

Caracterización de las velocidades acústicas de rocas generadoras de hidrocarburos y su relación con parámetros físicos, geoquímicos y petrográficos en el Valle Medio del Magdalena.

Nicolás Martínez Alarcón

Trabajo de Grado para Optar al Título de Magíster en Geofísica

Director
Mario García González
Ph.D., Geología

Codirector
Sait Khurama Velázquez
Ph.D., Ciencias de la Tierra

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ciencias
Escuela de Física
Bucaramanga, Colombia
2023

Dedicatoria

A mis padres Fernando y Omaira que me han dado alas para seguir soñando.

A mi abuela Margarita por todo su amor y cariño.

Este gran logro es para ustedes.

Agradecimientos

A mi director Mario García, por su guía a lo largo de todo mi posgrado y por su colaboración con todos los procesos necesarios para llevar a cabo la investigación.

Al profesor Germán Camacho por su apoyo y su ayuda en los diferentes retos que enfrenté durante el desarrollo de la tesis.

A mi amigo Andrés Felipe Laverde, por la ayuda y los consejos brindados durante la realización de mi proyecto de grado.

A todos mis profesores de pregrado y posgrado, ya que gracias a ellos he logrado llegar a este punto.

A la escuela de Física, de Geología y de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, por todo el apoyo suministrado al momento de realizar los análisis necesarios para llevar a cabo el actual proyecto de investigación.

Índice

1. Objetivos	13
1.1. Objetivo general	13
1.2. Objetivos específicos	13
2. Marco Teórico	14
3. Marco Geológico y estratigrafía	16
4. Sistema petrolíferos	19
5. Planteamiento del problema de investigación	19
6. Metodología	21
6.1. Muestreo de rocas en campo	21
6.2. Análisis de laboratorio	22
6.2.1. Corte y perfilado de núcleos	22
6.2.2. Análisis petrofísicos	24
6.2.3. Análisis geofísicos	25
6.2.4. Análisis geoquímicos	26
6.2.5. Análisis de petrografía	29
7. Resultados	30
7.1. Petrofísicos: porosidad, permeabilidad y densidad de grano	30
7.2. Geofísicos: velocidad de onda compresional y de corte	31
7.3. Geoquímicos: TOC, pirólisis y reflectancia de vitrinita	32
7.3.1. Reflectancia de vitrinita	32
7.3.2. TOC y pirólisis	33
7.4. Petrográficos: definición de litologías	36
8. Discusión	38
8.1. Gráficos de dispersión y análisis de correlación: velocidades de onda acústica	38
8.1.1. Gráficos de dispersión: Onda P	38
8.1.2. Gráficos de dispersión: Onda S	44
8.2. Tipos de kerógeno y madurez termal	52
8.3. Definición de velocidades características	54
9. Fuentes de error	55
10. Conclusiones	56
Referencias	59
A. Corte geológico: Represa Hidrosogamoso	63

Lista de figuras

1.	Mapa estructural de la zona de estudio.	17
2.	Columna Estratigráfica del Valle Medio del Magdalena	18
3.	Localización de las muestras recolectadas en la represa de Hidrosogamoso.	22
4.	Localización de las muestras recolectadas en Barichara y Curití	23
5.	Resultados del análisis de reflectancia de vitrinita	32
6.	Secciones delgadas de las muestras de campo	36
7.	Velocidad P vs Permeabilidad	38
8.	Velocidad P vs Porosidad	39
9.	Velocidad P vs Volumen de Grano	40
10.	Velocidad P vs Densidad de Grano	40
11.	Velocidad P vs Carbono Orgánico Total (TOC)	41
12.	Velocidad P vs Tmax	42
13.	Velocidad P vs Índice de Hidrógeno	42
14.	Velocidad P vs Índice de Oxígeno	43
15.	Velocidad P vs Potencial Generador	43
16.	Velocidad S vs Permeabilidad	44
17.	Velocidad S vs Porosidad	44
18.	Velocidad S vs Volumen de Grano	45
19.	Velocidad S vs Densidad de Grano	45
20.	Velocidad S vs Carbono Orgánico Total (TOC)	46
21.	Velocidad S vs Tmax	46
22.	Velocidad S vs Índice de Hidrógeno	47
23.	Velocidad S vs Índice de Oxígeno	47
24.	Velocidad S vs Potencial Generador	48
25.	Diagrama pseudo-Van Krevelen para las muestras recolectadas	53

Lista de tablas

1.	Nomenclatura de las muestras recolectadas y ubicación	21
2.	Nombres de las muestras de campo recolectadas, de sus <i>end-caps</i> asociados y de sus <i>core-plugs</i>	24
3.	Interpretación de la riqueza en la roca fuente a partir del porcentaje en peso del carbono orgánico total (TOC) (Peters, 1986).	27
4.	Reflectancia de vitrinita y generación de hidrocarburos	28
5.	Permeabilidad, porosidad, longitud y diámetro de núcleos	30
6.	Peso medido, volumen total, volumen de grano y densidad de grano de núcleos	30
7.	Velocidades de onda compresional modeladas para muestras saturadas en agua	31
8.	Resultados geoquímicos I	35
9.	Resultados geoquímicos II	35
10.	Descripción petrográfica de las secciones delgadas	37
11.	Matriz de correlación	50
12.	Velocidades características para las litologías del presente estudio	54

Glosario

Carbono orgánico total: concentración de materia orgánica en la rocas generadoras.

Core plugs: o núcleos de roca. Para el presente trabajo se definen como muestras cilíndricas extraídos de los bloques de roca recolectados en campo.

Foraminífero: protistas ameboides cuyas partes duras son la principal fuente de material calcáreo en las rocas de la actualidad.

Kerógeno: Materia orgánica presente en las rocas generadoras que, al ser sometida al calor, puede generar hidrocarburos.

Madurez termal: cantidad de tiempo en la que una roca ha estado sometida al calor.

Permeabilidad absoluta: Capacidad de flujo a través de una roca medida cuando existe solo una fase de fluido.

Porosidad efectiva: Volumen de los poros interconectados en una roca que permite el flujo de los hidrocarburos en un yacimiento.

Potencial generador: Capacidad de una roca para generar hidrocarburos. En el presente estudio hace alusión a la suma de los parámetros S1 y S2 obtenidos a partir de la pirólisis.

Shale gas: yacimiento no convencional en donde las porosidades y permeabilidades de la roca son demasiado bajas, lo cual hace imposible la migración del hidrocarburo de forma natural.

Vitrinita: maceral sensible a la incidencia de calor. Por tanto, su reflectancia es utilizada para determinar la madurez termal de una roca generadora.

Resumen

Título: Caracterización de las Velocidades Acústicas de Rocas Generadoras de Hidrocarburos y su Relación con Parámetros Físicos, Geoquímicos y Petrográficos en el Valle Medio del Magdalena *

Autor: Nicolás Martínez Alarcón **

Palabras clave: Velocidades de onda acústica, velocidad de onda compresional, velocidad de onda de corte, yacimientos no convencionales, pirólisis, reflectancia de vitrinita, TOC, petrografía, Formación La Luna, Formación Tablazo, Formación Rosablanca, Valle Medio del Magdalena.

Descripción: En este trabajo se presentan las relaciones entre las velocidades de onda compresional y de corte con parámetros geoquímicos, petrofísicos y petrográficos de muestras de roca pertenecientes a las formaciones La Luna, Tablazo y Rosablanca, en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Para llevar a cabo lo anterior, se extrajeron núcleos de muestras de roca de afloramiento y fueron sometidos a análisis geofísicos (medición de velocidades de onda compresional y de corte), geoquímicos (pirólisis rock eval con TOC y reflectancia de vitrinita) y petrográficos (petrografía básica). Seguidamente, se calcularon gráficos de dispersión designando las velocidades de onda compresional y de corte como variables independientes y los demás parámetros obtenidos como variables dependientes. De esta manera, se calcularon los coeficientes de determinación y las ecuaciones de las regresiones entre los diferentes parámetros. Adicionalmente, se utilizó la librería de *pandas* y la biblioteca de *sklearn* en Python para calcular los coeficientes de correlación entre las velocidades de onda acústica y los demás parámetros obtenidos.

Los resultados indican que las velocidades de onda compresional, en la escala a la que se llevo a cabo el presente estudio, se ven principalmente afectadas por los parámetros de porosidad, permeabilidad y densidad de grano; mientras que las velocidades de onda de corte se ven influenciadas únicamente por el parámetro de permeabilidad. Asimismo, existe correspondencia entre la velocidad de onda P y la edad o posición estratigráfica de la muestra; en la medida que rocas pertenecientes a formaciones más antiguas poseen mayor tiempo de enterramiento y por ende, mayor densidad, provocando incrementos en las velocidades de onda compresional. El carbono orgánico total provoca disminuciones en las velocidades de onda compresional mientras que en las velocidades de onda de corte no tiene influencia, con base en los resultados del presente trabajo.

*Trabajo de grado para optar por el título de Magíster en Geofísica.

**Facultad de Ciencias e Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Física. Director MSc. Mario García González, Codirector Ph.D. Sait Khurama Velásquez

Abstract

Title: Characterization of the Acoustic Velocities of Hydrocarbon Source Rocks and their Relationship with Physical, Geochemical and Petrographic Parameters in the Middle Magdalena Valley. ***

Author: Nicolás Martínez Alarcón ****

KeyWords: Acoustic wave velocities, compressional wave velocity, shear wave velocity, unconventional reservoirs, pyrolysis, vitrinite reflectance, TOC, petrography, La Luna Formation, Tablazo Formation, Rosablanca Formation, Middle Magdalena Valley.

Description: This thesis project presents the relationships between compressional and shear wave velocities with geochemical, petrophysical and petrographic parameters of rock samples from La Luna, Tablazo and Rosablanca formations in the Middle Magdalena Valley basin.

To carry out the above, outcrop rock samples were cored and subjected to geophysical (measurement of compressional and shear wave velocities), geochemical (pyrolysis rock evaluation with TOC and vitrinite reflectance) and petrographic (basic petrography) analyses. Then, scatter plots were calculated designating compressional and shear wave velocities as independent variables and the other parameters obtained as dependent variables. In this way, the coefficients of determination and the equations of the regressions between the different parameters were calculated. Additionally, the *pandas* library and the *sklearn* library in Python were used to calculate the correlation coefficients between the acoustic wave velocities and the other parameters obtained.

The results indicate that the compressional wave velocities, at the scale at which the present study was carried out, are mainly affected by the porosity, permeability and grain density parameters; while the shear wave velocities are influenced only by the permeability parameter. Likewise, there is a correspondence between P-wave velocity and the age or stratigraphic position of the sample; to the extent that rocks belonging to older formations have a longer burial time and therefore, higher density, causing increases in compressional wave velocities. Total organic carbon causes decreases in compressional wave velocities while it has no influence on shear wave velocities, based on the results of the present work.

*** Research project to opt for the master's degree in Geophysics

**** School of Physicochemical Sciences and Engineering. School of Physics. Director MSc. Mario Garcia Gonzalez, Co-Director Ph.D. Sait Khurama Velásquez

Introducción

El continuo declive del número de hallazgos de yacimientos convencionales y la creciente dificultad a la hora de producirlos, indica que los yacimientos no convencionales serán la reserva energética mundial más importante (Council, 2008). Específicamente en Colombia, el potencial petrolero según la ANH es de 66 mil millones de barriles, de los cuales 41 mil millones de barriles está asociado a shale gas (ACP, 2012). Con lo anterior, es necesario caracterizar, entender y analizar los yacimientos no convencionales cargados en gas que se emplazan en el territorio colombiano, ya que estos representan un recurso sustancial que, hasta el momento, no se ha tenido en cuenta de manera completa. La complejidad de este tipo de yacimientos ha incitado a los investigadores a entender qué rige su producción, a través del uso de diferentes disciplinas como geología, geomecánica, geoquímica, geofísica, petrofísica y física de rocas (Bohacs et al., 2005; Sarker y Batzle, 2008; Prasad et al., 2009; Close et al., 2010). En este sentido, las velocidades acústicas de onda S y P junto con la porosidad, permeabilidad, materia orgánica y mineralogía de las rocas, son parámetros cruciales en estudios que buscan entender y caracterizar este tipo de yacimientos.

A nivel global, se han realizado estudios que buscan caracterizar los yacimientos convencionales en términos de sus propiedades acústicas (V_p/V_s , V_p , V_s). No obstante, las metodologías aplicadas en enunciados estudios pueden ser aplicadas en yacimientos no convencionales con el fin de caracterizarlos y delimitarlos. Entender el impacto de los fluidos que se emplazan en los espacios porosos de las rocas (agua, gas, aceite) sobre la respuesta acústica es importante para evaluar un reservorio (Zhu et al., 2012). Varios estudios han sido realizados para encontrar la relación que existe entre las velocidades acústicas de las rocas y las propiedades características (geoquímicas, geomecánicas, petrográficas, petrofísicas) de formaciones con gas y aceite presentes (Kern et al., 1997). El estudio realizado por Zhu et al. (2012) investigó los cambios en las velocidades de onda S y onda P y su ratio a diferentes saturaciones de gas en rocas carbonatadas con la finalidad de identificar zonas de gas. Los resultados obtenidos mostraron que a mayor saturación de gas las velocidades de

onda compresional disminuían notablemente, mientras que las velocidades de onda de corte se mantenían casi constantes. Más aun, la relación V_p/V_s describió decrecimientos a medida que el porcentaje de saturación de gas se aumentaba. Adicionalmente, Hamada (2004) también empleó enunciada relación para identificar el tipo de fluido (agua, gas o aceite) emplazado en calizas, dolomitas y areniscas pertenecientes al Desierto occidental, en donde decrecimientos en la ratio indicaban de manera clara la existencia de gas.

La cantidad de carbono orgánico total en yacimientos de gas apretado y *shale gas* es considerado un atributo importante para la evaluación de la calidad de reservorio y para la productividad de hidrocarburos (Sanei et al., 2015). Por tanto, la cantidad, la calidad y el potencial generador de la materia orgánica tiene un papel importante en cualquier tipo de yacimiento. Garcia-Gonzalez y Towle (2006) en su trabajo respalda lo anterior y a su vez, indica que la materia orgánica se encuentra estrechamente relacionada con los valores de velocidades acústicas medidas. Para su caso, carbones cargados en gas describen menores velocidades acústicas que carbones saturados en agua. Adicionalmente, con la realización de análisis geoquímicos de roca (Rock eval, TOC y reflectancia de vitrinita) se evaluó el impacto que tiene el tipo, la calidad y el porcentaje de materia orgánica en las velocidades acústicas medidas. Los resultados muestran que para carbones de menor rango (menor madurez termal y menor TOC), las velocidades de onda serán menores y estarán influenciadas, en mayor parte, por fluidos presentes en los poros y fracturas. Más aun, los resultados obtenidos por Zhu et al. (2012) realizados a shales cargados en gas concuerdan: aumentos en el porcentaje de TOC se traducen en decrecimientos en las velocidades de onda compresional. Prasad et al. (2009) en su trabajo indica que las propiedades sísmicas del kerógeno han sido poco estudiadas, por lo que las predicciones de la respuesta sísmica de un sistema roca-kerógeno en relación con la madurez termal del mismo aún es un gran reto. La madurez del kerógeno cambia la textura de las rocas, especialmente la de los shales; por ejemplo, produce microgrietas y fracturas en la matriz de la roca. De esta manera, Prasad et al. (2009) afirma que la evaluación de la madurez termal de la roca a partir de mediciones indirectas, puede

mejorarse en gran medida con las correlaciones existentes entre las propiedades físicas, la microestructura y el contenido de kerógeno.

Parámetros petrofísicos como la permeabilidad, la porosidad y la densidad influyen directamente en las velocidades acústicas de una roca (Gregory, 1977). Normalmente, para mayores valores de porosidad menor será el valor de la ratio V_p/V_s registrado y para rocas más densas mayores serán las velocidades de onda registradas. Garcia-Gonzalez y Towle (2006) en su estudio afirma que presiones efectivas mayores disminuirán la porosidad y, por ende, las velocidades acústicas de onda S y P serán mayores; debido a la disminución de microfracturas.

A partir de los análisis de petrografía se pueden realizar descripciones detalladas de los minerales, de la estructura y microtextura que son críticos para entender la historia, el origen y el tipo de roca. A pesar de la complejidad de encontrar un modelo global que relacione directamente la petrografía de las rocas con las velocidades de onda acústica debido a la heterogeneidad de cada yacimiento, en el actual trabajo se busca encontrar correlaciones entre los minerales, la microporosidad y la presencia de materia orgánica junto a las velocidades de onda acústica.

Finalmente, a escala de país, la formación La Luna es catalogada como la más llamativa a nivel de shale gas (Torres et al., 2015). Enunciada formación geológica aflora en gran medida en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual es conocida por permitir caracterizaciones completas del sistema petrolero, debido a la información que se tiene a partir de núcleos, muestras de fluidos y al número de afloramientos existentes (Sarmiento, 2011). Sin embargo, hasta el momento, no se han realizado estudios acoplados como los anteriormente descritos. El objetivo de este trabajo es determinar un patrón de velocidades acústicas característico de rocas cargadas en hidrocarburos y evaluar el impacto que tienen parámetros como: presencia de materia orgánica/fluidos, mineralogía, porosidad, permeabilidad y densidad en las mismas, para las formaciones La Luna, Tablazo y Rosablanca (candidatas para la formación de yacimientos no convencionales) en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

De esta manera, en futuras investigaciones las velocidades calculadas en el actual proyecto podrán ser utilizadas para identificar intervalos cargados en hidrocarburos (e.g. al utilizarlas en la migración del procesamiento sísmico).

1. Objetivos

1.1. Objetivo general

Identificar relaciones entre los parámetros de porosidad, permeabilidad, composición mineral y madurez termal con las velocidades de onda (S y P), en calizas pertenecientes a las formaciones Rosablanca, Tablazo y La Luna, y areniscas de la formación Tablazo mediante análisis de laboratorio.

1.2. Objetivos específicos

- Determinar la influencia de parámetros físicos como la porosidad, permeabilidad y densidad en las velocidades acústicas (onda compresional y de corte) de las muestras de roca a través de mediciones de laboratorio.
- Identificar el efecto que tiene el carbono total, la madurez termal y el potencial generador de hidrocarburos sobre las velocidades acústicas de las muestras de roca mediante los análisis geoquímicos TOC, rock eval y reflectancia de vitrinita.
- Evaluar la influencia que tiene la composición mineral y textural sobre las velocidades acústicas de las muestras de roca por medio de análisis petrográficos.
- Determinar un patrón de velocidades acústicas característico de rocas cargadas en hidrocarburos para yacimientos no convencionales en el Valle Medio del Magdalena.

2. Marco Teórico

Los reservorios no convencionales de petróleo y gas son considerados una nueva fuente para mantener el abastecimiento de hidrocarburos a largo plazo (Jia et al., 2016). En Colombia, el estimado de reservas de petróleo de yacimientos no convencionales es más del 50 % de las reservas totales (Council, 2008), por lo que es demandante comprender de qué manera es posible aprovechar enunciados recursos de manera sostenible. A nivel global, el cretácico superior ha sido identificado como un período en el cual se favoreció la acumulación y la preservación de la materia orgánica dentro de las rocas sedimentarias (Schlanger y Jenkyns, 1976; Klemme y Ulmishek, 1991; Villamil, 1998; Forster et al., 2008). Por tanto, formaciones como La Luna en Colombia han sido de interés por su gran potencial generador de hidrocarburos (Torres et al., 2015). En el presente trabajo se acoplaron otras dos formaciones cretácicas: Rosablanca y Tablazo, con el fin de identificar su potencial generador y qué tan llamativas puedan llegar a ser al compararse con la formación La Luna. Enunciadas formaciones cuentan con litologías calcáreas y de shales, con porosidades y permeabilidades muy bajas dando paso a yacimientos no convencionales. Con todo lo anterior, la zona de estudio designada fue la cuenca del Valle Medio del Magdalena, ya que cuenta con afloramientos de las tres formaciones geológicas de interés y es bien conocida por la gran cantidad de información disponible para su estudio (Sarmiento, 2011).

A lo largo del tiempo diversos autores han descrito la geoquímica, la estratigrafía y la geología del cretácico en el Valle Medio del Magdalena (Sarmiento, 2011). No obstante, existen pocos estudios que empleen las velocidades de onda acústica acopladas con parámetros geoquímicos, petrofísicos y petrográficos, para identificar intervalos cargados en hidrocarburos en el Valle Medio del Magdalena. A nivel global autores han intentado encontrar la relación que existe entre las velocidades acústicas de las rocas y las propiedades características (geoquímicas, geomecánicas, petrográficas, petrofísicas) de formaciones con gas y aceite presentes (Kern et al., 1997; Zhou et al., 2006). El estudio realizado por Zhu et al. (2015) investigó los cambios en las velocidades de onda S y onda P, y su ratio a diferentes saturacio-

nes de gas en rocas carbonatadas con la finalidad de identificar zonas de gas. Los resultados obtenidos mostraron que a mayor saturación de gas las velocidades de onda compresional disminuyen notablemente, mientras que las velocidades de onda de corte se mantenían casi constantes. Más aun, la ratio V_p/V_s describió decrecimientos a medida que el porcentaje de saturación de gas aumentó. En su investigación, Zhu et al. (2015) resalta que las propiedades acústicas de las rocas no solo dependen de la presencia de fluidos, sino que dependen de su heterogeneidad. En este sentido, es necesario incluir más parámetros para identificar con mayor certeza intervalos cargados en gas. Garcia-Gonzalez y Towle (2006) midió las velocidades de compresión (V_p) y velocidades de corte (V_s) en muestras de carbón de diferentes rangos y bajo diferentes condiciones de saturación de fluidos incluyendo agua y gas metano, con el objetivo de crear indicadores de la saturación de gas durante la exploración de metano en intervalos de carbón. Los resultados muestran menores velocidades acústicas para carbones de menor rango (menor TOC y menor madurez termal) e indican que enunciadas velocidades son afectadas por la presencia de fluidos en los poros y en las fracturas. De igual manera, el autor indica que la presencia de microfracturas cambia la porosidad así como el *bulk density*, y por lo tanto, se pueden registrar bajas velocidades en carbones de alto rango con alta densidad de fracturas. Zhu et al. (2012) desarrolló un modelo de física de rocas anisotrópico para incorporar los efectos del TOC (Total Organic Carbon), de la mineralogía, porosidad y contenido de fluidos en las propiedades sísmicas y eléctricas del shale gas. Sus resultados concluyen que las formaciones shale-gas son altamente complicadas y heterogéneas, por lo que es complejo encontrar una relación universal que se ajuste a todas las rocas. No obstante, Zhu et al. (2012) indica que resultados previos exhiben que la presencia de materia orgánica disminuye la densidad y las velocidades de onda acústica en las rocas. Adicionalmente, Hamada (2004) estudió el impacto de los fluidos en las velocidades acústicas medidas en distintas litologías. Los resultados indican que la velocidad de onda compresional disminuye y la velocidad de onda de cizalla aumenta con el incremento de la saturación de hidrocarburos livianos (agua, aceite y gas). Por lo anterior, Hamada (2004) sugiere que utilizar la ratio

V_p/V_s es más sensible al cambio del tipo de fluidos que utilizar la V_p o la V_s por separado.

Con todo lo anterior, es claro notar que las velocidades acústicas de las rocas han sido parámetros cruciales a la hora de identificar el tipo de fluidos que se emplazan en sus espacios porosos. Asimismo, es evidente que el tipo y la cantidad de fluidos no ha sido el único parámetro que afecta directamente las velocidades acústicas de las rocas. Es necesario tener en cuenta factores como: tipo y cantidad de materia orgánica, mineralogía, porosidad, permeabilidad y densidad de la roca para generar un modelo de velocidades acústicas más completo (Prasad et al., 2009). Es importante precisar que en la mayoría de las investigaciones en la que se han estudiado este tipo de relaciones, se utilizan rocas pertenecientes a yacimientos convencionales, es decir, rocas con permeabilidades relativamente altas. Como se ha enunciado, los yacimientos no convencionales son el futuro de las reservas energéticas mundiales y a su vez, abundan en el territorio colombiano. En este sentido, el presente trabajo tiene como principal objetivo establecer correlaciones entre parámetros petrofísicos (densidad, porosidad, permeabilidad), geoquímicos (TOC, tipo de kerógeno y potencial generador de la materia orgánica) y petrográficos (mineralogía) para determinar las velocidades acústicas características de rocas saturadas en hidrocarburos pertenecientes a formaciones geológicas colombianas (La Luna, Rosablanca y Tablazo) llamativas en cuanto a hidrocarburos no convencionales.

3. Marco Geológico y estratigrafía

La cuenca del Valle del Magdalena divide en dos ramas a los Andes colombianos: la Cordillera Central al oeste y la Cordillera Oriental al este. El río Magdalena toma su curso a lo largo de todo el Valle del Magdalena en sentido sur-norte; a partir de su trayectoria el Valle del Magdalena ha sido dividido en tres cuencas: cuenca Magdalena Superior, cuenca Magdalena Medio y cuenca Magdalena inferior. El Valle Medio del Magdalena está localizado al occidente de la cordillera Oriental colombiana, aproximadamente entre las latitudes de

Bogotá y Bucaramanga (Figura 1) (Sarmiento, 2011). Comprender la naturaleza y evolución de los ambientes sedimentarios es de importancia en el Valle Medio del Magdalena. La cuenca soportó transiciones drásticas entre diferentes ambientes: De continental a marino durante el Mesozoico y de marino a continental en el Cenozoico temprano; todo lo anterior en presencia de actividad tectónica. Como resultado, los estratos sedimentarios incluyen rocas fuentes y rocas reservorio propicias para la acumulación de hidrocarburos.

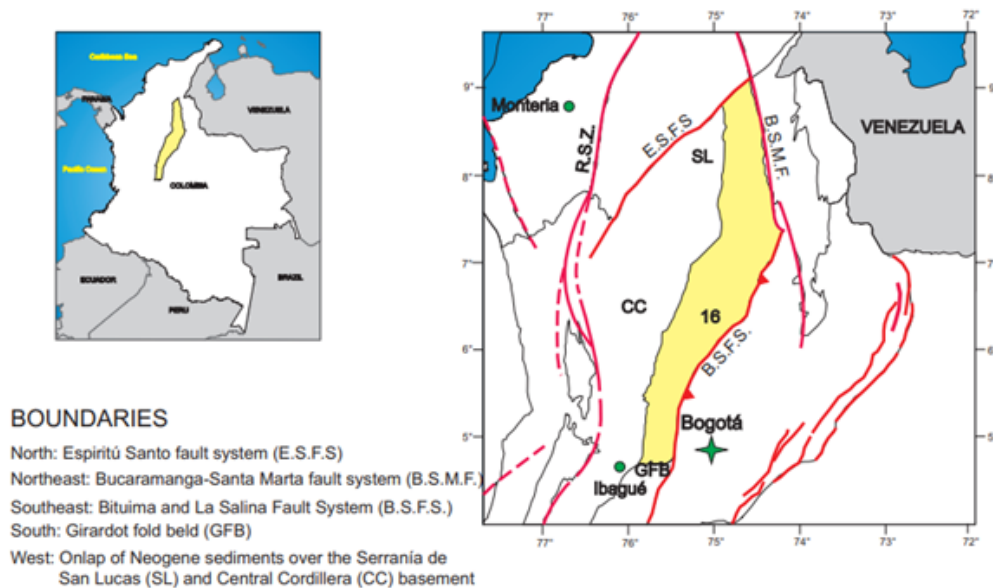


Figura 1: Mapa estructural de la zona de estudio, cuenca del Valle Medio del Magdalena. Asimismo, se presentan los límites de la cuenca (Aguilera et al., 2010).

La columna estratigráfica de la cuenca del Valle Medio del Magdalena tiene como basamento rocas ígneas y metamórficas, sobre las cuales fueron depositados sedimentos hasta las edades más jóvenes Plioceno-Holoceno (Barrero et al., 2007) (Figura 2). Para esta cuenca, se han interpretado tres secuencias estratigráficas de primer orden, sedimentadas sobre el basamento precretácico. La primera, depositada en ambientes continentales a marginales durante un rift intracratónico durante el Triásico y comienzos del Jurásico; la segunda, ocurrida durante el Jurásico – Cretáceo, sedimentada en ambientes fluviales y litorales, durante una fase de extensión producto de un rift de retro-arco, y la tercera, identificada como la secuencia Cretácico - Paleoceno, sedimentada en condiciones marinas, durante un proceso

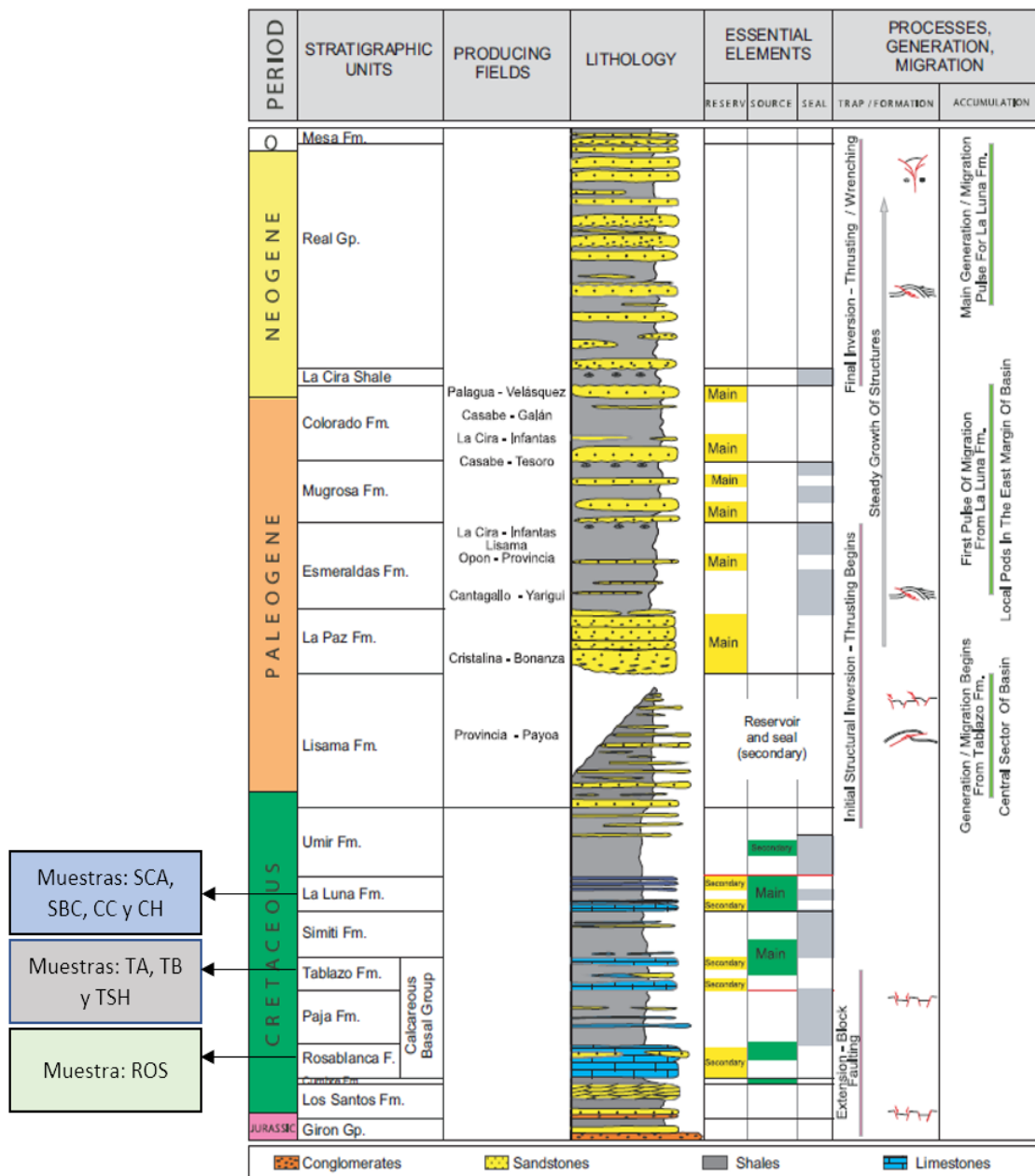


Figura 2: Columna Estratigráfica del Valle Medio del Magdalena (Barrero et al., 2007). Se exhiben de qué unidades estratigráficas se extrajeron las muestras y sus respectivos nombres.

tectónico de subsidencia termal (Cáceres et al., 2003). Las muestras seleccionadas para el actual trabajo pertenecen al período Cretácico, específicamente a las unidades estratigráficas de La Luna, Tablazo y Rosablanca (Figura 2). En el Apéndice (A) se exhibe un corte geológico en el área de la represa de Hidrosogamoso (Etayo-Serna et al., 2020), lugar de donde se

extrajeran algunas de las muestras para el actual trabajo. Se espera obtener que formaciones geológicas más antiguas (como Rosablanca) presenten mayor compactación, mayor madurez termal y por ende, mayores velocidades de onda acústica.

4. Sistema petrolíferos

Para el actual trabajo se tratan yacimientos no convencionales en donde la roca generadora también desempeña el papel de roca reservorio. Las porosidades y permeabilidades de las rocas que componen los yacimientos no convencionales son tan bajas que, una vez se genera el hidrocarburo, este no puede migrar hacia otras formaciones. Por tanto, es necesario fracturar las rocas hidráulicamente para generar grietas y hacer posible la extracción de los hidrocarburos. Con todo lo anterior, los sistemas petrolíferos no convencionales propuestos en esta investigación son: Formación Rosablanca, Formación Tablazo y Formación La Luna (miembro Salada).

5. Planteamiento del problema de investigación

En Colombia, más de la mitad del potencial petrolero está asociado a shale-gas; tipo de yacimiento no convencional que ha sido poco estudiado. Sin embargo, el continuo declive del número de yacimientos convencionales ha comenzado a impulsar su entendimiento y su caracterización, ya que se convertirán en las futuras reservas energéticas mundiales. Para lo anterior, específicamente en la geofísica, es crucial describir las velocidades acústicas características de las rocas pertenecientes a estos yacimientos, con la finalidad de lograr imágenes del subsuelo más acertadas que faciliten su delimitación y la extracción de los hidrocarburos que emplazan. La cuenca del Valle Medio del Magdalena, en Colombia, permite caracterizaciones completas del sistema petrolero como ninguna otra. Los afloramientos de rocas generadoras y reservorio, los núcleos, las muestras de fluidos y los filtrados de aceite contribuyen con información para ilustrar los diversos elementos de los sistemas petroleros efectivos e hi-

potéticos (Sarmiento, 2011). Adicionalmente se conoce que la formación La Luna, la cual aflora en enunciada cuenca, posee un alto potencial generador y tiene la capacidad de actuar como reservorio, dando paso a yacimientos no convencionales propensos a la formación de aceite y gas (Torres et al., 2015). En este sentido, es importante resaltar que no se conoce la relación entre las propiedades acústicas de las rocas fuente de hidrocarburos no convencionales con el porcentaje de materia orgánica, porosidad, permeabilidad, contenido mineral, y grado de saturación en gas y aceite, para las principales formaciones generadoras del Valle Medio del Magdalena. De esta manera se plantea la siguiente pregunta de investigación: ¿De qué manera influye la presencia de materia orgánica, mineralogía y parámetros físicos como porosidad, permeabilidad y densidad sobre las velocidades de onda S y onda P para rocas cargadas en hidrocarburos en yacimientos no convencionales?. La estrategia que se propone para resolver el problema o la pregunta de investigación se centra en utilizar métodos geofísicos, petrográficos y geoquímicos de laboratorio para caracterizar las rocas generadoras de hidrocarburos. Posteriormente, se encontrará la correlación entre los parámetros calculados y se definirá qué combinación de los anteriores es característica de intervalos cargados en gas o aceite. Finalmente, a manera de ejemplo, las velocidades encontradas podrán ser ingresadas en el procesamiento sísmico al momento de realizar la migración, en donde se necesitan las velocidades características del subsuelo para posicionar los reflectores de manera correcta.

La anterior es una buena estrategia ya que no solo incluye la medición directa de las velocidades acústicas de las rocas, sino que se tienen en cuenta parámetros petrofísicos (porosidad y permeabilidad), geoquímicos (tipo y cantidad de materia orgánica) y petrográficos (mineralogía) que pueden llegar a tener influencia en los valores medidos de las mismas. Enunciada estrategia ha sido utilizada en anteriores estudios por Zhu et al. (2012) y Garcia-Gonzalez y Towle (2006), en donde se buscan correlaciones entre distintos parámetros para caracterizar velocidades acústicas de roca/minerales de manera completa. Adicionalmente, Prasad et al. (2009) indica que la combinación de mediciones físicas y sus posteriores análisis permiten entender y predecir propiedades de la roca *in situ*, lo cual es esencial para la in-

interpretación y modelamiento de sus respuestas sísmicas. Con esto, el presente trabajo busca implementar un mayor número de parámetros de roca en comparación a estudios previos, identificar correlaciones entre los mismos y caracterizar la respuesta sísmica que generan, específicamente en yacimientos no convencionales.

6. Metodología

6.1. Muestreo de rocas en campo

Ya que la zona de estudio para el actual trabajo es el Valle Medio del Magdalena, las muestras de roca fueron recolectadas en diferentes ubicaciones geográficas, dependiendo de la facilidad de acceso a los afloramientos de las distintas formaciones geológicas de interés: La Luna, Rosablanca y Tablazo. Por tanto, en la Tabla 1 se muestran las nomenclaturas designadas para las muestras y las respectivas coordenadas geográficas de donde fueron extraídas. Asimismo, en las figuras (3 y 4) se encuentra el mapa con los nombres de las muestras recolectadas en campo y sus respectivas localizaciones.

FORMACIÓN	NOMENCLATURA	COORDENADAS GEOGRÁFICAS	
		LATITUD	LONGITUD
LA LUNA	SCA	7°09'06.2"N	73°18'11.9"W
	SCB	7°09'06.2"N	73°18'11.9"W
	CC	7°09'06.2"N	73°18'11.9"W
	CH	7°09'02.2"N	73°18'12.4"W
TABLAZO	TSH	6°38'04.6"N	73°13'41.1"W
	TB	6°38'04.6"N	73°13'41.1"W
	TA	7°02'09.2"N	73°20'32.4"W
ROSABLANCA	ROS	6°37'15.2"N	73°04'25.1"W

Tabla 1: Nomenclatura designada para las muestras recolectadas en campo y a su vez, se presentan las coordenadas latitud y longitud de los afloramientos de donde fueron extraídas.

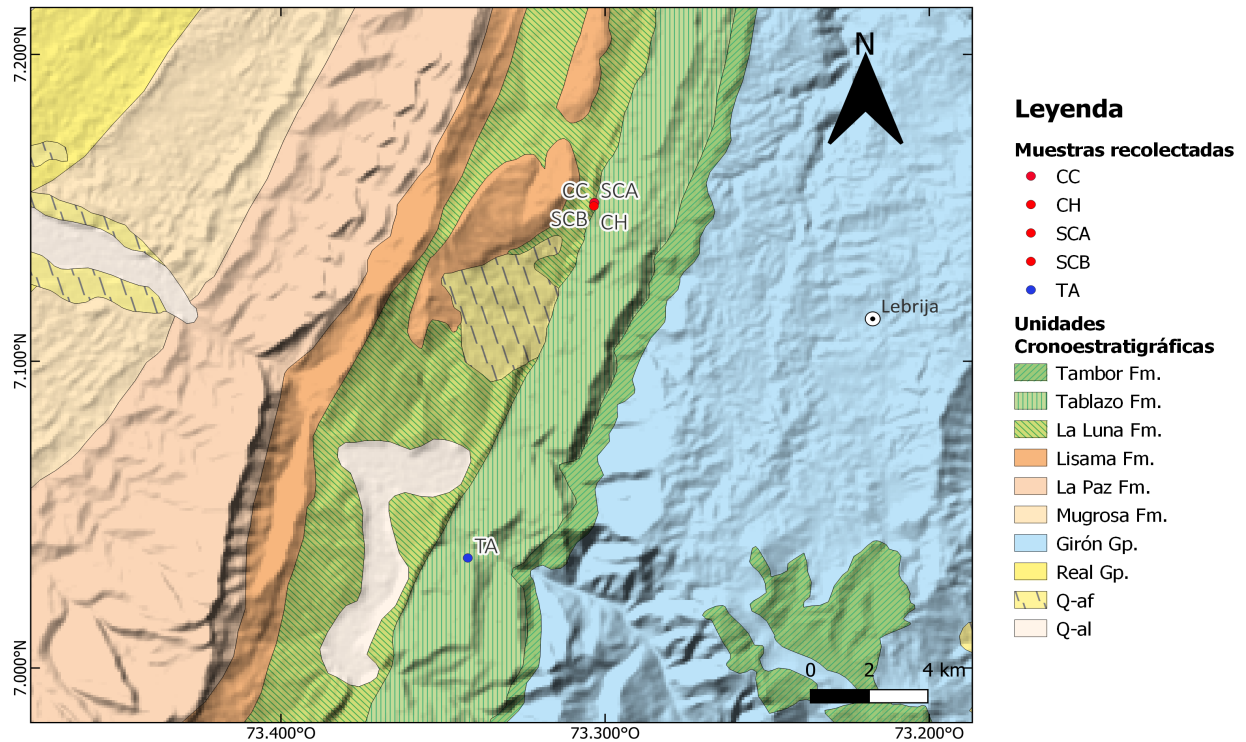


Figura 3: Localización de las muestras recolectadas en la represa de Hidrosogamoso. Los colores de los marcadores de las muestras representan las formaciones geológicas: rojo - Fm. La Luna y azul - Fm. Tablazo.

6.2. Análisis de laboratorio

6.2.1. Corte y perfilado de núcleos

Esta etapa se llevó a cabo en el laboratorio de "Análisis petrofísicos y daño a la formación" perteneciente a la Universidad Industrial de Santander. En el actual trabajo se extrajeron 2 núcleos (*cores*) de 1 pulgada de diámetro por muestra con un taladro de árbol COREPET, siendo salmuera el lubricante y refrigerante empleado para el corte. La extracción de 2 núcleos por muestra fue con el fin de utilizar uno de ellos para los análisis petrofísicos y el otro fue destinado para análisis geofísicos; esto último sabiendo que para la medición de los parámetros petrofísicos el núcleo debe estar libre de materia orgánica, mientras que para la medición de parámetros geofísicos no. Los *end-caps* o puntas sobrantes del *core*, una vez

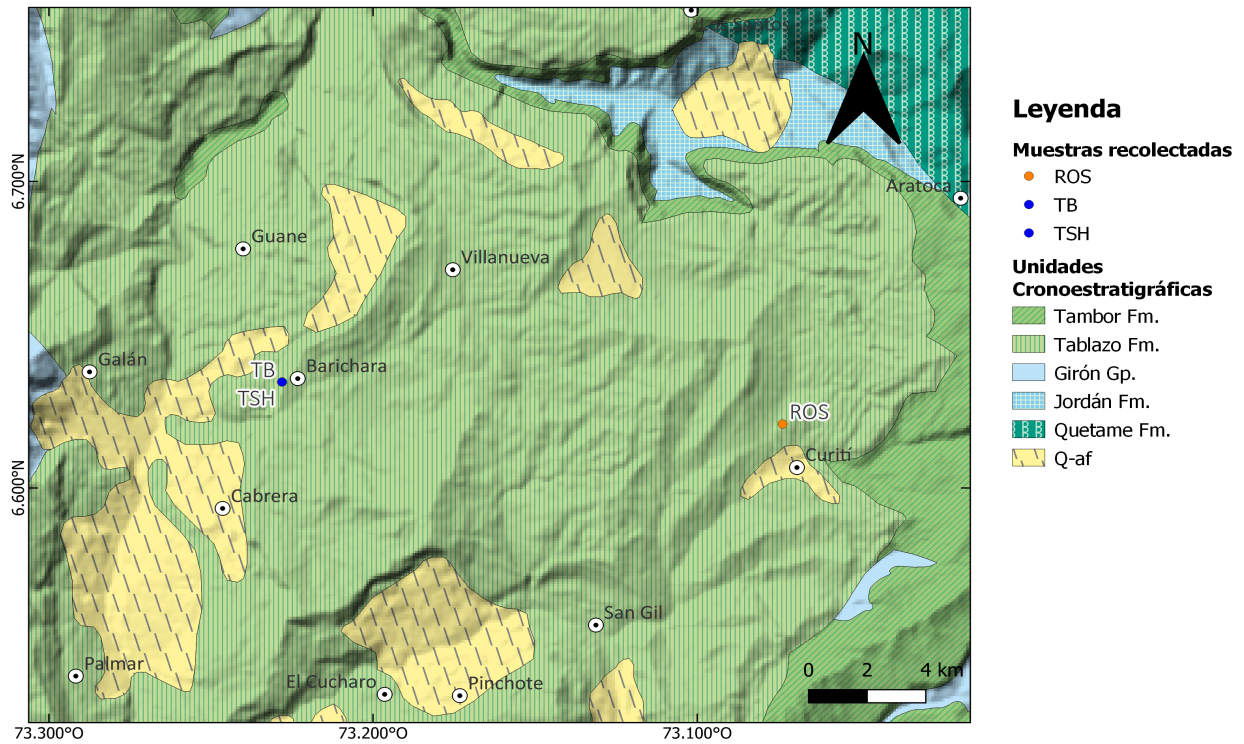


Figura 4: Localización de las muestras recolectadas en Barichara y Curití. Los colores de los marcadores de las muestras representan las formaciones geológicas: azul - Fm. Tablazo y naranja - Fm. Rosablanca.

terminada la fase de perfilación, fueron utilizadas para los análisis geoquímicos. En la tabla (2) se muestran las etiquetas asociadas a cada una de las muestras de roca de campo, sus *cores* y sus *end-caps* asociados. Nótese que por cada muestra traída de campo se extrajeron 2 *core-plugs*.

FORMACIÓN	TIPO DE CORTE	NOMENCLATURA	LITERAL
LA LUNA	END CAP	e-CH	1
		e-CH	2
	PLUG	CH	1
		CH	2
	END CAP	e-CC	1
		e-CC	2
	PLUG	CC	1
		CC	2
	END CAP	e-SCA	1
		e-SCA	2
	PLUG	SCA	1
		SCA	2
END CAP	e-SCB	1	
	e-SCB	2	
PLUG	SCB	1	
	SCB	2	
TABLAZO	END CAP	e-TA	1
		e-TA	2
	PLUG	TA	1
		TA	2
	END CAP	e-TB	1
		e-TB	2
	PLUG	TB	1
		TB	2
END CAP	e-TSH	1	
	e-TSH	2	
PLUG	TSH	1	
	TSH	2	
ROSABLANCA	END CAP	e-ROS	1
		e-ROS	2
	PLUG	ROS	1
		ROS	2

Tabla 2: Nombres designados a las muestras de campo recolectadas, a sus *end-caps* asociados y a sus *core-plugs*.

6.2.2. Análisis petrofísicos

Las mediciones de los parámetros de porosidad y permeabilidad se realizaron en el laboratorio de "Análisis petrofísicos y daño a la formación" perteneciente a la Universidad Industrial de Santander. Una vez terminada la etapa de corte, los núcleos fueron sometidos a fase de limpieza, en donde se sumergieron en tolueno y etanol por 3 semanas a una temperatura >110.6 °C. Esto último es importante para una medición de porosidad y permeabilidad adecuada, ya que si existe materia orgánica emplazada en los espacios porosos de la muestra las mediciones no serán correctas. Una vez terminada la fase de limpieza se procedió con la

medición de la porosidad y la permeabilidad de los núcleos. Para medir la permeabilidad se empleó el equipo *Corepet automated gas permeameter*, el cual utiliza nitrógeno para medir la permeabilidad de la muestra y fue empleado aire para aplicar una presión de confinamiento al núcleo de 200-210 psi. Por otro lado, para la medición de porosidad se utilizó el equipo *COREPET Porosimeter*, el cual utiliza Helio para determinar la porosidad.

Adicionalmente, se tomaron los pesos y las dimensiones (ancho y diámetro) de los núcleos para posteriormente calcular el volumen. Para los *cores* del actual trabajo se utilizó como referencia el volumen de un cilindro:

$$V = \pi r^2 * h \quad (1)$$

En donde V es el volumen del núcleo, r su diámetro y h su largo o altura. Una vez la porosidad sea medida se determina el volumen de grano con la siguiente expresión:

$$V_{grain} = V * (1 - \phi) \quad (2)$$

En donde V_{grain} es el volumen de grano, V el volumen total calculado y ϕ la porosidad medida. Finalmente, la densidad de grano se calculó como se muestra a continuación:

$$Densidad_{grain} = \frac{PesoMedido}{V_{grain}} \quad (3)$$

6.2.3. Análisis geofísicos

En esta etapa se determinaron las velocidades de onda compresional de los núcleos extraídos con el uso del equipo *GCTS PLT-2W Point load testing device* en el laboratorio de Geofísica perteneciente a la Universidad Industrial de Santander. Este último determina el tiempo de tránsito de la onda compresional a través de la muestra, por lo que fue posible calcular la velocidad conociendo su longitud. Se hicieron 10 mediciones por muestra y se calculó el promedio ponderado con el fin de disminuir errores. La muestra es emplazada

entre dos pistones (a lo largo), los cuales se encargan de enviar un pulso y miden su tiempo de tránsito. Es importante enunciar que los datos fueron registrados para núcleos de roca seca, es decir sin saturación de agua. Por tanto, para acercar las velocidades calculadas más a la realidad, se empleó el modelo propuesto por Kahraman (2007) para simular las velocidades de onda compresional en muestras de roca sedimentarias saturadas en agua:

$$V_P^w = 1,19V_P^d + 0,67 \quad R^2 = 0,83 \quad (4)$$

En donde V_P^w es la velocidad de onda compresional en roca saturada con agua y V_P^d es la velocidad de onda compresional en roca seca (km/s). Adicionalmente, el equipo de laboratorio no permitió medir el tiempo de tránsito de la onda de corte por lo que fue necesario modelarla a partir de la onda compresional. Para el modelamiento de onda de corte se tomó como referencia el modelo propuesto por Oloruntobi y Butt (2020), el cual puede ser aplicado para un amplio rango de litologías que se encuentran comúnmente en las cuencas sedimentarias. La ecuación polinómica propuesta se muestra a continuación:

$$V_S = 0,094 \left[\frac{V_P}{\sqrt{\rho}} \right]^4 - 0,881 \left[\frac{V_P}{\sqrt{\rho}} \right]^3 + 2,605 \left[\frac{V_P}{\sqrt{\rho}} \right]^2 - 1,415 \left[\frac{V_P}{\sqrt{\rho}} \right] - 0,437 \quad (5)$$

En donde V_S es la velocidad de onda de corte a modelar (km/s), V_P es la velocidad de onda compresional calculada (km/s) y ρ es la densidad de la muestra en (g/cm^3).

6.2.4. Análisis geoquímicos

Los análisis geoquímicos de TOC, pirólisis y reflectancia de vitrinita se llevaron a cabo en el laboratorio de Geoquímica del petróleo perteneciente a la Universidad Industrial de Santander. Cabe destacar que las muestras utilizadas en estos análisis fueron los *end-caps* sobrantes del perfilado de los núcleos extraídos explicado en la sección 6.2.1. Para comenzar, se maceraron las muestras en un mortero y se pasaron a través de tamices de

20 y de 30 micras. Los granos con tamaños entre 20 y 30 micras fueron utilizados por el análisis de reflectancia de vitrinita y aquellos menores a 20 micras fueron empleados para realizar pirólisis e índice de carbono orgánico total TOC. Específicamente, para realizar la reflectancia de vitrinita, se fabricaron resinas epóxicas con los granos de tamaños entre 20 y 30 micras y se dejaron en secado por 24 horas con endurecedor. Lo anterior es necesario dados los requerimientos del equipo.

- **Análisis de Carbono Orgánico Total (TOC):** Análisis de TOC por combustión en un horno de alta temperatura con detección infrarroja no dispersiva DNIR. Para este análisis se empleó el equipo *Analizador Anhídrido de muestras de roca y suelo Rock Eval Turbo 6*.

El TOC se define como la cantidad total de carbono orgánico presente en la roca (Ronov, 1958). No toda la materia orgánica genera hidrocarburos, alguna genera gas, otra genera aceite y otra no genera nada (Dembicki Jr, 2009). Para que la materia orgánica genere hidrocarburos, el carbono presente debe estar asociado con hidrógeno (Tissot et al., 1974). Por tanto, es necesario tener conocimiento de cuanto hidrógeno está contenido en la materia orgánica para saber el potencial generador (Dembicki Jr, 2009). Cuando se utiliza el TOC, el potencial de generación de hidrocarburo se interpreta a través de una escala semicuantitativa como la que se muestra en la Tabla (3).

Riqueza	TOC (wt. %)
Pobre	0.0-0.5
Intermedia	0.5-1.0
Buena	1.0-2.0
Muy buena	>2.0

Tabla 3: Interpretación de la riqueza en la roca fuente a partir del porcentaje en peso del carbono orgánico total (TOC) (Peters, 1986).

- **Análisis de Reflectancia de Vitrinita (Ro):** Análisis de Reflectancia de la Vitrinita, determinación del grado de madurez termal de la roca fuente y análisis de Macérales.

Los resultados se presentan en forma de porcentaje (%Ro). El equipo utilizado para ejecutar el presente análisis es el *Microscopio trilocular Imager Z2 Carl Zeiss*.

La vitrinita es un tipo de partícula del kerógeno formado por *humic gels*, derivadas de las paredes de lignocelulosa de células de plantas vasculares (Teichmuller & Teichmuller, 1982). Al ser un componente en los kerógenos de las rocas fuentes, la reflectancia de vitrinita se asocia a la historia de generación de hidrocarburos de las rocas (Dembicki Jr, 2009). La reflectancia de vitrinita es normalmente medida en poblaciones de partículas aleatoriamente orientadas en un concentrado de kerógeno. Seguidamente, se calculan los valores promedio para las poblaciones y se reportan como porcentaje de reflectancia en inmersión de aceite (%Ro). Las interpretaciones estándar de las etapas de generación de hidrocarburos de una roca madre se exhiben en la Tabla (4) (Dow, 1977; Senftle y Landis, 1991).

Propenso a generar aceite		Propenso a generar gas	
Etapa de generación	Ro (%)	Etapa de generación	Ro (%)
Inmaduro	<0.6	Inmaduro	<0.8
Aceite temprano	0.6-0.8	Gas temprano	0.8-1.2
Pico de aceite	0.8-1.0	Pico de gas	1.2-2.0
Aceite tardío	1.0-1.35	Gas tardío	>2.0
Gas húmedo	1.35-2.0		
Gas seco	>2.0		

Tabla 4: Reflectancia de vitrinita y generación de hidrocarburos.

- **Análisis de Pirólisis Rock Eval con TOC:** Análisis para la estimación y prospección de los hidrocarburos a partir de la pirólisis y combustión en una muestra de roca, con detección de ionización en llama (FID) e infrarroja selectiva (CO y CO₂) en tiempo real. Para llevar a cabo este análisis, Se utilizó el equipo *Analizador Anhídrido de muestras de roca y suelo Rock Eval Turbo 6*.

El análisis de Rock-Eval con TOC calcula la cantidad de hidrógeno presente en la materia orgánica con el valor S_2 , el cual es la cuantificación de hidrógeno a partir de

la descomposición termal del kerógeno en miligramos de hidrocarburo sobre gramos de roca (mg HC/g Roca). Por tanto, este análisis identifica qué tipo de kerógeno se emplaza en la roca fuente a partir de la ubicación del índice de hidrógeno (HI) e índice de oxígeno (OI) calculado en un pseudo-diagrama de Van Krevelen (Dembicki Jr, 2009).

6.2.5. Análisis de petrografía

Para esta fase se extrajeron fragmentos de las muestras de roca de campo y el servicio de elaboración de secciones delgadas con cubreobjeto fue prestado por la Escuela de Geología de la Universidad Industrial de Santander. La elaboración de las secciones delgadas se llevó a cabo en el Laboratorio de preparación de muestras y su posterior análisis petrográfico en el Laboratorio de Petrografía, ambos pertenecientes a la Universidad Industrial de Santander. Las secciones delgadas describen espesores entre los 20 y los 30 μm .

7. Resultados

En esta sección se presentan los resultados de los análisis petrofísicos, geofísicos, geoquímicos y petrográficos aplicados a las muestras de campo. La tabla (10) exhibe la clasificación litológica para tener mayor claridad en las demás secciones.

7.1. Petrofísicos: porosidad, permeabilidad y densidad de grano

Las porosidades y las permeabilidades medidas se muestran en las Tabla 5 y la densidad de grano calculada en la Tabla 6.

Formación	Etiqueta	Permeabilidad (mD)	Porosidad (%)	L (cm)	D (cm)
La Luna	CH-01	FRM	0.076	4.900	2.500
	CC-02	0.042	0.025	4.910	2.450
	SCA	-	-	-	-
	SCB-01	0.001	0.102	5.400	2.490
Tablazo	TA-02	0.032	0.019	5.340	2.450
	TB-01	0.002	0.133	5.100	2.440
	TSH -01	42.394	FRM	5.790	2.450
Rosablanca	ROS-02	FRM	0.008	5.260	2.450

Tabla 5: Permeabilidad, porosidad, longitud y diámetro medidos a los núcleos del presente trabajo. Las siglas FRM traducen "fuera del rango de medición".

Formación	Etiqueta	Peso (g)	Volumen (cm ³)	Volumen de Grano (cm ³)	Densidad de Grano (g/cm ³)
La Luna	CH-01	58.507	24.053	22.237	2.631
	CC-02	60.974	23.147	22.561	2.703
	SCA	-	-	-	-
	SCB-01	59.191	26.296	23.621	2.506
Tablazo	TA-02	66.508	25.175	24.687	2.694
	TB-01	57.833	23.847	20.668	2.798
	TSH -01	62.033	27.296	27.296	2.273
Rosablanca	ROS-02	66.573	24.797	24.606	2.706

Tabla 6: Peso medido, el volumen total, el volumen de grano y la densidad de grano calculada para los núcleos del presente trabajo.

Como se observa en la Tabla 5, las porosidades y permeabilidades de las rocas del presente estudio son demasiado bajas, con valores de porosidad hasta de 0.008 % y permeabilidades de 0.001 mD. La muestra con mayor permeabilidad es TSH-01, con un valor de

42.39 mD, probablemente asociado a su litología. En la tabla 6 se exhiben las densidades de grano calculadas en (g/cm^3). Estas últimas convergen en un valor promedio de $2.6 \text{ g}/\text{cm}^3$, valor característico de rocas carbonatadas.

7.2. Geofísicos: velocidad de onda compresional y de corte

Las velocidades en el presente trabajo se manejaron en km/s . En la tabla 7 se exhiben las velocidades de onda compresional calculadas en núcleos de roca seca y a su vez, se muestran las velocidades de onda compresional modeladas para núcleos de roca saturados en agua. La velocidad de onda de corte fue modelada a partir de las velocidades de onda compresional calculada para muestras saturadas en agua (Ver sección 6.2.3). Con base en la tabla 7, la mayor velocidad de onda compresional la posee la muestra CH-02 con un valor de $2.57 \text{ km}/\text{s}$ y la velocidad de onda compresional más pequeña es de $1.21 \text{ km}/\text{s}$, atribuida a la muestra TSH-02. La velocidad de onda S modelada más alta es de $1.77 \text{ km}/\text{s}$, descrita por la muestra TB-02, mientras que la más baja es de $1.11 \text{ km}/\text{s}$, perteneciente a la muestra CH-02. Es importante recalcar que para el modelado de la onda S se tuvo en cuenta la densidad de la roca, por lo que no las mayores velocidades de onda compresional tendrán las mayores velocidades de onda de corte asociadas.

Formación	Etiqueta	Promedio Tiempo de Transito (μs)	L (km)	Velocidad P muestra seca (km/s)	Velocidad P Muestra saturada (km/s)	Velocidad S (km/s)	Vp/Vs
La Luna	CH 02	28.66	4.56E-05	1.59	2.57	1.11	2.31
	CC01	25.06	3.29E-05	1.31	2.23	1.57	1.42
	SCA 02	24.52	2.53E-05	1.03	1.90	1.48	1.28
	SCB 02	34.24	3.89E-05	1.14	2.03	1.43	1.42
Tablazo	TA 01	23.29	3.27E-05	1.41	2.34	1.47	1.59
	TB 02	60.20	5.91E-05	0.99	1.84	1.77	1.04
	TSH 02	73.84	3.23E-05	0.45	1.21	1.16	1.04
Rosablanca	ROS 01	31.55	4.98E-05	1.58	2.55	1.27	2.00

Tabla 7: Velocidades de onda compresional modeladas para muestras saturadas en agua con la ecuación planteada por Kahraman (2007) y sus respectivas ondas de corte modeladas a partir del modelo planteado por Oloruntobi y Butt (2020). Adicionalmente, se calculó el *ratio* Vp/Vs.

7.3. Geoquímicos: TOC, pirólisis y reflectancia de vitrinita

En esta sección se presenta los resultados de los análisis geoquímicos de pirólisis rock-
eval con TOC (Tabla 8) y reflectancia de vitrinita (Tabla 9 y figura 5).

7.3.1. Reflectancia de vitrinita

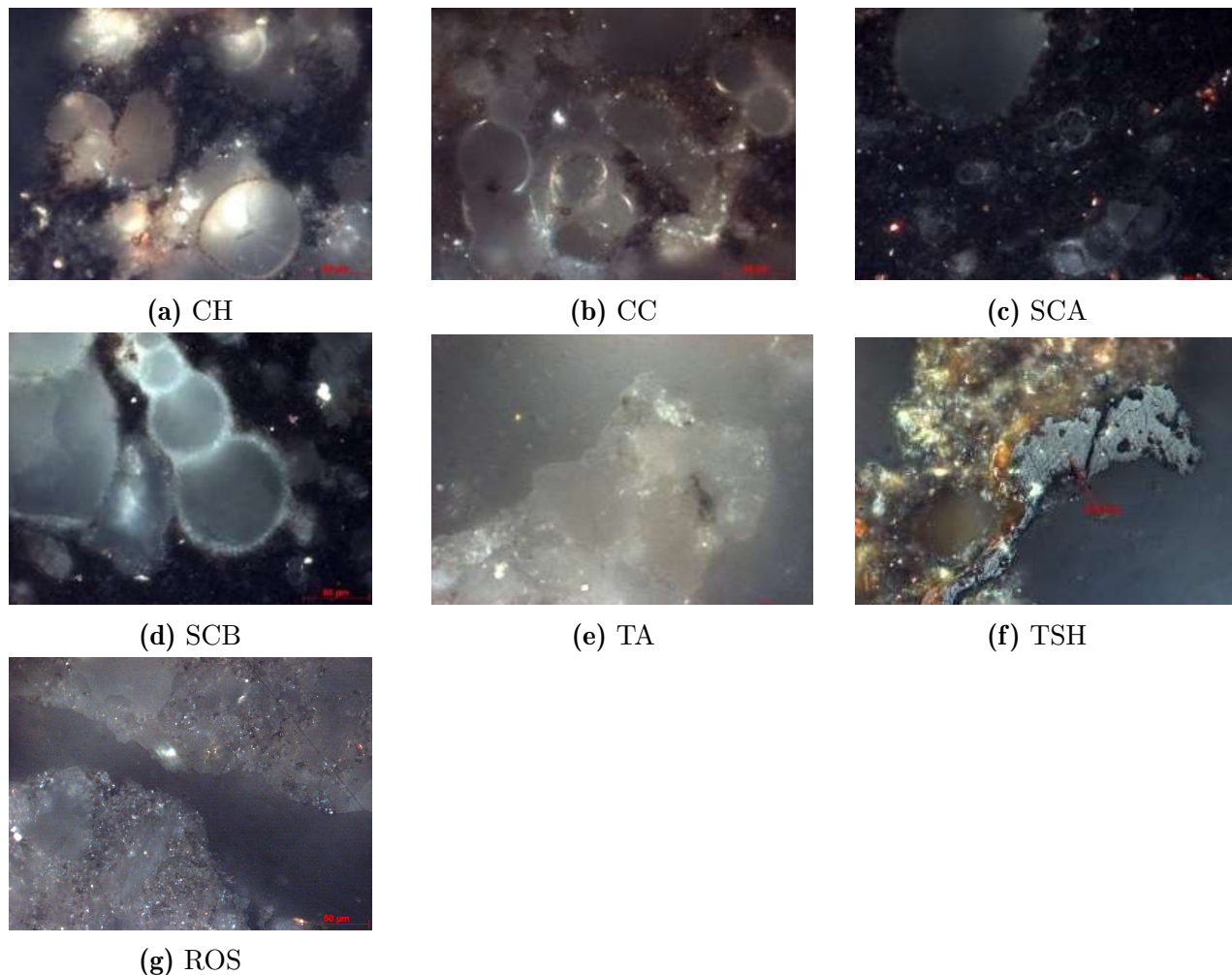


Figura 5: Resultados del análisis de reflectancia de vitrinita aplicado a las muestras del actual trabajo. La única muestra que presenta reflectancia es TSH (Figura 5f), correspondiente a la formación Tablazo, en donde se identificaron fragmentos de vitrinita en arenisca subarcosa.

Los resultados obtenidos en el análisis de reflectancia de vitrinita se presentan en la Tabla (9) y en la figura (5). Como se observa en la Tabla (9), la única muestra que exhibe reflectancia de vitrinita es TSH, con un valor promedio de 1.28; para las demás muestras no se pudo encontrar. Lo anterior también se confirma al ver la figura (5), en donde para las distintas muestras (Figura 5a, 5b, 5c, 5d, 5e y 5g) se identifican conchas de foraminíferos, materia orgánica y restos de vitrinita muy alterada. En contraste, al ver la figura (5f) se distingue vitrinita, con alto relieve y muy alterada. Las biomicritas y bioesparitas de la formación La Luna no poseen vitrinita dado su ambiente de depositación marino somero.

Es importante resaltar que para ninguna de las muestras de roca generadora en yacimientos no convencionales (calizas) fue posible medir la reflectancia de vitrinita; la única muestra que exhibe reflectancia de vitrinita es la arenisca de la formación Tablazo, la cual es un claro ejemplo de un reservorio convencional. Adicionalmente, la medida de reflectancia de vitrinita para la arenisca de la formación Tablazo tampoco es confiable, debido a la gran cantidad de líticos de diferentes protolitos que conforman la matriz de la roca. En este sentido, no fue posible obtener información de la madurez termal de las rocas a través del análisis de reflectancia de vitrinita.

7.3.2. TOC y pirólisis

A simple vista es claro identificar que las muestras con mayor % TOC pertenecen a la formación La Luna, con un valor promedio de 3.26 (Tabla 8). Asimismo, son las muestras de la formación La Luna las que describen mayores índices de hidrógeno, con un valor ponderado de 291.25 mg Hc/g TOC. Lo anterior, también está estrechamente relacionado con el potencial generador, en la medida que la formación con mayor potencial (PG) generador es la Luna (Tabla 9), con valor promedio de 13.28, mientras que las formaciones Tablazo y Rosablanca describen los menores valores. Para este trabajo, el potencial generador se define como la suma entre los parámetros S1 y S2, obtenidos del análisis de pirólisis.

El valor de T_{max} va en constante aumento conforme avanza la edad de la formación. Por tanto, la formación La Luna describe los valores más bajos, la formación Tablazo valores intermedios y la formación Rosablanca los más altos. No obstante, para este caso, el valor de T_{max} obtenido para la formación Rosablanca no es confiable, ya que debería ser el más alto y puede atribuirse a meteorización. Por tanto, es importante resaltar que el T_{max} es otro parámetro que también provee información acerca de la madurez termal de las rocas y para este caso, los resultados obtenidos no son confiables. Con lo anterior, se utilizará un diagrama pseudo Van Krevelen para determinar la madurez termal de las rocas en la medida que los datos obtenidos de reflectancia de vitrinita y del parámetro T_{max} describen bajas confiabilidades. Los anteriores diagramas utilizan el índice de hidrogeno e índice de oxígeno, obtenidos a través de la pirólisis, para determinar el tipo de kerógeno asociado a la materia orgánica presente en las rocas y a su vez, determinan la madurez termal de las mismas (Figura 25).

Formación	Etiqueta	Carbono Orgánico Total (TOC) %[p/p]	S1 (mg HC/g muestra)	S2 (mg HC/g muestra)	S3 (mg HC/g muestra)	Tmax (°C)	Índice de Hidrogeno (mg HC/g TOC)	Índice de Oxígeno (mg CO2/g TOC)
La Luna	CH	2.47	2.24	8.84	0.25	433.00	358.00	10.00
	CC	0.56	0.49	0.83	0.34	432.00	148.00	61.00
	SCA	4.51	2.80	13.60	0.34	435.00	302.00	8.00
	SCB	5.50	4.72	19.61	0.36	434.00	357.00	7.00
Tablazo	TA	0.05	0.03	0.00	0.08	475.00	0.00	160.00
	TB	-	-	-	-	-	-	-
	TSH	0.80	0.00	0.02	0.03	571.00	2.00	4.00
Rosablanca	ROS	0.35	0.15	0.10	0.00	357.00	29.00	0.00

Tabla 8

Formación	Etiqueta	Índice de Producción (IP)	Potencial generador (PG) S1+S2	Reflectancia de Vitrinita				
				%Ro Min	%Ro Max	No. de lecturas	Desviación Std.	%Ro (mean)
La Luna	CH	0.20	11.08	No hay presencia de vitrinita				
	CC	0.37	1.32	No hay presencia de vitrinita				
	SCA	0.17	16.40	No hay presencia de vitrinita				
	SCB	0.19	24.33	No hay presencia de vitrinita				
Tablazo	TA	0.98	0.03	No hay presencia de vitrinita				
	TB	-	-	No hay presencia de vitrinita				
	TSH	0.00	0.02	1.20	1.34	24.00	0.03	1.28
Rosablanca	ROS	0.61	0.25	No hay presencia de vitrinita				

Tabla 9

7.4. Petrográficos: definición de litologías

En esta sección se presentan los resultados de la descripción petrográfica de las secciones delgadas de las muestras. En la figura (6) se muestran imágenes representativas de la mineralogía de las muestras recolectadas en campo, con un aumento de x5. De manera general, se identificaron conchas de foraminíferos (Figuras 6a, 6c), materia orgánica (Figura 6c), *pellets* (Figura 6e) y espinas de pescado en algunos casos (Figura 6f); con tamaños de grano variantes en algunas muestras (Figuras 6f y 6g). En la tabla (10) se presenta una descripción petrográfica completa, con las principales características de cada sección delgada y una clasificación propuesta para las mismas.

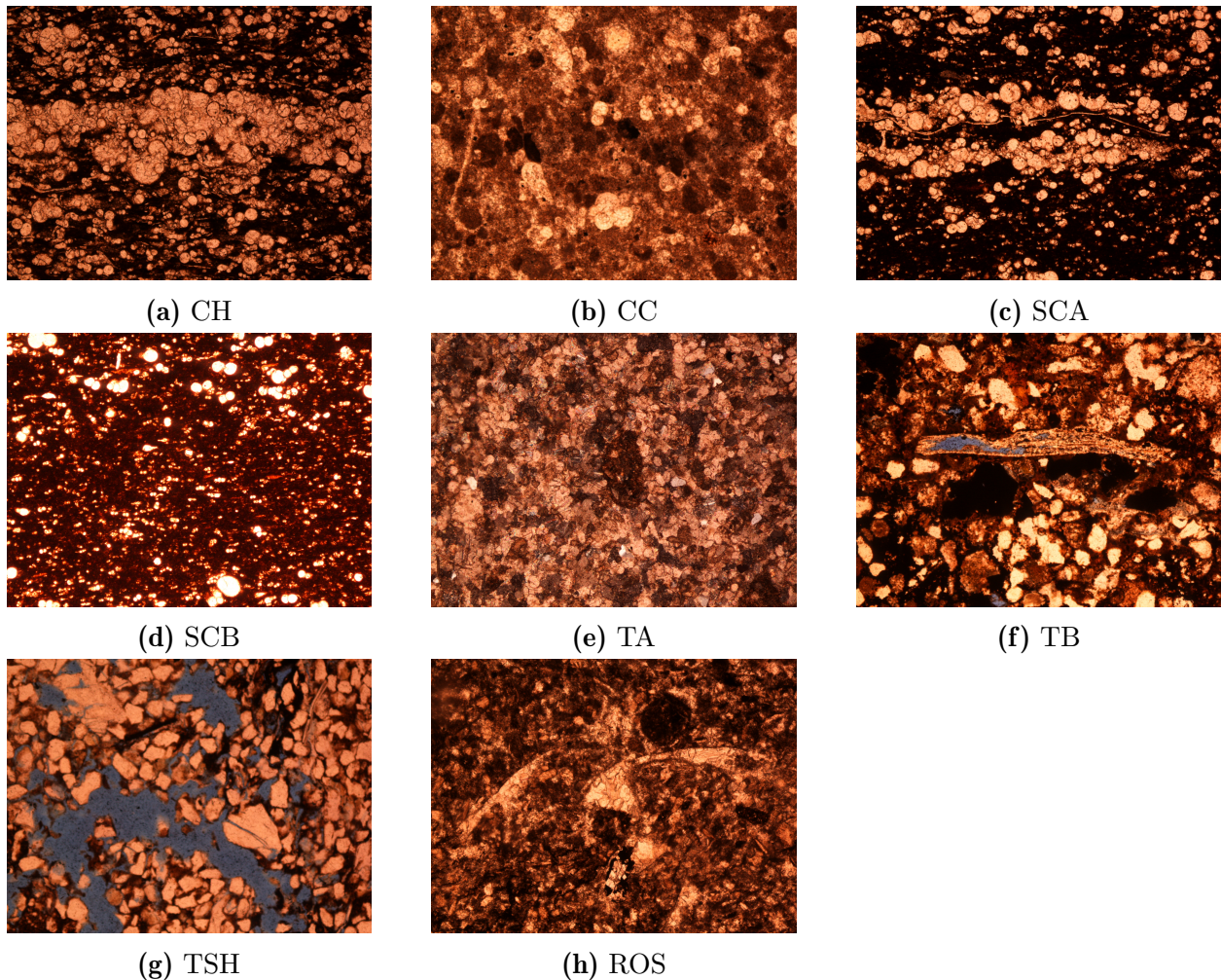


Figura 6: Imágenes de las secciones delgadas de las muestras de campo con un aumento de X5. Todas las secciones fueron sometidas a tinción para microporosidad.

VELOCIDADES ACÚSTICAS DE ROCAS DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

Nomenclatura	Descripción de la sección delgada	Clasificación Litológica
TSH	Arenisca subarcosa Tamaño grano: medio a fino. Mal calibrada Porosidad entre el 15 y 20 % Contacto entre granos puntuales Tipo de materia orgánica: asfalto	Arenisca de grano fino a medio y composición subarcosa.
TA	Esparita con fragmentos de micrita <10 % Bajo contenido de materia orgánica Porosidad muy baja Sin fósiles Altamente recristalizada y cementada	Bioesparita (F)
TB	Cuarzo abundante / <i>pellets</i> Materia orgánica abundante ocupando porosidad efectiva Espinas de pescado	Biomicrocristal con matriz de arcilla y materia orgánica (F)
SCA	Lodo soportada, menos del 10 % en granos Alto contenido de materia orgánica Fósiles presentes: foraminíferos	Caliza Biomicrocristal laminada con shale rico en materia orgánica (F) Wackestone (D)
SCB	Lodo soportada, menos del 10 % en granos Alto contenido de materia orgánica Fósiles presentes: foraminíferos	Caliza Biomicrocristal laminada con shale rico en materia orgánica (F) Wackestone (D)
CH	Alto contenido de materia orgánica, menor que SCA y SCB	Caliza Biomicrocristal empaquetada (F) Wackestone (D)
CC	Fósiles presentes: foraminíferos Abundantes pellets Poca materia orgánica	Caliza Biomicrocristal dispersa (F) Wackestone (D)
ROS	Alto contenido de materia orgánica Alto grado de recristalización	Caliza Esparita (F)

Tabla 10: Descripción de petrografía de las secciones delgadas. El color gris hace referencia a muestras tomadas de la formación Tablazo, el color azul a muestras de la formación la Luna y verde, muestras recolectadas de la formación Rosablanca. La letra **F** y la letra **D** hacen alusión a la clasificación para rocas carbonatadas propuestas por los autores Folk (1959) y Dunham (1962) respectivamente.

8. Discusión

8.1. Gráficos de dispersión y análisis de correlación: velocidades de onda acústica

Se realizaron gráficos de dispersión y análisis de correlación para evidenciar el comportamiento de las velocidades acústicas frente a los demás parámetros evaluados en el presente trabajo. Para el primer caso, las variables 'Velocidad P o Velocidad S' fueron graficadas en el eje 'y' como variables independientes mientras que las variables restantes en el eje 'x' como variables dependientes (secciones 8.1.1 y 8.1.2).

8.1.1. Gráficos de dispersión: Onda P

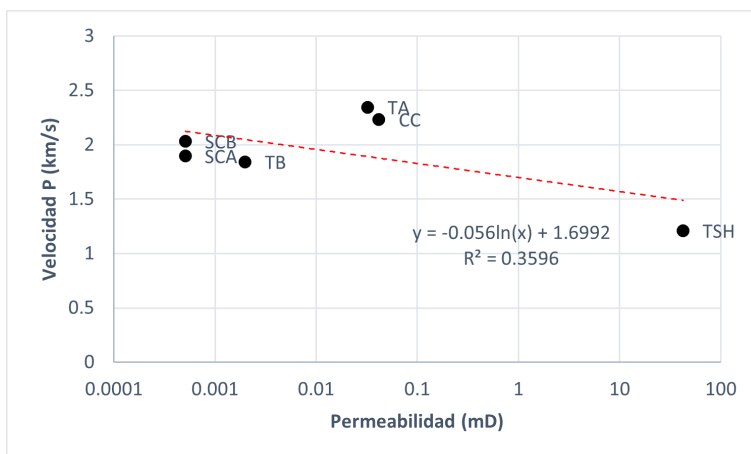
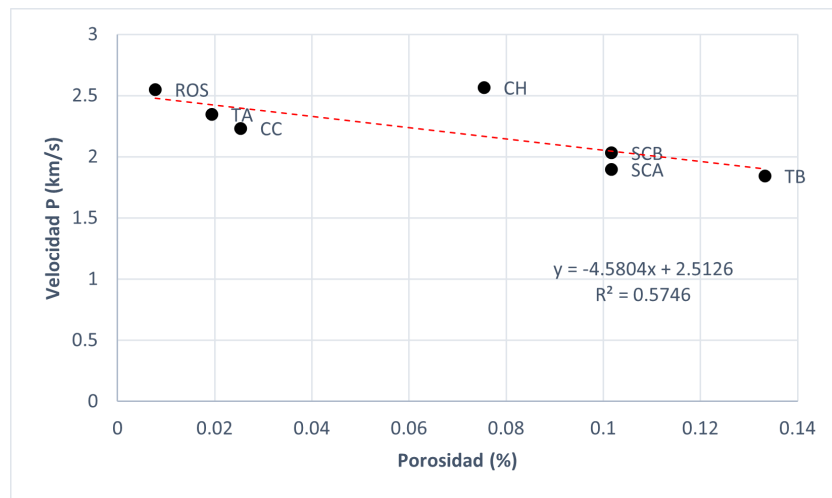
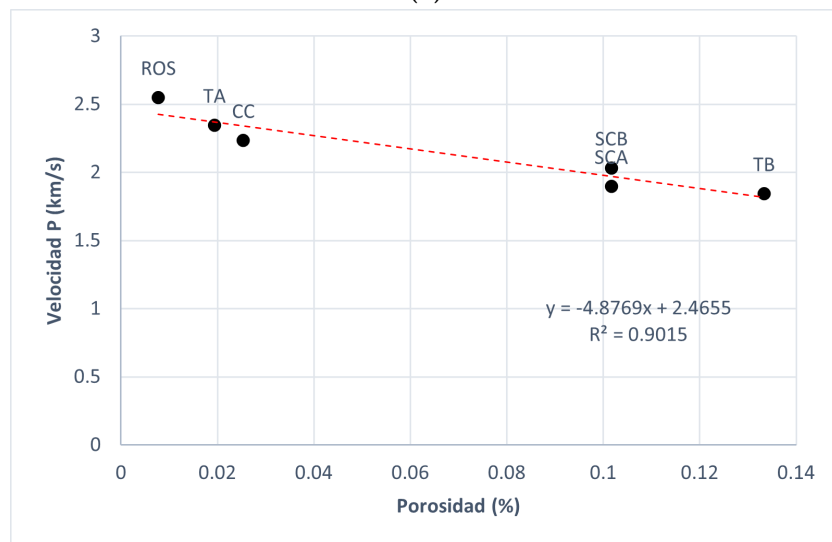


Figura 7: Las variables de 'Velocidad P' y 'Permeabilidad' exhiben un coeficiente de determinación bajo (R^2 de 0.35). Por tanto, el modelo propuesto no posee una buena calidad a la hora de predecir futuros resultados. La muestra con mayor permeabilidad (42.39 mD) es TSH, perteneciente a la formación Tablazo, con litología arenisca; la muestra con menor permeabilidad es SCA (0.0005 mD), de la formación La Luna, clasificada como *laminated sparse biomicrite*. Es importante notar que, en general, rocas más permeables presentan velocidades de onda compresional más bajas. Por tanto, se espera que en litologías como las areniscas que poseen espacios intersticiales más grandes, las velocidades de onda compresional disminuyan.



(a)



(b)

Figura 8: (a) Las variables de 'Velocidad P' y 'Porosidad' presentan un buen coeficiente de determinación, $R^2 = 0,57$. La muestra con mayor porosidad (0.13 %) es TB, perteneciente a la formación Tablazo, con litología arenisca; la muestra con la porosidad más pequeña es ROS (0.0005 mD), clasificada con la nomenclatura de Folk (1959) como esparita, de la formación Rosablanca. Para este caso, al igual que en la permeabilidad, se identifica que porcentajes mayores de porosidad, en términos globales, se traduce en disminuciones en las velocidades de onda compresional. La muestra ROS, con menor porcentaje de porosidad, es la que posee mayor velocidad de onda acústica compresional (2.54 km/s). (b) Se realizó la misma regresión con el fin de evaluar el comportamiento de R^2 . Al quitar la muestra CH, que en la figura (8a) se comporta como *outlayer*, el valor de R^2 incrementa a 0.9. De esta manera, la relación entre la velocidad de onda P y la porosidad es clara, menores valores de porosidad indican mayores velocidades de onda compresional.

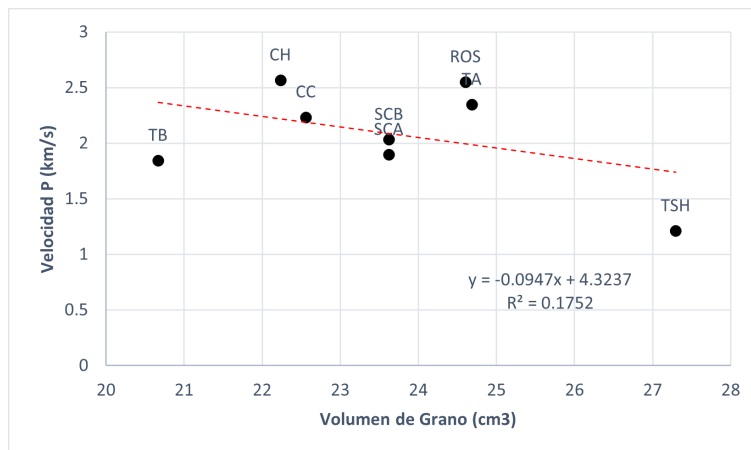


Figura 9: Las variables de 'Velocidad P' y 'Volumen de grano' describen un coeficiente de determinación $R^2 = 0,17$. Sin embargo, es importante resaltar que muestras como TSH, la cual presenta los mayores volúmenes de grano (27.29 cm^3), también presentan las menores velocidades de onda compresional (1.2 km/s). Lo anterior se puede explicar ya que a mayor volumen de grano, mayor espacio intersticial entre los granos de la roca y por ende, existe un aumento en la permeabilidad.

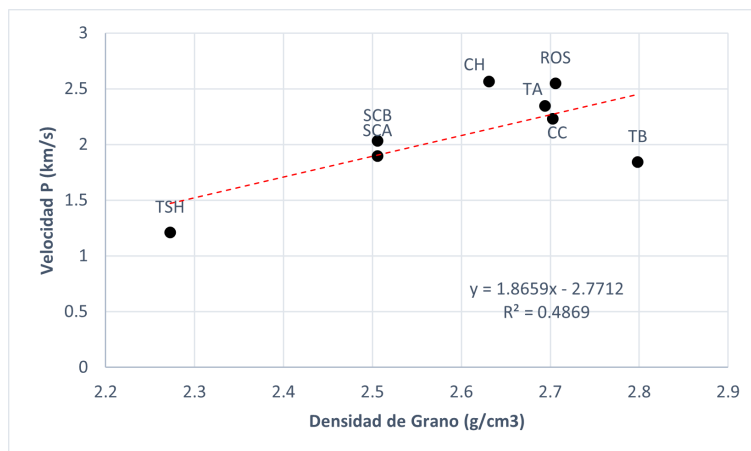


Figura 10: Las variables de 'Velocidad P' y 'Densidad de grano' presentan un coeficiente de determinación $R^2 = 0,48$, por lo que el modelo propuesto no puede predecir futuros resultados de manera aceptable. Asimismo, ambas variables son directamente proporcionales entre sí. La muestra con menor densidad de grano (2.27 g/cm^3) es TSH, arenisca de la formación Tablazo, y a su vez, tiene la velocidad de onda compresional más baja registrada (1.2 km/s). De esta manera, se espera que a menores densidades de grano las velocidades de onda compresional disminuyan y por ende, a mayores densidades de grano las velocidades de onda compresional aumenten (ver muestras ROS, CC y CH). Esto también se evidencia en la geología (Tabla 10), pues la formación Rosablanca (muestra ROS) presenta altas velocidades de onda compresional siendo la formación geológica más antigua, con mayor compactación por diagénesis y cementación, que incrementan la densidad de la formación.

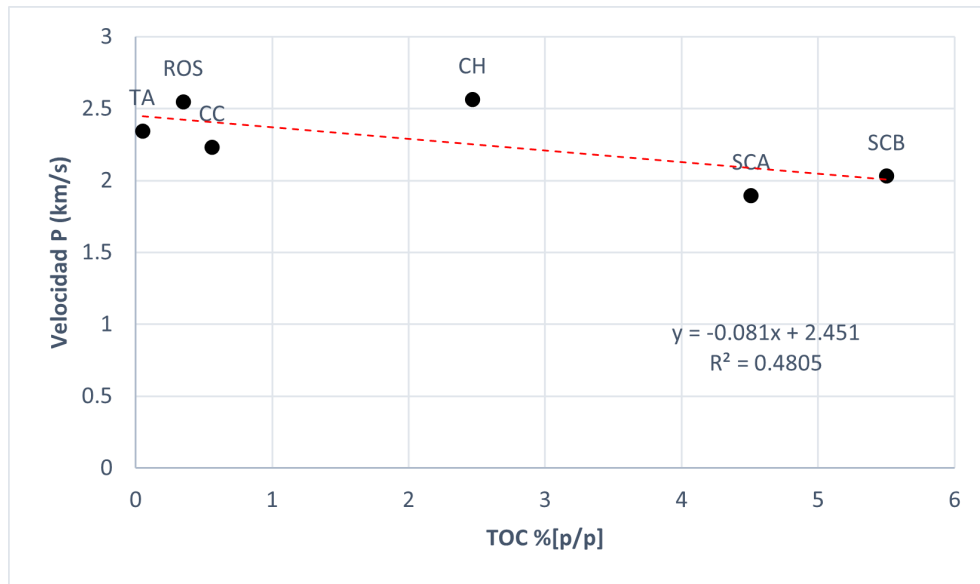


Figura 11: Las variables de 'Velocidad P' y 'TOC' tienen un bajo coeficiente de determinación, exhibiendo un valor de $R^2 = 0,48$. La cantidad de carbono orgánico se encuentra estrechamente relacionado con la edad de la roca; rocas de formaciones más jóvenes como La Luna presentan mayor porcentaje de TOC (SCA, SCB) mientras que, muestras de formaciones más antiguas como Tablazo y Rosablanca, exhiben menores valores de TOC. Para este caso, las velocidades de onda compresional varían entre 1.2 y 2.5 km/s entre todas las muestras analizadas, a lo largo de todo el rango de valores de TOC. Se observa una tendencia a disminución de la velocidad de onda P con el aumento de la materia orgánica. Las muestras SCA y SCB, de la formación La Luna (Tabla 10), presentan abundante materia orgánica con excelente laminación, describiendo así menores valores de velocidad de onda P. Por el contrario, la muestra ROS de la formación Rosablanca, presenta valores de TOC muy bajos y describe las mayores velocidades de onda compresional. La muestra TSH, al tener un alto grado de meteorización, no fue incluida en el actual gráfico ya que no se consideró representativa.

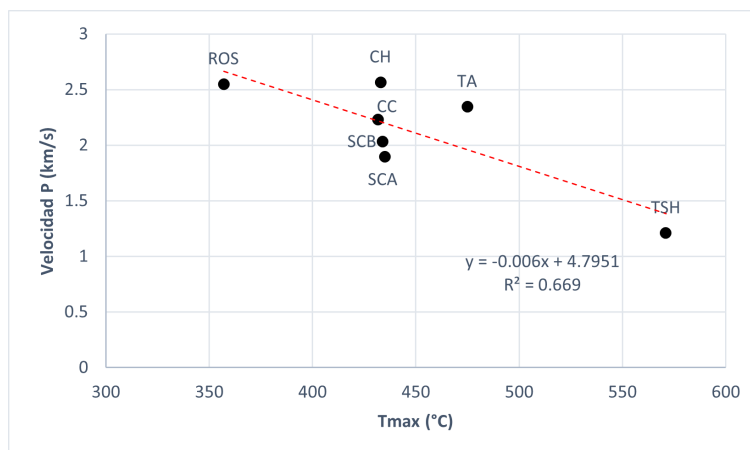


Figura 12: Las variables de 'Velocidad P' y 'Tmax' indican un coeficiente de determinación de $R^2 = 0,66$, por lo que el modelo propuesto permite predecir datos futuros con alta calidad. La muestra que presenta mayor Tmax es TSH, arenisca de la formación Tablazo, con un valor de 571 °C. El menor valor de Tmax lo tiene la muestra ROS, esparita de la formación Rosablanca (357 °C). Esto último, indica que el valor de Tmax obtenido para la muestra ROS no es confiable, ya que al ser la formación más antigua, se espera tenga los valores más altos de Tmax debido a su alta madurez termal. Factores como la meteorización de la roca pueden traducirse en resultados como el obtenido. Con lo anterior, formaciones más jóvenes como La Luna (SCA, SCB, CC, CH) y Tablazo (TA, TSH) describirán menor madurez termal y menores velocidades de onda compresional, mientras que formaciones más antiguas como Rosablanca, tendrán los valores de velocidad de onda compresional más altos y la mayor madurez termal (para este caso, 2.54 km/s de la muestra ROS).

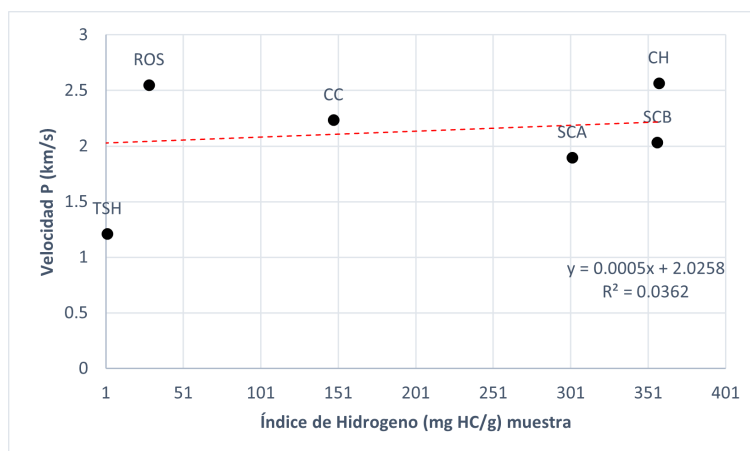


Figura 13: Las variables de 'Velocidad P' e 'Índice de hidrógeno' presentan un coeficiente de determinación muy bajo, $R^2 = 0,03$, por lo que el modelo construido no permite predecir datos futuros. No existen tendencias claras de proporcionalidad entre las variables. Los valores más altos de índice de hidrógeno los describen las muestras de la formación La Luna (CH, SCB, SCA y CC), siendo el valor más alto de 358 mg HC/g, atribuido a la muestra CH.

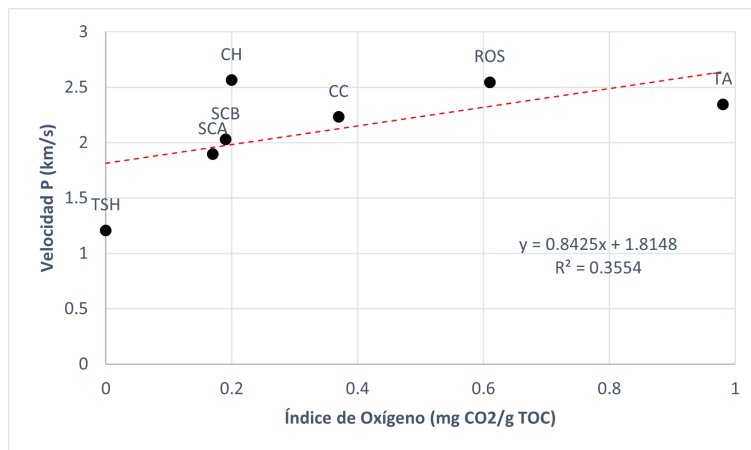


Figura 14: Las variables de 'Velocidad P' e 'Índice de oxígeno' presentan un valor de $R^2 = 0,35$, por tanto, el modelo creado no permite predecir datos futuros de la mejor manera. Tampoco se observan relaciones de proporcionalidad entre las variables analizadas. La muestra con índice de oxígeno más alto es TA, esparita de la formación Tablazo, con un valor de 0.98 mg CO₂/g TOC; la muestra con índice de oxígeno más bajo es TSH, arenisca de la formación Tablazo, con un valor de 0 mg CO₂/g TOC.

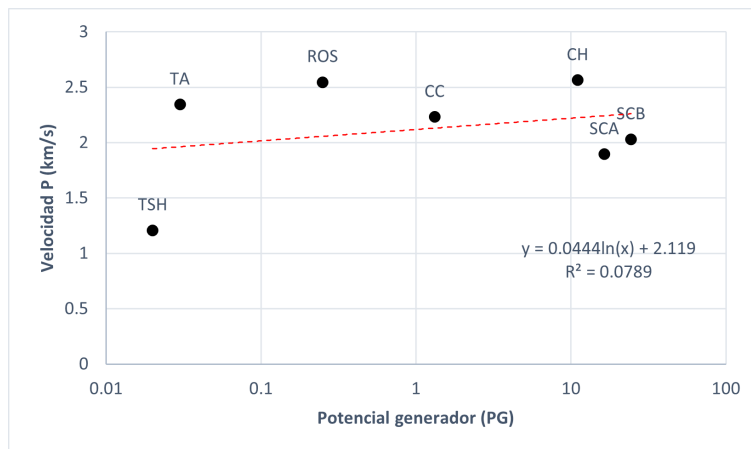


Figura 15: Las variables de 'Velocidad P' y 'Potencial generador' presentan un valor de $R^2 = 0,35$, por tanto, el modelo creado no permite predecir datos futuros de la mejor manera. Las muestras que describen mayores valores de potencial generador pertenecen a la formación La Luna (SCB, SCA, CH) y las que poseen los menores valores a la formación Tablazo (TSH, TA). Esto concuerda con los gráficos de TOC e índice de hidrógeno (Figuras 11 y 13) realizados; para este caso, las muestras de la formación La Luna son las que tienen mayores valores de TOC y a su vez, de índice de hidrógeno. Es bien sabido que para que una roca fuente tenga un alto potencial generador, la materia orgánica contenida en la misma debe estar asociada al hidrógeno para generar hidrocarburos (Dembicki Jr, 2009).

8.1.2. Gráficos de dispersión: Onda S

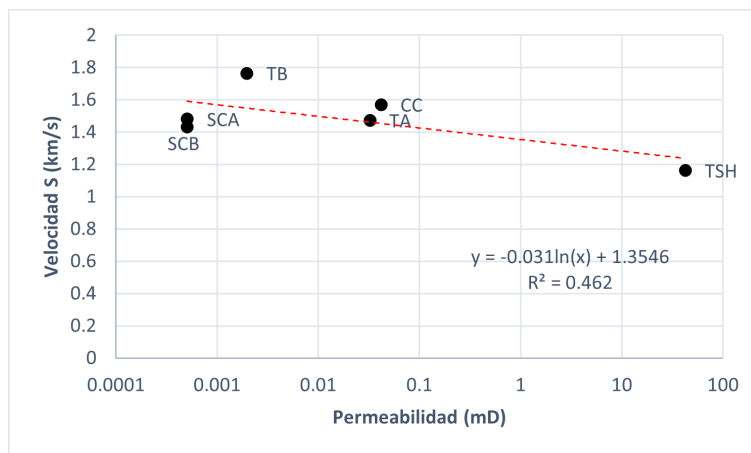


Figura 16: Las variables de 'Velocidad S' y 'Permeabilidad' presentan un coeficiente de determinación de $R^2 = 0,46$, al incluirse en una regresión lineal. Los datos muestran proporcionalidad inversa, es decir, a mayor permeabilidad se observarán menores valores de velocidades de onda de corte. Por tanto la muestra TSH, arenisca de la formación Tablazo tiene las menores velocidades de onda de corte (1.16 km/s) y la muestra TB, caliza de la formación Tablazo las mayores (1.76 km/s).

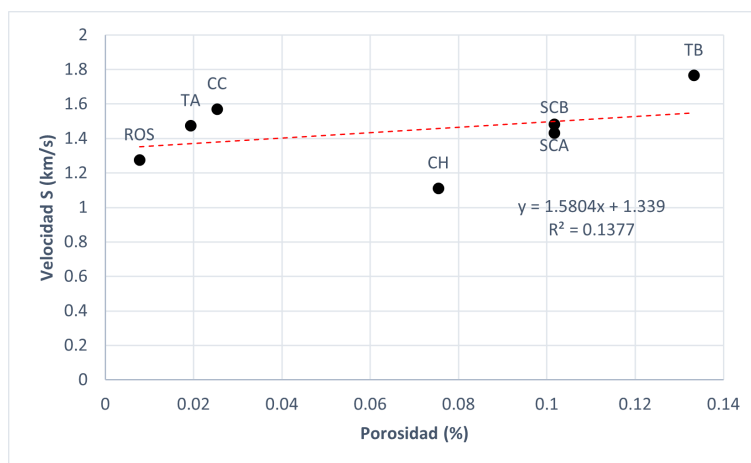


Figura 17: Las variables de 'Velocidad S' y 'Porosidad' tienen un coeficiente de determinación de $R^2 = 0,13$, al ser sometidos a regresión lineal. Por tanto, el modelo propuesto no permite hacer predicciones futuras de manera acertada. A pesar de que los datos exhiben proporcionalidad directa entre ambas variables, cabe resaltar que la porosidad de la muestra TSH no pudo ser calculada y la porosidad registrada para TB asemeja estar afectada por meteorización o por la extracción del núcleo. Para este caso, la mayor velocidad de onda S la describe la muestra TB (1.76 km/s) y la menor la muestra CH (1.1 km/s).

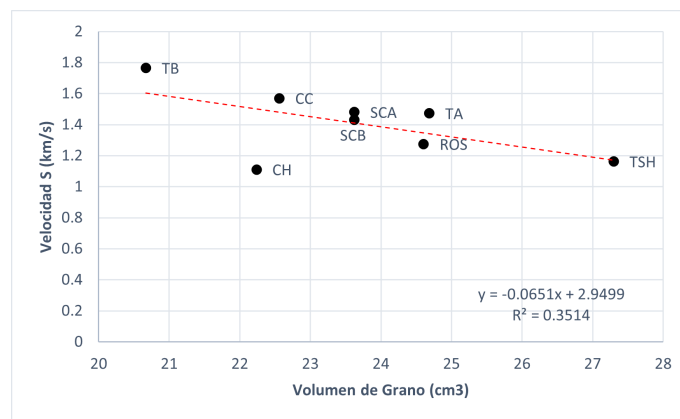


Figura 18: Las variables de 'Velocidad S' y 'Volumen de grano' tienen coeficiente de determinación $R^2 = 0,35$, al ser incluidos en la regresión lineal. Para este caso, se puede identificar que a mayor volumen de grano, las velocidades de onda de corte tienden a disminuir. Al existir granos con mayor volumen, el espacio intersticial aumenta y por tanto, la permeabilidad también. De esta manera, fluidos pueden llegar a ser emplazados en el espacio intersticial provocando así la disminución de la onda de corte, ya que esta última no se propaga por fluidos.

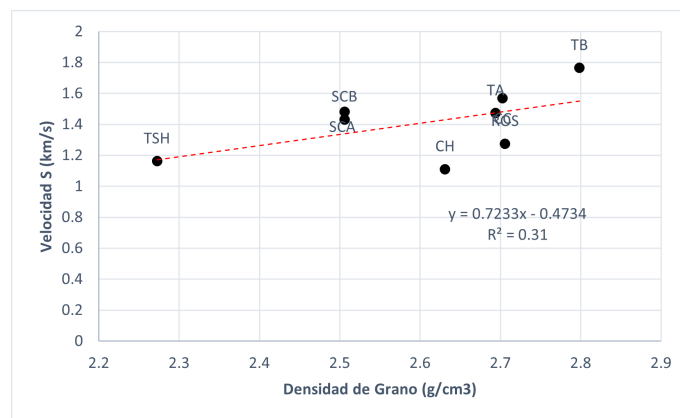


Figura 19: Las variables de 'Velocidad S' y 'Densidad grano' tienen un coeficiente de determinación de $R^2 = 0,31$. Al igual que en la onda compresional (Figura 10), para la onda de corte densidades de roca más altas como las de TB, ROS o TA, describirán velocidades de onda de corte más altas. En el caso de la muestra TB, su densidad es de 2.78 g/cm^3 y su velocidad de onda de corte asociada es de 1.76 km/s . Adicionalmente, es importante identificar que las densidades de roca medidas están estrechamente ligadas a la litología. Rocas calcáreas tienden a describir mayores densidades, ya que sus porosidades y permeabilidades son bajas. Para el actual caso, muestras como TB, ROS, CC y CH son calizas, y por tanto son las que mayores velocidades de onda de corte y mayores densidades presentan. Por el contrario, muestras como TSH clasificada como arenisca subarcosa, son las que tienen menores densidades y menores velocidades de onda de corte.

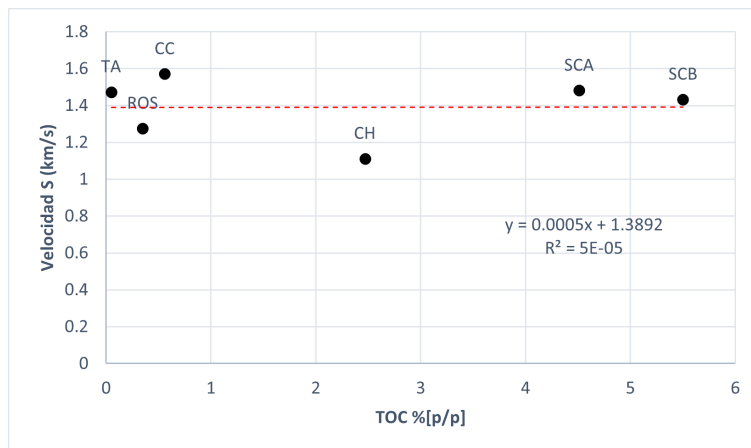


Figura 20: Las variables de 'Velocidad S' y 'TOC' tienen un coeficiente de determinación de $R^2 = 5 \times 10^{-5}$. A diferencia de la onda compresional (Figura 11), la cantidad de carbono orgánico total no parece influir en las velocidades de onda de corte. Como se observa en el gráfico, la pendiente de la regresión lineal es de 0.0005, por lo que los cambios al modificar los valores de la variable independiente (en este caso Vs), son mínimos en la variable dependiente (TOC). La muestra TSH fue excluida por alto grado de meteorización.

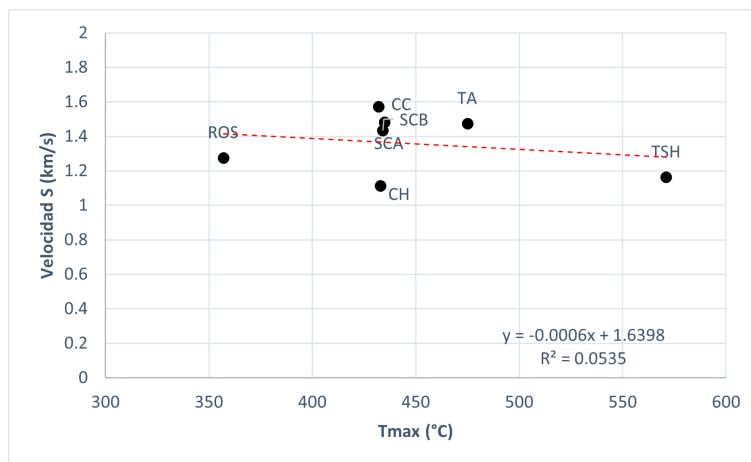


Figura 21: Las variables de 'Velocidad S' y 'Tmax' tienen un coeficiente de determinación de $R^2 = -0,053$. Lo anterior indica que el modelo realizado a través de la regresión lineal no permite predecir datos futuros de forma correcta. Adicionalmente, se identifica que las velocidades de onda de corte no son influenciadas por la cantidad de carbono orgánico total, siendo la velocidad más alta de 1.57 km/s y la más baja de 1.11 km/s en un rango de Tmax entre 300-600°C.

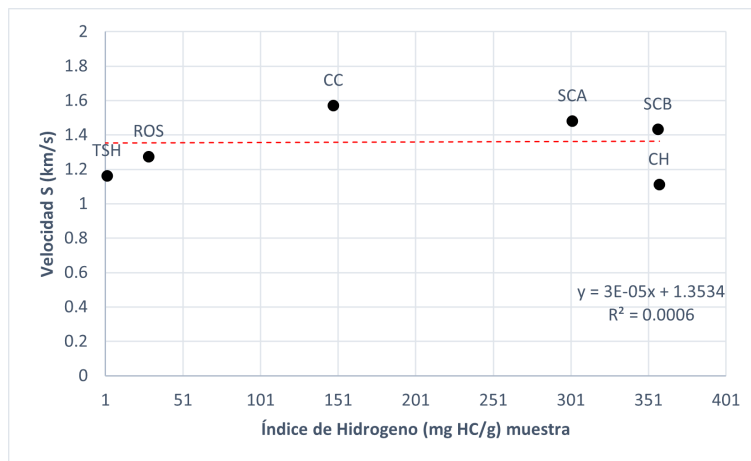


Figura 22: Las variables de 'Velocidad S' e 'Índice de hidrógeno' tienen un coeficiente de determinación de $R^2 = 0,0006$. Con base en el gráfico, no se encuentra ninguna relación entre las variables analizadas. La pendiente de la curva es aproximadamente 0 por lo que la variable independiente (velocidad de onda de corte) no exhibe cambios al modificar los valores de la variable dependiente (índice de hidrógeno).

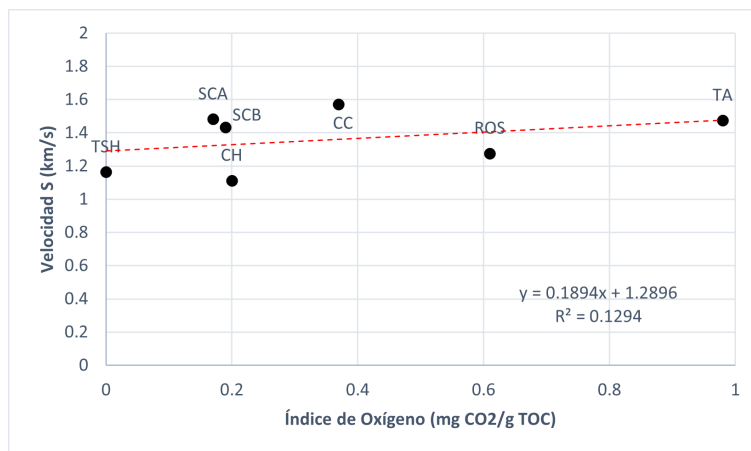


Figura 23: Las variables de 'Velocidad S' e 'Índice de oxígeno' tienen un coeficiente de determinación de $R^2 = 0,12$. La gráfica exhibe proporcionalidad directa, es decir, a índices de oxígeno más altos se observan velocidades de ondas de corte más altas. No obstante, es importante recalcar que la pendiente de la recta aún sigue siendo baja, para este caso de 0.18, por lo que la variación entre variable independiente y dependiente es muy poca. Adicionalmente, se identifica que el índice de oxígeno está también ligado a la litología; calizas de las formaciones más antiguas como TA y ROS (Formaciones Tablazo y Rosablanca respectivamente), exhiben las velocidades de onda de corte más altas y a su vez, los mayores índices de oxígeno.

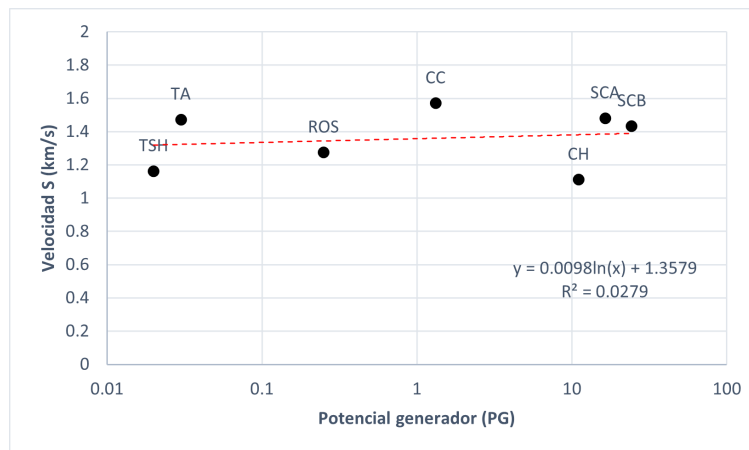


Figura 24: Las variables de 'Velocidad S' y 'Potencial generador' tienen un coeficiente de determinación de $R^2 = 0,027$. Por tanto, el modelo propuesto no permite predecir datos futuros de manera acertada. Adicionalmente, las velocidades de onda de corte oscilan entre 1.11 y 1.57 km/s en un rango de 0.01 a 100 unidades de potencial generador. Por ende, se concluye que no se observa relación entre las variables analizadas.

Se graficó la variable 'Velocidad P (km/s)' como independiente contra todos los parámetros recolectados (Figuras 7 y 8a). Rocas con altas porosidades y permeabilidades como areniscas (muestra TSH; Tabla 10), describen velocidades de onda compresional más bajas, mientras que rocas calcáreas (muestra TA; Tabla 10), exhiben velocidades de onda compresional más altas. Lo anterior, se puede explicar en la homogeneidad de la roca; rocas con menor porosidad y permeabilidad serán más isotrópicas, por lo que las ondas viajarán con mayor facilidad a lo largo del medio. Asimismo, el comportamiento de la velocidad de onda compresional con la densidad de grano y con el volumen de grano constatan lo mencionado (Figuras 9 y 10). Rocas que presentan volumen de grano mayores y menor densidad como las areniscas (muestra TA; Tabla 10), presentan menores velocidades de onda compresional. Entre mayor tamaño tengan los granos que conforman una roca, mayor será el espacio intersticial existente, generando así aumentos en la porosidad y permeabilidad de la roca y, disminuciones en su densidad (al ser menos homogénea). El valor del TOC para el actual estudio, está estrechamente relacionado con las velocidades de onda compresional registradas; mayores valores de TOC están asociados a velocidades de onda compresional más bajas (Figura 11). Con el valor de Tmax (Figura 12) se puede ver claramente la madurez termal

de cada una de las formaciones en estudio: Rosablanca, La Luna y Tablazo. Menores valores de T_{max} son descritos por muestras de la formación Rosablanca; valores intermedios por muestras de la formación La Luna; valores más grandes por las muestras de la formación Tablazo (Ver Tabla 10). Para el actual caso es importante destacar que el valor de T_{max} para la formación Rosablanca (muestra ROS, figura 12) no son confiables, ya que a medida que se aumenta la edad de la formación geológica el valor de T_{max} debe ir en ascenso. Por ende, formaciones más antiguas como Rosablanca y Tablazo describen valores de T_{max} más grandes (mayor madurez termal) y formaciones más jóvenes como La Luna, T_{max} más pequeños (menor madurez termal). Adicionalmente, rocas con menor madurez termal tenderán a describir velocidades de onda compresional más pequeñas, debido a la presencia de microfracturas y fluidos emplazados en los espacios porosos de la roca (Garcia-Gonzalez & Towle, 2006)(Figura 12). Como se observa en las figuras (13, 14, 15), no se identificó ninguna relación entre los parámetros: índice de hidrógeno, índice de oxígeno y potencial generador con la velocidad de onda compresional.

La variable 'Velocidad S (km/s)' también fue graficada como variable independiente contra las demás variables recolectadas. La velocidad de onda de corte describe las mismas tendencias en los parámetros de permeabilidad, densidad y volumen de grano respecto a la onda compresional. Menores permeabilidades, mayores densidades y menores volúmenes de grano se verán reflejados en menores velocidades de onda de corte. Es importante resaltar que la relación obtenida entre las variables 'Velocidad S' y 'Porosidad' es directamente proporcional, debido a que a la muestra TSH no fue posible calcularle su porosidad y el dato de la muestra TB asemeja comportarse como *outlayer* (Figura 8a). De lo contrario, la relación obtenida entre ambos tipos de onda (P y S) y la porosidad sería inversa, es decir, a mayores porosidades menores velocidades de onda acústica. Los parámetros de TOC, T_{max} , índice de hidrógeno, índice de oxígeno y potencial generador, al ser sometidos a regresiones lineales con las velocidades de onda de corte, exhiben coeficientes de determinación y pendientes en sus ecuaciones de recta muy cercanos a 0. A partir de lo anterior, se afirma que enunciados

parámetros no influyen en los valores modelados de velocidad de onda de corte.

	Velocidad P (km/s)	Velocidad S (km/s)	Vp/Vs
Permeabilidad (mD)	-0.92	-0.94	-0.84
Porosidad (%)	-0.64	-0.07	-0.26
Volumen de Grano (cm ³)	-0.72	-0.32	-0.54
Densidad de Grano (g/cm ³)	0.93	0.37	0.65
Velocidad P (km/s)	1.00	0.10	0.86
Velocidad S (km/s)	0.10	1.00	-0.41
Vp/Vs	0.86	-0.41	1.00
Carbono Orgánico Total (TOC)	-0.14	0.13	-0.14
S1	0.02	0.12	0.00
S2	-0.03	0.13	-0.04
S3	0.08	0.50	-0.11
Tmax (°C)	-0.82	-0.23	-0.63
Índice de Hidrogeno (mg HC/g TOC)	0.19	0.02	0.23
Índice de Oxígeno (mg CO ₂ /g TOC)	0.25	0.48	-0.04
Índice de Producción	0.60	0.36	0.31
PG	-0.02	0.13	-0.04

Tabla 11: Matriz de correlación entre las velocidades de onda compresional, velocidades de onda de corte y el ratio Vp/Vs con los demás parámetros recolectados. Para lo anterior se utilizó la librería de *pandas* y la biblioteca de *sklearn* en Python

Adicionalmente, en la tabla (11) se exhiben los coeficientes de correlación entre las velocidades de onda (S y P) y los demás parámetros recolectados. Se designó el color verde para correlaciones >0.6 y color rojo para correlaciones <-0.6 . Para el actual trabajo, se identificó que la velocidad de onda P posee una correlación negativa con la permeabilidad, la porosidad y el volumen de grano. De esta manera, rocas con mayor porosidad, permeabilidad y volumen de grano, describirán velocidades de onda P más bajas. Lo anterior, se puede evidenciar en litologías como las areniscas (muestras TSH y TB; Figuras 7, 8a, 9) en donde

debido a sus altas porosidades/permeabilidades, fluidos o gases pueden emplazarse en los espacios porosos disminuyendo así la velocidad de onda P. Adicionalmente, enunciada velocidad posee un coeficiente de correlación positivo con la densidad de grano. En este sentido, rocas más densas como las calizas (muestras ROS, TA, CC; Figura 10) describirán mayores velocidades de onda compresional; en la medida que al aumentar la densidad de la roca la porosidad y la permeabilidad disminuyen. La variable de Tmax posee un coeficiente de correlación de -0.82 con la velocidad de onda compresional, es decir, a mayor madurez termal tenga una roca (Tmax más alto), menor será la velocidad de onda compresional con base en la Tabla (11). Se esperaría que rocas con mayor madurez termal describieran mayores velocidades de onda compresional, debido a la pérdida de porosidad y permeabilidad. No obstante, para el presente estudio, se tienen rocas con porosidades y permeabilidades altas (muestra TSH, Tabla 10) que pertenecen a formaciones más antiguas (con mayor madurez termal) y, la meteorización está afectando de manera directa los datos de algunas muestras como es el caso de TB (Figura 17). Lo anterior, fue previsto en los trabajos realizados por Prasad et al. (2009) y por Garcia-Gonzalez y Towle (2006); a pesar de que se concluye que mayores velocidades de onda P se asocian a rocas con mayor madurez termal y con menores valores de porosidad y permeabilidad, los autores indican que existen casos especiales controlados por la litología y las condiciones a las que ha estado expuesta la roca o el mineral. Pueden existir rocas con mayor grado de madurez pero con alta densidad de fracturas, disminuyendo la densidad y aumentando la porosidad, reflejándose en disminuciones de las velocidades de onda acústica. Adicionalmente, la velocidad de onda compresional no exhibe una correlación significativa con el valor de TOC (Tabla 11) pero sí lo hace en los gráficos de dispersión (Figura 11).

También se calcularon los parámetros de correlación para la velocidad de onda de corte modelada (Tabla 11). Esta última posee una correlación de -0.94 con la permeabilidad, por lo que rocas más permeables describirán menores velocidades de onda de corte. No se encontraron coeficientes de correlación significativos (menores a -0.6 y mayores a 0.6) entre

la velocidad de onda de corte y los demás parámetros recolectados.

Por último, también se presentan los coeficientes de correlación para el ratio V_p/V_s (Tabla 11). Para este caso, los coeficientes de correlación son altos para la variable de densidad de grano, con un valor de 0.65. Existen correlaciones negativas para las variables de permeabilidad y T_{max} (con valores de -0.84 y -0.63 respectivamente). Con los resultados obtenidos se puede afirmar que el uso del ratio V_p/V_s no es de utilidad, ya que los coeficientes de correlación llamativos se presentan en las mismas variables que en la velocidad de onda compresional y sus valores son más pequeños (Tabla 11).

8.2. Tipos de kerógeno y madurez termal

Para definir los tipos de kerógeno en la materia orgánica se grafican los ratios H/C y O/C en un diagrama Van Krevelen (Dembicki Jr, 2009). No obstante, para el actual trabajo se realizó el análisis de pirólisis rock-eval, por lo que los ratios H/C y O/C fueron sustituidos por los índices de hidrógeno y oxígeno respectivamente. De esta manera, los datos fueron graficados en un pseudo-diagrama Van Krevelen como se muestra en la figura (25). Las muestras de la Fm. La Luna (rojo) (a excepción de 'CC'), se encuentran sobre la curva del kerógeno tipo II; normalmente representativo de materia orgánica autóctona depositada en condiciones reductoras en ambientes marinos, generadora de aceite nafténico (Dembicki Jr, 2009). Adicionalmente, enunciadas muestras están dentro de la ventana de generación de aceite (Figura 25). Por otro lado, la muestra 'CC' describe kerógeno tipo III; característico de materia orgánica proveniente de restos de plantas terrestres o material orgánico acuático depositado en condiciones oxidantes (Dembicki Jr, 2009). Este último es apto para producir gas. Las muestras de la Fm. Tablazo (morado) (Figura 25) exhiben kerógeno tipo IV, proveniente de la alteración severa y/o oxidación de la materia orgánica en el ambiente de deposición. Enunciado tipo de kerógeno no genera hidrocarburos (Dembicki Jr, 2009). La muestra de la Fm. Rosablanca (verde) (Figura 25) no posee un tipo de kerógeno claro, ya que está ubicada muy cerca al origen.

Con lo anterior, se identifica claramente el kerógeno y el tipo de hidrocarburo que puede generar cada formación geológica. Asimismo, datos petrográficos se pueden asociar a lo observado en la figura (25). Litologías como biomicritas (Tabla 10), pertenecientes a la Fm. La Luna, no exhiben alto grado de alteración en su materia orgánica y en sus minerales (calcita), lo cual se traduce en una menor madurez termal en la medida que los puntos (Figura 25) se alejan del origen. En contraste, litologías como esparitas características de la Fm. Rosablanca (Tabla 10), con un grado de recristalización alto en la calcita y alteración en su materia orgánica, se encontrarán más cerca al origen (Figura 25), indicando un estado sobremaduro (Dembicki Jr, 2009).

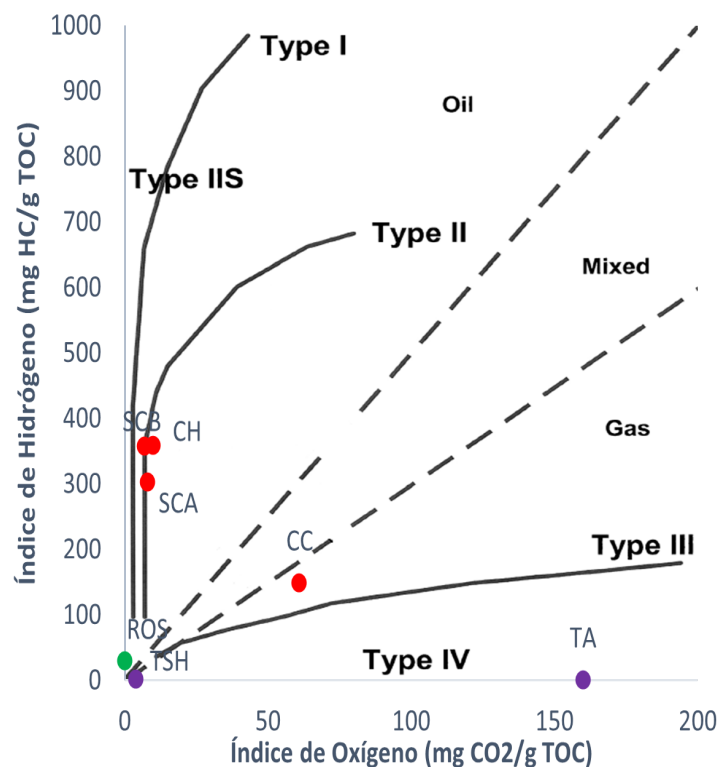


Figura 25: Diagrama pseudo-Van Krevelen para las muestras recolectadas (Dembicki Jr, 2009). Los colores designan formaciones: verde (Fm. Rosablanca), ;morado (Fm. Tablazo); rojo (Fm. La Luna) .

8.3. Definición de velocidades características

Para la definición de velocidades características se dividieron las muestras por sus litologías mas no por la formación a la que pertenecen, como se muestra en la tabla (12). De esta manera, se tienen 1 muestra con litología arenisca, 5 biomicritas y 2 esparitas; para un total de 8 muestras. Los promedios de las velocidades de onda acústica (S y P) y sus desviaciones estándares asociadas fueron calculadas (excepto para areniscas, ya que solo existe 1 muestra). Las velocidades de onda compresional describen desviaciones estándares aceptables, siendo la mayor 0,29 km/s y la menor 0.14 km/s; partiendo de la premisa que se tomaron muestras de la misma litología pero de distinta formación geológica. Más aún, las velocidades de la onda de corte modelada presentan desviaciones estándares similares, siendo 0.24 km/s el valor más alto y 0.14 km/s el valor más pequeño. No obstante, es necesario recalcar que el número de muestras con las que se calcularon los promedios presentados es muy bajo. Por tanto, la adición de más ejemplares podría lograr resultados más precisos, y se tendría un promedio más representativo de las velocidades de onda acústica basadas en las litologías de la zona de estudio. Adicionalmente, como se enunció en la sección (8.1), es importante tener en cuenta que las velocidades de onda acústica se encuentran influenciadas por parámetros geoquímicos, petrofísicos y petrográficos.

Litología	Velocidad P (km/s)	Desviación Std.	Velocidad S (km/s)	Desviación Std.
Biomicrota	2.11	0.29	1.47	0.24
Esparita	2.45	0.14	1.37	0.14
Arenisca	1.21		1.16	

Tabla 12: Velocidades características para las litologías del presente estudio. Se presenta la desviación estándar de cada promedio calculado.

9. Fuentes de error

Es importante indicar las fuentes de error que pudieron afectar los resultados obtenidos en el presente trabajo. En primera instancia, las muestras que se tomaron de campo fueron de afloramientos, en donde las fracturas y las altas porosidades generadas por meteorización jugaron un papel importante en los resultados. Este es el caso de muestras como TB y TSH (Tabla 10), en donde en varios de los análisis realizados se comportaron como *outlayers*. Con lo anterior, se recomienda la adquisición de muestras de subsuelo en futuras investigaciones (pozos, minas o túneles), en donde la meteorización no afecte de gran manera los datos obtenidos.

Por otro lado, la cantidad de muestras también es considerada una fuente de error, en la medida que entre más muestras se tengan mejor se representará una población determinada. La implementación de más ejemplares se traducirá en resultados estadísticamente mejores, que producirán mejores conclusiones.

10. Conclusiones

- Las velocidades de onda P medidas en los núcleos de roca secos fueron más bajas a las de rocas promedio debido a la saturación de gas (Tabla 7). A pesar de que la variación de las velocidades de onda acústica con respecto a la presión confinante no fue calculada, los valores de velocidades medidos en muestras de roca seca serían indicativos de muestras saturadas en gas (Tabla 7).
- En el presente estudio, para llevar a cabo el modelamiento de la onda de corte, fue necesario recalcular las velocidades de onda compresional en muestra seca para muestras saturadas en agua destilada (Kahraman, 2007). Lo anterior provoca aumentos en las velocidades de onda compresional, en la medida que la densidad de la roca incrementa al cambiar el gas por agua (Tabla 7).
- Se identifica correspondencia entre la velocidad de onda P y la edad o posición estratigráfica de la muestra (Tabla 7). Como se evidencia, la formación Rosablanca presenta las mayores velocidades de onda P, ya que sus muestras asociadas estuvieron enterradas a gran profundidad incrementando su densidad. Por otro lado, la formación La Luna exhibe calizas laminadas ricas en foraminíferos, con abundante materia orgánica y pobremente cementadas; factores que disminuyen la densidad y provocan disminuciones en las velocidades de onda compresional.
- Las velocidades de onda compresional presentan coeficientes de correlación altos con parámetros petrofísicos como la porosidad, la permeabilidad y la densidad de grano (Tabla 11). Mayores porosidades y permeabilidades junto con densidades de grano bajas (como las areniscas, Tabla 10), se traducirán en disminuciones en la velocidad de onda compresional.
- Las velocidades de onda de corte reflejan únicamente coeficientes de correlación con la permeabilidad (Tabla 11). Específicamente, a mayores valores de permeabilidad meno-

res valores de velocidad de onda de corte.

- El ratio V_p/V_s no es de utilidad para el actual estudio, ya que los coeficiente de correlación más altos y más bajos se ubican en las mismas variables que en los de la Velocidad P y Velocidad S (al mismo tiempo que son más pequeños) (Tabla 11).
- Los resultados de reflectancia de vitrinita y el valor de Tmax obtenido a través de la pirólisis no fueron confiables. Por tanto, para determinar la madurez termal de las muestras de la actual investigación, se utilizaron los índices de hidrógeno y de oxígeno calculados a partir del análisis de pirólisis Rock-eval. Con lo anterior, se determinó que las muestras de la Fm. La Luna (calizas, Tabla 10) poseen kerógeno tipo II y tipo III, capaz de producir gas y aceite (Figura 25). Las muestras de la Fm. Tablazo (areniscas y calizas, Tabla 10) se acercan a la curva del kerógeno tipo IV (Figura 25), el cual no produce ningún tipo de hidrocarburo. Finalmente, la muestra de la Fm. Rosablanca (esparita, Tabla 10) no exhibe ningun tipo de afinidad hacia las curvas que determinan los tipos de kerógeno y su cercanía al origen, indica el estado sobremaduro en el que se encuentra.

Con lo anterior, se concluye que la Fm. La Luna es la más llamativa para la extracción de hidrocarburos; para este caso, yacimientos no convencionales debido a las bajas permeabilidades de las rocas reservorio (Tabla 5). Adicionalmente, las rocas de la Fm. La Luna son las que describen mayores valores de TOC (Tabla 8) con un valor promedio de 3.2% [p/p] y a su vez, las que presentan índices de hidrógeno más altos (Tabla 8). En este sentido, el carbono de la materia orgánica presente se encuentra asociado al hidrógeno, lo que hace posible la generación de hidrocarburos.

- La cantidad de materia orgánica presente en la roca, con base en los resultados del actual trabajo, influye de manera directa en la velocidades de onda acústica compresional mas no en la de corte (Figuras 11, 20 y Tabla 11). Mayores cantidades de materia orgánica se traduce en reducciones de la velocidad de onda compresional.

- Las velocidades características se determinaron de acuerdo a las litologías descritas de las muestras (Tabla 12), independiente de sus formaciones asociadas. Las desviaciones estándares indican valores aceptables para ambos tipos de onda acústica, tanto compresional como de corte. No obstante, en el presente estudio se utilizaron un total de 8 muestras, por lo que se recomienda para futuras investigaciones acoplar mayores cantidades para obtener muestras más representativas de las formaciones geológicas.
- La posibilidad de extraer muestras de subsuelo impactaría de manera positiva los resultados obtenidos en futuras investigaciones. Para el actual trabajo, las muestras de afloramiento recolectadas han estado expuestas a microfracturas generadas por meteorización, que afectan directamente los datos y las conclusiones obtenidas.

Referencias

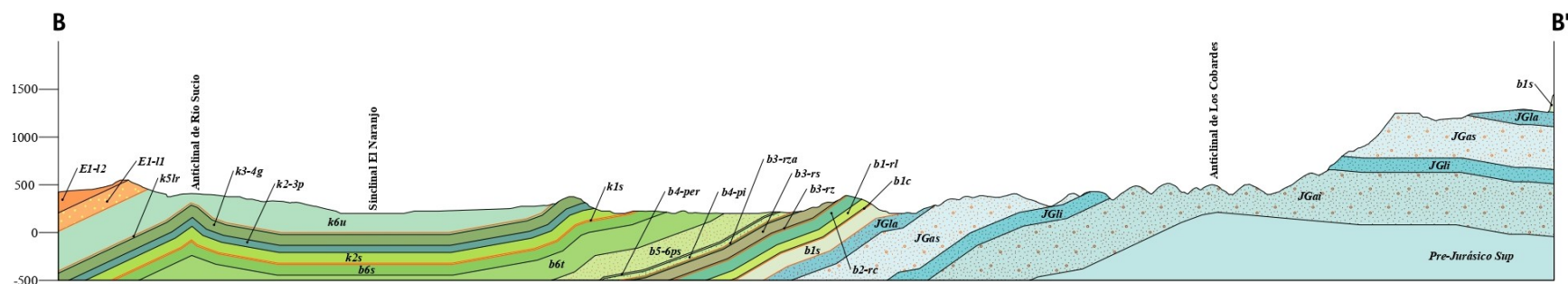
- ACP. (2012). Colombia le apuesta a los hidrocarburos no convencionales. *ACP Hidrocarburos*, 6-11.
- Aguilera, R., Sotelo, V., Burgos, C., Arce, C., Gómez, C., Mojica, J., Castillo, H., Jiménez, D., & Osorno, J. (2010). Organic geochemistry atlas of Colombia. *Earth Sciences Research Journal*, 14, 61-77.
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C., & Martinez, J. (2007). Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal (pp. 92). *Bogotá: ANH. Recuperado a partir de http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencassedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf*.
- Bohacs, K. M., Grabowski, G. J., Carroll, A. R., Mankiewicz, P. J., Miskell-Gerhardt, K. J., Schwalbach, J. R., Wegner, M. B., & Simo, J. T. (2005). Production, destruction, and dilution—the many paths to source-rock development.
- Cáceres, C., Cediel, F., & Etayo, F. (2003). Maps of sedimentary facies distribution and tectonic setting of Colombia through the Proterozoic and Phanerozoic. *Publicación de Ingeominas (Bogotá, 2005)*, 43.
- Close, D. I., Stirling, S., Cho, D., & Horn, F. (2010). An integrated workflow for shale gas in the Western Canadian sedimentary basin: Surface seismic to stimulation. *AAPG 2010 Annual Convention, New Orleans, Louisiana*, 11-14.
- Council, A. (2008). Global Trends 2025: A Transformed World. *Executive Summary of the National Intelligence Council report of the same name*.
- Dembicki Jr, H. (2009). Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals. *AAPG bulletin*, 93(3), 341-356.
- Dow, W. G. (1977). Kerogen studies and geological interpretations. *Journal of geochemical exploration*, 7, 79-99.
- Dunham, R. J. (1962). Classification of carbonate rocks according to depositional textures.

- Etayo-Serna, F., Arenas, D. M., Sánchez, G. M., Melo, R. T., & Ospitia, G. G. (2020). Estudios geológicos y paleontológicos sobre el Cretácico en la región del embalse del río Sogamoso, Valle Medio del Magdalena.
- Folk, R. L. (1959). Practical petrographic classification of limestones. *AAPG bulletin*, 43(1), 1-38.
- Forster, A., Kuypers, M. M., Turgeon, S. C., Brumsack, H.-J., Petrizzo, M. R., & Damsté, J. S. S. (2008). The Cenomanian/Turonian oceanic anoxic event in the South Atlantic: New insights from a geochemical study of DSDP Site 530A. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 267(3-4), 256-283.
- Garcia-Gonzalez, M., & Towle, G. (2006). MEASUREMENT OF ELASTIC WAVE VELOCITIES IN COAL SAMPLES OF DIFFERENT RANK. *Boletín de Geología*, 28(1), 81-95.
- Gregory, A. (1977). Aspects of rock physics from laboratory and log data that are important to seismic interpretation: Section 1. Fundamentals of stratigraphic interpretation of seismic data.
- Hamada, G. (2004). Reservoir fluids identification using Vp/Vs ratio? *Oil & Gas Science and Technology*, 59(6), 649-654.
- Jia, C., Zheng, M., & Zhang, Y. (2016). Some key issues on the unconventional petroleum systems. *Petroleum Research*, 1(2), 113-122.
- Kahraman, S. (2007). The correlations between the saturated and dry P-wave velocity of rocks. *Ultrasonics*, 46(4), 341-348.
- Kern, H., Liu, B., & Popp, T. (1997). Relationship between anisotropy of P and S wave velocities and anisotropy of attenuation in serpentinite and amphibolite. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 102(B2), 3051-3065.
- Klemme, H., & Ulmishek, G. F. (1991). Effective petroleum source rocks of the world: stratigraphic distribution and controlling depositional factors. *AAPG bulletin*, 75(12), 1809-1851.

- Oloruntobi, O., & Butt, S. (2020). The shear-wave velocity prediction for sedimentary rocks. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 76, 103084.
- Peters, K. E. (1986). Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG bulletin*, 70(3), 318-329.
- Prasad, M., Pal-Bathija, A., Johnston, M., Rydzy, M., & Batzle, M. (2009). Rock physics of the unconventional. *The Leading Edge*, 28(1), 34-38.
- Ronov, A. (1958). Organic carbon in sedimentary rocks (in relation to the presence of petroleum). *Geochemistry*, 5, 497-509.
- Sanei, H., Wood, J. M., Ardakani, O. H., Clarkson, C. R., & Jiang, C. (2015). Characterization of organic matter fractions in an unconventional tight gas siltstone reservoir. *International Journal of Coal Geology*, 150, 296-305.
- Sarker, R., & Batzle, M. (2008). Effective stress coefficient in shales and its applicability to Eaton's equation. *The Leading Edge*, 27(6), 798-804.
- Sarmiento, L. (2011). Petroleum geology of Colombia, Middle Magdalena basin. *ANH-EAFIT University*.
- Schlanger, S. O., & Jenkyns, H. (1976). Cretaceous oceanic anoxic events: causes and consequences. *Geologie en mijnbouw*, 55(3-4).
- Senftle, J., & Landis, C. R. (1991). Vitrinite Reflectance as a Tool To Assess Thermal Maturity: Chapter 12: GEOCHEMICAL METHODS AND EXPLORATION.
- Teichmuller, M., & Teichmuller, R. (1982). Stach's textbook of coal petrology. *Gebrüder Borntraeger, Berlin, Stuttgart*, 381-413.
- Tissot, B., Durand, B., Espitalie, J., & Combaz, A. (1974). Influence of nature and diagenesis of organic matter in formation of petroleum. *Aapg Bulletin*, 58(3), 499-506.
- Torres, E. J., Slatt, R. M., Philp, P., O'Brien, N., & Rodriguez, H. L. (2015). Unconventional Resources Assessment of La Luna Formation in the Middle Magdalena Valley Basin, Colombia. *AAPG Annual Convention & Exhibition, Denver, Colorado*.

- Villamil, T. (1998). Chronology, relative sea-level history and a new sequence stratigraphic model for basinal Cretaceous facies of Colombia.
- Zhou, Z., Zhu, H., & Chen, W. (2006). Experimental study on acoustic wave propagation character of water saturated rock samples. *Yanshilixue Yu Gongcheng Xuebao/Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 25(5), 911-917.
- Zhu, H., Tan, Y., Chen, Q., Wang, L., Yao, G., & Cao, H. (2015). The effects of gas saturation on the acoustic velocity of carbonate rock. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 26, 149-155.
- Zhu, Y., Xu, S., Payne, M., Martinez, A., Liu, E., Harris, C., & Bandyopadhyay, K. (2012). Improved rock-physics model for shale gas reservoirs. En *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2012* (pp. 1-5). Society of Exploration Geophysicists.





















A. Corte geológico: Represa Hidrosogamoso



Corte geológico realizado en la zona de la represa de Hidrosogamoso realizado por Etayo-Serna et al. (2020). Este corte geológico abarca la misma zona que muestra el mapa (3). Por tanto, las muestras CC, SCA, SCB, CH fueron extraídas del miembro **k2s** (Salada) de la formación La Luna. Finalmente, la muestra TA se obtuvo de la formación **b6t** (Tablazo).

Es importante destacar que la formación más antigua (Formación Rosablanca) fue enterrada a mayor profundidad en relación a la más joven (Formación La Luna). Lo anterior se espera esté estrechamente relacionado con los parámetros de porosidad, permeabilidad, densidad y volumen de grano; en la medida que rocas más antiguas tienden a tener menores porosidades, menores permeabilidades y mayores densidades, por lo que tenderán a describir mayores velocidades de onda acústica. Adicionalmente, es importante recalcar que la formación La Luna, en el Valle Medio del Magdalena, se encuentra en la ventana de generación de petróleo y gas. Por tanto, se espera que lo anterior tenga incidencia en las velocidades de onda acústica registradas.

VELOCIDADES ACÚSTICAS DE ROCAS DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

	<p>E1-I2 Formación Lisama (Intervalo lodolítico arenítico): Conjunto morfológicamente suave. Intercalación de lodolitas gris oscuro en capas gruesas con laminación plano paralela media y gruesa, con arenitas líticas de textura fina a gruesa, en capas tabulares medias. Espesor: 525m. Edad: Paleoceno.</p> <p>E1-I1 Formación Lisama (Intervalo arenítico inferior): Conjunto morfológicamente resistente de arenitas de cuarzo y líticas de textura fina y media, grises, en capas gruesas con intercalaciones de lodolitas grises con laminación ondulosa y plano paralela media. Espesor: 200m. Edad: Paleoceno.</p> <p>k6u Formación Umir: Lodolitas negras en capas gruesas con laminación plano paralela media, capas delgadas de arenita de cuarzo de textura fina a media, gris claro, lodolitas carbonosas negras y mantos de carbón. Hacia el techo arenitas de cuarzo de textura media, rojizas y pardas. Espesor: 385m. Edad: Maastrichtiano.</p> <p>k5lr Formación La Renta: <i>Mudstone</i> y <i>wackestone</i> gris oscuro de foraminíferos bentónicos y planctónicos, capas medias y gruesas de fosforitas, capas medias y gruesas de <i>mudstone</i> y <i>packstone</i> silicificado negro. Aproximadamente 50m de espesor. Edad: Campaniano.</p>
	<p>k3-4g Formación Galebo: <i>Mudstone</i> y <i>wackestone</i> gris oscuro de foraminíferos planctónicos, terrígenas (arcillosas) o carbonosas, duras, compactas, en capas medias y gruesas con laminación plano paralela delgada. Son comunes las concreciones centimétricas a decimétricas con restos de amonitas, peces y bivalvos especialmente hacia la base. Espesor: 100m. Edad: Coniaciano - Santoniano.</p>
	<p>k2-3p Formación Pujamana: Arcilolitas y lodolitas negras, levemente carbonosas y micáceas en capas tabulares gruesas y laminación plano paralela media. Presenta intercalaciones de arenitas de cuarzo de textura fina, limolitas de cuarzo y <i>mudstone</i>. Espesor: 75m. Edad: Turoniano tardío.</p>
	<p>k2s Formación Salada: <i>Mudstone</i> y <i>wackestone</i> negra en capas delgadas y medias con laminación plano paralela delgada y media de foraminíferos planctónicos. Lodolita terrígena negra con laminación plano paralela delgada y concreciones elipsoidales hasta de 1m de diámetro de <i>mudstone</i> y <i>wackestone</i> hacia la parte inferior. Espesor: 100m. Edad: Turoniano temprano.</p>
	<p>k1s Formación Salto: <i>Packstone</i> negro con bivalvos <i>Rhynchostreon</i> sp., en capas medias y gruesas. Espesor: 25m. Edad: Cenomaniano.</p>
	<p>b6s Formación Simiti: Lodolitas negras en capas muy gruesas con laminación plano paralela, intercaladas con arenitas de cuarzo de textura fina y <i>wackestone</i> en capas medias a gruesas. Espesor: 125m. Edad: Albiano medio.</p>
	<p>b6t Formación Tablazo: <i>Mudstone</i> grises, macizos en capas medias y gruesas (Seg I). <i>Mudstone</i>, <i>wackestone</i> y <i>packstone</i> grises, en capas gruesas; intercaladas con cuarzoarenita con textura muy fina a media y con lodolitas grises en capas muy gruesas (Seg III). <i>Packstone</i> y <i>wackestone</i> en capas muy gruesas alternadas con cuarzoarenitas de textura muy fina a media fosilíferas, en capas muy gruesas (Seg V y VII). Los segmentos II, IV, VI son de lodolitas en capas muy gruesas con cuarzoarenitas de textura muy fina a limolitas. Espesor: 275m. Edad: Albiano temprano.</p>
	<p>b5-6ps Formación La Paja (Intervalo superior): <i>Mudstone</i> con materia orgánica (<i>bindstone</i>-microbialitas) en capas medias y gruesas intercaladas con <i>mudstone</i> arcillosos con materia orgánica (<i>bindstone</i>-microbialitas con arcillas) en capas gruesas y muy gruesas. Hacia la parte inferior lentes y láminas de calcita fibrosa y yesos resedimentados. Espesor: 200m. Edad: Aptiano tardío - Albiano temprano.</p>
	<p>b4-per Formación La Paja (Intervalo Calcáreo El Ramo): <i>Mudstone</i> con materia orgánica (<i>bindstone</i>-microbialitas) en capas medias y gruesas alternantes con <i>mudstone</i> arcillosos con materia orgánica (<i>bindstone</i>-microbialitas) en capas medias. Los mejores afloramientos se presentan por el cauce de la Quebrada del Ramo cerca de la confluencia de Quebrada Las Lajas (S) y Caño Bolas (N). Espesor: 25m. Edad: Barremiano.</p>
	<p>b4-pi Formación La Paja (Intervalo inferior): <i>Mudstone</i> con materia orgánica (<i>bindstone</i>-microbialitas) en capas medias se alternan con <i>mudstone</i> arcillosos con materia orgánica (<i>bindstone</i>-microbialitas) en capas medias y gruesas. Espesor: 75m. Edad: Barremiano.</p>
	<p>b3-rza Formación Rosa Blanca (Miembro Zapatoa): Arenitas de cuarzo lodosas ferruginosas en capas tabulares gruesas, <i>wackestone</i> y <i>packstone</i> de bivalvos, negras en capas medias. Espesor: 25m. Edad: Hauteriviano.</p>
	<p>b3-rs Formación Rosa Blanca (Miembro El Sapo): <i>Wackestone</i> gris oscuro en capas medias y gruesas en alternancia con lodolitas terrígeno - calcáreas en capas gruesas. Espesor: 100m. Edad: Hauteriviano.</p>
	<p>b3-rz Formación Rosa Blanca (Miembro Zo): <i>Packstone</i> y <i>wackestone</i> gris oscuro en capas medias en alternancia con lodolitas terrígenas en capas medias. Espesor: 25m. Edad: Valanginiano.</p>
	<p>b2-rc Formación Rosa Blanca (Miembro Carrizal): <i>Wackestone</i> gris oscuro en capas medias, en alternancia con <i>mudstone</i> en capas medias. Espesor: 125m. Edad: Valanginiano.</p>
	<p>b1-rl Formación Rosa Blanca (Miembro Lagunetas): <i>Mudstone</i> y <i>wackestone</i>, dolomíticas, gris oscuro y negro en capas medias y gruesas con niveles de yeso hacia la parte inferior oriental. Espesor: 75m. Edad: Berriasiano.</p>
	<p>b1c Formación Cumbre: Cuarzo arenitas de textura muy fina a limolitas en capas muy gruesas, con intercalaciones irregulares de lodolitas calcáreas y terrígenas grises oscuras con restos de bivalvos y peces. Espesor: 25m. Edad: Berriasiano.</p>
	<p>b1s Formación Los Santos: Arenitas de cuarzo de textura media a gruesa, gris claro y violeta, con lodolitas gris claro, violeta, laminadas. Hacia el tope de la unidad se presentan icnofósiles tipo <i>Scyonyia</i>. Espesor: 150m. Edad: Berriasiano.</p>
	<p>JGla Grupo Girón (Intervalo lodolítico arenítico): Alternancia de lodolitas y limolitas naranja y verde claro en capas gruesas con arenitas de cuarzo y líticas de textura media a gruesa, violeta. Espesor: 150m. Edad: Jurásico tardío.</p>
	<p>JGas Grupo Girón (Intervalo arenítico superior): Conglomerado matriz soportado de cantos de textura fina a media, subangulares de arenita de cuarzo de textura fina a media, en capas gruesas y muy gruesas. Lodolitas violeta en capas gruesas y muy gruesas con láminas onduladas medias y gruesas de arenita de cuarzo de textura media. Arenitas líticas de textura media a gruesa, gris claro, verde claro y violeta, en capas gruesas. Hacia la parte alta se presenta un intervalo de arenitas de cuarzo de textura media a muy gruesa, gris claro, con intraclastos de lodolitas e intercalaciones de capas medias de lodolita negra con fragmentos de material vegetal. Espesor: 450m. Edad: Jurásico tardío.</p>
	<p>JGai Grupo Girón (Intervalo lodolítico inferior): Alternancia de lodolitas y limolitas naranja y verde claro en capas gruesas con arenitas de cuarzo y líticas de textura media a gruesa, violeta. Espesor: 150m. Edad: Jurásico tardío.</p>
	<p>JGai Grupo Girón (Intervalo arenítico inferior): Conglomerado matriz soportado de cantos finos a medios, subangulares de arenita de cuarzo de textura fina a media, en capas gruesas y muy gruesas. Lodolitas violeta en capas gruesas y muy gruesas con láminas onduladas medias y gruesas de arenita de cuarzo de textura media. Arenitas líticas de textura media a gruesa, gris claro, verde claro y violeta, en capas gruesas. Espesor: 600m. Edad: Jurásico tardío.</p>