

**EVOLUCIÓN TERMO-CINEMÁTICA DE ROCAS GENERADORAS Y
ESTIMACIÓN DE HIDROCARBUROS RETENIDOS EN UN ÁREA
ESTRUCTURALMENTE COMPLEJA: CASO CRETÁCICO SUPERIOR,
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM)**

AUTOR

NELSON SÁNCHEZ RUEDA

DIRECTORES

TEMÁTICO: MARIO ALBERTO GUZMÁN VEGA, ECOPETROL

METODOLÓGICO: OLGA LUCIA QUINTERO MONTOYA, EAFIT

ESCUELA DE CIENCIAS

DOCTORADO EN CIENCIAS DE LA TIERRA

UNIVERSIDAD EAFIT

2020

CONTENIDO

RESUMEN	7
ABSTRACT	8
1. INTRODUCCIÓN	9
2. MARCO TEÓRICO	18
3. DETERMINACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS COMPOSICIONALES, GEOQUÍMICAS Y PETROFÍSICA DE LA ROCA.....	48
4. MODELADO DE SISTEMAS PETROLÍFEROS TIPO SHALE PLAY BAJO RÉGIMEN TECTÓNICO COMPRESIVO.....	85
5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....	109
6. BIBLIOGRAFÍA	113

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Mapa de localización cuenca Valle Medio del Magdalena VMM y el área de interés (Modificado de Sarmiento, 2011).....	13
Figura 2.	Evolución general de la transformación de la materia orgánica.....	20
Figura 3.	Diagrama de Van Krevelen modificado para estimar el tipo de kerógeno en las rocas. De acuerdo a la relación de cantidades de HI y OI (Espitalié et al., 1977; Hantschel & Kauerauf, 2009).	25
Figura 4.	Sección esquemática mostrando los elementos esenciales de los sistemas petrolíferos. (McCarthy et al., 2011).	27
Figura 5.	Los pasos interrelacionados de modelado de Cuenca y sistemas petrolíferos. El modelado consta de dos etapas principales: construcción del modelo y modelado. (Al-Hajeri, et al., 2009).	35
Figura 6.	Localización de la sección Caparrapi Nótese la complejidad del sistema de fallas.	49
Figura 7.	Columna estratigráfica generalizada y evolución tectónica esquemática del VMM.....	51
Figura 8.	Columna estratigráfica generalizada. Nótese las muestras colectadas y los análisis realizados en cada una de ellas.	53
Figura 9.	Clasificación de las muestras analizadas según el diagrama de Folk (1974) para rocas mixtas.	57
Figura 10.	Muestras dentro de la Microfacies Rocas Terrígenas, Arcillolitas-Limosas-calcáreas con fósiles..	58
Figura 11.	Aspecto del almacén en la microfacies terrígenas, Arcillolitas-Limosas-calcáreas con fósiles..	59
Figura 12.	Componentes ortoquímicos y aloquímicos observados en la microfacies terrígenas, Arcillolitas-Limosas-calcáreas con fósiles.....	60
Figura 13.	Muestras clasificadas dentro de la microfacies Bioarcillolita con materia orgánica y micrita..	61
Figura 14.	Aspecto textural de la microfacies de rocas aloquímicas impuras, Bioarcillolitas con materia orgánica y micrita.....	62
Figura 15.	Composición aloquímica de la microfacies de rocas aloquímicas impuras, Bioarcillolitas con materia orgánica y micrita.	63
Figura 16.	Composición ortoquímica principal de la microfacies de rocas aloquímicas impuras, Bioarcillolitas con materia orgánica y micrita..	64
Figura 17.	Superficies de presión-solución de la microfacies de rocas aloquímicas impuras, Bioarcillolitas con materia orgánica y micrita. .	65

Figura 18.	Muestras clasificadas dentro de la microfacies Biomicrita con arcilla y MO.....	66
Figura 19.	Componentes principales de la microfacies Biomicrita con arcilla y Materia orgánica.	67
Figura 20.	Perfiles de composición mineralógica sección Caparrapí. A) Roca total. B) Fracción <2µm.....	69
Figura 21.	Diagramas ternarios para clasificación composicional por DRX de la sección Caparrapí. A. Roca total. B. Fracción menor a 2µm.	71
Figura 22.	Distribución del TOC en la sección Caparrapí. La mayoría de los valores están entre 1% y 4%, dándole características de buenas a muy buenas a esta sección.....	72
Figura 23.	Diagrama Van Krevelen de las muestras analizadas de la sección Caparrapí.....	73
Figura 24.	Distribución de la relación S2/S3 en la sección Caparrapí. Se refuerza el tipo de materia orgánica y su similitud en la secuencia.	75
Figura 25.	Fotomicrografías de las Partículas Observadas.....	76
Figura 26.	Perfil de madurez termal para la sección Caparrapí.....	78
Figura 27.	Fotomicrografías de material orgánico. (Aumento 50X Oil, tomadas en Microscopio Leica DM 4500 P LED).....	79
Figura 28.	Relación de hidrocarburos libres en la sección Caparrapí. A. Distribución del S1. B. S1/TOCx100.	80
Figura 29.	Perfil de integración de la data de geoquímica, mineralógica y petrofísica de la sección Caparrapí.....	83
Figura 30.	Columna estratigráfica generalizada y evolución tectónica esquemática del VMM.....	87
Figura 31.	Localización de la sección modelada. La sección se encuentra al sur del VMM, entre las Cordilleras Central y Oriental.....	90
Figura 32.	Flujo de trabajo para la reconstrucción de los procesos geológicos del sistema petrolífero. A) Modelo Estructural. B) Modelos de sistemas petrolíferos.....	91
Figura 32.	Sección estructural sin interpretar. Se usaron 5 líneas de diferentes programas sísmicos.....	93
Figura 33.	Interpretación estructural en profundidad. Los colores en tonos del verde en la interpretación representan rocas del Cretácico, los amarillos y naranja del Terciario, y el rosado representa el tope de Basamento.....	94
Figura 34.	Restauración cinemática secuencial de la sección estructural. Se muestran los estados principales de deformación en la evolución estructural del sur del VMM.	95

Figura 35.	Geometría y distribución de litologías en el estado presente. Se muestra la malla usada en el modelado de sistemas petrolíferos. Se puede apreciar la posición de los pseudopozos usados en la calibración y los principales rasgos estructurales.....	97
Figura 36.	Madurez termal de las rocas generadoras expresada en porcentaje de reflectancia de la vitrinita (%Ro) por celda.	99
Figura 37.	Calculo en porcentaje de la porosidad orgánica presente en las rocas generadoras en % por celda..	101
Figura 38.	Volumen de Metano (CH ₄) adsorbido en la roca generadora expresado en m ³ por celda.....	102
Figura 39.	Saturación de hidrocarburos de las rocas generadoras en % por celda.....	103
Figura 40.	Volumen de hidrocarburos almacenados en la porosidad orgánica, expresado en m ³ por celda.....	104
Figura 41.	Volumen de hidrocarburos almacenados en la porosidad intergranular, expresado en m ³ por celda.....	105
Figura 42.	Volumen potencial total de hidrocarburos almacenados en las rocas generadoras, expresado en m ³ por celda.	106

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.	Estimación del potencial petrolífero de una roca con base en el contenido de carbono orgánico y los parámetros S1 y S2 obtenidos a partir de Pirolisis Rock-Eval (Peters y Cassa, 1994).	23
Tabla 2.	Parámetros Geoquímicos obtenidos a partir de pirolisis rock-eval que describen el tipo de kerógeno (<i>Calidad</i>) y el tipo de producto expulsado (Peters y Cassa, 1994).	24
Tabla 3.	Etapas de madurez termal de acuerdo a algunos parámetros geoquímicos (Peters y Cassa, 1994).	26
Tabla 4.	Análisis petrofísicos básicos para 15 muestras de la sección Caparrapí. Convencional (Permeámetro Convencional y Shale Matrix Permeameter) y Especiales (Presión Capilar por Inyección de Mercurio).....	81

RESUMEN

La caracterización mineralógica, geoquímica y petrofísica de una sección estratigráfica del Coniaciano – Campaniano en el sur del VMM y la reconstrucción de la evolución estructural del área, integradas en un modelo de sistemas petrolíferos 2D, permitieron reconocer como la deformación afecta la continuidad lateral del potencial de los yacimientos tipo shale play. La caracterización geoquímica demuestra el potencial de este intervalo como roca generadora por la cantidad y calidad de la materia orgánica observada, además de un estado termal óptimo para la generación de aceite en el sinclinal de Guaduas y de gas en la parte no exhumada. La composición mineralógica evidencia altos contenidos de minerales que favorecen la fragilidad, lo que eventualmente facilitaría el fracturamiento artificial. En términos de sus propiedades petrofísicas, se tienen valores aceptables de porosidad intergranular, favoreciendo el almacenamiento de los hidrocarburos generados.

La reconstrucción de la deformación permitió entender la temporalidad de los rasgos estructurales principales y como las diferencias en el enterramiento y la exhumación a lo largo de la sección provocaron que las rocas generadoras fueran sometidas a cambios significativos en su madurez termal, lo que indujo que fenómenos propios de los shale play como la porosidad orgánica o la adsorción de CH₄ presenten diferencias lateralmente.

La continua deformación desde finales del Cretácico produjo que las rocas generadoras en el flanco oriental de la Cordillera Central fueran erosionadas, mientras que las del flanco occidental de la Cordillera Oriental se deformaron y exhumaron provocando cambios en su porosidad, madurez y tasas de transformación lateral y verticalmente. Estos cambios han condicionado la distribución de los tipos y volúmenes de hidrocarburos generados y almacenados en este shale play. En el área modelada, las rocas en el sinclinal de Guaduas presentan las mejores características como sistema shale play, ya que su evolución permitió alcanzar y no sobrepasar la ventana de aceite, permitiendo por otra parte, el desarrollo de una porosidad orgánica. Finalmente, la exhumación del área inhibió los procesos de compactación, lo que permitió la preservación de la porosidad de matriz, dando lugar a porcentajes altos de saturación de hidrocarburos.

Palabras Claves: Shale play, deformación, exhumación, volumen generado, volumen almacenado, potencial de hidrocarburos.

ABSTRACT

The compositional, geochemical and petrophysical characterization of a stratigraphic section of the Coniacian - Campanian in the south of the MMV and the reconstruction of the structural evolution of the area, both integrated in a 2D oil system model, allowed to establish the impact of the deformation in the oil accumulations. Geochemical characterization demonstrates a potential as a source rock since it has high values of quantity and quality of organic matter, in addition the rocks reached an optimal thermal state for hydrocarbon generation. In the compositional high content of minerals that favor fragility is evidenced, which would eventually facilitate artificial fracturing. In terms of their petrophysical properties, there are acceptable intergranular porosity values, favoring the storage of the hydrocarbons generated. By reconstructing the deformation, it was possible to understand the temporality of the main structural features and how the differences in the burial and exhumation along the section cause the source rocks to undergo significant changes in their thermal maturity, which causes phenomena characteristic of Shale play such as organic porosity or adsorption of CH₄ are quite different laterally.

The continuous deformation since the end of the Cretaceous caused that the source rocks on the eastern flank of the Central Cordillera were eroded, while those on the western flank of the Eastern Cordillera have been deformed and exhumed causing vertically and lateral changes in their porosity, maturity transformation rates. These changes have conditioned the distribution of the types and volumes of hydrocarbons generated and stored. For the modeled area, the rocks in the Guaduas syncline have the best features as a shale play system, since their evolution favored reaching and not exceeding the oil window, also allowed the development of organic porosity, the exhumation caused the compaction not to affect considerably the porosity of matrix, giving rise to high saturation percentages of hydrocarbons.

Keywords: Shale play, deformation, exhumation, generated volume, expelled volume, hydrocarbons potential.

1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas no convencionales han tomado mucha importancia a medida que la exploración y desarrollo de yacimientos convencionales se hizo cada vez más complicado. El petróleo y el gas no convencional se consideran como un nuevo recurso para mantener la estabilidad a largo plazo de los suministros de petróleo y gas (Jia, et al., 2016). Se ha postulado que los recursos globales de shale play son enormes, con una estimación de aproximadamente 335 Billones de barriles de aceite y 7. 795 T cf de gas que son técnicamente recuperables (EIA, 2013).

Gran parte de los recursos asociados a shale play desarrollados se encuentran en USA, siendo los sistemas más conocidos los de Bakken, Barnett, Eagle Ford, Niobrara, Wolfcamp y Woodford Shale (Jarvie, 2012). Se han estudiado shale play en otras partes del mundo con alto potencial, por ejemplo, el Shale Vaca Muerta de la cuenca Neuquina en Argentina (Milena et al., 2015; Romero et al., 2017) y el shale Bazhenov en la cuenca West Siberian en Rusia (Lopatin et al., 2003; Melnikov et al., 2015).

El Cretáceo Superior ha sido identificado globalmente como uno de los periodos de tiempo más favorables para la depositación y preservación de materia orgánica en el registro geológico (Schlanger & Jenkyns, 1976; Klemme & Ulmishek, 1991; Villamil, 1998; Forster et al., 2008), esto ha permitido el desarrollo de rocas generadoras de gran calidad, como la Formación La Luna en Colombia y Venezuela (Villamil, 2003; Torres, 2013; Sánchez et al., 2015; Thompson-Butler, et al., 2019). Dado el enorme potencial de los yacimientos tipo shale plays, se hace necesario generar conocimiento que permita establecer si rocas generadoras como la Formación La Luna en el norte de Suramérica tienen potenciales similares a los conocidos en otras partes del mundo.

En los últimos años se han realizado esfuerzos en la cuenca Llanos y su Piedemonte en Colombia para entender la temporalidad de la deformación y su impacto en los sistemas petrolíferos (Mora et al, 2015). Estos estudios han permitido integrar la cinemática de la deformación y la caracterización geoquímica orgánica de las rocas generadoras en el Piedemonte Llanero en Colombia para estimar los volúmenes generados y acumulados en reservorios convencionales (Sánchez et al, 2015). Sin embargo, no existen estudios sobre la evolución de los shale plays en áreas estructuralmente complejas, como es la parte sur de la Cuenca del Magdalena Medio objeto de este estudio.

Los yacimientos no convencionales tipo shale play deben ser entendidos desde sus características como roca generadora y almacenadora, para lograr identificar los denominados “sweet spots” (Jarvie et al., 2012). Hasta ahora se ha venido trabajando en la cuantificación de los valores actuales de estas propiedades. Por ejemplo, en las propiedades como roca generadora, desde la caracterización

geoquímica orgánica, algunos de los trabajos más recientes son los de Hodairi (2012), Miceli (2014) y Wang (2016), los cuales han estudiado los parámetros orgánicos actuales desde muestras de pozo y afloramiento para establecer el potencial de generación y retención de hidrocarburos. Otros trabajos se enfocan en nuevas técnicas de correlación para lograr identificar y predecir la continuidad lateral de los niveles de interés a través de técnicas como la quimioestratigrafía y el modelado estático (Zou, 2015; Turner, 2016).

En el foco de producción se destacan trabajos como los de Guo (2014) y Ghosh (2017) en los cuales se caracteriza y predice el sistema de fracturas presente en los yacimientos tipo shale play, a partir de información sísmica y de afloramiento. Sin embargo, la evolución en el tiempo de estas propiedades y que fenómenos geológicos controlan sus cambios no ha sido considerada, dándole mayor incertidumbre a la predicción en estos sistemas.

En general, el estado del arte indica que la tendencia ha sido estudiar de manera independiente los sistemas convencionales y no convencionales presentes en una misma cuenca sedimentaria, obviando el hecho de que comparten una misma evolución geológica. De esta manera, los esfuerzos en convencionales se han enfocado en entender la evolución espacio-temporal de los elementos y procesos del sistema petrolífero. Mientras que en los yacimientos no convencionales el interés se enfoca en caracterizar el sistema actual, sin tener en cuenta que los procesos que controlan este tipo de acumulación cambian a través del tiempo.

En este trabajo se realizó un estudio integrado en el sur de la Cuenca Valle Medio del Magdalena VMM de la roca generadora y su impacto en los sistemas no convencionales, con el fin de entender su evolución espacio-temporal. De esta manera, se logrará cuantificar de manera más precisa, el potencial en recursos del área de estudio y predecir mejor las áreas con mayor prospectividad.

Las principales contribuciones están enfocadas en la caracterización mineralógica, geoquímica y petrofísica de una sección estratigráfica del Coniaciano – Campaniano en el sur del VMM y la reconstrucción de la evolución estructural del área, integradas en un modelo de sistemas petrolíferos 2D.

La cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) es una cuenca madura y una de las de mayor producción en Colombia (Sarmiento, 2011). Al 2009 se tenían más de 50 campos en producción y más de 1900 MBP de reservas descubiertas en reservorios convencionales (Mojica, 2009). Sin embargo, toda esta actividad ha estado concentrada en la parte central y norte, siendo la parte sur un área poco estudiada y con muchas incertidumbres en el conocimiento geológico.

La zona de estudio se encuentra ubicada en el Sur de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), en cercanías a los municipios de La Dorada (Caldas) y

Puerto Salgar (Cundinamarca). Dentro de esta área de interés, se levantó una sección estratigráfica, de esta se colectaron y analizaron más de 100 muestras de roca, se construyó y restituyó una sección estructural y todo se integró en un modelo de sistemas petrolíferos, todos los resultados serán presentados y discutidos en este documento.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

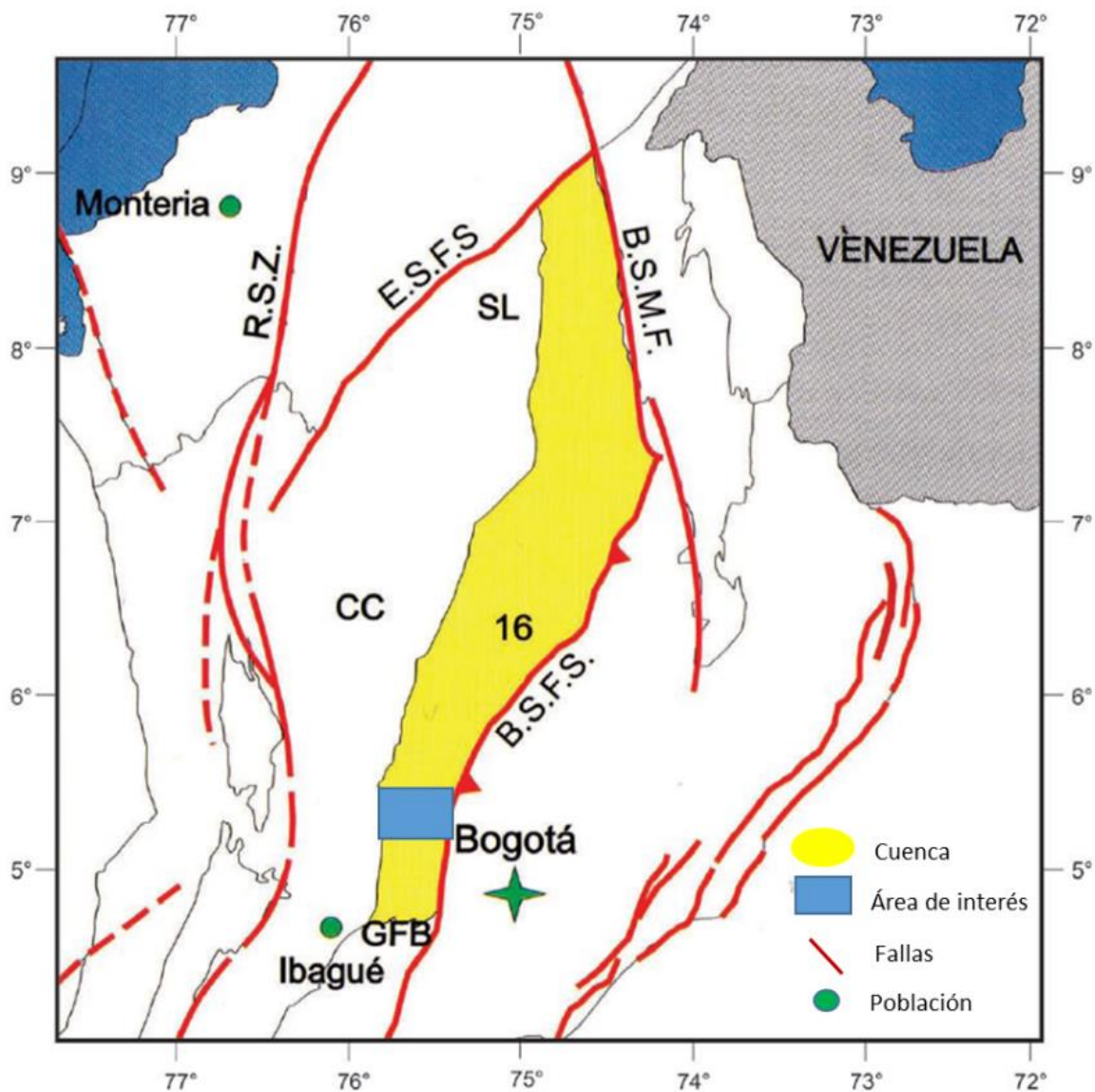
De acuerdo con la unidad de planeación minero energética UPME, Colombia cuenta con una autosuficiencia de hidrocarburos de entre 5 y 7 años de reservas, según la tasa de producción diaria actual, (UPME, 2018). Por esta razón se requiere viabilizar la incorporación de reservas a través de las compañías operadoras del país en donde destaca Ecopetrol y sus filiales. Colombia necesita mejorar su relación de éxito exploratorio y ampliar su portafolio de oportunidades para evitar la importación de combustibles y otros derivados del petróleo, lo cual tendría un gran impacto para el país en el ámbito económico y social. Por lo anterior, es una necesidad de la nación conocer el potencial real de sistemas petrolíferos no convencionales y las áreas con mejores opciones para producir estos recursos desde el punto de vista geológico, ambiental, social y económico.

Las acumulaciones de hidrocarburos convencionales y no convencionales están controladas por procesos geológicos regionales que actúan y varían a través del tiempo. Procesos como la tectónica y la sedimentación tienen una influencia directa sobre la temperatura y la presión, que a su vez son los controladores más importantes de los procesos de retención, expulsión y migración de los hidrocarburos (Durand, 1987). Por esta razón, entender la evolución estructural y termal de las rocas generadoras permitirá estimar de manera más precisa los volúmenes retenidos y expulsados, para así reconocer las áreas con mayor potencial tanto en sistemas no convencionales como en convencionales.

El grupo empresarial Ecopetrol S.A. ha establecido como una de sus prioridades el crecimiento en reservas y dentro de sus opciones se ha enfocado en áreas maduras como el VMM para el corto plazo y ha depositado grandes expectativas en los recursos no convencionales para el mediano y largo plazo.

Con este estudio doctoral, se robustece el entendimiento de los procesos que controlan las acumulaciones convencionales y no convencionales mediante una metodología integral aplicada en el sur del VMM (Figura 1). Esta es una región bajo régimen tectónico compresivo, con una evolución estructural más compleja comparada con las zonas central y norte de la cuenca. La metodología propuesta podrá ser replicada en cualquier provincia de interés para soportar la toma de decisiones en el portafolio exploratorio de Ecopetrol.

Figura 1. Mapa de localización cuenca Valle Medio del Magdalena VMM y el área de interés (Modificado de Sarmiento, 2011). Nótese los principales rasgos geológicos: sistema de fallas Bituima – La Salina (B.S.F.S.), sistema de fallas de Espíritu Santo (E.S.F.S.), sistema de fallas de Bucaramanga – Santa Marta (B.S.M.F.), sistema de fallas de Romeral (R.S.Z.), Serranía de San Lucas (SL), Cordillera Central (CC) y cinturón plegado de Girardot (GFB).



Algunas preguntas que se intentan responder mediante la realización de esta investigación en la parte sur de la Cuenca del Valle Medio son:

1. ¿Cómo la complejidad estructural y la evolución termo-cinemática de la roca generadora han afectado los volúmenes y propiedades de los hidrocarburos retenidos?
2. ¿La roca generadora identificada en esta región, tiene las condiciones (geoquímicas, termales y petrofísicas) adecuadas para que existan acumulaciones no convencionales comerciales?
3. ¿Cómo afecta una evolución estructural compleja el cálculo de los volúmenes en las rocas generadoras cuando se simulan numéricamente los procesos de retención y expulsión?
4. ¿Cuál es la cantidad de hidrocarburos generados, expulsados y retenidos en no convencionales?
5. ¿En qué zonas del área de estudio existen las condiciones adecuadas para que haya acumulaciones en reservorios no convencionales?

HIPÓTESIS

En la parte sur de la cuenca del VMM, los múltiples episodios de enterramiento y exhumación han provocado variaciones en las condiciones termales y de presión alterando los volúmenes y el tipo de hidrocarburos inicialmente entrampados, impactando la prospectividad de esta región.

OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

GENERAL

Reconstruir la evolución termo-cinemática de la roca generadora y estimar los volúmenes y propiedades de los hidrocarburos retenidos en un área con complejidad estructural en la parte sur VMM.

ESPECIFICOS

- Caracterizar la roca generadora del VMM desde el punto de vista geoquímico, petrofísico y sedimentológico.
- Entender la evolución estructural de la roca generadora y su impacto en los volúmenes retenidos en el área de interés.
- Simular los procesos geológicos que controlan las acumulaciones no convencionales en áreas estructuralmente complejas.
- Cuantificar los volúmenes de hidrocarburos generados, expulsados y retenidos en el caso del VMM
- Establecer las áreas con mayor potencial de acumulación de hidrocarburos no convencionales en el caso del VMM.

ALCANCE

Simular usando un modelo numérico, los procesos de generación, expulsión, migración y entrapamiento de hidrocarburos en la roca generadora del Cretácico Superior presente en la parte sur de la Cuenca del Valle Medio, teniendo en cuenta la caracterización física y química de sus facies, así como, su reconstrucción estructural, para establecer y pronosticar el contenido actual de hidrocarburos retenidos, y así identificar las zonas con mayores posibilidades para acumular hidrocarburos en reservorios convencionales y no convencionales de esta región.

METODOLOGÍA GENERAL

Fase 0. Estado del arte

- Recopilación, análisis e integración de información.
- Construcción de propuesta de investigación.
- Definición de una metodología de trabajo integral que permita integrar la información de la caracterización de la roca como condiciones iniciales de modelado del sistema petrolífero.

Fase 1. Modelo estructural

- Definición del criterio y selección de líneas sísmicas a interpretar.
- Construcción de sección estructural.
- Definición de tiempos clave y Restitución cinemática de la sección estructural en cada uno de ellos.

Fase 2. Selección de muestras y caracterización de Rocas

- Selección de secciones y/o pozos y definición del plan de muestreo de rocas
- Adquisición de muestras de rocas en el área de interés en pozo y/o afloramiento.
- Caracterización geoquímica-sedimentológica-petrofísica- de rocas de interés (análisis realizados en laboratorios del ICP por profesionales del ICP).

Fase 3. Construcción de modelo y simulación de sistemas petrolíferos

- Construcción de un modelo 2D integrado de sistemas petrolíferos convencionales y no convencionales en la parte sur VMM a partir de la sección estructural restituida.

Fase 4. Análisis e integración de resultados

- Cuantificación de hidrocarburos generados, expulsados y retenidos.
- Identificación de áreas potenciales.
- Jerarquización de áreas prospectivas.

2. MARCO TEÓRICO

Los sistemas petrolíferos no convencionales tipo shale plays o yacimientos en roca generadora se diferencian de los convencionales únicamente en que la roca que genera los hidrocarburos es la misma que los almacena. A continuación, se discuten los conceptos más importantes relacionados con este tipo de sistemas.

SEDIMENTOLOGÍA DE LAS ROCAS GENERADORAS

La producción, acumulación y preservación de materia orgánica no degradada son requisitos previos para la existencia de rocas generadoras de hidrocarburos (Tissot & Welte, 1984). El petróleo proviene de restos de material orgánico, esto se refiere a los constituyentes orgánicos derivados directa o indirectamente de organismos vivos (Peters et al, 2005). Esta materia orgánica es sintetizada por los organismos y después de su muerte puede depositarse y preservarse junto con los sedimentos en una cuenca sedimentaria (Durand & Espitalié, 1976; Dow, 1977; Durand, 1980; Tissot & Welte, 1984).

La depositación de sedimentos ricos en materia orgánica, está restringida a ciertas condiciones. Dichos sedimentos se depositan en ambientes acuáticos para que puedan preservarse (Tissot & Welte, 1984). En los sedimentos subaéreos, la materia orgánica se destruye fácilmente por oxidación química o microbiana (Peters et al, 2005). El suministro de materia orgánica es alto a lo largo de los márgenes continentales, debido a la alta productividad primaria de las aguas costeras y / o un alto aporte de material vegetal terrestre alóctono derivado de la tierra (Bohacs et al., 2005).

Se necesitan condiciones óptimas equilibradas entre el nivel de energía en un cuerpo de agua y la velocidad de sedimentación para preservar y concentrar la materia orgánica en los sedimentos (Tissot & Welte, 1984). La fracción mineral de grano fino y la materia orgánica en partículas suspendidas son de baja densidad y se transportan desde cuerpos de agua con un alto nivel de energía a aguas más tranquilas (Bohacs et al., 2005). Allí, la deposición de sedimentos de grano fino limita el acceso de oxígeno molecular disuelto y, por lo tanto, aumenta las posibilidades de preservación de la materia orgánica (Peters et al., 2005). Sin embargo, si la velocidad de sedimentación es demasiado alta, la materia orgánica se diluye y se depositan sedimentos pobres en materia orgánica (Bohacs et al., 2005).

Las condiciones más favorables para la deposición de sedimentos ricos en materia orgánica se dan comúnmente en: plataformas continentales y en áreas de aguas tranquilas (ej. lagunas, estuarios y cuencas profundas de circulación restringida) (Tissot & Welte, 1984; Bohacs et al., 2005).

TRANSFORMACIÓN TÉRMICA DE LA MATERIA ORGÁNICA

La evolución geológica de una cuenca implica el aumento de la temperatura y la presión derivado de un proceso de enterramiento de la columna sedimentaria producto de la tectónica y la carga sedimentaria, (Tissot et al., 1974; Hood A. & Heacock, 1975; Welte & Yukler, 1981; Dickinson, 1993). Lo anterior, da origen a la maduración de la materia orgánica que se ha depositado y preservado, y la consecuente generación de petróleo y gas, producto del rompimiento molecular de las moléculas orgánicas (Tissot et al., 1974; Hood A. y Heacock, 1975; Gluyas & Swarbrick, 2004; McCarthy et al., 2011).

Se han definido tres grandes etapas en el proceso de transformación térmica de la materia orgánica: diagénesis, catagénesis y metagénesis (Tissot & Welte, 1984). La materia orgánica surte varias etapas desde su depositación, la primera etapa denominada diagénesis (Figura 2), incluye todos los cambios naturales que experimentan los sedimentos (litificación) desde el momento en que se depositan en la cuenca hasta justo antes del inicio de los procesos de alteración térmica en un rango de temperaturas de 60-80 °C (Tissot & Welte, 1984; Mackenzie, 2005; Vandenbroucke & Largeau, 2007; McCarthy et al., 2011).

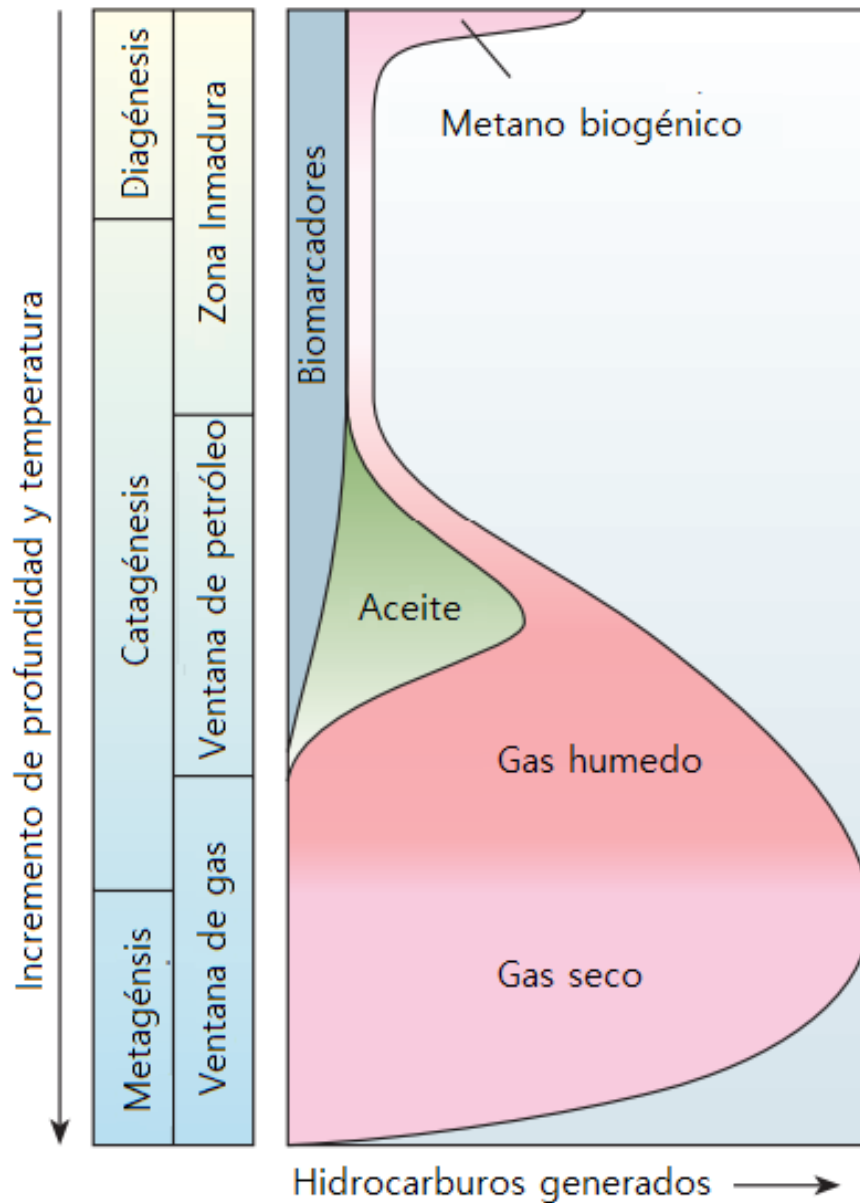
Durante la diagénesis puede haber una influencia de la oxidación y otros procesos químicos que causan la descomposición inicial de la materia orgánica. Si los procesos ocurren en un entorno anóxico, la transformación debida a la actividad microbiana puede dar como resultado que el material orgánico se convierta en "gas biogénico" seco (Tissot et al., 1974; Rice & Claypool, 1981; Tissot & Welte, 1984; Behar & Vandenbroucke, 1987; Vandenbroucke & Largeau, 2007; McCarthy et al., 2011).

Al final de la diagénesis, con el aumento de la temperatura, la materia orgánica se vuelve a estructurar y gradualmente se convierte en una sustancia conocida como kerógeno, así como en pequeñas cantidades de bitumen (Tissot & Welte, 1984; Behar & Vandenbroucke, 1987; Horsfield, 1997; Vandenbroucke & Largeau, 2007). McCarthy et al., 2011). El kerógeno se define como el constituyente de las rocas sedimentarias que no es soluble en solventes alcalinos acuosos ni en solventes orgánicos comunes (Tissot, 1984).

La segunda etapa corresponde a la catagénesis (Figura 2), en la cual la materia orgánica se transforma fundamentalmente por el aumento de la temperatura debido al rompimiento de los enlaces químicos en el kerógeno (Tissot & Welte, 1984; Peters & Cassa, 1994; Peters et al, 2005). Esta etapa se desarrolla en un rango de temperatura entre 70 y 150 °C y es cuando el petróleo comienza a generarse. A través de este proceso, se generan hidrocarburos por reacciones primarias de craqueo de moléculas orgánicas (Tissot & Welte, 1984; Peters & Cassa, 1994; Peters et al, 2005). El tipo de kerógeno presente en la roca generadora va a definir

si hay un predominio de generación en crudo, o un predominio en generación en gas (Tissot & Welte, 1984; Peters & Cassa, 1994).

Figura 2. Evolución general de la transformación de la materia orgánica. En general la materia orgánica puede evolucionar a través de 3 etapas principales: diagénesis, catagénesis y metagénesis (McCarthy et al., 2011).



Durante la catagénesis se desarrolla la denominada “ventana de generación del petróleo”, que es el momento en el cual se genera la máxima cantidad de crudo en una roca generadora. Al final de la “ventana de generación de crudo”, comienza la “ventana de gas” que va de 150 y más de 200 ° C y donde se generan gas húmedo (metano, etano, propano, butano y pentano) y condensado (Tissot y Welte, 1984; Behar y Vandenbroucke, 1987; Espitalie et al, 1988; Pepper y Corvi, 1995, b; Pepper y Dodd, 1995; Sweeney et al., 1995; Hunt, 1996; Schenk et al., 1997; Dieckmann et al., 1998; Vandenbroucke y Largeau, 2007; McCarthy et al., 2011).

La etapa final del proceso de maduración se llama metagénesis (Figura 2), y está representada fundamentalmente por la generación de gas seco formado esencialmente por metano, así como por residuos de carbono inerte formado a temperaturas superiores a 250 ° C (Tissot y Welte, 1984; Behar y Vandenbroucke, 1987; Vandenbroucke y Largeau, 2007; McCarthy et al., 2011).

Con fines de simulación, el proceso de transformación de la materia orgánica, se considera que se lleva a cabo en una serie de reacciones paralelas y consecutivas, que son irreversibles y están controladas por la cinética química gobernada esencialmente por la temperatura (Tissot & Welte, 1984). Estas reacciones pueden describirse utilizando leyes cinéticas que establecen un vínculo matemático que permite la extrapolación de mediciones realizadas en condiciones de laboratorio hacia condiciones de calentamiento natural en ambientes geológico naturales (Dieckmann et al., 1998).

Los modelos cinéticos simples permiten predecir la composición del petróleo generado inicialmente sin diferenciar fases o componentes, reflejando básicamente las características estructurales principales de los diferentes tipos de kerógenos (Ungerer & Pelet, 1987; Schenk et al., 1997).

En la actualidad, los modelos cinéticos de composición completa o multicomponente se han vuelto indispensables ya que permiten describir la evolución de la composición de fluidos generados (Espitalie et al, 1988; Pepper y Corvi, 1995, b; Pepper y Dodd, 1995; Sweeney et al., 1995; Dieckmann et al., 1998).

CARACTERIZACIÓN DE ROCAS GENERADORAS

Las rocas generadoras se caracterizan bajo los siguientes criterios: cantidad, calidad, y madurez de la materia orgánica. Para la determinación de estos criterios se emplean técnicas de microscopía y técnicas químicas.

Cantidad y calidad de la materia orgánica

Las técnicas de microscopía son muy útiles para determinar la cantidad y calidad de la materia orgánica presente en las rocas generadoras. Estas técnicas permiten

evaluar en forma semicuantitativa la cantidad de materia orgánica utilizando guías para su estimación. En lo referente a la calidad de la materia orgánica y del ambiente de depósito en donde se desarrolló, esta se identifica utilizando el concepto de facies orgánica u organofacies, introducido por Rogers (1980). Por otra parte, Tyson (1995) define el término facies orgánicas u “organofacies” como “un cuerpo de sedimentos que contienen una asociación distintiva de constituyentes orgánicos, los cuales pueden ser reconocidos por microscopia”. Estas facies son definidas de la misma manera como se definen otras facies (Ercegovac & Kostić, 2006). A través de la identificación de las organofacies en las rocas generadoras es posible predecir la cantidad y tipo de hidrocarburos que pueden ser generados por esa roca generadora. Por otra parte, las organofacies reflejan las condiciones ambientales dominantes en el depósito de esa roca generadora (por ejemplo, la salinidad, oxigenación, profundidad de la columna de agua, distancia de la zona de aporte fluvial, el estado trófico, entre otras) (Tyson, 1995).

La calidad de la materia orgánica es definida con respecto al tipo de kerógeno contenido en las rocas sedimentarias y a su capacidad de generación. En términos generales, dentro de la ventana de generación del petróleo, la materia orgánica de tipo amorfo, así como, el polen y esporas tienen una alta reactividad y generan hidrocarburos líquidos, mientras que la materia orgánica asociada a plantas terrestres presenta una menor reactividad y generan principalmente hidrocarburos gaseosos (Peters & Cassa, 1994).

Existen métodos químicos para evaluar, la calidad, y cantidad de materia orgánica contenida en una roca generadora destacando la cuantificación del Carbono Orgánico Total (COT o TOC por sus siglas en inglés) y la técnica Pirolisis Rock-Eval. El carbono orgánico total describe la cantidad de carbono orgánico en una muestra de roca e incluye kerógeno y bitumen (Peters & Cassa, 1994). La abundancia de materia orgánica en los sedimentos se expresa generalmente como el porcentaje en peso seco del carbono orgánico (Peters, 1986).

La Pirolisis Rock-Eval es una técnica introducida por Espitalié et al. (1977). Es fácil de utilizar para clasificar el kerógeno, ya que no es necesario la separación previa del kerógeno (Tyson, 1995), Sin embargo, es necesario tomar en cuenta, que los resultados de Rock Eval son una aproximación ya que la matriz mineral tiene un efecto en los resultados. (Tissot & Welte, 1984; Peters & Cassa, 1994; Pacheco, 2011).

Los parámetros más confiables obtenidos a partir de pirolisis relacionados con la cantidad de materia orgánica son los valores S1 y S2 que representan los miligramos de hidrocarburos libres presentes en la muestra inicialmente y miligramos de hidrocarburos potenciales formados durante la pirolisis por la alteración termal del kerógeno respectivamente, ambos normalizados al peso de la muestra. Existen algunos parámetros de referencia para evaluar la cantidad de

materia orgánica en rocas generadoras con base en resultados de las técnicas de COT y Rock Eval (Tabla 1).

Tabla 1. Estimación del potencial petrolífero de una roca con base en el contenido de carbono orgánico y los parámetros S1 y S2 obtenidos a partir de Pirolisis Rock-Eval (Peters y Cassa, 1994).

Potencial petrolífero	Materia orgánica		
	COT (wt%)	Pirolisis Rock-Eval	
		S1 (mgHC/g COT)	S2 (mgHC/g COT)
Pobre	0,0-0,5	0,0-0,5	0,0-2,5
Regular	0,5-1,0	0,5-1,0	2,5-5,0
Bueno	1,0-2,0	1,0-2,0	5,0-10,0
Muy Bueno	2,0-4,0	2,0-4,0	10,0-20,0
Excelente	>4,0	>4,0	>20,0

A partir de la pirolisis Rock-Eval puede clasificarse la calidad de la materia orgánica. Para este fin, se han definido dos parámetros el índice de hidrógeno HI y el índice de oxígeno OI. A partir del S2 y el TOC se puede calcular el Índice de Hidrógeno ($HI = S2/TOC * 100$), que es un indicador del tipo de materia orgánica (Peters & Cassa, 1994).

Por otra parte, a partir del S3 se puede calcular el índice de oxígeno ($HO = S3/CO2 * 100$) que es un indicador teórico de la la cantidad de CO2 que se deriva de la alteración termal de compuestos orgánicos oxigenados (Tyson, 1995). Este último parámetro es menos confiable ya que puede ser afectado por la liberación de dióxido de carbono a partir de carbonatos aun presentes en las rocas analizadas (Katz, 1983; Peters, 1986 & Tyson, 1995).

A partir de los índices de hidrógeno y de oxígeno, puede clasificarse la materia orgánica en cuatro grupos (Figura 3) definidos por Espitalié et al., (1977), Durand & Monin, (1980) y refinados por Tissot y Welte (1984) y Peters y Cassa (1994). Los tipos de materia orgánica son:

Tipo I, tiene IH de 700 a 900 mgHC/gCOT. Este tipo posee excelente potencial para generar aceite y está asociado a sedimentos ricos en algas, en particular los

derivados de Botryococcus de origen lacustre (Bogheads), y sus equivalentes marinos (Tasmanites) (Espitalié et al., (1977), Durand & Espitalié, (1976); Tyson, 1995).

Tabla 2. Parámetros Geoquímicos obtenidos a partir de pirolisis rock-eval que describen el tipo de kerógeno (*Calidad*) y el tipo de producto expulsado (Peters y Cassa, 1994).

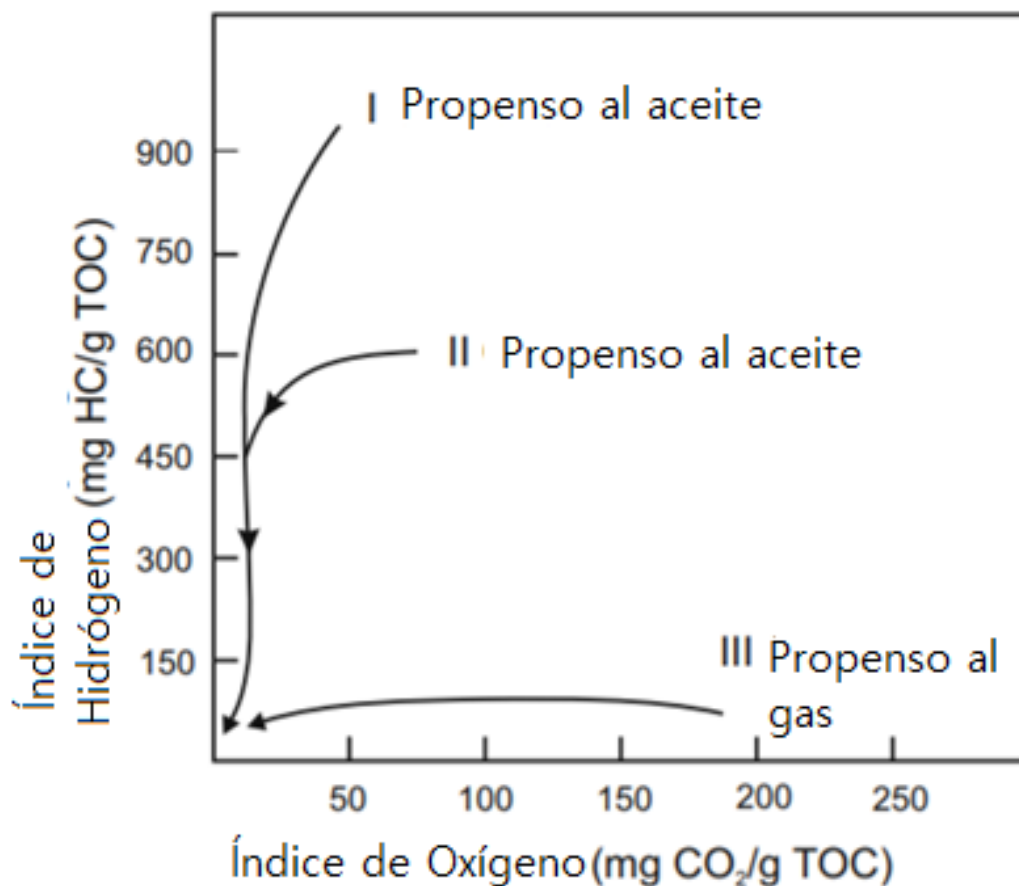
Tipo de kerógeno	IH (mg Hc/g COT)	S2/S3	H/C	Producto expulsado al pico de madurez
I	> 600	> 15	> 1,5	Aceite
II	300-600	10-15	1,2-1,5	Aceite
III/III	200-300	5-10	1,0-2,0	Aceite y Gas
III	50-200	1-5	0,7-1,0	Gas
IV	<50	< 1	< 0,7	Ninguno

Tipo II, Este tipo posee potencial para generar aceite/gas. Está asociado a granos de polen y esporas con material de los otros tipos de kerógeno. Entre el 40 y 60% de este kerógeno puede ser transformado en hidrocarburos (Peters & Cassa, 1994; Tyson, 1995). El índice de hidrógeno presenta valores entre 300 y 600 de HI.

Tipo III, Este tipo no posee buen potencial para generar aceite, pero si para generar hidrocarburos gaseosos. Está asociado a abundantes contribuciones de plantas superiores y material húmico terrestre, acumulado en ambientes no marinos o en ambientes parálisis (Peters & Cassa, 1994; Tyson, 1995). El índice de hidrógeno presenta valores entre 50 y 200 de HI.

Tipo IV, Este tipo puede ser reciclado de sedimentos más antiguos por erosión o profundamente alterado por meteorización sub-aérea, combustión u oxidación biológica en pantanos y suelos antes de la redepositación (Peters & Cassa, 1994; Tyson, 1995). El índice de hidrógeno presenta valores menores a 50 de HI.

Figura 3. Diagrama de Van Krevelen modificado para estimar el tipo de kerógeno en las rocas. De acuerdo a la relación de cantidades de HI y OI (Espitalié et al., 1977; Hantschel & Kauerauf, 2009).



Madurez termal de la materia orgánica

El estado de madurez térmica de la materia orgánica puede establecerse utilizando métodos ópticos de microscopía, así como, métodos químicos, principalmente la pirolisis Rock Eval.

La reflectan de vitrinita (R_o), es la principal metodología óptica para evaluar la madurez térmica a través del estudio de su composición maceral. Los macerales, son los restos de materia orgánica animal y vegetal que pueden ser distinguidos por su morfología y sus propiedades ópticas, como son color, reflectancia y fluorescencia usando un microscopio petrográfico (Ercegovac y Kostić, 2006).

Los grupos de macerales son: la liptinita (exinita), vitrinita (huminita) e inertinita (Peters & Cassa, 1994). La liptinita es posible encontrarla en los tipos I y II, mientras que la vitrinita se origina a partir de plantas terrestres y se puede encontrar en el tipo III (Tissot & Welte, 1984), sin embargo, se puede encontrar también en mezclas de tipos de materia orgánica (Tyson, 1995; Ercegovac y Kostić, 2006; Pacheco, 2014).

La vitrinita consta de polímeros de celulosa y lignina derivados de las paredes de las células de tejido vegetal de las plantas. Este maceral aumenta su reflectancia a medida que aumenta su madurez, debido a al cambio de temperatura, éste sufre reacciones de aromatización irreversibles (Peters y Cassa, 1994).

A partir de la pirolisis Rock-Eval se obtiene una aproximación a la madurez de la materia orgánica contenida en las rocas conocido utilizando la temperatura a la cual se producen la mayor cantidad de hidrocarburos en el parámetro S2, conocida como Tmax, y expresada en grados centígrados °C (Tabla 3).

Tabla 3. Etapas de madurez termal de acuerdo a algunos parámetros geoquímicos (Peters y Cassa, 1994).

Etapas de Madurez Termal para Aceite		Tmax (°C)	Ro (%)
Madura	Inmadura	<435	0,2-0,6
	Madura (Temprano)	435-445	0,6-0,65
	Madura (Pico)	445-450	0,65-0,9
	Madura (Tardío)	450-470	0,9-1,35
	Sobremadura	>470	>1,35

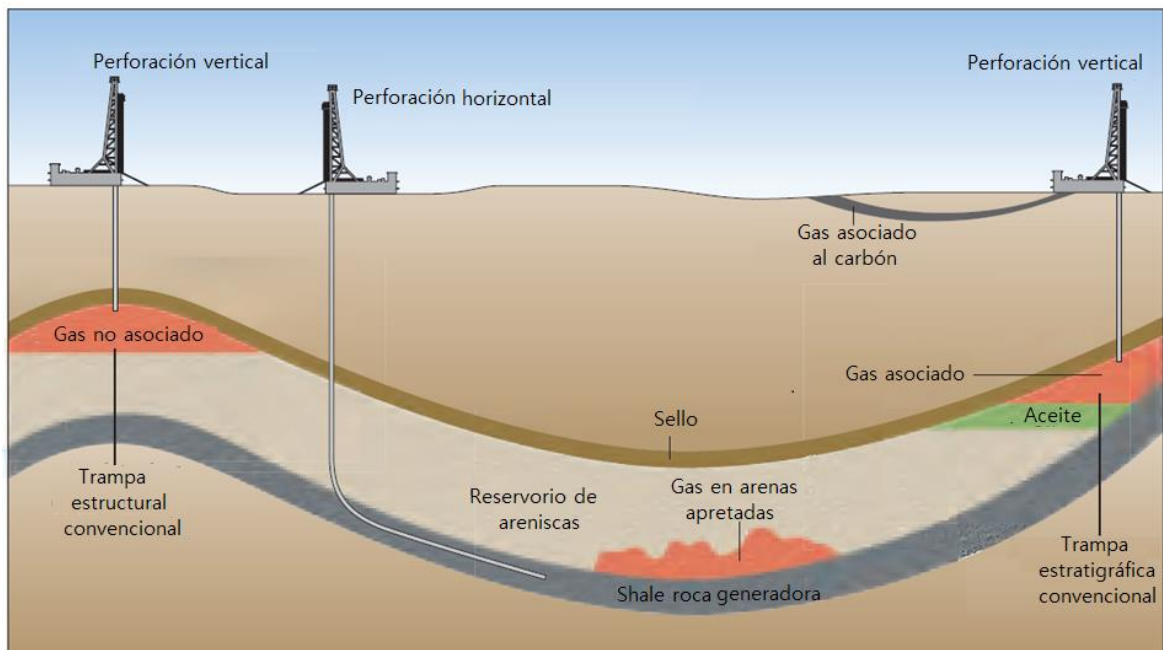
SISTEMAS PETROLÍFEROS

Un sistema petrolífero se define como un sistema natural que abarca una roca generadora activa y el petróleo y el gas derivados de ella según lo establecido por la correlación geoquímica (Figura 4) (Dow, 1974; Magoon, 1987; Perrodon, 1992; Magoon & Dow, 1994; Magoon & Beaumont, 2000; Allen & Allen, 2005; Al-Hajeri et

al., 2009). Este concepto incluye los elementos y procesos geológicos que se necesitan para la acumulación de petróleo y gas. Los elementos son un reservorio, un sello y una columna sedimentaria que actúa como sobrecarga. La sobrecarga es necesaria en el sistema ya que facilita que las rocas generadoras se ubiquen en el subsuelo a profundidades en donde puede comenzar a desarrollarse el proceso de madurez térmica.

Los procesos incluyen la generación, expulsión y migración de hidrocarburos, así como la formación de trampas y el entrapamiento de los hidrocarburos en los mismos, y la eventual fuga de petróleo. Estos elementos y procesos deben ocurrir en el orden apropiado (sincronismo del sistema) para que un sistema petrolero tenga éxito (Perrodon, 1992; Magoon & Beaumont, 2000; Allen & Allen, 2005; Al-Hajeri et al., 2009).

Figura 4. Sección esquemática mostrando los elementos esenciales de los sistemas petrolíferos. (McCarthy et al., 2011).



Magoon & Beaumont (2000) usan el término “petróleo” para describir los productos generados que incluyan altas concentraciones de cualquiera de las siguientes sustancias o sus combinaciones: a) gas de origen térmico y biogénico (que puede encontrarse en reservorios convencionales, así como en hidratos de gas,

reservorios apretados, shale plays y carbón); b) condensados; c) crudos; y d) bitumen natural.

En relación a los elementos que componen el sistema petrolífero una roca generadora o como roca madre, como ya se ha comentado previamente, se define como cualquier roca de grano fino rica en materia orgánica preservada producto de la depositación en un ambiente con poco oxígeno, que son capaces de generar hidrocarburos (petróleo y gas) cuando está sujeto a suficiente calor o temperatura (Demaison & Moore, 1980; Jacobson, 1991; Doré, 1995; Gluyas & Swarbrick, 2004; McCarthy et al., 2011). El potencial de generación de petróleo de una roca fuente está directamente relacionado con su volumen, riqueza orgánica y madurez térmica como se explicó antes.

El reservorio puede ser cualquier roca que tenga suficiente porosidad primaria (deposicional) o secundaria (diagenética o fracturas) para acumular una cantidad significativa de hidrocarburos, y con la suficiente permeabilidad para permitir la transmisión e intercambio de fluidos (Rodríguez, 2015).

El sello está representado por una roca impermeable que forma una barrera por encima y alrededor del depósito evitando la migración de fluidos una vez que entra al reservorio (Rodríguez, 2015). Litologías típicas que actúan como sello son las lodolitas, pizarras, anhidritas o sal.

Una trampa por definición es una configuración en el subsuelo con una disposición geométrica de las rocas que permite la acumulación y el sellado de los hidrocarburos. La trampa debe involucrar el reservorio y el sello. Las trampas estructurales son creadas durante un evento de deformación y pueden ser sindeposicionales o post-deposicionales. Estas se expresan, generalmente como pliegues y fallas. Por otra parte, las trampas estratigráficas, se asocian básicamente a áreas en el subsuelo que presentan variaciones laterales de la estratigrafía o un cambio en los tipos de rocas (discordancias, pinchamientos y arrecifes) (Magoon, 1987; Perrodon, 1992; Biddle & Wielchowsky, 1994; Gluyas & Swarbrick, 2004).

En cuanto a los procesos del sistema petrolífero la migración se define como el mecanismo por el cual el petróleo (petróleo y gas) se mueve de la roca generadora (baja permeabilidad) a una roca de mayor porosidad, donde probablemente formará una acumulación si se dan las condiciones correctas (England et al., 1987; Magoon & Beaumont, 2000).

Se han definido dos tipos de migración: La migración primaria o expulsión, que se relaciona con el movimiento inicial del petróleo que se ha generado al interior de la roca generadora de baja permeabilidad hacia una roca con mayor permeabilidad (generalmente arenisca o calizas fracturadas). El desplazamiento implica en general una distancia de hasta 1 km (Rodríguez, 2015).

La migración secundaria que corresponde al movimiento de los hidrocarburos migrados a través de estratos de permeabilidad más alta, conocidos como “*Carrier beds*”. Producto de esta, se formará una acumulación de hidrocarburos si se encuentra una estructura o trampa durante esta migración. La migración secundaria puede implicar distancias de hasta 100 km o más, dependiendo de los tipos de petróleo y roca involucrados en el proceso, así como del volumen (Welte y Yukler, 1981; England et al., 1987; England et al., 1991; Palciauskas, 1991); Gluyas y Swarbrick, 2004).

Existen dos aspectos que deben considerarse que pueden limitar la presencia de un sistema petrolífero en una cuenca sedimentaria. El primero es el temporal, esto se refiere al orden y secuencia de aparición de los diferentes elementos y procesos que se define como el sincronismo del sistema petrolífero. También incluye la preservación, el cual está representado por el tiempo en que se produce un ciclo completo desde la generación, la migración y la acumulación en el yacimiento. Durante este tiempo, varios otros procesos pueden tener lugar en el yacimiento que pueden afectar el petróleo original entrampado, como son la biodegradación y las mezclas de hidrocarburos (Magoon, 1987; Magoon y Dow, 1994; Magoon y Beaumont, 2000). Otro concepto importante es el de momento crítico, que es el momento en el que la generación, migración y presencia de una trampa conviven y están presentes en una determinada edad geológica (Rodríguez, 2015).

El segundo aspecto a tener en cuenta es el espacial, este se relaciona con la extensión geográfica y estratigráfica del sistema petrolífero. La extensión geográfica se define en el momento crítico y abarca una línea que une el área de generación de la roca fuente con todas las acumulaciones que se llenaron con los hidrocarburos generados por esa roca fuente. La extensión estratigráfica se refiere a la extensión de todas las unidades litológicas que incluyen todos los elementos dentro de la extensión geográfica de un sistema petrolero (Magoon, 1987; Magoon y Dow, 1994; Magoon y Beaumont, 2000).

SISTEMAS PETROLÍFEROS NO CONVENCIONALES SHALE PLAYS

El término “shale” describe una amplia variedad de rocas que están compuestas por partículas extremadamente finas (usualmente diámetro menor de 4 μ m) y pueden contener cantidades variables de partículas tamaño limo (más de 62.5 μ m) (Passey et al, 2010). Los sistemas petrolíferos tipo “Shale Plays” están caracterizados por tener unidades de litologías de grano fino ricas en materia orgánica en las que gran parte del petróleo generado se retiene o migra hacia unidades yuxtapuestas (Jarvie, 2012a).

Este tipo de sistemas pueden clasificarse como:

- Sistemas apretados (tight), fracturados e híbridos (Jarvie, 2012b). El sistema tight shale play se relaciona a los shales ricos en materia orgánica sin fracturas abiertas como el Barnett Shale, (Han, 2017).
- El shale play fracturado se caracteriza por producir petróleo a partir de fracturas naturales o de origen tectónico (Jarvie, 2014).
- El sistema híbrido de shale plays incluye rocas generadoras ricas en materia orgánica e intervalos estériles yuxtapuestos, por ejemplo, el Niobrara Shale, en el que los hidrocarburos se producen principalmente a partir de intervalos pobres en componentes orgánicos (Welker et al., 2013).

RETENCIÓN DE HIDROCARBUROS EN SHALE PLAYS

Entendiendo que la principal característica de este tipo de sistemas petrolíferos es la retención de gran parte de los hidrocarburos generados es necesario entender los controles sobre este mecanismo. La retención de petróleo en los shale plays está determinada principalmente por la capacidad de adsorción de su materia orgánica (Baker, 1962a, Philippi, 1965, Tissot et al., 1971; Stainforth & Reinders, 1990; Pepper, 1992; Sandvik et al., 1992). Entendiéndose por adsorción a la interacción de moléculas de gases, líquidos o sólidos con una interfaz sólido-líquido o una interfaz sólido-gas (Han, 2017).

Philippi (1965) propuso que el petróleo se mantenía dentro del shale por adsorción sobre la materia orgánica sólida, y que la expulsión solo podía comenzar cuando se excedía una cierta capacidad de adsorción (0.03-0.12, hidrocarburo / carbono de origen no carbonático).

Pepper (1992) comentó que la adsorción de kerógeno es un modo de retención dominante para la retención de aceite en rocas generadoras y asumió un coeficiente de adsorbilidad constante de 0.02 kg kgC⁻¹. Sandvik et al. (1992) concluyeron que una parte significativa de la retención de aceite en la generadora es por adsorción con un nivel de retención de 10 g de líquido / 100 g de OM. Hasta hace muy poco, se usaba un umbral de retención de 100 mg S₁ / g de TOC, independientemente del tipo de materia orgánica y la madurez térmica (Jarvie, 2012b).

Otro concepto que se introdujo para explicar la retención fue el de expansión del kerógeno para explicar el comportamiento de retención de petróleo en rocas generadoras (Sandvik et al., 1992; Larsen & Li, 1997; Ertas et al., 2006; Kelemen et al., 2006a; Kelemen et al., 2006b). En esta teoría, se postula que el kerógeno se comporta como los polímeros orgánicos, que son capaces de absorber cantidades significativas de aceites mediante la expansión. Con el aumento de la madurez, la

capacidad de expansión de la red de kerógeno cambia debido a la separación de los hidrocarburos de sus macroestructuras (Ertas et al., 2006).

De acuerdo con el modelo de Kelemen et al. (2006a), para un kerógeno tipo II, la capacidad de adsorción del bitumen normalizado por g C aumenta hasta que se supera la capacidad de adsorción máxima (209 mg / g de TOC). Luego disminuye la cantidad adsorbida en el bitumen de manera gradual. Diferentes tipos de kerógeno pueden mostrar diferentes comportamientos de expansión (Kelemen et al., 2006b).

La adsorción del bitumen dentro del kerógeno tipo III fue similar a la del tipo II, pero menos abundante (109 mg / g de TOC) (Kelemen et al., 2006b), mientras que la retención de kerógeno tipo I es bastante diferente a la observada en los otros, la expansión del kerógeno tipo I simplemente disminuye al aumentar la madurez (Larsen & Li, 1997).

Por otro lado, se ha documentado que los minerales arcillosos, especialmente la illita (Schettler & Parmely, 1991) poseen estructuras de microporos capaces de adsorber gas (Ross & Marc Bustin, 2009; Gasparik et al., 2012) y petróleo (Li et al., 2016), mientras que se reportó que el cuarzo y los carbonatos (la calcita, la dolomita, etc.) tienen las capacidades de adsorción más bajas (Schettler & Parmely, 1991; Li et al., 2016).

Además de la adsorción en las superficies de partículas, se ha documentado que el almacenamiento de petróleo en los poros de origen orgánico (Loucks et al., 2009). Se ha reportado que la mitad del gas almacenado existe como gas libre (Montgomery et al., 2005; Bowker, 2007). Jarvie et al. (2007) declararon que en Barnett Shale, el gas "*in place*" se encuentra principalmente en un estado libre con cantidades menores de adsorbido.

Han et al. (2015) reportaron que los intervalos de shale enriquecidos en petróleo o bitumen libre no están necesariamente asociados con las capas orgánicas más ricas, sino, con matrices biogénicas porosas. Las capas de shale fosilífero poroso, aunque menos comunes, pueden representar *sweet spots* ya que muestran un potencial de hidrocarburos y fragilidad mejorados. Los aceites retenidos o almacenados en la porosidad en estado libre serían más fáciles de producir que los que están adsorbidos por la matriz de kerógeno (Han, 2017).

COMPOSICIÓN MINERALÓGICA DE LOS SHALE PLAYS

Otro aspecto importante en este tipo de sistemas petrolíferos es la composición mineralógica. Los "shales" son rocas sedimentarias de grano fino con diversos grados de fisibilidad, debido a que la composición mineral total desempeña un papel importante en el comportamiento mecánico de estas rocas (Sone & Zoback, 2013).

Por lo anterior, conocer la composición mineralógica y en particular de los componentes biogénicos en estos sistemas petrolíferos es importante para definir las mejores estrategias para la estimulación de fracturas y producir recursos en este tipo de sistemas (Bowker, 2007; Jarvie et al., 2007; Bunting & Breyer, 2012).

El término mineral biogénico se refiere a la biomineralización de una sustancia que se ha transformado a través de procesos geológicos, los más frecuentes son los minerales fósiles calcáreos y silíceos (Lowenstam, 1981). Cuando se observan imágenes microscópicas se aprecia que las microestructuras se construyen principalmente con matriz de grano extremadamente fino y / o matriz calcárea, granos detríticos del tamaño limo, fragmentos bióticos y materiales orgánicos sólidos de diferentes proporciones, que varían vertical como lateralmente y de un reservorio a otro (Slatt & Rodriguez, 2012).

A escala microscópica los planos de las capas se definen por la combinación de lo siguiente: orientación preferente de las arcillas de la matriz, forma / orientación / distribución de compuestos orgánicos y alineación de fósiles, lo que resulta en combinaciones que en general forman una fábrica anisotrópica (Sone & Zoback, 2013).

Los constituyentes que se espera que tengan mayor influencia en las propiedades mecánicas en los sistemas shale son el kerógeno y las arcillas, debido a que causan anomalías en la fábrica de la roca (Labani y Rezaee, 2014). La tendencia general es que al aumentar el volumen de arcilla y de kerógeno las ondas P y S y el módulo de Young disminuyen, indicando que la roca se hace menos frágil o más dúctil (Sone & Zoback, 2013). La roca con menor contenido de estos componentes y con mayor riqueza en cuarzo sería la ideal para deformarse de manera frágil o fracturarse ya sea de manera natural o mediante estimulación hidráulica.

FRAGILIDAD (BRITTLENESS)

No existen por el momento análisis que permitan determinar parámetros 100 % efectivos para evaluar la fragilidad de yacimientos de shale (Ortiz, 2015). No obstante, existen estudios que utilizan la composición mineralógica y los parámetros elásticos. La fragilidad de una roca es una medida de la facilidad de la roca para fracturarse o quebrarse (“fracability”). Según Wang et al (2015) la fragilidad es una función compleja que depende de diferentes factores: la resistencia de la roca, la composición litológica, la textura, el esfuerzo efectivo, la temperatura, el tipo de fluido, la diagénesis y el TOC.

Diferentes autores proponen y emplean como indicador el índice de fragilidad (“BI index”), el cuál es una relación entre el cuarzo, carbonatos (totales) y arcillas en la

composición del shale (Jarvie et al., 2007). Por otro lado, Walles (2004) sugiere incluir el TOC en esta relación. Otros autores proponen un índice de fragilidad basado en los módulos elásticos y no en la composición litológica. Rickman et al (2008) usa una combinación del módulo de Young y la relación de Poisson en forma de promedio normalizado, mientras que Wang et al (2015), propone una evaluación rápida de la fragilidad a partir del esfuerzo efectivo y la temperatura.

En términos de los parámetros geomecánicos clásicos un shale frágil debe presentar valores bajos de la relación de Poisson y valores altos del módulo de Young, sin embargo, es difícil determinar un rango específico de valores de esos parámetros para considerar un shale como dúctil o frágil. El mejor criterio para distinguirlos se establece en la composición, un shale rico en arcilla será menos frágil y más dúctil (Rickman et al, 2008).

POROSIDAD EN SHALE PLAYS

Los yacimientos no convencionales poseen típicamente porosidades menores al 10 %, sin embargo, esas porosidades bajas son compensadas por su extensión volumétrica (Slatt & Rodriguez, 2012).

Passey et al. (2010) sugieren que el volumen de espacio poral reside principalmente en los sólidos orgánicos y / o entre los minerales de arcilla en estos sistemas no convencionales, sin embargo, no es posible diferenciar cuál de los dos constituyentes tiene más volumen de espacio poral, dado que el volumen de kerógeno y arcilla se correlacionan positivamente (Sone & Zoback, 2013).

Los poros de tamaño nanométrico dentro de la materia orgánica son ahora reconocidos como un componente significativo del sistema poroso en los shale plays (Loucks et al., 2009; Curtis et al., 2011; Bernard et al., 2012a; Bernard et al., 2012b) Curtis et al., 2012; Milliken et al., 2013; Loucks & Reed, 2014; Pommer y Milliken, 2015) y por lo tanto, juegan un papel importante en el almacenamiento y producción de hidrocarburos (Jarvie et al., 2007; Loucks et al., 2009; Slatt y O'Brien, 2011; Curtis et al., 2012; Gareth et al., 2012; Mark et al., 2012; Loucks et al., 2009; Zhang et al., 2012; Milliken et al., 2013; Mosher et al., 2013; Gasparik et al., 2014; Mathia et al., 2016; Han, 2017).

Dado que es la porosidad orgánica la que rige la presencia de hidrocarburos en los shale plays, es fundamental predecir la evolución de esta porosidad en función de la madurez termal. Sin embargo, una exhaustiva revisión de la literatura revela que la formación de poros orgánicos no es aun bien entendida.

Los poros orgánicos en los shales con potencial petrolífero, no son fácilmente visibles (Curtis et al., 2012; Pommer & Milliken, 2015; Reed & Loucks, 2015). La porosidad orgánica se reportó por primera vez en el Barnett Shale, y se asoció su

origen al craqueo térmico de kerógeno (Loucks et al., 2009). A medida que el uso de la técnica del haz de iones enfocados (FIB) se generalizó, los poros orgánicos salieron a la luz en muchos otros shales (Curtis et al., 2010; Milner et al., 2010; Schieber, 2010; Curtis et al., 2011a, b).

Los nanoporos orgánicos tienen un aspecto similar al de una burbuja aislada en las áreas de baja madurez, y a medida que aumenta la madurez incrementan su tamaño y se hacen progresivamente más grandes con la apariencia de una esponja mejor conectada (Jennings & Antia, 2013; Klaver et al., 2015; Mathia et al., 2016). Bernard et al. (2012a, b) propusieron que en el Barnett Shale los poros orgánicos se formaron por el craqueo secundario del bitumen en las zonas de alta madurez, y en el Posidonia Shale en las áreas ubicadas en la ventana de gas.

Aunque los poros orgánicos primarios se han observado dentro de la materia orgánica inmadura (Löhr et al., 2015; Pommer & Milliken, 2015), estos poros no son fácilmente visibles en los shales en la zona de la ventana de aceite (Jarvie, 2014; Loucks et al., 2014). En algunos shales situados en la ventana de gas muestran una ausencia o escasez de poros alojados en la materia orgánica (Curtis et al., 2012; Fishman et al., 2012), lo anterior se explica por una compactación posterior o sincrónica a la formación de la porosidad orgánica (Curtis et al., 2012).

No está claro en qué medida la compactación afecta a la red de poros orgánicos en las lodolitas de alta madurez (Pommer y Milliken, 2015). Sin embargo, es muy probable que la compactación explique la gran heterogeneidad de la porosidad orgánica observada en los shales y/o lodolitas a escala nanométrica (Han, 2017).

MIGRACIÓN EN SHALE PLAYS

Las primeras observaciones sobre las variaciones composicionales del petróleo durante la migración fueron realizadas por Brenneman & Smith Jr., 1958. Este autor propone que mientras que el petróleo en los yacimientos está enriquecido en hidrocarburos saturados, el bitumen extraído del shale está bastante enriquecido en asfáltenos y resinas.

La expulsión preferencial de hidrocarburos alifáticos sobre aromáticos fue identificada más tarde por Baker (1962a). Tissot y Welte, (1984), postulan que la diferencia de composición es una consecuencia del fraccionamiento por expulsión a medida que el hidrocarburo es expulsado por la roca generadora

Leythaeuser et al. (1988) proponen una secuencia de expulsión preferencial debido a las diferencias de polaridad de los diferentes compuestos en la siguiente secuencia: hidrocarburos saturados > hidrocarburos aromáticos > compuestos polares. Esta secuencia composicional también se reprodujo en los experimentos de laboratorio de Lafargue et al. (1990) y Sandvik et al. (1992), y modelada

teóricamente por el principio de expansión del kerógeno (Ritter, 2003a, b; Ritter y Grøver, 2005; Ertas et al., 2006; Kelemen et al., 2006a; Kelemen et al., 2006b; Freund et al., 2007; Walters et al., 2007).

Desde un punto de vista teórico, el petróleo puede migrar como moléculas individuales (Price, 1976; McAuliffe, 1979; Leythaeuser et al., 1980), como gotas de petróleo y burbujas de gas (Baker, 1962b) y como petróleo total o separado como fases de aceite y gas (Han, 2017). La posible migración de moléculas individuales de petróleo por difusión y solución en agua es eficiente para el gas, pero no para el petróleo (Leythaeuser et al., 1980; Leythaeuser et al., 1982).

El microfracturamiento de la roca generadora puede ocurrir debido a una acumulación de presión interna con la expansión del volumen de hidrocarburos durante la generación (Ungerer et al., 1983, Tissot & Welte, 1984). Es muy probable que la acumulación de presión, el fracturamiento y la posterior liberación de fluido estén acompañadas por una separación de las fases de petróleo y gas (Han, 2017). De acuerdo con Larter & Mills (1991), la separación de fases transfiere selectivamente hidrocarburos ligeros a la fase de vapor, mientras que los líquidos pesados permanecen en la roca generadora.

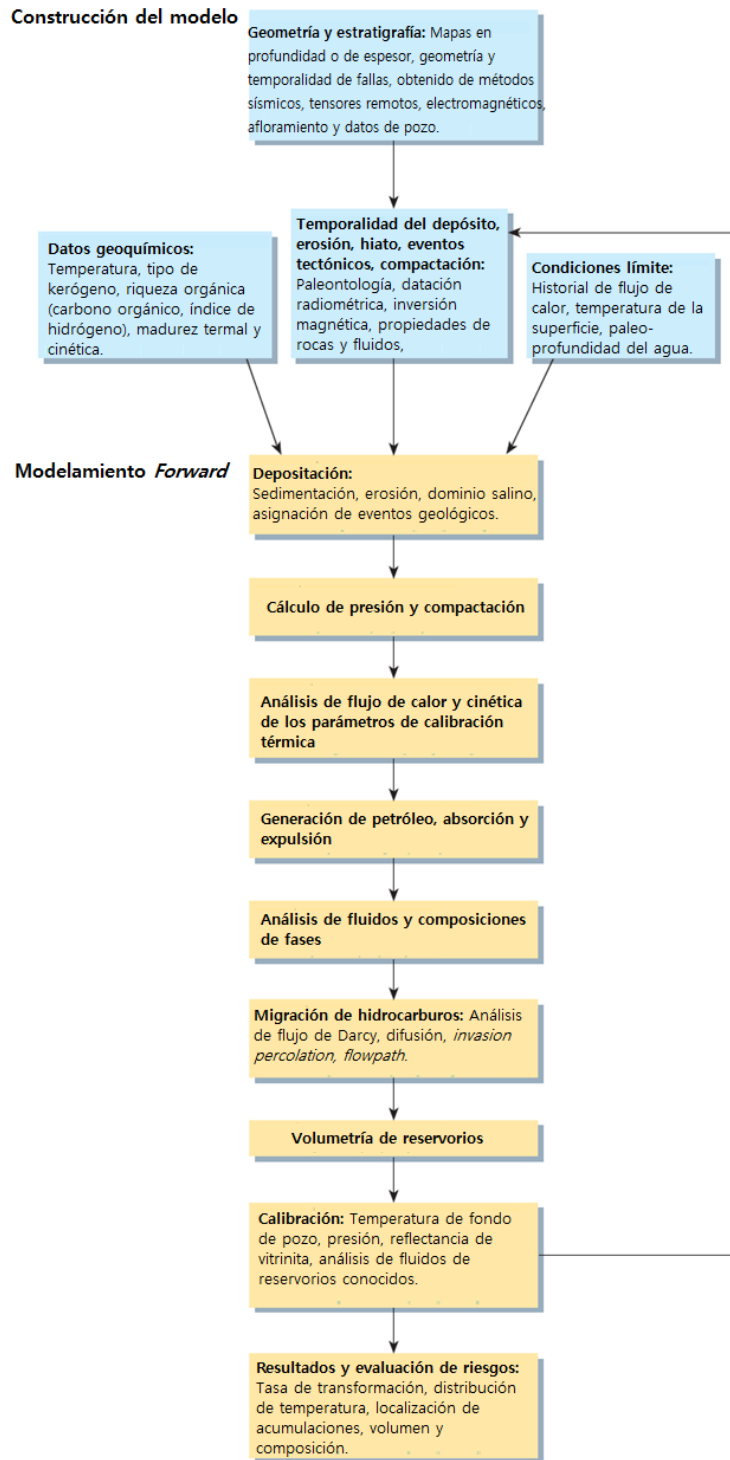
MODELAMIENTO DE SISTEMAS PETROLÍFEROS

El modelamiento de sistemas petrolíferos es una disciplina que tiene por objetivo construir un modelo digital de los diferentes elementos de un sistema petrolífero para simular matemáticamente a través de leyes físicas y químicas los procesos de generación, expulsión, migración, entrapamiento y fuga de hidrocarburos interrelacionados (Rodríguez, 2015).

Se trata de una representación de datos geológicos para un área específica de interés y puede realizarse para una única área de drenaje o para una cuenca completa (Hantschel et al., 2000; Hantschel & Kauerauf, 2009). Por otro lado, el modelado de cuencas está definido por Hantschel & Kauerauf (2009) como una simulación dinámica de los procesos geológicos que tienen lugar en una cuenca sedimentaria particular a lo largo del tiempo geológico.

La simulación reproduce en varias etapas o pasos de tiempo la sedimentación de las secuencias estratigráficas en la cuenca, comenzando con la capa más antigua hasta la capa actual (Figura 5). Al mismo tiempo, los procesos geológicos como deposición, compactación, flujo de calor, generación de petróleo, expulsión, migración y acumulación se calculan y actualizan en cada paso de tiempo (Rodríguez, 2015).

Figura 5. Los pasos interrelacionados de modelado de Cuenca y sistemas petrolíferos. El modelado consta de dos etapas principales: construcción del modelo y modelado. (Al-Hajeri, et al., 2009).



Los dos conceptos anteriores (modelado de cuenca y modelado de sistemas petrolíferos) se pueden combinar para producir lo que se denomina modelado de cuencas y de sistemas petrolíferos (BPSM por sus siglas en inglés). Un BPSM se

realiza con el objetivo de reproducir la evolución de una cuenca a través del tiempo, la cual se está llenando de sedimentos que eventualmente pueden generar o contener hidrocarburos (Figura 5).

Con base en esto, un BPSM permite la simulación del proceso de generación de hidrocarburos, que a su vez permite calcular el volumen de hidrocarburos disponibles para entrapamiento, predecir los volúmenes y ubicaciones de acumulaciones y sus propiedades, así como el flujo de fluidos (Al-Hajeri et al., 2009).

Se deben seguir varios pasos para construir un BPSM; ellos son explicados por Al-Hajeri et al. (2009) como se muestra en la Figura 5 y luego explicados en detalle por Rodríguez (2015), estos pasos se resumen a continuación:

- Creación de un modelo estructural en profundidad del área de interés, en el cual se modelarán los sistemas de petrolíferos, este puede ser de sistemas individuales o múltiples en una o varias cuencas.
- Descripción de la cronología de la depositación y las propiedades físicas de las rocas en la cuenca y la identificación de los procesos posteriores a la depositación que tienen lugar.
- Asignación de edad, aquí se relacionan los horizontes actuales y las capas estratigráficas con la edad geológica de su depositación y/o erosión, cuando esta está presente.
- Identificación o definición de las facies y sus propiedades. Las facies se definen como parte de capas u horizontes con aproximadamente los mismos ambientes y propiedades de sedimentación (Hantschel y Kauerauf, 2009). En un BPSM las facies se dividen en litologías, en las que se definen las propiedades físicas como la permeabilidad, la porosidad, la conductividad térmica, la producción de calor radiogénico, la compresibilidad, las presiones y las facies orgánicas, que tienen propiedades tales como el carbono orgánico total (TOC) y el índice de hidrógeno (HI), estas facies están asignadas solo a los intervalos de roca generadora.
- Entrada de datos de calibración. Este paso incluye la entrada o cargue de datos de pozo, como reflectancia de la vitrinita medida en muestras tomadas a diferentes profundidades en un pozo específico y los datos de temperatura también recolectados para los pozos durante las campañas de perforación. Luego se realiza la calibración del modelo iterativo para ajustar el modelo y obtener la mejor coincidencia de la reflectancia de la vitrinita y la temperatura simuladas con los datos medidos en el pozo.

- Reconstrucción de la historia termal y el flujo de calor en tiempo geológico a través de la cuenca o área de interés. Este paso debe hacerse definiendo las condiciones límite: paleo-batimetría o profundidad de paleo tabla de agua, las temperaturas de la interfaz agua-sedimento y el paleo flujo de calor.

ESTADO DEL ARTE

Como se ha mencionado en este documento, los sistemas no convencionales, en particular los shales plays han tomado mucha importancia en la últimas dos décadas en el portafolio energético a nivel mundial y su entendimiento es imprescindible para lograr optimizar su prospección y desarrollo.

Es evidente en la revisión de conceptos realizada en este documento, que los sistemas shale plays comparten mucho con los sistemas petrolíferos convencionales en términos geológicos, físicos y químicos. Comparten la misma génesis y siguen los mismos procesos en términos de evolución geológica (diagénesis, catagénesis, metagénesis). Se puede decir que son iguales hasta antes de la expulsión (ej. depositación y preservación de materia orgánica, enterramiento, deformación, maduración, generación, craqueo térmico, creación o destrucción de porosidad).

Es por esta razón que muchas de las disciplinas y tecnologías que participan en la caracterización y entendimiento de los sistemas petrolíferos convencionales se han aplicado a los no convencionales. En este estado del arte, se documenta cómo han evolucionado estas disciplinas y la aplicación de sus técnicas más representativas para lograr un mayor entendimiento de los sistemas no convencionales tipo shale plays.

Por otra parte, se revisarán los trabajos que se han realizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena relacionados con la evolución geológica de las rocas generadoras y que aportan directa o indirectamente al entendimiento de los sistemas tipo shale play en esta cuenca.

Los sistemas petrolíferos tipo shale plays

A comienzos de este siglo Jarvie et al., (2001); Pollastro, et al., (2003) mostraron una caracterización típica desde el punto de vista geoquímico del Barnett Shale en la cuenca Ft. Worth, proponiendo que se trataba de un reservorio fracturado. Por otra parte, compararon su potencial de gas acumulado con otros sistemas similares de otras cuencas en USA, concluyendo que estos sistemas shale plays tenían mayor relevancia a los por sus grandes volúmenes de gas.

Posteriormente Jarvie, et al., (2004) identificaron los factores que afectaban la producción de Barnett Shale desde el punto de vista de la caracterización de sus componentes orgánicos y su historia de enterramiento usando modelado de sistemas petrolíferos 1D logrando una mejor definición de los recursos y la temporalidad de los eventos de generación y expulsión.

Jarvie (2006) sugirió un flujo de trabajo basado en técnicas analíticas convencionales para estimar la extensión geográfica de la materia orgánica con la transformación necesaria para generar y contener gas, el éxito de este flujo depende de la cantidad de pozos perforados y la disponibilidad de muestras. Posterior a esto Jarvie, et al., (2007) mejoran las estimaciones de recursos del sistema Barnett Shale al realizar una caracterización integral del sistema, evaluando además de sus propiedades orgánicas o geoquímicas, sus propiedades como reservorio documentando los procesos de generación / retención, explicando además la evolución de la porosidad y su capacidad de almacenamiento.

Pollastro et al., (2007) caracterizan el sistema geológico del Barnett Shale, se enfocan en el entendimiento de las condiciones sedimentológicas, el enterramiento y el marco estratigráfico para explicar la distribución geográfica de propiedades y zonas de mayor potencial. Hill et al, (2007) documentan el uso de técnicas analíticas incluyendo el análisis de isotopos estables para explicar el origen de los gases que se producen del Barnett Shale.

Fishman et al., (2008) realizan una caracterización integral del Lewis Shale proponiendo un modelo estratigráfico, integrando información de análisis geoquímicos tradicionales, análisis petrográficos combinados con difracción de rayos x, isotopos y registros eléctricos. Además de las técnicas convencionales usan inclusiones fluidas y realizan caracterización de los fluidos atrapados. Kinley et al., (2008) realizan una caracterización del Barnett Shale usando las técnicas geoquímicas y petrográficas convencionales, incluyendo modelos 1D para estimar las zonas de gas y de aceite para así lograr definir áreas de interés.

Un tópico de interés creciente ha sido el del sistema poroso de los shale plays, autores como Ross & Bustin, (2009) estudiaron el rol de la composición y la estructura de los poros en la capacidad de almacenamiento de los shale plays en Canadá usando técnicas de laboratorio como inyección de mercurio, logrando alcanzar poros a escala de nanómetros. Otros autores como Loucks et al., (2009) empezaron a describir el sistema poroso usando microscopia de barrido electrónico SEM, logrando identificar la porosidad en los compuestos orgánicos, además de la porosidad primaria tradicional para lograr explicar la capacidad de almacenamiento de estos sistemas.

En el 2010 Mavridou et al., usando un modelado de sistemas petrolíferos propusieron un flujo de trabajo para estimar la cantidad de gas retenido en áreas sin complejidad estructural de USA. Por otra parte, en áreas similares, Lorant et al., (2010) presentaron la utilidad de modelar los shale plays para localizar las áreas más prospectivas y estimar los volúmenes acumulados. En ese mismo año Jarvie et al, (2010) proponen una metodología para realizar balance de masas usando muestras de pozo y técnicas analíticas convencionales y así mejorar las estimaciones de recursos. Jarvie (2011) realizó una síntesis de los aspectos clave

para la caracterización y entendimiento de este tipo de yacimientos, destacando la madurez, la porosidad orgánica y la retención como aspectos determinantes.

Slatt et al., (2012) propusieron un flujo de trabajo integrado para precisar la caracterización física estática en todas las escalas de los shale plays en USA. Curtis et al., (2012) identificaron el rol fundamental de la madurez térmica en el desarrollo de la porosidad orgánica en Woodford Shale, de igual manera ocurre en el mudstone Kimmeridge (Fishman et al., 2012). En Eagle Ford Shale y en Avalon Shale también se corroboró la relación entre la madurez y en el incremento la porosidad orgánica (Brian et al., 2013; Jennings & Antia, 2013; Curtis et al., 2013).

La estimación de recursos comenzó a convertirse en un tema de alta prioridad debido a la incertidumbre en las variables usadas en sus cálculos, autores como McGlade et al., (2013) realizan una revisión de los métodos más usados para estimar recursos en shale gas y proponen pros y contras de cada método, Bryant et al., (2013) proponen el modelado 3D de sistemas petrolíferos como una buena técnica para estimar los recursos de hidrocarburos acumulados y predecir tipos de fluidos mediante un caso de estudio en un área no deformada en USA. Romero et al. (2013) proponen un flujo integrado que permite establecer la distribución del gas retenido en un área no deformada en el Barnett Shale, este flujo integra técnicas convencionales de caracterización de roca y modelado de sistemas petrolíferos.

Se comienza a reconocer los efectos de la compactación en los poros orgánicos. reportando que las partículas de kerógeno poco maduras son susceptibles a ser compactadas (Milliken et al., 2014; Pommer & Milliken, 2015; Reed & Loucks, 2015). Romero et al., (2014) proponen una metodología para establecer los cambios de la porosidad y la estructura interna de la roca con la madurez. Han et al, (2015) presentan un flujo de trabajo para precisar la cantidad de hidrocarburos retenidos a través de una caracterización detallada de la composición orgánica e inorgánica, haciendo énfasis en la retención y migración intra-formación del Barnett Shale.

English et al., (2016) demuestran la importancia de la exhumación en los mecanismos de expulsión y retención en los shale plays. Romero et al, (2016) presentan una adaptación de una tecnología tradicional en la caracterización de rocas generadoras como el Rock Eval para la caracterización y cuantificación de los sistemas shale plays mejorando considerablemente las estimaciones de volúmenes acumulados a través de técnicas analíticas. Para finalizar se debe destacar la revisión de los métodos de migración usados en el modelado de sistemas petrolíferos realizada por Baur & Katz (2018) y su impacto en la estimación de recursos retenidos en los shale plays.

El éxito del desarrollo del de los shales plays en USA promovió el interés por los shale plays en Europa. Varias universidades y centros de investigación europeos desarrollaron proyectos para estimar el potencial de sus cuencas en este tipo de

sistemas. Littke et al., (2011) realizaron la estimación de recursos de shale plays para Europa Central integrando varias disciplinas y técnicas convencionales, encontrando que las rocas del Paleozoico tienen un gran potencial para plays de arenas apretadas y las del Mesozoico para shale plays.

Monticone, et al., (2011) realizó una aplicación de modelado 2D en Francia para mostrar esta disciplina como una herramienta que permite entender este tipo de sistemas y predecir la distribución de sus propiedades. Este trabajo concluye que existe un potencial importante en la parte central de la cuenca de Paris. Bouw & Lutger, (2012) estiman recursos para el Posidonia Shale en Holanda a través de la caracterización de las rocas generadoras, concluyendo que esta formación tiene valores “in place” de 920-1180 m³ / m², o valores de 187-238 scf / tonelada. Para terminar la revisión de los trabajos más relevantes está el de Kontorovich et al., (2013) realizan modelado múltiple 1D en un área no deformada en Rusia para establecer la distribución de las zonas prospectivas.

En los últimos años se ha visto un incremento de los estudios relacionados con los shale plays en países de Asia, África y América, donde se replican las tecnológicas aplicadas en USA y Europa mencionadas hasta aquí. Los trabajos más destacados son los de Rezouga et al., (2012) en Tunes; Chen, et al., (2015a, b) en China; Farouk, et al., (2016) en Jordán; Jarvie & Maende (2016) en Méjico; Sheikh & Giao (2017) en Pakistán; Romero et al. (2017) en Argentina. Más recientemente algunos países desarrollados siguen presentando gran interés por este tipo de sistemas, como se puede apreciar en los trabajos de Skvortsov et al. (2017); Jiang et al. (2017a, b); Stoneburner (2017).

De la revisión del estado del arte, se puede evidenciar la importancia de estimar los recursos acumulados y de predecir los tipos de fluidos que pueden generarse y almacenarse. Por otra parte, se demuestra que el modelamiento de sistemas petrolíferos es una técnica muy útil para responder a esta necesidad, sin embargo, se evidencia también, que esta técnica ha estado limitada a áreas no deformadas o de muy baja complejidad estructural.

Lo anterior representa una oportunidad para avanzar en el estado del arte en la temática y establecer un marco referencial que sea generalizable para la correcta caracterización de shale plays de complejidad similar al caso de estudio.

Cuenca del Valle Medio del Magdalena

Cooper et al. (1995) publicaron uno de los trabajos más relevantes relacionado con evolución y geología del petróleo de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en Colombia. Ellos propusieron un modelo de evolución de cuencas regional para el VMM y la Cordillera Oriental, haciendo énfasis en la relación con los sistemas

petrolíferos. Los autores identifican la roca depositada en el Cretácico superior como la generadora de los hidrocarburos acumulados en estas cuencas, además de los múltiples episodios de deformación a los que fue sometida esta roca.

Ramon et al. (1997) y Ramon & Dzou (1999) a partir de análisis de rocas y crudos postularon que las principales rocas generadoras del VMM son las depositadas en el Cretácico superior (Formación la Luna y sus equivalentes). Por otro lado, Taboada et al. (2000) propusieron un modelo tectónico regional para el norte de los Andes, resaltando que la mayor deformación tuvo lugar en los últimos 10 Ma. y el acortamiento total producto de la deformación alcanzó los 120 km entre el VMM y la cordillera oriental.

En ese mismo año, Rangel et al. (2000) realizaron una caracterización de la Formación La Luna como roca generadora y propusieron un modelo de organofacies de esta unidad para la parte central-norte del VMM, consiguiendo identificar los intervalos con mayor riqueza orgánica. Posteriormente, Rangel et al. (2002) propusieron a la Formación Umir como roca generadora secundaria para los reservorios convencionales en la misma área. Después de estos trabajos García & Parra (2003) propusieron las áreas en el VMM con mayor posibilidad de carga a partir de análisis geoquímicos y modelado 1D de pozos del central-norte del VMM.

Gómez et al. (2003) realizaron un trabajo de análisis de cuenca en el VMM donde establecieron el levantamiento de las dos cordilleras (Central y Oriental) como los controles más importantes sobre la arquitectura de las unidades del Cretáceo Superior al Cenozoico del VMM. En el mismo año, Acosta et al. (2003) postularon por primera vez un modelo de evolución estructural y termal en la parte más sur del VMM a través de una sección estructural.

Restrepo-Pace et al. (2004) propusieron un modelo estructural alternativo para el flanco occidental de la cordillera Oriental en el sur del VMM mediante la reconstrucción de una sección estructural. Ellos proponen el inicio de la deformación y levantamiento de la Cordillera Oriental hacia el Paleoceno/Eoceno. Gómez et al, (2005) desarrollaron un modelo de sedimentación del VMM haciendo énfasis particular en la exhumación desde finales del Cretácico del norte de los Andes. Clavijo et al. (2008) establecieron un modelo de evolución geológica del norte del VMM, estableciendo ocho eventos tectonoestratigráficos desde el Proterozoico hasta el presente, donde resalta el evento de inversión tectónica del Eoceno/Oligoceno.

En la última década los trabajos más representativos comienzan con Moretti et al. (2010). Estos autores propusieron un flujo integrado de exploración para el sur del VMM integrando interpretación estructural, geoquímica y modelos de sistemas petrolíferos 1D, concluyendo que la Formación Umir tiene potencial como generadora y la existencia de deformación de las fallas Bituima y el Trigo durante el Paleoceno. Caballero et al. (2010) propusieron a través del estudio detallado de las

facies sedimentarias en el centro del VMM, que el inicio del levantamiento de la Cordillera Oriental ocurrió a finales del Eoceno e inicios del Oligoceno.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) quien regula la exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia apoyó una serie de estudios regionales de las cuencas más prospectivas en Colombia. Como parte de este trabajo Sarmiento (2011) propuso un marco regional basado en los estudios más relevantes existente de la geología del petróleo y de los sistemas petrolíferos convencionales del VMM. En este trabajo se muestran mapas de distribución de facies, dominios y estilos estructurales. Además, se hace énfasis particular en las características de los diferentes play, distribución de familias de fluidos y la historia exploratoria de la cuenca.

Moreno et al. (2011), quienes basados en datos de afloramiento del Cenozoico (sedimentología, paleocorrientes y petrología) proponen un modelo tectónico basado en la distribución de áreas de aporte para el sinclinal de nuevo mundo (zona central del VMM) concluyendo que durante el cenozoico la cuenca tuvo una transición de cuenca foreland distal a proximal y después cambio su configuración a un sistema hinterland.

Nie et al. (2012), complementan el estudio anterior y realizan un estudio de proveniencia de las unidades estratigráficas del centro del VMM usando análisis radiométricos de U-Pb en zircones detríticos para establecer las áreas de aporte a través del tiempo y como estas se relacionan con la temporalidad de la exhumación de las Cordilleras Central y Oriental durante el Paleoceno-Eoceno y Eoceno-Oligoceno respectivamente.

En 2012, la ANH publicó un estudio de 3 pozos (Infantas-1613, Catalina-1 y Cocuyo-1) del centro-norte del VMM donde se propone un alto potencial de la Formación La Luna como sistema no convencional desde el punto de vista geoquímico y petrofísico, mencionado además un posible potencial para la Formación Tablazo.

Sánchez, et al. (2012) proponen un modelo de evolución cinemática de los Andes en la parte central del VMM integrando datos de afloramiento, termocronología e interpretación sísmica en una sección estructural, confirmando exhumación para la Cordillera Oriental desde finales del Eoceno, teniendo una aceleración en la exhumación y el acortamiento desde el Mioceno al reciente.

Más recientemente, Moreno et al. (2013) propusieron un modelo de evolución tectónica del VMM, basado en la inversión de las fallas del rift producto del levantamiento de las cordilleras. En este trabajo se muestran las diferencias entre el flanco occidental y el oriental de la Cordillera Oriental, las cuales son principalmente que en el VMM la inversión es más limitada dado que los esfuerzos

son más ortogonales a las estructuras del rift, provocando que el flanco occidental esté más segmentado que el oriental.

Otro trabajo relacionado con proveniencia en el centro del VMM es el Caballero et al. (2013), quienes también sugieren un modelo tectónico basado en paleocorrientes y petrología de muestras de afloramiento, confirmando que el levantamiento de la Cordillera Oriental controla la sedimentación del centro del VMM. Además, estos autores revalidan que el levantamiento de la Cordillera Oriental se da por inversión y tiene inicio a finales del Eoceno.

Lamus et al, (2013) quienes proponen un modelo de evolución tectónica del sur del VMM. Este trabajo se basa en análisis de proveniencia (petrología y paleocorrientes) y geocronología detrítica de rocas aflorantes en cercanías al Sinclinal de Guaduas. Los autores encontraron tres eventos de deformación: el primero se relaciona al basculamiento de la Cordillera Central e inicio de la reactivación de fallas a lo largo del flanco occidental de la Cordillera Oriental desde el Maastrichtiano al Eoceno. El segundo evento está asociado a la deformación de bloques intracuenca (fallamiento de rumbo) durante del Eoceno temprano a medio. El tercer evento corresponde al efecto combinado del aumento de la deformación en el flanco occidental de la Cordillera Oriental y la acción de estructuras de rumbo en el flanco oriental de la Cordillera Central.

El trabajo más relevante dentro de los pocos conocidos sobre modelado de sistemas petrolíferos en la cuenca del VMM es el de González et al. (2019) donde se muestran los principales aspectos sobre los procesos de los sistemas petrolíferos convencionales en el centro de la cuenca. Estos aspectos incluyen el Cretácico superior como principal roca generadora y temporalidad para la formación de la mayoría de las trampas estructurales del Mioceno al presente. Se identifica además dos pulsos principales de generación / expulsión, el primer episodio de generación en el Paleoceno, con riesgo por sincronismo y un segundo más reciente que favorece la prospectividad de la cuenca. Se reconocen los inconvenientes para la reconstrucción de la historia termal y geométrica de las rocas a través del tiempo geológico y como esto altera los resultados de los volúmenes de hidrocarburos generados y expulsados.

Los primeros estudios formales de carácter público, sobre el potencial de la Formación La Luna como sistema no convencional son los de Martínez et al. (2012) y Torres (2013). Estos autores proponen un potencial importante para esta Formación en la parte central del VMM, basados en análisis geoquímicos y sedimentológicos de muestras de afloramiento. Los autores reportan que predominan las facies lodosas, el kerógeno tipo II, que más del 80% de las muestras tienen TOC superiores al 2%, alcanzando valores de hasta 11%. La madurez termal corresponde con el inicio de la ventana de generación.

Juliao et al. (2013) realizan un estudio detallado de caracterización geoquímica orgánica de las Formaciones La Luna y Tablazo en el centro del VMM (pozo La Luna-1). Los autores basados en el estudio petrográfico de la materia orgánica y análisis geoquímicos convencionales de aproximadamente 1000 muestras de pozo identifican gran potencial para gas en la Formación Tablazo y líquidos en los miembros Salada y Galembo de la Formación la Luna.

Otro trabajo relevante es el de Gómez (2014), aquí se confirma el potencial de los miembros Galembo y Salada desde la caracterización geoquímica. Sin embargo, se resalta que, aunque el miembro Galembo tiene gran potencial, está ausente en la parte oriental de la cuenca debido a la discordancia regional. En cuanto al miembro Salada, se identifican 8 facies, dentro de las cuales las superiores son ricas en cuarzo y las inferiores en carbonatos, encontrando relaciones positivas con fragilidad. De acuerdo con los análisis de microscopía electrónica se sugieren porosidades importantes por microfracturamiento, además de porosidades intra e interpartícula. Al realizar la integración de los datos se identifican 5 intervalos con potencial de reservorio no convencional dentro del miembro Salada.

Más recientemente se han realizado trabajos enfocados en la caracterización de la capacidad de almacenamiento de las facies finas del Cretácico superior (ej. Formación La Luna). Pacheco et al. (2015) estudiaron las propiedades petrofísicas de 11 muestras tomadas de las Formaciones La Luna y Conejo, en el centro del VMM y la Cordillera Oriental respectivamente. En este trabajo se realizó la caracterización de: composición mineralógica, madurez termal y porosidad. Concluyendo que estas rocas tienen buena capacidad para almacenamiento de hidrocarburos y podrían presentar un adecuado comportamiento frente al fracturamiento.

Ríos et al. (2016) estudian la capacidad de almacenamiento del miembro Galembo mediante Microscopía Electrónica de Barrido en muestras de afloramiento. Los autores encontraron poros interpartículas debido a la floculación de minerales de arcilla, porosidad orgánica debida al enterramiento y madurez térmica de la materia orgánica, poros intrapartículas de organismos, poros intrapartículas dentro de granos minerales y microcanales y microfracturas, incluyendo disolución, relleno y fracturas entre capas corroborando las buenas características que tiene la Formación La Luna como yacimiento no convencional en el centro de la Cuenca VMM.

En el estado del conocimiento local de este tipo de sistemas existen varios estudios que validan el potencial de la Formación La Luna como sistema no convencional en la parte central del VMM. Sin embargo, no existe claridad si ese potencial se mantiene al sur de la cuenca donde el modelo evolutivo y la complejidad estructural son bastante diferentes. Por otra parte, para el sur de la cuenca, no se conocen trabajos que establezcan modelos de carga o retención de hidrocarburos, tampoco

se han divulgado trabajos que reconstruyan la evolución termal ni estructural de las rocas generadoras, ni existe una cuantificación de recursos.

En esta revisión bibliográfica se evidencia la importancia de los sistemas shale plays como una gran fuente de energía a nivel global. Sin embargo, existen aún incertidumbres relacionadas con las estimaciones de recursos en las etapas iniciales de los procesos de prospección y producción. También se evidencian incertidumbres en las metodologías para la identificación de las zonas con mayor potencial y su distribución espacial.

Debe resaltarse que no se registran trabajos publicados sobre la cuantificación de recursos de sistemas shale plays en áreas estructuralmente complejas o de tectónica compresiva. Partiendo de esto se propone que este estudio contribuya a resolver esas dudas y permita establecer un flujo de trabajo que pueda ser replicado en cualquier área geológicamente compleja que involucre shale plays.

3. DETERMINACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS COMPOSICIONALES, GEOQUÍMICAS Y PETROFÍSICA DE LA ROCA

CARACTERIZACIÓN COMPOSICIONAL, GEOQUÍMICA Y PETROFÍSICA DEL CRETÁCICO SUPERIOR COMO SHALE PLAY EN EL SUR DE LA CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM), COLOMBIA.

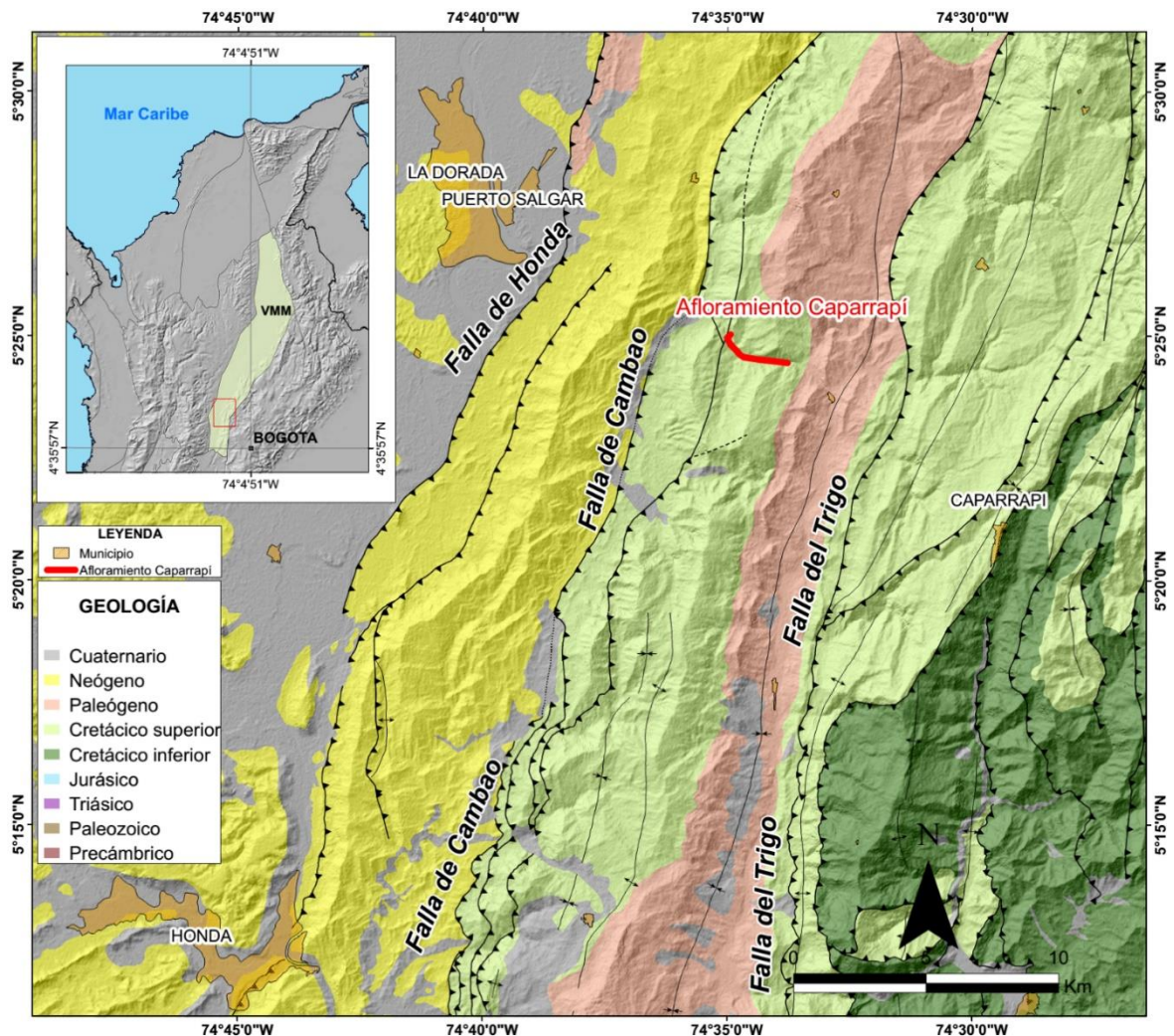
Trabajo sometido en la Revista Journal of South American Earth Sciences

INTRODUCCIÓN

Los sistemas no convencionales han tomado mucha importancia a medida que la exploración y desarrollo de yacimientos convencionales se hizo cada vez más retardadora. Por lo anterior, el petróleo y el gas no convencional se consideran como un nuevo recurso para mantener la estabilidad a largo plazo de los suministros de petróleo y gas (Jia, et al., 2016). Se ha postulado que los recursos globales de shale play son enormes, con una estimación de aproximadamente 335 Billones de barriles de aceite y 7. 795 T cf de gas que son técnicamente recuperables (EIA, 2013). Gran parte de los recursos asociados a shale play desarrollados se encuentran en USA, siendo los sistemas más conocidos son los de Bakken, Barnett, Eagle Ford, Niobrara, Wolfcamp y Woodford Shale (Jarvie, 2012). Se han estudiado shale play en otras partes del mundo con alto potencial, por ejemplo, el Shale Vaca Muerta de la cuenca Neuquina en Argentina (Milena et al., 2015; Romero et al., 2017) y el shale Bazhenov en la cuenca West Siberian en Rusia (Lopatin et al., 2003; Melnikov et al., 2015).

El Cretáceo Superior ha sido identificado globalmente como uno de los periodos de tiempo más favorables para la depositación y preservación de materia orgánica en las rocas sedimentarias (Schlanger & Jenkyns, 1976; Klemme & Ulmishek, 1991; Villamil, 1998; Forster et al., 2008), esto ha permitido el desarrollo de rocas generadoras de gran calidad, como la Formación La Luna en Colombia y Venezuela (Villamil, 2003; Torres, 2013; Sánchez et al., 2015; Thompson-Butler, et al., 2019). Dado el enorme potencial de los yacimientos tipo shale plays, se hace necesario generar conocimiento que permita establecer si rocas generadoras como la Formación La Luna en el norte de Suramérica tienen potenciales similares a los conocidos en otras partes del mundo.

Figura 6. Localización de la sección Caparrapi Nótese la complejidad del sistema de fallas.



La zona de estudio se encuentra ubicada en el Sur de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), en cercanías a los municipios de La Dorada (Caldas) y Puerto Salgar (Cundinamarca). Dentro de esta área de interés se levantó la sección estratigráfica Caparrapi (Figura 6), en esta sección están expuestas rocas del cretácico superior según la cartografía del servicio geológico colombiano. En este trabajo se presentan y discuten los resultados de la caracterización composicional (orgánica e inorgánica), textural y petrofísica de las rocas del intervalo Coniaciano-Campaniano de la sección Caparrapi.

MARCO GEOLÓGICO

El territorio colombiano comprende un dominio continental deformado, situado en el límite de tres placas tectónicas mayores: La Suramericana, la de Nazca y la Caribe. Producto de la interacción de estas placas, el Sistema Andino de Colombia, comprende tres cadenas montañosas, la Cordillera Oriental, Central y Occidental, las cuales se encuentran separadas entre sí por las cuencas intramontanas del Cauca y Valle del Magdalena (Cooper *et al.*, 1995).

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena ha tenido una evolución compleja a través del tiempo, pasando por episodios de tectónica extensiva y compresiva, hasta convertirse en el presente en una cuenca intramontana (Sarmiento *et al.*, 2006), que está separando la Cordillera Central de la Cordillera Oriental en los Andes Colombianos (Figura 6), está limitada al norte por el sistema de fallas de Espiritu Santo, al sur por el cinturón plegado de Girardot, al oriente por los sistemas de fallas de Bucaramanga-Santa Marta (norte) y El sistema de fallas Bituima-La Salina (Sur), hacia el occidente esta cuenca está limitada por los pinchamientos de los sedimentos del Neógeno contra la Cordillera Central (Gómez, 2014).

La evolución geológica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena ha sido reconstruida por varios autores en las últimas décadas (Cooper, *et al.*, 1995; Villamil, 1998; Gómez *et al.*, 2003; Restrepo *et al.*, 2004; Gómez, *et al.*, 2005; Cortes *et al.*, 2006; Sarmiento, 2006; Mora *et al.*, 2006; Clavijo *et al.*, 2008; Caballero *et al.*, 2010; Horton, *et al.*, 2010) y puede resumirse de la siguiente manera:

El basamento está compuesto por rocas metamórficas de alto grado como granulitas y neises del Precámbrico y rocas metamórficas del Paleozoico temprano como filitas, esquistos y migmatitas, estas rocas se encuentran recubiertas localmente de manera discordante por rocas sedimentarias del Paleozoico superior.

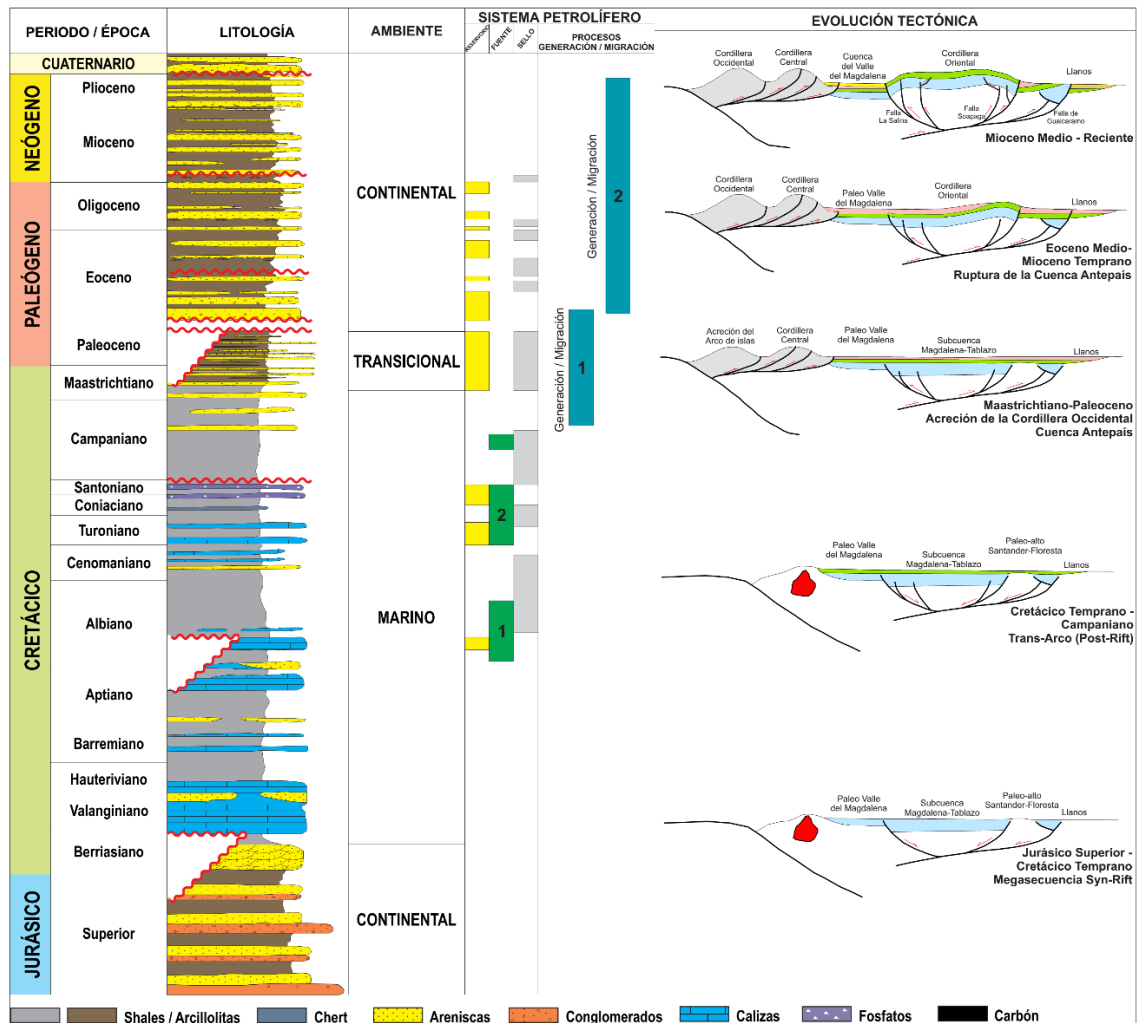
Durante el Mesozoico, sistemas de rift permitieron la depositación de hasta 3 km de capas rojas y depósitos volcanoclásticos de edad Jurásico, en el Cretácico ocurre una transgresión marina en todo el territorio colombiano, dando lugar al depósito de una secuencia compuesta principalmente por arcillas, calizas, arenas y chert (Figura 7), que alcanzó un espesor de 7 km en el sur, asociado con una rápida subsidencia de esta área.

Del Cretácico superior al Eoceno la acreción de la Cordillera Occidental conduce a la inversión de los grabens del Mesozoico y el levantamiento de la Cordillera Central, deformando la secuencia Cretácica y provocando grandes erosiones (Figura 7). Esto causa la propagación de la deformación hacia el norte y dan lugar al depósito de sedimentos marinos someros y transicionales, marcando el cambio de ambientes de marinos a continentales (Figura 7).

El evento compresivo regional anterior condicionó un estilo estructural de cabalgamientos con vergencia al oriente y la formación de una extensa cuenca “foreland” desde la Cordillera Central hasta el escudo de la Guayana. Con estas nuevas condiciones desde el Eoceno hasta el Mioceno se depositan unidades continentales, donde predominan las intercalaciones arena-shale, que se pinchan hacia el oriente (Figura 7).

Del Mioceno al Plioceno tiene lugar la acreción del Arco de Panamá-Baudó, induciendo el pulso más intenso de levantamiento de la Cordillera Oriental durante el Plioceno y provocando el depósito de sedimentos predominantemente aluviales (Figura 7).

Figura 7. Columna estratigráfica generalizada y evolución tectónica esquemática del VMM. Se puede apreciar además los principales elementos de los sistemas petrolíferos convencionales (Modificado de Horton et al., 2010).



SISTEMA PETROLÍFERO

Múltiples intervalos del Cretácico (Figura 7) han sido identificados como potenciales rocas generadoras en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (Ramón et al., 1997; Rangel et al., 2000; Rangel et al., 2002), Sin embargo, análisis especializados y correlaciones roca-crudo permiten relacionar el intervalo generador principal con los shales marinos, margas y calizas depositados en el Cretácico superior del Cenomaniano al Santoniano (Ramon & Dzou, 1999; Moretti et al., 2010; Cabello et al., 2018; Thompson-Butler, et al., 2019).

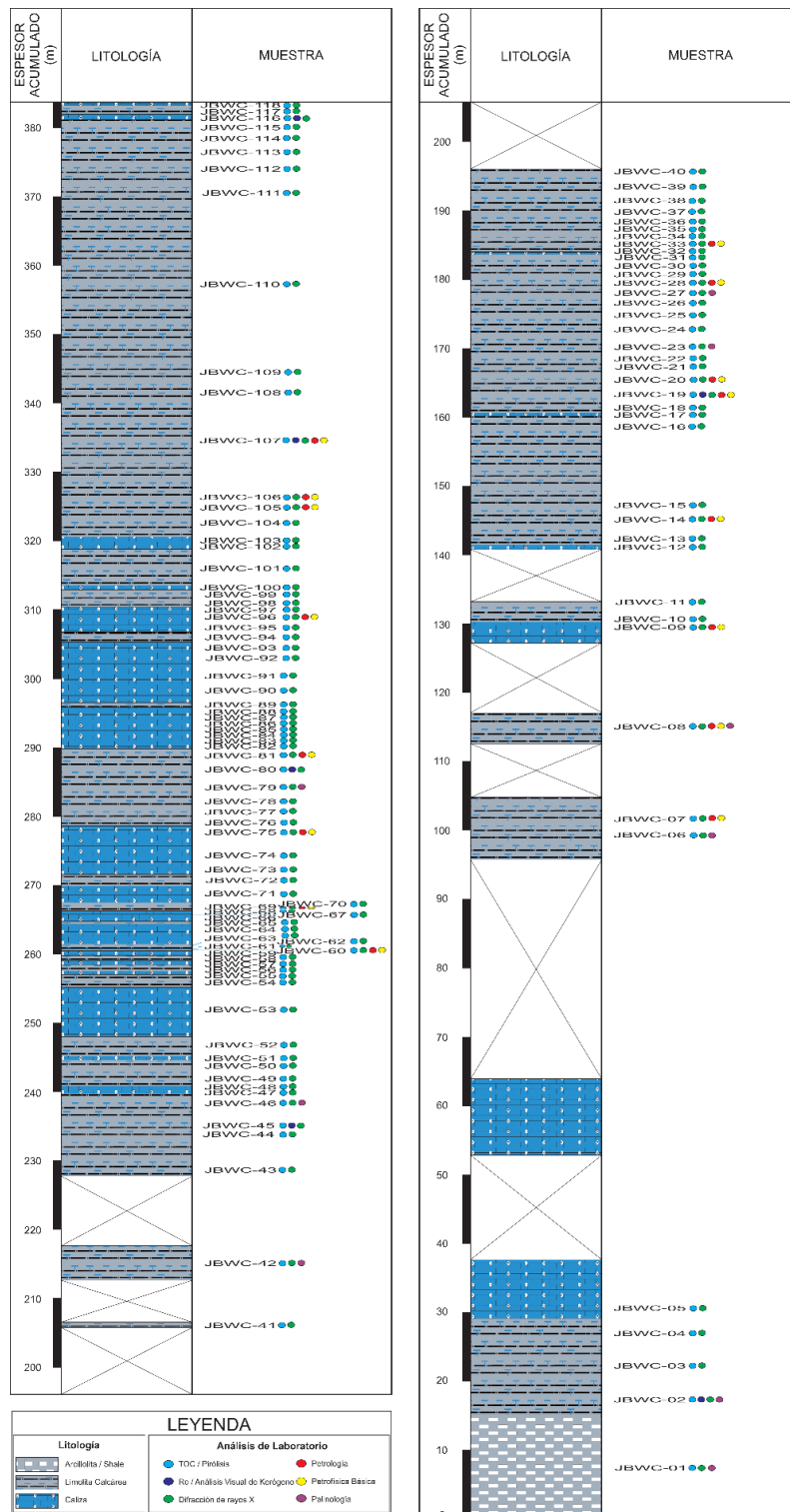
Los principales reservorios (Figura 7) son las arenas y arenas conglomeráticas fluviales del Eoceno-Oligoceno (Villamil, 2003; Moretti et al., 2010) otros reservorios están relacionados con las arenas del Cretácico superior y el Paleoceno (Sarmiento, 2011). Las trampas más comunes son los anticlinales formados durante la deformación andina (Moretti et al., 2010), los principales sellos son los intervalos de grano fino del Cenozoico relacionados con ambientes fluviales, lacustrinos y llanuras costeras que suprayacen los reservorios (Sarmiento, 2011). También se identifican procesos de alteración pos-genética como biodegradación y mezclas que afectan a los hidrocarburos acumulados (Ramón & Dzou, 1999). Para los sistemas convencionales en la cuenca se identifican dos riesgos principales, el primero relacionado con el timing del sistema en la parte occidental o piedemonte y el segundo se asocia a la pérdida de calidad de los reservorios en zonas profundas (Sarmiento, 2011).

En cuanto a los sistemas petrolíferos no convencionales se propone desde el punto de vista geoquímico y petrofísico que el intervalo Cenomaniano- Santoniano en el norte de la cuenca tiene un gran potencial como “shale play” (Martinez et al, 2012; Torres, 2013; Gómez, 2014; Pacheco et al., 2015; Rios et al., 2016), no obstante, hacia el sur del VMM no se han estudiado hasta ahora los sistemas petrolíferos no convencionales.

MÉTODOS

En la sección estratigráfica de Caparrapí se tomaron 118 muestras en un afloramiento de 380 m de longitud del Cretácico superior, en el cual predominan las litologías de grado fino con intercalaciones de niveles calcáreos (Figura 8). Todos los análisis se realizaron en los laboratorios del Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Del total de muestras se seleccionaron algunas para realizar análisis bioestratigráficos (9 muestras para palinología). A todas las muestras se le realizaron análisis geoquímicos (TOC y Pirolisis Rock Eval) y composicionales (DRX), con estos resultados se seleccionaron algunas muestras para realizar análisis petrofísicos (15 muestras) y petrográficos (16 muestras).

Figura 8. Columna estratigráfica generalizada. Nótese las muestras colectadas y los análisis realizados en cada una de ellas.



Posterior a estos análisis de laboratorio se realizó la interpretación e integración de los resultados. Esto permitió definir los intervalos con mayor potencial para yacimientos no convencionales tipo “shale plays”. A continuación, se describen los métodos usados en cada prueba realizada al set de muestras.

BIOESTRATIGRAFÍA (PALINOLOGÍA)

Un total de nueve muestras fueron analizadas para palinología (Figura 8). Las muestras fueron procesadas siguiendo la metodología propuesta por Traverse (2007). En cada preparación palinológica se contaron un total de 200 palinomorfos (incluyendo polen, esporas y dinoflagelados) hasta donde el recobro lo permitió. Para la identificación taxonómica se utilizó la base de datos Morfológica y colección de referencia del Grupo de Bioestratigrafía del Instituto Colombiano del Petróleo ICP. La interpretación bioestratigráfica siguió los criterios propuestos por Jaramillo & Rueda (2004).

PETROLOGÍA

Se realizaron secciones delgadas de 15 muestras (Figura 8), las cuales se sometieron a un proceso químico de tinción con Cobalto-Nitrito para la distinción de los feldespatos potásicos; y con Rojo de Alizarina S y Ferrocianuro Potásico para la diferenciación de los carbonatos en términos de su contenido de hierro. El análisis petrográfico se desarrolló empleando un microscopio de luz transmitida marca NIKON Eclipse, ME600.

En cada sección delgada se determinaron parámetros texturales como tamaño de grano general; grado de laminación, tamaño y composición de las mismas; parámetros composicionales como mineralogía, porcentaje de componentes aloquímicos, ortoquímicos y terrígenos, adicionalmente se evaluó la escasa porosidad primaria–secundaria presente, así como también los procesos diagenéticos que afectaron las rocas.

El análisis de las secciones delgadas se basó en la definición y caracterización de las microfacies presentes. Las clasificaciones composicionales y texturales de las secciones delgadas de afloramiento fueron descritas mediante el método de conteo de puntos: ± 300 para composición y ± 200 puntos para textura. Para la asignación del nombre de estas rocas, en principio se empleó la clasificación para rocas mixtas propuesta por Folk, (1974) según los diagramas ternarios, Aloq-Ort-Terr (Aloquímicos-Ortoquímicos- Terrígenos), mientras que para las calizas se usó la clasificación propuesta por Folk (1962).

CARBONO ORGÁNICO TOTAL (TOC)

Los análisis de TOC fueron realizados en todas las muestras colectadas (Figura 8), usando un equipo LECO C230 para la cuantificación de la riqueza orgánica. Consiste en eliminar el carbono inorgánico asociado a la presencia de carbonatos (mediante acidificación); posterior a esto la muestra pulverizada es sometida a combustión oxigenada, para luego cuantificar el carbono como CO₂ por medio de un detector de adsorción infrarroja.

PIROLISIS ROCK EVAL

Los análisis de pirolisis se realizaron en todas las muestras colectadas (Figura 8), usando un pirolizador Rock Eval VI, durante esta prueba la roca pulverizada es craqueada artificialmente en un horno a diferentes rampas de temperatura, esto permite convertir el material orgánico presente en la muestra en hidrocarburos y CO₂, los cuales son cuantificados por medio de un detector FID (detector de ionización en llama) o celdas infrarrojas. A partir de los parámetros obtenidos de la pirolisis Rock Eval se puede estimar el potencial que tiene o tuvo una roca para generar hidrocarburos, el tipo de kerógeno y la madurez térmica alcanzada.

ANÁLISIS VISUAL DEL KERÓGENO

Para establecer el tipo de materia orgánica y estimar un nivel de la madurez de la roca, se analizaron 16 muestras (Figura 8). Las muestras se analizaron usando un microscopio de luz transmitida ZEISS AXIOPHOT, para la cual se aisló la materia orgánica mediante la eliminación de la matriz mineral de la roca usando procesos de acidificación (ácido clorhídrico HCl y ácido fluorhídrico HF) y se montó en una lámina. El estudio de petrografía orgánica se complementó con el reconocimiento de las partículas orgánicas en un bloque pulido de la roca total mediante un microscopio luz blanca reflejada LEITZ DM RXP tomando lecturas de la reflectancia de la vitrinita y el bitumen sólido.

DIFRACCIÓN DE RAYOS X (DRX)

Para establecer la composición mineralógica se analizaron todas las muestras colectadas (Figura 8) y se usó la técnica de Difracción de Rayos X (DRX) utilizando un equipo convencional marca Rigaku modelo Smartlab SE. Se logró identificar los minerales arcillosos (filosilicatos) y no arcillosos que presentan una estructura interna ordenada; consiguiendo establecer el perfil mineralógico de la sección. Este análisis se realizó bajo dos modalidades: Roca Total o bulk y fracción arcilla: fracción de la muestra con partículas de diámetro efectivo menor a 2 µm. La abundancia relativa de los minerales da una estimación de la cantidad de los compuestos cristalinos presentes en alrededor del 95% en peso de la muestra total, con una incertidumbre del 2% a 5% en fases o compuestos bien cristalizadas. Por

tanto, las concentraciones relativas de los minerales menores del 5% se expresan como <5% y los minerales con concentraciones relativas menores a 0.5% se expresan como Tr, Trazas.

PETROFÍSICA BÁSICA

Para establecer características básicas del sistema almacenador se realizaron análisis petrofísicos a 15 muestras (Figura 8). Los procedimientos y equipos utilizados en los análisis petrofísicos están basados en las recomendaciones establecidas en la norma API RP 40.

Se realizó medición de densidad total, para esto la muestra se pesa y se lleva a la bomba de mercurio, se mide el volumen total de la muestra y posteriormente con los valores obtenidos se calcula la densidad natural de la roca. La limpieza se realizó en el equipo tipo Soxhlet, primero con Tolueno tipo industrial y con mezcla Tolueno-Metanol 50/50, para eliminar hidrocarburos y las sales solubles del espacio poroso. Posteriormente fueron secadas en un Horno convencional de convección forzada a temperatura de 80 °C por un tiempo mínimo de 6 horas.

Para determinar el volumen de granos (Vg) se utilizó el equipo Porosímetro Boyle convencional, este equipo utiliza gas Helio (He) y aplica la ley de Boyle para medir el volumen sólido de la muestra. La densidad de granos se calcula con base en el volumen de granos obtenido en el Porosímetro y el peso de la muestra medido en una balanza analítica (Wt).

Los datos de porosidad y permeabilidad fueron medidos en el equipo “Shale matrix permeameter” (SMP-200), el cual llena un volumen de referencia con gas Helio a una presión inicial aproximada de 200 psi (1.3795 MPa). Luego un registrador de presión monitorea la presión del sistema en forma permanente durante 2000 segundos, y mediante un análisis numérico de la curva de caída de presión con respecto al tiempo calcula la permeabilidad de la matriz de la muestra triturada.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

EDAD DE LA SECUENCIA

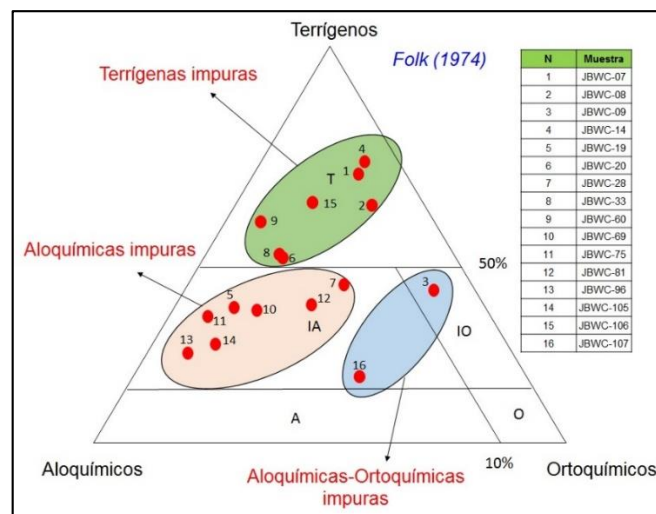
En términos generales el recobro y la preservación de palinomorfos en las nueve muestras analizadas es pobre. La asociación palinológica está dominada por dinoflagelados, destacándose la presencia de abundancias importantes de especímenes de los géneros Andalusella-Paleocystodinium, Dinogymnium, Odontochitina, Cerodinium, Senegalinium, Alysogymnium y Spiniferites. De acuerdo al esquema bioestratigráfico propuesto por Jaramillo & Rueda (2004) estas

asociaciones son comunes en la biozona palinológica *Cerodinium* de edad Campaniano. El dominio de dinoflagelados y la casi completa ausencia de palinomorfos de afinidad continental sugieren depósito bajo condiciones marinas.

MICROFACIES Y AMBIENTES SEDIMENTARIOS

Para los análisis petrográficos se escogieron 16 muestras a lo largo de la sección que representan los rasgos principales identificados en los análisis composicionales de DRX. Los resultados petrográficos obtenidos en dieciséis (16) secciones delgadas de la sección Caparrapí, permiten clasificarlas inicialmente con el diagrama ternario general propuesto por Folk (1974), en su mayoría como terrígenas impuras y aloquímicas impuras (Figura 9); posteriormente se reclasificaron de acuerdo a sus características petrográficas sobresalientes.

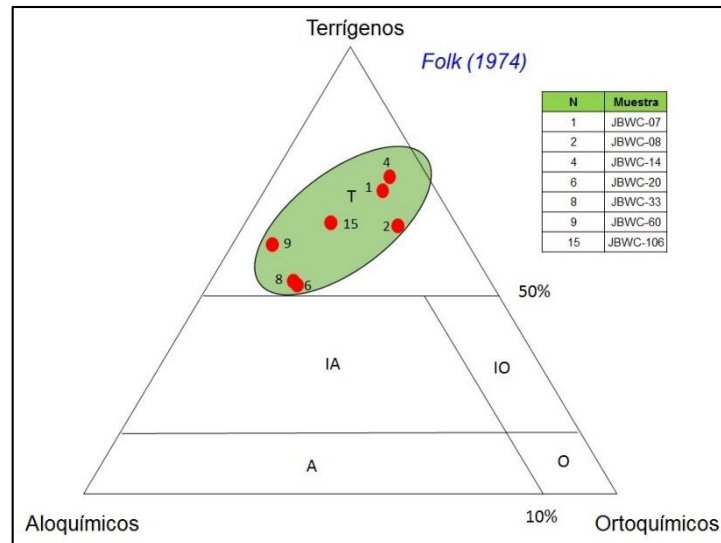
Figura 9. Clasificación de las muestras analizadas según el diagrama de Folk (1974) para rocas mixtas.



A continuación, se describen las microfacies caracterizadas en la sección Caparrapí.

Microfacies rocas terrígenas, Arcillolitas-limosas-calcáreas con foraminíferos. Esta microfacies se observa en las muestras JBWC-07, JBWC-08, JBWC-14, JBWC-20, JBWC-33, JBWC-60 y JBWC-105, se caracterizan por los altos contenido de material terrígeno total, el cual varía entre 51 y 68% siendo principalmente matriz de minerales arcillosos mezclados con materia orgánica y lodo calcáreo (micrita) y granos detríticos de cuarzo monocristalino tamaño limo (Figura 10). Esta microfacies presenta predominio de rocas con estructura masiva, sin embargo, en las muestras JBWC-14 y JBWC-33, se observan levemente laminadas.

Figura 10. Muestras dentro de la Microfacies Rocas Terrígenas, Arcillolitas-Limosas-calcareas con fósiles. Diagrama de clasificación para rocas mixtas propuesto por Folk (1974).

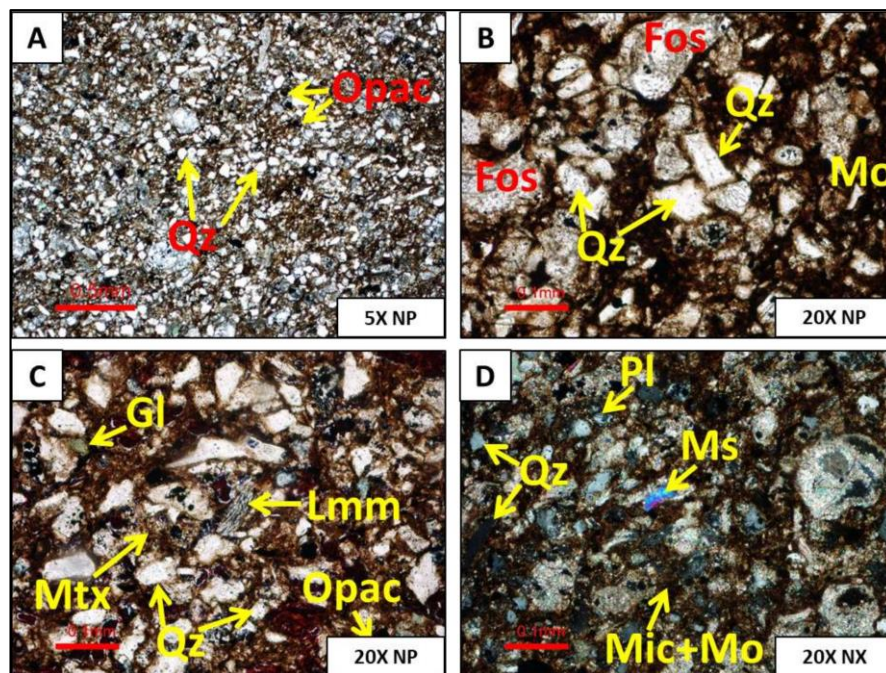


El material terrígeno que se observa en altos porcentajes está compuesto principalmente por granos de cuarzo (Trazas-24%) monocristalino de extinción recta y ondulosa; menores cantidades de cuarzo policristalino de origen ígneo y metamórfico foliado, estos granos presentan tamaño limo y formas angulares a subangulares en contacto flotantes y en menor proporción puntuales (Figura 11A y 11B).

Otros componentes terrígenos que se observan son granos de plagioclasa tipo albita con maclado polisintético y fragmentos de roca posiblemente derivados de esquistos micáceos (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Figura 11C), los cuales se encuentran embebidos en la matriz. Este material detrítico no presenta ninguna orientación preferencial. El material terrígeno se completa con matriz de minerales arcillosos no diferenciados petrográficamente de coloración oscura a parda rojiza producto de la mezcla con materia orgánica y lodo calcáreo (Figura 11D).

Como minerales accesorios se destaca la presencia de pirita diseminada en la matriz, así como dúctiles de materia orgánica diseminada, glauconita (1-2%), mica moscovita (Trazas). Este material opaco también se observa en zonas con material bituminoso que atraviesa parte de la roca en superficies estilolíticas. Para esta microfacies se observa una variación a Limolita arcillosa calcárea en la muestra JWBC-08. Producto del alto contenido de material terrígeno cuarzoso tamaño limo.

Figura 11. Aspecto del armazón en la microfacies terrígenas, Arcillolitas-Limosas-calcareas con fósiles. A. Aspecto textural general de las muestras de esta microfacies, se observa una matriz de minerales arcillosos con materia orgánica y lodo calcáreo soportando granos de cuarzo tamaño limo en contacto flotante a puntual, minerales opacos y otros minerales detríticos. B. Detalle de granos de cuarzo monocristalino (Qz) angulares a subangulares en contacto flotante a puntual, matriz micritica con materia orgánica (Mo). C. Armazón compuesto por granos detríticos de cuarzo (Qz), fragmentos líticos derivados de rocas metamórficas (Lmm), granos de glauconita y minerales opacos (Opac). D. Matriz de lodo calcáreo (micrita) con materia orgánica, granos de cuarzo (Qz), grano de plagioclasa (Pl), minerales dúctiles como la moscovita (Ms) y fósiles de foraminíferos rellenos de calcita. Visto en nicoles cruzados.



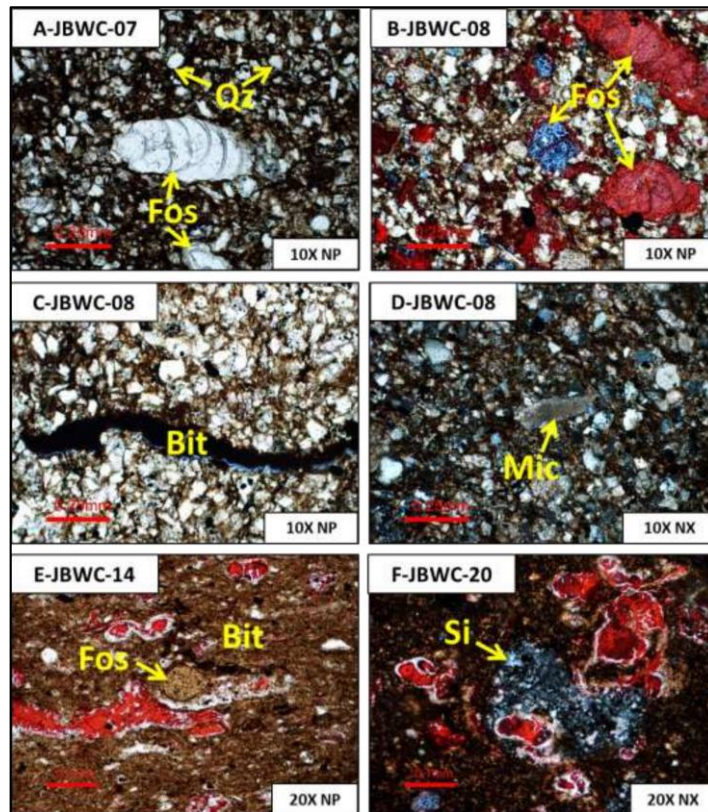
Las partículas aloquímicas se encuentran en cantidades moderadas, que varían entre 9 y 35%. Estas son fósiles de foraminíferos uniseriales y biseriales con el borde de sus caparazones reemplazados y sus cámaras rellenas de calcita ferrosa, calcita no ferrosa, sílice y pirita. Se presentan peloides fosfáticos con valores entre (1-6%), que pueden presentar algún grado de oxidación (Figura 12).

Los componentes Ortoquímicos varían entre 6 y 27% y están representados por matriz de lodo calcáreo (micrita) con contenidos variables de materia orgánica (Figura 12). Otros componentes ortoquímicos presentes son cristales de calcita ferrosa y cemento de sílice autigénico (Trazas-4%). Estos se presentan en parches diseminados en la matriz en cantidades bajas. También se observan cristales

romboédricos de dolomita ferrosa (Ank). Los minerales accesorios presentes (Figura 12), están en cantidades muy bajas (Trazas a 2%) corresponden principalmente a pirita autigénica diseminada y minerales opacos. Dúctiles como la materia orgánica se observa diseminada en toda la muestra.

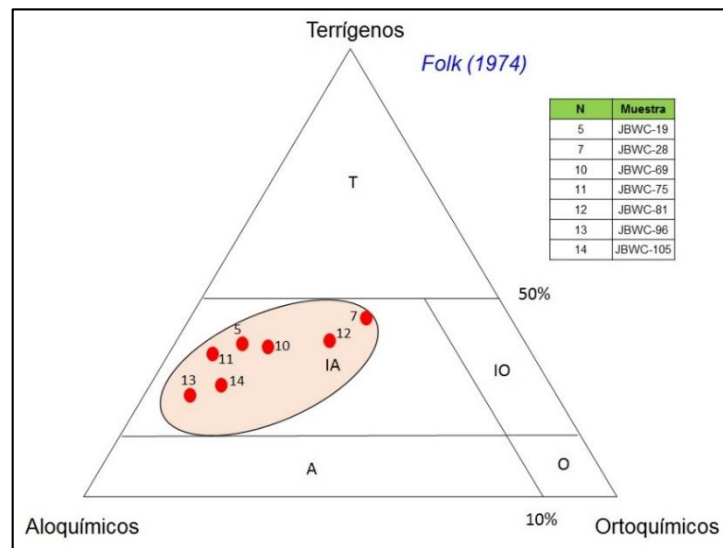
Para esta microfacies se observan muy bajos porcentajes de porosidad petrográfica, esta es principalmente secundaria producida por disolución del relleno en cámaras de foraminíferos. También se observan microfracturas rellenas con calcita no ferrosa.

Figura 12. Componentes ortoquímicos y aloquímicos observados en la microfacies terrígenas, Arcillolitas-Limosas-calcáreas con fósiles. A. Fósiles de foraminíferos (Fos) uniseriales con sus bordes recristalizados y sus cámaras rellenas de calcita spar. B. Detalle de fósiles de foraminíferos (Fos) con sus cámaras rellenas de calcita ferrosa y no ferrosa, obsérvese el bajo contenido comparado con los granos terrígenos de cuarzo. C. Superficie con bitumen generada por eventos de presión-solución. D. Intraclasto de micrita. E. Peloide de fosfato (fosf) y superficie con material bituminoso (Bit). F. Relleno de espacio disponible con cuarzo autigénico microcristalino (Si).



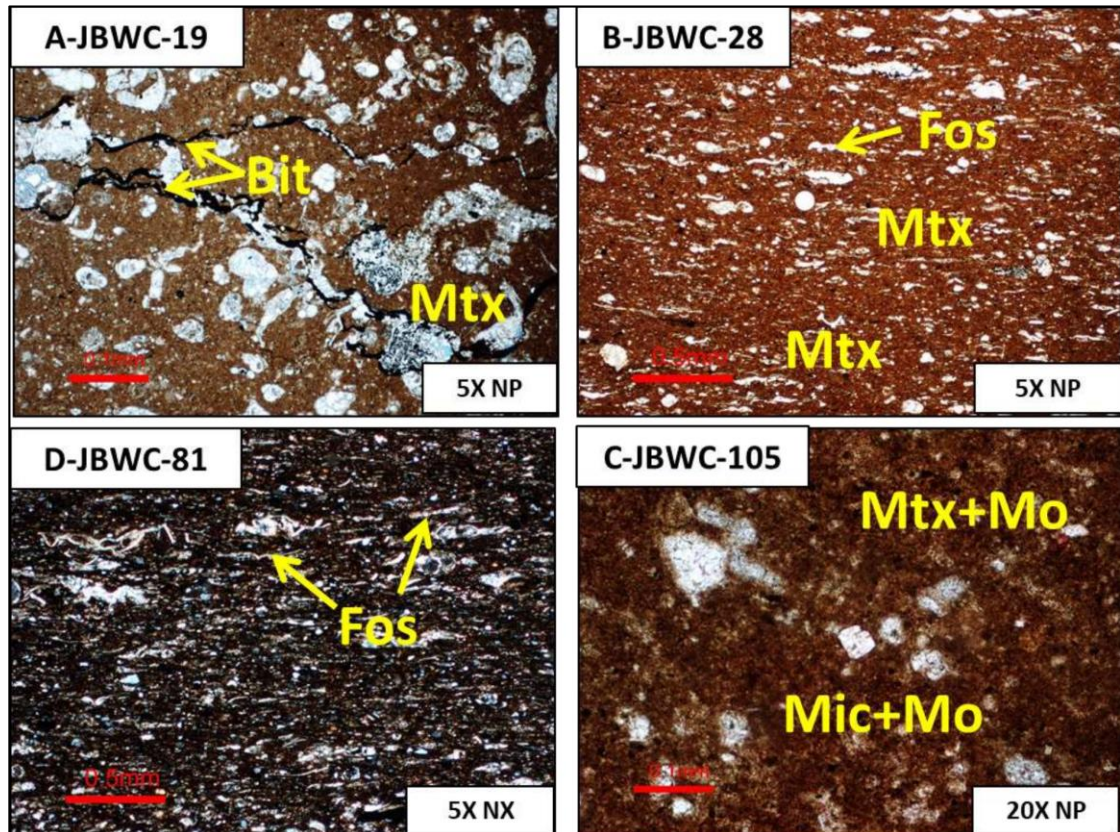
Microfacies rocas aloquímicas impuras, bioarcillolita con MO y micrita. Esta microfacies se caracteriza por presentar estructura masiva a laminada y altos contenidos de componentes aloquímicos que permite clasificarlas como rocas aloquímicas impuras (Figura 13).

Figura 13. Muestras clasificadas dentro de la microfacies Bioarcillolita con materia orgánica y micrita. Diagrama de clasificación para rocas mixtas propuesto por Folk (1974).



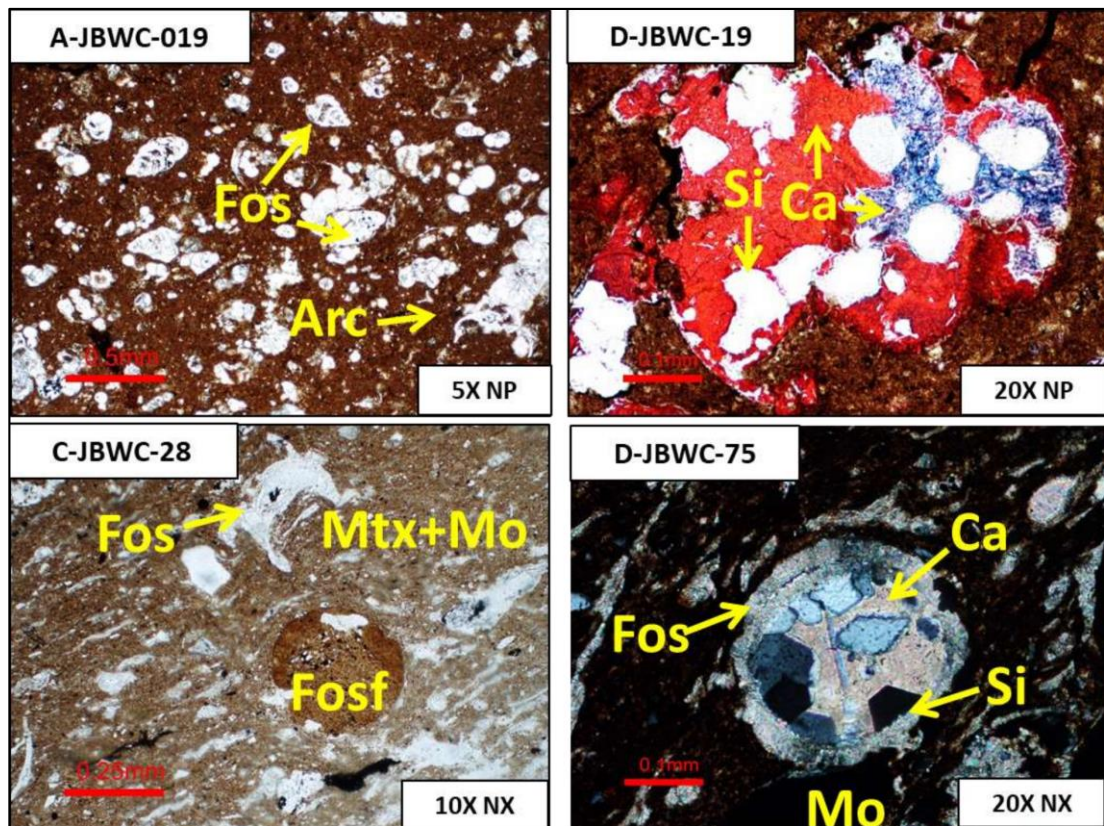
Para esta microfacies el material terrígeno disminuye alcanzando valores totales entre (23 y 44%) siendo caracterizado principalmente por matriz de minerales arcillosos (22-43%) enmascarados con materia orgánica y lodo calcáreo. También hacen parte del armazón granos de cuarzo monocristalino (Trazas-4%) tamaño limo en contacto flotante (Figura 14).

Figura 14. Aspecto textural de la microfases de rocas aloquímicas impuras, Bioarcillolitas con materia orgánica y micrita. A. matriz de minerales arcillosos (Mtx) mezclada con materia orgánica (Mo) y superficie estilolíticas con material bituminoso (Bit). B. Fragmentos fósiles de algas y foraminíferos uniseriales tipo globigerina. C. Fragmentos fósiles de algas alineados con la incipiente laminación. D. Aspecto masivo de matriz de minerales arcillosos con materia orgánica y micrita.



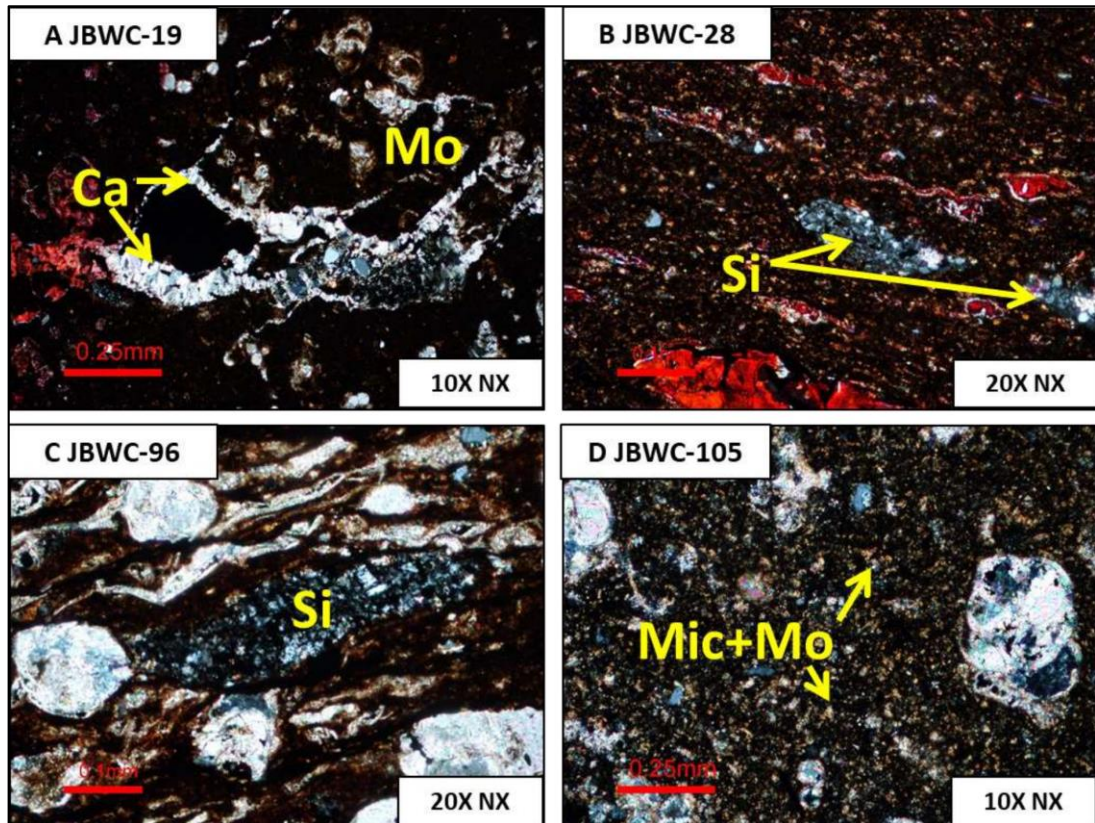
Como componente aloquímico (26-66%) se observa alto contenido de fósiles de foraminíferos uniseriales y biseriales con sus bordes reemplazados y sus cámaras rellenas de calcita y calcita no ferrosa. Se observan fragmentos de algas que presentan alguna orientación con la incipiente laminación. Además, están presentes peloides fosfáticos en cantidades bajas (2-4%) con baja oxidación (Figura 15).

Figura 15. Composición aloquímica de la microfacies de rocas aloquímicas impuras, Bioarcillolitas con materia orgánica y micrita. A. Matriz de minerales arcillosos con materia orgánica y micrita soportando fósiles foraminíferos con sus cámaras rellenas de calcita no ferrosa. B. Minerales arcillosos junto con lodo calcáreo (micrita) y fósil de foraminífero moderadamente preservado, relleno con calcita ferrosa, no ferrosa (Ca) y sílice autigénica (Si). C. Fragmento fósil de foraminífero mal preservado con relleno de sílice (Si) D. Fósil de foraminífero relleno con calcita no ferrosa y sílice autigénica (Si).



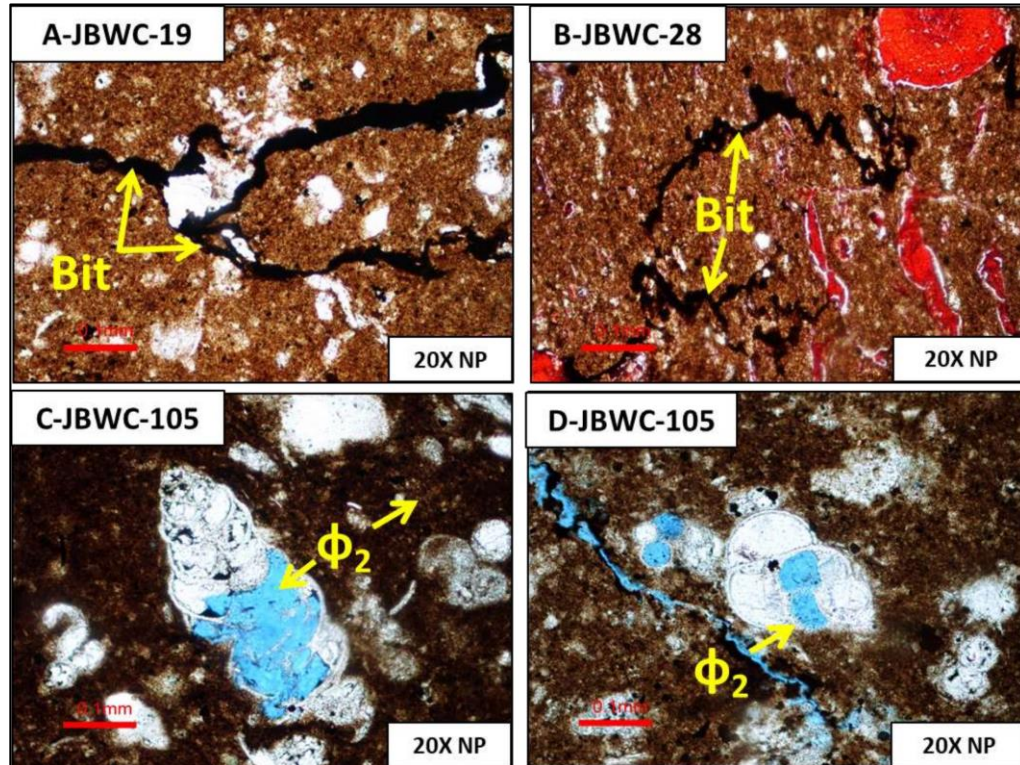
El material ortoquímico presente puede variar entre 10 y 30% siendo principalmente matriz de lodo calcáreo (micrita) con minerales arcillosos. Se observan también rellenos de cuarzo autigénico microcristalino (Trazas-5%), en parches que pueden ser concordantes con la laminación (Figura 16).

Figura 16. Composición ortoquímica principal de la microfases de rocas aloquímicas impuras, Bioarcillolitas con materia orgánica y micrita. A. Estructuras no identificadas rellena por calcita espar (Ca). B. Relleno de sílice autigénico microcristalino (Si). C. Detalle del relleno de cuarzo autigénico microcristalino (Si). D. Detalle de matriz de lodo calcáreo (micrita) junto con materia orgánica y minerales arcillosos.



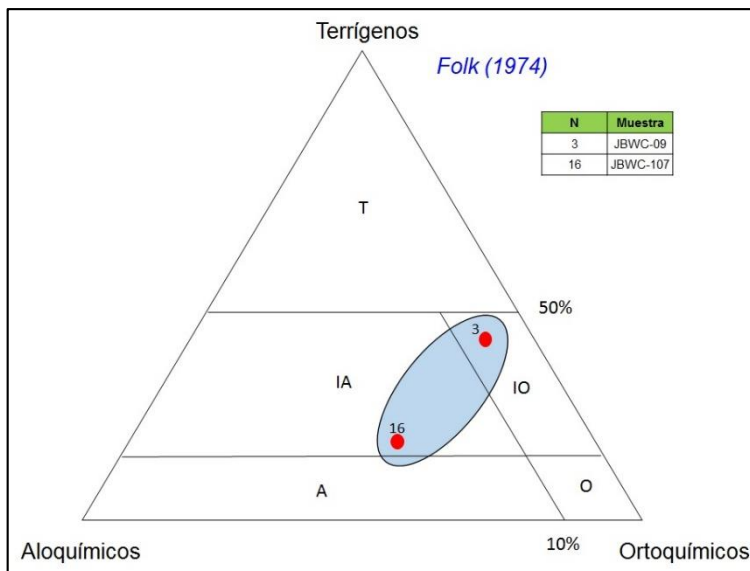
El material opaco es caracterizado por la moderada presencia de material bituminoso dispuesto en superficies estilolíticas (Figura 17). La porosidad petrográfica para estas muestras es nula a trazas, producto de disolución en el relleno de los foraminíferos. Se observan microfracturas rellenas u ocluidas por calcita no ferrosa.

Figura 17. Superficies de presión-solución de la microfases de rocas aloquímicas impuras, Bioarcillolitas con materia orgánica y micrita. Se observa concentración del material insoluble, en este caso material bituminoso y porosidad secundaria móldica.



Microfases biomicrita con arcilla y materia orgánica (MO). Con base en los análisis petrográficos realizados, las muestras JBWC-09 y JBWC-106 presentan mayor contenido de matriz de lodo calcáreo (micrita). Estas rocas son clasificadas inicialmente en el diagrama ternario de clasificación de rocas mixtas propuesto por Folk, 1974. Como aloquímica impura y ortoquímica impura (Figura18).

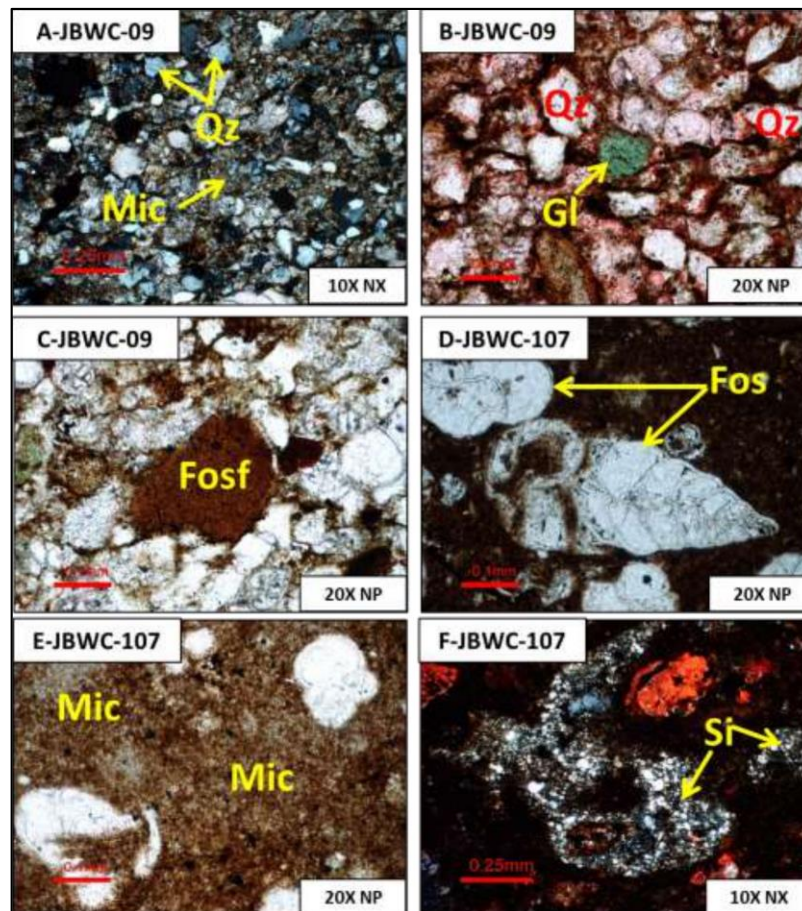
Figura 18. Muestras clasificadas dentro de la microfacies Biomicrita con arcilla y MO. Diagrama de clasificación para rocas mixtas propuesto por Folk (1974).



El material terrígeno total en estas dos muestras puede variar entre 12 y 41%, caracterizado por la presencia de granos de cuarzo monocristalinos de extinción recta (Tr-8%), ondulosa (Tr-12%) y policristalinos (Tr-7%) tamaño limo, en contacto flotante. La matriz de minerales arcillosos no diferenciados petrográficamente presenta menor porcentaje de ocurrencia que en las microfacies anteriores con valores entre (10-11%) (Figura 19).

La muestra JBWC-09 presenta alto contenido de material terrígeno y material recristalizado. El componente Aloquímico (5-38%) de esta microfacies está dado por la ocurrencia moderada de fósiles de foraminíferos uniseriales y biseriales. Estos fósiles presentan sus cámaras rellenas de calcita no ferrosa, en menor cantidad microfósiles recristalizados indiferenciados mal preservados. También se aprecian bajas cantidades de peloides fosfáticos (1-4%) (Figura 19).

Figura 19. Componentes principales de la microfacies Biomicrita con arcilla y Materia orgánica. A. Aspecto composicional y textural, matriz de lodo calcáreo (micrita) soportando fósiles de foraminíferos y granos terrígenos de cuarzo, minerales opacos tamaño limo. B. grano de glauconita (Gl) C. Material aloquímico, Pelloide de fosfato (Fosf). D. Fragmento fósil de foraminífero biserial (fos) con su cámara rellena de calcita no ferrosa y micrita. E. Detalle de matriz de lodo calcáreo (micrita) con foraminíferos globigerina. F. relleno de sílice autigénico microcristalino (Si).



La matriz de lodo calcáreo (micrita) como principal componente ortoquímico contiene valores cercanos al 50%, esta se observa recrystalizada y con alto contenido de materia orgánica. En algunos sectores se presentan cristales de microesparita (10%). Se observa también relleno de sílice autigénico microcristalino (Trazas-1%) (Figura 19). La porosidad petrográfica en la roca varía entre trazas y 1%, siendo de tipo secundaria originada por la disolución de material inestable, disolución de las cámaras de foraminíferos produciendo porosidad móldica.

Se puede interpretar de acuerdo a las microfacies identificadas, que estas fueron depositadas en una transición de ambientes de prodelta a plataforma. Estos ambientes de prodelta se interpretan como la extensión subacuática de los ambientes deltaicos (Posamentier & Walker, 2006).

COMPOSICIÓN MINERALÓGICA

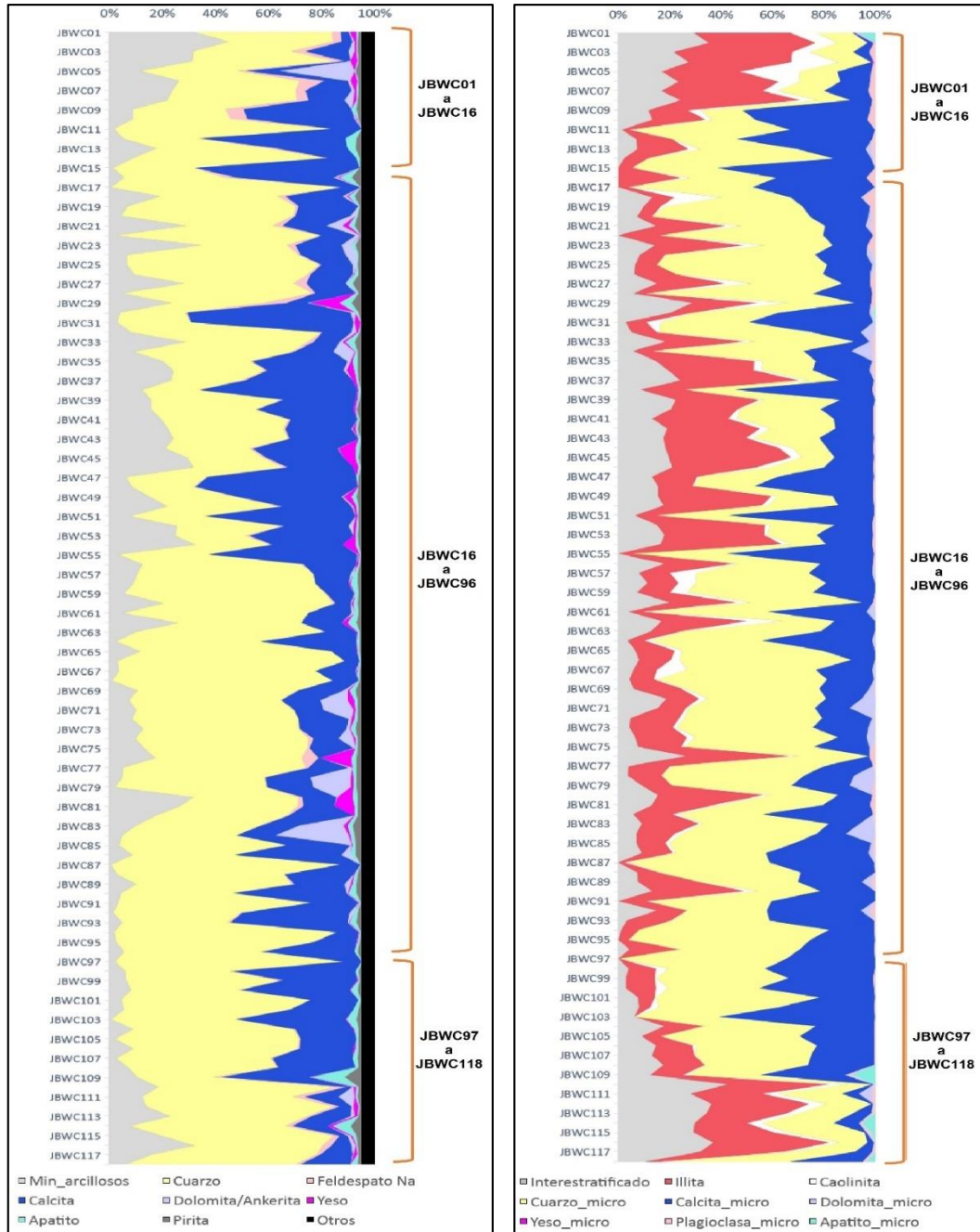
La caracterización mineralógica por Difracción de Rayos-X (DRX) muestra que la composición mineralógica tiene valores más altos de cuarzo desde la parte media hacia el tope de la sección, mientras que los minerales arcillosos tienden a tener valores más altos de la parte inferior hasta la parte media (Figura 20A).

En relación con los Carbonatos, se observan proporciones similares en toda la sección de Calcita y Dolomita/Ankerita, siendo la Calcita el carbonato predominante. Se resalta una mayor frecuencia de Dolomita/Ankerita en la parte media de la sección, muestras JBWC16 a JBWC96 (Figura 20A). Adicionalmente, a nivel de la fracción menor a 2 micras, los principales minerales arcillosos son los Interestratificados e Illita. Los Interestratificados corresponden a Illita/Esmectita o Illitas alteradas. Sin embargo, la Illita domina en la base y parte media, muestras JBWC01 a JBWC96 (Figura **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**20B).

Grupo de muestras JBWC01 a JBWC15: la mineralogía más común es la cuarzosa-arcillosa (33%), seguida de la mineralogía cuarzosa-calcárea (27%) y cuarzosa rica en minerales arcillosos y Calcárea rica en cuarzo (13%). Los minerales arcillosos en la fracción menor a 2 μ m, dominan los Interestratificados e Illita (Figura 21). Los Interestratificados corresponden a Illita/Esmectita o Illitas alteradas.

Este grupo de muestras presenta contenidos de Cuarzo que van del 28% al 81%, en promedio el 46%. Mientras los minerales arcillosos o filosilicatos presentan contenidos entre el 1% y 45%, en promedio el 19%, y los Carbonatos presentan contenidos inferiores a 62%, en promedio el 12%. Los carbonatos corresponden a Calcita y Dolomita/Ankerita, siendo la Calcita el carbonato predominante, a excepción de la muestra identificada como JBWC05 (Figura 20).

Figura 20. Perfiles de composición mineralógica sección Caparrapí. A) Roca total. B) Fracción <2µm.



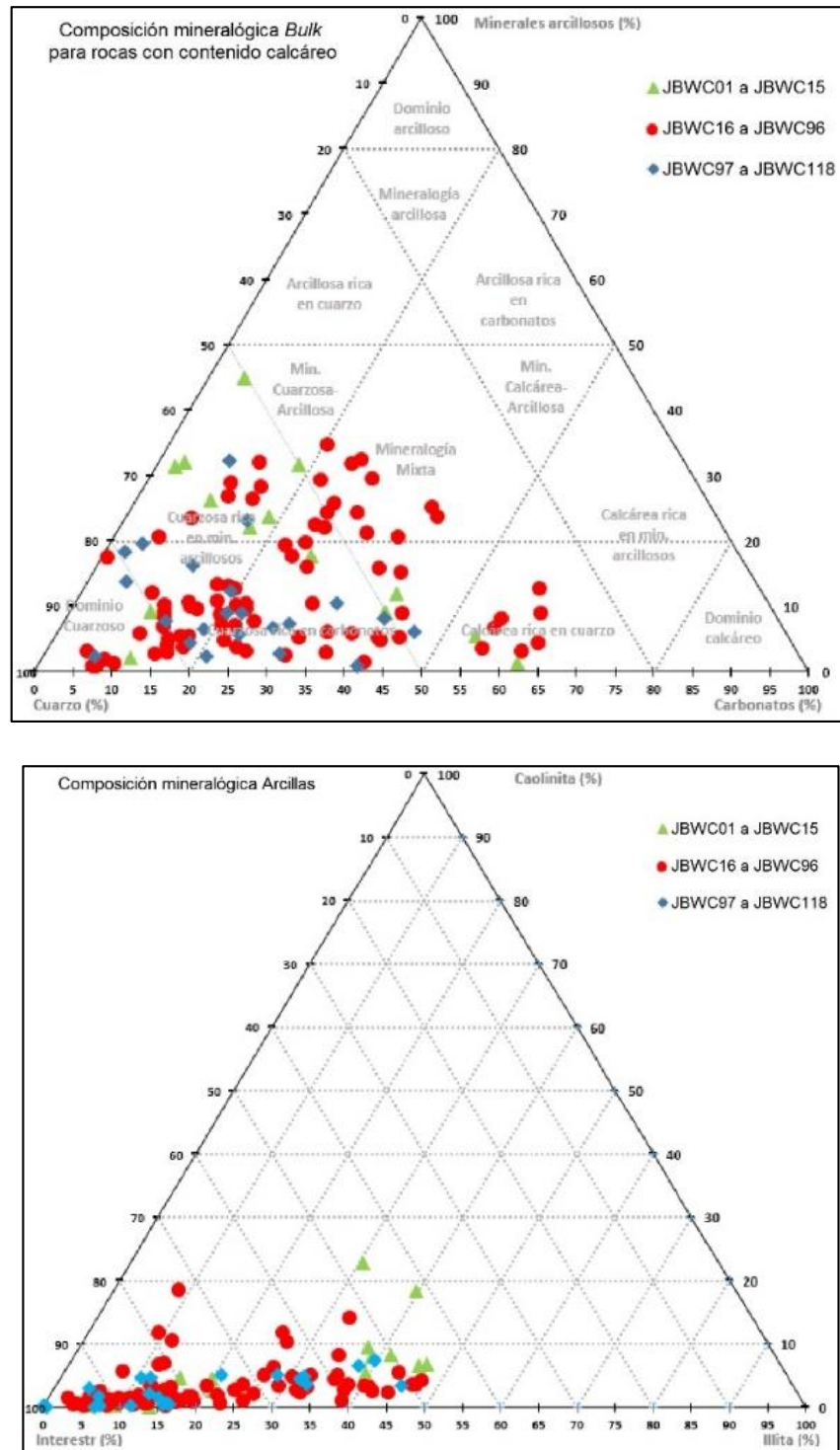
Grupo de muestras JBWC16 a JBWC96: la mineralogía más común es la cuarzosa (44%), seguida de la mineralogía cuarzosa-calcárea (20%) y mineralogía mixta y cuarzosa-arcillosa (12%). Los minerales arcillosos en la fracción menor a 2 μ m, dominan los Interestratificados e Illita (Figura 21). Los Interestratificados corresponden a Illita/Esmectita o Illitas alterada.

Este grupo presenta contenidos de Cuarzo que van del 21% al 87%, en promedio el 52%. Mientras los minerales arcillosos o filosilicatos presentan contenidos entre el 1% y 34%, en promedio el 12%, y los Carbonatos presentan contenidos inferiores a 61%, en promedio el 13%. Los carbonatos corresponden a Calcita y Dolomita/Ankerita, siendo la Calcita el carbonato predominante, a excepción de las muestras identificados como JBWC83-84 (Figura 20).

Grupo de muestras JBWC97 a JBWC 118: la mineralogía más común es la cuarzosa (68%), seguida de la mineralogía cuarzosa-calcárea (18%). Los minerales arcillosos en la fracción menor a 2 μ m, dominan los Interestratificados e Illita. Los Interestratificados también corresponden a Illita/Esmectita o Illitas alteradas (Figura 21).

Este grupo presenta contenidos de Cuarzo que van del 29% al 86%, en promedio el 58%. Mientras los minerales arcillosos o filosilicatos presentan contenidos entre el 1% y 32%, en promedio el 10%, y los Carbonatos presentan contenidos inferiores a 46%, en promedio el 10%. Los carbonatos corresponden a Calcita y Dolomita/Ankerita, siendo la Calcita el carbonato predominante (Figura 20).

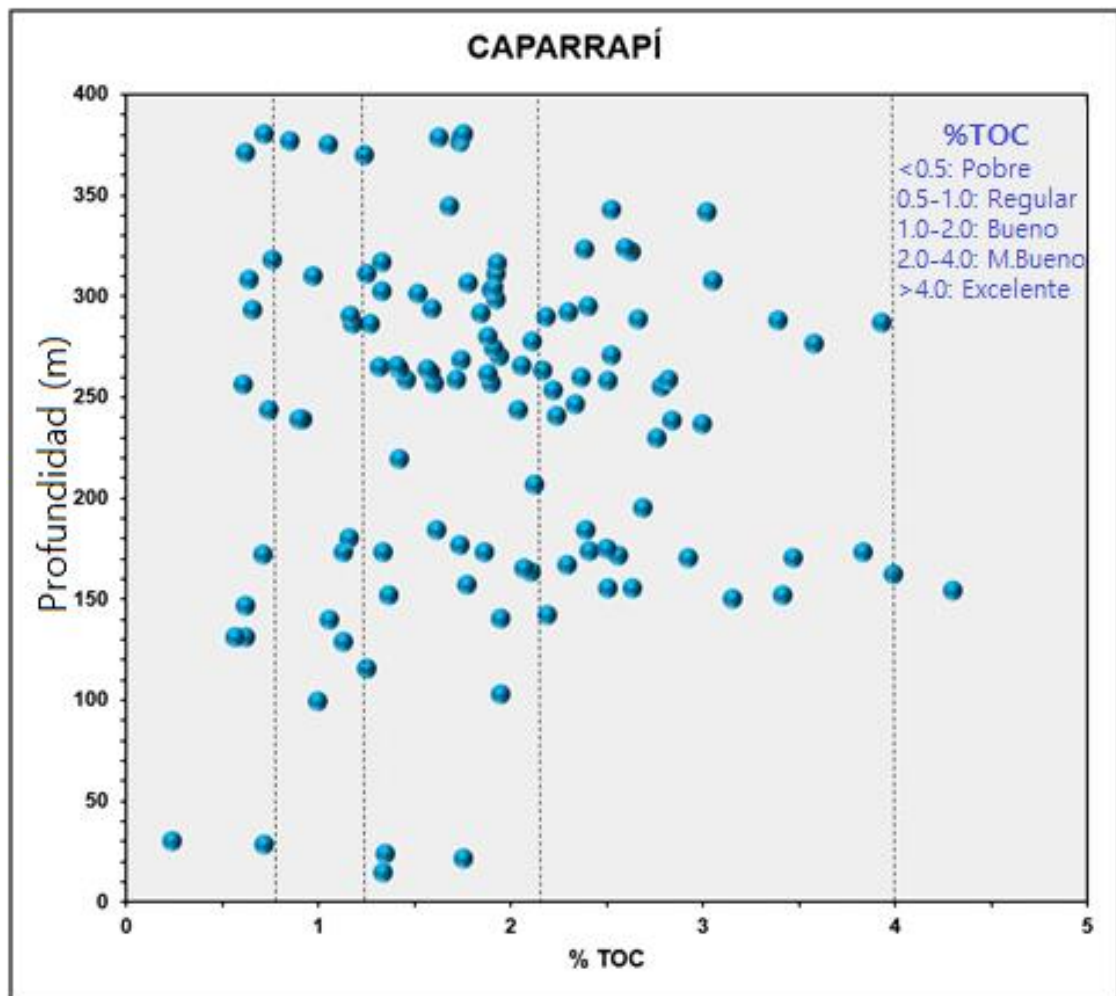
Figura 21. Diagramas ternarios para clasificación composicional por DRX de la sección Caparrapí. A. Roca total. B. Fracción menor a 2µm.



CANTIDAD DE MATERIA ORGÁNICA

De los resultados obtenidos del total de muestras analizadas para TOC se puede establecer que la sección presenta contenidos de materia orgánica de regulares a excelentes (0,56 – 4,29% TOC, promedio 1,88% TOC), pero se resalta que el 85 % de las muestras analizadas arrojan resultados que se ubican en rangos buenos a excelentes (1,04 – 4,29% TOC, promedio 2,09% TOC), lo cual permite reconocer que la sección exhibe buenos contenidos orgánicos encaminados a la generación de hidrocarburos (Figura 22).

Figura 22. Distribución del TOC en la sección Caparrapí. La mayoría de los valores están entre 1% y 4%, dándole características de buenas a muy buenas a esta sección.

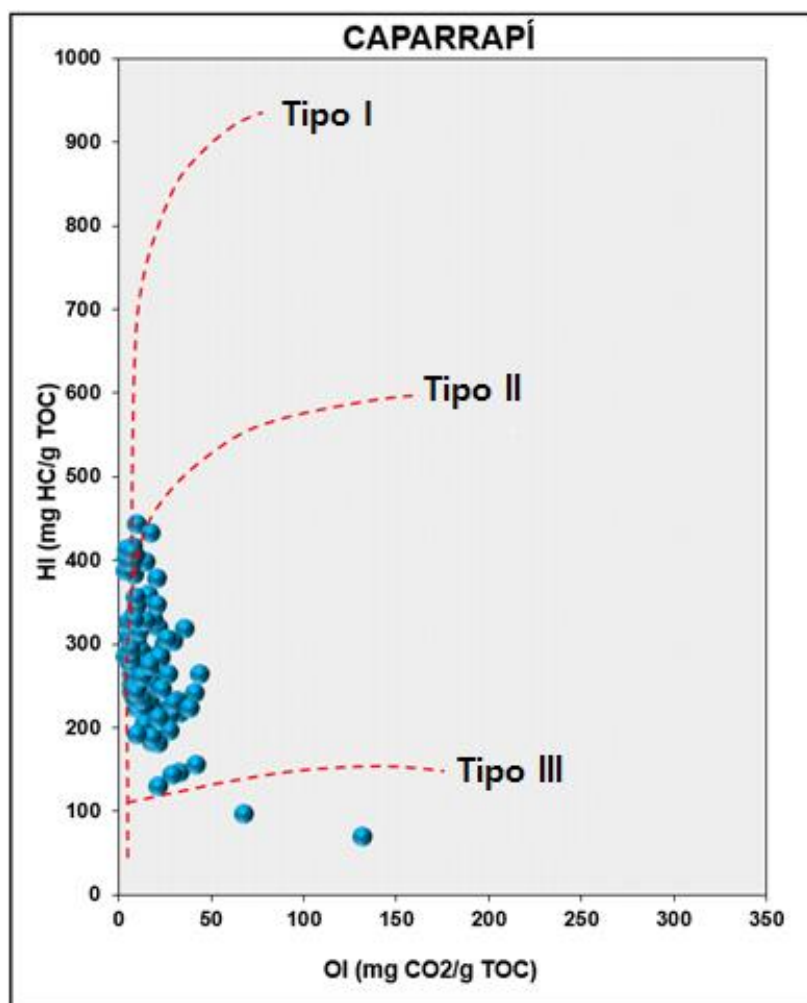


CALIDAD DE LA MATERIA ORGÁNICA

Para el análisis del tipo y calidad de la materia orgánica se integraron diversos parámetros provenientes de la técnica Rock Eval:

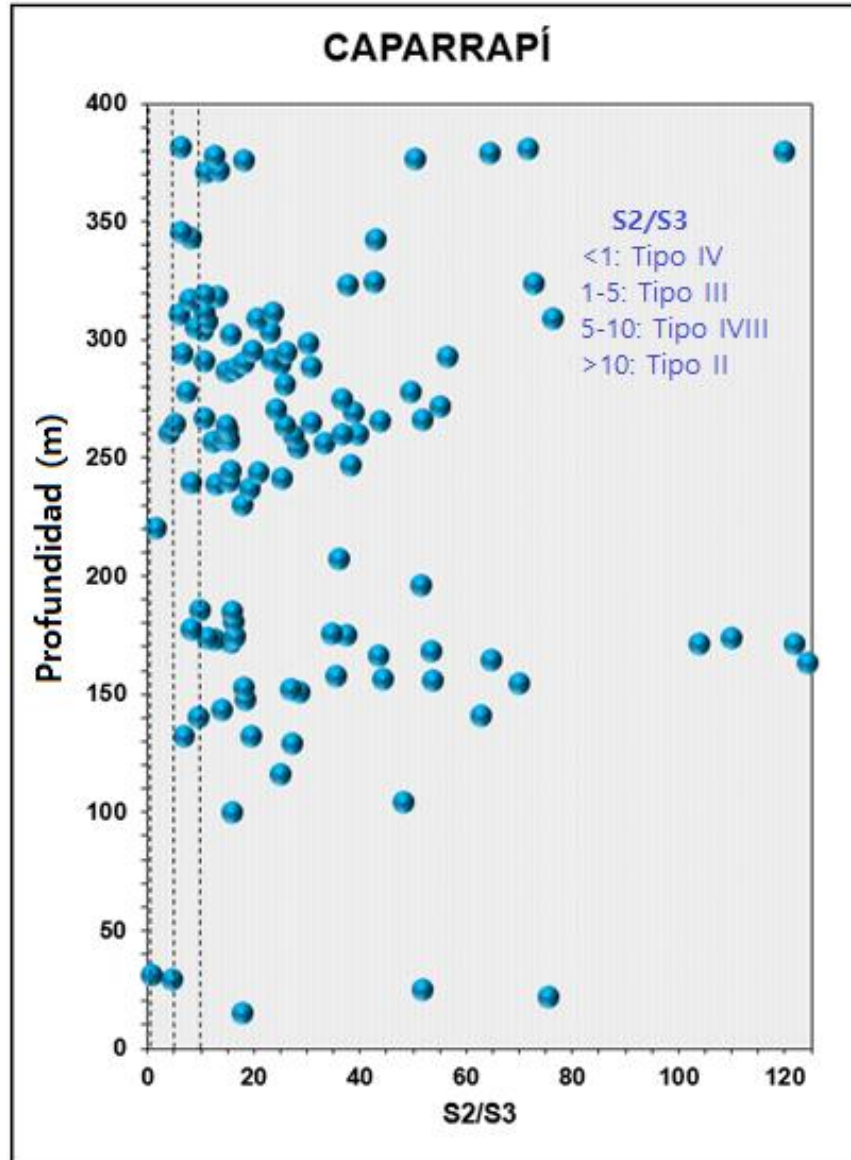
1. El diagrama Van Krevelen modificado de Peters et al., 2005 se basa en las cantidades de hidrocarburos y CO₂ reportadas en los parámetros del Rock-Eval y su relación con el TOC. Este diagrama relaciona el HI (índice de hidrógeno) y OI (índice de oxígeno) para establecer el tipo de materia orgánica predominante en la muestra analizada. De acuerdo con los resultados de este diagrama es posible interpretar un dominio de Kerógeno tipo II en las muestras de esta sección (Figura 23). Es importante aclarar que este diagrama se afecta según el grado de evolución termal de las muestras, por lo tanto, no es concluyente sin integrarse con otros parámetros

Figura 23. Diagrama Van Krevelen modificado (Peters et al., 2005) de las muestras analizadas de la sección Caparrapí. Se puede apreciar una predominancia de kerógeno tipo II



2. La relación de los picos S2 y S3 que permite asociar el tipo de materia orgánica dominante, de acuerdo con esta relación el 85% de las muestras analizadas presentan kerógeno tipo II (relación >10), lo que se asociaría a una generación de hidrocarburos líquidos principalmente líquido. (Figura 24).

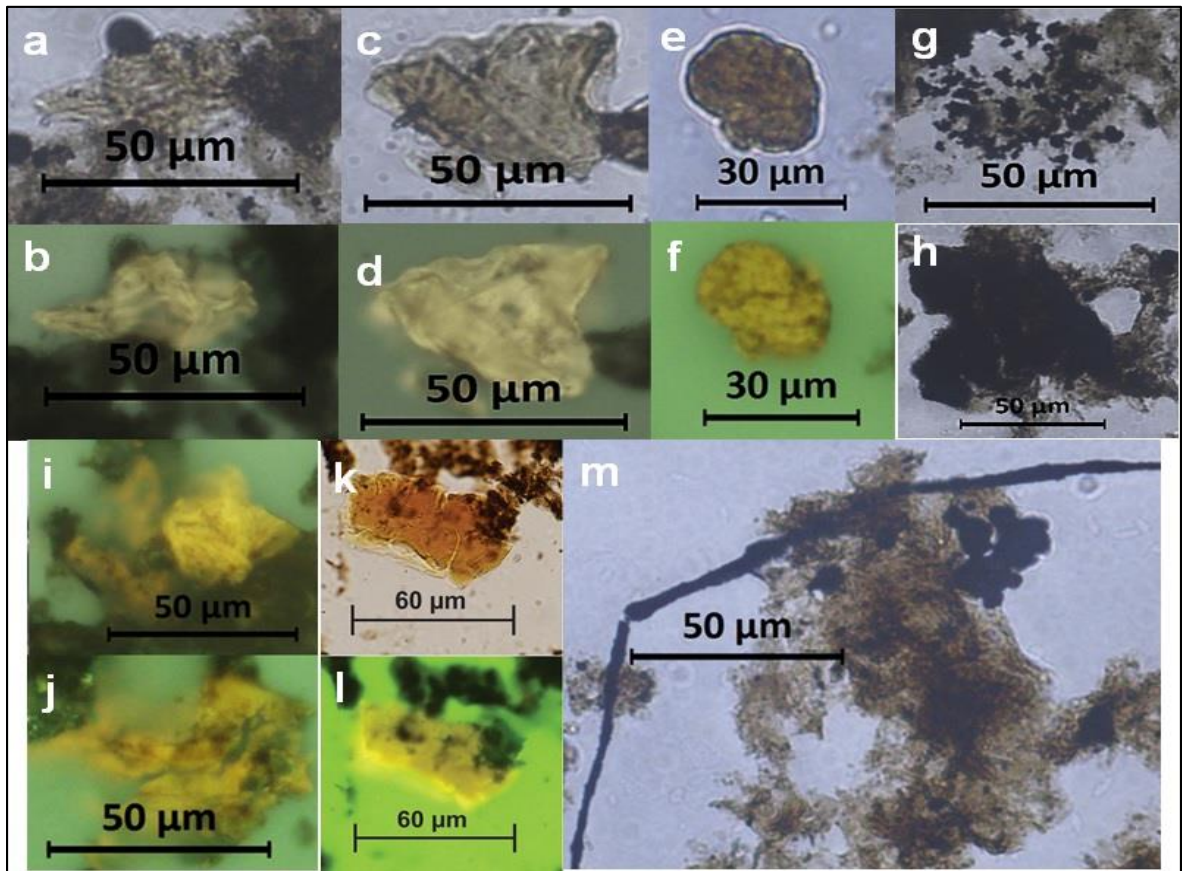
Figura 24. Distribución de la relación S2/S3 en la sección estratigráfica Caparrapí. Se refuerza el tipo de materia orgánica y su similitud en la secuencia.



3. En concordancia con los resultados de la pirolisis Rock Eval, el análisis visual del kerógeno (Figura 25), permite observar buena presencia de materia orgánica, donde predomina materia orgánica amorfa (MOA) no fluorescente, y en menor proporción MOA fluorescente y pseudoamorfa, fitoclastos translúcidos y opacos, esporas, algas marinas (dinoflagelados) y zooclastos. La MOA es de aspecto granular y disperso, de color café claro a oscuro y negro en algunas ocasiones

predominando la MOA no fluorescente; la MOA fluorescente presenta fluorescencia moderada a débil y la MOA pseudoamorfa es de color café oscuro a negro y se encuentra mezclada con bitumen sólido. Los fitoclastos opacos predominan sobre los translúcidos y son principalmente aciculares. Los fitoclastos translúcidos son color café oscuro, poco preservados y amorfizados, no bioestructurados y con bordes irregulares. Las algas son de color café claro, bien preservadas y fluorescencia de color amarillo naranja de intensidad fuerte y corresponden principalmente a dinoflagelados (dinogymnium) y prasinofitas. Los zooclastos presentan un color café anaranjado a café oscuro, algunos con fluorescencia amarillo-naranja a naranja de variable intensidad, posiblemente corresponden a paredes quitinosas de hidrozooos. El análisis visual de las partículas orgánicas sugiere un kerógeno tipo II con mínimo aporte de tipo III.

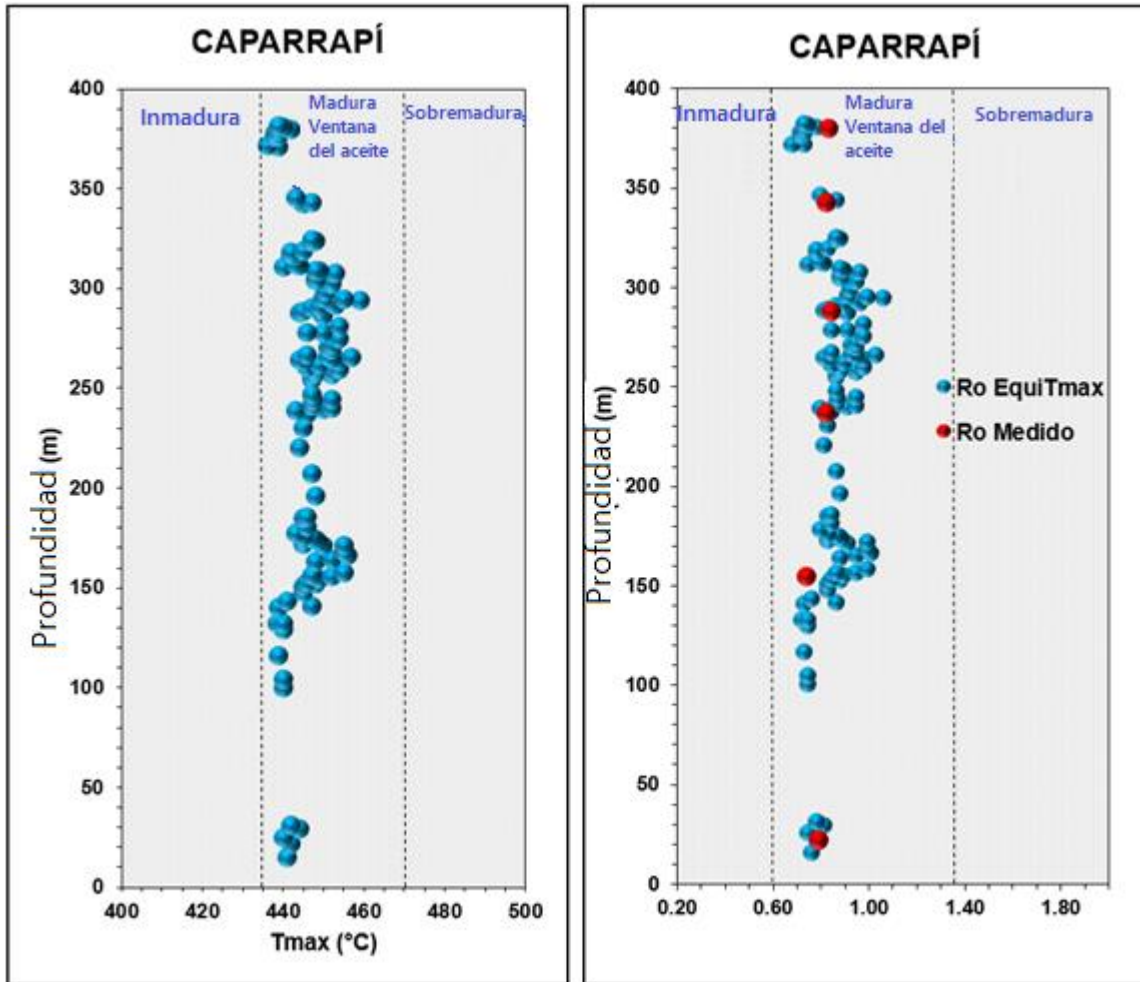
Figura 25. Fotomicrografías de las Partículas Observadas. (Aumento 40x). a-b) Dinoflagelado con fluorescencia amarilla-naranja de moderada intensidad; c-d-e-f) Esporomorfo con fluorescencia amarilla-naranja moderada a fuerte; g) Bitumen sólido diseminado; h) MOA pseudoamorfa color negro a marrón oscuro; i-j) Algas marinas con fluorescencia amarilla-naranja de fuerte intensidad; k-l) Zooclasto con fluorescencia el cual puede corresponder a paredes quitinosas; MOA no fluorescente marrón medio e hifa de hongo color negro.



MADUREZ TERMAL

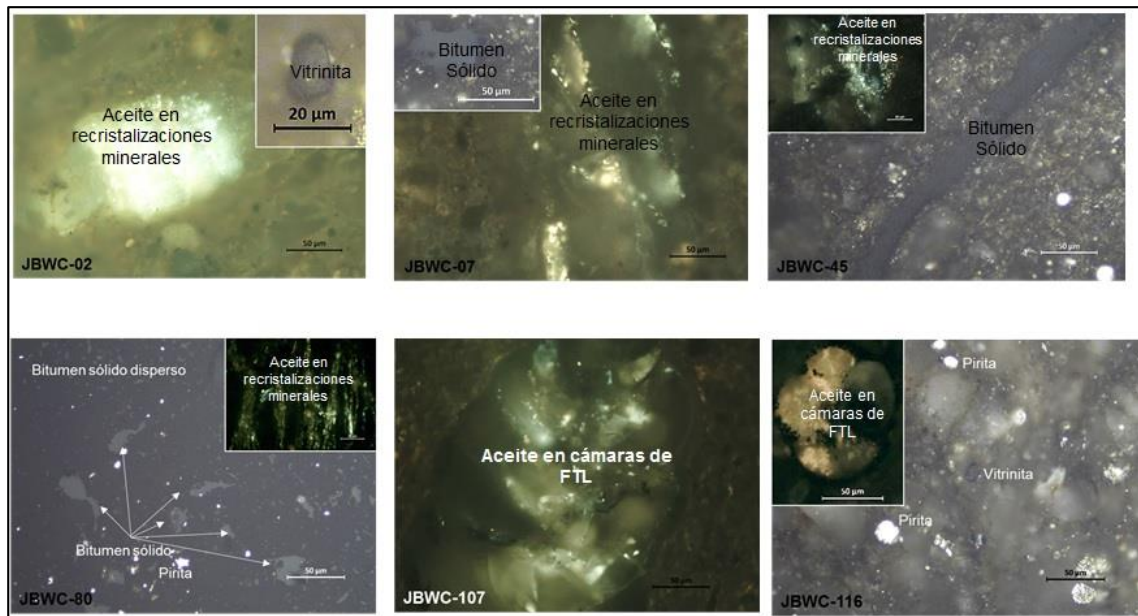
La estimación de la madurez termal es evaluada por los datos de Tmax obtenidos en la pirólisis Rock Eval y de la Reflectancia de la Vitrinita (Ro). El Tmax presenta datos que oscilan entre 436 – 459 °C, con promedio de 447 °C y el Ro medido en las lecturas de reflectancia de la vitrinita expresa valores entre 0,74-0,84%, con promedio de 0,8%; lo anterior sugieren que las rocas de esta sección se encuentran principalmente en fases iniciales a intermedias de la ventana de generación de hidrocarburos líquidos (Figura 26).

Figura 26. Perfil de madurez termal para la sección estratigráfica Caparrapí. A. Distribución del Tmax. B. Ro medido y Ro Equivalente a partir de la Tmax (Ro EquiTmax basada en Jarvie, 2018).



La materia orgánica observada para el análisis de Ro está bien preservada, y corresponde a partículas de vitrinitas e inertinitas (principalmente inertodetrinitas) y liptinitas (cutinitas, alginitas y esporinitas). Adicionalmente, se evidencio la presencia de gotas de aceite y bitumen solido en recristalizaciones de calcita (Figura 27), lo cual corrobora el estado de madurez térmica en fases iniciales a intermedias de ventana de generación de aceite.

Figura 27. Fotomicrografías de material orgánico. (Aumento 50X Oil, tomadas en Microscopio Leica DM 4500 P LED).

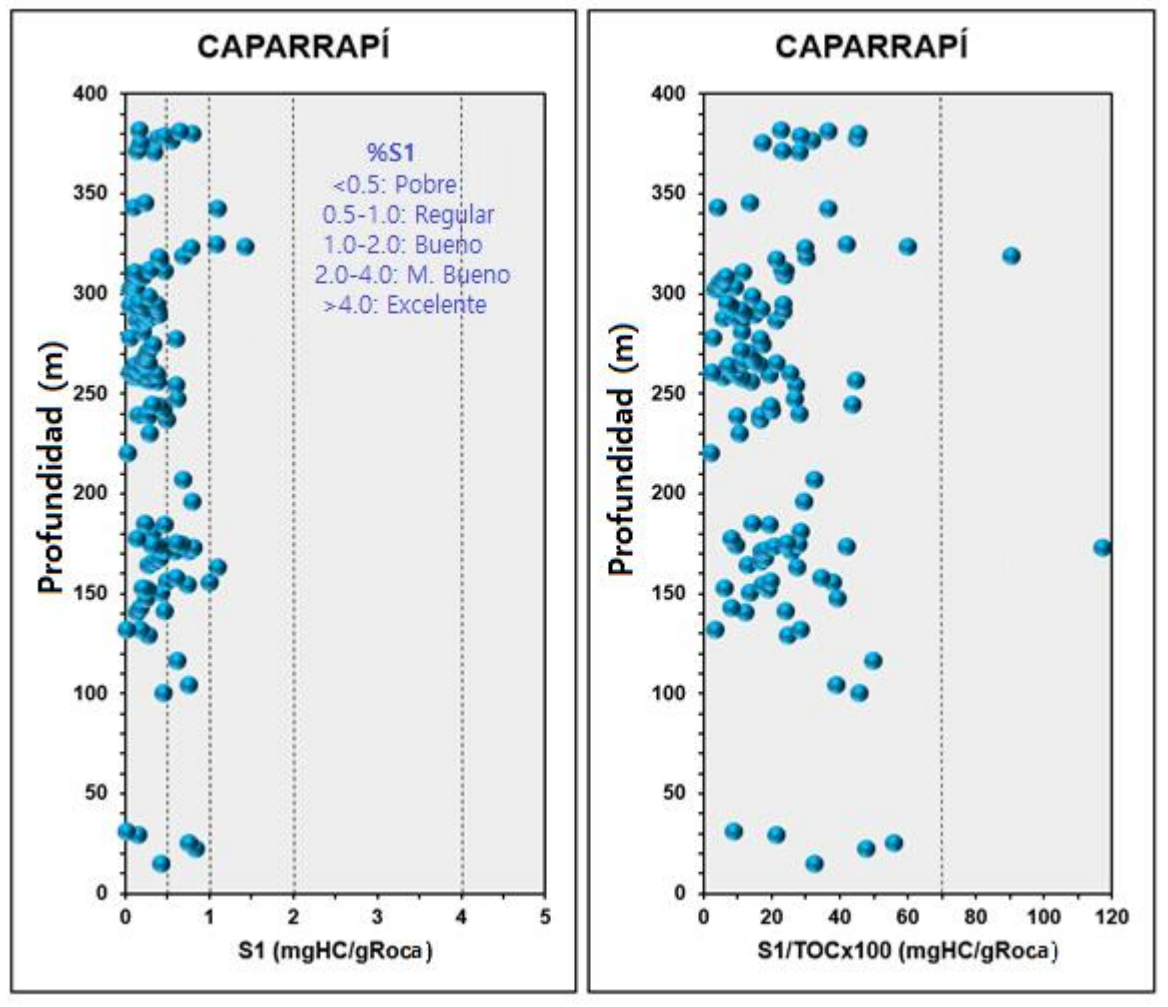


HIDROCARBUROS LIBRES

La presencia de hidrocarburos libres para la sección se evaluó a partir del parámetro S1 de la Pirolisis Rock Eval. Este parámetro varía entre 0,02 y 1,43 (mgHC/gRoca) con promedio de 0,37 (mgHC/gRoca), mostrando un potencial pobre de hidrocarburos libres, lo que es congruente con el estado inicial de madurez observado. Otro parámetro usado es el S1/TOCx100, sus valores van de 2,13 a 117 mgHC/gTOC que indican también una baja presencia de hidrocarburos libres (Figura 28).

Es importante señalar que estos resultados pueden estar afectados por el tipo de muestra analizada (afloramiento), pues pueden encontrarse afectados por meteorización (intemperismo), ocasionando la pérdida de los hidrocarburos presentes por agentes externos (ej. lavado por aguas).

Figura 28. Relación de hidrocarburos libres en la sección estratigráfica Caparrapí. A. Distribución del S1. B. S1/TOCx100.



SISTEMA ALMACENADOR

De acuerdo a los análisis de porosidad por inyección de mercurio se identificaron 3 grupos diferentes de muestras. El primer grupo corresponde a 2 muestras las cuales presentan buenas porosidades (4,35% - 4,70%) y radios de garganta de poro entre 0,0830 – 0,063 micrones, el grupo 2 se conforma por 12 muestras y presenta porosidades que oscilan entre 0,71% y 7,23% y radios de garganta de poros entre 0,0026 y 0,0063 micrones y el grupo 3 corresponde a una muestra la cual presenta porosidad de 5,81% y radios de garganta de poro de 0.0136 micrones.

Los datos obtenidos de porosidad y permeabilidad son regulares a buenos, con valores de porosidad convencional de 0,03% – 7,98% (promedio 4,67%), porosidad por inyección de mercurio de 0,71% - 7,23% (promedio 2,44%) y permeabilidad SMP-200 de $5,884 \times 10^{-9}$ – $3,96 \times 10^{-2}$ md (promedio $2,85 \times 10^{-3}$ md).

La Tabla 4 expone los resultados de porosidad convencional y densidad de grano, porosidad efectiva y permeabilidad para rocas de grano fino.

Tabla 4. Análisis petrofísicos básicos para 15 muestras de la sección Caparrapí. Convencional (Permeámetro Convencional y Shale Matrix Permeameter) y Especiales (Presión Capilar por Inyección de Mercurio).

MUESTRA	Profundidad (m)	CONVENCIONAL		PCxHg		SMP200
		Densidad de grano (gr/cc)	Porosidad (%)	Porosidad (%)	Radio de Garganta de Poro (micrones)	Permeabilidad (mD)
JBWC07	104	2.61	7.98	4.70	0.0063	1.161E-05
JBWC08	116.2	2.65	5.28	4.35	0.0830	7.585E-06
JBWC09	129	2.64	6.10	1.63	0.0063	6.340E-05
JBWC14	143.04	2.55	6.24	1.73	0.0063	2.901E-06
JBWC19	154.64	2.51	1.28	1.31	0.0063	1.352E-06
JBWC20	155.64	2.59	7.18	1.23	0.0026	7.398E-05
JBWC33	173.94	2.54	3.94	1.50	0.0063	4.905E-05
JBWC60	259.62	2.56	6.50	7.23	0.0063	3.966E-02
JBWC69	266.01	2.58	0.62	0.71	0.0026	5.884E-09
JBWC75	277.61	2.54	4.61	1.03	0.0063	1.752E-04
JBWC81	288.54	2.57	6.54	5.81	0.0136	2.312E-03
JBWC96	308.63	2.56	0.03	1.3	0.0063	3.0248E-08
JBWC105	323.67	2.6	4.15	1.51	0.0063	1.5247E-06
JBWC106	324.62	2.58	4.01	1.47	0.0063	9.0186E-06
JBWC107	342.62	2.56	5.66	1.12	0.0063	0.00041291

EVALUACIÓN INTEGRADA

Esta evaluación analiza de forma conjunta los resultados geoquímicos, mineralógicos y petrofísicos del pozo y las secciones estudiadas, esto con el fin de dar claridad en términos de generación y producción de hidrocarburos, porosidad, permeabilidad y fragilidad del yacimiento.

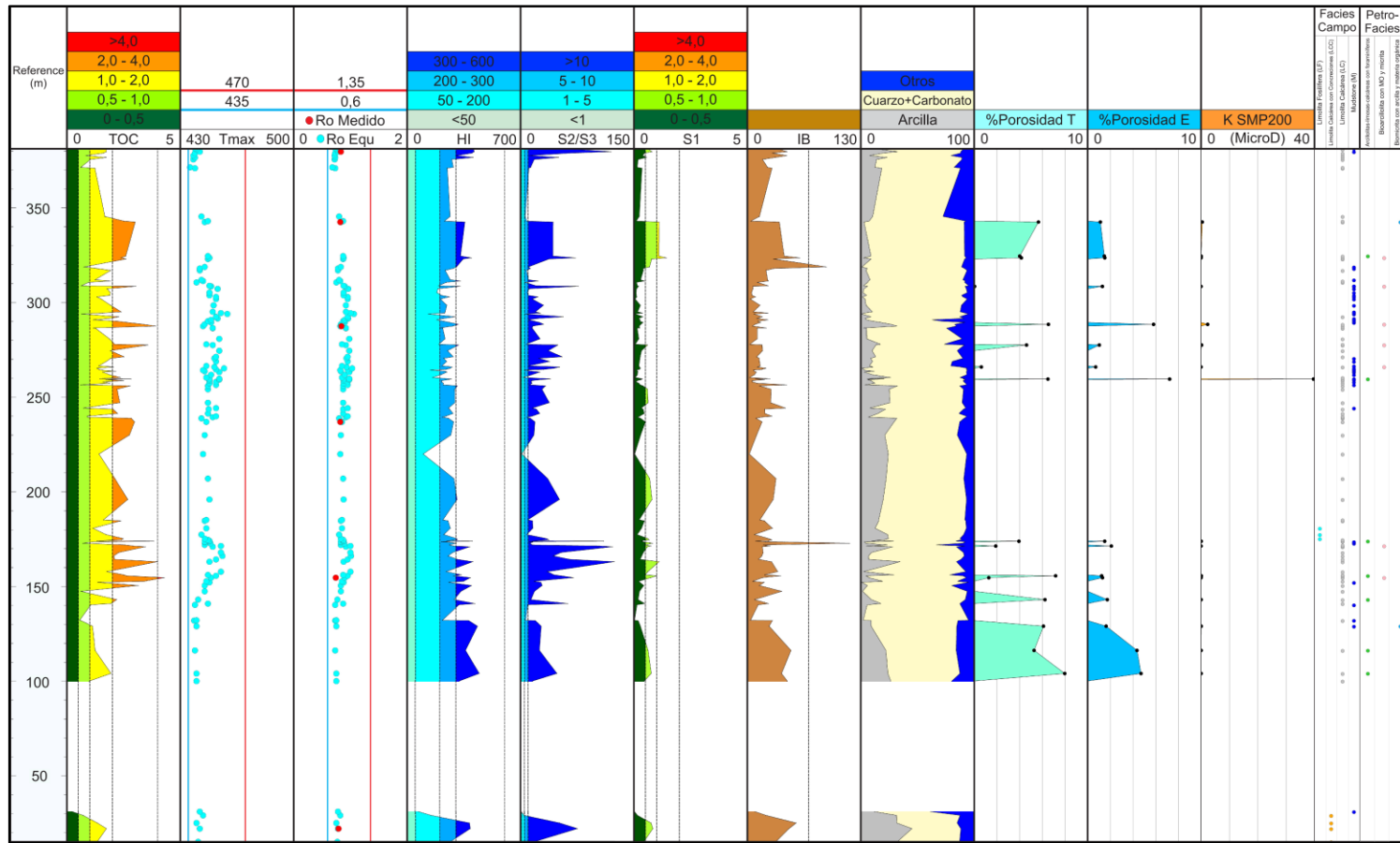
Para dicho análisis se construyó un perfil de integración (Figura 29), el cual contiene la siguiente información: Profundidad, carbono orgánico total (TOC), temperatura máxima (Tmax), reflectancia de la vitrinita (Ro), índice de hidrógeno (HI), relación entre el segundo y tercer pico de pirolisis (relación S2/S3), primer pico de pirolisis S1 (hidrocarburos libres), índice de bitumen (S1/TOCx100), mineralogía (porcentaje de arcillas, carbonato y cuarzo), porosidad total (%), porosidad efectiva por inyección de mercurio (%), permeabilidad (SMP200 (mD)), Facies (Definidas por descripción de muestras de afloramiento) y Microfacies (Definidas por el análisis de petrología por medio de secciones delgadas).

A partir de la integración anteriormente mencionada, es posible concluir que la sección se comporta de manera homogénea, presentando buenas características de potencial de generación de hidrocarburos, con una madurez térmica en fases iniciales a intermedias en la ventana de generación de hidrocarburos líquidos.

El análisis mineralógico indica que el pozo y secciones analizadas presenta zonas con fragilidades adecuadas para ser fracturadas representadas por altos contenidos de cuarzo más carbonato (43-94%, promedio 75%) y bajos de arcillas (0,7-45%, promedio 13%); sectores con buenas porosidades, valores de porosidad convencional principalmente de 3,94% – 7,98% (promedio 5,68%), porosidad por inyección de mercurio de 1,00% - 7,23% (promedio 2,42%) y permeabilidades SMP-200 de $5,884 \times 10^{-9}$ – $3,96 \times 10^{-2}$ md (promedio $2,85 \times 10^{-3}$ md).

De acuerdo con las facies definidas en la descripción macroscópica de las muestras de afloramiento, es posible identificar que las facies que presentan mejores características como roca generadora corresponden a las facies de Limolita Calcárea (LC), seguida de la facies Mudstone (M). Con base en las microfacies definidas en el análisis de las secciones delgadas, se pueden resaltar con los mejores resultados geoquímicos a las microfacies de Bioarcillolita con MO y micrita, seguida de la microfacies Arcillolitas-limosas-calcáreas con foraminíferos.

Figura 29. Perfil de integración de la data de geoquímica, mineralógica y petrofísica de la sección Caparrapí.



CONCLUSIONES

En términos orgánicos la sección Caparrapí se comporta de manera homogénea presentando una riqueza orgánica principalmente en rangos de buenos a muy buenos (1,0% – 3,99%, promedio 2,07%), la cual es de muy buena calidad, visto esto en el análisis visual de las partículas orgánicas, donde se sugiere un kerógeno tipo II muy prolífico con mínimo aporte de tipo III, se evidenció la presencia de gotas de aceite y bitumen sólido en recristalizaciones de calcita y de acuerdo a las lecturas de vitrinita, se puede establecer el estado de madurez térmica en fases iniciales a intermedias de la ventana de generación de aceite.

Los datos obtenidos de S1 indican baja a buena presencia de hidrocarburos libres, lo que es congruente con el nivel de madurez observado. Sin embargo, se debe tener en cuenta que las muestras corresponden a afloramientos, por lo tanto, es posible que estos datos se encuentren afectados por meteorización (intemperismo), lo cual puede ocasionar pérdida de hidrocarburos por agentes externos (ej. lavado por aguas).

La mineralogía se va enriqueciendo en cuarzo desde la parte media hacia el tope de la sección, mientras que de la parte media a la base se observan mineralogías donde predominan los carbonatos, siendo la Calcita el carbonato predominante. Las arcillas aumentan hacia la base, sin ser el componente dominante. A nivel de la fracción menor a 2 micras, los principales minerales arcillosos son los Interstratificados e Illita. Los Interstratificados corresponden a Illita/Esmectita o Illitas alteradas. Sin embargo, la Illita domina de la parte media al tope de la sección, lo que le da mejores propiedades a esta parte, porque la Illita es menos susceptible a hincharse que la Esmectita.

Las facies definidas en la descripción macroscópica de las muestras de campo de la sección Caparrapí que presentan mejores características como rocas generadoras corresponden a las facies de Limolita Calcárea, así como las microfacies más representativas como roca generadora corresponden a microfacies de Bioarcillolita con MO y micrita y Microfacies con Lodolita calcárea con foraminíferos.

A partir de la evaluación mineralógica y petrofísica es posible resaltar que la sección presenta altos contenidos de cuarzo en relación a los bajos contenidos de arcillas exponiendo así buenas fragilidades asociadas a un yacimiento no convencional de Roca Generado para Aceite (Shale Oil), además se encontraron sectores con aceptables a buenas porosidades y permeabilidades.

4. MODELADO DE SISTEMAS PETROLÍFEROS TIPO SHALE PLAY BAJO RÉGIMEN TECTÓNICO COMPRESIVO

“MODELADO DE SISTEMAS PETROLÍFEROS TIPO SHALE PLAY BAJO RÉGIMEN TECTÓNICO COMPRESIVO: CASO DEL CRETÁCICO SUPERIOR EN SUR DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM), COLOMBIA”

Trabajo sometido en la Revista Marine and Petroleum Geology

INTRODUCCIÓN

El Cretáceo Superior ha sido identificado globalmente como uno de los periodos de tiempo más favorables para la depositación y preservación de materia orgánica en las rocas sedimentarias (Schlanger & Jenkyns, 1976; Klemme & Ulmishek, 1991; Villamil, 1998; Forster et al., 2008), esto ha permitido el desarrollo de rocas generadoras de clase mundial como la Formación La Luna en Colombia y Venezuela (Villamil, 2003; Torres, 2013; Thompson-Butler, et al., 2019). La cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) es una de las cuencas maduras en Colombia, al 2009 se tenían más de 50 campos en producción y más de 1.9 Billones de barriles de reservas descubiertas en reservorios convencionales (Mojica, 2009), sin embargo, toda esta actividad ha estado concentrada en la parte central y norte, siendo la parte sur un área poco estudiada y con muchas incertidumbres en el conocimiento geológico.

En los últimos años se han realizados esfuerzos en Colombia para entender la temporalidad de la deformación y su impacto en los sistemas petrolíferos convencionales (Mora et al, 2015), se ha logrado integrar la cinemática de la deformación y geoquímica orgánica en áreas con alta complejidad estructural para estimar los volúmenes generados y acumulados en reservorios convencionales en 2D (Sánchez et al., 2015) y se han simulado los procesos de migración y carga de reservorios convencionales en 3D usando flujos de trabajo alternativos para superar la complejidad geológica y las limitaciones de los software disponibles (Sánchez et al, 2013; González et al, 2019) pero nunca se ha intentado entender la evolución en el tiempo de los shale play en áreas estructuralmente complejas y como los múltiples episodios de enterramiento y exhumación afectan los volúmenes acumulados y expulsados.

Reconstruir los procesos de generación/ expulsión en este tipo de sistemas ha tomado mucha relevancia en la última década, ya que se ha postulado que los recursos globales de shale play son enormes, con una estimación de aproximadamente 335 Billones de barriles de aceite y 7. 795 T cf de gas que son técnicamente recuperables (EIA, 2013). Gran parte de los recursos asociados a shale play desarrollados se encuentran en USA, siendo los sistemas más representativos los de Bakken, Barnett, Eagle Ford, Niobrara, Wolfcamp y Woodford Shale (Jarvie, 2012). Se han estudiado shale play en otras partes del mundo con

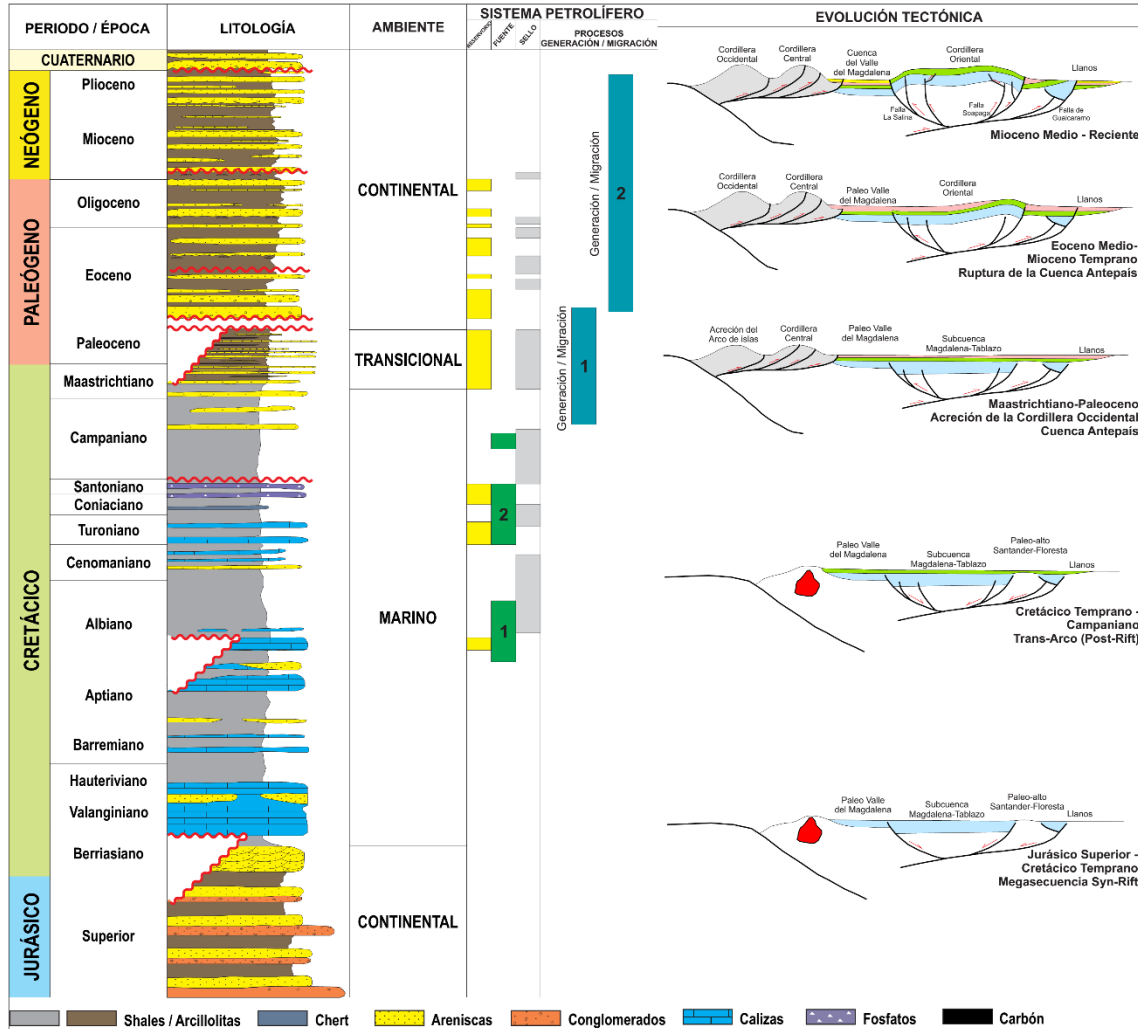
alto potencial, por ejemplo, el Shale Vaca Muerta de la cuenca Neuquina en Argentina (Milena et al., 2015; Romero et al., 2017) y el shale Bazhenov en la cuenca West Siberian en Rusia (Lopatin et al., 2003; Melnikov et al., 2015). Dado el enorme potencial de estos sistemas y la cantidad de recursos probados en áreas con baja complejidad estructural, se hace necesario conocer si en cuencas con complejidad estructural este potencial se mantiene, para conseguir establecer esto, entender la evolución estructural y termal en cuencas bajo regímenes tectónicos compresivos es indispensable, en este trabajo se presenta un caso de estudio del Cretácico superior en el sur del VMM que permitió comprender los procesos de generación, expulsión, retención y migración para así pronosticar el potencial de recursos en el área de estudio.

MARCO GEOLÓGICO

Colombia se encuentra localizada en la parte nor-occidental de Suramérica, en esta región de gran complejidad estructural convergen de manera oblicua las Placas de Nazca y Caribe con la Placa Suramericana, resultando en un régimen tectónico transpresivo (Acosta et al., 2004). La cuenca del Valle Medio del Magdalena (Figura 1) es en el presente una cuenca intramontana que está separando la cordillera Central de la Cordillera Oriental en los Andes Colombianos (Sarmiento et al., 2006), está limitada al norte por el sistema de fallas de Espiritu Santo, al sur por el cinturón plegado de Girardot, al oriente por los sistemas de fallas de Bucaramanga-Santa Marta (norte) y El sistema de fallas Bituima-La Salina (Sur), hacia el occidente esta cuenca está limitada por los pinchamientos de los sedimentos del Neógeno contra la Cordillera Central (Gómez, 2014).

La evolución geológica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena ha sido reconstruida por varios autores (Cooper, et al., 1995; Villamil, 1998; Gómez et al., 2003; Restrepo et al., 2004; Cortes et al., 2006; Sarmiento, 2006; Mora et al., 2006; Caballero et al., 2010) y puede resumirse de la siguiente manera: El basamento está compuesto por rocas metamórficas de alto grado como granulitas y neises del Precámbrico y rocas metamórficas del Paleozoico temprano como filitas, esquistos y migmatitas, estas rocas se encuentran recubiertas localmente de manera discordante por rocas sedimentarias del Paleozoico superior.

Figura 30. Columna estratigráfica generalizada y evolución tectónica esquemática del VMM. Se puede apreciar además los principales elementos de los sistemas petrolíferos convencionales (Modificado de Horton et al., 2010).



Durante el Mesozoico, sistemas de rift permitieron la depositación de hasta 3 km de capas rojas y depósitos volcanoclásticos de edad Jurásico, en el Cretácico ocurre una transgresión marina en todo el territorio Colombiano, dando lugar al depósito de una secuencia compuesta principalmente por shale, limestone, arena y chert (Figura 30) que alcanzó un espesor de 7 km en el sur, asociado con una rápida subsidencia de esta área.

Del Cretácico superior al Eoceno la acreción de la Cordillera Occidental conduce a la inversión de los grabens del Mesozoico y el levantamiento de la Cordillera Central, deformando la secuencia Cretácica y provocando grandes erosiones (Figura 30).

Esto causa la propagación de la deformación hacia el norte y dan lugar al depósito de sedimentos marinos someros y transicionales, marcando el cambio de ambientes de marinos a continentales. El evento compresivo regional anterior condicionó un estilo estructural de cabalgamientos con vergencia al oriente y la formación de una extensa cuenca foreland desde la Cordillera Central hasta el escudo de la Guayana. Con estas nuevas condiciones desde el Eoceno hasta el Mioceno se depositan unidades continentales, donde predominan las intercalaciones arena-shale, que se pinchan hacia el oriente. Del Mioceno al Plioceno tiene lugar la acreción del Arco de Panamá-Baudó, induciendo el pulso más intenso de levantamiento de la Cordillera Oriental durante el Plioceno y provocando el depósito de sedimentos predominantemente aluviales (Figura 30).

SISTEMA PETROLÍFERO

Múltiples intervalos del Cretácico (Figura 30) han sido identificados como potenciales rocas generadoras en el Valle Medio del Magdalena (Ramón et al., 1997; Rangel et al., 2000; Rangel et al., 2002), Sin embargo análisis especializados y correlaciones roca-crudo permiten relacionar el intervalo generador principal con los “shales” marinos, margas y calizas depositados en el Cretácico superior del Cenomaniano al Santoniano (Ramon & Dzou, 1999; Moretti et al., 2010; Cabello et al., 2018; Thompson-Butler, et al., 2019).

Los principales reservorios (Figura 30) son las arenas y arenas conglomeráticas fluviales del Eoceno-Oligoceno (Villamil, 2003; Moretti et al., 2010) otros reservorios están relacionados con las arenas del Cretácico superior y el Paleoceno (Sarmiento, 2011). Las trampas más comunes son los anticlinales formados durante la deformación andina (Moretti et al., 2010), los principales sellos son los intervalos de grano fino del Cenozoico relacionados con ambientes fluviales, lacustrinos y llanuras costeras que suprayacen los reservorios (Sarmiento, 2011). También se identifican procesos de alteración pos-genética como biodegradación y mezclas que afectan a los hidrocarburos acumulados (Ramón & Dzou, 1999). Para los sistemas convencionales en la cuenca se identifican dos riesgos principales, el primero relacionado con el timing del sistema en la parte occidental o piedemonte y el segundo se asocia a la pérdida de calidad de los reservorios en zonas profundas (Sarmiento, 2011).

En cuanto a los sistemas petrolíferos no convencionales se propone desde el punto de vista geoquímico y petrofísico que el intervalo Cenomaniano- Santoniano en el norte de la cuenca tiene un gran potencial como “shale play” (Martinez et al, 2012; Torres, 2013; Gómez, 2014; Pacheco et al., 2015; Rios et al., 2016), a pesar de ello, hacia el sur del VMM no se han estudiado los sistemas petrolíferos no convencionales hasta ahora.

METODOLOGÍA

Reconstruir en el tiempo los procesos de generación y expulsión de hidrocarburos es indispensable para estimar los volúmenes almacenados o retenidos “in place” en sistemas tipo shale play. Teniendo en cuenta que el área de estudio se encuentra bajo un régimen tectónico compresivo desde finales del Cretácico, es necesario entender y reconstruir la evolución geométrica o estructural, Esto es particularmente desafiante ya que las herramientas típicas de modelado de cuencas se basan en métodos de “*backstripping*” y no tienen en cuenta los movimientos laterales. El modelado de las fallas también es fundamental, ya que los aspectos geométricos y del flujo de fluidos generalmente son simplificados en exceso en estos contextos. Para lograr esto se planteó interpretar, restaurar y modelar una sección estructural en el sur del VMM (Figura 31).

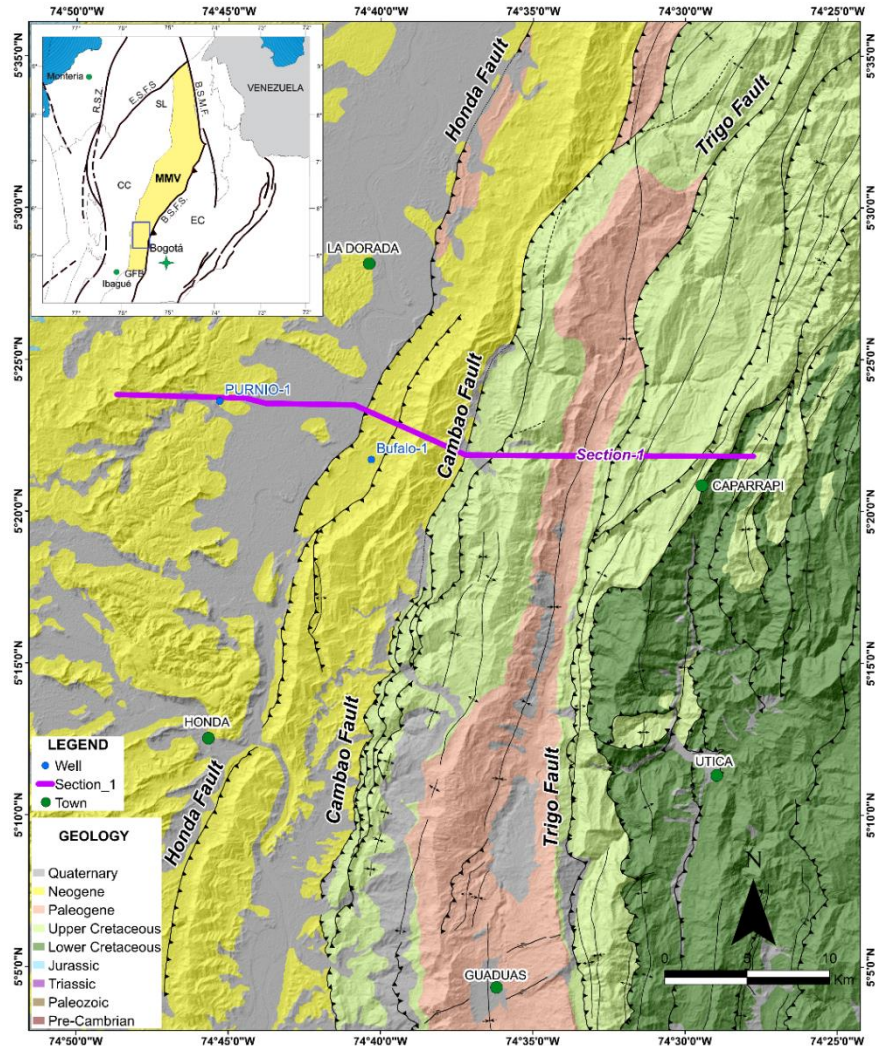
Para conseguir reconstruir todos los procesos del sistema petrolífero, se estableció el flujo de trabajo presentado en la Figura 32, el cual se resume así: 1. Construir una sección estructural en estado presente en profundidad, 2. Restaurar la deformación usando el programa Kronos Flow® 3. Simular los procesos de carga y estimar los volúmenes de hidrocarburos en Temis Flow®.

Los principales beneficios de este flujo de trabajo provienen de la representación adecuada de geometrías complejas a través del tiempo, basada en una malla no estructurada, a diferencia de los típicos pilares verticales que se usan en otros paquetes comerciales. Por lo tanto, los principios del balance de masas se respetan a través de una única malla que se deforma en el tiempo. El impacto de las fallas en el flujo de agua y fluidos de hidrocarburos se puede simular y probar utilizando un modelo hidráulico de fallas avanzado. Las fallas se modelan como objetos de volumen real que pueden actuar como conductos o barreras más o menos permeables al flujo de fluidos.

La sección estructural se construyó usando información de programas sísmicos 2D disponibles (Figura 32), amarrando con información de superficie (contactos, elevación, espesores y buzamientos de las unidades estratigráficas), esta interpretación estructural se realizó en tiempo y posteriormente se convirtió a profundidad usando información de pozos aledaños (topes y velocidades de las unidades) y los algoritmos del paquete de interpretación.

Teniendo la interpretación estructural en profundidad se procedió con la construcción del modelo geométrico en el simulador de cinemático de áreas complejas, importando la interpretación, asignando edades y litologías a las unidades para realizar los cálculos de decompactación.

Figura 31. Localización de la sección modelada. La sección se encuentra al sur del VMM, entre las Cordilleras Central y Oriental. Nótese los principales sistemas de fallas y el predominio de rocas del Terciario al occidente y del Cretácico al oriente.



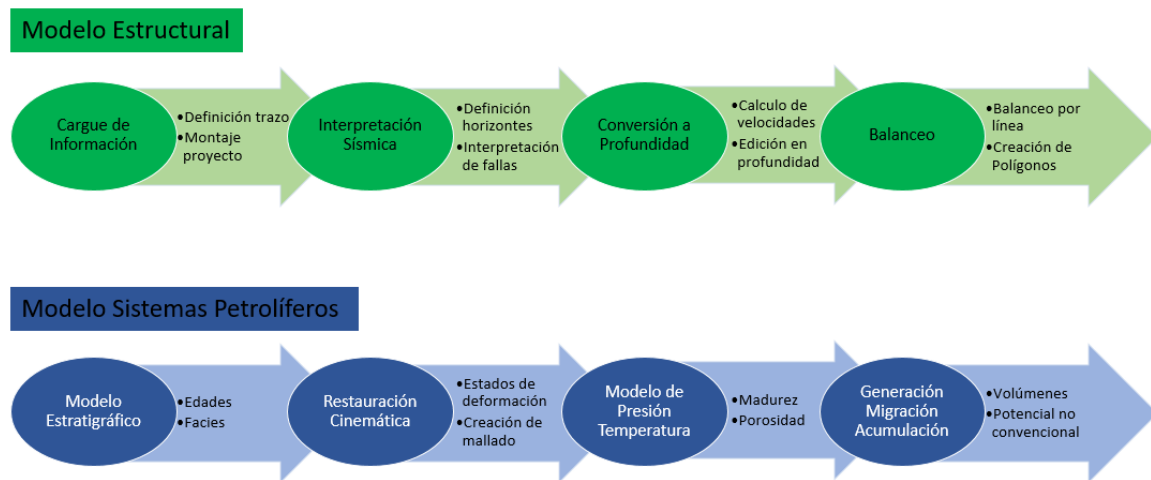
Posterior a esto se realizó el proceso de restitución de la deformación ajustando el movimiento de las fallas y estructuras principales a los datos de temporalidad de la deformación propuestos por Gómez et al. (2003).

Teniendo el modelo estructural y su variación en el tiempo geológico, se dio paso al simulador de generación, expulsión y migración, para reconstruir la presión y la temperatura a través del tiempo y los procesos de maduración de la materia orgánica, generación y expulsión de hidrocarburos, para estimar los volúmenes de hidrocarburos acumulados en el presente en la roca generadora.

Para las condiciones límite del modelo se estableció como límite superior la temperatura actual de la superficie, la cual se ha definido en 25 °C. La condición de límite inferior se ha establecido en la base del modelo, para la cual se usó un flujo de calor constante en el tiempo de 40 mW / m² a lo largo de la sección. Estas condiciones se usaron para calibrar el modelo termal y la historial de madurez.

Este modelo integra la corteza superior dentro de la secuencia de rocas, aquí esta unidad litológica actúa como un amortiguador térmico debajo de los sedimentos. Este método permite tener en cuenta la producción de calor radiogénico de la corteza y los sedimentos, las heterogeneidades de las conductividades térmicas y el impacto de la sedimentación y la erosión (Callies et al., 2018).

Figura 32. Flujo de trabajo para la reconstrucción de los procesos geológicos del sistema petrolífero. A) Modelo Estructural. B) Modelos de sistemas petrolíferos.



Uno de los objetivos más importantes de este trabajo fue reproducir los principales mecanismos de almacenamiento de hidrocarburos en los shale plays. Estos mecanismos son: el almacenamiento en la porosidad de la matriz, en la porosidad orgánica y adsorbidos a la superficie de la materia orgánica (Passey et al., 2010; Zhang et al., 2012; Milliken et al., 2013; Mosher et al., 2013; Gasparik et al., 2014; Mathia et al., 2016; Han, 2017; Pérez-Drago et al., 2018).

El paquete usado en la simulación de los procesos del sistema tiene incorporadas las siguientes premisas:

1. La creación de porosidad orgánica se origina con el craqueo de kerógeno producto de la madurez termal. De acuerdo con esto el paquete tiene incorporada la siguiente ecuación.

$$\phi_{op} = TR \frac{TOC_0}{\%C_{Ker}} \cdot \frac{\rho}{\rho_{Ker}} \cdot \frac{V_{immobile}}{V_{rock}}$$

Donde,

ϕ_{op} = porosidad orgánica, TR = tasa de transformación, TOC_0 = carbón orgánico total inicial, $\%C_{Ker}$ = relación de carbono en el kerógeno, ρ = densidad de la roca, ρ_{Ker} = densidad del kerógeno, V_{rock} = Volumen de roca y $V_{immobile}$ = volumen de la fracción inmóvil (coke).

2. La cantidad de gas almacenado (absorbido), varía a lo largo del tiempo con la presión y la temperatura (el gas se adsorbe / desorbe a medida que evolucionan las condiciones de la cuenca); este cálculo es realizado usando los valores predeterminados del paquete y siguiendo la ecuación de adsorción de Langmuir.

$$y_{ik} = y_{ik}^{max} \frac{C_{ik} \cdot P \cdot e^{(A_{ik}/T+B_{ik})}}{1 + C_{ik} \cdot P \cdot e^{(A_{ik}/T+B_{ik})}} TOC_R \cdot \rho_s$$

Donde,

Y_{ik} = masa adsorbida, Y_{ik}^{max} = masa máxima adsorbida en el kerógeno, ρ_s = densidad de roca, P = presión, T = temperatura, TOC_R = carbón orgánico remanente, A y B = constantes de Langmuir.

3. Se acumulan compuestos inmóviles, aceite y gas (libre) en la porosidad orgánica mientras la capacidad de adsorción sigue evolucionando con el tiempo.

4. La cantidad de aceite y gas que satura la porosidad de la matriz intergranular también evoluciona con la historia de la cuenca.

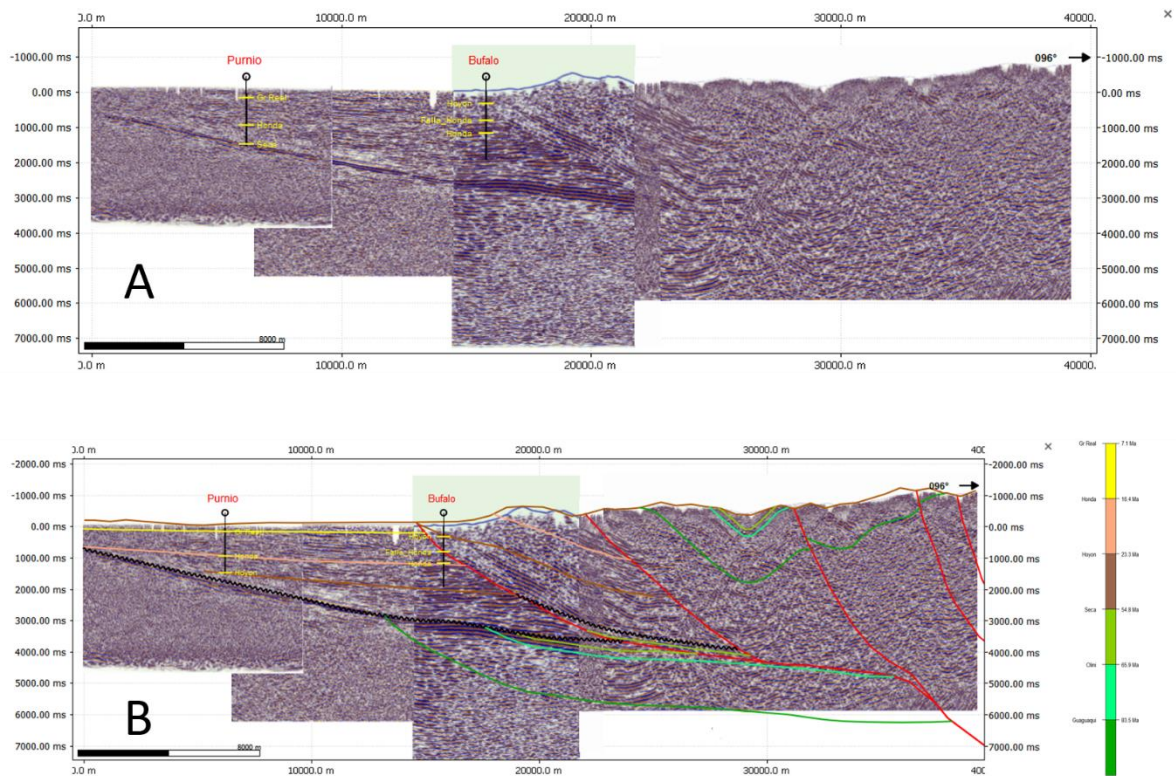
El acople de todos los fenómenos enumerados anteriormente conduce a una evaluación completa de los posibles volúmenes de hidrocarburos existentes.

RESULTADOS

INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL

Con las mejores versiones de las líneas de la información sísmica disponible en el área, se armó la sección estructural de la figura 32. De acuerdo con la sísmica 2D disponible, se analizaron diferentes opciones del trazo de la sección y se tomó la que presentaba mejor imagen. Siendo la sección compuesta por las líneas: dc-1985-1285, hv-1978-26, vmm-32_3d, hcbo-1997-06 y tg-1997-130 del Oeste al Este respectivamente.

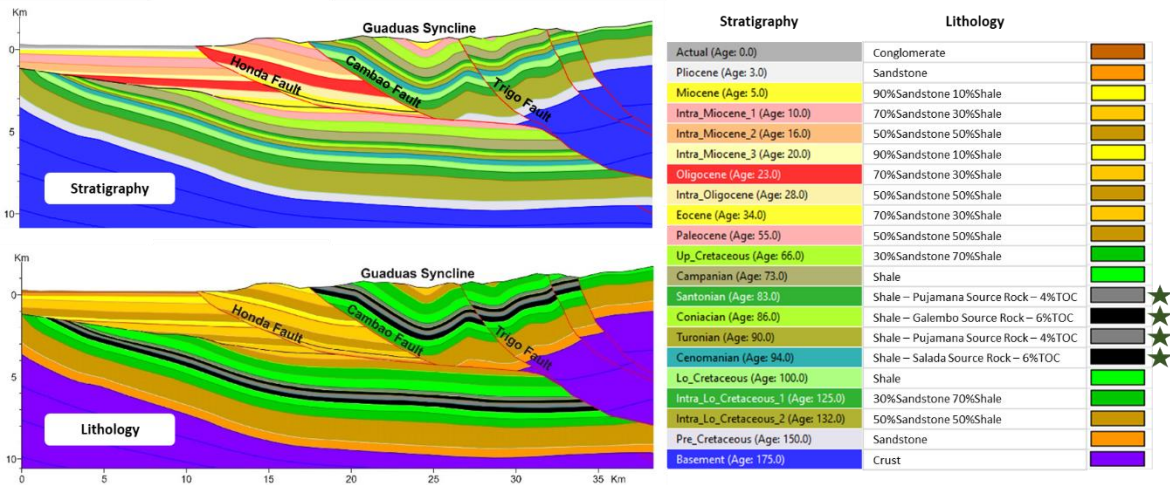
Figura 32. Sección estructural sin interpretar. Se usaron 5 líneas de diferentes programas sísmicos.



Con la información sísmica y de pozos disponibles (Purnio-1 y Bufalo-1) cargada en la plataforma de interpretación, se realizó la interpretación estructural en profundidad (Figura 33). La nomenclatura estratigráfica usada en la interpretación corresponde con la propuesta por Cortés et al. (2006). En la interpretación se puede evidenciar el grado de deformación que tienen las rocas del Cretácico en la parte este de la sección. En esta zona no hay pozos de amarre, por lo cual el amarre se hizo con los datos estructurales de superficie (Figura 33) como se mencionó en la metodología. También se puede apreciar en esta parte de la sección que las rocas

del Basamento están cabalgando sobre las del Cretácico, en un sistema de piel gruesa. Mientras que al oeste se tiene depositación de rocas del Terciario discordante sobre las del Cretácico o el Basamento (Figura 33). Esta interpretación luego es cargada en el paquete de restauración y allí se realiza la restauración cinemática de la deformación.

Figura 33. Interpretación estructural en profundidad. Se muestran las combinaciones litológicas y las edades asignadas a cada capa en el modelo. Los intervalos generadores están resaltados con una estrella en la parte derecha.

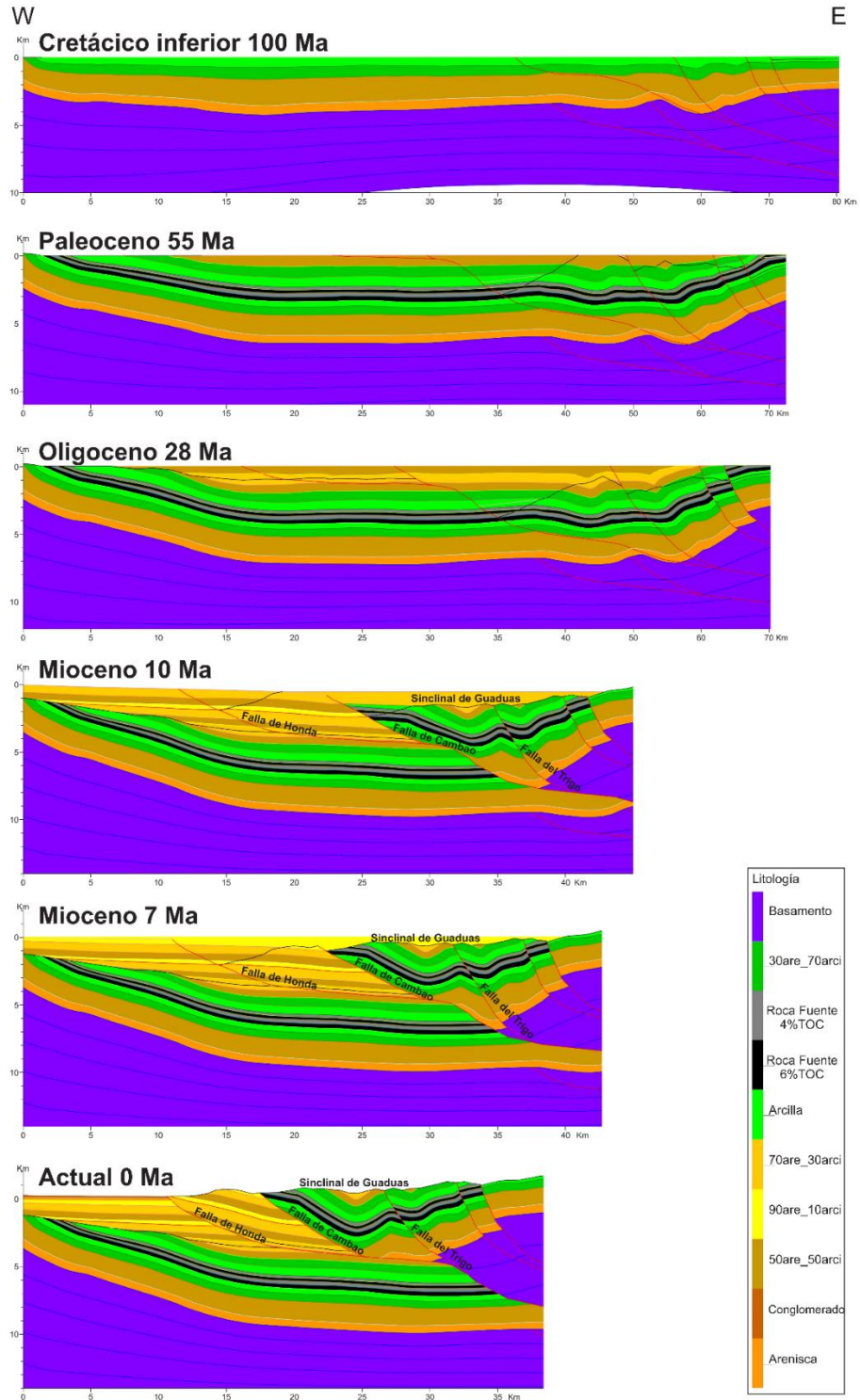


RECONSTRUCCIÓN DE LA DEFORMACIÓN

La reconstrucción de la evolución estructural consistió en restaurar a diferentes estados el movimiento de las fallas y los episodios de depositación desde el presente, hasta el depósito de la primera unidad estratigráfica (Figura 34). Esta reconstrucción muestra el depósito de las unidades del Cretácico en condiciones tectónicas de baja deformación, asociada a la etapa pos-rift y de margen pasivo (Figura 34).

En esta etapa se resalta la predominancia de ambientes marinos de plataforma somera, como ha sido propuesto por diferentes autores entre los que destacan Cooper, et al. (1995) y Villamil (1998). Estas condiciones corresponden con las sugeridas por Tissot and Welte (1984); Peter et al. (2005), Bohacs et al (2005) entre otros, como las que favorecen el depósito y preservación de intervalos de rocas con altos contenidos de materia orgánica. Estos intervalos posteriormente se convertirían en las rocas generadoras de la Cuenca.

Figura 34. Restauración cinemática secuencial de la sección estructural. Se muestran los estados principales de deformación en la evolución estructural del sur del VMM. Note que la formación de los principales rasgos estructurales ocurre desde el Mioceno.



Para el Paleógeno se deforma y exhuma la Cordillera Central e inicia la formación de la Cordillera Oriental, lo que provoca la erosión de las rocas del Cretácico en el Occidente y plegamiento en el oriente respectivamente, en área de estudio, tal como fue postulado por Gómez et al. (2003), Cortes et al. (2006) y Sarmiento, (2006), esto marca la inversión de la cuenca, por ende, la exhumación de la roca generadora en los flancos oriental de la Cordillera Central y occidental de la Cordillera Oriental (Figura 34).

A finales del Paleógeno / inicio del Neógeno tiene lugar un pulso de levantamiento y deformación en la Cordillera Oriental provocando el fallamiento de su flanco occidental, dando lugar a la formación de estructuras como el anticlinal de Villeta (Gómez, et al., 2003) y el movimiento de fallas como Bituima, mientras que en la parte occidental se depositan de manera discordante las rocas del Paleógeno sobre las del Cretácico (Figura 34).

Para este momento tiene lugar el máximo enterramiento de las rocas generadoras en la parte oriental del área de estudio, ya que a mediados del Neógeno se da la formación rasgo estructurales de gran importancia como el sinclinal de Guaduas, como propusieron Gómez et al. (2003) (Figura 34), en este proceso, las rocas generadoras del oriente son plegadas y exhumadas, asociadas con el movimiento del sistema de fallas de Cambao. Por otro lado, las rocas generadoras de las partes occidental y central del área de estudio están siendo constantemente enterradas producto del depósito de las unidades del Terciario (Figura 34).

Para finales del Neógeno se da el movimiento de la falla de Honda (Gómez et al., 2003) la cual no afecta las rocas del Cretácico, pero si involucra las rocas del Terciario, dando lugar a la formación de trampas para yacimiento convencionales, desde este momento hasta el presente las rocas generadoras del Cretácico de la parte oriental siguen exhumándose, mientras que las de las partes occidental y central siguen enterrándose, marcando diferencias importantes en la profundidad y la geometría de las rocas generadoras de occidente a oriente (Figura 34) y por ende limitando el potencial de estas rocas para yacimientos no convencionales.

MODELADO DE SISTEMAS PETROLÍFEROS

El modelado de sistemas petrolíferos permitió reconstruir la evolución de los procesos geológicos que controlan la existencia de acumulaciones de hidrocarburos, particularmente el impacto de los episodios de enterramiento y exhumación de la cuenca en la existencia y distribución de las acumulaciones. A medida que suceden estos eventos, la presión y temperatura van cambiando y esto hace que tengan lugar los procesos de generación, retención, expulsión y migración.

Para entender esto en este trabajo se simulan cuatro intervalos generadores, dos con 6% de TOC inicial y dos con 4% de TOC inicial. Estos valores son asignados de acuerdo a lo propuesto por Juliao et al., 2015. En el modelo estos intervalos no tienen cambios verticales, ni laterales en su composición orgánica y litológica

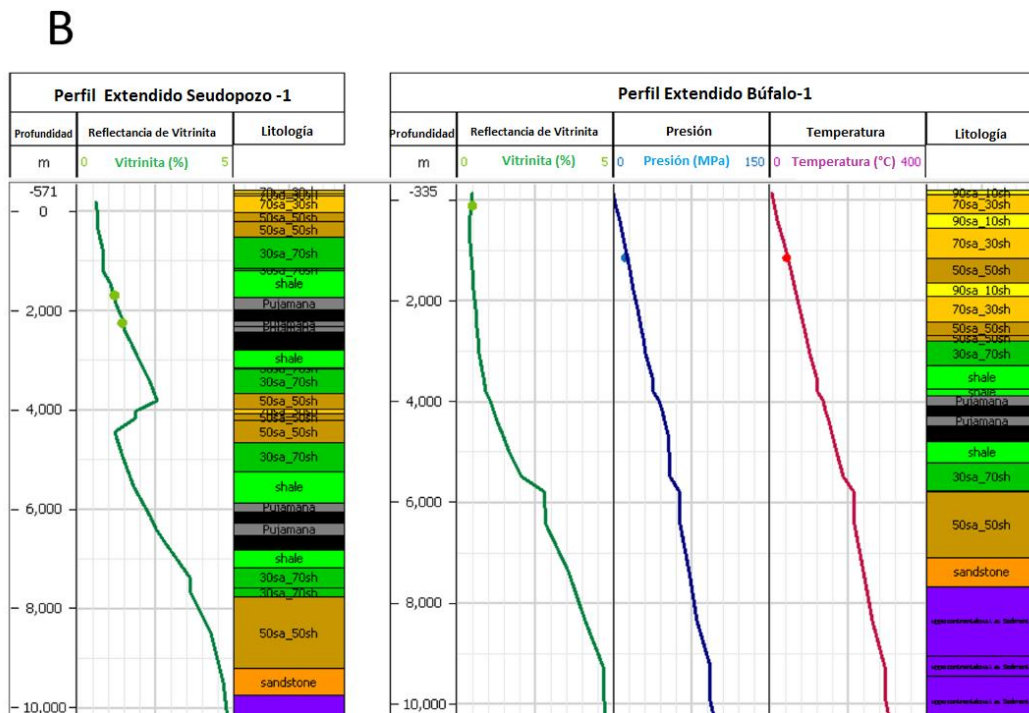
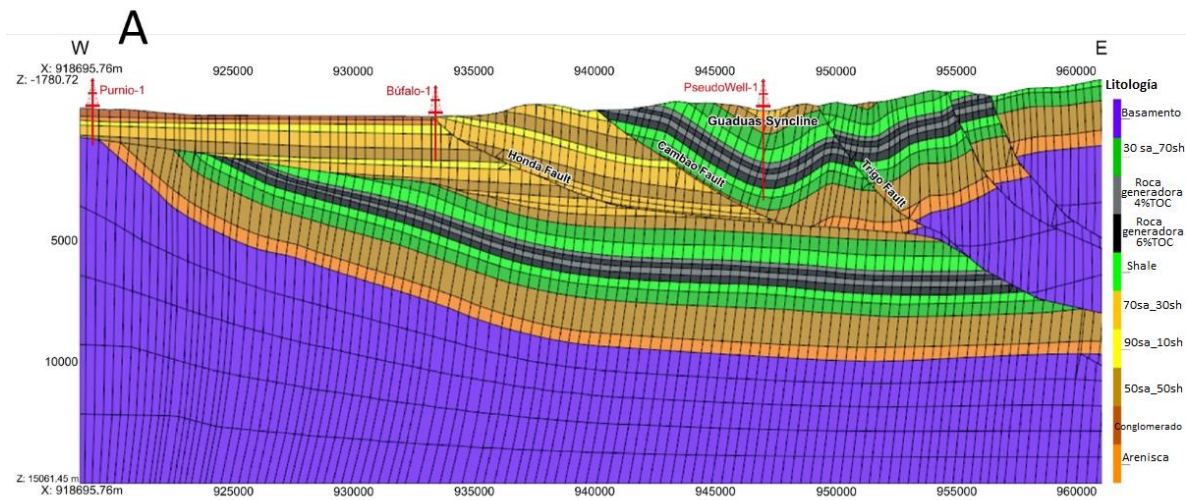
(Figura 35), esto considerando que no existe información suficiente para establecer dichas variaciones.

En los intervalos generadores se utilizó un kerógeno tipo II y el modelo cinético de la base de datos TemisFlow™ (Vandenbroucke et al., 1999) debido a las similitudes del tipo de Kerógeno con las rocas generadoras del Cretácico en Colombia, el HI inicial se estableció en 627 mg / gTOC. El modelo cinético tiene cinco componentes que permiten calcular los componentes principales de los hidrocarburos, las relaciones de CH₄ en la porosidad orgánica y mecánica, así como el comportamiento de la adsorción.

Para la calibración del modelo no se cuenta con mucha información, como ya se ha mencionado, sin embargo, existen algunos datos de madurez, presión y temperatura de un pozo cercano (Bufalo-1), el cual perforó la secuencia del terciario (parte occidental). También existen algunos datos de madurez termal medidos en muestras de superficie en la parte deformada (parte oriental), estos datos se proyectaron a la sección como Pseudopozos1 (Figura 35).

Este ejercicio reconstruyó todos los procesos del sistema petrolífero (convencional como no convencional), sin embargo, en los resultados y discusión se hace énfasis en los procesos involucrados en los sistemas no convencionales tipo shale play.

Figura 35. Geometría y distribución de litologías en el estado presente. A. Se muestra la malla y B. los datos de calibración usados en el modelado de sistemas petrolíferos. Se puede apreciar la posición de los pseudopozos usados en la calibración y los principales rasgos estructurales.

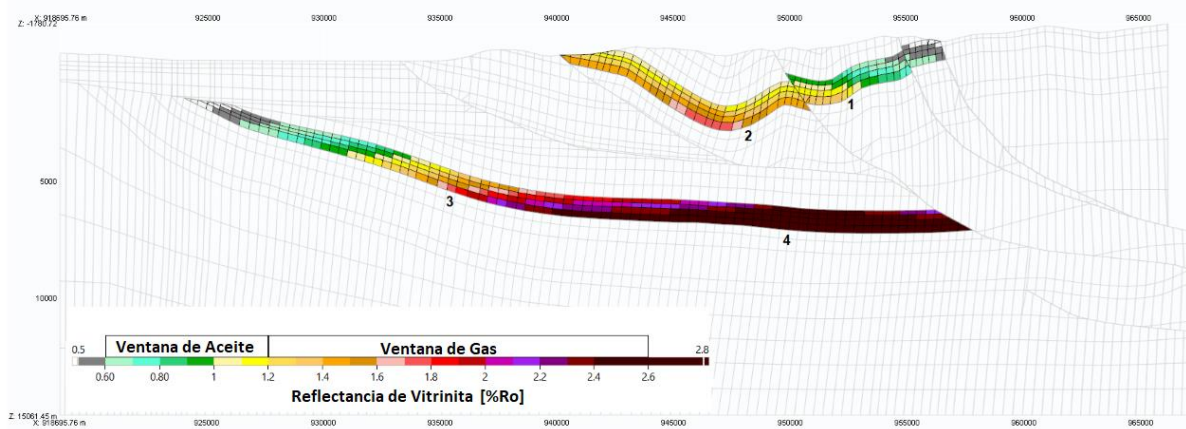


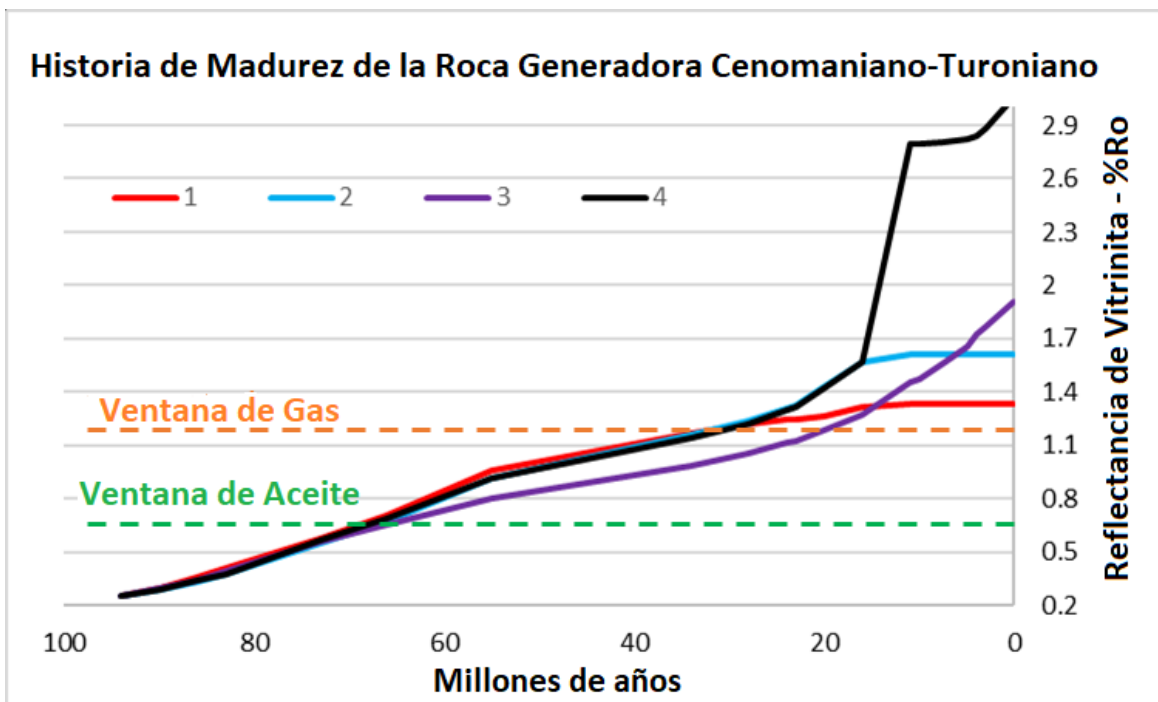
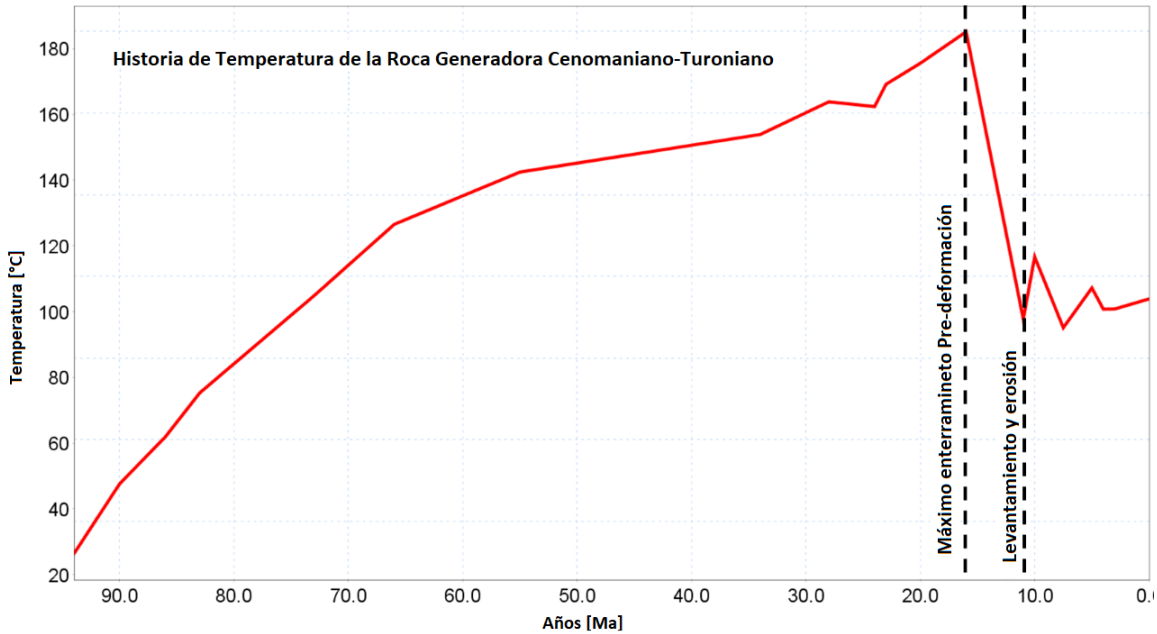
Madurez termal y porosidad orgánica

La evolución termal de las rocas generadoras es uno de los primeros criterios que debe tenerse en cuenta al evaluarse un sistema petrolífero tipo shale play. Para este caso, se encontró que las rocas van desde inmaduras (Terciario) hasta sobre maduras (Cretácico inferior). Las rocas generadoras mantienen una tendencia a cambiar lateralmente su madurez de occidente a oriente de inmadura a sobre maduras, producto del enterramiento por carga tectónica, que es mayor al oriente.

Por otro lado, las rocas que están en la parte deformada y que han sido exhumadas en la parte oriental de la sección presentan un grado de madurez menos evolucionado, estando en el rango de madurez temprana (0.6-1.0 %Ro) a madurez tardía principalmente (1.0-1.2 %Ro), favoreciendo la generación de aceite. Este comportamiento se da en la mayoría de las rocas del oriente, excepto en la parte basal del eje del sinclinal de Guaduas, donde las rocas generadoras pueden alcanzar madurez tardía a sobre madurez (1.6-1.8 %Ro), estando esta área posiblemente en la ventana de gas (Figura 36).

Figura 36. A. Madurez termal de las rocas generadoras expresada en porcentaje de reflectancia de la vitrinita (%Ro) por celda. La exhumación de las rocas al oriente provoca que la madurez termal no sobrepase la ventana del aceite, mientras que las rocas por debajo del apilamiento alcanzan la ventana de gas. B. Historia de temperatura de la roca generadora Cenomaniano-Turoniano en el sinclinal Guaduas que muestra la temperatura máxima alcanzada en el máximo enterramiento pre-deformación. C. Historia de madurez en ubicaciones seleccionadas: Sinclinal de Guaduas (1 y 2) en la ventana de gas (<1.8% Ro) y secciones no exhumadas (3 y 4) sobre maduras (> 1.8% Ro)

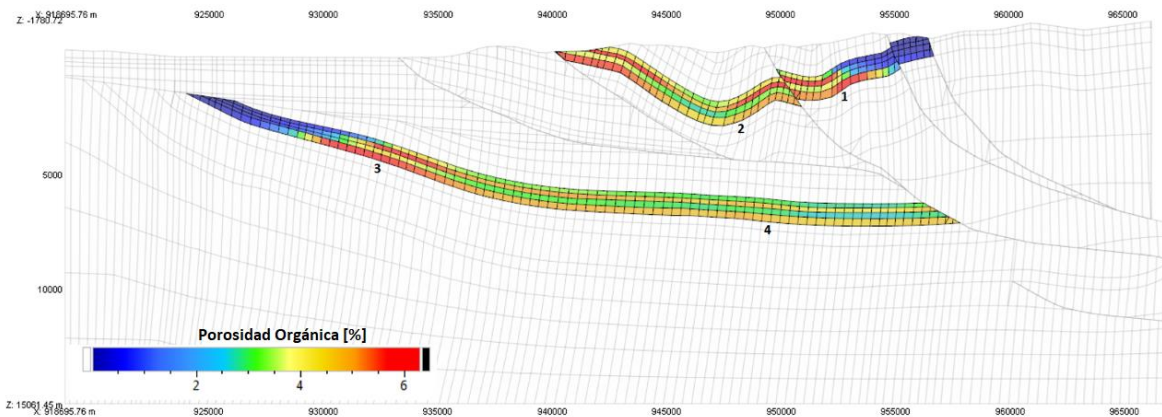




Otro parámetro de gran importancia para determinar el potencial de los shale play es la porosidad orgánica (Wang et al., 2018), el cual está íntimamente relacionado con la madurez termal de la roca, ya que se crea producto del craqueo térmico del kerógeno (Chen & Jiang, 2016). Este parámetro al sur del VMM presenta cambios laterales importantes (Figura 37) asociados con la madurez termal y cambios verticales controlados por el contenido orgánico, que para este trabajo cabe recordar se asumió sin cambios en sentido lateral.

En esta sección se tienen valores de porosidad orgánica de hasta 5%. Los valores más altos de porosidad orgánica se alcanzan en las rocas con mayores contenidos de TOC y con valores de madurez dentro de la ventana de aceite. Rocas con estas características se encuentran en el sinclinal de Guaduas y por debajo del bloque yacente de la falla de Honda. Las rocas con TOC más bajo presentan menores valores de porosidad orgánica. La porosidad orgánica puede incluso no existir en rocas inmaduras, como puede apreciarse en las rocas que se encuentran más al occidente de la sección (Figura 37).

Figura 37. Cálculo en porcentaje de la porosidad orgánica presente en las rocas generadoras en % por celda. Los valores máximos alcanzados están cercanos al 5%. Se aprecia un control principal sobre esta propiedad por el TOC y la madurez termal. Porosidad orgánica de la roca generadora Cenomaniano-Turoniano en ubicaciones seleccionadas: la madurez y exhumación benefician el sinclinal de Guaduas (1 y 2) con alta porosidad orgánica, por el contrario, el punto 4 no fue exhumado y el enterramiento y la compactación superan la creación de porosidad orgánica. El punto 3 no exhumado y poco enterrado proporciona una porosidad orgánica competitiva, sin embargo, la profundidad de la roca madre es significativamente mayor que en 1 y 2, lo que agrega un costo operativo en comparación con el sinclinal de Guaduas.

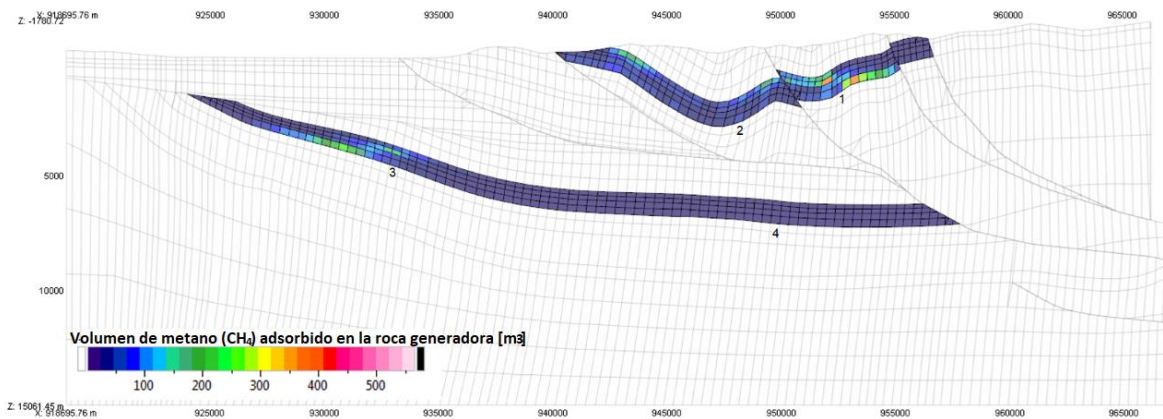


Mecanismos de almacenamiento y volúmenes relativos

Basado en la ecuación de adsorción de Langmuir el modelo de sistemas petrolíferos permitió estimar la cantidad de metano (CH_4) adsorbido en la materia orgánica. Este metano es un volumen de hidrocarburos que debe tenerse en cuenta en los cálculos de recursos del play.

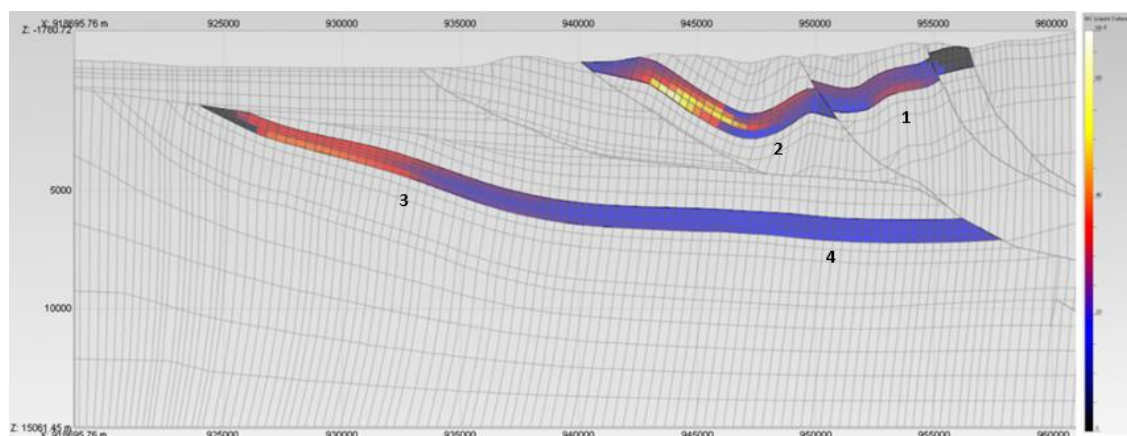
Para este caso la cantidad de CH₄ adsorbida está fuertemente controlada por el TOC y la madurez termal, así como la evolución de la temperatura y la presión en el tiempo controla la adsorción y desorción (Zhang et al., 2012; Mosher et al., 2013; Suárez-Ruiz et al., 2016; Wang et al., 2018). Se aprecia que la cantidad adsorbida es mayor en el inicio de la ventana de gas y menor en estados más avanzados de madurez, donde el TOC ha sido agotado por conversión de la materia orgánica. Puede darse que la adsorción de CH₄ sea incluso nula en rocas inmaduras o entrando en la ventana de generación. De acuerdo con los resultados del modelo el mayor potencial de CH₄ adsorbido estaría en zonas puntuales del sinclinal de Guaduas, mientras que para el resto de las zonas la cantidad de CH₄ adsorbido es baja (Figura 38).

Figura 38. Volumen de Metano (CH₄) adsorbido en la roca generadora expresado en m³ por celda. Esta propiedad depende del TOC principalmente y de la madurez termal, en este ejercicio las zonas de alta madurez (punto 4) tienen la menor posibilidad. Las zonas de madurez intermedia (1, 2 y 3) tienen las mejores opciones para adsorber metano, las variaciones en los valores de zonas con madurez equivalente dependen de los cambios en los valores de TOC.



Las zonas con mayor saturación de hidrocarburos están nuevamente asociadas a la estructura del sinclinal de Guaduas (Figura 39). Esta saturación hace referencia al porcentaje de espacio poroso ocupado por hidrocarburos, para esta sección puede apreciarse que el flanco occidental del sinclinal de Guaduas muestra porcentajes altos, superiores al 60%, lo que puede representar una acumulación comercial de hidrocarburos en estas rocas. Para las demás zonas de la sección las saturaciones, varían de 15% a 35%, que significan acumulaciones de menor interés desde el punto de vista comercial. Las rocas que alcanzaron mayor enterramiento, es decir las localizadas bajo el sinclinal de Guaduas tiene las saturaciones más bajas y esto puede ser producto de la alta evolución termal y una mayor eficiencia en la expulsión (Figura 39).

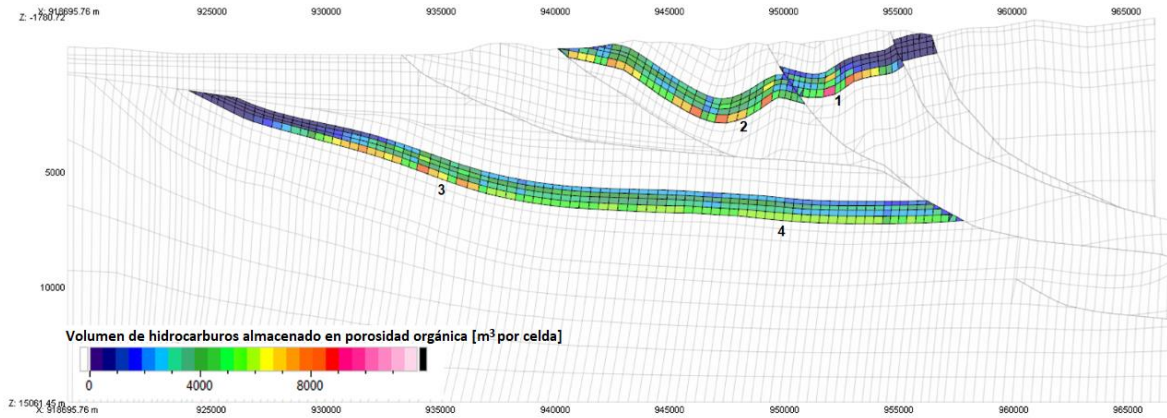
Figura 39. Saturación de hidrocarburos en las rocas generadoras en % por celda. Las rocas exhumadas o menos enterradas (1, 2 y 3) presentan buenos valores de saturación, rocas en la ventana de aceite (2) tienen las mejores posibilidades de saturaciones altas, mientras que las rocas más enterradas (4) tienen bajas saturaciones.



Como la porosidad orgánica fue calculada previamente es posible estimar el volumen de hidrocarburos almacenado en esta porosidad (Figura 40). Se encontró que al igual que la mayoría de los otros parámetros descritos, esta también tiene una variación lateral y vertical, aun cuando el TOC de los intervalos generadores es constante.

Los valores más altos se tienen en la estructura del sinclinal de Guaduas, los cuales alcanzan los 8000 m³ por celda. Estos valores altos responden a una combinación positiva de madurez termal, TOC y baja generación de coque o bitumen sólido. Valores menores de volumen en este tipo de porosidad son alcanzados en la mayoría de la sección, siendo este un indicador del rol fundamental que tiene la porosidad orgánica en la acumulación total de volúmenes "in place". Es importante resaltar que los volúmenes almacenados en la porosidad orgánica son mucho más altos (hasta 10 veces mayores) que los volúmenes de metano adsorbido en la materia orgánica.

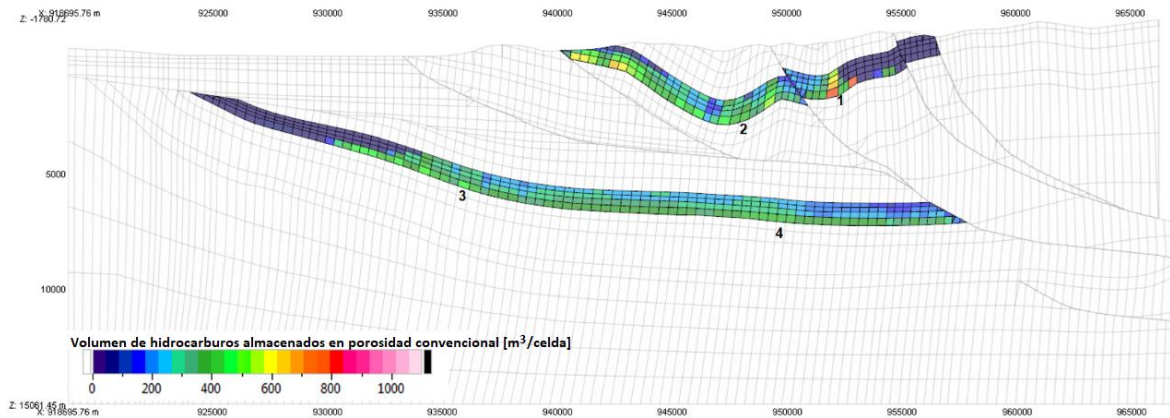
Figura 40. Volumen de hidrocarburos almacenados en la porosidad orgánica, expresado en m^3 por celda. Volumen de hidrocarburos en la roca generadora del Cenomaniano-Turoniano en ubicaciones seleccionadas: las condiciones térmicas favorecen los volúmenes de hidrocarburos en el sinclinal de Guaduas (1 y 2), mientras que se espera que los puntos no exhumados (3 y 4) sean menos prospectivos.



En relación con el volumen almacenado en la porosidad convencional o intergranular (Figura 41), es posible establecer que, en la sección estudiada, los valores por celda son más bajos que los que se tienen en la porosidad orgánica.

Para este tipo de porosidad los valores máximos alcanzados en la sección están en el orden de $800 m^3$ y se encuentran asociados también a la estructura del sinclinal de Guaduas. En el resto de la sección se tienen valores bajos a intermedios variando entre $300 m^3$ y $400 m^3$ por celda. También se puede ver que estos volúmenes presentan menor variación lateral y vertical a diferencia de los calculados anteriormente, mostrando como es de esperarse, que para este tipo de porosidad es más importante las variaciones litológicas que la evolución termal.

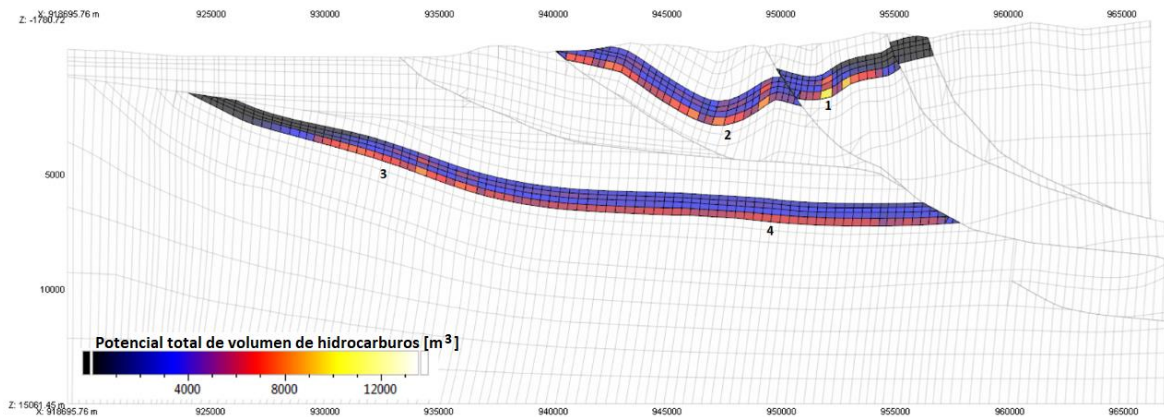
Figura 41. Volumen de hidrocarburos almacenados en la porosidad intergranular, expresado en m^3 por celda. Roca generadora Cenomaniano-Turoniano en ubicaciones seleccionadas: sinclinal de Guaduas (1 y 2) presenta las acumulaciones potenciales más altas en la porosidad convencional en comparación con las secciones no exhumadas (3 y 4), donde el enterramiento y la compactación más altos disminuyen significativamente la porosidad mecánica o convencional



Finalmente, el volumen potencial de hidrocarburos almacenados en la roca generadora (Figura 42), es la suma de todos los hidrocarburos almacenados en los diferentes medios (porosidad intergranular, porosidad orgánica y adsorbido a la materia orgánica). El potencial total en el área de estudio está fuertemente controlado por el volumen almacenado en la porosidad orgánica, llegando a representar hasta un 70% del volumen almacenado o acumulado. En términos de volumen “in place”, el Sinclinal de Guaduas muestra el potencial más alto para un yacimiento no convencional tipo shale play, ya que tiene la mejor combinación de propiedades orgánicas y termales, que permiten almacenar grandes volúmenes en relación con el resto de la sección.

Por otro lado, las rocas del Cretácico que pueden estar por debajo del sinclinal tienen también un potencial importante en términos volumétricos, sin embargo, la profundidad a la que se encuentran actualmente (mayores a 5000 m) y su grado de evolución termal sugieren un potencial exclusivo para gas.

Figura 42. Volumen potencial total de hidrocarburos almacenados en las rocas generadoras, expresado en m³ por celda. Roca generadora Cenomaniano-Turoniano en ubicaciones seleccionadas: de acuerdo con los resultados de la simulación, el potencial total de hidrocarburos en el sinclinal de Guaduas (1 y 2) podría ser dos o tres veces mayor en comparación con la sección no exhumada (4 y 3).



DISCUSIÓN

Las rocas generadoras del Valle Medio del Magdalena fueron depositadas en el Cretácico superior en la etapa post-rift de evolución de la cuenca. Estas rocas se depositaron en un ambiente típico de una plataforma somera y amplia, que facilitó la continuidad lateral de sus facies. Estas condiciones favorecieron un comportamiento regional a sus excelentes propiedades para la generación de hidrocarburos. Sin embargo, han sido sometidas a múltiples episodios de compresión desde finales del Cretácico, provocado que las rocas generadoras tengan variaciones laterales importantes en su historia de enterramiento y exhumación y por ende en la madurez termal y las tasas de transformación.

Estas variaciones han provocado que cambien lateralmente los volúmenes que son generados, expulsados y retenidos. Lo anterior implica que existan áreas con mayor potencial de acuerdo a su evolución geológica. La continua deformación provocó que al occidente del área se erosionaran parte de las rocas del Cretácico y al oriente se exhumaran, lo que reduce fuertemente el potencial en el flanco oriental de la cordillera central, ubicado al occidente del área, debido a la ausencia de las rocas generadoras.

Lo anterior provoca que las rocas que lograron preservarse en la parte central de la cuenca fueran sometidas a bajo enterramiento y no alcanzaran la suficiente madurez termal. Mientras que las rocas del Cretácico superior en el flanco occidental de la cordillera oriental lograron alcanzar una madurez adecuada debido

al apilamiento tectónico que está ocurriendo desde el Mioceno y que produjo la formación del sinclinal de Guaduas y las estructuras adyacentes. Esto permitió la carga de los yacimientos convencionales. Por otra parte, la exhumación de las estructuras ya mencionadas detuvo el proceso de madurez en la ventana de aceite de gran parte de área, favoreciendo la posibilidad del sistema no convencional tipo shale play.

El sinclinal de Guaduas esta hoy en la ventana de aceite en su gran mayoría, esta condición además de favorecer la generación de hidrocarburos líquidos, también facilitó la formación de porosidad orgánica, aumentando así su capacidad de almacenamiento de los hidrocarburos generados y no expulsados.

La exhumación de esta estructura durante el Mioceno también detuvo la compactación y favoreció a la porosidad de matriz, permitiendo que más hidrocarburos se almacenaran y aumentaran la saturación, dándole un potencial mayor al sistema no convencional en esta zona. En cuanto al metano adsorbido, se puede evidenciar que los volúmenes no son tan representativos en esta sección, sin embargo, el modelo sugiere que el sinclinal de Guaduas tiene la mayor posibilidad de adsorción.

La contribución de la porosidad orgánica en la capacidad total de almacenamiento es motivo de discusión, de hecho, la compactación de la porosidad orgánica no fue tomada en cuenta en el modelado por limitaciones en el software y puede en algún momento estar sobrestimada. Sin embargo, ha sido probado que la contribución de la porosidad orgánica en yacimientos tipo “shale play” puede llegar a ser muy alta (Curtis et al, 2012; Juliao et al., 2015; Chen and Jiang, 2016; Suarez-Ruiz et al, 2016).

El rol fundamental de la porosidad orgánica para los yacimientos tipo “shale plays” o de roca generadora sigue siendo un tema de mejoramiento continuo. Los trabajos futuros seguirán consistiendo en mejorar el modelo de porosidad orgánica y ver cómo se compara con este escenario inicial.

CONCLUSIONES

El modelado de sistemas petrolíferos no convencionales es una herramienta poderosa en las etapas iniciales de exploración en áreas con poca información, ya que permite identificar las zonas donde las rocas generadoras tienen mayor posibilidad de almacenar hidrocarburos.

En las áreas con complejidad estructural como son las cuencas con tectónica compresiva, el modelado permite evidenciar como los procesos de generación, migración y retención sufren cambios lateralmente a corta distancia. Estos cambios afectan de diferente manera a las rocas generadoras, haciendo que los volúmenes y tipos de hidrocarburos almacenados sean diferentes, aun cuando la composición orgánica y litológica de las rocas sea homogénea.

En cuanto al caso de estudio los resultados del modelo sugieren un potencial importante para el sinclinal de Guaduas para "shale oil", ya que su evolución permitió que las rocas generadoras del Cretácico Superior permanecieran en la ventana de generación de hidrocarburos. También desarrolló una porosidad orgánica adecuada para el almacenamiento de hidrocarburos. Otro aspecto positivo de esta área es que la compactación no afectó la porosidad de matriz considerablemente, favoreciendo la porosidad primaria.

En términos de volumen "in place", el control más importante en el área de interés está dado por el volumen almacenado en la porosidad orgánica, seguido por el almacenado en la porosidad intergranular y el metano adsorbido respectivamente. No obstante, en el área de interés, el metano adsorbido no parece tener una influencia importante en los volúmenes "in place".

Sin embargo, es necesario agregar datos para comprender mejor si hay cambios laterales importantes en la composición orgánica e inorgánica de las rocas de interés, ya que esto afectará su calidad como rocas fuente y reservorio.

5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En esta investigación se propone un flujo de trabajo integral para la evaluación de sistemas petrolíferos no convencionales tipo “shale plays” en cuencas sedimentarias bajo régimen tectónico compresivo. Este flujo de trabajo puede ser replicado en cualquier área de interés y facilitará el proceso exploratorio en términos de identificación y priorización de áreas potenciales, estimación de recursos y disminución de incertidumbre para la toma de decisiones.

El modelado de sistemas petrolíferos no convencionales es una herramienta poderosa en las etapas iniciales de exploración en áreas con poca información, ya que permite identificar las zonas donde las rocas generadoras tienen mayor posibilidad de almacenar hidrocarburos. También permite identificar sectores con ausencia de información o elementos críticos que requieren estudiarse con mayor detalle.

Trabajos previos de la academia y de la industria demuestran que la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) tiene potencial para exploración y explotación de yacimientos tipo “shale plays”. Sin embargo, lo anterior se ha evidenciado para áreas ubicadas en la zona central de la cuenca. En esta zona, la tectónica no ha afectado de manera importante las rocas de interés y, por otra parte, cuenta con varios pozos perforados, lo que ha facilitado su caracterización.

Esta investigación, basada en datos de superficie y simulación numérica de sistemas petrolíferos, valida que existe un potencial importante de yacimiento tipo “shale play” de las rocas generadoras del Cretácico superior en la parte sur de la cuenca. Sin embargo, en esta área, los valores de propiedades que representan calidad de roca generadora y almacenadora son menores, comparados con los que se han publicado para la parte central. Esto se puede explicar por las diferencias en la evolución tectónica de las áreas y probablemente por diferencias durante el depósito.

Las diferencias en la tectónica han jugado un rol muy importante, lo que ha implicado que, en la parte sur, la extensión lateral de las zonas potenciales sea más restringida producto del fallamiento intenso; mientras que, en el centro de la cuenca las zonas con potencial tienen mayor extensión lateral.

De manera general se puede decir que las facies finas depositadas en el intervalo Coniaciano - Campaniano en el sur de la cuenca MMV tienen de buenas a muy buenas características de roca generadora y un gran potencial para ser un sistema petrolífero no convencional tipo shale play.

En términos orgánicos la sección Caparrapí se comporta de manera homogénea presentando una riqueza orgánica en rangos de buenos a muy buenos con una materia orgánica tipo II muy prolífica, con mínimo aporte de tipo III, en un estado de

madurez termal en las fases iniciales a intermedias de la ventana de generación de aceite.

Las zonas susceptibles a eventuales procesos de fracturamiento han podido definirse mediante las relaciones mineralógicas, se identificaron varios sectores ricos en cuarzo y carbonatos y con bajos contenidos arcillosos. De esta manera, la mineralogía se va enriqueciendo en cuarzo desde la parte media hacia el tope de la sección, mientras que de la parte media a la base se observan mineralogías donde predominan los carbonatos, siendo la calcita el carbonato predominante.

En términos de facies y posible continuidad lateral, las facies definidas en la descripción macroscópicas que presentan mejores características como roca generadora corresponden a las facies de Limolita Calcárea. Desde el punto de vista microscópico, las Microfacies más representativas son las microfacies de Bioarcillolita con Materia Orgánica y Micrita y Microfacies Arcillolita Limosa Calcárea con Foraminíferos. Esto facilitará la identificación de eventuales niveles potenciales en el Cretácico superior a través de información de superficie.

Las características sedimentológicas, geoquímicas, mineralógicas y petrofísicas sugieren que las rocas que afloran en la sección Caparrapí (Coniaciano - Campaniano), ubicada al sur de la cuenca presenta buenas condiciones para ser un yacimiento no convencional tipo Shale Oil. Las características generales son similares a las reportados por otros autores en la parte central de la cuenca del MMV para las rocas del mismo intervalo de tiempo (Formación La Luna).

El modelado de sistemas petrolíferos en zonas con complejidad estructural en cuencas con tectónica compresiva, permite evidenciar como los procesos de generación, migración y retención sufren cambios lateralmente y afectan así de diferentes maneras a las rocas generadoras, por ejemplo, haciendo que los volúmenes y tipos de hidrocarburos almacenados sean diferentes aun cuando la composición orgánica y litológica de las rocas sea homogénea.

En cuanto al caso de estudio los resultados del modelo sugieren un potencial importante en el sinclinal de Guaduas para Shale Oil, ya que su evolución favoreció alcanzar y no sobrepasar la ventana de aceite, además permitió desarrollo de porosidad orgánica, y la el cambio en el régimen de compactación, hizo que esta no afectara considerablemente la porosidad de matriz.

En términos de volumen "in place" el control más importante en el área de interés está dado por el volumen almacenado en la porosidad orgánica, seguido por el almacenado en la porosidad intergranular y el metano adsorbido respectivamente. Por esta razón, es necesario agregar más datos para comprender si hay cambios laterales importantes en la composición orgánica e inorgánica de las rocas de interés, ya que esto afecta su calidad como rocas fuente y reservorio.

Se evidenció que la porosidad orgánica tiene un rol fundamental en el sistema almacenador, por lo tanto, en la estimación de volúmenes “in place”. Sin embargo, no es claro cómo cuantificarla de manera precisa y como la compactación puede afectarla.

TRABAJOS FUTUROS

Una de las mayores interrogantes que se generan después de esta investigación es que tan continuas lateralmente son las propiedades geoquímicas (cantidad y calidad de la materia orgánica), composicionales (% de cuarzo vs % de arcillas) y petrofísicas (porosidad y permeabilidad) del Cretácico superior y como esto puede afectar el potencial para yacimientos no convencionales tipo Shale Play.

Se vio en este trabajo que, hacia el sur de la cuenca, aunque son buenas las propiedades del intervalo, no son tan buenas como las reportadas por otros autores en el centro de la cuenca, al menos en términos de cantidad y calidad de materia orgánica y esto afectaría la cantidad de hidrocarburos generados como almacenados.

Una manera de establecer si existen cambios significativos en estas propiedades sería realizando una reconstrucción paleográfica del cretácico superior en la cuenca, para esto se proponen varios proyectos de grado, que articulados pueden resolver esta duda.

Los proyectos pueden ser enfocados en estas temáticas:

1. Definición bioestratigrafía para establecer el modelo de edad de las diferentes unidades litoestratigráficas, usando diferentes grupos fósiles para tener mejor resolución de los intervalos de interés.
2. Modelo de facies por intervalos que permita establecer la distribución litoestratigrafía de la secuencia (a través de información sísmica, descripción sedimentológica, procedencia).
3. Caracterización composicional (orgánica e inorgánica) de las facies de interés para identificar las de mayor potencial y establecer sus variaciones laterales.

AGRADECIMIENTOS

Gracias a Ecopetrol y los profesionales de laboratorio del ICP, a EAFIT en particular a los profesores del departamento de geología, a Beicip-Franlab y Colciencias por el apoyo técnico y económico brindado para el desarrollo de este trabajo, el cual está enmarcado dentro de la convocatoria 758 de 2016 de Colciencias.

6. BIBLIOGRAFÍA

- Acosta, J., Graham, R. H. & Sassi, W. 2003. Structural interpretation and source rock maturation modeling along two distinct transects in the Upper/Middle Magdalena. VIII Simposio Bolivariano - Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas.
- Acosta, J., Lonergan, L. & Coward, M. P. 2004. Oblique transpression in the western thrust front of the Colombian Eastern Cordillera. *Journal of South American Earth Sciences*, 17, 181–194.
- Al-Hajeri, M. M., Al Saeed, M., Derks, J., Fuchs, T., Hantschel, T., Kauerauf, A. I., Neumaier, M., Schenk, O., Swientek, O., Tessen, N., Welte, D., Wygrala, B., Kornpihl, D., Peters, K. (2009). Basin and petroleum system modeling. *Oilfield Review*, 21. 14-29.
- Allen, P. A., Allen, J. R. (2005). *Basin Analysis*. 2nd Edition, Great Britain, Blackwell Science Publishing, 549 pp.
- ANH. 2012. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos Pozo: Infantas-1613, Evaluación Petrofísica ShaleXpert Pozos: Catalina-1 y Cocuyo-1. Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH Estudios técnicos Información geológica y geofísica.
- Amer, A., di Primio, R., Ondrak, R. & Unnithan, V. 2015. 4D Petroleum System Modelling of the Haynesville Shale Play - Understanding Gas “in place”. Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, Texas, USA, 20-22 July.
- Baker, D. R., 1962a, Organic geochemistry of Cherokee Group in southeastern Kansas and northeastern Oklahoma: *AAPG Bulletin*, v. 46, no. 9, p. 1621-1642.
- Baker, E. G., 1962b, Distribution of hydrocarbons in petroleum: *AAPG Bulletin*, v. 46, no. 1, p. 76-84.
- Baur, F. & Katz, B. 2018. Some practical guidance for petroleum migration modeling. *Marine and Petroleum Geology* 93 pp. 409–421.
- Behar, F., Vandenbroucke, M. (1987). Chemical modelling of kerogens. *Organic Geochemistry*, 11. p. 15-24.

- Bernard, S., B. Horsfield, H.-M. Schulz, R. Wirth, A. Schreiber, and N. Sherwood, 2012a, Geochemical evolution of organic-rich shales with increasing maturity: A STXM and TEM study of the Posidonia Shale (Lower Toarcian, northern Germany): *Marine and Petroleum Geology*, v. 31, no. 1, p. 70-89, doi:10.1016/j.marpetgeo.2011.05.010.
- Bernard, S., R. Wirth, A. Schreiber, H.-M. Schulz, and B. Horsfield, 2012b, Formation of nanoporous pyrobitumen residues during maturation of the Barnett Shale (Fort Worth Basin): *International Journal of Coal Geology*, v. 103, no. 0, p. 3-11, doi:10.1016/j.coal.2012.04.010.
- Biddle, K. T., Wielchowsky, C. C. (1994). *Hydrocarbon Traps*. AAPG Memoir, 60. 219-235.
- Bohacs, K.M., Grabowski, G.J.J., Carroll, A.R., Mankiewicz, P.J., Miskellgerhardt, K.J., Schwalbach, J.R., Wegner, M.B., And Simo, J.A. 2005. Production, destruction, and dilution: the many paths to source-rock development, in Harris, N.B., ed., *The Deposition of Organic-Carbon-Rich Sediments: Models, Mechanisms, and Consequences*: SEPM, Special Publication 82, p. 61–101.
- Bouw, S. & Lutgert, J. 2012. Shale Plays in The Netherlands. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles*, Vol. 66 (2011), No. 6, pp. 953-977.
- Bowker, K. A., 2007, Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: Issues and discussion: *AAPG Bulletin*, v. 91, no. 4, p. 523-533, doi:10.1306/06190606018.
- Brenneman, M. C., and P. V. Smith Jr. 1958. The chemical relationships between crude oils and their source rocks, in L. G. Weeks, ed., *Habitat of oil: A symposium*, Tulsa, Oklahoma, American Association of Petroleum Geologists, p. 818-849.
- Bryant, I. D., Stabell, C. & Neumanier, M. 2013. Evaluation of Unconventional Resources Using a Petroleum System Modeling Approach. *Unconventional Resources Technology Conference* Denver, Colorado, USA, 12-14 August.
- Bunting, P. J., and J. A. Breyer. 2012. Extended abstract-Lithology of the Barnett Shale (Mississippian), Southern Fort Worth Basin, Texas, in J. A. Breyer, ed., *Shale reservoirs—Giant resources for the 21st century*: AAPG Memoir 97, p. 35-39.
- Caballero, V., Parra, M. & Mora, A. 2010. Levantamiento De La Cordillera Oriental De Colombia Durante El Eoceno Tardío – Oligoceno Temprano: Proveniencia Sedimentaria En El Sinclinal De Nuevo Mundo, Cuenca Valle Medio Del Magdalena. *Boletín de Geología* Vol. 32, N° 1, enero-junio.

- Cabello, P., Lopez, C., Gamba, N., Dussán, M. I., Torres, E., Ballesteros-Torres, C. I., Cantisano, M. T., Marfisi, N., Calvo, R., Vásquez-Taset, Y. M., & Ramos, E. 2018. An integrated approach to define new plays in mature oil basins: The example from the Middle Magdalena Valley basin (Colombia). *AAPG Bulletin*, v. 102, no. 11, p. 2201-2238.
- Callies, M., Filleaudeau, P.Y., Dubille, M., Lorant, F., 2018. How to predict thermal stress in hyperextended margins: application of a new lithospheric model on the Iberia margin. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.* 102, 545–547. <https://doi.org/10.1306/07111716116>.
- Chen, L., Lu, Y., Jiang, S., Guo, T. & Luo C. 2015a. Heterogeneity of the Lower Silurian Longmaxi marine shale in the southeast Sichuan Basin of China. *Marine and Petroleum Geology* 65 pp. 232-246.
- Chen, L., Lu, Y., Jiang, S., Jianqing, L., Guo, T., Luo C. & Xing, F. 2015b. Sequence stratigraphy and its application in marine shale gas exploration: A case study of the Lower Silurian Longmaxi Formation in the Jiaoshiba shale gas field and its adjacent area in southeast Sichuan Basin, SW China. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 27 pp. 410-423.
- Clavijo, J., Mantilla, F.L.C., Pinto, J., Bernal, L., and Pérez, A. 2008. Evolución Geológica De La Serranía De San Lucas, Norte Del Valle Medio Del Magdalena Y Noroeste De La Cordillera Oriental. *Boletín de Geología, Universidad Industrial de Santander*, v. 30, no. 1, p. 45–62.
- Cooper, M.A., Addison, F.T., Alvarez, R., Coral, M., Graham, R.H., Hayward, A.B., Howe, S., Martinez, J., Naar, J., Peñas, R., Pulham, A.J., and Taborada, A. 1995. Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. *AAPG Bulletin*, v. 79, p. 1421–1443.
- Cortes, M., Colletta, B., & Angelier, J. 2006. Structure and tectonics of the central segment of the Eastern Cordillera of Colombia. *Journal of South American Earth Sciences*, v. 21, p. 437-465.
- Curtis, M. E., R. J. Ambrose, and C. H. Sondergeld, 2010, Structural Characterization of Gas Shales on the Micro- and Nano-Scales, Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, Society of Petroleum Engineers.
- Curtis, M. E., R. J. Ambrose, C. H. Sondergeld, and C. S. Rai, 2011a, Investigation of the Relationship Between Organic Porosity and Thermal Maturity in The Marcellus Shale, SPE North American Unconventional Gas Conference and Exhibition, Woodlands, Texas, USA, Society of Petroleum Engineers.

- Curtis, M. E., R. J. Ambrose, C. H. Sondergeld, and C. S. Rai, 2011b, Transmission and Scanning Electron Microscopy Investigation of Pore Connectivity of Gas Shales on the Nanoscale, SPE North American Unconventional Gas Conference and Exhibition, Woodlands, Texas, USA, Society of Petroleum Engineers.
- Curtis, M. E., B. J. Cardott, C. H. Sondergeld, and C. S. Rai, 2012, Development of organic porosity in the Woodford Shale with increasing thermal maturity: *International Journal of Coal Geology*, v. 103, p. 26-31, doi:10.1016/j.coal.2012.08.004.
- Curtis, M. E., C. H. Sondergeld, and C. S. Rai, 2013, Relationship Between Organic Shale Microstructure and Hydrocarbon Generation, Unconventional Resources Conference-USA, Woodlands, Texas, USA, Society of Petroleum Engineers.
- Demaison, G. J., Moore, J. T. (1980). Anoxic environments and oil source bed genesis. *Organic Geochemistry*, 2. 9-31.
- Dickinson, W. R. (1993). Basin geodynamics. *Basin Research*, V. 5, pp. 195-196.
- Dieckmann, V., Schenk, H. J., Horsfield, B., Welte, D. H. (1998). Kinetics of petroleum generation and cracking by programmed-temperature closed-system pyrolysis of Toarcian Shales. *Fuel*, 77. 23-31.
- Doré, A. G. (1995). Barents Sea geology, petroleum resources and commercial potential. *Arctic*, 48. 207-221.
- Dow, W. G. (1974). Application of oil correlation and source rock data to exploration in Williston basin. *AAPG Bulletin*, 58. 1253-1262.
- Dow, W. G. (1977). Kerogen studies and geological interpretations. *Journal of Geochemical Exploration*, 7. 79-99.
- Durand, B. & Espitalié, J. (1976). Geochemical studies on the organic matter from the Douala Basin (Cameroon) -- II. Evolution of kerogen. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 40. 801-808.
- Durand, B. (1980). Sedimentary organic matter and kerogen. Definition and quantitative importance of kerogen, Paris-France, Éditions Technip, *Kerogen: Insoluble Organic Matter from Sedimentary Rocks*, 525 pp.
- Durand, B., & Monin, J. C. 1980, Elemental analysis of kerogens (C, H, O, N, S, Fe), in B. Durand ed., *Kerogen: Paris, Editions Technip*, p. 113-142.
- Durand, B. 1987. Understanding of HC migration in sedimentary Basins (presents state of knowledge). *Organic Geochemistry Vol. 13, Issues 1-3*. PP. 445-459.

- EIA (U.S. Energy Information Administration). 2013. World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment.
- EIA (U.S. Energy Information Administration), 2016, Drilling Productivity Report for key tight oil and shale gas regions: February 2016, U.S. Energy Information Administration, 11 p.
- England, W. A., Mackenzie, A. S., Mann, D. M., Quigley, T. M. (1987). The movement and entrapment of petroleum fluids in the subsurface. *Journal of the Geological Society*, 144. 327-347.
- England, W. A., Mann, A. L., Mann, D. M. (1991). Migration from source to trap, in: Merrill, R. K., ed., *Treatise of Petroleum Geology Handbook of Petroleum Geology*: Tulsa, Oklahoma, U.S.A., The American Association of Petroleum Geologists, p. 23-46.
- English, J. M., English, K. L., Corcoran, D. V. & Toussaint, F. 2016. Exhumation charge: The last gasp of a petroleum source rock and implications for unconventional shale resources. *AAPG Bulletin*, v. 100, no. 1, pp. 1–16.
- Ercegovac M., Kostić A., 2006, Organic facies and palynofacies: Nomenclature, classification and applicability for petroleum source rock evaluation, *International Journal of Coal Geology*, p.70–78.
- Ertas, D., S. R. Kelemen, and T. C. Halsey, 2006, Petroleum expulsion part 1. Theory of kerogen swelling in multicomponent solvents: *Energy & Fuels*, v. 20, no. 1, p. 295-300, doi:10.1021/ef058024k.
- Espitalié, J., Laporte, L.J., Madec, M., Marquis, F., Leplat, P., Paulet, J., Boutefeu, A., 1977. Methode rapide de caracterisation des roches mères, de leur potential petrolier et de leur degré d'evolution. *Rev., Inst. Franc. Pétrole*, v. 32 p. 32-42.
- Farouk, S. Ahmad, F., Mousa, D. & Simmons, M. 2016. Sequence stratigraphic context and organic geochemistry of Palaeogene oil shales, Jordan. *Marine and Petroleum Geology* 77 pp.1297-1308-
- Fishman, N. S., Parris, T. M., Hall, D. L., Lillis, P. G. & Pawlewicz M. J. 2008. Origin, Conditions, and Timing of Gas Generation in the Lewis Shale, San Juan Basin, New Mexico. *Gas Shale in the Rocky Mountains and Beyond*, D. Hill, P. Lillis, and J. Curtis, eds., Rocky Mountain Association of Geologists 2008 Guidebook CD, p. 85-117.
- Fishman, N. S., P. C. Hackley, H. A. Lowers, R. J. Hill, S. O. Egenhoff, D. D. Eberl, and A. E. Blum, 2012, The nature of porosity in organic-rich mudstones of the Upper Jurassic Kimmeridge Clay Formation, North Sea, offshore United

- Kingdom: *International Journal of Coal Geology*, v. 103, p. 32-50, doi:10.1016/j.coal.2012.07.012.
- Folk, R. L. 1962. Spectral subdivision of limestone types, in Ham, W. E., ed., *Classification of Carbonates Rocks*. AAPG Memoir, v1, pp. 62-84.
- Folk, R. L. (1974). *Petrology of sedimentary rocks*. University of Texas: Hemphill Publishing Company.
- Forster, A., Kuypers, M. M., Turgeon, S. C., Brumsack, H. J., Petrizzo, M. J., Sinninghe-Damsté, J. 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*, v. 267, p. 256-283.
- Freund, H., C. C. Walters, S. R. Kelemen, M. Siskin, M. L. Gorbaty, D. J. Curry, and A. E. Bence, 2007, Predicting oil and gas compositional yields via chemical structure–chemical yield modeling (CS-CYM): Part 1 – Concepts and implementation: *Organic Geochemistry*, v. 38, no. 2, p. 288-305, doi:10.1016/j.orggeochem.2006.09.009.
- García, D. & Parra, P. 2003. Áreas con Mayor Potencial de Carga de Petróleo: Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) y Occidente de la Cordillera Oriental, Colombia. VIII Simposio Bolivariano - Exploracion Petrolera en las Cuencas Subandinas.
- Gareth R. Chalmers, R. Marc Bustin, and I. M. Power, 2012, Characterization of gas shale pore systems by porosimetry, pycnometry, surface area, and field emission scanning electron microscopy/transmission electron microscopy image analyses: Examples from the Barnett, Woodford, Haynesville, Marcellus, and Doig units: *AAPG Bulletin*, v. 96, no. 6, p. 1099-1119, doi:10.1306/10171111052.
- Gasparik, M., A. Ghanizadeh, P. Bertier, Y. Gensterblum, S. Bouw, and B. M. Krooss, 2012, High-Pressure Methane Sorption Isotherms of Black Shales from The Netherlands: *Energy & Fuels*, v. 26, no. 8, p. 4995-5004, doi:10.1021/ef300405g.
- Gasparik, M., P. Bertier, Y. Gensterblum, A. Ghanizadeh, B. M. Krooss, and R. Littke, 2014, Geological controls on the methane storage capacity in organic-rich shales: *International Journal of Coal Geology*, v. 123, no. 0, p. 34-51, doi:10.1016/j.coal.2013.06.010.
- Ghosh, S. 2017. Integrated studies on Woodford shale natural fracture attributes, origin, and their relation to hydraulic fracturing. PhD. Dissertation, University of Oklahoma, pp.282.

- Gluyas, J., Swarbrick, R. (2004). *Petroleum Geoscience*, Malden-USA, Oxford-UK, Victoria-Australia, Blackwell Publishing.
- Gómez, E., Jordan, T.E., Allmendinger, R.W., Hegarty, K., Kelley, S., and Heizler, M. 2003. Controls on architecture of the Late Cretaceous to Cenozoic southern Middle Magdalena Valley Basin, Colombia. *Geological Society of America Bulletin*, v. 115, p. 131–147.
- Gómez, E., Jordan, T.E., Allmendinger, R.W., Hegarty, K., and Kelley, S. 2005. Syntectonic Cenozoic sedimentation in the northern middle Magdalena Valley Basin of Colombia and implications for exhumation of the Northern Andes. *Geological Society of America Bulletin*, v. 117, p. 547–569.
- Gómez, A. 2014. Integrated Geological Characterization and Distribution of the Salada Member, La Luna Formation, In the Central Area of the Middle Magdalena Basin, Colombia. Master of Science Thesis, University of Oklahoma, 163p.
- Gonzalez, R., Suarez, C. & Rojas, L. 2016. Alternative Workflow for 3D Basin Modeling in Areas of Structural Complexity - Case Study from the Middle Magdalena Valley, Colombia. AAPG Hedberg Conference, The Future of Basin and Petroleum Systems Modeliing, Santa Barbara, California, April 3-8.
- González, R., Suarez, C., Higuera, C. & Rojas, L. 2019. Alternative Workflow for 3D Basin Modeling in Areas of Structural Complexity - Case Study from the Middle Magdalena Valley, Colombia. (in press; preliminary version published online Ahead of print 06 may 2019); AAPG Bulletin, doi: 10.1306/0415191612917185.
- Guo, S. 2014. Seismic solutions for unconventional resource plays. PhD. Dissertation, University of Oklahoma, pp.162.
- Han, Y., N. Mahlstedt, and B. Horsfield, 2015, The Barnett Shale: compositional fractionation associated with intraformational petroleum migration, retention and expulsion: AAPG Bulletin, v. 99, no. 12, p. 2173-2202, doi:10.1306/06231514113.
- Han, Y. 2017. Oil retention and migration in the Barnett, Posidonia, and Niobrara Shales. PhD. Dissertation, Technische Universität Berlin, 188p.
- Hantschel, T., Kauerauf, A. I. (2009). *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling*, Berlin-Heidilberg, Germany, Springer-Verlag.
- Hantschel, T., Kauerauf, A. I., Wygrala, B. (2000). Finite element analysis and ray tracing modeling of petroleum migration. *Marine and Petroleum Geology*, 17. 815-820.

- Hill, R. J., Jarvie, D. M., Zumberge, J., Henry, M. E. Pollastro, R. 2007. Oil and gas geochemistry and petroleum systems of the Fort Worth Basin. AAPG Bulletin, v. 91, no. 4 (April 2007), pp. 445–473.
- Hodairi, T. 2012. Organic geochemical characterization of the Silurian Tanezzuft Formation and crude oils from the Murzuq Basin, S. W. Libya. PhD. Dissertation, University of Oklahoma, pp.258.
- Hood A., G. C. C. M., Heacock, R. L. (1975). Organic Metamorphism and the Generation of Petroleum. AAPG Bulletin, 59. 986-996.
- Horsfield, B. (1997). The bulk composition of first-formed petroleum in source rocks, Berlin-Germany, Springer-Verlag, Petroleum and Basin Evolution.
- Horton, B. K., Saylor, J. E., Nie, J., Mora, A., Parra, M., Reyes, A., and Stockli, D. 2010. Linking sedimentation in the northern Andes to Basement configuration, Mesozoic extension, and Cenozoic shortening: Evidence from detrital zircon U-Pb ages, Eastern Cordillera, Colombia. Geological Society of America Bulletin, v. 122, pp. 1423-1442.
- Hunt, J. M. (1996). Petroleum Geochemistry and Geology, San Francisco-USA, W.H. Freeman & Company.
- Jacobson, S. R. (1991). Petroleum source rocks and organic facies, in: Merrill, R. K., ed., Treatise of Petroleum Geology Handbook of Petroleum Geology: Tulsa, Oklahoma, U.S.A., The American Association of Petroleum Geologists, p. 3-12.
- Jarvie, D. M. & Breyer, J. A. 2001. Oil and shale gas from the Barnett Shale, Ft. Worth Basin, Texas. AAPG National Convention, Denver, CO June 3-6.
- Jarvie D M, Hill R J, Pollastro R M. 2004. Assessment of the gas potential and yields from shales:The Barnett Shale model. Oklahoma: Oklahoma Geological Survey Circular, 2004, 34.
- Jarvie, D. M. 2006. Geochemical Logic and Techniques for Unconventional Gas Exploration. Houston Geological Society Bulletin, 2006.
- Jarvie, D. M., R. J. Hill, T. E. Ruble, and R. M. Pollastro, 2007, Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment: AAPG Bulletin, v. 91, no. 4, p. 475-499, doi:10.1306/12190606068.
- Jarvie, D. M., Behar, F. & Mazeas, L. 2010. Decomposition of Organic Matter and Impact on Shale Resource Play Assessments. AAPG Annual Convention, New Orleans, April 11-14.

- Jarvie, D. M. 2011. Evolutionary Understanding of Shale Resource Systems. The Society for Organic Petrology 28th Annual Meeting 2011 Halifax, Nova Scotia, Canada.
- Jarvie, D. M., 2012a, Shale resource systems for oil and gas: Part 1 —Shale-gas resource systems, in J. A. Breye, ed., AAPG Memoir 97, American Association of Petroleum Geologists, p. 69-87.
- Jarvie, D. M., 2012b, Shale resource systems for oil and gas: Part 2 —Shale-oil resource systems, in J. A. Breye, ed., AAPG Memoir 97, American Association of Petroleum Geologists, p. 89-119.
- Jarvie, D. M., 2014, Components and processes affecting producibility and commerciality of shale resource systems: *Geologica Acta*, v. 12, no. 4, p. 307-325, doi:10.1344/GeologicaActa2014.12.4.3.
- Jarvie, D. M., Jarvie, B. M., Weldon D.W. & Maende A. 2015. Geochemical Assessment of In Situ Petroleum in Unconventional Resource Systems. Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, Texas, USA, 20-22 July.
- Jarvie, D. M. & Maende, A. 2016. Mexico's Tithonian Pimienta Shale: Potential for Unconventional Production. Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, Texas, USA, 1-3 August.
- Jarvie, D. (2018). Correlation of tmax and measured vitrinite reflectance. 1–13. Retrieved from http://www.wildcattechnologies.com/application/files/9915/1689/1979/Dan_Jarvie_Correlation_of_Tmax_and_measured_vitrinite_reflectance.pdf
- Jennings, D. S., and J. Antia, 2013, Petrographic Characterization of the Eagle Ford Shale, South Texas, Mineralogy, Common Constituents, and Distribution of Nanometer-scale Pore Types, in W. Camp, E. Diaz, and B. Wawak, eds., AAPG Memoir 102, American Association of Petroleum Geologists, p. 101-113.
- Jia, C., Zheng, M. & Zhang, Y. 2016. Some key issues on the unconventional petroleum systems. *Petroleum Research* (2016) 2,113-122.
- Jiang, S., Chen, L., wu, Y., Jiang, Z. & McKenna, E. 2017a. Hybrid plays of Upper Triassic Chang lacustrine source rock interval of Yanchang Formation, Ordos Basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 159, pp.182–196.
- Jiang, S., Tang, X., Long, S., McLennan, J., Jiang, Z., Jiang, Z., Xu, Z., chen, L., Xue, G., Shi, X. & He, Z. 2017b. Reservoir quality, gas accumulation and completion quality assessment of Silurian Longmaxi marine shale gas play in

the Sichuan Basin, China. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 39 pp. 203-215.

Juliao, T., Márquez, R., Zamora, W. & Perez, E. 2013. Detailed Organic Geochemical Characterization from Cretaceous Sequence: Potential Unconventional Reservoirs - Shale Gas/Shale Oil, In the Middle Magdalena Valley Basin (MMV), Colombia. AAPG Search and Discovery Article #90166©2013 AAPG International Conference & Exhibition, Cartagena, Colombia, 8-11 September.

Juliao, T., Suárez-Ruiz, I., Marquez, R., Ruiz, B., 2015. The role of solid bitumen in the development of porosity in shale oil reservoir rocks of the Upper Cretaceous in Colombia. *International Journal of Coal Geology*, v. 147 (148), pp. 126–144.

Katz, B. J., 1983, Limitations of "Rock-Eval" pyrolysis for typing organic matter: *Organic Geochemistry*, v. 4, p. 195-199.

Kelemen, S. R., C. C. Walters, D. Ertas, H. Freund, and D. J. Curry, 2006a. Petroleum expulsion part 3. A model of chemically driven fractionation during expulsion of petroleum from kerogen: *Energy & Fuels*, v. 20, no. 1, p. 309-319, doi:10.1021/ef058023s.

Kelemen, S. R., C. C. Walters, D. Ertas, L. M. Kwiatek, and D. J. Curry, 2006b. Petroleum expulsion part 2. Organic matter type and maturity effects on kerogen swelling by solvents and thermodynamic parameters for kerogen from regular solution theory: *Energy & Fuels*, v. 20, no. 1, p. 301-308, doi:10.1021/ef0580220.

Kinley, T. J., Cook, L. W., Breyer, J. A., Jarvie, D. M. & Busbey, A. B. 2008. Hydrocarbon Potential of the Barnett Shale (Mississippian), Delaware Basin, West Texas and Southeastern New Mexico. *AAPG Bulletin*, v. 92, no. 8, pp. 967–991.

Klaver, J., G. Desbois, R. Littke, and J. L. Urai, 2015, BIB-SEM characterization of pore space morphology and distribution in postmature to overmature samples from the Haynesville and Bossier Shales: *Marine and Petroleum Geology*, v. 59, p. 451-466, doi:10.1016/j.marpetgeo.2014.09.020.

Klemme, H. D. & Ulmishek, G. F. 1991. Effective Petroleum Source Rocks of the World: Stratigraphic Distribution and Controlling Depositional Factors. *The American Association of Geologist Bulletin*, V. 75, No 12. pp. 1809-1851.

Kontorovich, A. E., Burshtein, L. M., Malyshev N. A., Safronov, P. I., Gus'kov, S. A., Ershov, S. V., Kazanenkov, V. A., Kim, N. S., Kontorovich, V. A., Kostyreva, E. A., Melenevskiy, V. N., Livshits, V. R., Polyakov, A. A. & Skvortsov, M. B. 2013. Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the Mesozoic–

Cenozoic sedimentary basin of the Kara Sea (basin modeling). *Russian Geology and Geophysics* 54 pp. 917–957.

Labani, M. & Rezaee, R., 2014. The Importance of Geochemical Parameters and Shale Composition on Rock Mechanical Properties of Gas Shale Reservoirs: A Case Study from the Kockatea Shale and Carynginia Formation from the Perth Basin, Western Australia. En: 10, *Rock Mechanics and Rock Engineering*, V. 48, No. 3, P. 1249-1257.

Lafargue, E., J. Espitalie, T. Jacobsen, and S. Eggen, 1990, Experimental simulation of hydrocarbon expulsion: *Organic Geochemistry*, v. 16, no. 1–3, p. 121-131, doi:10.1016/0146-6380(90)90032-U.

Lamus, F., Bayona, G., Cardona, A. & Mora, A. 2013. Procedencia de las Unidades Cenozoicas del Sinclinal de Guaduas: Implicación en la Evolución Tectónica del Sur del Valle Medio del Magdalena y Orógenos Adyacentes. *Boletín de Geología* Vol. 35, N° 1, enero-junio.

Larsen, J. W., and S. Li, 1997, Changes in the macromolecular structure of a type I kerogen during maturation: *Energy & Fuels*, v. 11, no. 4, p. 897-901, doi:10.1021/ef970007a.

Larter, S., and N. Mills, 1991, Phase-controlled molecular fractionations in migrating petroleum charges: *Geological Society, London, Special Publications*, v. 59, no. 1, p. 137-147, doi:10.1144/gsl.sp.1991.059.01.10.

Leythaeuser, D., R. G. Schaefer, and A. Yukler, 1980, Diffusion of light hydrocarbons through near-surface rocks: *Nature*, v. 284, no. 5756, p. 522-525.

Leythaeuser, D., R. G. Schaefer, and A. Yukler, 1982, Role of diffusion in primary migration of hydrocarbons: *AAPG Bulletin*, v. 66, no. 4, p. 408-429.

Leythaeuser, D., R. Littke, M. Radke, and R. G. Schaefer, 1988, Geochemical effects of petroleum migration and expulsion from Toarcian source rocks in the Hils syncline area, NW-Germany: *Organic Geochemistry*, v. 13, no. 1–3, p. 489-502, doi:10.1016/0146-6380(88)90070-8.

Li, Z., Y. Zou, X. Xu, J. Sun, M. Li, and P. Peng, 2016, Adsorption of mudstone source rock for shale oil – Experiments, model and a case study: *Organic Geochemistry*, v. 92, p. 55-62, doi:10.1016/j.orggeochem.2015.12.009.

Littke, R., B. Krooss, A.K. Uffmann, H.-M. Schulz and B. Horsfield. 2011. Unconventional Gas Resources in the Paleozoic of Central Europe. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles*, Vol. 66, No. 6, pp. 953-977.

- Löhr, S. C., E. T. Baruch, P. A. Hall, and M. J. Kennedy, 2015, Is organic pore development in gas shales influenced by the primary porosity and structure of thermally immature organic matter?. *Organic Geochemistry*, v. 87, p. 119-132, doi:10.1016/j.orggeochem.2015.07.010.
- Lopatin, N. V., S. L. ZubairaeV, I. M. Kos, T. P. Emets, E. A. Romanov, and O. V. Malchikhina, 2003, Unconventional oil accumulations in the Upper Jurassic Bazhenov Black Shale Formation, West Siberian Basin: A self-sourced reservoir system: *Journal of Petroleum Geology*, v. 26, no. 2, p. 225-244, doi:10.1111/j.1747-5457.2003.tb00027.x.
- Lorant, F., Jarvie, D. M. & Moretti, I. 2010. Can Conventional Basin Modeling Predict Gas Shale Occurrence? A case Study from the Fort Worth Basin, TX (USA). EAGE Shale Workshop, Nice France.
- Loucks, R. G., R. M. Reed, S. C. Ruppel, and D. M. Jarvie, 2009, Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett Shale: *Journal of Sedimentary Research*, v. 79, no. 12, p. 848-861.
- Loucks, R. G., and R. M. Reed, 2014, Scanning-Electron-Microscope Petrographic Evidence for Distinguishing Organic-Matter Pores Associated with Depositional Organic Matter versus Migrated Organic Matter in Mudrocks: *Gulf Coast Assoc. Geol. Soc.*, v. 3, p. 51-60.
- Lowenstam, H. A., 1981, Minerals formed by organisms: *Science*, v. 211, no. 4487, p. 1126-1131, doi:10.1126/science.7008198.
- Mackenzie, F. T. (2005). *Sediments, Diagenesis, and Sedimentary Rocks. Treatise on Geochemistry*, Elsevier, 2nd. Edition, 446 pp.
- Magoon, L. B. (1987). The petroleum system – a classification scheme for research, exploration, and resource assessment. *U.S. Geological Survey Bulletin*, 1870. 2-15.
- Magoon, L. B., Dow, W. G. (1994). *The Petroleum System*. AAPG Memoir, 60. 3-24.
- Magoon, L. B., Beaumont, E. A. (2000). *Petroleum Systems*. Chapter 3, in: Beaumont, E. A., and Foster, N. H., eds., *Exploring for Oil and Gas Traps*, AAPG, p. 34.
- Mark E. Curtis, Carl H. Sondergeld, Raymond J. Ambrose, and C. S. Rai, 2012, Microstructural investigation of gas shales in two and three dimensions using nanometer-scale resolution imaging: *AAPG Bulletin*, v. 96, no. 4, p. 665-677.

- Martinez, D. A., Mendoza, C., Clavijo, J., Juliao, T. & Márquez, R. 2012. Caracterización Geoquímica de la Formación La Luna en la Parte Noreste de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena a Partir de Datos de Afloramiento. Congreso Latinoamericano de Geoquímica Orgánica. Santa Marta, Colombia, 12-15 de Septiembre.
- Mathia, E. J., L. Bowen, K. M. Thomas, and A. C. Aplin, 2016, Evolution of porosity and pore types in organic-rich, calcareous, Lower Toarcian Posidonia Shale: *Marine and Petroleum Geology*, v. 75, p. 117-139, doi:10.1016/j.marpetgeo.2016.04.009.
- Mavridou, E., Kauerauf, A., Hantschel, T., Kornpihl, D. & Bryant, I. 2010. Petroleum Systems Modeling of the Haynesville Shale Gas Play. EAGE Second Workshop on Exploration Unconventional Resources: Entering an Era of New Exploration Play Concepts.
- McAuliffe, C. D., 1979, Oil and gas migration; chemical and physical constraints: *AAPG Bulletin*, v. 63, no. 5, p. 761-781.
- McCarthy, K., Rojas, K., Niemann, M., Palmowski, D., Peters, K., Stankiewicz, A. (2011). Basin petroleum geochemistry for source rock evaluation. *Oilfield Review*, 23. 32-43.
- McGlade, C., Speirs, J. & Sorrell, S. 2013. Methods of estimating shale gas resources e Comparison, evaluation and implications. *Energy* 59 pp.116-125.
- Melnikov, L., M. Martinov, V. Demin, M. Cherevko, E. Zaray, D. Ezersky, E. Karpekin, P. Weinheber, A. Filimonov, S. Novikov, V. Blinov, and I. Mikhaltseva, 2015, Defining Potentially-Productive Intervals and Evaluating Petrophysical Properties of the Tight-Oil Bazhenov Formation in Western Siberia Using a Suite of Modern Wireline Logs, SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, Society of Petroleum Engineers.
- Miceli, A.2014. Subsurface and outcrop organic geochemistry of the Eagle Ford shale (Cenomanian-Coniacian) in west, southwest, central, and east Texas. PhD. Dissertation, University of Oklahoma, pp.326.
- Milena, R., S. Coleen, M. Luciano, L. Alejandro, R. Matthew, and Q. Juan, 2015, Interference Behavior Analysis in Vaca Muerta Shale Oil Development, Loma Campana Field, Argentina, Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, Texas, USA.
- Milner, M., R. McLin, and J. Petriello, 2010, Imaging Texture and Porosity in Mudstones and Shales: Comparison of Secondary and Ion-Milled Backscatter SEM Methods, Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, Society of Petroleum Engineers.

- Milliken, K. L., M. Rudnicki, D. N. Awwiller, and T. Zhang, 2013, Organic matter–hosted pore system, Marcellus Formation (Devonian), Pennsylvania: AAPG Bulletin, v. 97, no. 2, p. 177-200, doi:10.1306/07231212048.
- Mojica, J. 2009. Cuencas Catatumbo, Cesar – Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. ANH Open Round Colombia 2010.
- Montgomery, S. L., D. M. Jarvie, K. A. Bowker, and R. M. Pollastro, 2005, Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north-central Texas: Gas-shale play with multi–trillion cubic foot potential: AAPG Bulletin, v. 89, no. 2, p. 155-175, doi:10.1306/09170404042.
- Monticone, B. Duval. M., Knispel, P. & Dubille, M. 2011. Shale Oil Potential of the Paris Basin, France. AAPG International Conference and Exhibition, Milan, Italy, October 23-26.
- Mora, A., Parra, M., Strecker, M. R., Kammer, A., Dimaté, C., & Rodriguez, F. 2006. Cenozoic contractional reactivation of Mesozoic extensional structures in the Eastern Cordillera of Colombia. *Tectonics*, v. 25, p. 1-19.
- Mora, A., Casallas, W., Ketcham, R., Gómez, D., Parra, M., Namson, J., Stockli, D., Almendral, A., Robles, W., & Ghorbal, B. 2015. Kinematic restoration of contractional basement structures using thermokinematic models: A key tool for petroleum system modeling. AAPG Bulletin, v. 99, no. 8, p. 1575–1598.
- Moreno, C.J., Horton, B.K., Caballero, V., Mora, A., Parra, M., and Sierra, J. 2011. Depositional and provenance record of the Paleogene transition from foreland to hinterland basin evolution during Andean orogenesis, northern Middle Magdalena Valley Basin, Colombia. *Journal of South American Earth Sciences*, v. 32, p. 246–263.
- Moreno, N., Silva, A., Mora, A., Teson, E., Quintero, I., Rojas, L. E., Lopez, C., Blanco, V., Castellanos, J., Sanchez, J., Osorio, L., Namson, J., Stockli, D. & Casallas, W. 2013. Interaction between thin- and thick-skinned tectonics in the foothill areas of an inverted graben. The Middle Magdalena Foothill belt. Geological Society, London, Special Publications 2013, v.377; p221-255.
- Moretti, I., Rodriguez, G., Mayorga, M. & Mondragon, J. C. 2010. Integrated exploration workflow in the south Middle Magdalena Valley (Colombia). *Journal of South American Earth Sciences* 29 pp. 187–197.
- Mosher, K., J. He, Y. Liu, E. Rupp, and J. Wilcox, 2013, Molecular simulation of methane adsorption in micro- and mesoporous carbons with applications to coal and gas shale systems: *International Journal of Coal Geology*, v. 109–110, no. 0, p. 36-44, doi:10.1016/j.coal.2013.01.001.

- Nie, J., Horton, B.K., Saylor, J.E., Mora, A., Mange, M., Garziona, C.N., Basu, A., Moreno, C.J., Caballero, V., and Parra, M. 2012. Integrated provenance analysis of a convergent retroarc foreland system: U-Pb ages, heavy minerals, Nd isotopes, and sandstone compositions of the Middle Magdalena Valley Basin, northern Andes, Colombia. *Earth-Science Reviews* 110 pp.111–126.
- Ortiz, R., D. 2015. Análisis y correlación de data con parámetros geoquímicos y geomecánicos de una Formación Colombiana. Tesis de grado Universidad Industrial de Santander. 116p.
- Pacheco, J. Y., 2011. Caracterización de facies orgánicas de la Formación Cansona, Cuenca Sinú-San Jacinto a partir de muestras de afloramiento. Tesis de Pregrado, Universidad Industrial de Santander. 139p.
- Pacheco, P. A., Cardona, A. & Cortes, F. 2015. Compositional characterization and storage capacity of shale samples from La Luna and Conejo Formations (Middle Magdalena basin and the Eastern Cordillera): Implications for evaluation of cretaceous shale gas in Colombia. *Boletín De Ciencias De La Tierra*, Vol. 37, pp. 45-53, April.
- Palciauskas, V. V. (1991). Primary migration of petroleum, in: Merrill, R. K., ed., *Treatise of Petroleum Geology Handbook of Petroleum Geology*: Tulsa, Oklahoma, U.S.A., The American Association of Petroleum Geologists, p. 13-22.
- Passey, Q.R., Bohacs, K.M., Esch, W.L., Klimentidis, R., Sinha, S. & Upstream, E. 2010. From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoirs. *CPS/SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition in China 2010*, P. 1707-1735. ISSN 0271-8510. DOI 131350.
- Pepper, A. S., 1992, Estimating the petroleum expulsion behaviour of source rocks: a novel quantitative approach: Geological Society, London, Special Publications, v. 59, no. 1, p. 9-31, doi:10.1144/gsl.sp.1991.059.01.02.
- Pepper, A. S., Corvi, P. J. (1995). Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: Oil and gas generation from kerogen. *Marine and Petroleum Geology*, 12. 291-319.
- Pepper, A. S., Dodd, T. A. (1995). Simple kinetic models of petroleum formation. Part II: oil-gas cracking. *Marine and Petroleum Geology*, 12. 321-340.
- Pérez-Drago, G., Alvis, M., Chenet, P., Medellín, F. 2018. Predicting Recoverable Liquid-Rich Sweet-Spots with PVT Phase Kinetic Modeling: Vaca Muerta Shale, Neuquén Embayment. Conference: AAPG ACE 2018. Theme 3: Finding the

Sweet Spot: New Tools and New Ideas to Get the Most Out of Unconventional Systems IAt: Salt Lake City, Utah. DOI: 10.13140/RG.2.2.21479.34727.

- Perrodon, A. (1992). Petroleum systems: Models and applications. *Journal of Petroleum Geology*, 15. 319-326.
- Peters, K. E. 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG Bulletin*, 70 (1986), pp. 318-329.
- Peters K. E. and Cassa M. R., 1994. Applied source rock geochemistry. In Magoon L. B. and Dow W. G. (eds.) *The petroleum system – from source to trap*. American Association of Petroleum Geologists AAPG, Memoir 60, p. 93-120.
- Peters, K.E., Walters, C.C., and Moldowan, J.M. (2005) *The biomarker guide, Volumes 1 and 2: biomarkers and isotopes in petroleum exploration and earth history*. Second Edition, p. 1155. Cambridge University Press. USA.
- Philippi, G. T., 1965, On the depth, time and mechanism of petroleum generation: *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v. 29, no. 9, p. 1021-1049, doi:10.1016/0016-7037(65)90101-8.
- Pollastro, R. M., Hill, R. J., Jarvie, D. M. & Henry, M. H. 2003. Assessing Undiscovered Resources of the Barnett-Paleozoic Total Petroleum System, Bend Arch–Fort Worth Basin Province, Texas. AAPG Southwest Section Convention Fort Worth, Texas.
- Pollastro, R. M. 2007. Total petroleum system assessment of undiscovered resources in the giant Barnett Shale continuous (unconventional) gas accumulation, Fort Worth Basin, Texas. *AAPG Bulletin* V. 91 (4) pp. 551-578. doi: doi.org/10.1306/06200606007.
- Pollastro, R. M., 2010, Natural Fractures, Composition, Cyclicity, and Diagenesis of the Upper Cretaceous Niobrara Formation, Berthoud Field, Colorado: *The Mountain Geologist*, v. 47, no. 4, p. 135-149.
- Pommer, M., and K. Milliken, 2015, Pore types and pore-size distributions across thermal maturity, Eagle Ford Formation, southern Texas: *AAPG Bulletin*, v. 99, no. 9, p. 1713-1744, doi:10.1306/03051514151.
- Posamentier, H., and Walker, R.G., eds., 2006, *Facies Models Revisited*: SEPM, Special Publication 84.
- Price, L. C., 1976. Aqueous solubility of petroleum as applied to its origin and primary migration: *AAPG Bulletin*, v. 60, no. 2, p. 213-244.

- Ramon, J. C., Dzou, L. & Giraldo, B. 1997. Geochemical evaluation of the Middle Magdalena Basin, Colombia. CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro, Vol. 1 Núm. 3, Dic.
- Ramón, J. C. & Dzou, L. 1999. Petroleum geochemistry of Middle Magdalena Valley, Colombia. *Organic Geochemistry* 30, pp. 249-266.
- Rangel, A. Parra, P. & Niño, C. 2000. The La Luna formation: chemostratigraphy and organic facies in the Middle Magdalena Basin. *Organic Geochemistry* 31 pp.1267- 1284.
- Rangel, A. Moldowan, J. M., Niño, C., Parra, P. & Giraldo, B. N. 2002. Umir Formation: Organic geochemical and stratigraphic assessment as cosource for Middle Magdalena basin oil, Colombia. *AAPG Bulletin*, v. 86, no. 12, pp. 2069–2087.
- Reed, R. M., and R. G. Loucks. 2015. Low-Thermal-Maturity (<0.7% VR) Mudrock Pore Systems: Mississippian Barnett Shale, Southern Fort Worth Basin: Gulf Coast Association of Geological Societies, v. 4, p. 15-28.
- Restrepo-Pace, P. A., Colmenares, F., Higuera, C. & Mayorga, M. 2004. A Fold-and-thrust belt along the western flank of the Eastern Cordillera of Colombia—Style, kinematics, and timing constraints derived from seismic data and detailed surface mapping. *Thrust tectonics and hydrocarbon systems: AAPG Memoir* 82, p. 598– 613.
- Rezouga, N., Mohamed, A. B., Saidi, M. & Bouazizi, I. 2012. Assessment of Unconventional Shale Reservoir: The Fegaguira Fm, Chotts Basin, Tunisia. The North Africa Technical Conference and Exhibition held in Cairo, Egypt, 20–22 February.
- Rice, D. D., Claypool, G. E. (1981). Generation, accumulation and resource potential of biogenic gas. *AAPG Bulletin*, v. 65, pp. 5-25.
- Rickman, R., Mullen, M., Petre, E., Grieser, B. & Kundert, D. 2008. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett Shale. *SPE Annual Technical Conference and Exposition*.
- Rios, C., Castellanos, O. & Casadiego, E. 2016. Microstructural characterization of pore types in unconventional gas reservoirs utilizing FEG-SEM: An example from the Galembo Member of the Cretaceous La Luna Formation, Middle Magdalena Valley Basin (Colombia). *Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales*. V. 40. N. 154. p. 161-175.

- Ritter, U., 2003a, Solubility of petroleum compounds in kerogen: implications for petroleum expulsion: *Organic Geochemistry*, v. 34, no. 3, p. 319-326, doi:10.1016/S0146-6380(02)00245-0.
- Ritter, U., and A. Grøver, 2005, Adsorption of petroleum compounds in vitrinite: implications for petroleum expulsion from coal: *International Journal of Coal Geology*, v. 62, no. 3, p. 183-191, doi:10.1016/j.coal.2004.11.004.
- Rodríguez, E. 2015. Dynamics of petroleum generation, migration, accumulation and leakage: a 3D basin modelling study of the glacially influenced Southwestern Barents Sea. PhD Dissertation Technischen Universität Berlin. 197p.
- Rogers, M.A., 1980. Application of organic facies concepts to hydrocarbon source rock evaluation. In D.H. Welte, chairman, Origin, migration and accumulation of hydrocarbons. Proceedings, Tenth World Petroleum Congress 2: Philadelphia, Heyden and Son Inc., pp.23–30.
- Romero, M. F., Ducros, M., Carpentier, B., Francois, L., Cacas, M. C., Pegaz, S., Wolf, S., Rohais, S. & Moretti, I. 2013. Quantitative evaluation of TOC, organic porosity and gas retention distribution in a gas shale play using petroleum system modeling: Application to the Mississippian Barnett Shale. *Marine and Petroleum Geology* 45 pp. 315-330.
- Romero, M. F., Rouzaud, J. N., Bernard, S., Deldicque, D., Thomas, M. & Littke, R. 2014. Evolution of Barnett Shale organic carbon structure and nanostructure with increasing maturation. *Organic Geochemistry* 71 pp. 7–16.
- Romero, M. F., Pillot, D., Letort, G., Lamoureux-Var, V., Beamont, V., Huc, A. & Littke, R. 2016. New Rock-Eval Method for Characterization of Unconventional Shale Resource Systems. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles* 71, 37.
- Romero, M. F., Ramirez, S. R., Berthe, G., Fleury, M. & Littke, R. 2017. Geochemical and petrophysical source rock characterization of the Vaca Muerta Formation, Argentina: Implications for unconventional petroleum resource estimations. *International Journal of Coal Geology* 184 pp. 27–41.
- Ross, D. J. K., and Bustin, R. M. 2009. The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs: *Marine and Petroleum Geology*, v. 26, no. 6, p. 916-927, doi:10.1016/j.marpetgeo.2008.06.004.
- Sánchez, J., Horton, B.K., Tesón, E., Mora, A., Ketcham, R.A., and Stockli, D.F. 2012. Kinematic evolution of Andean fold-thrust structures along the boundary

between the Eastern Cordillera and Middle Magdalena Valley basin, Colombia. *Tectonics*, v. 31 TC3008, doi:10.1029/2011TC003089.

Sánchez, N., Mora, A., García, D. & Guzman, M. 2013. Hydrocarbon Generation and Charge Models from the Eastern Cordillera to the Llanos Basin. Key Tool in the Quantification of Resources Found in the Llanos Basin and Eastern Foothills. International Conference & Exhibition AAPG ICE. 8-11 September, Cartagena, Colombia.

Sánchez, N., Mora, A., Parra, M., Cortes, M., García, D., Shanahan, T. M., Ramirez, R., Llamasa, O. and Guzman, M. 2015. Petroleum system modeling in the Eastern Cordillera using geochemistry and timing of thrusting and deformation. *AAPG Bulletin*, v. 99, no. 8, p. 1537–1556.

Sandvik, E. I., W. A. Young, and D. J. Curry, 1992, Expulsion from hydrocarbon sources: the role of organic absorption: *Organic Geochemistry*, v. 19, no. 1–3, p. 77-87, doi:10.1016/0146-6380(92)90028-V.

Sarmiento, L. F., Van Wess, J. D., & Cloetingh, S. 2006 Mesozoic transtensional basin history of the Eastern Cordillera, Colombia Andes: Inferences from tectonic models. *Journal of South American Earth Sciences*, v. 21, no 6, p. 383-411.

Sarmiento, L. F. 2011. Geology and Hydrocarbon Potential Regional Geology of Colombia. Middle Magdalena Basin. Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH Estudios técnicos Información geológica y geofísica.

Schanger, S. O., & Jenkyns, H. C. 1976. Cretaceous oceanic anoxic events: causes and consequences. *Geol. Mijnbouw*, v. 55, p. 179-184.

Schenk, H. J., di Primio, R., Horsfield, B. (1997). The conversion of oil into gas in petroleum reservoirs. Part 1, comparative kinetic investigation of gas generation from crude oils of lacustrine, marine and fluviodeltaic origin by programmed-temperature closed-system pyrolysis. *Organic Geochemistry*, 26. 467–481.

Schettler, P. D., Jr., and C. R. Parmely, 1991, Contributions to total storage capacity in Devonian shales, SPE Eastern Regional Meeting, Lexington, Kentucky, USA, Society of Petroleum Engineers, p. 77-88.

Sheikh, N. & Gao, P. H. 2017. Evaluation of shale gas potential in the Lower Cretaceous Sembar Formation, the Southern Indus Basin, Pakistan. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 44, pp.162-176.

Schieber, J., 2010, Common Themes in the Formation and Preservation of Intrinsic Porosity in Shales and Mudstones - Illustrated with Examples Across the

Phanerozoic, SPE Unconventional Gas Conference, Pittsburgh, Pennsylvania, USA, Society of Petroleum Engineers.

Skvortsov, M. B., Dakhnova, S. V., Mozhegova, A. M., Kirsanov, Komkov, I. K. & Paizanskaya, I. L. 2017. Geochemical methods for prediction and assessment of shale oil (case study of the Bazhenov Formation) resources. *Russian Geology and Geophysics* 58, pp. 403–409.

Slatt, R. M., and O'Brien, N. R. 2011, Pore types in the Barnett and Woodford gas shales: Contribution to understanding gas storage and migration pathways in fine-grained rocks: *AAPG Bulletin*, v. 95, no. 12, p. 2017-2030.

Slatt, R. M. and Rodriguez, N. 2012. Comparative sequence stratigraphy and organic geochemistry of gas shales: Commonality or coincidence?. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* V. 8. P. 68 -84.

Slatt, R. M., Philp, P. R., Abousleiman, Y., Singh, P., Perez, R., Portas, R., Marfurt, K. J., Madrid-Arroyo, S., O'Brien, N., Eslinger, E. V. & Baruch, T. 2012. Pore-to-regional-scale Integrated Characterization Workflow for Unconventional Gas Shales. *Shale reservoirs—Giant resources for the 21st century: AAPG Memoir* 97, p. 127– 150.

Sone, H. & Zoback, M. 2013. Mechanical properties of shale-gas reservoir rocks — Part 1: Static and dynamic elastic properties and anisotropy. *Geophysics*. V. 78. No. 5. September.

Stainforth, J. G., and J. E. A. Reinders, 1990, Primary migration of hydrocarbons by diffusion through organic matter networks, and its effect on oil and gas generation: *Organic Geochemistry*, v. 16, no. 1–3, p. 61-74, doi:10.1016/0146-6380(90)90026-V.

Stoneburner, R. 2017. The Eagle Ford Shale Field in the Gulf Coast Basin of South Texas, U.S.A.: A “Perfect” Unconventional Giant Oil Field. *Giant Fields of the Decade 2000–2010: AAPG Memoir* 113, p. 121–140.

Suárez-Ruiz, I., Juliao, T., Suárez-García, F., Marquez, R., Ruiz, B. 2016. Porosity development and the influence of pore size on the CH₄ adsorption capacity of a shale oil reservoir (Upper Cretaceous) from Colombia. Role of solid bitumen. *International Journal of Coal Geology*, v. 159, pp. 1–17.

Sweeney, J. J., Braun, R. L., Burnham, A. K. (1995). Chemical kinetic model of hydrocarbon generation, expulsion, and destruction applied to the Maracaibo basin, Venezuela. *AAPG Bulletin*, 79. 1515-1532.

Taboada, A., Rivera, L., Fuenzalida, A., Cisternas, A., Philip, H., bijwaard, H., Olaya, J. & Rivera, C. 2000. Geodynamics of the northern Andes: Subductions and

intracontinental deformation (Colombia). *Tectonics*, vol. 19, no. 5, pp. 787-813 October.

Thompson-Butler, W., Peters, K. E., Magoon, L. B., Hosford Scheirer, A., Moldowan J. M., Blanco, V. O., Gonzalez, R. E., Graham, S. A., Zumberge, J. E., Wavrek, D. A. 2019. Identification of Genetically distinct petroleum tribes in the Middle Magdalena Valley, Colombia, (in press; preliminary version published online Ahead of Print April 12, 2019). *AAPG Bulletin*, doi: 10.1306/04101918107.

Tissot, B. P., Y. Califet-Debyser, G. Deroo, and J. L. Oudin, 1971, Origin and evolution of hydrocarbons in early Toarcian shales, Paris Basin, France: *AAPG Bulletin*, v. 55, no. 12, p. 2177-2193.

Tissot, B., Durand, B., Espitalié, J., Combaz, A. (1974). Influence of the nature and diagenesis of organic matter in the formation of petroleum. *AAPG Bulletin*, 58. 499-506.

Tissot, B.P. & Welte, D.H. (1984) *Petroleum formation and occurrence*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Germany, pp. 699.

Torres, E. J. 2013. Unconventional Gas Shale Assessment of La Luna Formation, in the Central and South Areas of the Middle Magdalena Valley Basin, Colombia. Master of Science Thesis, University of Oklahoma, 310p.

Turner, W. 2016. Utilization of Chemostratigraphic proxies for generating and refining sequence stratigraphic frameworks in mudrocks and shales. PhD. Dissertation, University of Oklahoma, pp.153.

Tyson R. V., 1995, *Sedimentary Organic Matter. Organic Facies and Palynofacies*. Great Britain, Chapman & Hall.

Ungerer, P., E. Behar, and D. Discamps. 1983. Tentative calculation of the overall volume expansion of organic matter during hydrocarbon genesis from geochemistry data: *Advances in Organic Geochemistry*, p. 129-135.

Ungerer, P., Pelet, R. (1987). Extrapolation of the kinetics of oil and gas formation from laboratory experiments to sedimentary basins. *Nature*, 327. 52-54.

UPME, 2018. Boletín estadístico de minas y energía. Unidad de Planeación Minero Energética. Retrieved from https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/SeccionesInteres/Documents/Bol etines/Boletin_Estadistico_2018.pdf.

Vandenbroucke, M. & Largeau, C. (2007). Kerogen origin, evolution and structure. *Organic Geochemistry*, 38. 719-833.

- Villamil, T. 1998. Chronology, relative sea level history and new sequence stratigraphic model for basinal Cretaceous facies of Colombia, in J. L. Pidell and C. Drake, eds., *Paleogeographic evolution and non-glacial eustasy, northern South America*. Society for Sedimentary Geology (SEPM) Special Publication 58, p. 161-216.
- Villamil, T. 2003. Regional hydrocarbon systems of Colombia and western Venezuela: Their origin, potential, and exploration, in C. Bartolini, R. T. Buffler, and J. Blickwede, eds., *The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation, and plate tectonics*. AAPG Memoir 79, p. 697-734.
- Walles, F., 2004. A New Method to Help Identify Unconventional Targets for Exploration and Development Through Integrative Analysis of Clastic Rock Property Fields. S.I.: Houston Geological Society Bulletin.
- Walters, C. C., H. Freund, S. R. Kelemen, P. Peczak, and D. J. Curry. 2007. Predicting oil and gas compositional yields via chemical structure–chemical yield modeling (CS–CYM): Part 2 – Application under laboratory
- Wang, Q., Wang, Y., Guo, S.-G., Xing, Z.-T. & Liu, Z.-W., 2015. The effect of shale properties on the anisotropic brittleness criterion index from laboratory study. *Journal of Geophysics and Engineering*, V. 12, No. 5. P. 866-874.
- Wang, T. 2016. An organic geochemical study of Woodford shale and Woodford-Mississippian tight oil from central Oklahoma. PhD. Dissertation, University of Oklahoma, pp.326.
- Welker, C., L. Stright, and T. Anderson, 2013, *Geologic Controls on Oil Production from the Niobrara Formation, Silo Field, Laramie County, Wyoming*, AAPG Rocky Mountain Section Meeting, Salt Lake City, Utah, USA, Society of Petroleum Engineers.
- Welte, D. H., Yukler, M. A. (1981). Petroleum origin and accumulation in basin evolution – A quantitative model. *AAPG Bulletin*, 65. 1387-1396.
- Zhang, T., G. S. Ellis, S. C. Ruppel, K. Milliken, and R. Yang, 2012, Effect of organic-matter type and thermal maturity on methane adsorption in shale-gas systems: *Organic Geochemistry*, v. 47, no. 0, p. 120-131, doi:10.1016/j.orggeochem.2012.03.012.
- Zou, F. 2015. Integrated study on sequence stratigraphic framework of deepwater Jackfork group and Woodford shale. PhD. Dissertation, University of Oklahoma, pp.278.