprende el levantamiento de 3 columnas estratigráficas a detalle con su respectivo muestreo, enfocándonos en las características y distribución de los Shales respecto a las fases arenosas. En total se recolectaron 94 muestras de las cuales 48 son lodos y 46 arenas distribuidas entre las 3 columnas junto con este muestreo se tomaron datos de scintillometro para la generación del registro gamma ray.

El estudio se enfocó, en el levantamiento de 3 secciones estratigráficas en los municipios de Ubaté, Sutatausa y Carmen de Carupa y un muestreo para análisis geoquímicos en el municipio de Suesca, la ubicación exacta se presenta a continuación:

4.2.1 Columna Estratigráfica 1. A un kilómetro de Sutatausa en las coordenadas de inicio X: 1070407 Y: 1024935 coordenadas finales X: 1071324 Y: 1024611, Se hizo una columna estratigráfica a detalle con un total de 45 muestras, de las cuales 23 son shales y lodolitas y 22 son arenas (Figura 12).

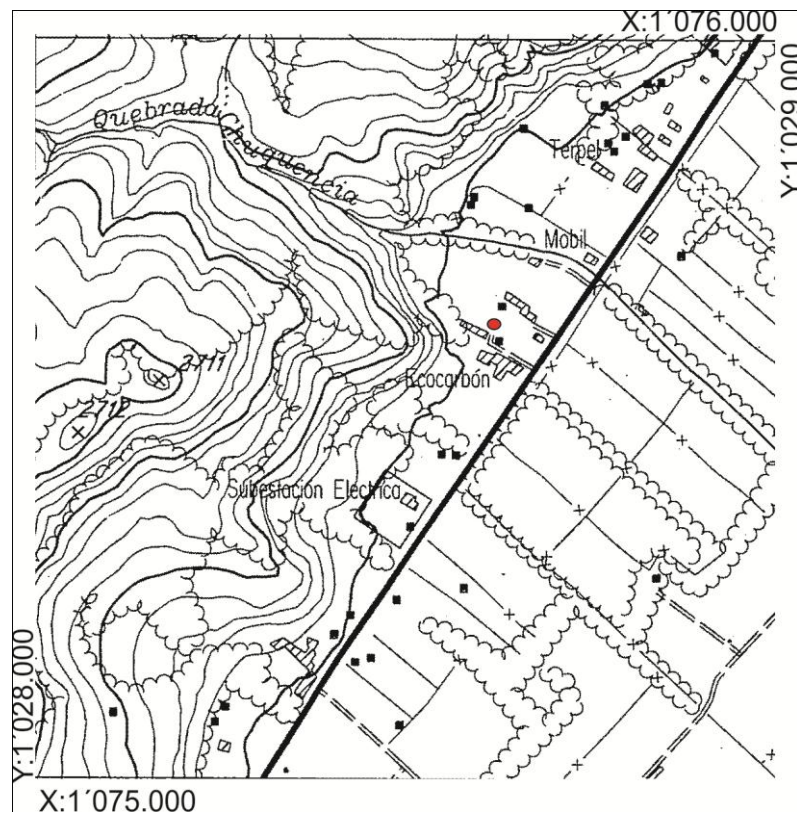
Figura 12. Imagen del mapa de localización de la columna estratigráfica de Sutatausa en color rojo se encuentra el tramo levantado.



Fuente: Modificado de Instituto Geográfico Agustín Codazzi 2002.

4.2.2 Columna Estratigráfica 2. A un kilómetros de Ubaté en las coordenadas de inicio X: 1081385 Y: 1020116 coordenadas finales X: 1081159 Y: 1020163, Se realizó una columna estratigráfica a detalle con un total de 36 muestras de las cuales 22 son shales y 14 son arenas (Figura 13).

Figura 13. Imagen del mapa de localización de la columna estratigráfica de Ingeominas en color rojo se encuentra el tramo levantado esta columna se realizo en la vertical.



Fuente: Modificado de Instituto Geográfico Agustín Codazzi 2002.

4.2.3 Columna Estratigráfica 3. A un kilometro de Carmen de Carupa en las coordenadas de inicio X: 1076592 Y: 1028535, Se hizo una columna

estratigráfica a detalle con un total de 13 muestras, de las cuales 3 son shales y lodolitas y 10 son arenas.

4.2.4 Suesca. El levantamiento de la secuencia estratigráfica para la sección de Suesca no se realizó, solamente se tomaron coordenadas y se hizo un muestreo para análisis geoquímicos y realizar una comparación con las 3 secciones de interés en el estudio. **X:** 1072011 **Y:** 1046035.

4.3 FASE DE LABORATORIO

Esta fase se refiere esencialmente a las actividades y métodos analíticos que se emplearán para llevar a cabo los diferentes análisis en las rocas muestreadas para las áreas de estudio, las cuales comprenden análisis de TOC, HI, Rock Eval y Ro.

4.3.1 TOC. Se realiza con el fin de entender el contenido total de carbono orgánico en las muestras. Para este análisis las muestras fueron trituradas y maceradas, para dejarlas muy finas, se obtuvo un peso entre 0,5 y 0,6 gramos secándole la humedad en el horno, después se tomó un peso de esta muestra seca entre 0,04 y 0,05 gramos y se metió en el analizador LECO modelo 144 SR del laboratorio de Geoquímica de la Universidad Industrial de Santander, el cual por medio de un horno de combustión, calcina la muestra a 1300°C, el carbono presente en la muestra se oxida a CO₂ el cual es detectado por una celda infrarroja.

4.3.2 Pirólisis Rock Eval. Se usa para conocer el tipo de materia orgánica y su madurez, para entender su potencial generador y qué tipo de recurso nos produce. Para este análisis las muestras fueron trituradas y maceradas para dejarlas muy finas se tomo un peso entre 30 y 40 miligramos y se metió en el analizador

anhídrico de roca y suelo rock eval turbo 6 del laboratorio de Geoquímica de la Universidad Industrial de Santander.

Este proceso consiste en un calentamiento hasta alcanzar una temperatura de 550° C y permite calcular cuantitativa y selectivamente los HC libres contenidos en la muestra.

4.3.3 La Reflectancia de la vitrinita (Ro). Nos indica la madurez termal del Kerógeno. Se seleccionaron las muestras con un %TOC superior a 1,5 se trituraron y tamizaron para usar la fracción retenida en la malla No 30, con la fracción recolectada se elaboró una pastilla con resina epoxica, posteriormente se pulieron las pastillas con una pulidora marca Buhler. Las pastillas pulidas se analizaron en un microscopio de luz reflejada (Carl Zeiss Axitron con fotómetro MPM 400) del laboratorio de Geoquímica de la Universidad Industrial de Santander para identificar las partículas de vitrinita dentro de la muestra.

4.4 INTERPRETACIÓN DE LOS DATOS OBTENIDOS Y ELABORACIÓN DEL INFORME FINAL

A partir del trabajo de campo, la interpretación de los análisis geoquímicos, la estimación del Fracturamiento de acuerdo a las características observadas en los afloramientos, la bioturbación estimada de acuerdo a lo observado en campo y de acuerdo a Buatois 2010, con estos datos se generaron columnas con zonas de interés para un yacimiento de gas lutita. Posteriormente con todos los datos anteriores se procedió a generar unas conclusiones finales de esta investigación, se procederá a la elaboración de un informe final para la Universidad Industrial de Santander bajo la modalidad de proyecto de investigación como requisito para obtener el título de geólogo.

5. RESULTADOS

5.1 ESTRATIGRAFÍA

5.1.1 Estratigrafía sección Sutatausa. En la sección la Formación Chipaque tiene un predominio de shales negros fisiles, hacia el techo de la columna estratigráfica más duros y presentan un alto fracturamiento, shales grises con presencia de gasterópodos y restos fósiles distribuidos en la base y techo de la columna (Figura 16), que se encuentran intercalados con capas delgadas de areniscas de grano fino, con presencia de nódulos de hierro hacia la parte media de la sección estratigráfica. La sección consta de 333 m que se pueden dividir en tres segmentos:

Segmento A

Corresponde a 77m de shales negros (Figura 14) intercalados con pequeños paquetes de areniscas de grano muy fino, con espesor aproximado de 1,50 m y 20m de shales grisáceos con presencia de restos fósiles.

Figura 14. Shales grisáceos y negros de la Formación Chipaque.



Fuente: Autor.

Segmento B

Corresponde a 140m de shales negros intercalados con pequeñas capas de espesores de 10 a 20 cm aproximadamente, de areniscas de grano muy fino con un contacto difuso entre ellos, en esta zona aparecen nódulos de siderita (Figura 15).

Figura 15. Nódulo de siderita en inmediaciones de shales negros.



Fuente: Autor.

Segmento C

Está compuesto por shales negros y grises, lodolitas rojizas, intercalados con pequeñas capas de areniscas de grano muy fino de no más de 10 cm. En este segmento se encuentra un gran tramo cubierto.

5.1.2 Estratigrafía sección de Carmen de Carupa. En esta sección la Formación Conejo tiene un predominio de shales negros duros con alto fracturamiento y en algunas zonas más fisiles, shales grises con presencia de restos fósiles que se encuentran intercalados con capas de areniscas de grano fino (Figura 19), en esta zona se observa un remplazamiento de los fósiles por sulfuros, formando pirita producto de los procesos diagenéticos por interacción de bacterias sulfato-reductoras que se combinan con hierro, esto nos indica una posible producción de gas biogénico en la fase de diagenesis. La sección consta de 92 m que se pueden dividir en tres segmentos:

Segmento A

Corresponde a 51m de shales negros intercalados con paquetes de areniscas de grano muy fino con espesor aproximado de 1,30 m en contacto neto, en esta zona se observan unos poros en los shales que corresponden a huellas de fósiles que han sufrido procesos de meteorización química y zonas donde ocurre reemplazamiento fósil por sulfuros de hierro (pirita) Figura 18.

Figura 17. Paquetes potentes de shales negros. Localizada hacia la base de las Sección Carmen de Carupa.



Fuente: Autor.

Figura 18. Se observa sulfuros de hierro (pirita) en uno de los orificios fisiles posiblemente por interacción de bacterias sulfatoredutoras con la materia organica.



Fuente: Autor.

Segmento B

Corresponde a 28m de espesor de shales negros con un espesor variable entre 1 y 2 m, intercalados con pequeñas capas de arenisca de grano muy fino en contacto neto con un espesor de 10 cm para las arenas.

Segmento C

Corresponde a 13m de espesor, con la aparición de un paquete potente de areniscas de grano fino de 8m de espesor y shales negros intercalados con paquetes pequeños de areniscas con un espesor de 10 a 15 cm.

Figura 19. Columna estratigráfica de la Sección Carmen de Carupa.

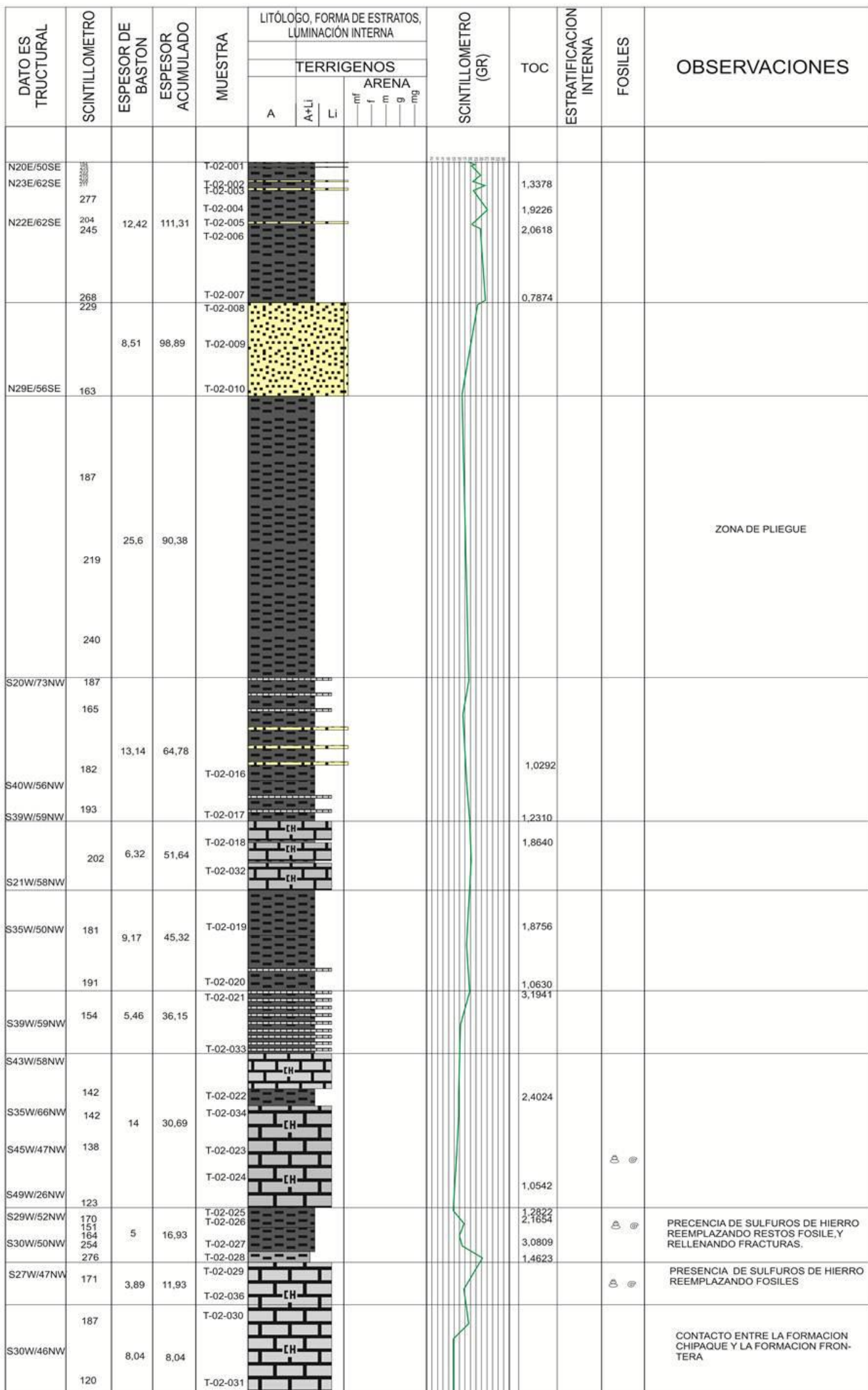
COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA FORMACIÓN CONEJO SECCIÓN CARMEN DE CARUPA.

PUNTO DE INICIO: X:1081385
Y:1020116
Z: 2809

PUNTO FINAL: X:1081159
Y:1020163
Z:2815

AUTORES: HENRY MAYORGA - MARLY PALENCIA

ESCALA: 1/200



Fuente: Autor.

5.1.3 Estratigrafía sección Ubaté. En la sección la Formación Chipaque tiene un predominio de areniscas de grano fino a medio, intercaladas con shales negros y grises, la zona se encuentra muy meteorizada y alterada, consta de 31m levantados, comenzando con unos shales muy meteorizados intercalados con potentes paquetes de areniscas (Figura 20 y 21).

Figura 20. Intercalaciones de shales con areniscas se observa el predominio de areniscas. Localizada hacia el techo de la columna estratigráfica.



Fuente: Autor.

5.2 FRACTURAMIENTO

El fracturamiento es un parámetro importante en la caracterización de un yacimiento de gas shale ya que las zonas con mayor fracturamiento serán las zonas que permitan una mayor acumulación de este recurso, Para el caso de este estudio se hizo de manera estimativa de acuerdo a lo exhibido en los afloramientos.

5.2.1 Fracturamiento sección Sutatausa. En la sección estratigráfica levantada en la vía que comunica Sutatausa con Bogotá, se observa hacia la base de la Formación Chipaque, un material muy fracturado pero también con fisilidad, lo cual nos indica la presencia de sílice en proporciones medias, se podría decir que está en un estado de madurez composicional intermedia (Figura 23 y 24).

Hacia la parte media de la sección levantada comienza un predominio de shales mas fisiles, (Figura 25) lo cual nos indica una disminución en la madurez composicional, aunque en algunos segmentos encontramos zonas con un comportamiento frágil, (Figura 26) se podría decir que nos encontramos en una secuencia que decrece hacia el techo en madurez composicional, ya que hacia la parte más alta de la sección estratigráfica levantada en la zona es nulo el comportamiento frágil de los shales, convirtiéndose en su totalidad en material fisil y dúctil (Figura 27).

Figura 22. Material muy fracturado con fisilidad, Imagen tomada a 49 m de la base de la Formación Chipaque.



Fuente: Autor.

Figura 23. Planos de diaclasamiento lo cual deduce un comportamiento frágil. Imagen tomada a los 74 m de la base de la Formación Chipaque.



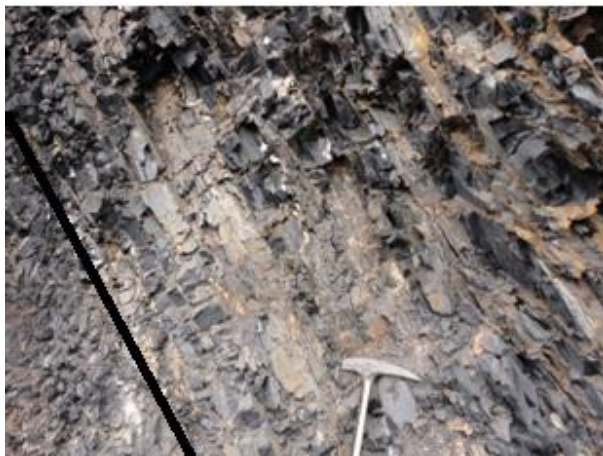
Fuente: Autor.

Figura 24. Shales con alta fisilidad. Imagen tomada a 103 m de la base de la Formación Chipaque



Fuente: Autor.

Figura 25. Se observan zonas con comportamiento frágil hacia la derecha con un alto fracturamiento y una zona más dúctil hacia la parte inferior izquierda de la imagen. Imagen tomada a 118 m de la base de la Formación Chipaque.



Fuente: Autor.

Figura 26. Se observa unos shales muy fisiles con un comportamiento dúctil y la presencia de un nódulo de siderita.



Fuente: Autor.

5.2.2 Fracturamiento sección Carmen de Carupa. Hacia el techo de la columna estratigráfica levantada en la zona de Carmen de Carupa, se observa un comportamiento más dúctil enmarcado en unos shales fisiles poco cohesivos, posiblemente con un bajo contenido de sílice, lo cual indicaría una pobre madurez composicional,(Figura 28) hacia la parte media de la columna estratigráfica levantada en campo, se observa un plegamiento de baja escala y un comportamiento intercalado entre zonas fisiles y zonas más duras, lo cual nos indica la aparición de zonas con altos contenidos de sílice y un aumento en la madurez composicional, (Figura 29) hacia la base se encuentran en contacto con los cherts de la Formación frontera, es de esperar que la base de la Formación Conejo denominada hacia esta zona como Formación Conejo, tenga un mayor contenido de sílice y una mayor madurez composicional, lo cual se ve reflejado en un comportamiento frágil, con un mayor fracturamiento y diaclasamiento, lo cual

es de interés para la formación de reservorios de gas shale. Dentro de de este sector se observan pequeñas zonas dúctiles poco fracturadas y fisiles. (Figuras 30 a 34)

Figura 27. En esta imagen de fisilidad de los shales hacia el tope de la Formación Conejo. Tomada a 90 metros de la base de la Formación Conejo.



Fuente: Autor.

Figura 28. Se puede observar en la parte superior izquierda paquetes físiles. Imagen tomada en la zona plegada de la secuencia.



Fuente: Autor.

Figura 29. Se observar material duro con presencia de alto fracturamiento. Imagen tomada a 35 m aproximadamente de la base de la Formación Conejo



Fuente: Autor

Figura 30. Se observa hacia la parte superior izquierda un segmento más duro muy fracturado y hacia la parte inferior derecha de la imagen un segmento más blando con un comportamiento más dúctil y menos fracturado.



Fuente: Autor.

Figura 31. Se observa un fuerte fracturamiento y un orificio producto del reemplazamiento de carbonato por óxidos de hierro en la fase de la diagénesis. Imagen tomada a 16 m de la base de la Formación Conejo.



Fuente: Autor.

Figura 32. Se observan capas fisiles en medio de capas más duras. Imagen tomada a los 13 m de la Formación Conejo.



Fuente: Autor.

Figura 33. Se observa de cerca el alto fracturamiento de los shales. Imagen tomada a los 11 m de la base de la Formación Conejo.



Fuente: Autor.

Figura 34. Se puede observar un intenso fracturamiento. Imagen ubicada a 11 m de la base de la Formación Conejo.



Fuente: Autor.

5.3 ANALISIS GEOQUIMICOS

5.3.1 Datos % TOC. El contenido de carbono organico o TOC es un parámetro importante en la caracterización de depósitos de gas ya que en los cuales son necesarios altos valores de carbono orgánico, teniendo valores superiores al 1%.

A continuación se presentan los resultados para las diferentes secciones estratigráficas resaltando los valores de mayor interés, estos valores se graficaron con sus respectivas profundidades.

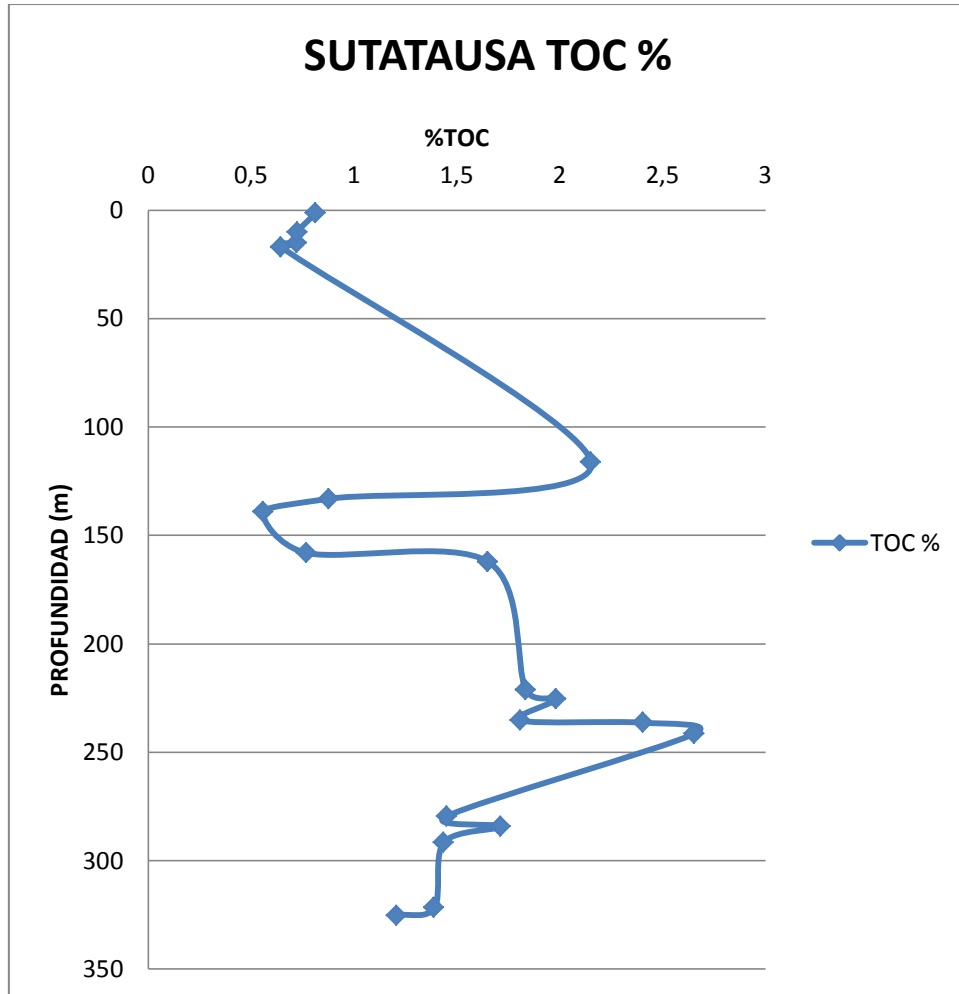
5.3.1.1 Sección Sutatausa. Se tomaron un total de 45 muestras de las cuales 19 muestras son shales y 4 lodolitas y 22 muestras son arenas. A los shales se les realizaron los siguientes análisis de geoquímica Tabla 7.

Tabla 7. Análisis de TOC con su respectiva profundidad.

SUTATAUSA		
NOMBRE	TOC %	PROFUNDIDA (m)
T-01-001	1,2089	325,26
T-01-002	1,3905	321,71
T-01-005	1,4363	291,56
T-01-006	1,7141	284,14
T-01-007	1,4507	279,48
T-01-011	2,6555	241,38
T-01-013	2,4058	236,38
T-01-014	1,8089	235,38
T-01-017	1,9838	225,33
T-01-018	1,8351	221,33
T-01-022	1,6517	162,19
T-01-024	0,76895	158,09
T-01-026	0,55864	139,09
T-01-028	0,87862	133,09
T-01-031	2,1522	116,27
T-01-036	0,64561	17,01
T-01-038	0,72344	15,01
T-01-040	0,7239	10,08
T-01-045	0,81254	1,35

Fuente: Autor.

Figura 35. Diagrama de %TOC vs Profundidad para la sección de Sutatausa.



Fuente: Autor.

Para el caso de Sutatausa se pueden observar algunos valores de TOC que son de interés en la generación de recursos energéticos, según la clasificación propuesta por Peters (1986) las rocas con % de TOC entre 1-2 son consideradas como buenas y las superiores a dos son excelentes. Para Sutatausa, contamos con un total de 9 muestras con un contenido bueno de TOC resaltadas de azul y tres muestras con excelente contenido de materia orgánica resaltadas en rojo (Tabla 7), en la gráfica de %TOC vs profundidad (Figura 35), se pueden observar los picos máximos de contenido de carbono orgánico.

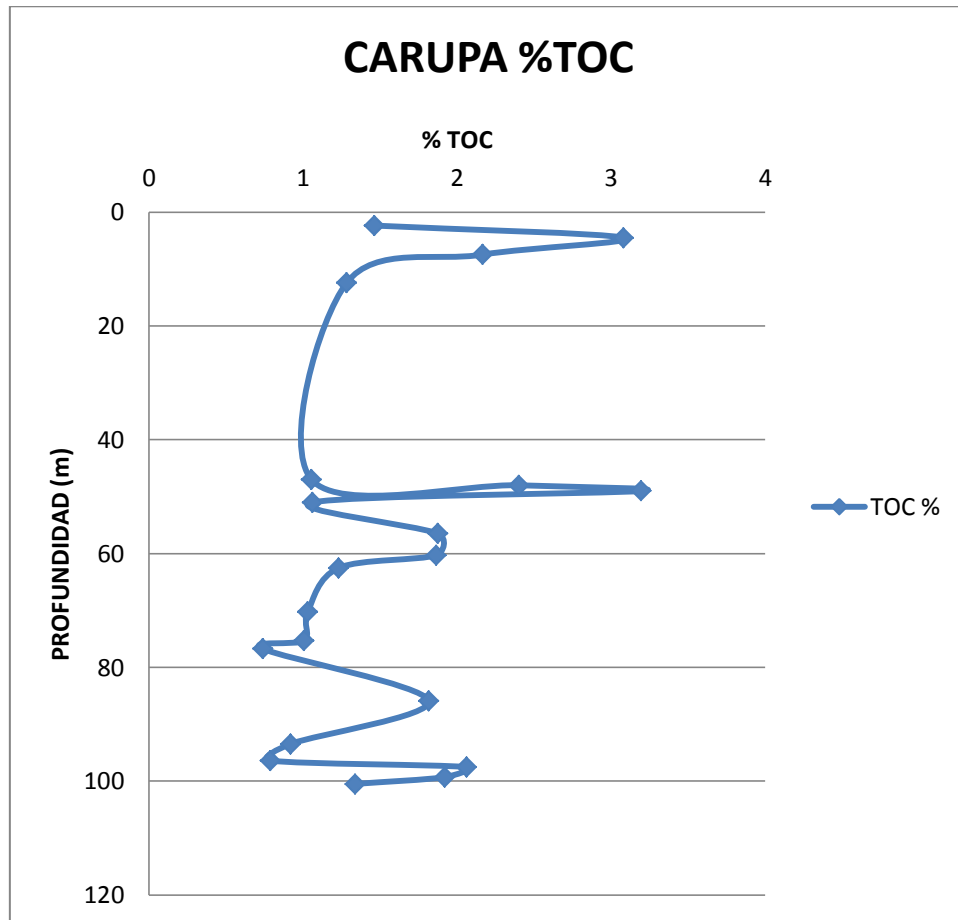
5.3.1.2 Sección Carupa. Se recolectaron 36 muestras de las cuales 20 son shales y 14 muestras son arenas. A los shales se les realizaron los análisis de TOC Tabla 8.

Tabla 8. Análisis de TOC con su respectiva profundidad.

CARUPA		
NOMBRE	TOC %	PROFUNDIDA (m)
T-02-002	1,3378	100,48
T-02-004	1,9226	99,28
T-02-006	2,0618	97,52
T-02-007	0,78748	96,38
T-02-011	0,91875	93,45
T-02-013	1,8154	85,88
T-02-014	0,73857	76,72
T-02-015	1,0063	75,28
T-02-016	1,0292	70,26
T-02-017	1,231	62,52
T-02-018	1,864	60,28
T-02-019	1,8756	56,51
T-02-020	1,063	51
T-02-021	3,1941	49
T-02-022	2,4024	48
T-02-024	1,0542	47
T-02-025	1,2822	12,42
T-02-026	2,1654	7,46
T-02-027	3,0809	4,52
T-02-028	1,4623	2,36

Fuente: Autor.

Figura 36. Diagrama de %TOC vs Profundidad para la sección de Carmen de Carupa.



Fuente: Autor.

Para el caso de Carmen de Carupa, se pueden observar algunos valores de TOC que son de interés en la generación de recursos energéticos, según la clasificación propuesta por Peters (1986) las rocas con % de TOC entre 1-2 son consideradas como buenas y las superiores a dos son excelentes, para esta zona contamos con un total de 12 muestras con un contenido bueno de TOC resaltadas de azul y 5 muestras con excelente contenido de materia orgánica resaltadas en rojo (Tabla 8), en la gráfica de TOC vs profundidad (Figura 36) se pueden observar los picos máximos de contenido de carbono orgánico.

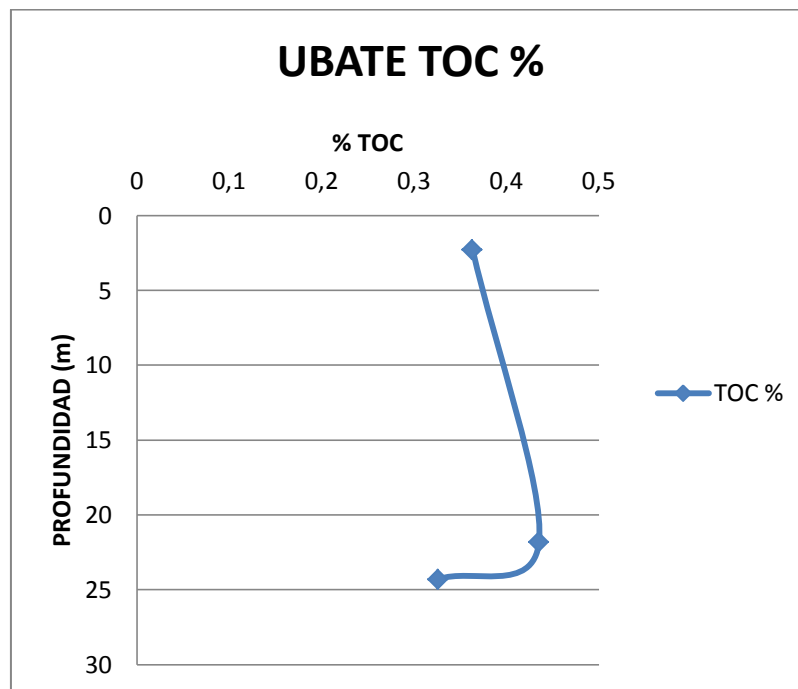
5.3.1.3 Sección Ubaté. Se recolectaron 13 muestras de las cuales 3 son shales y 10 son arenas. A los shales se les realizaron los análisis de TOC Tabla 8.

Tabla 9. Análisis de TOC con su respectiva profundidad.

INGEOMINAS		
NOMBRE	TOC %	PRFUNDIDAD (m)
T-03-001	0,36336	2,3
T-03-008	0,4352	21,8
T-03-009	0,32602	24,3

Fuente: Autor.

Figura 37. Diagrama de %TOC vs Profundidad para la sección de Ubaté.



Fuente: Autor.

Para el caso de Ubaté, dada la baja densidad de muestreo no se tienen muchos datos para caracterizar bien la zona, pero los pocos resultados muestran una zona pobre en la generación de recursos energéticos con valores despreciables como se observa en la figura 37 de TOC vs Profundidad.

5.3.1.4 Sección Suesca. Se tomaron 29 muestras de shales de varias formaciones en la sección Suesca con el fin de hacer una revisión general del potencial de los shales de la sub-cuenca de la Sabana de Bogotá. A los shales se les realizaron los siguientes análisis de geoquímica Tabla 10.

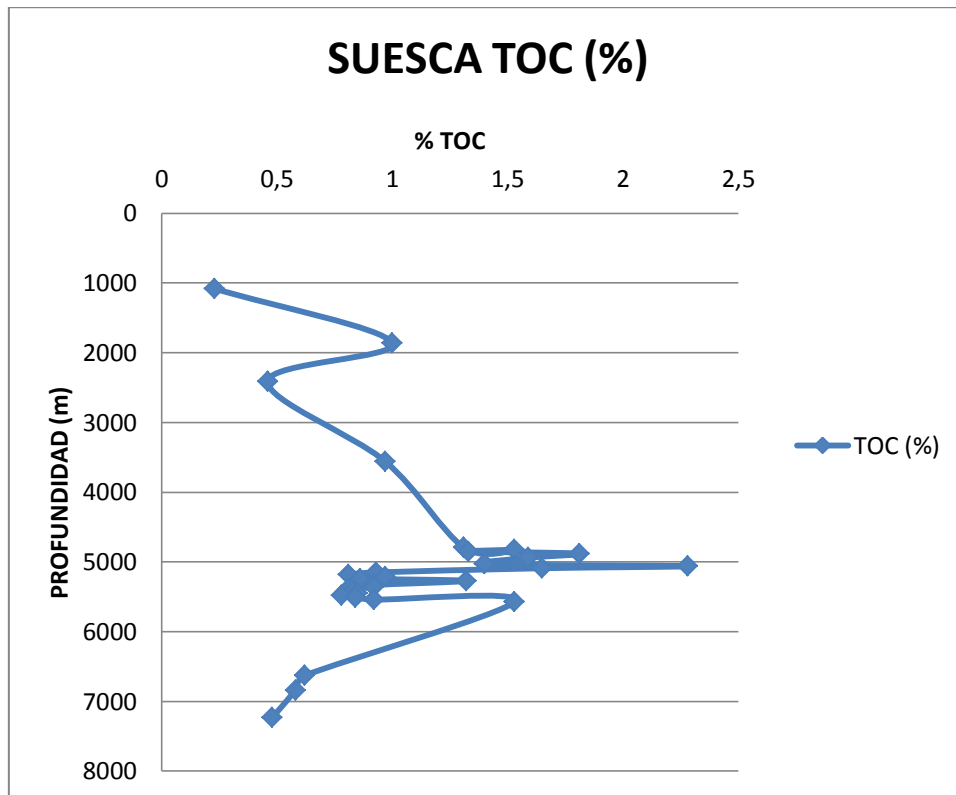
Tabla 10. Análisis de TOC con su respectiva profundidad.

SUESCA			
NOMBRE	P INICIAL (m)	PFINAL (m)	TOC (%)
SN1-1	1080	1110	0,23
SN1-2	1860	1890	1,1
SN1-3	2410	2440	0,45
SN1-4	3560	3590	0,96
SN1-5	4790	4820	1,30
SN1-6	4820	4850	1,52
SN1-7	4850	4880	1,32
SN1-8	4880	4910	1,80
SN1-9	4940	4970	1,58
SN1-10	5030	5060	1,39
SN1-11	5060	5090	2,27
SN1-12	5090	5120	1,64
SN1-13	5150	5180	0,92
SN1-14	5180	5210	0,80
SN1-15	5210	5240	0,96
SN1-16	5240	5270	0,85
SN1-17	5270	5330	1,31

SN1-18	5330	5360	0,91
SN1-19	5360	5390	0,91
SN1-20	5390	5420	0,80
SN1-21	5420	5450	0,82
SN1-22	5450	5480	0,84
SN1-23	5480	5510	0,77
SN1-24	5510	5540	0,83
SN1-25	5540	5570	0,91
SN1-26	5570	6000	1,52
SN1-27	6630	6840	0,61
SN1-28	6840	6070	0,57
SN1-29	7230	7260	0,47

Fuente: Autor.

Figura 38. Diagrama de %TOC vs Profundidad para la sección de Suesca.



Fuente: Autor.

Para el caso de Suesca se pueden observar resaltados los valores de TOC que son de interés en la generación de recursos energéticos, según la clasificación propuesta por Peters (1986) las rocas con % de TOC entre 1-2 son consideradas como buenas y las superiores a dos son excelentes, para esta zona contamos con un total de 9 muestras con un contenido bueno de TOC resaltadas de azul y 1 muestras con excelente contenido de materia orgánica resaltada en rojo (Tabla 10), en la gráfica de TOC vs profundidad se pueden observar los picos máximos de contenido de carbono orgánico (Figura 38).

5.3.2 Datos de Ro. La Reflectancia de Vitrinita es una técnica utilizada para evaluar el grado de evolución térmico de una roca, para el caso de yacimientos de gas shales se esperan valores <2, a continuación se muestran los resultados para las diferentes secciones:

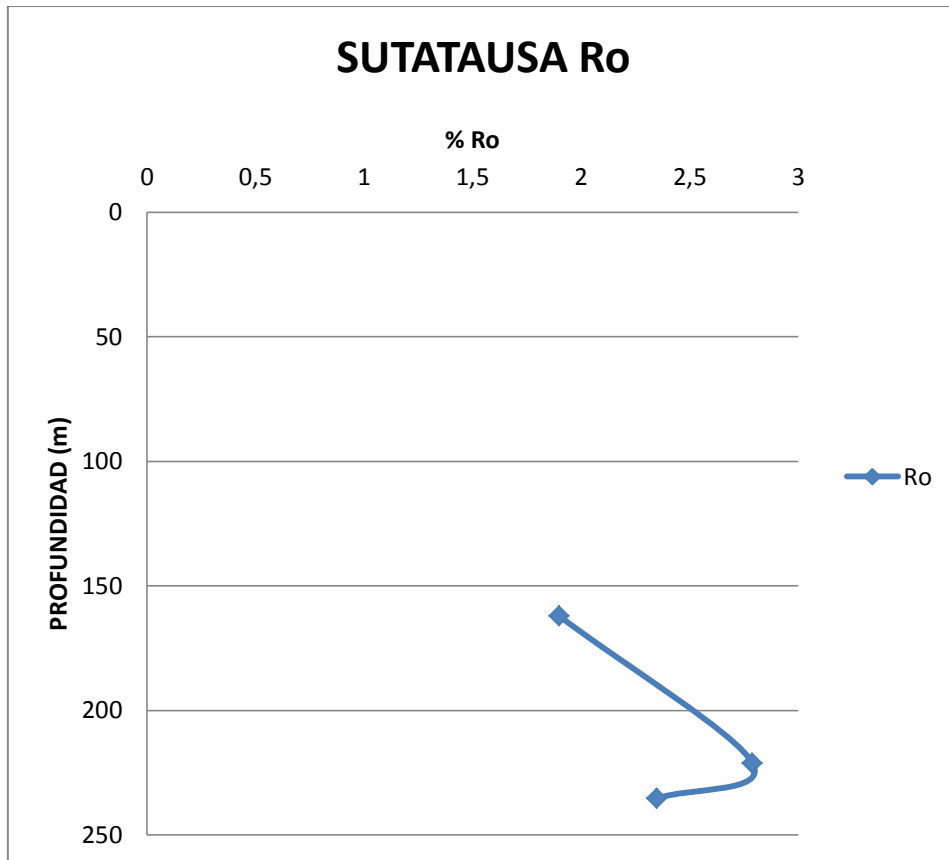
5.3.2.1 Sección Sutatausa. Del total del muestreo se seleccionaron las muestras con mayor contenido de carbono orgánico (TOC) para realizarle los análisis de Reflectancia de vitrinita (Tabla 11).

Tabla 11. Análisis de Ro con su respectiva profundidad.

SUTATAUSA		
NOMBRE	Ro	PROFUNDIDAD (m)
T-01-014	2,35	235,38
T-01-018	2,79	221,33
T-01-022	1,9	162,19

Fuente: Autor.

Figura 39. Diagrama de Ro vs Profundidad para la sección de Sutatausa.



Fuente: Autor.

Tabla 12. Análisis de Ro con su respectiva profundidad.

SUTATAUSA		
T-01-014	T-01-018	T-01-022
1,99	2,28	1,64
2,32	2,41	1,73
2,37	2,43	1,75
2,38	2,47	1,77
2,42	2,51	1,81
2,67	2,52	1,83
2,35	2,53	1,93
0,20	2,54	1,93

	2,55	1,97
	2,57	1,98
	2,57	1,99
	2,63	2,02
	2,71	2,11
	2,73	2,13
	2,83	2,19
	2,83	1,90
	2,84	0,17
	2,86	
	2,93	
	3,01	
	3,02	
	3,05	
	3,07	
	3,19	
	3,21	
	3,22	
	3,37	
	2,79	
	0,30	

Fuente: Autor.

De acuerdo a la escala de Ro propuesta por Dow 1977 y Sentle y Landis 1991 (Tabla 2), para la sección de Sutatausa, desde el punto de vista generación de petróleo nos encontramos en la etapa de generación de gas húmedo para las muestras T-01-022 y comienzo de generación de gas seco para las muestras T-01-014, T-01-018. Desde el punto de vista de generación de gas se puede decir que la muestra T-01-022 se encuentra en el pico de generación de gas y las muestras T-01-014, T-01-018 se encuentran en la fase tardía de gas (Tabla 11 y 12).

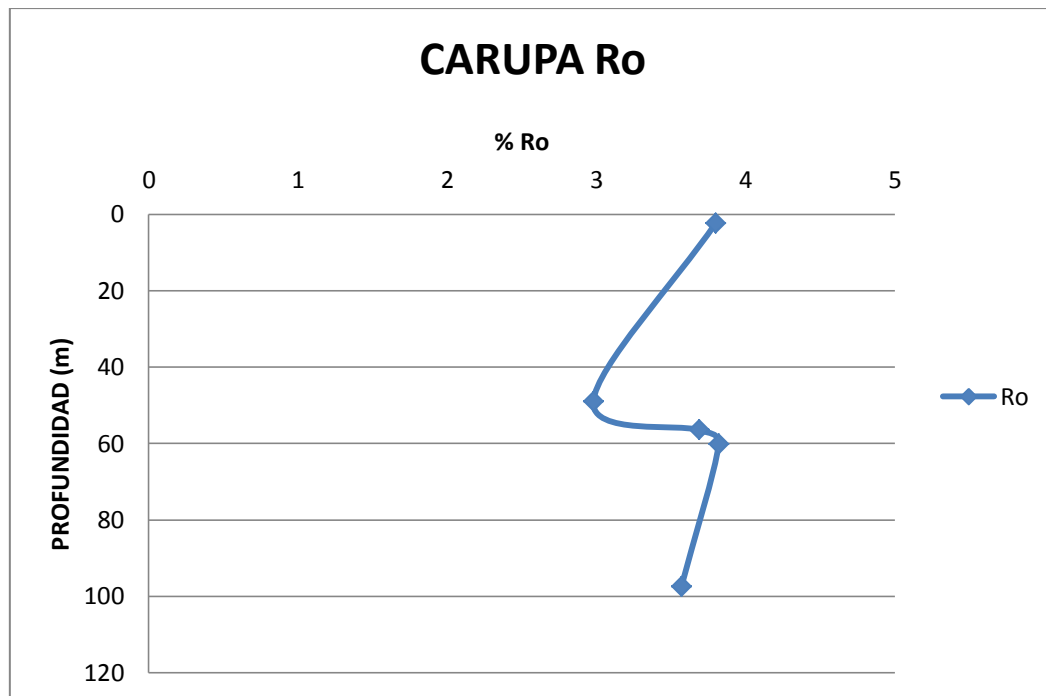
5.3.2.2 Sección Carmen de Carupa. Del total del muestreo se seleccionaron las muestras con mayor contenido de TOC para realizarle Reflectancia de vitrinita (Tabla 13).

Tabla 13. Análisis de Ro con su respectiva profundidad.

CARUPA		
NOMBRE	Ro	PROFUNDIDAD (m)
T-02-006	3,57	97,53
T-02-018	3,82	60,28
T-02-019	3,69	56,51
T-02-021	2,98	49
T-02-028	3,8	2,36

Fuente: Autor.

Figura 40. Diagrama de Ro vs Profundidad para la sección de Carmen de Carupa.



Fuente: Autor.

Tabla 14. Análisis de Ro con su respectiva profundidad.

CARMEN DE CARUPA				
T-02-006	T-02-018	T-02-019	T-02-021	T-02-028
2,79	3,27	3,25	2,58	3,61
2,81	3,29	3,73	2,79	3,67
3,27	3,71	3,87	3,17	3,71
3,29	3,73	3,91	3,37	4,22
3,34	3,91	3,69	2,98	3,80
3,35	3,97	0,30	0,36	0,28
3,37	4,02			
3,4	4,03			
3,47	4,12			
3,49	4,15			
3,5	3,82			
3,53	0,32			
3,56				
3,62				
3,65				
3,67				
3,7				
3,71				
3,72				
3,74				
3,75				
3,8				
3,87				
3,93				
4,24				
3,57				
0,30				

Fuente: Autor.

De acuerdo a la escala de Ro propuesta por Dow 1977 y Sentle y Landis 1991 (Tabla 2), para la sección de Carupa, desde el punto de vista generación de petróleo nos encontramos en la etapa de generación de gas seco para todas las muestras. Desde el punto de vista generación de gas, se puede decir que las muestras estudiadas se encuentran en la fase tardía generación de gas (Tablas 13 y 14).

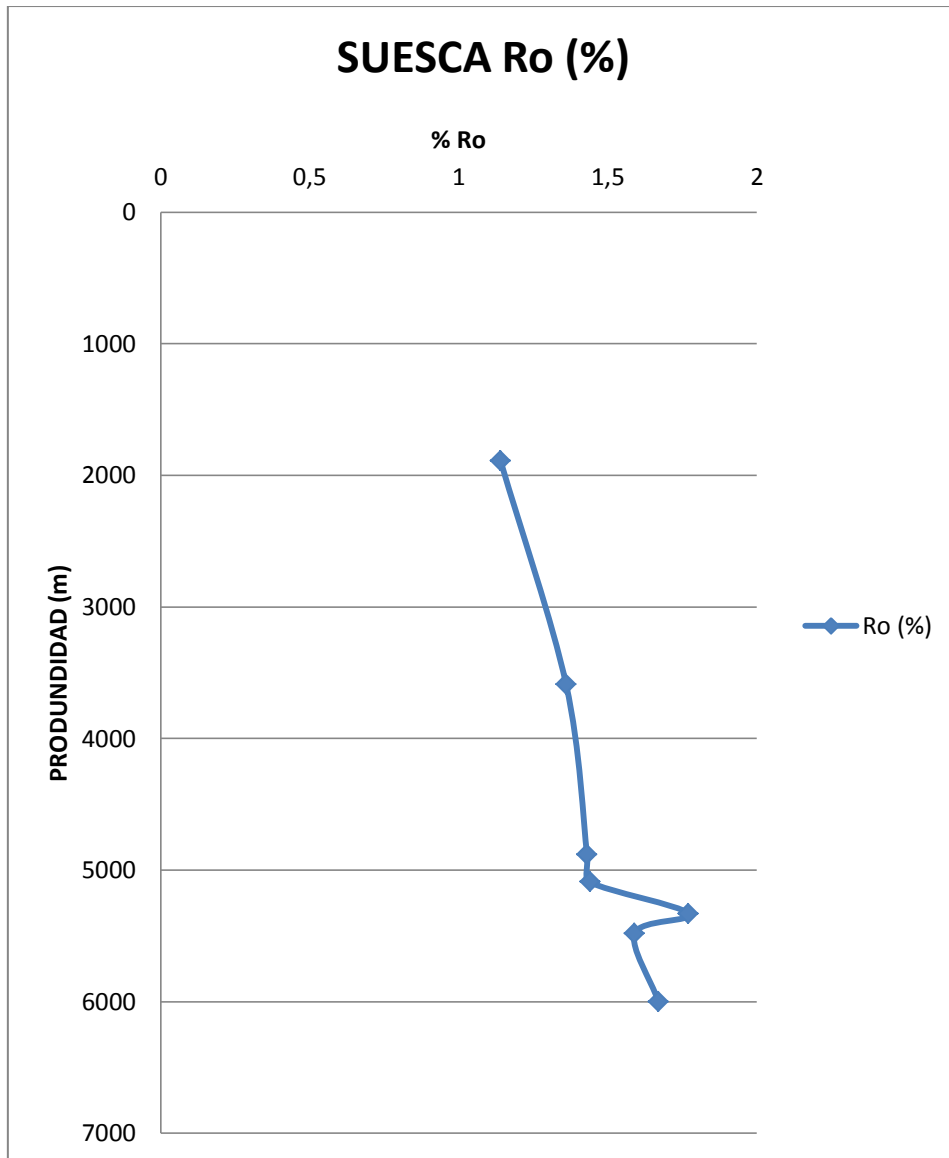
5.3.2.3 Sección Suesca. Del total del muestreo se seleccionaron las muestras con mayor contenido de TOC para realizarle Reflectancia de vitrinita (Tabla 15).

Tabla 15. Análisis de Ro con su respectiva profundidad.

SUESCA			
P INICIAL	PFINAL	Ro (%)	NOMBRE
1860	1890	1,14	SN1-2
3560	3590	1,36	SN1-4
4850	4880	1,43	SN1-7
5060	5090	1,44	SN1-11
5270	5330	1,77	SN1-17
5450	5480	1,59	SN1-22
5570	6000	1,67	SN1-26

Fuente: Autor.

Figura 41. Diagrama de Ro vs Profundidad para la sección de Suesca.



Fuente: Autor.

Tabla 16. Análisis de Ro con su respectiva profundidad.

SUESCA						
SN1-2	SN1-4	SN1-7	SN1-11	SN1-17	SN1-22	SN1-26
1,07	1,2	1,37	1,3	1,1	1,35	1,31
1,17	1,27	1,21	1,39	1,45	1,4	1,63
1,18	1,31	1,24	1,4	1,5	1,42	1,66
1,14	1,36	1,27	1,42	1,6	1,3	1,72
0,06	1,48	1,3	1,45	1,79	1,6	1,78
	1,36	1,31	1,76	1,87	1,61	1,8
	0,09	1,38	1,44	1,88	1,66	1,81
		1,39	0,15	1,97	1,68	1,81
		1,41		1,77	1,7	1,92
		1,42		0,18	1,71	1,67
		1,45			1,75	0,21
		1,46			1,79	
		1,47			1,59	
		1,47			0,15	
		1,48				
		1,48				
		1,5				
		1,5				
		1,51				
		1,52				
		1,62				
		1,66				
		1,43				
		0,11				

Fuente: Autor.

De acuerdo a la escala de Ro propuesta por Dow 1977 y Sentle y Landis 1991 (Tabla 2), para la Sección Suesca, desde el punto de vista de generación de petróleo nos encontramos en la etapa de generación de gas húmedo para las

muestras SN1-4, SN1-7, SN1-11, SN1-17, SN1-22, SN1-26 y fase final de generación de hidrocarburos para la muestra SN1-2. Desde el punto de vista de generación de gas podemos decir que las muestras SN1-4, SN1-7, SN1-11, SN1-17, SN1-22, SN1-26 se encuentran en el pico de generación de gas y la muestra SN1-2 se encuentra en la fase inicial de gas (Tabla 15 y 16).

5.3.3 Datos de Pirolisis Rock Eval. La Pirolisis Rock Eval es un procedimiento que nos permite analizar las características generadoras de la formación, parámetros como e Tmax nos indican el estado de madurez termal y qué tipo de recurso está generando, los datos fueron presentaron anomalías por lo cual se presentan solo los datos de mayor concordancia:

5.3.3.1 Sección de Sutatausa:

Tabla 17. Análisis de Pirolisis Rock Eval

COLUMNA ESTRATIGRAFICA DE SUTATAUSA											
NOMBRE	S1(mg/g)	S2(mg/g)	S3(mg/g)	TMAX (°C)	TPK S2	TOC	MINC	PI	Qty (mg)	HI	OI
T-01-001	0,15	0,04	0,86	427	467	1,23	0,07	0,79	30,6	3	70
T-01-002	0,22	0,04	0,93	427	467	1,31	0,09	0,84	30,9	3	71
T-01-005	0,08	0,01	0,9	460	500	1,28	0,09	0,9	30,9	1	70
T-01-006	0,18	0	0,5	396	436	1,65	0,07	0,98	32,9	0	30
T-01-007	0,03	0,01	1,28	418	458	1,2	0,08	0,83	32,4	1	107

Fuente: Autor.

5.3.3.2 Sección de Suesca:

Tabla 18. Análisis de Pirolisis Rock Eval

SUESCA											
NOMBRE	S1(mg/g)	S2(mg/g)	S3(mg/g)	TMAX	TPK S2	TOC	MINC	PI	Qty	HI	OI
SN1-5	0,05	0,17	0,69	566	606	1,4	0,26	0,24	35,6	12	49
SN1-6	0,06	0,15	0,63	567	607	1,67	0,17	0,28	31,7	9	38
SN1-7	0,1	0,22	0,46	380	420	1,47	0,19	0,31	31,9	15	31
SN1-8	0,11	0,98	1,5	324	364	1,95	0,67	0,1	32,8	50	77
SN1-9	0,04	0,11	0,42	588	628	1,67	0,08	0,25	30,1	7	25
SN1-10	0,02	0,11	0,14	568	608	1,46	0,09	0,15	30,8	8	10
SN1-11	0,29	1,38	1,57	316	356	2,56	0,34	0,17	35,4	54	61

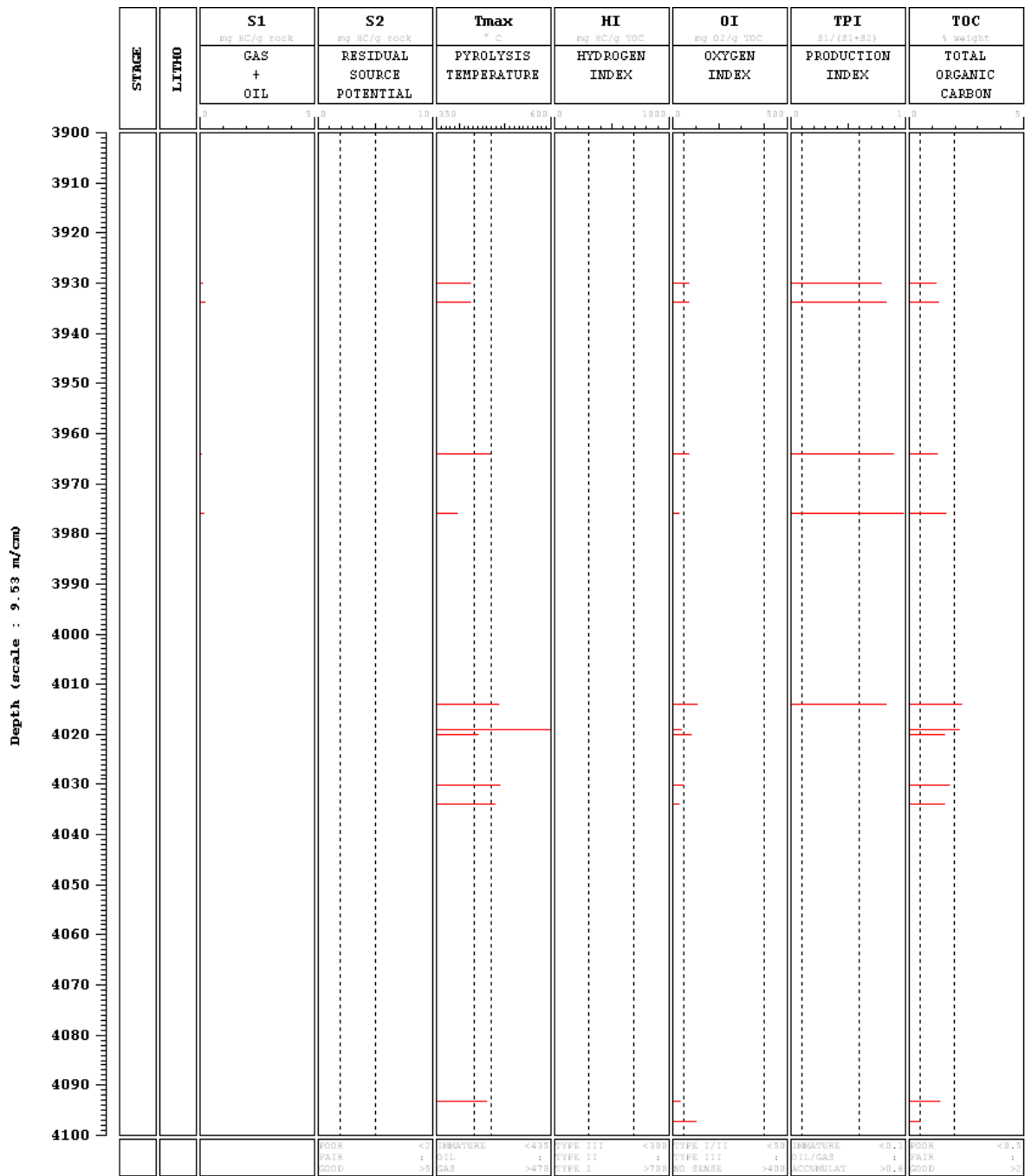
Fuente: Autor.

Los resultados de la pirolisis Rock eval para la sección Sutatausa son favorables como yacimiento de Gas Shale, con el registro (log) de ambas secciones se puede hacer una comparación general lo cual exhibe mejores resultados para Sutatausa debido a que tiene mayor contenido de materia orgánica y mejor madurez termal (Figuras 42 y 43).

El nivel de producción es mayor para la sección de Sutatausa (Figuras 44 y 45), el kerógeno para ambas secciones es de tipo III el cual no es muy favorable en generación de petróleo pero es de interés en generación de gas (Figuras 46 y 47).

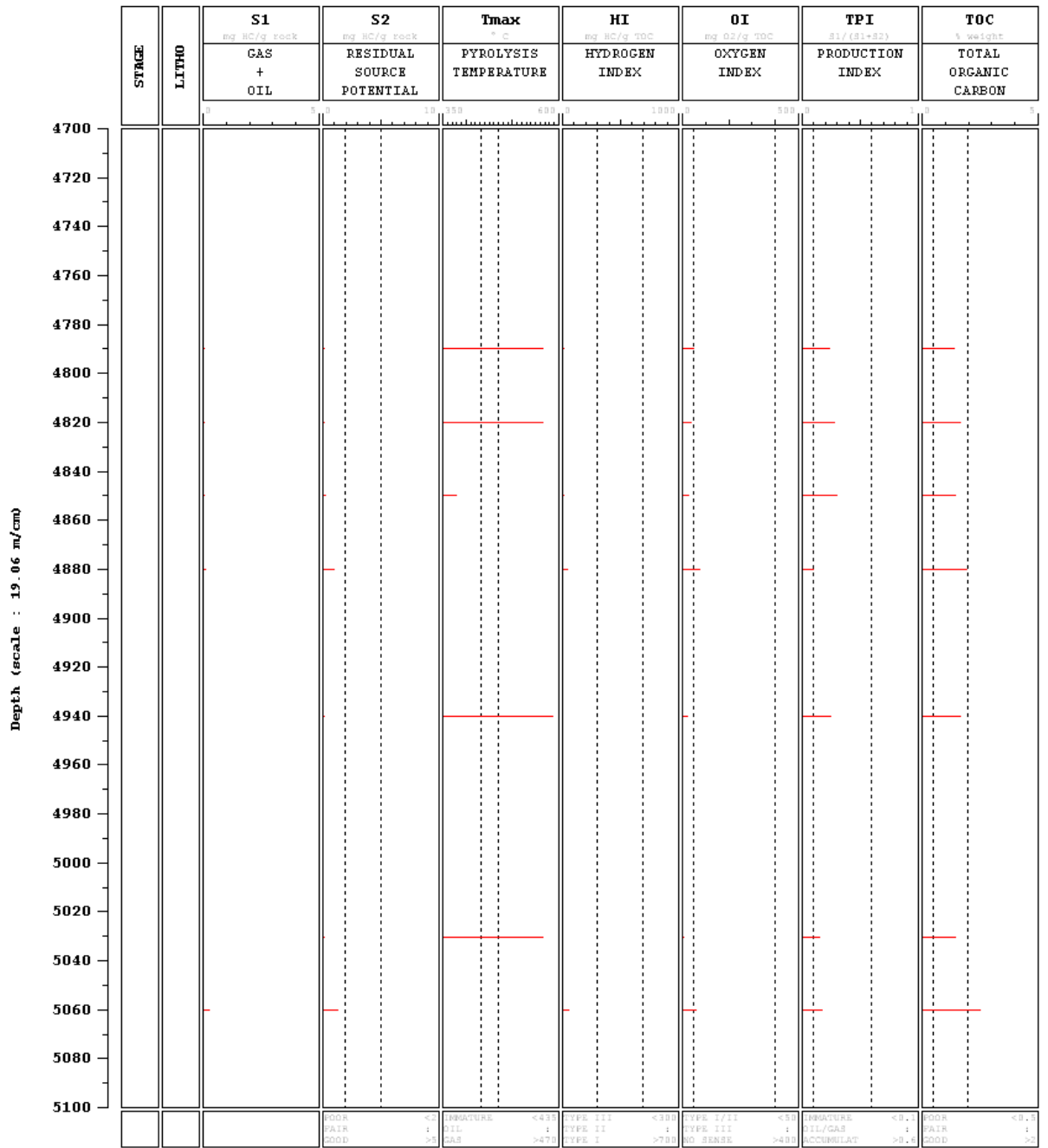
Posee a su vez una mayor madurez termal según el parámetro Tmax con un total de 5 muestras en zona de máxima generación de gas para la sección de Sutatausa (Figura 48 y 49) y el TOC con un 70% de las muestras analizadas por encima del 1% de TOC y un 20% por encima de 2% de TOC indicándonos un alto contenido de materia orgánica respecto a la sección de Suesca (Figuras 50 y 51).

Figura 42. Log de la sección Sutatausa.



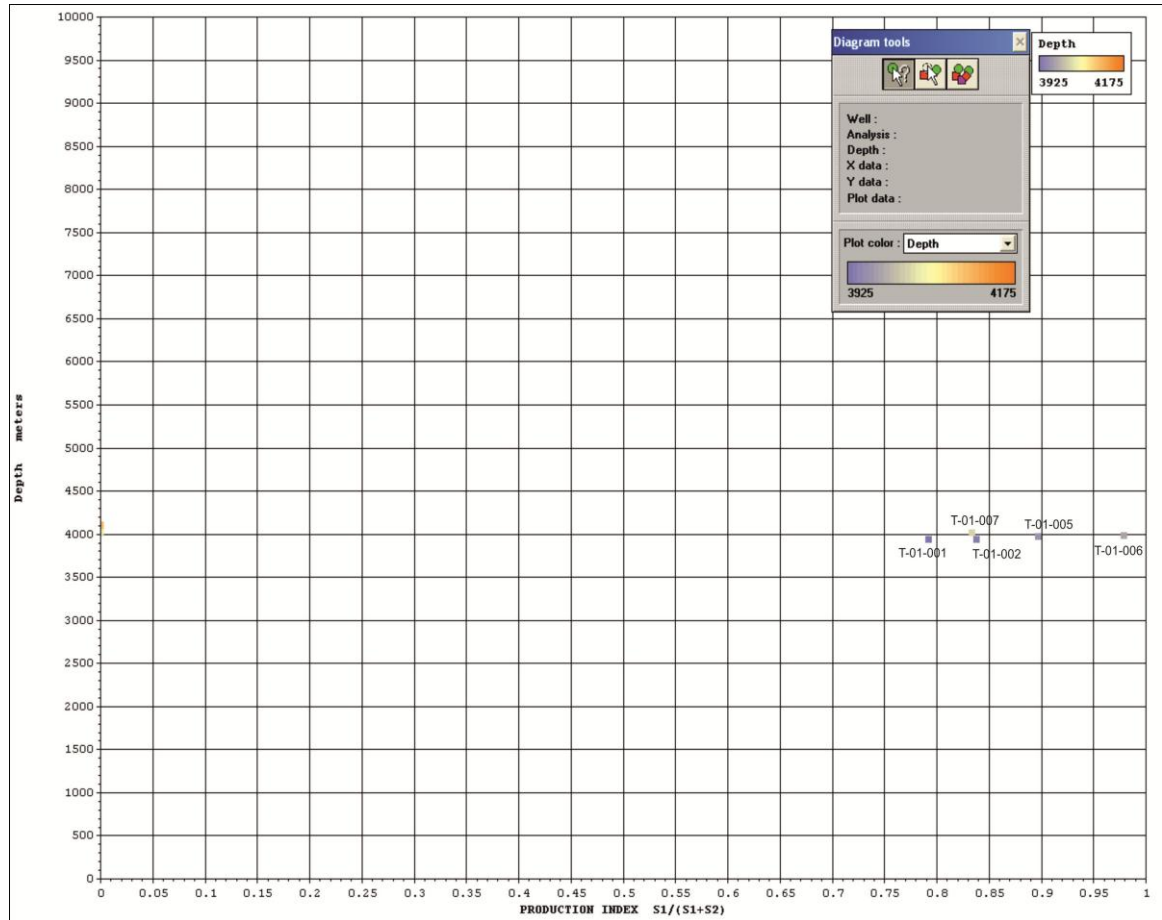
Fuente: Autor.

Figura 43. Log de la sección Suesca.



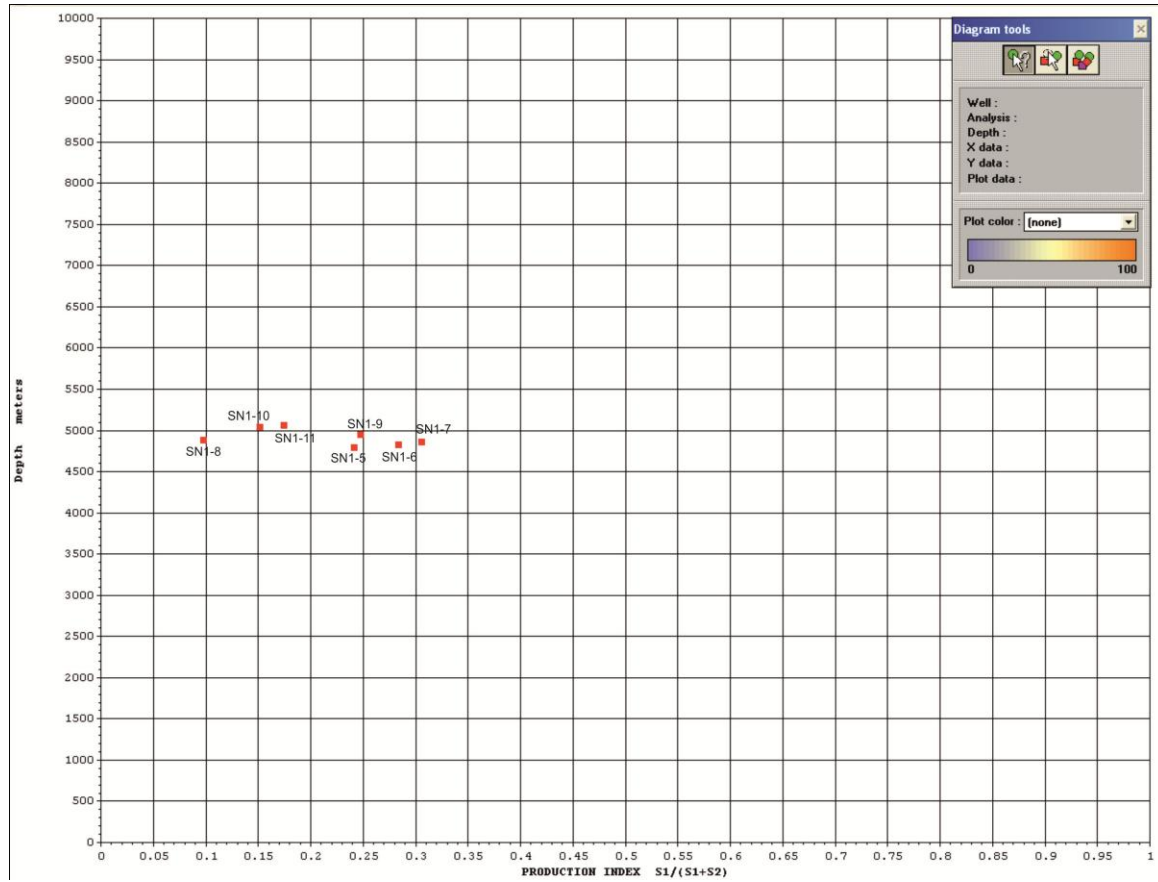
Fuente: Autor.

Figura 44. Gráfico del índice de producción vs la profundidad para la sección de Sutatausa.



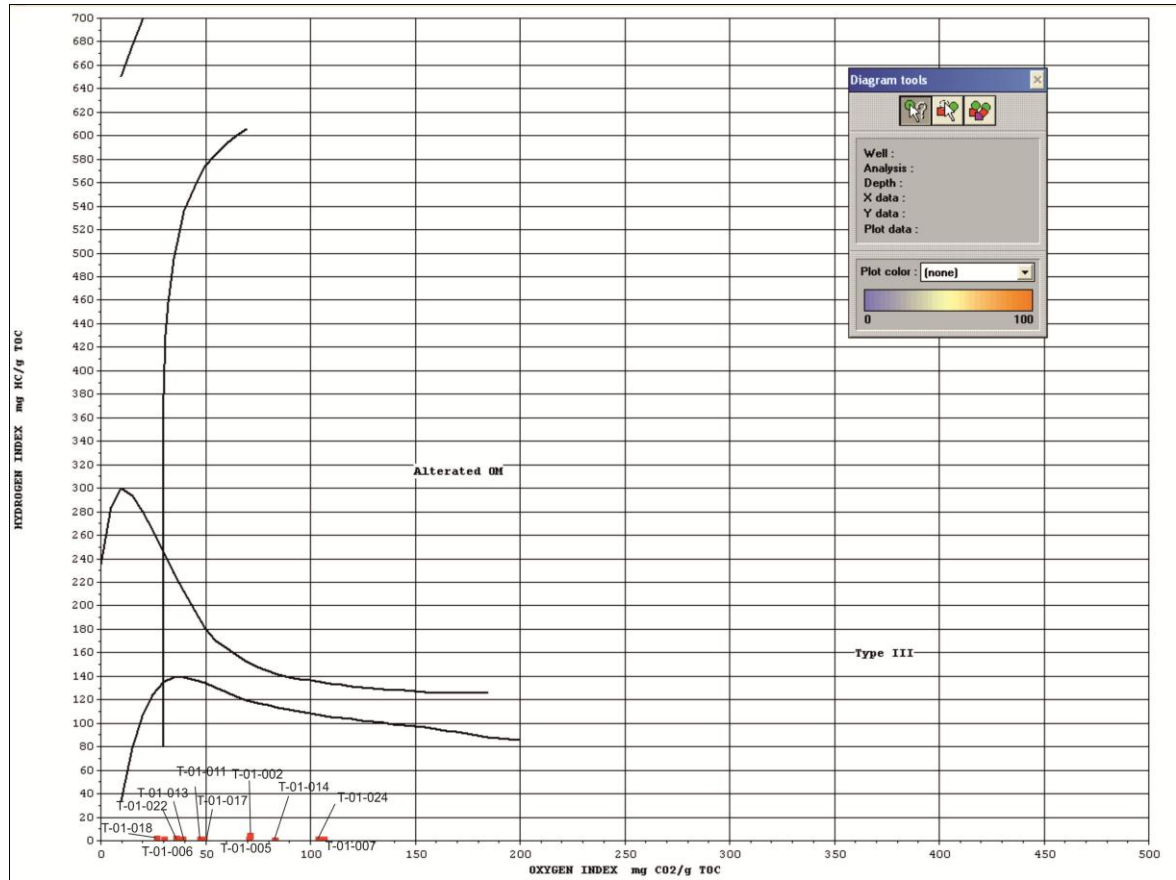
Fuente: Autor.

Figura 45. Gráfico del índice de producción vs la profundidad para la sección Suesca.



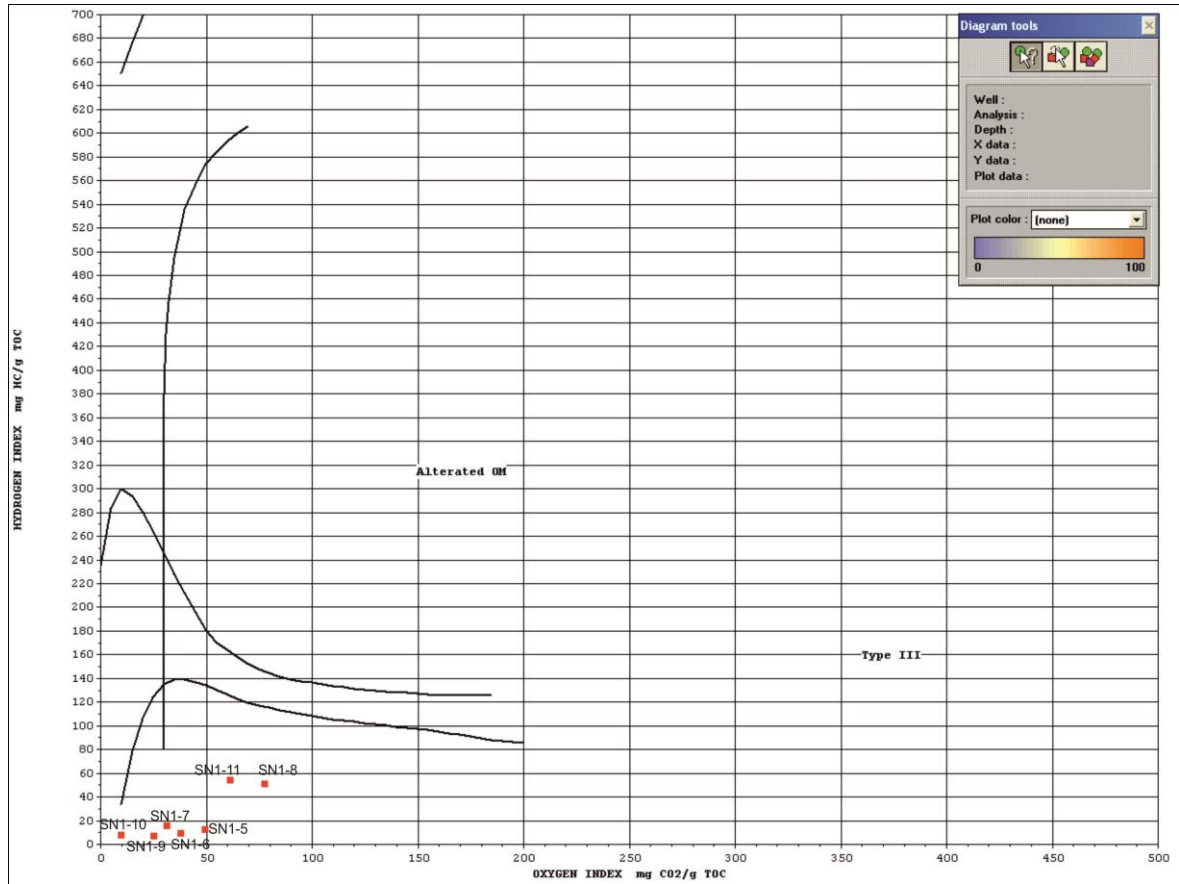
Fuente: Autor.

Figura 46. Diagrama de Van Krevelen para la clasificación del tipo de kerógeno sección Sutatausa.



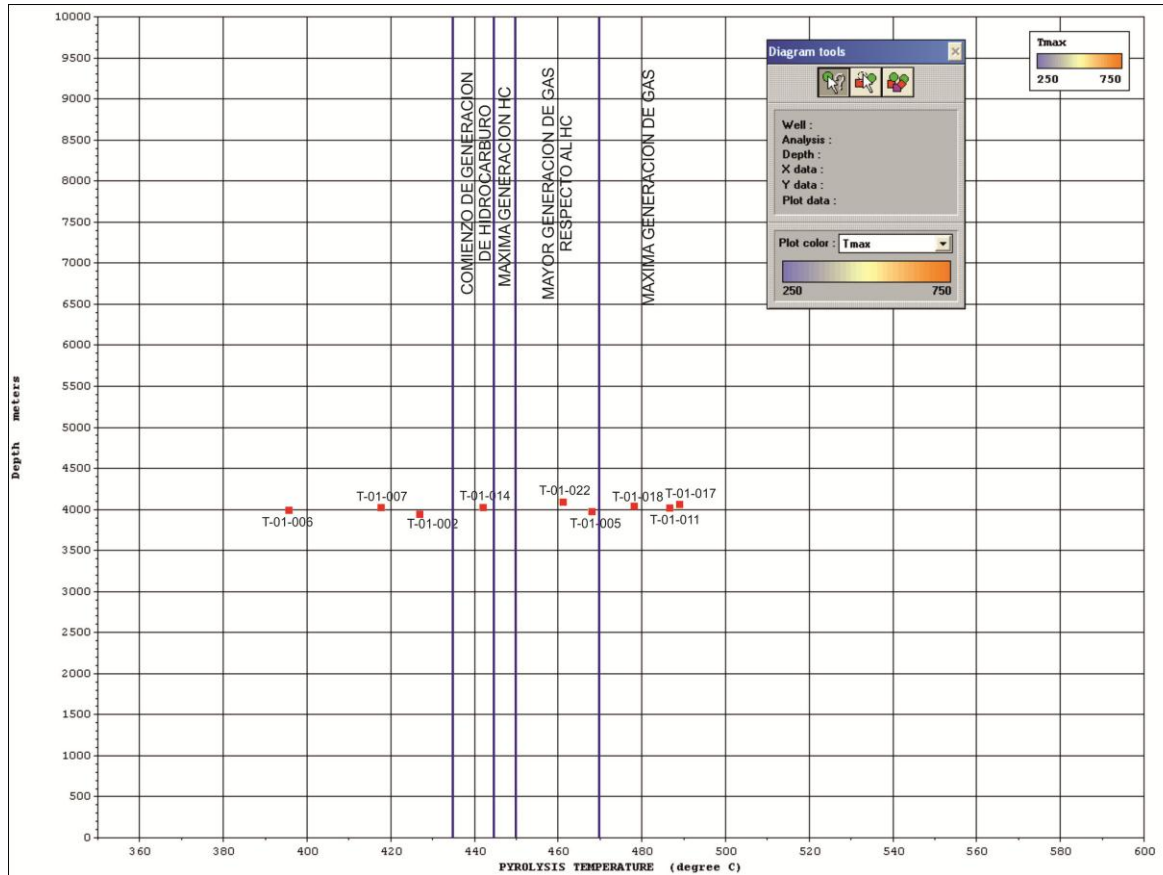
Fuente: Autor.

Figura 47. Diagrama de Van Krevelen para la clasificación del tipo de kerógeno sección Suesca.



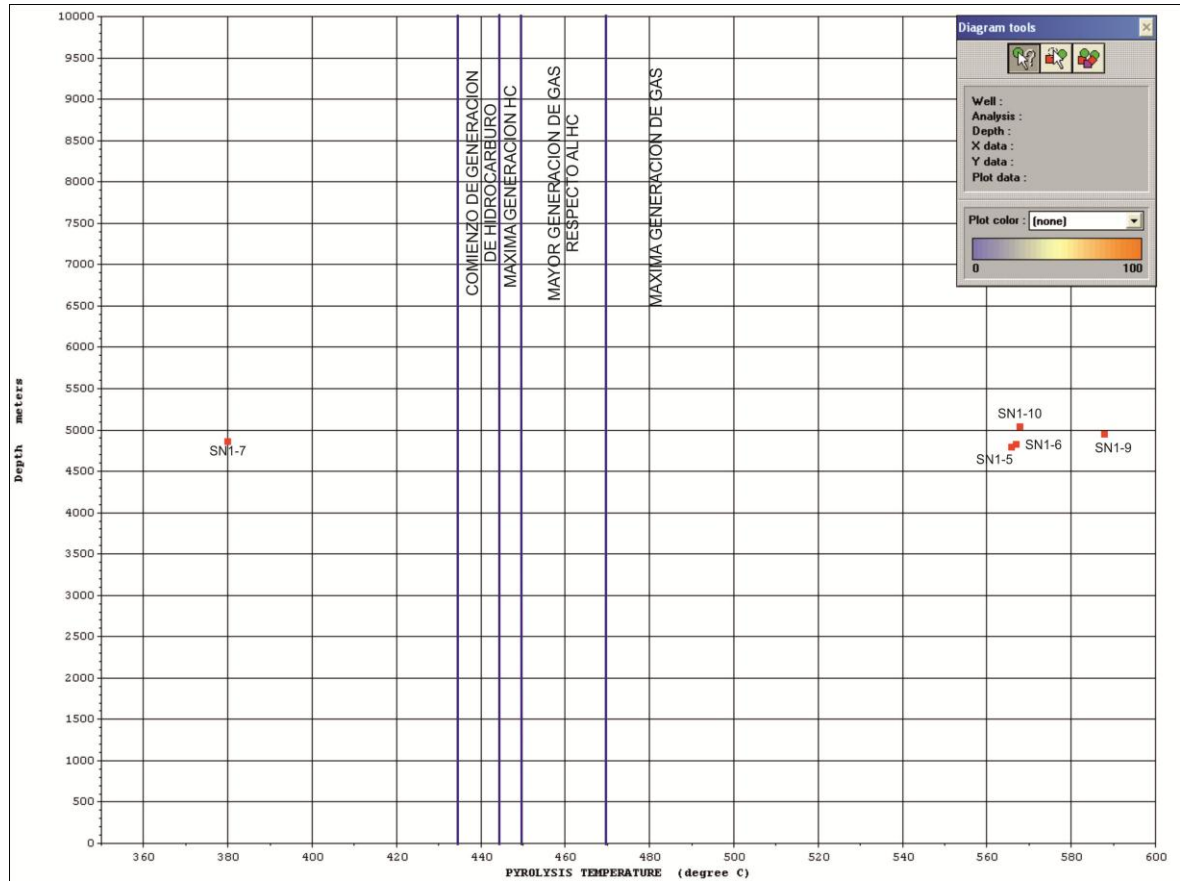
Fuente: Autor.

Figura 48. Gráfico de Tmax vs Profundidad para la sección de Sutatausa, se encuentran señaladas las zonas de producción.



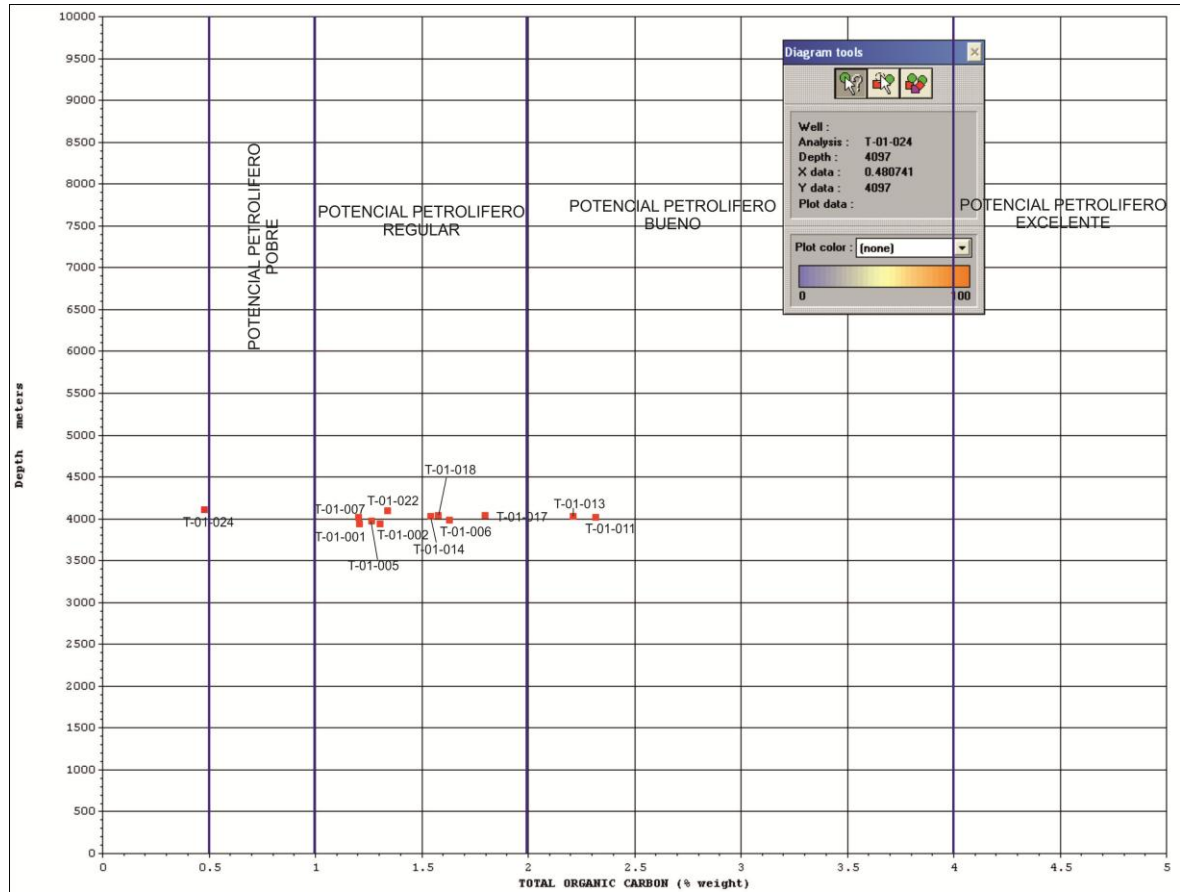
Fuente: Autor.

Figura 49. Gráfico de Tmax vs Profundidad para la sección de Suesca, se encuentran señaladas las zonas de producción.



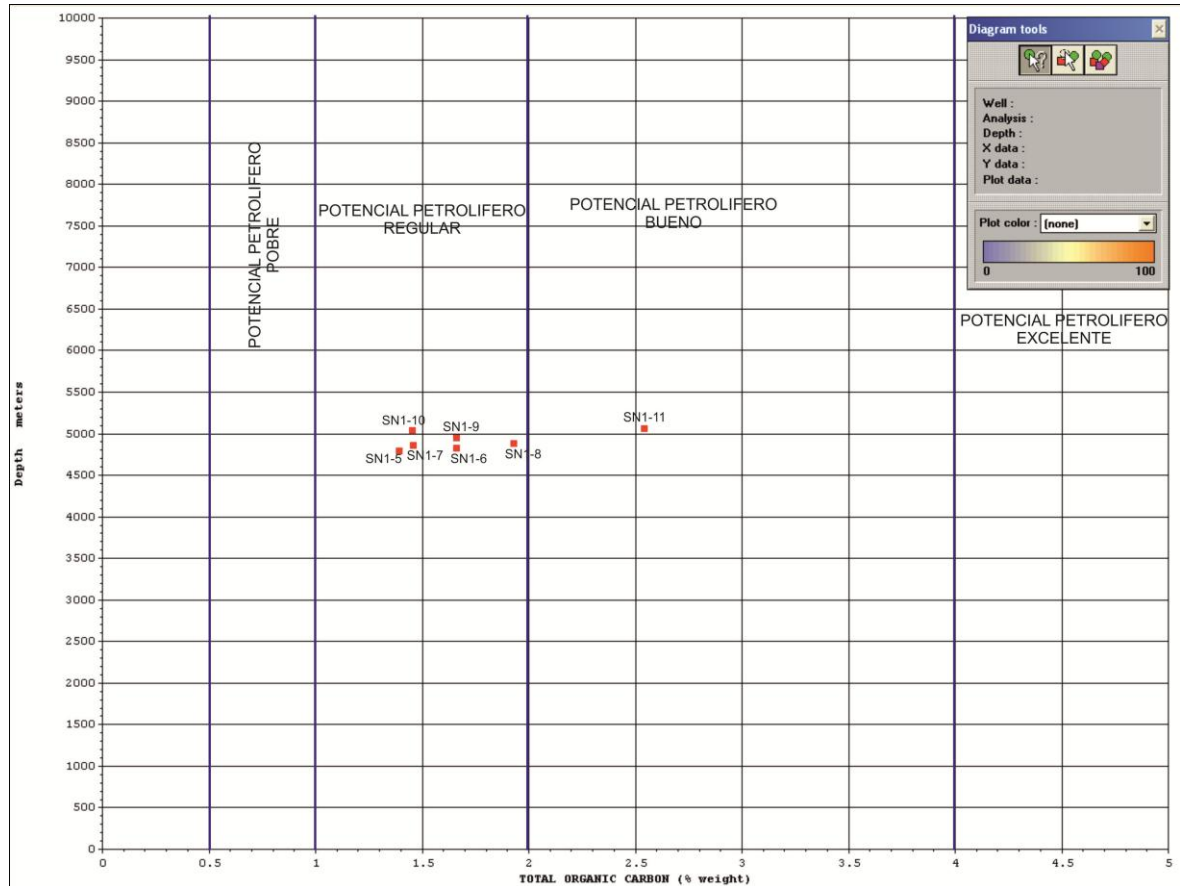
Fuente: Autor.

Figura 50. Gráfico de TOC vs Profundidad para la sección de Sutatausa, se muestra las zonas de prospección de acuerdo a este parámetro.



Fuente: Autor.

Figura 51. Gráfico de TOC vs Profundidad para la sección de Sutatausa, se muestra las zonas de prospección de acuerdo a este parámetro.



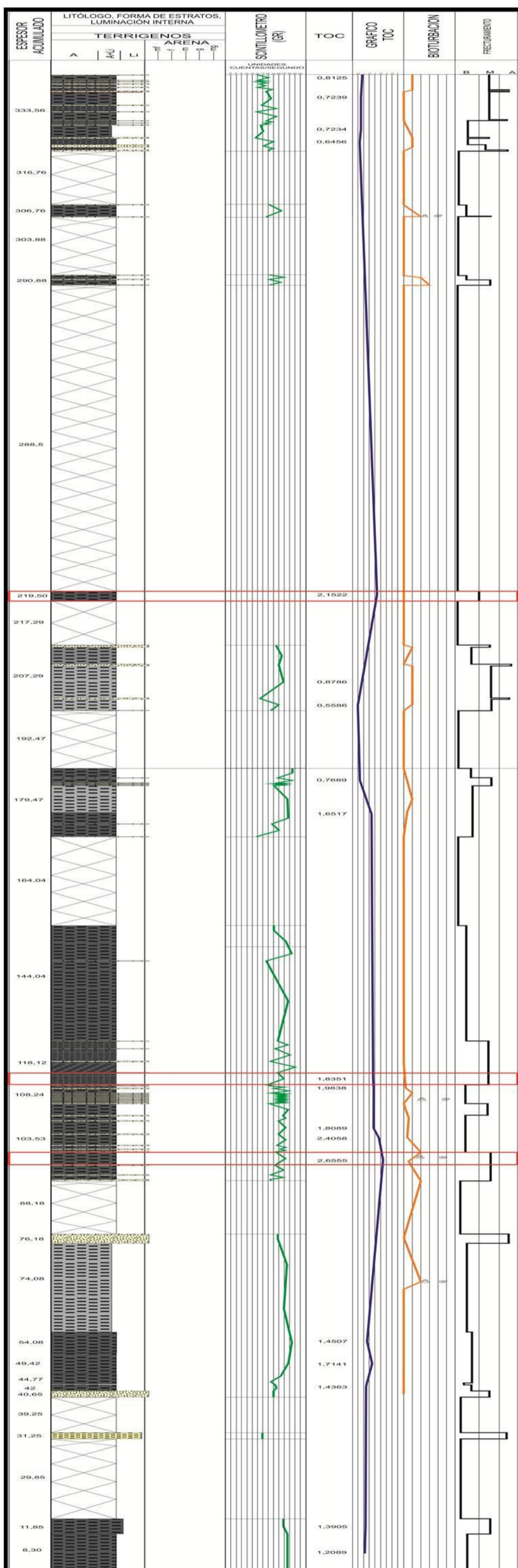
Fuente: Autor.

5.4 ZONAS PROSPECTO

De acuerdo a los datos de geoquímica, se realizó un gráfico de conversión de la materia orgánica a gas, teniendo como parámetros el % de TOC, la Reflectancia de la Vitrinita (R_o), el índice de Producción (P_i), el Índice de Hidrogeno y el T_{max} para así tener una idea de cuál de las secciones se encuentra en mejores condiciones para la generación de gas (Figura 52). Como se puede observar la

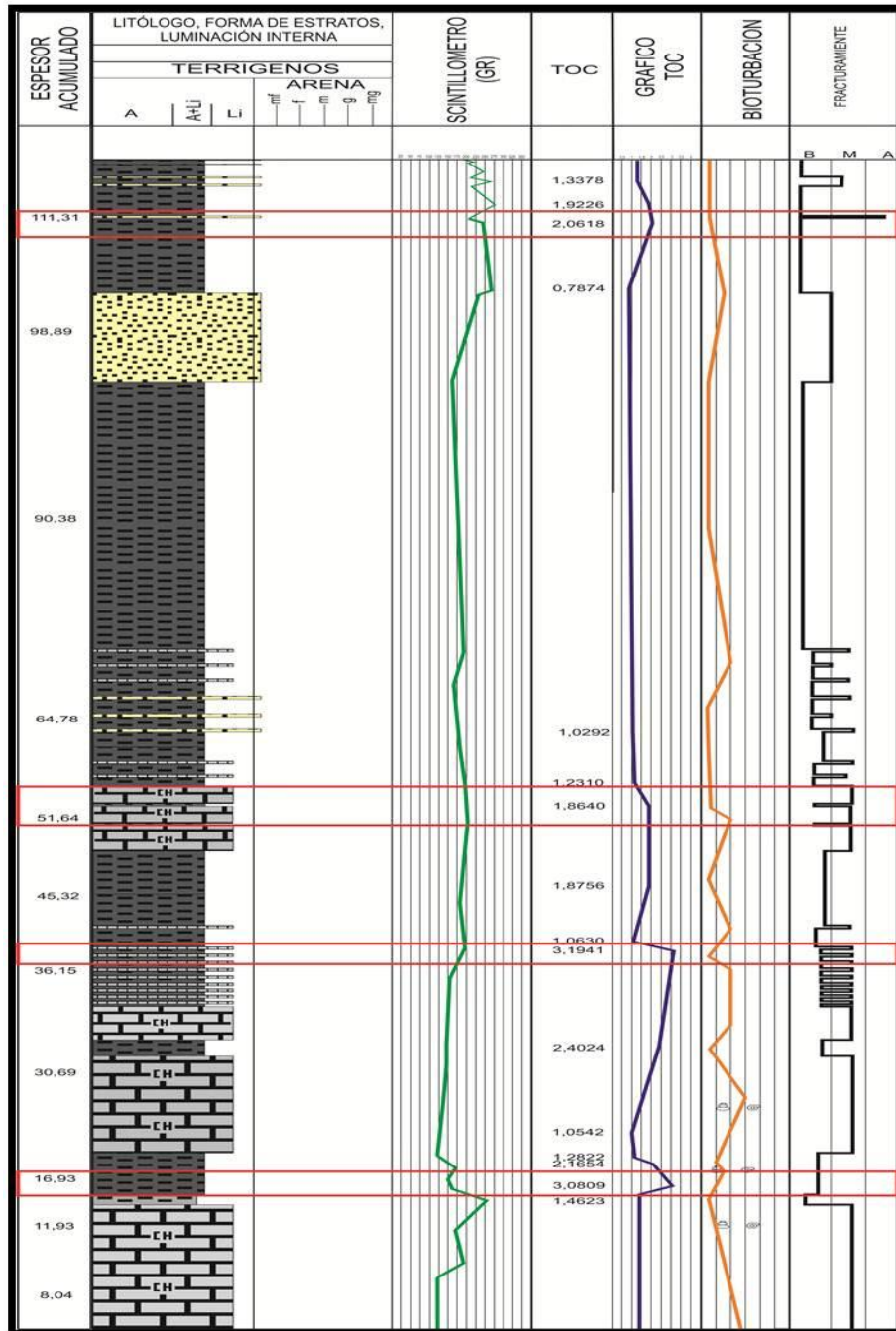
segmentos se encuentran en las figuras 53, 54 y 55 encerrados en un rectángulo rojo, para la sección de Ubaté no se encontraron segmentos de interés alguno, también se realizó un gráfico de incremento de potencial gasífero para la subcuenca de Bogotá (Figura 58).

Figura 53. Gráfico de zonas de prospección en la sección de Sutatausa teniendo como parámetros el TOC, la Bioturbación y Fracturamiento. En rojo se encuentran las zonas de mayor potencia de generación y entrapamiento de gas.



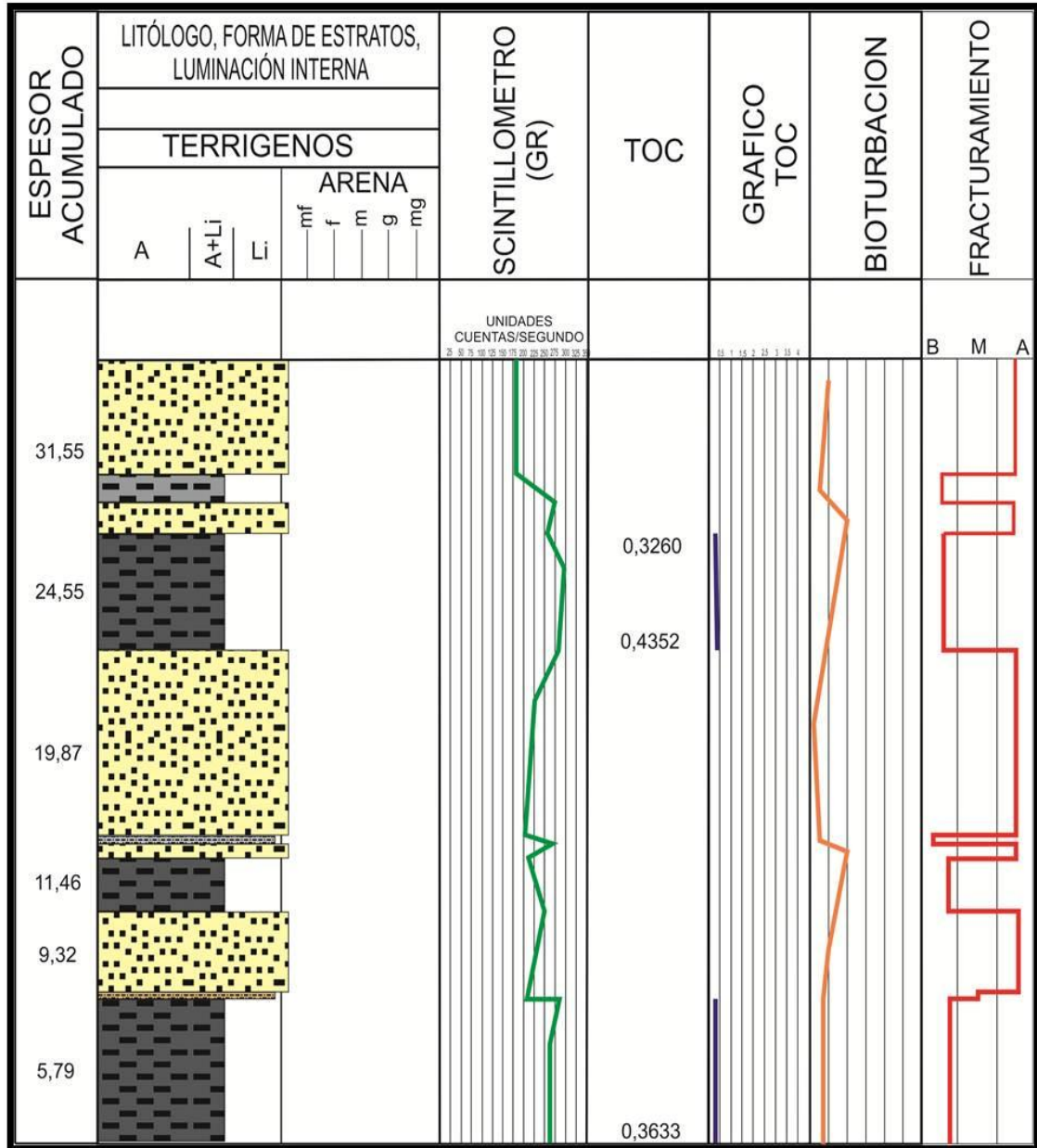
Fuente: Autor.

Figura 54. Gráfico de zonas de prospección en la sección de Carmen de Carupa teniendo como parámetros el TOC, Bioturbación y Fracturamiento. En rojo se encuentran las zonas de mayor potencia de generación y entrapamiento de gas.



Fuente: Autor.

Figura 55. Gráfico de zonas de prospección en la sección de Ubaté teniendo como parámetros el TOC, Bioturbación y Fracturamiento.



Fuente: Autor.

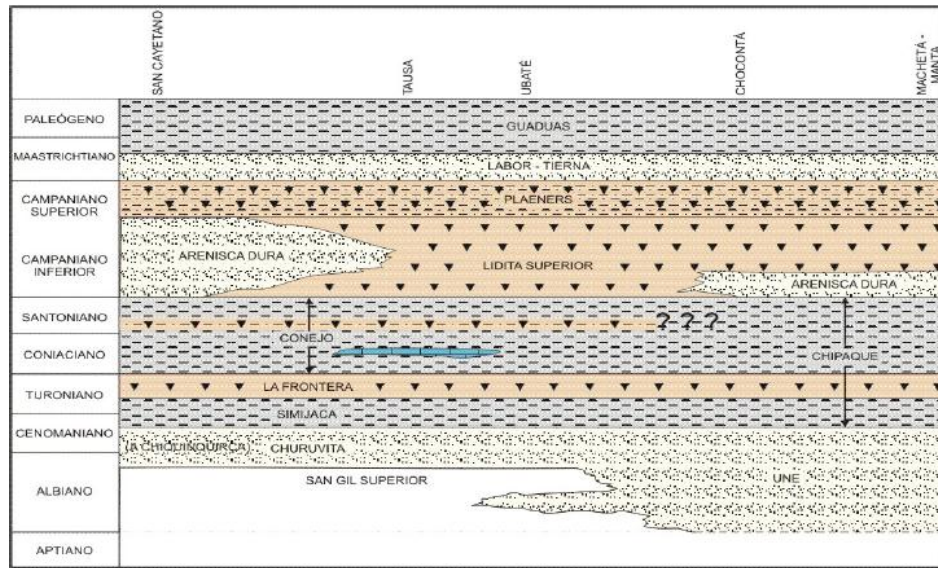
6. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

6.1 ESTRATIGRAFÍA

La estratigrafía de las 3 secciones levantadas evidencia que nos encontramos en diferentes partes de la secuencia, en comparación con la columna tipo de la Formación Chipaque (Figura 57), para la sección de Sutatausa nos encontraríamos en la base de la secuencia (Chipaque inferior) donde encontramos un predominio de Shales en relación a las arenas, mostrándonos fases arenosas de pocos centímetros en relación a paquetes potentes de shales, algunos de metros de espesor; hacia la sección de Ubaté, esperaríamos encontrarnos hacia el techo de la secuencia (Chipaque superior y parte de la Formación Arenisca Dura) donde la relación de Shales respecto a las arenas, varia haciéndose más potentes los paquetes de arenas, llegando a medir varios metros de espesor en relación a unos shales de un máximo de 2 metros de espesor.

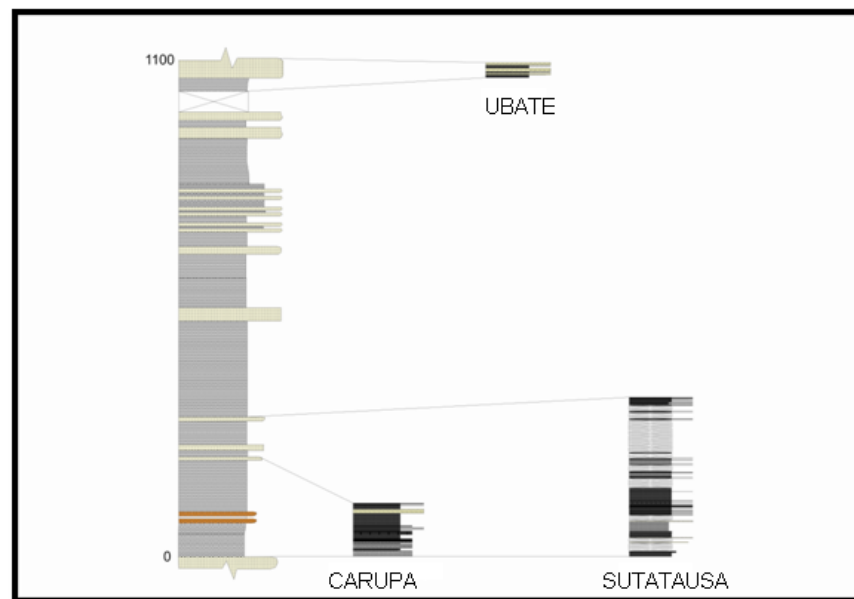
Para el caso de la sección de Sutatausa, nos encontramos en lo que el Ingeominas denomina un cambio lateral de facies, por lo cual el Ingeominas pasa a denominar a la Formación Chipaque como la Formación Conejo (Figura 56), en esta zona encontramos un predominio de Shales respecto a las arenas, además de un aumento en el contenido de silicio hacia la base, dando así la presencia de capas de chert lo cual nos indica que nos encontramos hacia la base de la formación en el contacto con la Formación Frontera que presenta capas de Chert hacia el techo. De acuerdo a lo anterior las secciones de mayor interés teniendo en cuenta como parámetro la profundidad, serian las secciones de Carmen de Carupa y Sutatausa las cuales se encuentran hacia la base, lo que nos indica que estuvieron sometidas a mayores presiones y temperaturas permitiendo así una mayor madurez para la materia orgánica.

Figura 56. Cambio lateral de facies denominado por el Ingeominas.



Fuente: Tomado de Reyes G., Montoya D. (2003).

Figura 57. Se observa las columnas estratigráficas levantadas correlacionadas con la columna tipo del Ingeominas.



Fuente: Tomado de Montoya D. (2005) y modificado por el autor.

6.2 GEOQUÍMICA

6.2.1 Toc. El parámetro de TOC nos indica el contenido total de carbono orgánico lo cual es de suma importancia para la generación de recursos energéticos, los estudios de % de TOC para las 3 secciones, muestran un alto contenido de éste.

La Formación Chipaque en la sección de Sutatausa (Figura 35) se puede dividir en 3 diferentes zonas: 1) TOC entre 0,55 y 0,87 lo cual indica un potencial petrolífero pobre a regular, esta zona se encuentra ubicada hacia el techo de la secuencia estratigráfica levantada. 2) TOC entre 1,20 y 1,98 lo cual indica un potencial petrolífero bueno, esta zona se encuentra ubicada hacia la base de la secuencia estratigráfica levantada. 3) TOC entre 2,15 y 2,65 lo cual indica un potencial petrolífero muy bueno, esta sección corresponde a 3 muestras ubicadas en la parte media de la secuencia, rodeadas por muestras de la sección 2.

La Formación Conejo (Formación Chipaque) en la Sección de Carmen de Carupa (Figura 36) se puede dividir en 3 diferentes zonas: 1) TOC entre 0,73 y 0,91 indicando un potencial petrolífero regular y se encuentra ubicada hacia el techo de la sección levantada, esta zona de TOC corresponde a un total de 3 muestras. 2) TOC entre 1,02 y 1,92 indicando un potencial petrolífero bueno, ubicado en casi la totalidad de la secuencia levantada. 3) TOC entre 2,16 y 3,19 indicando un potencial petrolífero excelente ubicada hacia la base de la secuencia.

La Formación Chipaque en la sección de Ubaté (Figura 37) presenta una sola zona de TOC con valores entre 0,32 y 0,43 que indican un pobre potencial petrolífero.

De acuerdo a lo anterior se corrobora la ubicación de las secciones estratigráficas teniendo hacia la base las secciones de Sutatausa y Carmen de Carupa con un alto potencial de generación de hidrocarburos, exhibiendo un mejor potencial

petrolífero Carmen de Carupa y hacia el techo la sección de Ubaté exhibiendo un potencial petrolífero pobre.

6.2.2 Reflectancia de Vitrinita Ro. Como ya es sabido la Reflectancia de la vitrinita es un parámetro geoquímico que permite medir el estado de madurez termal de la materia orgánica, para el caso de este estudio se le hicieron análisis a las secciones de Sutatausa y Carmen de Carupa que dieron resultados favorables de TOC:

La Formación Chipaque en la sección de Sutatausa, (Figura 39) dio valores de Reflectancia de la Vitrinita entre 1,9 y 2,79 lo cual indica una buena madurez de la materia orgánica, que se encuentra en el pico máximo de generación de gas húmedo y fase tardía de este.

La Formación Conejo en la sección de Carmen de Carupa (Figura 40) dio valores de Reflectancia de la Vitrinita entre 2,98 y 3,82 indicándonos un alto grado de madurez de la materia orgánica la cual se encuentra en la fase tardía de generación de gas.

6.2.3 Pirolisis Rock Eval. Los resultados de la pirolisis no fueron favorables debido al grado de alteración de las muestras para las sección de Sutatausa y Carmen de Carupa, arrojando valores anómalos, por lo cual no es adecuado tener en cuenta todos los datos, por esto fueron seleccionados los más concordantes de la sección Sutatausa y fueron comparados con el muestreo de la sección Suesca, lo cual indicó un bajo potencial de generación, (Figura 37 y 38) mostrando un mayor potencial de generación la sección de Sutatausa, ambas secciones dieron un tipo de kerógeno III (Figura 39 y 40) el cual es de alto potencial en la generación de gas, de acuerdo a los valores de Tmax mostrados en las figuras 41

y 42, se puede ver que la sección de Sutatausa se encuentra hacia la base en el punto de la máxima generación de gas, al igual que la sección Suesca y por último las gráficas de TOC indican para ambas secciones un potencial petrolífero regular (Figuras 43 y 44).

6.3 GEOQUÍMICA GENERAL

De acuerdo a lo anterior para el caso de las 3 diferentes secciones trabajadas y la sección Suesca, podemos despreciar la sección de Ubaté.

Para la sección de Sutatausa se tienen unos datos interesantes de TOC que indican un porcentaje del 47% de muestras entre valores buenos de generación de Hidrocarburos y un 15% entre los valores excelentes de generación de Hidrocarburos (Tabla 7), para el caso de la sección de Carmen de Carupa da un 60% de muestras entre valores buenos de TOC y un 25% entre los valores excelentes de generación de Hidrocarburos (Tabla 8) y para el caso de Suesca se tienen un 31% de muestras entre valores buenos y un 3% entre los valores excelentes de generación de Hidrocarburos (Tabla 10). De acuerdo a estos criterios de TOC, se procedió a hacer análisis de Ro los cuales para la sección de Sutatausa dieron valores entre 1,9 – 2,8, (Tabla 11) lo que indica que se encuentran en el pico de generación de gas y la fase tardía de este, la sección de Carmen de Carupa arrojó valores entre 2,9 – 3,9, (Tabla 13) lo cual indica que se encuentra en la fase tardía de generación de gas y para la sección de Suesca arrojó valores entre 1,1 - 1,8, (Tabla 15) lo cual indica que se encuentra entre la fase inicial de generación de gas y el pico de generación de gas.

Los datos de pirólisis dieron resultados anómalos para las secciones de Ubaté, Sutatausa y Carmen de Carupa, para la sección de Suesca, indica un potencial de generación pobre y un kerógeno tipo III, además la mayoría de muestras se

encuentran sobremaduras en la zona de máxima generación de gas y otras en el pico de generación de aceite (Tabla 5, 17 y 18).

De acuerdo a lo anterior, se realizaron unas columnas con los datos de geoquímica, bioturbación y fracturamiento para las secciones sin explorar, (Sutatausa figura 53 Carmen de Carupa figura 54) en los cuales se indicaron en un rectángulo rojo las zonas de mejor prospección de generación de Gas lutita (gas shale), para la sección de Sutatausa se encuentran tres zonas de prospección, para la sección de Carmen de Carupa, cuatro zonas de prospección y para el caso de la sección de Ubaté (figura 55) los datos indican un potencial incipiente casi nulo para el interés de este estudio.

7. CONCLUSIONES

- El potencial gasífero de la Sub-Cuenca de las Sabana de Bogotá, tiene un incremento hacia el Occidente de ésta como se puede observar en la figura 58.
- De acuerdo a los parámetros geoquímicos como el contenido total de Carbono orgánico (TOC), Reflectancia de la Vitrinita (Ro), Temperatura máxima (Tmax), se observa un incremento en la madurez de la cuenca hacia la parte Occidental.
- Los análisis geoquímicos para las diferentes secciones indican que la Formación Chipaque para esta área, se encuentra en la zona de generación de Gas.
- En relación al tipo de kerógeno de la zona y el porcentaje de Reflectancia de la Vitrinita, se puede decir que las secciones de Sutatausa, Carmen de Carupa y Suesca, se encuentran entre la zona inicial de generación de gas y su pico de generación.
- De acuerdo a los datos de Tmax obtenidos de la pirolisis rock eval se puede decir que la zona de Sutatausa se encuentra en la máxima generación de gas.
- Las secciones centro del estudio (Secciones Sutatausa y Carmen de Carupa), poseen un potencial medio como depósitos de gas lutita (gas shale) como se puede observar en los cuadros de comparación de la Geoquímica, Bioturbación y fracturamiento, se podría decir que la sección de Carmen de Carupa sería el mejor prospecto para este tipo de yacimiento dada su alta fracturación y altos contenidos de materia orgánica.

8. RECOMENDACIONES

- El muestreo para análisis de pirolisis rock eval debe realizarse con sumo cuidado, las muestras deben tomarse lo menos alteradas posible y se deben conservar en zonas libres de humedad, si las muestras contienen humedad deben secarse antes de realizar el análisis.
- Seria de interés para complementar este estudio la realización de análisis de composición a los shales de las secciones Sutatausa y Carmen de Carupa.
- Con el fin de comprobar la hipótesis de un aumento en el potencial gasífero de la sub-cuenca de la Sabana de Bogotá se podría realizar un estudio similar con 3 secciones más hacia el occidente de esta cuenca.
- Para realizar un mejor análisis del potencial gasífero de la cuenca se podrá hacer un estudio de subsidencia en todas las secciones estratigráficas realizadas generando un levantamiento estratigráfico de toda la secuencia de depositación para cada una de las secciones estudiadas.

BIBLIOGRAFÍA

1. Atlas de Poster de Geología del Petróleo y las Oportunidades de Exploración en las Cuencas de Colombia. Ecopetrol 1999.
2. Baril T. (2009). Assessment of natural gas production potential in the Devonian Marcellus shale of Pennsylvania.
3. Buatois L., 2010. Icnología Aplicada al Análisis de Facies y Estratigrafía Secuencial.
4. Barrero D., Pardo A., Vargas C., Martínez J., 2007. Colombian Sedimentary Basins. ANH.
5. Boyer C., Kieschnick J., Suarez R., Lewis R., Waters G. 2007. Producción de Gas desde su Origen.
6. Colletta, B., Hebrard, F., Letouzey, J., Werner, P., and Rudkiewicz, J.L., 1990, Tectonic style and crustal structure of the Eastern Cordillera (Colombia) from a balanced cross section, in Letouzey, J., ed., Petroleum and Tectonics in Mobile Belts: Paris.
7. Consultoría para la elaboración de tres (3) secciones estructurales admisibles en el sector comprendido entre Suesca y Sogamoso, cuenca de la cordillera oriental". Geoserc Ltda. Publicaciones ANH 2009.
8. Cooper, M.A., Addison, F.T., Alvarez, R., Coral, M., Graham, R.H., Hayward, A.B. Howe, S., Martínez, J., Naar, J., Peñas, R., Pulham, A.J., and Taborda, A., 1995, Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern

Cordillera and Middle Magdalena Valley, Colombia: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 79.

9. Dengo C., Covey M. 1993. Structure of Eastern Cordillera of Colombian: Implications for Trap Styles and Regional Tectonics. AAPG Boletin volume 77 #8.
10. Dow W., Maoon L., (1994). The Petroleum System From Source to Trap AAPG Memoir 60.
11. Fabre, A., 1983, La subsidencia de la Cuenca del Cocuy (Cordillera Oriental de Colombia) durante el Cretáceo y el Terciario primera parte estudio cuantitativo de la subsidencia: Geología Norandina
12. Frantz J., Jochen V. 1990. When your gas reservoir is unconventional so is our solution, Shale Gas. Schlumberger.
13. Fuquen A., Osorio J. 2005. Geología de la Plancha 190- Chiquinquirá. Ingeominas.
14. Gómez J., 2007. Mapa Geológico de Colombia escala 1:100.000. Ingeominas.
15. Hayden J., Pursell D. 2005. The Barnett Shale, Visitors Guide to the Hottest Gas Play in the US. Ickering.
16. Hill R., Fishman N., Claypool G., Blum A., and Eberl D . (2009). Evaluating Devonian Gas-Shales from the Appalachian Basin, U.S.A.
17. Instituto Geografico Agustin Codazi, 209-I-B-2. IGAC (2002).

18. Instituto Geografico Agustin Codazi, 209-I-B-4. IGAC (2002).
19. Jarvie D. M., Hill R. J., Ruble T. E., and Pollastro R. M. 2007. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. AAPG Boletin volumen 91 #4.
20. Julivert M., 1968. Léxico estratigráfico: Precámbrico, Paleozoico, Mesozoico e intrusiones de edad Mesozoica-Terciaria (Volumen V).
21. Montoya D., Reyes G. A. 2005. Geología de la sabana de Bogotá. Publicaciones Ingeominas.
22. Montoya D., Ryes G. 2003. Geología de la Plancha 209 Zipaquira. Ingeominas.
23. Mora C., Parra P., 2006. Geoquímica del Petróleo. Gems Ltda.
24. Myers R., (2008). Marcellus Shale update.
25. Peters K., Cassa M., Applied Source Rock Geochemistry. En: Dow W., Maon L., (1994). The Petroleum System From Source to Trap AAPG Memoir 60.
26. Rodríguez E. 2000. Caracterización de unidades geológicas y geomorfológicas de Colombia, Formación Chipaque. Comisión Estratigráfica de Ingeominas.
27. Royero J.; Clavijo J. (2001). Memoria explicativa H12. Publicaciones Ingeominas.
28. Sarmiento G, 1994. Visión Regional de la Formación Guaduas Publicación
29. Especial del Ingeominas No. 20.

30. Sarmiento L. 2001. Mesozoic rifting and Cenozoic basin inversion history of the Eastern Cordillera, Colombian Andes inferences from tectonic models. Ecopetrol.
31. Sumi L. (2008) Focus on the Marcellus Shale.
32. Ulloa C., 2001. Rodríguez E., Fuquen J., Acosta J. Geología de la Plancha 192 Laguna de Tota. Ingeominas.
33. Velandia F. (2005). Interpretación de transcurrencia de las Fallas Soapaga y Boyacá a partir de imágenes landsat tm. Publicaciones Ingeominas.