

**CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA EN LA FORMACIÓN TABLAZO, SECCIÓN
BARICHARA –VILLANUEVA DEPARTAMENTO DE SANTANDER**

JAIBER LEONARDO VILLAMIZAR CACERES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2012

**CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA EN LA FORMACIÓN TABLAZO, SECCIÓN
BARICHARA –VILLANUEVA DEPARTAMENTO DE SANTANDER**

JAIBER LEONARDO VILLAMIZAR CACERES

**Trabajo de grado como requisito para optar el título de
GEOLOGO**

**Director:
Mario García Gonzáles, Ph. D**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2012

AGRADECIMIENTOS

A Dios por su cuidado paternal en cada etapa de mi vida, a mis padres por su visión y apoyo constante, a mi esposa e hijo por ser mi principal fuente de inspiración.

A los profesores Mario García Gonzales y Ricardo Mier Umaña, por su enseñanza e instrucción en los procesos de investigación.

Al grupo de investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones por la financiación del presente proyecto.

Al cuerpo docente de la escuela de geología, por entregar tan valiosas herramientas en las manos, de hombres y mujeres que se preparan para enfrentar nuevos retos impuestos por una sociedad en evolución constante. En especial a los profesores Luis Enrique Cruz y Luis Carlos Mantilla, por su amistad e invitación constante a la investigación y el desarrollo de nuevas metodologías de trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	12
1. OBJETIVOS	14
1.1 OBJETIVO GENERAL	14
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	14
2. GENERALIDADES DE LA ZONA DE ESTUDIO	15
2.1 UBICACIÓN	15
2.2 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	16
2.2.1 Estratigrafía	16
2.2.2 Geología Estructural	19
3. MARCO METODOLÓGICO	20
3.1 FASE 1. ACTIVIDADES PREOPERATIVAS	20
3.2 FASE 2 CAMPO	20
3.3 FASE 3 ANÁLISIS GEOQUÍMICOS.	21
3.4 FASE 4. RESULTADOS E INFORME FINAL.	22
4. MARCO TEÓRICO	24
4.1 MATERIA ORGÁNICA	24
4.2 MADURACIÓN DE LA MATERIA ORGÁNICA	25
4.2.1 Diagénesis	26
4.3 CATAGÉNESIS	26
4.4 METAGÉNESIS	27
4.5 ANÁLISIS GEOQUÍMICOS	27

4.5.1 Análisis (Carbono Orgánico Total) TOC.	27
4.5.2 Análisis (Pirolisis rock Eval)	28
4.5.3 Análisis Reflectancia de la Vitrinita %RO	30
4.6 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.	31
4.6.1 Yacimientos tipo Gas Shale.	32
5. RESULTADO	33
5.1 CARACTERIZACIÓN ESTRATIGRÁFICA FM TABLAZO.	33
5.2 CARBONO ORGÁNICO TOTAL %TOC FORMACIÓN TABLAZO.	46
5.3 RESULTADOS PIROLISIS ROCK-EVALFORMACIÓN TABLAZO.	47
5.4 RESULTADOS REFLECTANCIA DE LA VITRINITA % RO FORMACIÓN TABLAZO.	47
6. ANÁLISIS DE RESULTADOS	49
6.1 AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN	49
6.2 CANTIDAD DE MOEN LA FORMACIÓN TABLAZO.	50
6.3 MADURES TERMAL	53
6.4 TIPO DE MO (KEROGENO). SEGÚN DIAGRAMA HI VS TMAX.	54
6.5 RESULTADOS %Ro	56
6.6 POTENCIAL DE ROCA GENERADORA.	57
7. CONCLUSIONES	58
BIBLIOGRAFÍA	60

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación de la zona de estudio.	15
Figura 2. Columna estratigráfica Generalizada Cuenca Valle Medio de Magdalena.	16
Figura 3. Mapa geológico zona de estudio	18
Figura 4. Diagrama metodológico	23
Figura 5, columna estratigráfica segmento 1, Formación Tablazo.	34
Figura 6. Fotografía afloramiento segmento 1.	35
Figura 8, Packestones Calcáreos con bivalvos.	36
Figura 7, columna estratigráfica Segmento 2, Formación Tablazo.	37
Figura 9, Shales Oscuros	38
Figura 10, columna estratigráfica segmento 3, Formación Tablazo.	39
Figura 11. Fotografía capas de arenisca calcárea.	40
Figura 12. Fotografía afloramiento, segmento 3.	40
Figura 13. Fotografía afloramiento, Segmento 4.	41
Figura 14, columna estratigráfica segmento 4, Formación Tablazo.	42
Figura 15. Fotografía afloramiento, segmento 5.	43
Figura 16. Shales Oscuros	44
Figura 17, Areniscas finas con presencia de glauconita	44
Figura 18. Columna estratigráfica segmento 5 Fm Tablazo.	45
Figura 19. Grafica de distribución porcentual de los resultados de %TOC.	51
Figura 20, grafica % TOC Vs. Profundidad	52
Figura 21. Distribución de T Max a lo largo de la Profundidad	53
Figura 22, Diagrama: $HI (S_2/\%TOC)*100$ Vs. $T_{max}^{\circ}C$	54
Figura 23, Diagrama $S_2(mg.HC/g.Roca)$ Vs %TOC	57

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Principales compuestos químicos de los organismos.	24
Tabla 2 Grado de Evaluación de % TOC	28
Tabla 3. Correlación entre estados de evolución térmica de la MO y el % de RO.	30
Tabla 4, parámetros de evaluación de % de RO	31
Tabla 5. Resultados % TOC Fm Tablazo.	46
Tabla 6. resultados pirolisis Rock-Eval Fm Tablazo.	47
Tabla 7. Resultado de % RO en Muestra TGB-M2	48
Tabla 8, tipo de kerogeno, según distribución de datos en el diagrama HI (S2/%TOC)*100 Vs. Tmax°C.	55

RESUMEN

TITULO:CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA EN LA FORMACIÓN TABLAZO, SECCIÓN BARICHARA –VILLANUEVA DEPARTAMENTO DE SANTANDER^{*}.

AUTOR: JAIBER LEONARDO VILLAMIZAR CACERES^{**}

PALABRAS CLAVES:Formación Tablazo, geoquímica orgánica, %TOC, Pirolisis Rock-Eval.

Descripción

Las Formaciones geológicas del cretácico inferior en las cuencas del Valle Medio de Magdalena y Cordillera Oriental, tienen un buen potencial como rocas generadoras de hidrocarburos, debido a sus características litológicas y estratigráficas. La aplicación de técnicas analíticas en geoquímica orgánica se convierte en una buena herramienta para la conocer el papel de estas formaciones geológicas en la generación de hidrocarburos convencionales o no convencionales.

A través del levantamiento de una columna estratigráfica escala 1:500, muestreo y aplicación de técnicas analíticas en laboratorio principalmente: % de TOC (Carbono Orgánico Total), Pirolisis Rock-Eval y % de RO (Reflectancia de vitrinita). Se realizó una caracterización geoquímica en rocas de la Formación Tablazo en la sección estratigráfica Barichara-Villanueva.

Según los resultados obtenidos en campo y laboratorio, se puede considerar la Formación Tablazo en la sección estratigráfica Barichara-Villanuevacomorocas con un buen contenido de materia orgánica, el 57% de las muestras se encuentran el rango de 1-2 % TOC. Los datos de Tmax se encuentran en valores mayores de 470 °C indicando rocas en el rango de maduras termal como sobremaduras. La ubicación de los datos geoquímicos en el diagrama HI (S2/%TOC)*100 Vs. Tmax°C, indica la presencia de Kerogenos tipo VI. Lo que representa que las Formación Tablazo en la sección analizada en la Sección Barichara Villanueva tiene muy bajo potencial como roca generadora de hidrocarburos convencionales.

* Proyecto de grado

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

ABSTRACT

TITLE:GEOCHEMISTRY CHARACTERIZATION IN THE TABLAZO FORMATION, SECTION BARICHARA- VILLANUEVA SANTANDER DEPARTMENT*.

AUTHOR: JAIBER LEONARDO VILLAMIZAR CACERES**

KEY WORDS: TablazoFormation, organic geochemistry, %TOC, Rock-Eval pyrolysis.

Description

The geological formation of lower cretaceous in the Middle Magdalena Valley Basin and eastern Oriental Basin, have good potential as hydrocarbon source rocks, because lithologic and stratigraphy characteristics. The application of analytical techniques in organic geochemistry becomes a good tool for understanding the role of geological formations in the generation of conventional or unconventional hydrocarbons.

Through the removal of a 1:500 scale stratigraphic column, sampling and application of analytical techniques in laboratory mainly: % of TOC (Total Organic Carbon), Rock-Eval pyrolysis and % RO (vitrinite reflectance). We conducted a geochemical characterization of the Tablazo Formation in the stratigraphic section Barichara-Villanueva.

According to the results obtained in field and laboratory training may be considered the Tablazo Formation in the stratigraphic section Barichara Villanueva rock with good organic matter content, 57% of the samples are the range of 1-2% TOC. Tmax data are at values greater than 470 ° C indicating rocks in the range of thermal maturity as overmature. The geochemical data location in the diagram HI (S2 /% TOC) * 100 ° C vs. Tmax indicates the presence of Kerogentype IV. This indicates of the Tablazo Formation in the stratigraphic section BaricharaVillanueva, has very low potential as conventional hydrocarbon source rock.

* Project of grade

** Faculty of Chemical Engineerings Physical, School of Geology, Director Mario García Gonzáles, Ph. D

INTRODUCCIÓN

El alto grado de incorporación de materia orgánica a los sedimentos en las rocas del cretácico superior y el grado de madurez termal en estas rocas, han permitido caracterizarlas como rocas con un gran potencial para la generación de hidrocarburos. Mientras que las condiciones paleoambientales sugieren ambientes propicios para la formación de rocas ricas en materia orgánica en el cretácico inferior, las características litológicas de la Formación Tablazo, (cantidad y calidad de materia orgánica) y su ubicación cronoestratigráfica (Madurez termal) hacen de ésta, una formación interesante en la investigación de su papel como roca fuente.

El presente trabajo tiene por objeto la caracterización geoquímica de la Formación Tablazo en la sección estratigráfica Barichara, ubicada en el kilómetro 1 de la vía que conduce desde el casco Urbano de Barichara al corregimiento de Guane, zona rural municipio de Barichara, Provincia Guanenta, departamento de Santander.

En cumplimiento del objetivo planteado se realizaron actividades sistemáticas en campo y oficina. Se inició con el levantamiento de una columna estratigráfica escala 1:500, a lo largo de la sección estratigráfica, recolección de muestras y análisis geoquímicos a las muestras de interés. En el laboratorio de geología de la Universidad Industrial de Santander sede de Guatiguará, se practicaron las pruebas de: % de TOC para determinar la cantidad de Materia orgánica en las muestras, Pirolisis Rock-Eval para medir la madurez termal y la calidad de materia orgánica presente en las rocas de la Fm Tablazo, y % de RO Reflectancia de la Vitrinita.

Usando los datos producto de los análisis de laboratorio, la información primaria obtenida en campo y la revisión bibliográfica, se pudo establecer la caracterización geoquímica de la formación Tablazo en la sección estratigráfica Barichara-Villanueva, documentada en el presente trabajo.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Caracterizar la formación Tablazo según características geoquímicas en la sección Barichara-Villanueva departamento de Santander.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

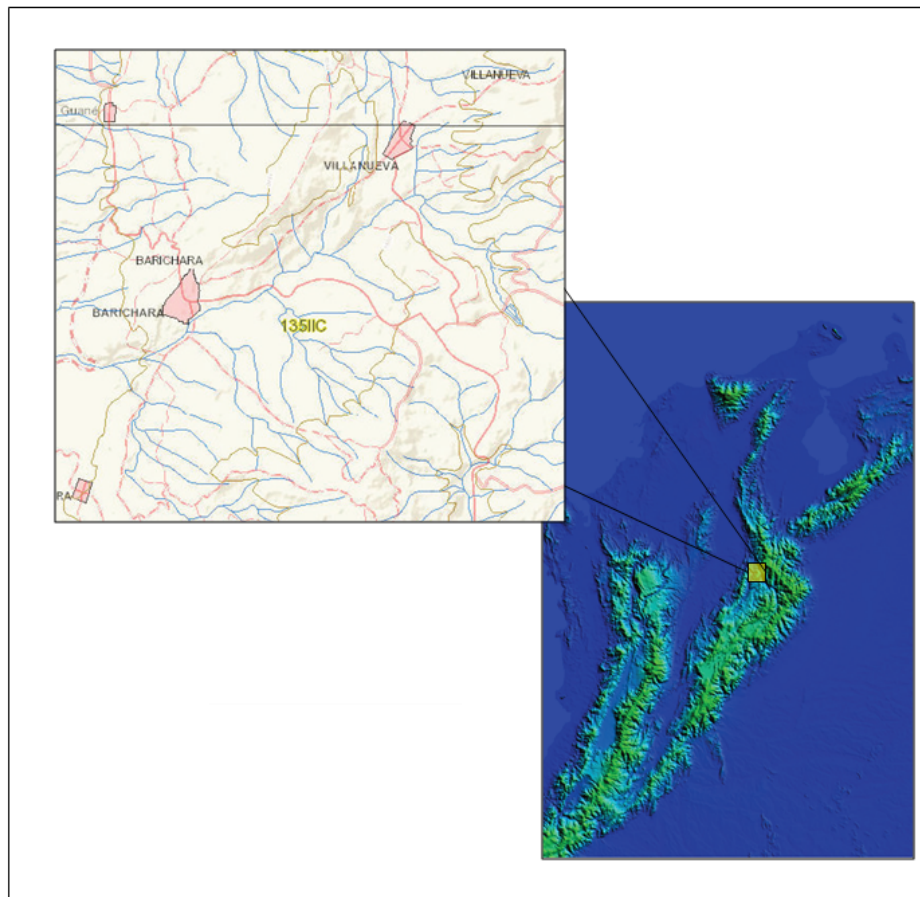
- Realizar el levantamiento de una columna estratigráfica Escala 1:500, en la sección Barichara-Villanueva.
- Elaborar análisis geoquímico las muestras colectadas.
- Determinar el contenido de TOC.
- Obtener la madurez termal de las muestras.

2. GENERALIDADES DE LA ZONA DE ESTUDIO

2.1 UBICACIÓN

La zona de estudio se encuentra ubicada en el Km 1, vía Barichara- Guane, zona rural del municipio de Barichara provincia Guanenta, departamento de Santander, Colombia (Ver figura 1). Según coordenadas geográficas de referencia 6° 37´ 47.75", N 73° 13´ 47.74", 1188 msnm.

Figura 1. Ubicación de la zona de estudio.



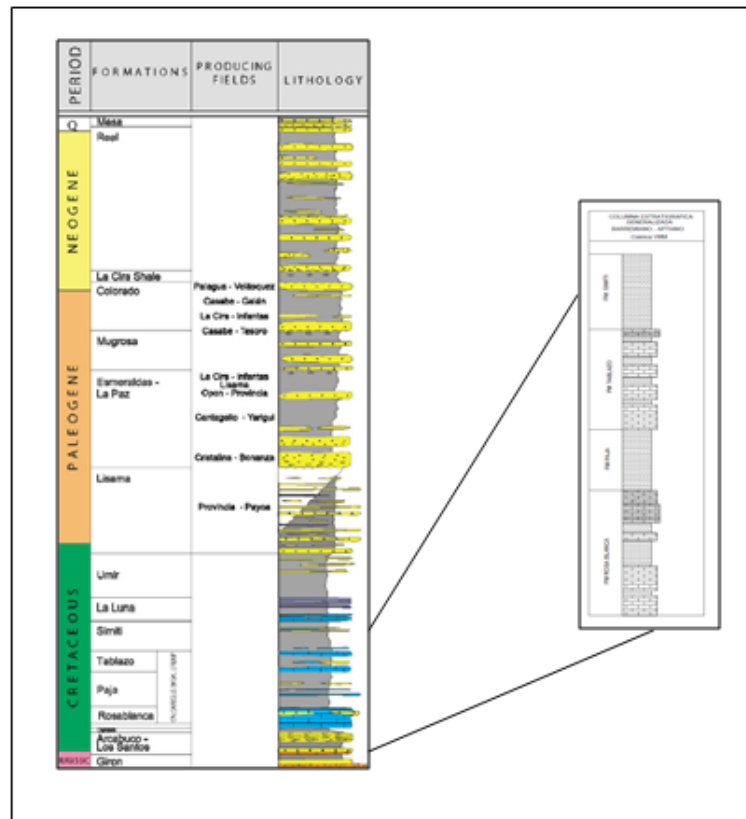
Fuente: (Mapa base. IGAC, DEM Global Mapper)

2.2 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

2.2.1 Estratigrafía

La zona de estudio se caracteriza por presentar una secuencia sedimentaria de edad cretácica inferior, compuesta por las formaciones: Rosa Blanca, Fm Paja, Fm Tablazo, y la Fm Simití. Estas formaciones geológicas se depositaron desde el Hauteriviano al Albiano, y corresponden a depósitos marinos de plataforma media, estratigráficamente se depositaron facies de carbonatos, shales y lutitas negras, marcando un evento transgresivo regional. (Ver figura 2)

Figura 2. Columna estratigráfica Generalizada Cuenca Valle Medio de Magdalena.



Fuente: Modificado de (Toussaint, 1999. Y Barrero y Sánchez, 2003.)

Fm Rosablanca

En la zona de estudio la Fm Rosa Blanca, estratigráficamente se encuentra dispuesta en forma concordante sobre la Fm Los Santos. Es una de las formaciones representativas del cretácico inferior, la Fm Rosa Blanca consta de calizas en parte oolíticas de color marrón intercaladas con calizas finamente cristalizadas (Toussaint, J.F.1993).

Según Etayo 1968, el paleoambiente de depositación de la Fm. Rosa Blanca corresponde a una suave circulación de agua y una profundidad del mar de unos 200 m. máxima, pero debajo del nivel de acción de las mareas. El mar tuvo una temperatura templada a cálida con una salinidad desde normal hasta hípersalina. Además, aunque existen zonas reductoras en la cuenca, predominan las condiciones oxidantes mostrando una alternancia de periodo de tranquilidad con periodo de agitación de las aguas

Fm Paja

Según la fauna asociada a las unidades de techo y base de la Fm Paja, esta se depositó durante el Barremiano –Aptiano, su litología corresponde a facies marinas de plataforma media, con unidades de arcillolitas y lutitas oscuras. La parte superior de la Fm. Paja está caracterizada por arcillolitas varicoloradas que presentan niveles de yeso (Toussaint, J.F.1993). La Fm Paja, es infra yacente de la Fm Tablazo, Objeto del presente estudio.

Fm Tablazo

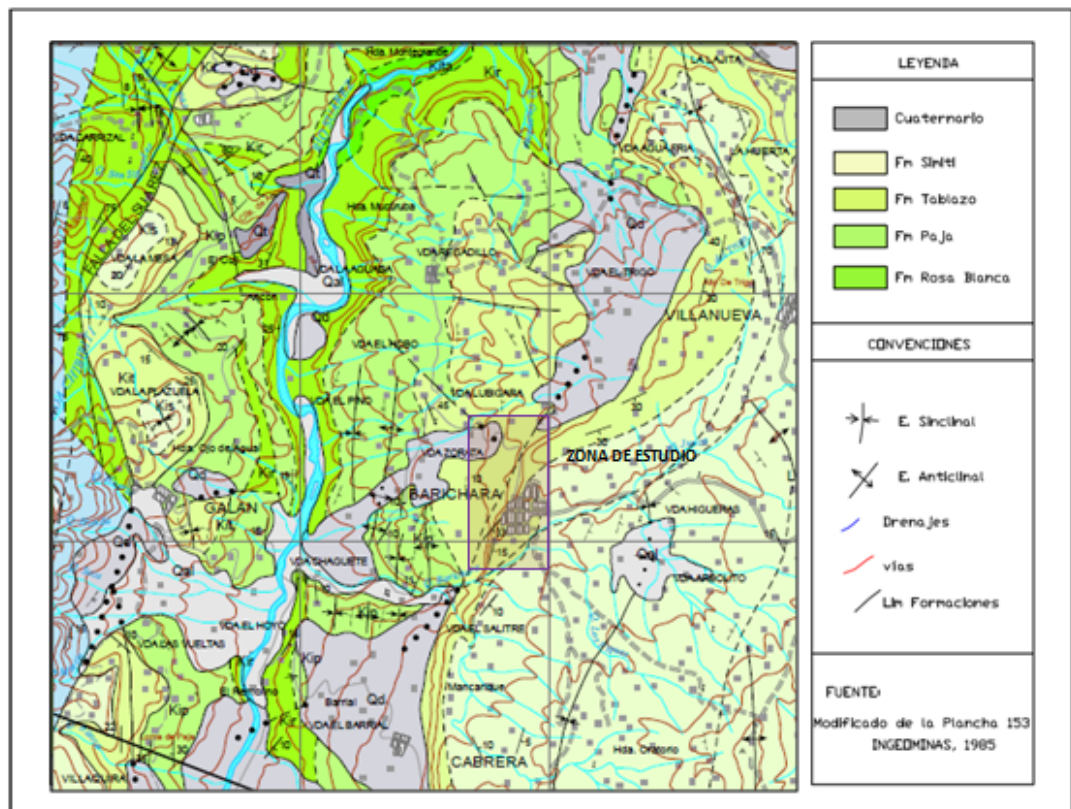
Corresponde a la Formación geológica de interés en el presente estudio, en términos generales es una Fm caracterizada por presentar intercalaciones de

Shales oscuros, con Calizas duras azuladas. En el capítulo 5 se realiza una descripción detallada de la Fm Tablazo.

Fm Simití

La Fm Simití, está constituida por lutitas y arcillolitas negras de ambiente muy euxinico con abundante materia orgánica coloidal (Gómez, 1987). Según Etayo 1968, la asociación faunística perteneciente a la Formación Simití es indicador paleogeografico en la interpretación de la posible conexión entre el N de Colombia con la Provincia Pacífica del Perú, en el Albiano. (Toussaint, J.F.1993).

Figura 3. Mapa geológico zona de estudio



Fuente: modificado de Pulido, 1985 (Plancha geológica 135).

2.2.2 Geología Estructural

La presencia la Falla de Suarez genera un leve basculamiento, generando las impresiones geomorfológicas características para la zona de Barichara y Villanueva (mesetas o montañas estructurales).

La Falla Suarez, es de carácter regional con una orientación N30E, (valor Aproximado), presenta una longitud promedio de 100 km, en la zona de estudio existen manifestaciones de la falla en el sector del cauce del ríoPonce. En la zona se desarrollan anticlinales y sinclinales suaves. (Ver figura 3)

3. MARCO METODOLÓGICO

El proyecto de investigación se desarrolló en varios escenarios de trabajo, cada uno de ellos de vital importancia en el éxito del proyecto. Se plantearon tres fases de ejecución del plan de trabajo en las cuales se desarrollaron actividades específicas con el fin de dar cumplimiento a los objetivos. (Ver figura 4). A continuación se describen cada una de las fases de trabajo:

3.1 FASE 1. ACTIVIDADES PREOPERATIVAS

En la primera fase de trabajo se realizó una revisión bibliográfica, en la cual se incluyó información de la geología regional de la zona, métodos de análisis geoquímico y metodología de trabajo de campo.

3.2 FASE 2 CAMPO

La fase de campo se desarrolló en zona rural del municipio de Barichara, departamento de Santander. Las principales actividades realizadas en esta etapa fueron: el levantamiento de una columna estratigráfica escala 1:500, y muestreo de shales y calizas para posterior análisis geoquímico.

Descripción y levantamiento de la columna estratigráfica.

Se levantó una columna estratigráfica a escala 1:500, a través de estaciones de descripción litológica, toma de datos estructurales, muestreo y medición de espesores en capas y unidades por método de bastoneo. Se tomaron las

coordenadas del punto de inicio, punto final y puntos de muestreo a lo largo de la sección. La columna fue elaborada en la cesión estratigráfica que flora sobre el kilómetro 1 de la vía Barichara-Guane. Según coordenadas de referencia ($6^{\circ} 38' 50.56''$ N, $73^{\circ} 13' 28.54''$ W), punto inicial y ($6^{\circ} 38' 9.74''$ N, $73^{\circ} 13' 30.13''$ W), ver figura 3, zona de muestreo.

Muestreo.

- Se tomaron 32 muestras de roca fresca (no meteorizada) de Shale y Calizas a lo largo de la Formación tablazo en la sección Barichara, Villanueva.
- La cantidad, colectada para muestra de análisis fue: 500 gr (valor aproximado), de shale y 700 gr (valor aproximado) de caliza.
- Las muestras fueron colectadas en bolsas plásticas de calibre grueso, para evitar contaminación
- Se utilizó una nomenclatura de rotulación para facilitar la identificación de cada muestra y su ubicación en la sección estratigráfica, la nomenclatura utilizada es: PGB-Nº. (Proyecto Grado Barichara-Numero de muestra).

3.3 FASE 3 ANÁLISIS GEOQUÍMICOS.

Una vez colectadas las muestras fueron sometidas a trituración y tamizaje, actividades que se realizaron en el laboratorio de trituración, molienda, pulverizada y tamizada de la escuela de geología universidad industrial de Santander, utilizando una trituradora de mandíbulas BB 200 RETSCH, tamices de 20 mm y 30 mm, y un molino de mortero de ágata tipo RM 100 RETSH.

Carbono Orgánico Total (TOC):El TOC se determinó por combustión, la muestra de roca fue secada y pesada, se utilizando una solución de N₂ como digestión acida para remover el ion CO₃, en una celda de conductividad térmica se determinó la concentración de CO₂ del producto de la digestión, las

concentraciones de CO₂ se convierten a % de TOC. El análisis de TOC se realizó con un analizador LECCO 144SR del grupo de investigación de hidrocarburos y carbones universidad industrial de Santander.

Prueba de Pirolisis: Una vez determinada la riqueza de materia orgánica en las muestras objeto de estudio, se tomaron 6 muestras que presentaban un % de TOC mayor de 1,5 %.las muestras seleccionadas se tamizaron y pulverizaron, luego se tomaron 100 mg, y se colocaron en el analizador. Los gases emitidos por la pirolisis van hacia un detector de ionización de llama, La respuesta del detector se cuantifica comparando con hidrocarburos Standard. (QUIROGA, GAINZA, 1990).

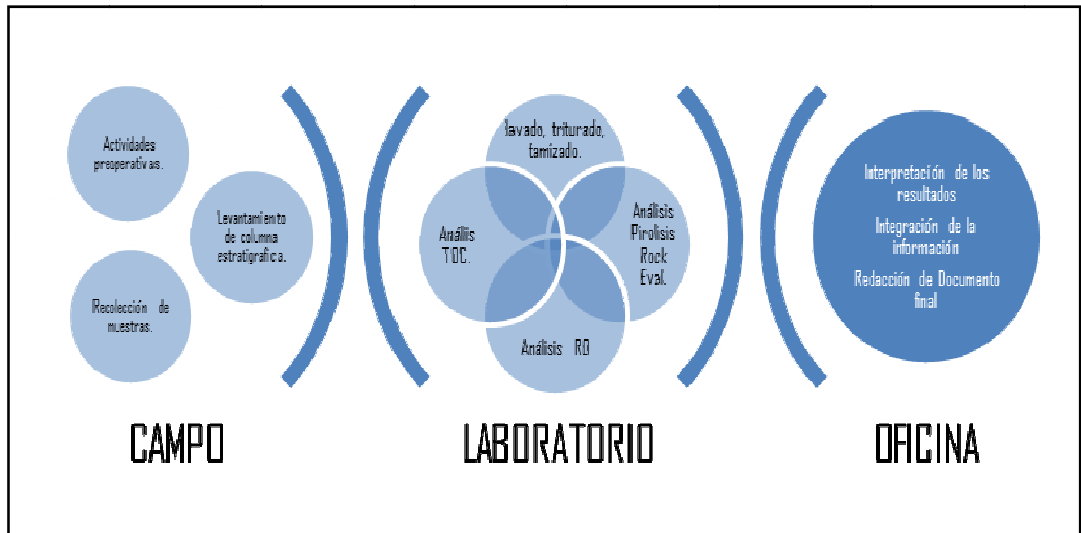
El equipo utilizado es el analizador anhídrido de muestras de roca y suelo ROCK EVAL TURBO 6,del grupo de investigación de hidrocarburos y carbones universidad industrial de Santander.

Reflectancia de la Vitrinita: Se tomaron tres muestras con porcentajes de TOC mayores de 1.8, con las muestras tamizadas a 30 mm, se realizaron pastillas para el análisis utilizando resina epóxica, se utilizó un MICROSCOPIO FOTOMÉTRICO ZEISS Modelo MPM400, con un objetivo de 20x para el análisis de reflectancia.

3.4 FASE 4. RESULTADOS E INFORME FINAL.

En la última fase se organizó la información colectada en las diferentes fases, se analizaron los resultados obtenidos, y finalmente se elaboró el presente documento que contiene los elementos teórico-prácticos utilizados en la caracterización geoquímica de la Formación Tablazo, en la Sección estratigráfica Barichara-Villanueva.

Figura 4. Diagrama metodológico



Fuente: Autor del proyecto.

4. MARCO TEÓRICO

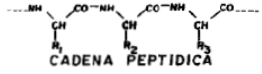
El presente capítulo contiene una descripción de las características de las rocas objeto de estudio, los procesos de transformación de la materia orgánica y análisis geoquímicos.

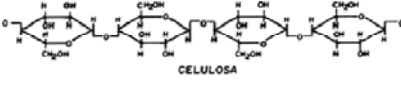
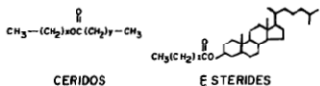
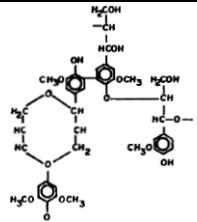
4.1 MATERIA ORGÁNICA

Las rocas con potencial generador de hidrocarburos calcáreas o pelíticas, son ricas en contenido de materia orgánica, según el ambiente de depositación que condiciona el tipo de materia orgánica acumulada, y las condiciones de presión y temperatura en la cuenca, se pueden generar hidrocarburos y gas biogénico y termogénico.

La materia orgánica está compuesta de restos de organismos, incorporados en los sedimentos, la asociación de estos organismos determina la configuración de la materia orgánica resultante (QUIROGA, GAINZA, 1990). La tabla 1 presenta los principales compuestos químicos de los organismos.

Tabla 1. Principales compuestos químicos de los organismos.

CONSTITUYENTE QUÍMICO	GÉNESIS	COMPONENTES QUÍMICOS	ESTRUCTURA MOLECULAR
PROTEÍNAS	Polímeros aminoácidos componentes de los tejidos animales.	Carbono 53% Oxígeno 22% Nitrógeno 16% Hidrógeno 7% Azufre 2%	 <p>CADENA PEPTÍDICA</p>

CONSTITUYENTE QUÍMICO	GÉNESIS	COMPONENTES QUÍMICOS	ESTRUCTURA MOLECULAR
CARBOHIDRATOS	Glúcidos, tejidos Vegetales y animales (celulosa y Quitina)	Carbono 44% Oxígeno 50% Hidrogeno 6%	 CELULOSA
LÍPIDOS	Incluyen grasa y ácidos grasos. Se encuentran en algas, pigmentos y esporas	Carbono 80% Oxígeno 10% Hidrogeno 10%	 CERIDOS ESTERIDES
LIGNINA	Compuestos de estructura aromática. Hace parte del esqueleto de las plantas superiores	Carbono 63% Oxígeno 31% Nitrógeno 0.3% Hidrogeno 5% Azufre 0.2%	

Fuente: Modificado de (Huc, 1990).

Los hidrocarburos, presenta la siguiente composición química: 82-87% de carbono, 0.1- 0.2% de oxígeno, 12-15% de hidrogeno, 0.2% nitrógeno y 0.1-0.2 de azufre (QUIROGA, GAINZA, 1990). La composición química del petróleo se acerca mucho a la de los lípidos.

4.2 MADURACIÓN DE LA MATERIA ORGÁNICA

Una vez la materia orgánica es incorporada en los sedimentos, el porcentaje que se preserva inicia un proceso de transformación de sus propiedades físicas y químicas que se cumplen en tres etapas principales: Diagénesis, Catagénesis y Metagénesis.

Durante la maduración de la materia orgánica ocurren procesos continuos y cambios irreversibles (BARKER, 1974). Existen varios factores que condicionan la

evolución termal de la Materia Orgánica, el elemento principal es la temperatura, que depende de las características físicas de la cuenca (gradiente geotermal, velocidad de soterramiento, presencia de materiales refractarios, entre otros).

4.2.1 Diagénesis

Esta etapa ocurre en los primeros estados de la evolución térmica, durante la diagénesis mientras que los materiales líticos incorporados en los sedimentos inician procesos de deshidratación, segmentación o recristalización, la materia orgánica es sometida a acción microbiana, en este proceso las bacterias anaerobias y el aumento de temperatura facilitan la ruptura de cadenas simples y se generan gas biogénico, el producto principal de esta primera fase es el kerogeno, según QUIROGA, GAINZA, 1990, el kerogeno es producto de la transformación de la materia orgánica insoluble denominada Húmica, y precursor de los hidrocarburos.

El estado final de la fase inicial de la evolución térmica de la materia orgánica o Diagénesis, y la zona de transición con la Catagénesis se establece en el intervalo de temperatura entre 50 y 70 °C.

4.3 CATAGÉNESIS

Representa la fase de generación de hidrocarburos, procede la diagénesis y según el tipo de kerogeno formado se establece la ventana de generación de hidrocarburos (70-130 °C intervalo aproximado, variable).

Durante esta fase ocurren los siguientes cambios químicos en el kerogeno preexistente:

- Acortamiento de Cadenas

- Disminución del peso molecular
- Aumento de normal-alcanos
- Desaparición de la predominancia de Normal-Alcanos, con carbonos impares.

El aumento de la intensidad de la temperatura, produce nuevas ruptura de uniones de C-C, de kerogeno residual e hidrocarburos ya formados. Los hidrocarburos se hacen cada vez más livianos, se genera gas húmedo y finalmente gas seco o metano. (QUIROGA, GAINZA, 1990).

4.4 METAGÉNESIS

Representa la última fase de evolución térmica de la materia orgánica, los procesos Geoquímicos se llevan a cabo a temperaturas mayores a 150 °C, durante esta fase se puede generar metano residual como gas termogénico y algunos hidrocarburos aromáticos. (BARKER, 1974)

4.5 ANÁLISIS GEOQUÍMICOS

4.5.1 Análisis (Carbono Orgánico Total) TOC.

Técnica analítica que tiene por objeto determinar la riqueza orgánica de las rocas analizadas, el TOC se determina por combustión, y se representa como % de TOC. (Ver metodología). La Tabla 2 representa los criterios de evaluación de los resultados de % de TOC. Aunque esta técnica analítica permite cuantificar el contenido de MO, no arroja información acerca del tipo de materia orgánica presente en las rocas.

Tabla 2 Grado de Evaluación de % TOC

% TOC	Grado de Evaluación
0-0,5	Pobre
0,5-1	Regular
1-2	Bueno
2-4	Muy Bueno
4-8	Excelente
8(+)	Carbón o Lutita Bituminosa

Fuente: QUIROGA, GAINZA, 1990

4.5.2 Análisis (Pirolisis rock Eval)

Simula la generación de hidrocarburos en las rocas, tiene por objeto determinar el tipo de MO presente y la madures térmica de las rocas analizadas. Los datos generados por el analizador Rock Eval, son: S1, S2, S3 Tmax, IH, IO y PI. Estos datos permiten cumplir con los objetivos mencionados.(BARKER, 1974)

BARKER, C. 1974, describe los datos productosde la pirolisis Rock-Eval:

Pico S1 (mg HC/g Roca).Representa los hidrocarburos libres presentes en la roca el pico S1 se hace visible en intervalo de temperatura de 40 a 300 °C.

Pico S2 (mg HC/g Roca).Representa a los hidrocarburos, producto de la pirolisis del Kerogeno presente en la roca se hace visible en el intervalo de temperatura de 300 a 550 °C.

Pico S3 (CO₂/g Roca).Representa el CO₂ Generado en la pirolisis del kerogeno.

Tmax (°C). Representa la Temperatura de generación de hidrocarburos por pirolisis del Kerogeno (Pico S2).

Según QUIROGA, AND GAINZA, 1990. Los criterios de evaluación de los datos productos de la pirólisis esta representados por:

Pico S1

S1	GRADO
0-0,5	POBRE
0,5-1	REGULAR
1>X	BUENO

Pico S2

S2	GRADO
0-2	POBRE
2-5	REGULAR
5-20	BUENO
20	MUY BUENO

Pico S3

S3	GRADO
0-1	BUENO
1-2	REGULAR
2>X	POBRE

T Max.

T Max	GRADO
X< 430	INMADURO
430-460	GENERACIÓN DE PETROLEO
460>X	GENERACIÓN DE GAS

IH.

IH	GRADO
0-100	PEQUEÑO
100-300	MEDIANO
300-600	ALTO
600<X	MUY ALTO

4.5.3 Análisis Reflectancia de la Vitrinita %RO

La vitrinita es un compuesto orgánico que se genera por la transformación de materia orgánica vegetal insoluble (fragmentos humificados –gelificados de madera), Mediante luz reflejada se pueden distinguir dos tipos de vitrinitas: Colinita y Telinita, la primera es la más importante, por encontrarse en mayor abundancia Aproximadamente un 90% de la vitrinita, es de color gris sin estructuras características. La Telinita representa la forma estructurada de la vitrinita, y representa el 10% de la misma (QUIROGA AND GAINZA, 1990).

La vitrinita presenta características especiales que permiten medir el grado de madures termal de la Materia Orgánica, el grado de alteración térmica de la materia orgánica presenta una relación directamente proporcional con la fracción de luz incidente reflejada. (NUÑEZ-BETELU. & BACETA, 1994)

Tabla 3. Correlación entre estados de evolución térmica de la MO y él % de RO.

EVOLUCIÓN TÉRMICA	% DE RO
Límite superior de la diagénesis y estado inferior de la catagénesis.	0,5

EVOLUCIÓN TÉRMICA	% DE RO
Límite superior de la catagénesis y estado inferior de la Metagénesis.	2,0

Fuente: NUÑEZ-BETELU. & BACETA, 1994

La tabla 5, contiene los parámetros de evaluación del %RO, según (QUIROGA AND GAINZA, 1990).

Tabla 4, parámetros de evaluación de % de RO

%RO	GRADO	PRODUCTOS
0-0,35	INMADURO	GAS BIOGENICO
0,35-0,45	INMADURO	GAS Y CONDENSADO
0,45-1,5	MADURO	PETROLEO
1,5-2,0	MUY MADURO	GAS SECO
2,0<X	MUY ALTERADO	GAS TERMOGENICO

4.6 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.

Se denominan yacimientos de hidrocarburos no convencionales a aquellos depósitos con características fisicoquímicas particulares, por lo general poseen bajas porosidades y permeabilidades, que hacen que su estudio y explotación tengan enfoques específicos según el tipo de yacimiento. Se destacan los yacimientos: Gas shale, Oilshale, tight sands y tight sandstones. (SUHAS, 2009)

En este documento se profundizará en los yacimientos tipo Gas Shale, que es el modelo de yacimiento no convencional que se adapta a las características de la formación geológica objeto de estudio.

4.6.1 Yacimientos tipo Gas Shale.

Hace referencia a yacimientos de gas presentes en rocas sedimentarias de grano fino ricas en materia orgánica (Shale), este gas se presenta como contenido en la materia orgánica y como gas libres en fracturas o poros. (SUHAS, 2009)

Los factores que controlan el desarrollo de yacimientos de gas shale son principalmente:

La generación de gas depende de las características geoquímicas de las rocas (cantidad de materia orgánica, tipo de materia orgánica y madures termal).

La retención de gas depende de las características geoquímicas de las rocas y las propiedades físicas de los shale. (microporosidad y fracturas).

Al igual que los yacimientos convencionales deben existir rocas supra yacentes que se comportan como rocas sello, o variación de las características físicas internas en capas de shale que impidan la migración del gas.(SUHAS, 2009)

5. RESULTADO

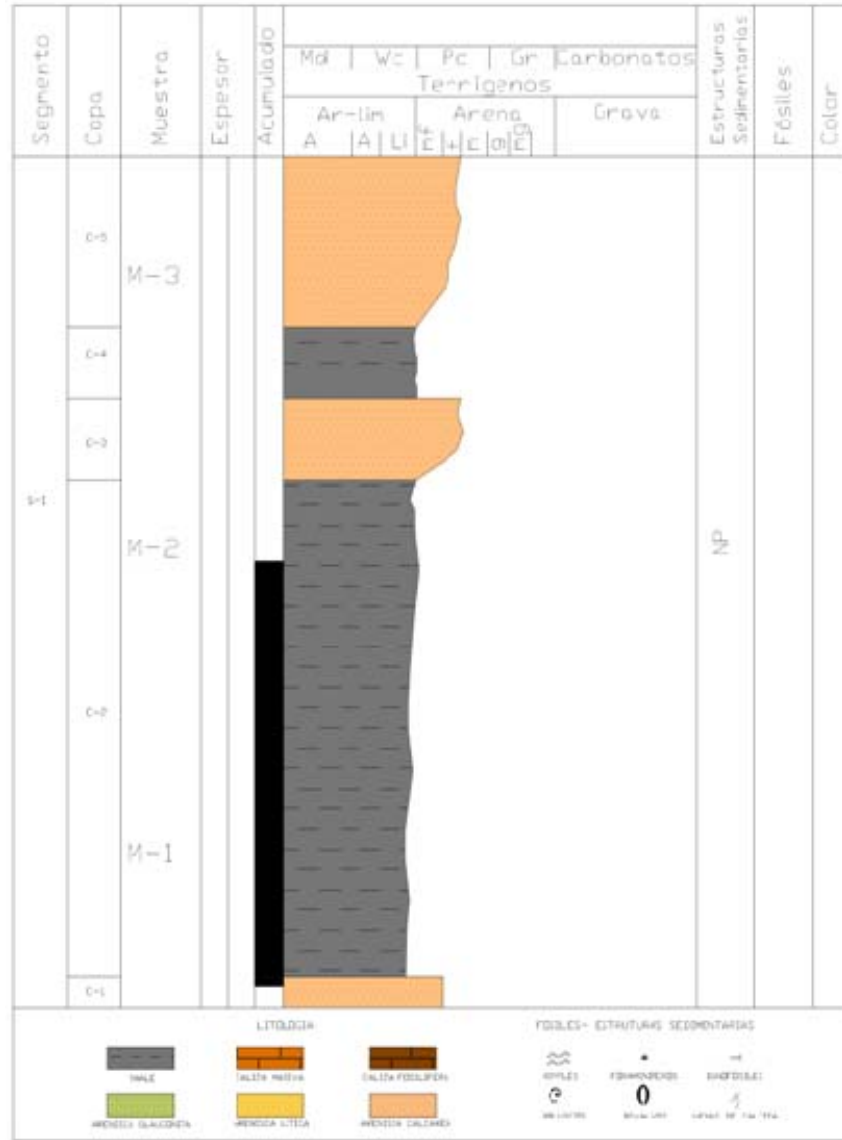
5.1 CARACTERIZACIÓN ESTRATIGRÁFICA FM TABLAZO.

Teniendo como fundamento la metodología desarrollada en la recolección de información primaria en campo (levantamiento de columna estratigráfica), se pudo establecer una sección estratigráfica de 191 m de espesor con una litología característica, con predominio de calizas intercaladas con Shales oscuros y areniscas al techo.

La sección estratigráfica presenta cinco segmentos, con características litológicas e estratigráficas específicas. Es importante mencionar la estabilidad estructural del terreno, lo que permitió el levantamiento de una sección estratigráfica continua.

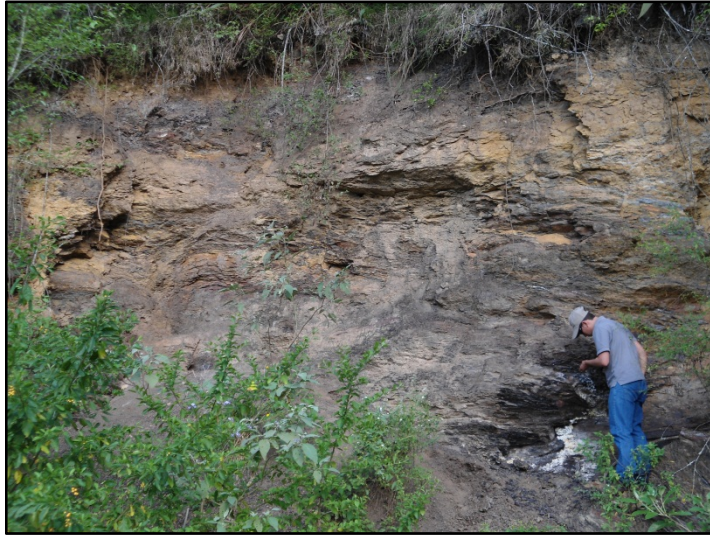
Segmento 1. Secuencia estrato creciente, con capas gruesas (3-5m) de shale negro a gris oscuro, fisil levemente calcáreo con presencia de oxidaciones producto de interperismo (Ver figura 6), intercalados con capas gruesas tabulares de areniscas color amarillento de grano fino, arcillosas calcáreas, levemente micáceas. Las capas se disponen en forma continua con contacto neto. (Ver figura 5).

Figura 5, columna estratigráfica segmentol, Formación Tablazo.



Fuente: Autor del proyecto

Figura 6. Fotografía afloramiento segmento 1.



Fuente: Autor del proyecto

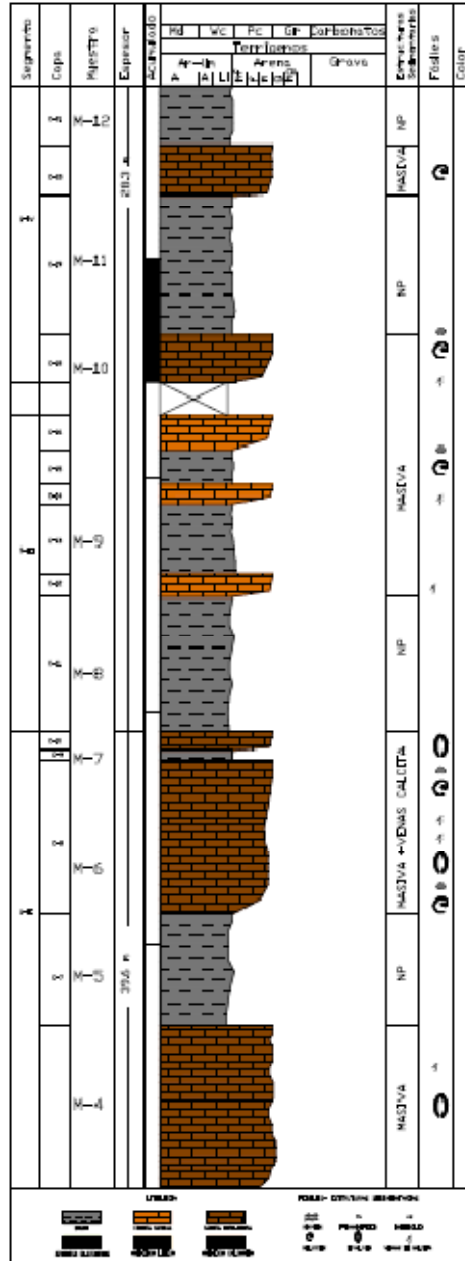
Segmento 2. Bioesparita, intercalada con shale oscuro. Secuencia estratocreciente, (aumento de los espesores en las capas hacia el techo) con predominio de calizas esparíticas intercaladas con shale oscuros. Calizas gris azulosa, masiva con textura media, fosilífera con venillas de calcita se disponen en capas gruesas con espesores de 1.5 m (valor promedio), según la clasificación Dunham, 1962 corresponden a packstones calcáreos de bivalvos granosoportadas con un contenido de micrita mayor al 5%.,(Ver figura 8). Las capas de shale(ver figura 9) presentan espesores de 4 a 5 metros, se caracterizan por su color negro a gris oscuro, fisilidad, ligeramente calcáreas y disposición en forma tabular (ver figura 7)

Figura 8, Packestones Calcáreos con bivalvos.



Fuente: Autor del proyecto.

Figura 7, columna estratigráfica Segmento 2, Formación Tablazo.



Fuente: Autor del proyecto.

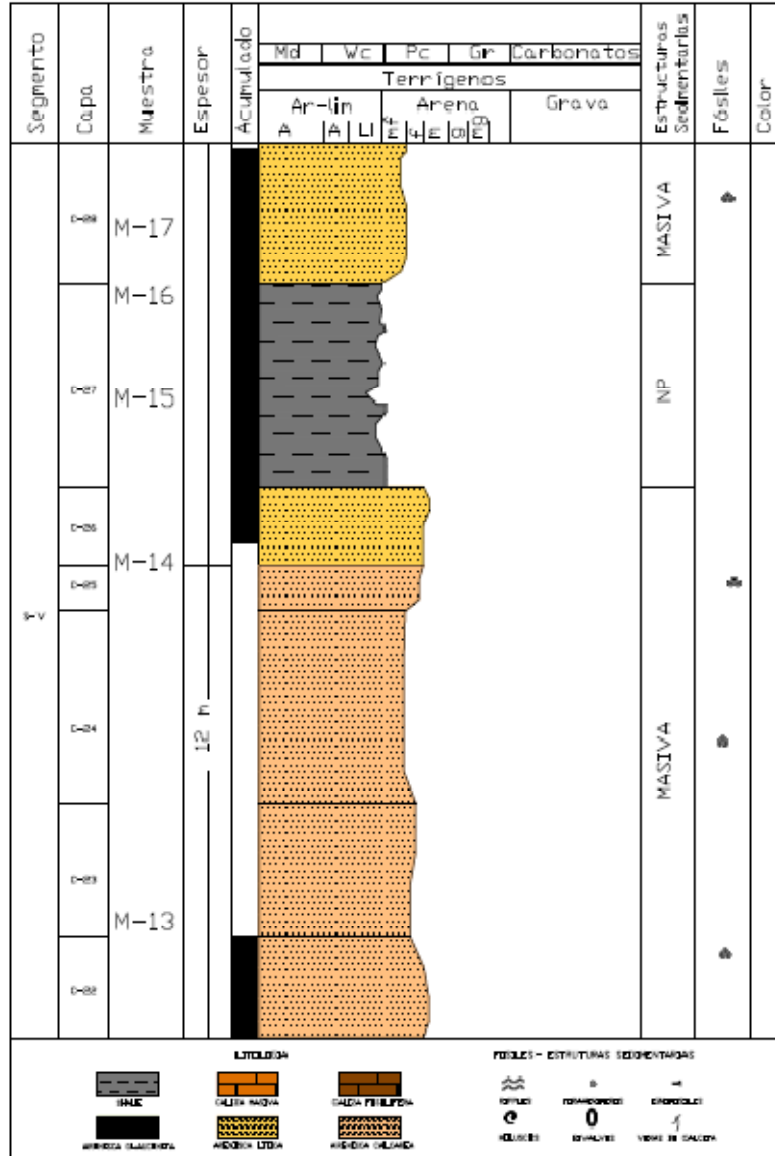
Figura 9, Shales Oscuros



Fuente: Autor del proyecto.

Segmento 3. . Secuencia estrato decreciente, con capas gruesas de arena fina a muy fina, color amarillento ligeramente calcáreas (ver figura 11), intercalados con shale oscuro fisil,(ver figura 12), hacia el techo de la secuencia se presentan areniscas de grano fino arcillosas ligeramente micáceas dispuestas en capas gruesas (2-3m), presentan contacto neto continuo.

Figura 10, columna estratigráfica segmento 3, Formación Tablazo.



Fuente: Autor del proyecto.

Figura 11. Fotografía capas de arenisca calcárea.



Fuente: Autor del proyecto.

Figura 12. Fotografía afloramiento, segmento 3.



Fuente: Autor del proyecto.

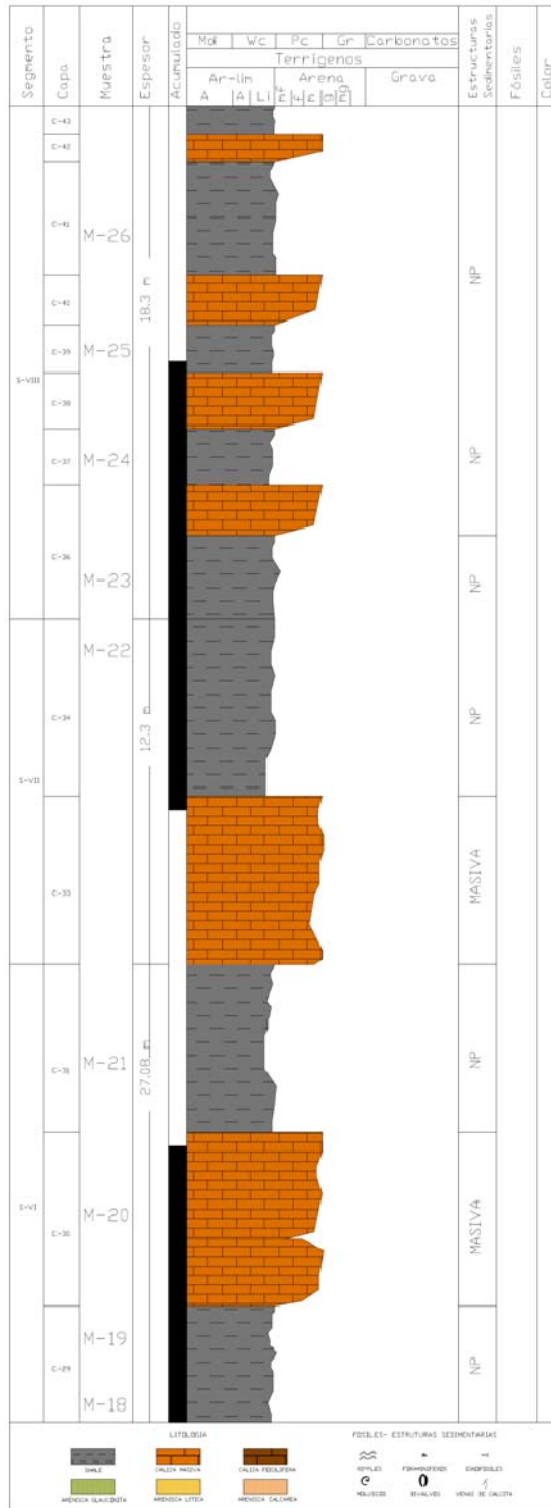
Segmento 4. Segmento caracterizado por presentar capas medianas a gruesas (0.8-2m) de calizas azulosas esparíticas masivas de textura fina a media. Intercaladas con capas gruesas de Shale oscuro fisiles ligeramente calcáreos. (Ver figura 13). El espesor de las capas disminuye al techo. (Ver figura 14)

Figura 13. Fotografía afloramiento, Segmento 4.



Fuente: Autor del proyecto.

Figura 14, columna estratigráfica segmento 4, Formación Tablazo.



Segmento 5. Areniscas intercaladas con shales.

Secuencia grano creciente, estrato decreciente (Ver figura 15), con capas tabulares gruesas (10-12 m) de shale oscuro fisil a la base (Ver figura 16). Hacia el techo se presentan capas medias a gruesas (0.8-2 m) plano paralelas de areniscas de grano fino grano soportadas y bien calibradas con presencia de restos esqueléticos fragmentados e icnofósiles. (Ver figura 17). Intercaladas con capas medianas de shale oscuro y capas delgadas (0.2- 0.3 m) de arenisca de grano muy fino con presencia de glauconita. (Ver figura 17).

Figura 15. Fotografía afloramiento, segmento 5.



Fuente: Autor del proyecto.

Figura 16. Shales Oscuros



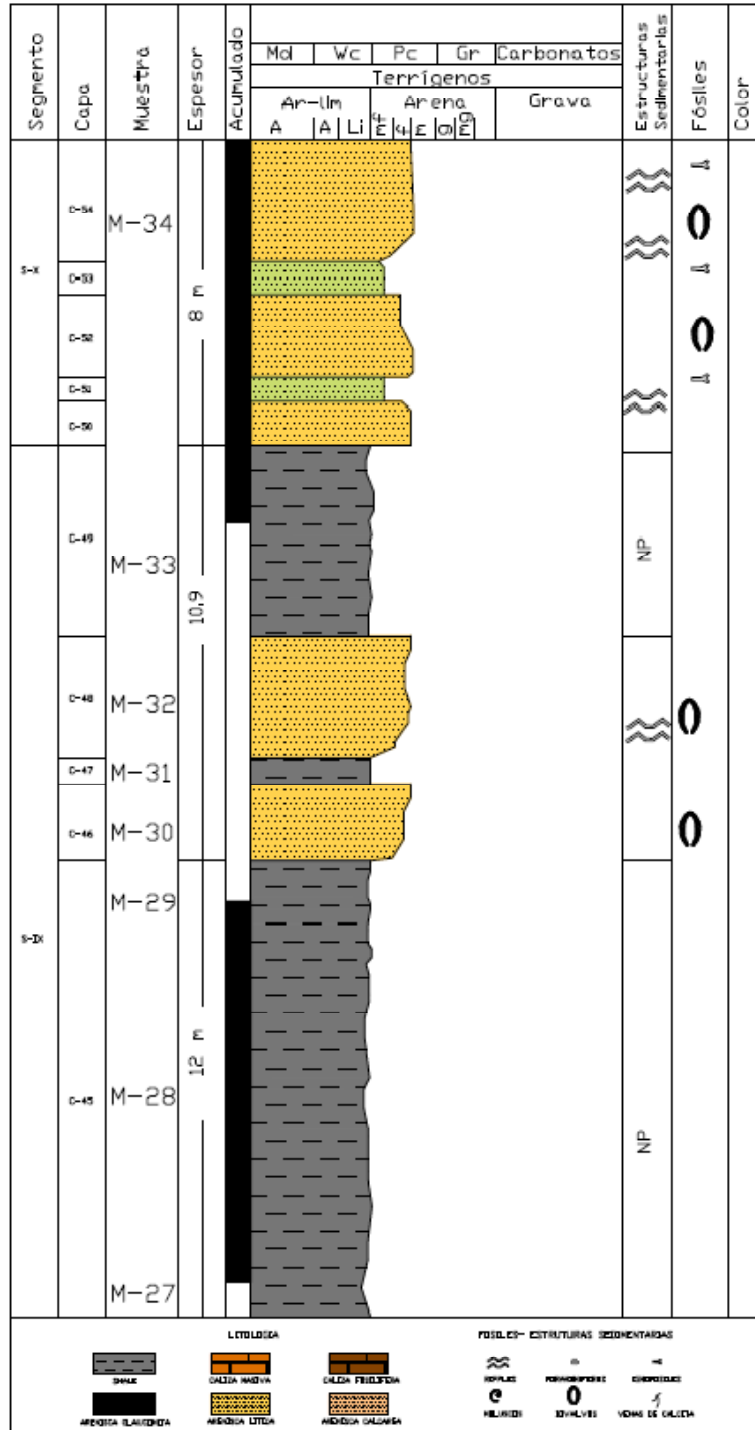
Fuente: Autor del proyecto.

Figura 17, Areniscas finas con presencia de glauconita



Fuente: Autor del proyecto.

Figura 18. Columna estratigráfica segmento 5 Fm Tablazo.



5.2 CARBONO ORGÁNICO TOTAL %TOC FORMACIÓN TABLAZO.

En la tabla 6 se encuentran registrados los resultados de % de TOC practicado 23 muestras de shale y 3 muestras de calizas, de la sección estratigráfica estudiada.

Tabla 5. Resultados % TOC Fm Tablazo.

MUESTRA	PROFUNDIDAD (m)	TOC W t%
TGB-M1	187,5	0,59992
TGB-M2	179,6	2,6877
TGB-M5	161,2	0,79141
TGB-M7	151,8	1,1291
TGB-M8	148,2	1,1899
TGB-M9	142,6	1,0406
TGB-M11	129,8	1,2870
TGB-M12	124	0,49509
TGB-M15	106,3	1,4077
TGB-M16	103,7	0,35537
TGB-M18	99,2	1,1045
TGB-M19	96,8	0,78379
TGB-M21	86,7	0,68744
TGB-M22	64,3	0,83459
TGB-M23	57,7	1,0462
TGB-M24	53,5	1,0537
TGB-M25	49,4	0,62048
TGB-M26	45,5	1,1404
TGB-M27	30	1,4261
TGB-M28	25	1,0423
TGB-M29	20	0,63202
TGB-M31	16,5	1,9934
TGB-M33	10	1,0770

Fuente: Autor del proyecto.

5.3 RESULTADOS PIROLISIS ROCK-EVALFORMACIÓN TABLAZO.

Teniendo en cuenta los resultados de %TOC, se tomaron 6 muestras de shales a los cuales se les practicaron los análisis de Pirolis Rock-Eval. Los resultados obtenidos se encuentran registrados en la tabla 7.

Tabla 6.resultados pirolisis Rock-Eval Fm Tablazo.

CODIGO	DEP (m)	T MAX °C	S1 mg.HC/g. roca	S2 mg.HC/g.roc a	S3 mg.HC/g.roc a	HI mg.HC/g.TO C	OI mg.CO2/gTO C	PI mg.HC/g.TO C
TGB-M2	179,6	600	0,03	0,14	0,36	1	1	0,2
TGB-M11	129,8	493	0,02	0,02	0,92	0	12	0,42
TGB-M15	106,3	604	0,05	0,16	0,9	1	4	0,23
TGB-M27	30	605	0,06	0,07	0,27	1	2	0,47
TGB-M28	25	595	0	0,03	0,21	0	3	0,09
TGB-M31	16,5	353	0,22	0,1	0,77	0	8	0,68

Fuente: Autor del proyecto.

5.4 RESULTADOS REFLECTANCIA DE LA VITRINITA % RO FORMACIÓN TABLAZO.

Se prepararon tres muestras tomadas de Base, medio y Techo de la formación Tablazo, con valores de % TOC mayores a 2 wt%. (Ver tabla 8) Por las características de las rocas (shale) dos de las muestras preparadas no pudieron ser analizadas por no ser cohesivas. La muestra TGB-M2 presenta un %RO de 0,44 Valor Promedio de un N=23.

Tabla 7. Resultado de % RO en Muestra TGB-M2

CODIGO	FORMACIÓN	PROFUNDIDAD (m)	COT wt%	T MAX °C	% RO
TGB-M2	TABLAZO	179,6	2,6877	600	0,448

Fuente: Autor del proyecto.

6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.1 AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN

Según las características litológicas descritas en las facies sedimentarias e información secundaria de la zona, se realizó una reconstrucción del ambiente de depositación para la Formación Tablazo.

Hacia la base de la secuencia (Bioesparitas intercaladas con Shales oscuro), presenta capas de calizas con fósiles tipo bivalvos articulados, que sugieren ausencia de transporte posmortem, sumado la sedimentación de baja energía, (arenas arcillosas) hacen pensar un ambiente marino somero con restricciones al aporte de material terrígeno. La secuencia estratigráfica (intercalación de shale con calizas) sugiere un avance transgresivo a lo largo de la depositación de estas facies marinas.

Este tipo de ambientes permite la incorporación en los sedimentos de materia orgánica proveniente del plancton (Zoo y Fitoplancton), los cuales presentan en su estructura interna compuestos químicos base para la formación de hidrocarburos, el Fitoplancton presenta un 50% de Lípidos, 30% en proteínas y 20% Carbohidratos. (QUIROGA AND GAINZA, 1990). Es importante mencionar el aporte de materia orgánica por parte de organismos bentónicos y neríticos propios de la cuenca las arenas arcillosas micáceas sugieren aporte de materia orgánica de origen continental.

Mientras que hacia la base de la secuencia estratigráfica describe un ambiente marino somero de baja energía, hacia el techo se presenta materiales más gruesos (arenas de grano muy fino a fino) con piezas esqueléticas fragmentadas

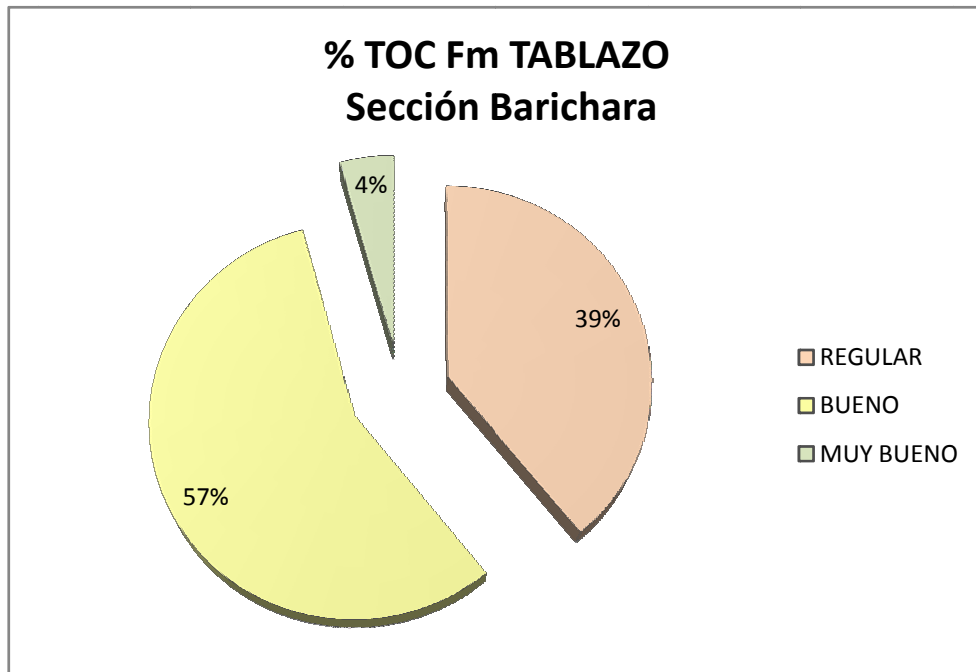
y estructuras sedimentarias tipo ripples, sugieren un evento de somerización de la cuenca o regresión local (debido que para este periodo se presenta un evento transgresivo global), las características litológicas y las evidencias paleontológicas permiten establecer un ambiente marino somero de mayor energía con aporte de material terrígeno.

La presencia de material terrígeno en este tipo de ambiente, indica un aporte de materia orgánica proveniente de plantas superiores con una configuración de compuestos químicos caracterizada por presentar 75% de celulosa y lignina, 20% de carbohidratos, 3% de carbohidratos y 2 de lípidos, además del aporte de materia orgánica producto de la actividad biológica de organismos planctónicos, bentónicos y neríticos.(QUIROGA AND GAINZA, 1990)

6.2 CANTIDAD DE MOEN LA FORMACIÓN TABLAZO.

La figura 11 representa la distribución porcentual de los resultados de % TOC de las 26 muestras analizadas. De las 23 muestras analizadas el 57% de las muestras se encuentran el rango de 1-2 % TOC, según la tabla 2 son rocas con buen contenido de materia orgánica, mientras que el 39% presentan un % TOC con valores menores a 1% y solo el 4% presentan valores mayores de 2% TOC caracterizadas como muy buenas.

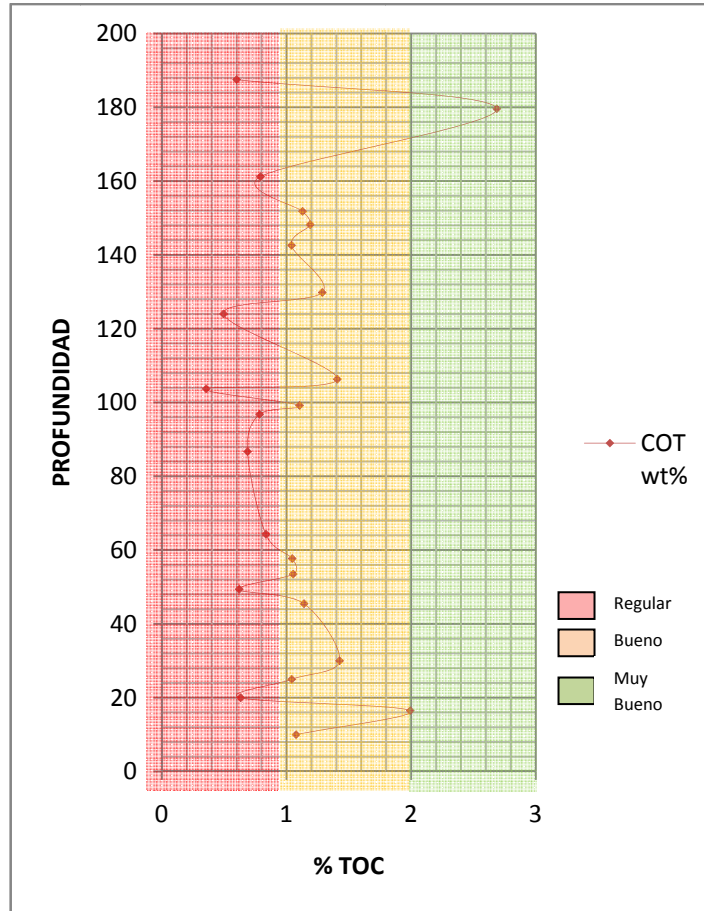
Figura 19. Grafica de distribución porcentual de los resultados de %TOC.



Fuente: Autor del proyecto.

La figura 12, representa la distribución de las muestras analizadas en un espacio de profundidad (m), contra % de TOC. Los puntos ubicados en la columna color rosa representan las muestras con un %TOC Regular, Los puntos ubicados en la columna color Amarillo representan las muestras con un %TOC Bueno y Los puntos ubicados en la columna color verde representan las muestras con un %TOC muy bueno.

Figura 20, grafica % TOC Vs. Profundidad



Fuente: Autor del proyecto.

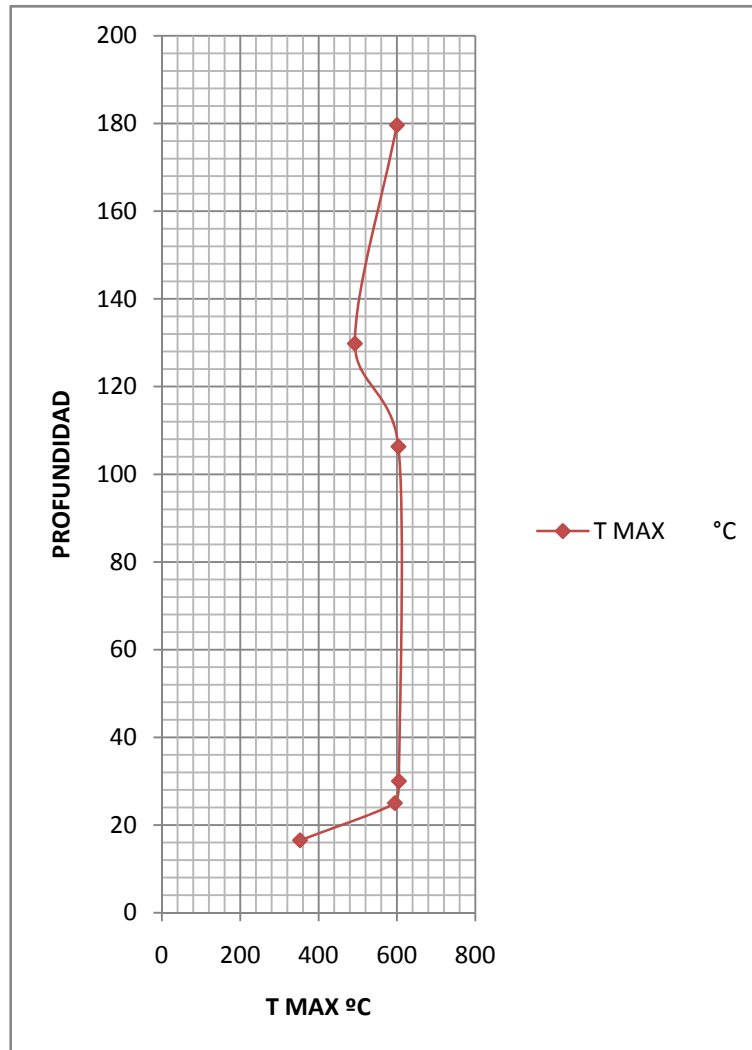
Según la figura 12, grafico de %TOC Vs. Profundidad, se presentan datos variables entre valores regulares a buenos a lo largo de la sección estratigráfica con tendencia a valores de %TOC Buenos en la zona media de la sección, existen solo un pico con valor mayor a 2.0%TOC caracterizado como muy bueno.

Teniendo en cuenta lo anterior, y previendo posibles errores en el proceso de obtención de datos o por alteraciones supergénicas, se puede caracterizar la Formación tablazo con buen contenido de carbono orgánico Total.

6.3 MADURES TERMAL

La figura 13, representa los valores de T Max en °C a lo largo de la sección estratigráfica de la Fm Tablazo, representado por las profundidades.

Figura 21. Distribución de T Max a lo largo de la Profundidad



Fuente: Autor del proyecto.

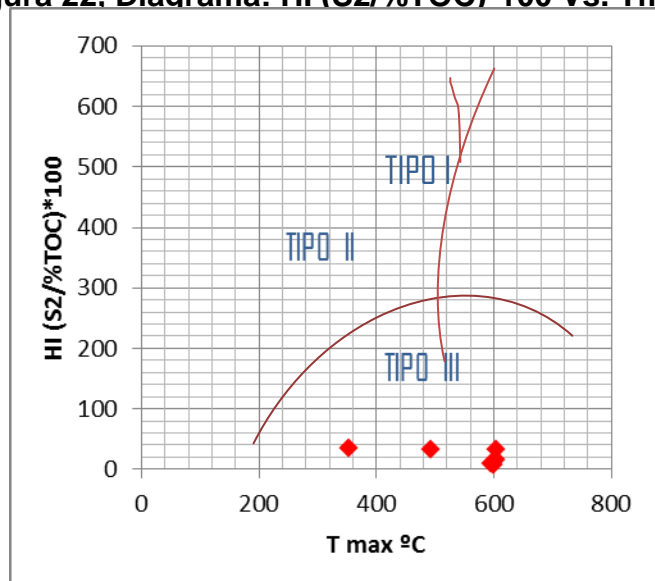
A excepción de la muestra TGB-31, ubicada al techo de la Formación Tablazo, las muestras analizadas por la técnica analítica Pirolisis Rock-Eval, presentan un

grado de madurez termal mayor de 460 °C, lo que indica que la Formación Tablazo es una formación sobre madura (según criterios de madures termal).

6.4 TIPO DE MO (KEROGENO). SEGÚN DIAGRAMA HI VS TMAX.

El diagrama de índice de Hidrogeno HI, VsTmaxestá basado en la cantidad de hidrógenos contenidos en el Kerógeno y la cantidad de energía necesaria para producir hidrocarburos en el laboratorio.(NUÑEZ-BETELU, L. & BACETA. J. I. 1994). (Ver figura 14)

Figura 22. Diagrama: HI (S2/%TOC)*100 Vs. Tmax°C



Fuente: Autor del proyecto.

El tipo de hidrogeno orgánico está controlado por la naturaleza de la materia orgánica incorporada en los sedimentos (relación directa con el ambiente de sedimentación), (NUÑEZ-BETELU, L. & BACETA. J. I. 1994)en ambientes acuáticos la materia orgánica presenta valores altos de HI, mientras que en sedimentos de origen continental presenta valores bajos de HI y altos de OI.

La tabla 9 presenta el tipo de kerogeno, según distribución de datos en el diagrama HI $(S_2/\%TOC)*100$ Vs. $T_{max}^{\circ}C$.

Tabla 8, tipo de kerogeno, según distribución de datos en el diagrama HI $(S_2/\%TOC)*100$ Vs. $T_{max}^{\circ}C$.

TIPO DE KEROGENO	MO % HI
TIPO I	MO acuática Algal con altos contenidos de Hidrogeno en el diagrama HI Vs T_{max} se ubica en la parte superior.
TIPO II	MO acuática de Plancton, presenta altos contenidos de Hidrógenos pero menores que los del Kerogeno tipo I
TIPO III	MO material terrestre principalmente plantas superiores, presentan altos contenidos de oxígenos y bajos contenidos de Hidrogeno, se ubican en parte inferior del diagrama HI Vs T_{max} .
TIPO IV	Presenta muy bajos valores de HI es producto de una severa alteración u oxidación de la materia orgánica

Fuente: NUÑEZ-BETELU, L. & BACETA. J. I. 1994

La ubicación de los datos geoquímicos en el diagrama HI $(S_2/\%TOC)*100$ Vs. $T_{max}^{\circ}C$, indica la presencia de Kerogenos tipo IV, (valores bajos de HI) en todas las muestras, analizadas para la Formación Tablazo en la sección estratigráfica Barichara-Villanueva.

6.5 RESULTADOS %Ro

Los resultados obtenidos para el análisis de reflectancia de vitrinita (%RO) en una muestra indican que la roca analizada es inmadura termalmente, (0,448 %RO), la misma muestra presenta valores de Tmax de 600 °C indicando que la roca es sobre madura.

Los resultados de Tmax y %RO para la misma muestra presentan indicadores termales totalmente diferentes con implicaciones importantes para la caracterización geoquímica de la Formación tablazo.

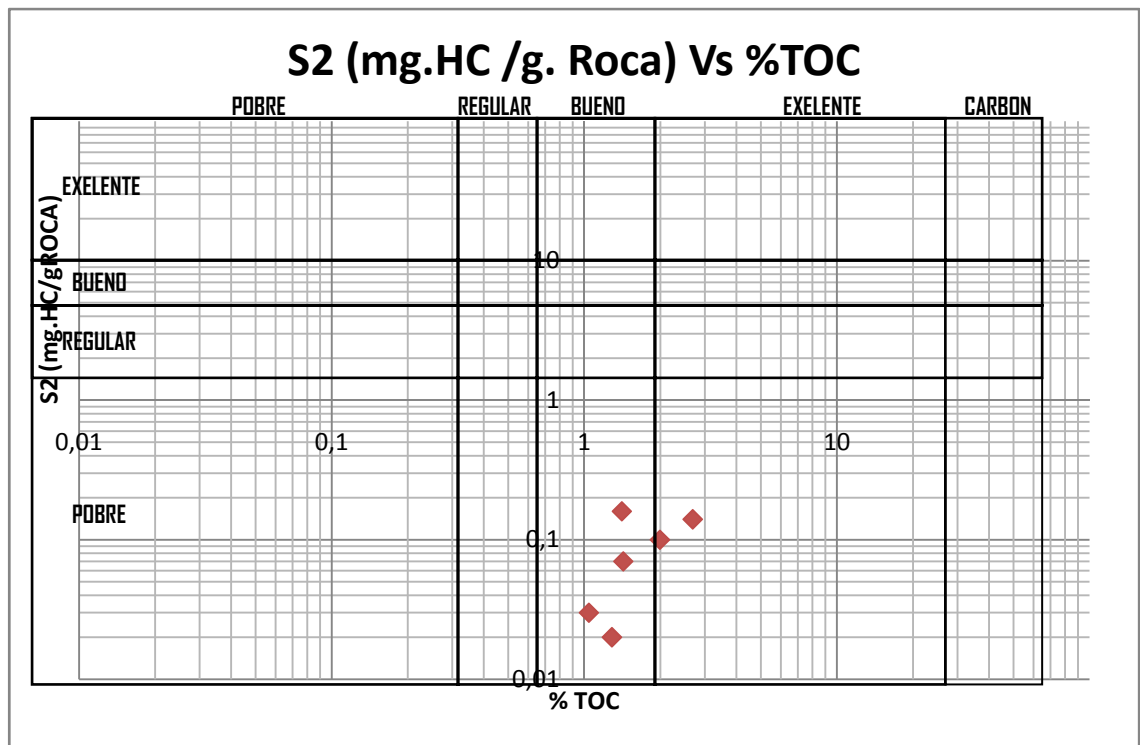
Delo anterior se plantean tres hipótesis sobre posibles causas que arrojaron valores bajos en la reflectancia de la vitrinita.

- La primera causa sugiere posibles errores en los procesos de toma, preparación y análisis de la muestra.
- La muestra analizada, presenta una granulometría demasiado fina, la presencia partículas de vitrinita en fragmentos analizables es escasa, y las tomas se realizaron en fragmentos de vitrinita y otras partículas lo que genero resultados inadecuados en los análisis realizados.
- Según los resultados de los análisis de Pirolisis Rock Eval, las muestras alcanzaron valores muy altos de Temperatura (sobre madures termal), cambiando las propiedades químicas de la vitrinita, lo que produjo datos inadecuados en los resultados de análisis de %RO.

6.6 POTENCIAL DE ROCA GENERADORA.

El diagrama S2 (mg HC/g Roca) Vs %TOC, permite evaluar el potencial generador de Hidrocarburos de forma más clara, aunque el %TOC para la formación tablazo es bueno, las concentraciones de HC/g. de roca, indicado por el pico S2 son pobres. (Ver figura 15)

Figura 23, Diagrama S2(mg.HC/g.Roca) Vs %TOC



Fuente: Autor del proyecto.

7. CONCLUSIONES

La Formación Tablazo en la sección estratigráfica Barichara-Villanueva, presenta una litología característica con predominio de Shale oscuros intercalados con calizas esparíticas, hacia el techo se presentan facies de arenas finas marcando un evento de somerización de la cuenca.

Tanto las características litológicas (Segmento 2) como los resultados de los análisis de pirolisis Rock Eval, (Kerogeno tipo IV, según diagrama HI Vs Tmax.) indican un aporte de material continental a la cuenca durante los eventos de depositación que dieron origen a la Formación tablazo.

La Formación Tablazo en la sección estratigráfica objeto de estudio, presenta rocas tipo shale con buenas concentraciones de materia orgánica (1 – 2%), según resultados del análisis de %TOC, el 57% de las muestras analizadas presentan buen porcentaje de carbono orgánico total.

Los valores arrojados de Tmax, producto de los análisis de pirolisis Rock Eval, presentan temperaturas mayores de 470 °C, indicando sobre madurez termal en las rocas de la Formación Tablazo.

Los datos proporcionados por los análisis de %RO indican que la muestra analizada es inmadura termalmente, pero por tratarse de un solo dato y posibles errores en medición, el dato no es representativo en la evaluación termal de la Formación Tablazo.

Teniendo como fundamento interpretación del diagrama HI $(S2/\%TOC)*100$ Vs. Tmax°C. La Formación Tablazo presenta kerogeno tipo IV, este tipo de kerogeno

se desarrollo por alteración u oxidación de la materia orgánica en el ambiente de depositación, el maseralmás común es la inertinita.

Aunque la Formación Tablazo presenta capas de shale con buenas concentraciones de materia orgánica(Análisis de %TOC), lo que indicaría buen potencial de roca generadora de hidrocarburos, los resultados de Pirolisis RockEval Indican que:

- Las Formación Tablazo se encuentra sobre madura (Indicador de madurez termal).
- Los diagramas de HI ($S_2/\%TOC$)*100 Vs. Tmax °C, y S2 (mg.HC /g. Roca) Vs %TOC. Presentan kerogeno tipo IV.

Por lo tanto la Formación Tablazo analizada en la sección estratigráfica Barichara-Villanueva,tiene un potencial muy bajo como roca generadora de Hidrocarburos convencionales, se debe tener en cuenta que la Formación Tablazo aunque los valores de IH son muy bajos puede tener posibilidad para la generación de gas termogénico, y comportarse como un yacimiento no convencional de Gas Shale.

Antes del estudio por sus grandes capas de shale oscuro se consideraba la Formación Tablazo con gran potencial para la generación de hidrocarburos convencionales, a través de la caracterización geoquímica de esta formación geológica, se pude considerar con bajo potencial para como roca generadora de hidrocarburos convencionales.

BIBLIOGRAFÍA

BARKER, C. 1974. Pyrolysis techniques for source-rock evaluation. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 58 (11): 2349-2361.

DEMBICKI Jr., H., 2009, Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals: AAPG Bulletin, v. 93, no. 3, p. 341–356, doi:10.1306/10230808076.

DUNHAM, R.J. (1962). "Classification of carbonate rocks according to depositional texture". American Association of Petroleum Geologists Memoir. 1. pp. 108-121.

ETAYO, F. 1968.- El sistema cretáceo de la región de Villa de Leiva y zonas próximas. Rev. De Geol. (Bogotá), 5: 5 - 74.

GÓMEZ J.A. 1987. Geología Histórica. Bucaramanga Colombia, Universidad Industrial de Santander.

HUC, A. Y. 1990. Understanding organic facies: a key to improved quantitative petroleum evaluation of sedimentary basins. In: Deposition of Organic Facies. Edited by: Huc, A. Y. American Association of Petroleum Geologists Studies in Geology #30, 1-11.

NUÑEZ-BETELU, L. & BACETA. J. I. 1994 Basics and Application of Rock-Eval/TOC Pyrolysis: an example from the uppermost Paleocene/lowermost Eocene in the Basque Basin, Western Pyrenees. Naturwissenschaften, N° 46

QUIROGA A, GANINZA L, 1990. Curso Sinóptico de geoquímica del petróleo. Revista Técnica de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. Volumen 11. P 360-364.

SUHAS C, T. 2009. Application Of Geochemistry For Shale Gas Assessement. Weatherford.

TISSOT, B. P. AND WELTE, D. H. 1978. Petroleum formation and occurrence. Springer-Verlag, New York, 521 pp.

TOUSSAINT, J.F. 1993. Evolución Geológica de Colombia, Universidad Nacional de Colombia.

VERA TORRES J.A, 1994. Estratigrafía, Principios y Métodos. Madrid Rueda S.L.