

Caracterización geoquímica de la Formación Gachetá del Cretácico, en el área del Casanare, y su aporte de carga de hidrocarburos como roca generadora de sistemas petrolíferos presentes en la cuenca Llanos Orientales, Colombia

María Paula Cadena-Mejía^{1,2*} ; Fabio Córdoba-Ortiz² ;
Édgar Chajid Kairuz-Hernández³ ; Alejandra Mejía-Molina¹ ;
Nicolás Duque-Valenzuela^{2,4} 

¹Facultad de Ciencias Básicas, Universidad de Pamplona, Villa del Rosario, Colombia.

(*) maria.cadena@unipamplona.edu.co, alejandra.mejia@unipamplona.edu.co

²Gmas S. A. S. Bogotá, Colombia. fcordobaortiz@yahoo.es, nicolas_n_4@hotmail.com

³Neoil Energy, Bogotá, Colombia. ekairuz@hotmail.com

⁴Servicio Geológico Colombiano, Bogotá, Colombia.

Resumen

La caracterización geoquímica de la Formación Gachetá, a partir de las variables geoquímicas de cantidad, calidad y madurez de materia orgánica, permitió identificar un área con mayor potencial generador en el occidente de la zona de estudio, en el departamento de Casanare. Además, la aplicación de la metodología $\Delta \log R$, posibilitó la determinación del intervalo inferior de la Formación Gachetá como el que posee mayor potencial generador. El análisis de los crudos presentes en el área, así como la simulación de eventos de generación y expulsión de hidrocarburos, contribuyeron a la identificación de los sistemas petrolíferos SP1: Chipaque-Guadalupe (.), del cual es originaria la familia de crudos FCO1, y el sistema SP2: Gachetá-Mirador (.), del cual es originaria la familia de crudos FPM. A partir de lo anterior, se postula que los crudos presentes en la plataforma de la cuenca Llanos Orientales, son producto de la mezcla de las dos familias anteriormente mencionadas, definida en este trabajo como GPF.

Palabras clave: Piedemonte llanero; Potencial generador; Metodología $\Delta \log R$; Análisis de crudos; Modelamiento unidimensional.

Geochemical characterization of the Cretaceous Gachetá Formation, in the Casanare area, and its contribution of hydrocarbon charge as a source rock for petroleum systems present in the Llanos Orientales basin, Colombia

Abstract

The geochemical characterization of the Gachetá Formation, based on the geochemical variables of quantity, quality and maturity of organic matter, allowed the identification of an area with greater generating potential in the west of the study area, in the Casanare department. In addition, the

Forma de citar: Cadena-Mejía, M.P.; Córdoba-Ortiz, F.; Kairuz-Hernández, E.C.; Mejía-Molina, A.; Duque-Valenzuela, N. (2024). Caracterización geoquímica de la Formación Gachetá del Cretácico, en el área del Casanare, y su aporte de carga de hidrocarburos como roca generadora de sistemas petrolíferos presentes en la cuenca Llanos Orientales, Colombia. *Boletín de Geología*, 46(3), 13-38. <https://doi.org/10.18273/revbol.v46n3-2024001>

application of the $\Delta \log R$ methodology made it possible to determine the lower interval of the Gachetá Formation as the one with the highest generating potential. Crude oil analysis in the area, as well as the simulation of hydrocarbon generation and expulsion events, contributed to the identification of two oil systems, SP1: Chipaque - Guadalupe (.), from which the FCO1 family originates, and SP2: Gachetá - Mirador (.), from which the FPM family originates. Based on the above, it is postulated that the crude oils present in the platform of the Llanos Orientales Basin are the product of the mixture of the two families mentioned above, defined in this study as GPF.

Keywords: Llanos Foothills; Generative potential; $\Delta \log R$ Methodology; Crude oil analysis; One-dimensional modeling.

Introducción

El presente trabajo se llevó a cabo como producto del desarrollo del proyecto Minciencias – convocatoria 877/2020 “Identificación de nuevas oportunidades exploratorias a partir de la caracterización estratigráfica y estructural de la secuencia cretácica, en la zona de plataforma de la cuenca Llanos Orientales de Colombia”, desarrollado por el grupo de investigación GMAS, en alianza con Neoil Energy y la Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo (ACGGP), con el objetivo de lograr un mayor entendimiento regional de la secuencia cretácica, a partir de la integración de los modelos estratigráfico, estructural y geoquímico.

En esta investigación se alcanza un entendimiento detallado del potencial de generación de hidrocarburos

de las unidades cretácicas, en especial de la Formación Gachetá, en el sector del Casanare, en la cuenca Llanos Orientales, que permitirá identificar nuevos *plays* o áreas de interés exploratorio a prospectar en la zona; que permita, en el corto y mediano plazo, un aumento en recursos y reservas de hidrocarburos en esta cuenca y en el país. La cuenca Llanos Orientales abarca los departamentos de Casanare, Arauca, Meta y Vichada. Sus límites son: al norte (N) con el límite político con Venezuela; al este (E) con el Escudo de Guyana (GS); al sur (S) con la Serranía de La Macarena, el Arco del Vaupés y rocas metamórficas del Precámbrico; y al oeste (W) con el Sistema de Fallas de la Cordillera Oriental (UPME, 2018). El área de estudio corresponde a 41.188 km², en el departamento del Casanare (Figura 1).

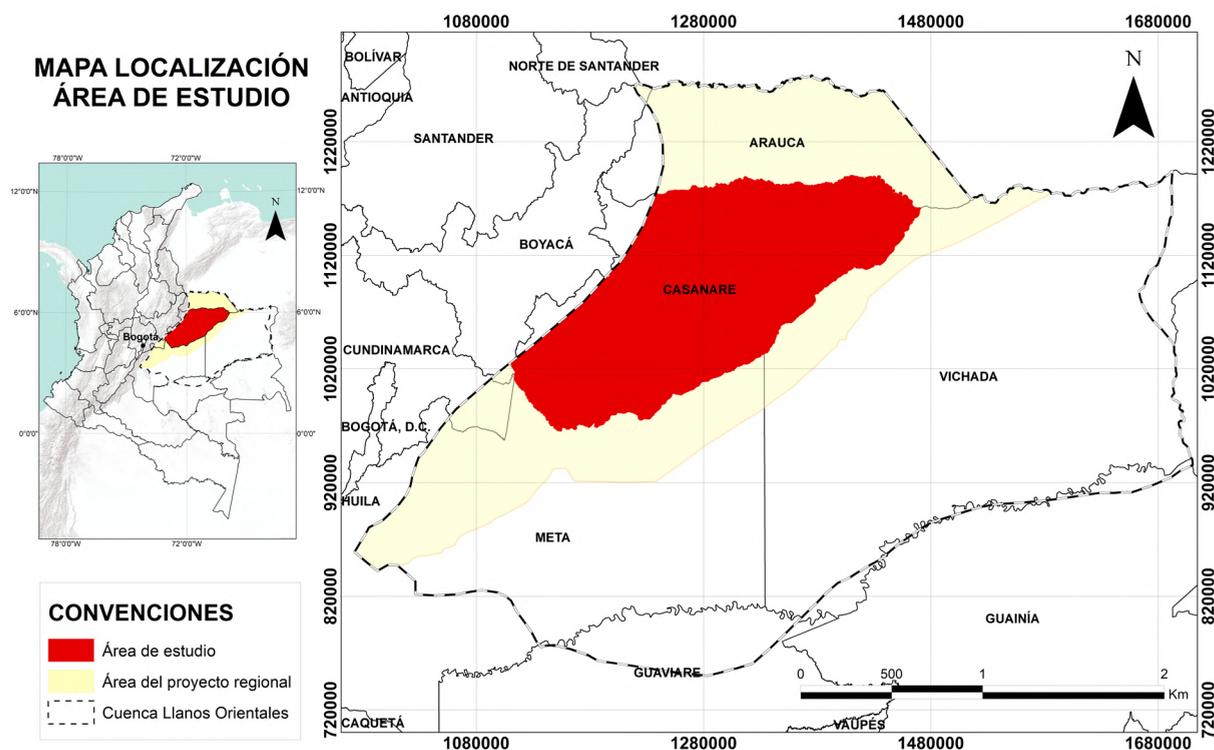


Figura 1. Mapa de localización del área de estudio.

Marco geológico/regional

Evolución geológica y tectónica

La cuenca Llanos Orientales ha sido descrita por varios autores como una cuenca antepaís, en la cual se pueden identificar rocas con edades desde el Paleozoico hasta el Cenozoico tardío. Debido a su cercanía con la Cordillera Oriental, es importante considerar que su evolución geológica y petrolífera está ligada a esta, especialmente a lo largo del Mesozoico con la actividad tectónica que derivó en la separación de Pangea, y durante el Cenozoico con los procesos que resultaron en la exhumación de la Cordillera Oriental y la configuración tectónica actual. Estos procesos afectaron ambas cuencas en cuanto a la formación de trampas y la cronología de eventos de expulsión y migración de hidrocarburos. La necesidad de entender los procesos que han derivado en la producción de hidrocarburos en la cuenca se basa en la gran importancia que esta ha tenido para la producción de petróleo en Colombia desde la década de los 90 (Cediel *et al.*, 2003; Bayona *et al.*, 2008; Sarmiento, 2011; Mora, 2015; Duarte *et al.*, 2017).

Estratigrafía

La columna sedimentaria (Figura 2) generalizada de la cuenca Llanos Orientales, a partir de los pozos perforados, está representada por rocas desde el Precámbrico, que corresponden al basamento, suprayacido por rocas paleozoicas, mesozoicas y cenozoicas, las cuales están separadas por tres grandes discordancias regionales, que se localizan en la base del Paleozoico, Cretácico superior y Eoceno medio (ANH, 2012).

Formación Gachetá: la Formación Gachetá muestra cambios notables en sus características estratigráficas, producto de los efectos de las paleobatimetrías alcanzadas durante procesos tectónicos que generaron grandes cambios tectonoestratigráficos en la cuenca (Sarmiento, 2011). Corresponde a una unidad de roca ampliamente distribuida en el flanco este de la Cordillera Oriental. Recibe diferentes nombres dependiendo de su localización, lo cual genera confusión en su entendimiento regional. Se encuentra distribuida en diferentes cuencas de Colombia, donde se le conoce como Grupo Villeta, y formaciones Chipaque, Gachetá, La Luna y San Rafael (Vásquez-Zuluaga, 2015).

De acuerdo con Quijano-López y Valcárcel-Maldonado (2015), la Formación Gachetá es del Turoniano temprano al Coniaciano (93-89 Ma); aunque, por otro

lado, Piedrahíta-Lorduy (2016) afirma que es un poco más antigua desde el Cenomaniano al Turoniano (100-93 Ma); de la misma manera UPME (2018) ubica esta unidad entre el Turoniano al Campaniano (93-72 Ma).

Se encuentra constituida por una secuencia de lutitas negras a grises oscuras, intercaladas con arcillolitas grises, con desarrollos menores de areniscas y contenido variable de glauconita, con presencia ocasional de pequeños niveles calcáreos (Quijano-López y Valcárcel-Maldonado, 2015). Algunas lutitas son ricas en materia orgánica, en especial las localizadas en la base, que representan la superficie de máxima inundación de la secuencia cretácica. Contiene algunas intercalaciones de areniscas y calizas depositadas en ambientes marinos de plataforma externa, un espesor promedio de entre 300 y 600 pies que aumenta hacia el noroccidente. Presenta un contacto infrayacente transicional y suprayacente erosivo (Piedrahíta-Lorduy, 2016). En general, se evidencia un aumento en material arenoso hacia el norte y oriente de la cuenca Llanos Orientales, esto representa facies más proximales, lo que, a su vez, afectaría su calidad como roca generadora y sello en estos sectores, al contrario de los sectores donde predomina su carácter lutítico (Kairuz *et al.*, 2023).

La unidad infrayacente es la Formación Une, constituida principalmente de areniscas con algunas intercalaciones de lutitas o limolitas de poco espesor. Esto permite que haya un contraste bien marcado entre ambas unidades, por lo que se identifica un contacto neto. Sin embargo, hacia la parte norte de la cuenca, la Formación Gachetá se torna arenosa y en ocasiones no es tan clara esa superficie de máxima inundación (Kairuz *et al.*, 2023).

La unidad suprayacente y superior de la secuencia cretácica es la Formación Guadalupe, constituida por areniscas con niveles delgados de limolitas. El contacto de la Formación Gachetá con esta unidad va de transicional a neto.

Para esta unidad, a partir de los registros de pozo, se identificaron electrofacies que muestran: a) patrones de apilamiento agradacionales, que representa un ambiente de deposición que se ha interpretado de plataforma interna o de prodelta tipo rampa distal *offshore*; b) patrones progradacionales (tipo embudo) en secuencias granocrecientes que representan areniscas de planicie costera con influencia mareal o barras de arena en un ambiente de tipo *offshore* a *shoreface* superior, asociados a una línea base regresiva; y

c) patrones retrogradacionales (tipo campana) que también representan areniscas de planicie costera con influencia mareal, pero con una línea base de tipo transgresivo (Kairuz *et al.*, 2023). En resumen, las lutitas de esta unidad se definen como de plataforma interior marina poco profunda que representan la máxima transgresión (MFS) del Cretácico hacia el este y sureste, sobre el Escudo de Guyana y los niveles de areniscas que corresponden a planicie costera con influencia mareal.

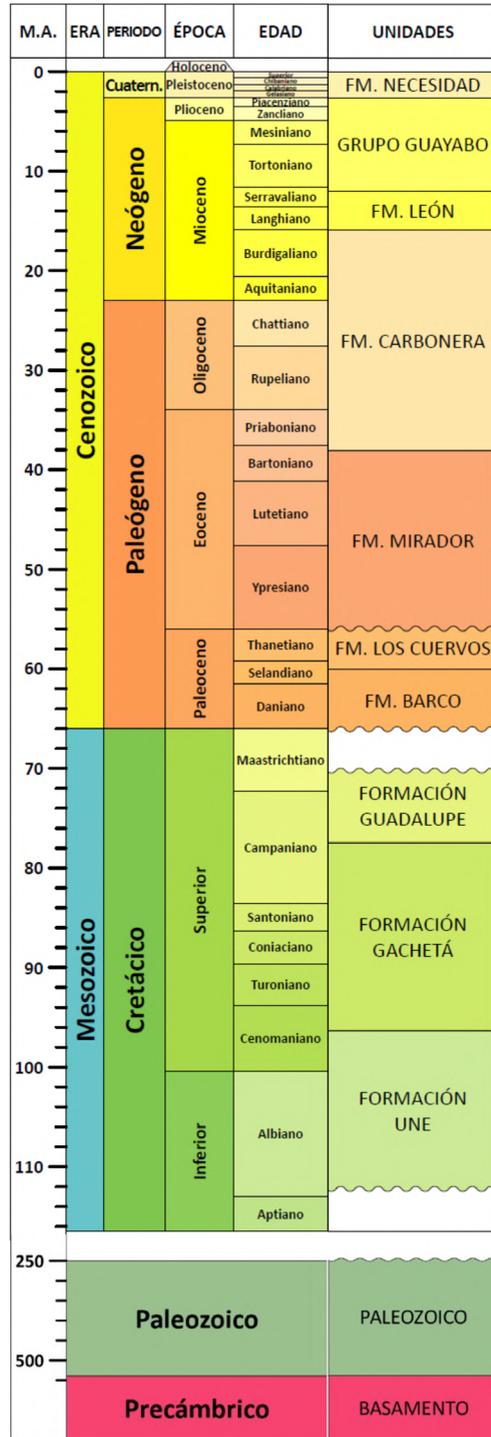


Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Llanos Orientales. Modificada de Kairuz *et al.* (2023).

Metodología

Para caracterizar geoquímicamente el potencial generador de la Formación Gachetá, la información geoquímica se compiló del Atlas Geoquímico del 2010 (ANH *et al.*, 2010) y de la fase analítica de crudos realizada por HPO Global Ventures Resources Colombia para la ANH (HPO; ANH, 2015). Además, se llevaron a cabo 6 correlaciones estratigráficas en un total de 21 pozos seleccionados en el área de estudio, a partir de registros eléctricos convencionales. Las correlaciones estratigráficas realizadas permitieron subdividir la Formación Gachetá en 4 miembros, que se detallan a continuación, de base a techo: el primer miembro es el inferior (intervalo A), donde se presenta un predominio de material arcilloso. El miembro suprayacente (intervalo B) presenta dominio de material arenoso hacia el norte del área de estudio, pero en el sur se encuentra influencia de material arcilloso; el siguiente miembro (intervalo C) muestra un contenido principalmente arcilloso en la mayoría de los pozos. Finalmente, el miembro más superior (intervalo D) presenta intercalaciones de material arenoso y arcilloso, aunque el contenido arenoso, en general, va en aumento hacia la zona norte y oriental.

Evaluación de la roca generadora

En esta investigación se utilizan los parámetros descritos en Peters y Cassa (1994) para evaluar la roca generadora, que corresponde a la Formación Gachetá. En la caracterización de la cantidad de la materia orgánica se tuvo en cuenta el carbono orgánico

total (% COT) actual, los picos S1 (que corresponde a los promedios actuales de hidrocarburos libres) y S2 (potencial generador o potencial remanente) del proceso de pirólisis. Para determinar la calidad de la materia orgánica, se tiene en cuenta el índice de hidrógeno (IH), calculado a partir de datos de pirólisis, para definir, complementado con datos de análisis visual de la materia orgánica, el tipo de kerógeno presente. Finalmente, la caracterización de la madurez se basa en dos parámetros: temperatura máxima (T_{máx}) que marca la ventana de generación de hidrocarburos y la reflectancia de la vitrinita (Ro); este último es el parámetro principal para esta variable por su amplio rango de madurez.

En la [Tabla 1](#), se muestran los valores promedios de las variables geoquímicas analizadas, y a partir de las cuales se realizaron los mapas correspondientes de cada variable geoquímica para evaluar la roca generadora, obteniéndose una distribución geográfica de estos parámetros. Es importante destacar que, en el caso del promedio de la temperatura máxima (T_{máx}), se revisó el valor de S2 (potencial generador), obtenido durante la pirólisis, ya que es posible que, si este último es muy bajo, el valor de T_{máx} no sea confiable. Por otro lado, se realizaron los siguientes gráficos: % COT vs. S1 + S2, IH vs. IO, y IH vs. T_{máx}. En el caso del parámetro S1 + S2, corresponde al potencial genético y representa la cantidad máxima de hidrocarburos que podría originar una roca generadora suficientemente madura (McCarthy *et al.*, 2011).

Tabla 1. Datos geoquímicos promedios de % COT, S1, S2, S3, IH, IO, T_{máx}, y % Ro de los pozos seleccionados.

Pozo	COT (% peso)	S1 (mg HC/ g roca)	S2 (mg HC/ g roca)	S3 (mg/ g roca)	IH (mg HC/ g roca)	OI (mg CO ₂ / g roca)	T _{máx} (°C)	% Ro
Altair-1	0,38	0,11	0,46	0,55	-	-	432	-
Camungo-1	0,70	-	1,4	-	260	-	427	-
Casanare-1	1,77	0,20	5,69	1,44	352	108	437	0,60
Drago-1	0,99	0,23	2,54	0,70	199	55	433	0,55
Entrerriós-1	1,40	-	-	-	44	44	434	0,41
Estero-1	0,75	0,02	0,62	0,29	80	39	433	-
Jaripeo-1	1,37	0,47	6,34	0,32	274	14	441	-
La Cabaña-1	0,74	0,30	0,97	0,85	131	111	437	0,83
La María-1	1,13	0,57	2,01	0,46	175	44	434	0,87
La Punta-1	0,76	0,02	0,23	0,18	32	32	463	-

Continuación Tabla 1.

Pozo	COT (% peso)	S1 (mg HC/ g roca)	S2 (mg HC/ g roca)	S3 (mg/ g roca)	IH (mg HC/ g roca)	OI (mg CO ₂ / g roca)	T _{máx} (°C)	% Ro
Las Mercedes-1	0,58	-	-	-	41	52	433	0,50
Leticia-1	1,77	-	-	-	196	100	430	-
Mare Mare-1	0,61	0,05	0,36	0,65	59	107	443	-
Morichito-1	0,69	0,03	0,25	1,39	34	185	442	-
Palmero-1	1,01	0,42	6,77	0,45	204	14	437	-
Pore-1	0,84	-	-	-	94	20	439	0,54
Rancho Hermoso-1	1,61	-	-	-	185	19	434	0,45
Rondón-1	1,21	0,06	1,2	0,15	126	12	435	0,70
San Joaquín-1	0,51	-	-	-	71	297	432	0,32
Santa María-1	0,96	0,38	-	-	239	55	428	0,57
Santiago-1	0,61	-	-	-	-	-	-	0,60

Técnica Δ Log R: la técnica Δ Log R es un método práctico, desarrollado por [Passey et al. \(1990\)](#) para identificar y calcular el contenido de carbono orgánico total (COT) en rocas ricas en materia orgánica, a partir de registros convencionales de pozos. El método consiste en la superposición del registro de resistividad, preferiblemente el de lectura profunda, y el registro sónico, ambos escalados adecuadamente en una relación de 100 microsegundos por pie por cada 2 ciclos logarítmicos resistivos. También es posible realizarlo, adicionalmente con el registro de densidad y porosidad neutrón, dado que estos también responden a la presencia de materia orgánica.

Las 2 curvas pueden ser paralelas entre sí, en rocas de tamaño fino y con bajo contenido de materia orgánica, por lo que esta zona será la base de la superposición ([Figura 3](#)). En las rocas reservorio de hidrocarburos o en rocas no reservorios, pero ricas en materia orgánica, ocurre una separación de las curvas, la cual corresponde al parámetro Δ Log R. Esta separación indica intervalos ricos en materia orgánica y ocurren por los siguientes

efectos: en el caso de la curva de porosidad, responde a la presencia de kerógeno de baja densidad y velocidad; mientras que, en la curva de resistividad, responde al fluido de formación ([Passey et al., 1990](#)).

Otro parámetro importante para la determinación del Δ Log R es: *Level of Organic Metamorphism* (LOM), es una escala que permite definir el nivel de madurez térmica. Por muchos años ha sido utilizado como escala del rango de carbón, estudiando los procesos de carbonización, y recientemente se ha usado para comparar las etapas del metamorfismo orgánico en rocas generadoras de petróleo. Se midió indirectamente, a partir del índice de las características del carbón, del índice de alteración termal y mediante la reflectancia de la vitrinita ([Hood et al., 1975](#)).

La técnica Δ Log R se aplicó a los 21 pozos seleccionados, como método complementario en este trabajo, para evaluar la riqueza orgánica y correlacionar con los datos de laboratorio.

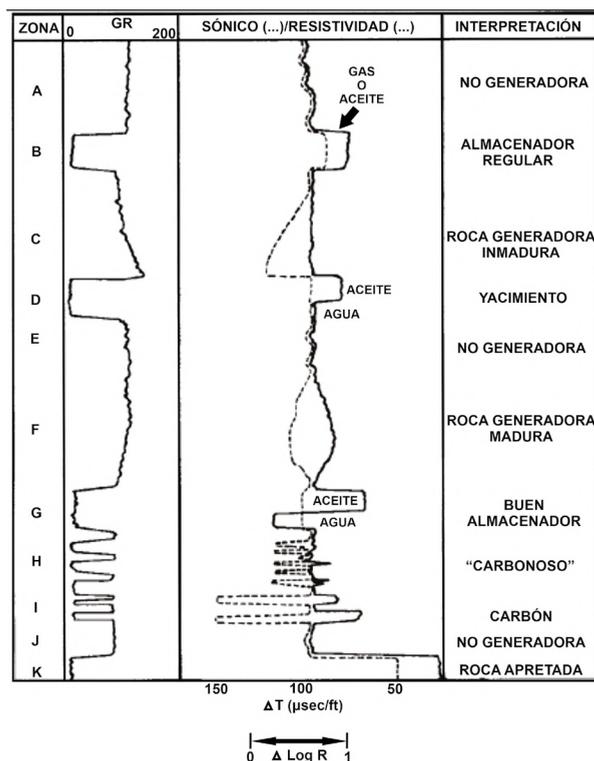


Figura 3. Guía esquemática del registro sónico y resistividad, donde se evidencia una amplia variedad de características observadas en la superposición de los registros. Modificado de Passey *et al.* (1990).

Análisis de crudos

La interpretación de crudos permite entender las condiciones de deposición, el grado de madurez que pudo alcanzar en su generación y las condiciones actuales de preservación o biodegradación (Guzmán, 2010). En este trabajo se realiza el análisis de crudos, a partir de tres variables: facies generadora, estado de evolución termal y grado de preservación (Peters *et al.*, 2005). También, se realiza la identificación de las familias de crudos presentes en el área de estudio: esto es clave para cartografiar el sistema petrolífero en la cuenca.

Modelamiento unidimensional

El modelamiento 1D se realiza para identificar posibles eventos de generación y volumen de expulsión de los hidrocarburos en el área de interés, que permitan estimar los volúmenes de hidrocarburos generados y expulsados, así como el tiempo de generación. Esta información es clave para cartografiar el volumen de roca generadora activa y generar la carta de eventos. El modelamiento unidimensional se realizó utilizando el programa *Genesis*, desarrollado por *Zetaware Inc.*

El software *Genesis* requiere varios datos de entrada para lograr una simulación acertada, tales como: a) información de la columna estratigráfica (formaciones, espesores, porcentajes litológicos y edades); b) información geoquímica de roca (% carbono orgánico total, índice de hidrógeno, tipo de kerógeno, % reflectancia de vitrinita y temperatura máxima); c) información sobre la temperatura de fondo de pozo. Es importante mencionar en cuanto a la información de la columna estratigráfica, que las edades base de las unidades se establecieron a partir de la columna estratigráfica general elaborada por Kairuz *et al.* (2023). Una vez cargada la información, se realizó la calibración térmica del modelo, comparando las temperaturas de fondo de pozo corregidas y los datos de % Ro contra curvas teóricas definidas en el software.

El modelo térmico utilizado es transiente o transitorio a la base de la litosfera; este es el modelo por defecto del programa. Así mismo, en la Figura 4, se muestra la calibración realizada para el pozo La María-1; este es el pozo analizado con mayor madurez térmica.

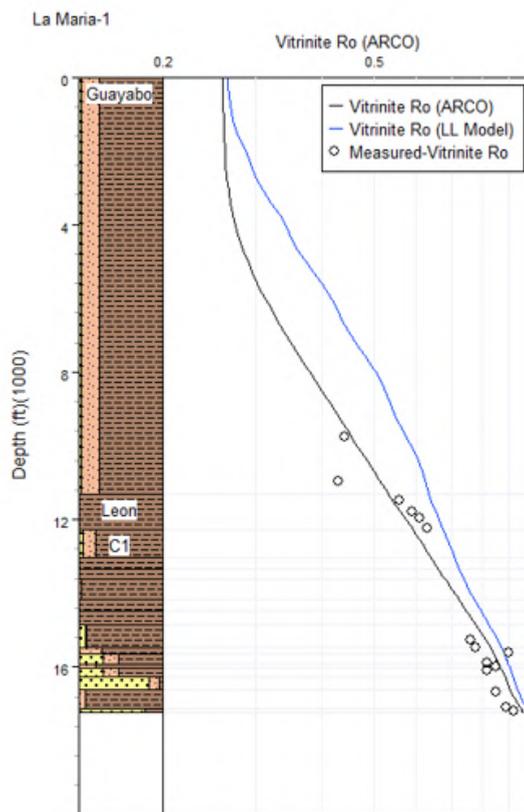


Figura 4. Calibración para el modelamiento unidimensional del pozo La María-1.

Resultados obtenidos

Evaluación de la roca generadora

Cantidad de materia orgánica: el contenido de materia orgánica actual (% COT) para la Formación Gachetá, muestra un aumento en contenido de materia orgánica, donde los valores promedios van desde 1,01% hasta 1,77%, hacia la parte central y la zona occidental (W) del área de estudio (Figura 5A). Para el caso de los promedios actuales de hidrocarburos libres (S1), estos indican la cantidad de hidrocarburos generados en el subsuelo que pueden destilarse o expulsarse en el proceso de pirólisis. En el área de estudio (Figura 5B) muestran valores clasificados principalmente como pobres y regulares. La tendencia que se evidencia presenta un aumento hacia el suroccidente (SW) del departamento de Casanare. Así mismo, el potencial generador o potencial remanente (S2), hace referencia a la cantidad potencial de hidrocarburos que podría seguir generando la roca si se continúa el proceso de maduración térmica (McCarthy *et al.*, 2011). Esta capacidad puede ser original si la roca está inmadura, o remanente si ya ha generado algunos hidrocarburos y aún le queda algún potencial generador. En el área de estudio (Figura 5C), se presenta en aumento hacia el SW y NW, se clasifica con un potencial generador bueno y mantiene la tendencia en aumento hacia el occidente del área de estudio.

La Figura 6 destaca que la Formación Gachetá, en los pozos Casanare-1 (ubicado al norte del departamento de Casanare), Jaripeo-1 y Palmero-1 (ubicados al sur del departamento de Casanare), presenta muy buenos valores de % COT y buena relación de S1 + S2. Este último parámetro indica que los pozos mencionados presentan un buen potencial genético, es decir que, si el proceso de maduración continuara, la roca podría producir una cantidad importante de hidrocarburos. A su vez, en los pozos La María-1, Drago-1 y La Cabaña-1, la Formación Gachetá presenta valores regulares a buenos de % COT y valores pobres a regulares de potencial genético.

Calidad de materia orgánica: según los promedios actuales de IH en el área de estudio (Figura 5D), la Formación Gachetá muestra el predominio de kerógeno tipo III (origen continental), potencial generador principalmente de gas. A su vez, se presenta una franja

en aumento de este parámetro hacia el occidente del área de estudio, donde se localiza el pozo Jaripeo-1, que presenta un valor de IH que corresponde a una mezcla entre kerógeno tipo II (origen marino)/III, generador de aceite y gas. Se resalta un aumento en el valor de IH hacia el NW del área de estudio, como se observa en el pozo Casanare-1 con la presencia de kerógeno tipo II, generador de aceite.

A partir del gráfico de van Krevelen modificado (Figura 7), también se evaluó la calidad de la materia orgánica. En este caso se evidencia una predominancia en los pozos de una mezcla de kerógeno tipo II/III con potencial de generar gas y aceite. Se observa que el pozo Casanare-1 presenta mayor contenido de IH, en comparación con los demás pozos. Algunos otros pozos (San Joaquín-1, Morichito-1, Mare Mare-1, Las Mercedes-1, La Punta-1, Entrerríos-1,) presentan muy bajo contenido en IH, por lo que algunas muestras corresponden a kerógeno tipo IV, el cual es inerte. Con predominio de kerógeno tipo III, se encuentran los pozos La Cabaña-1, Estero-1, Pore-1, La María-1, Leticia-1 y Drago-1. Los pozos restantes presentan tendencia a la zona de mezcla entre kerógeno tipo II/III.

Madurez térmica: de acuerdo con el mapa de temperatura máxima realizado (Figura 5E), se evidencia en el área de estudio que, hacia el este de Casanare, se presenta inmadurez con valores menores a 435°C. Por el contrario, hacia el occidente y parte del suroccidente del departamento, se exhibe una franja de temperatura que alcanza el rango de 435-445°C, lo cual corresponde a una fase de madurez temprana.

En la Figura 8, se puede observar que el pozo Casanare-1 presenta los valores más altos de IH, se ubica en kerógeno tipo II y se encuentra en una fase de madurez temprana que marca la ventana de generación de hidrocarburos. El pozo Jaripeo-1 (al sur de Casanare), con valores correspondientes a kerógeno tipo II y tipo II/III presenta una madurez temprana a pico. De igual manera, resulta importante destacar que en los pozos La María-1 y La Cabaña-1, la Formación Gachetá presenta valores correspondientes a kerógeno tipo II/III y tipo III, con una madurez principalmente temprana.

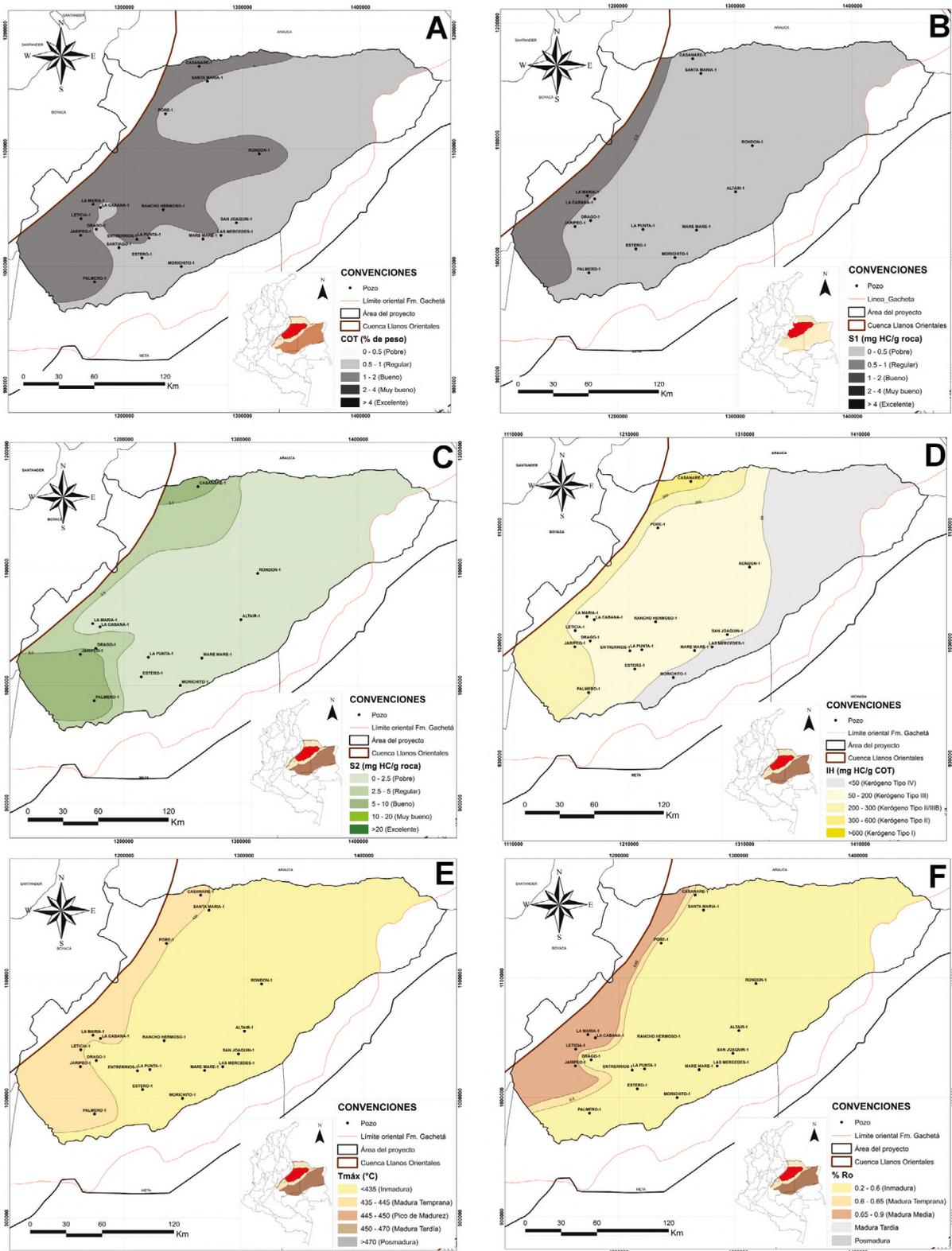


Figura 5. Mapas de variables geoquímicas analizadas en el área de estudio: **A.** valores promedio de contenido orgánico actual total (COT %). **B.** valores promedio de S1 (mg HC/g roca) actual. **C.** valores promedio de S2 (mg HC/g roca) actual. **D.** valores promedio de índice de hidrógeno (mg HC/g COT) actual. **E.** valores promedio de temperatura máxima (Tmáx °C). **F.** valores promedio de porcentaje de reflectancia de vitrinita (% Ro).

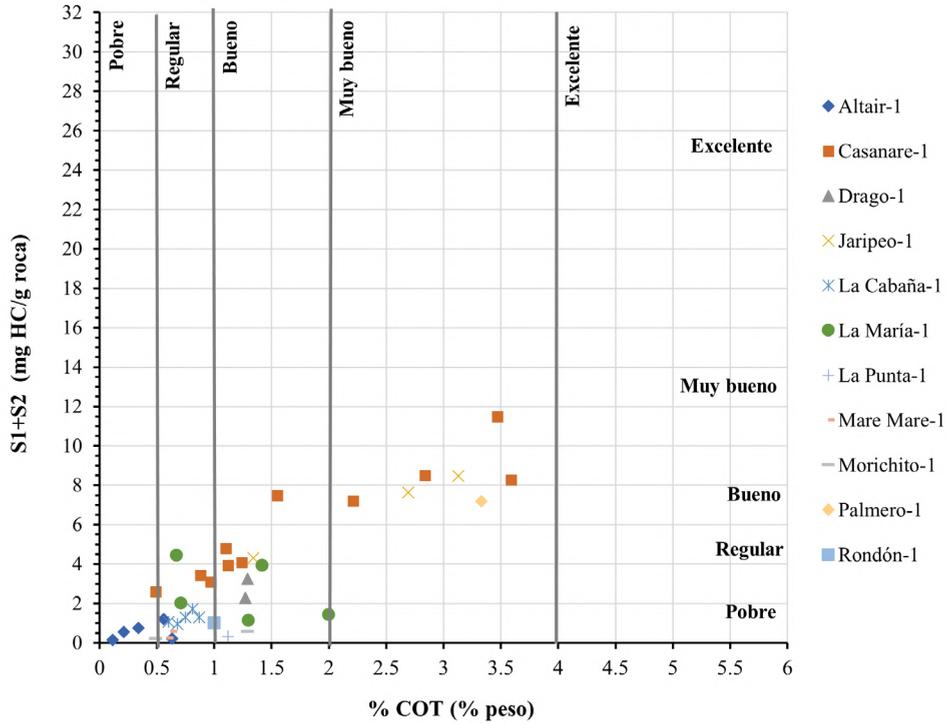


Figura 6. Gráfico % COT vs. S1 + S2, Formación Gachetá, provincia Casanare, cuenca Llanos Orientales.

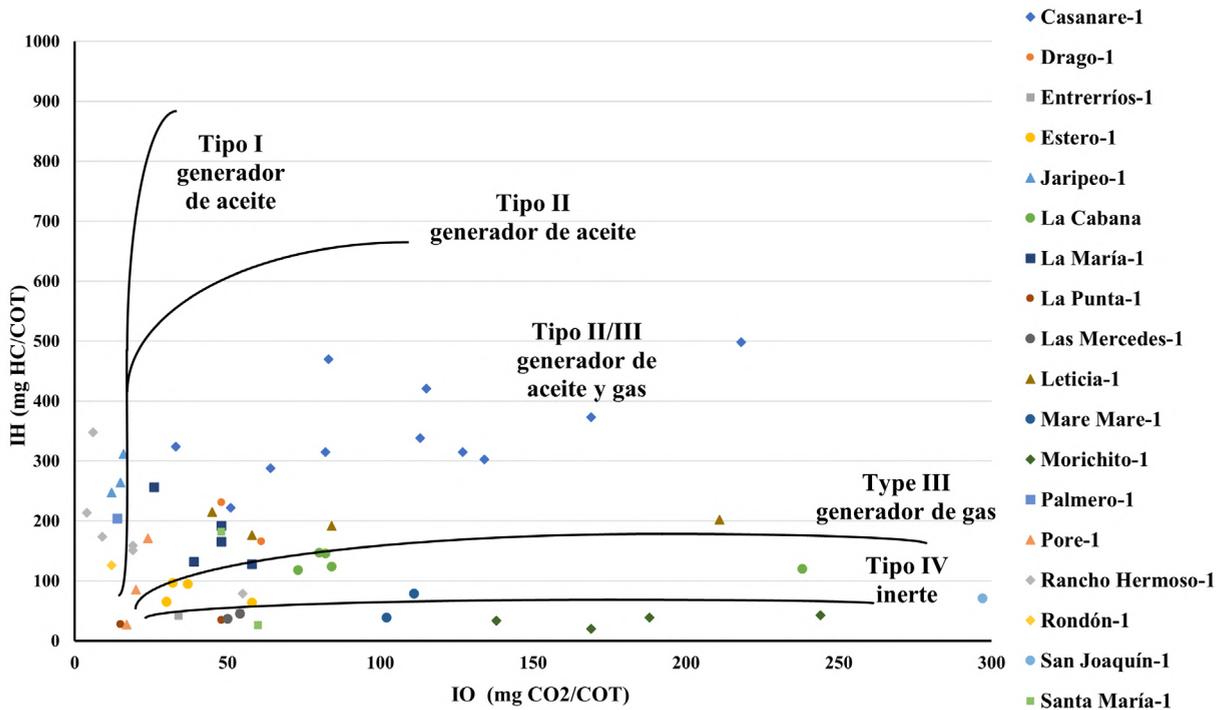


Figura 7. Gráfico modificado de van Krevelen IH vs. IO, área de estudio Casanare, cuenca Llanos Orientales. Modificado de van Krevelen (1961).

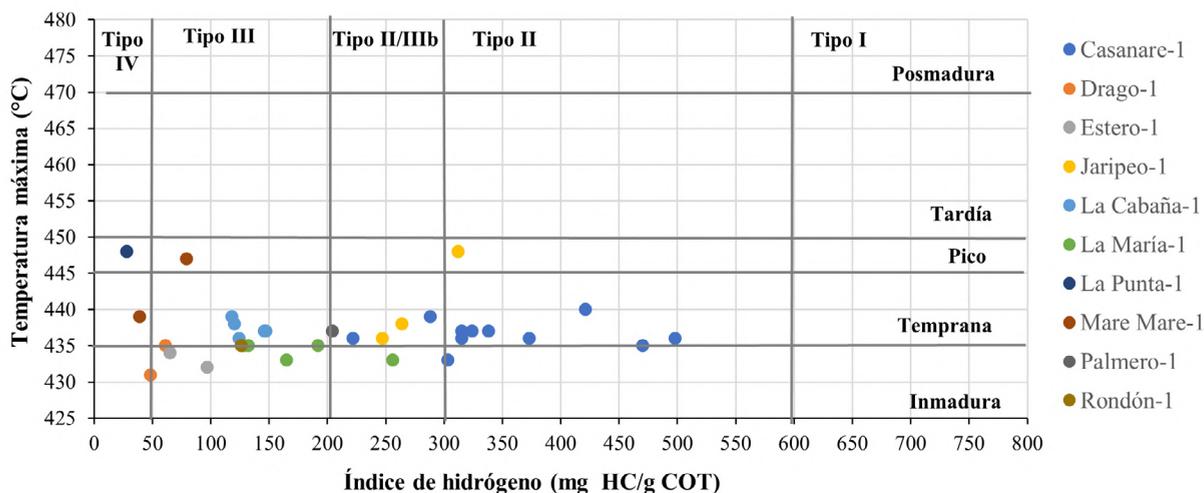


Figura 8. Gráfico índice de hidrógeno vs. temperatura máxima, Formación Gachetá, provincia Casanare, cuenca Llanos Orientales.

En el caso de la reflectancia de vitrinita (% Ro), el mapa realizado para el área de estudio (Figura 5F) indica una tendencia en aumento de la madurez hacia el occidente del departamento de Casanare, donde se presenta una delgada franja de madurez temprana, en los pozos Casanare-1 y Santiago-1. A su vez, se presenta una madurez media en los pozos La María-1 y La Cabaña-1 más hacia el W, lo que corresponde al piedemonte llanero.

Definición del intervalo neto con potencial generador a partir de la metodología Δ Log R: la metodología aplicada permitió evidenciar una mayor deflexión de las curvas en el intervalo inferior de la Formación Gachetá (Figura 9), denominado intervalo A. Se resalta que, la superposición en los intervalos de tamaño fino y con bajo contenido orgánico, se hacía cada vez más complicada hacia el este (E) del área de estudio, esto debido al cambio de facies presente, que ocasionaba un comportamiento distinto en los registros eléctricos. Por lo que no fue posible, cuantificar los valores de la curva calculada de % COT, ya que resultaban ser demasiado altos, y se desviaban mucho de los datos medidos en laboratorio. Por ende, tampoco se definió la calidad de la materia orgánica presente, y debido a estas limitaciones, el ejercicio solo se utilizó de manera cualitativa, con el objetivo de estimar el posible intervalo neto con potencial generador en el área de Casanare.

El espesor del intervalo A corresponde al intervalo neto con potencial generador estimado, y se determinó

que este aumenta en sentido E-W, desde 40 pies hasta valores mayores a 150 pies (Figura 10). Se correlacionó el % COT, % Ro y el área de expulsión de hidrocarburos, y fue posible determinar que el espesor neto maduro, es decir en área de generación y expulsión, corresponde a valores mayores a 150 pies.

Familias de crudos

Varios autores han reconocido la existencia de al menos 4 familias de crudos en la cuenca Llanos Orientales, basados en información geoquímica y análisis de crudos (Palmer y Russell, 1988; Rangel et al., 1991; Sarmiento, 2011; Riaño-Hincapié, 2020). En Kairuz et al. (2023) se revisaron e interpretaron datos geoquímicos de 47 pozos en el departamento de Casanare (cuenca Llanos Orientales) y 40 pozos ubicados en la Cordillera Oriental y piedemonte llanero. Esta interpretación permitió reconocer 2 familias de hidrocarburos a partir de la información disponible: la familia Piedemonte (FPM) y la familia Cordillera Oriental (FCO); el ambiente de depositación de las rocas generadoras fue la principal diferencia entre estas: marino proximal para FPM y marino distal para FCO1. De igual manera, se reconoce la existencia de un grupo de crudos producto de una mezcla entre las 2 familias mencionadas anteriormente, al cual se le da el nombre de grupo plataforma (GPF) (Figura 11). Esta clasificación regional se realizó con base en las facies generadoras, el estado de evolución termal y el grado de preservación de los crudos.

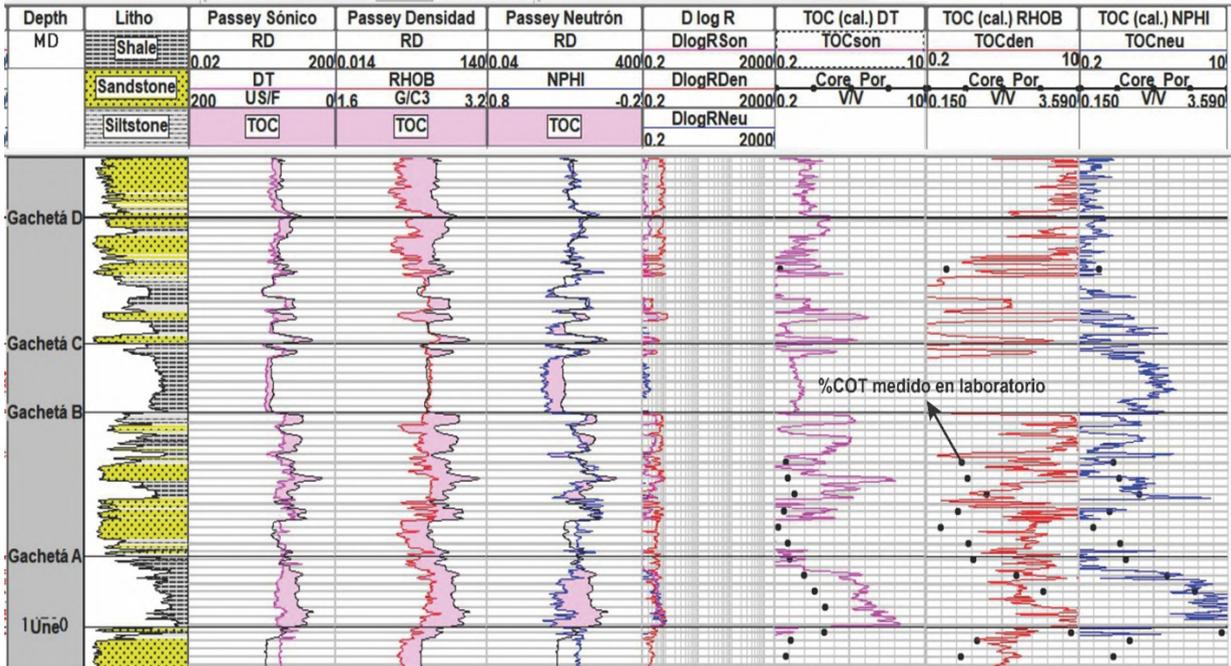


Figura 9. Pozo Casanare-1ST. Estimativo del % COT a partir de la metodología $\Delta \log R$.

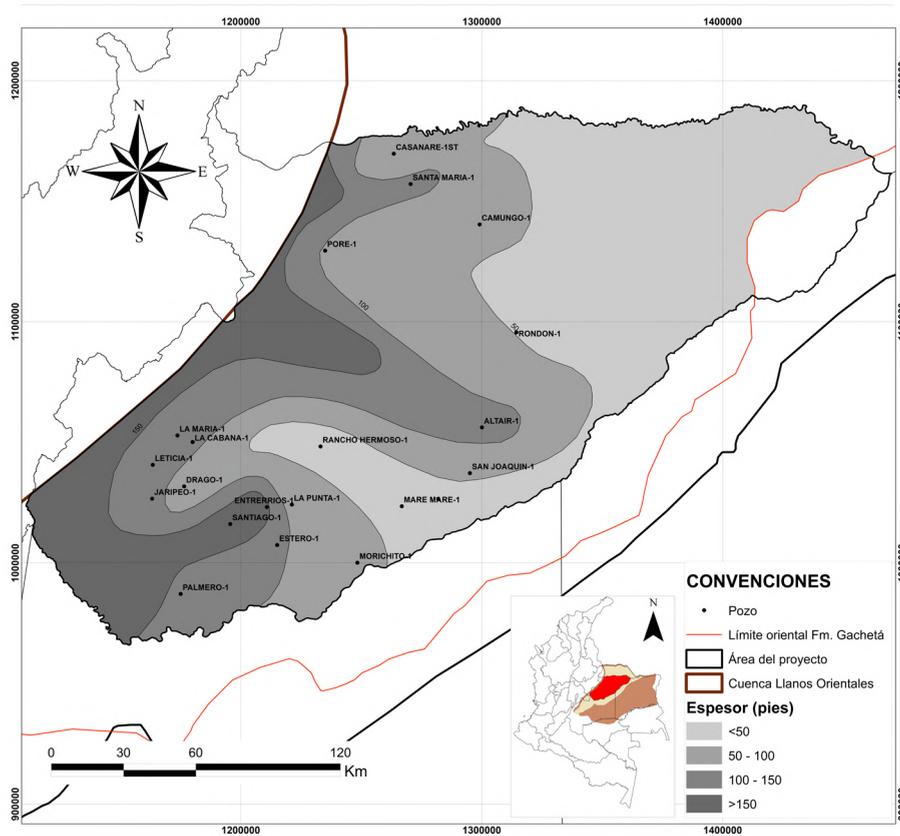


Figura 10. Mapa isócoro neto con potencial generador del intervalo A de la Formación Gachetá, área de estudio Casanare, cuenca Llanos Orientales.

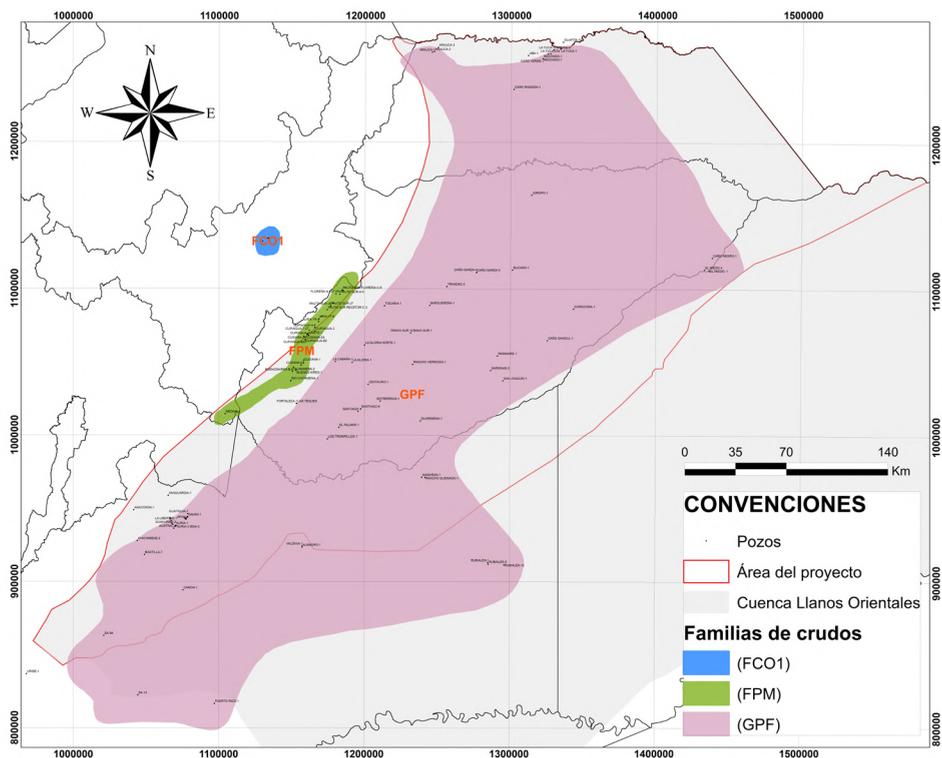


Figura 11. Mapa de distribución de familias crudos de la Cordillera Oriental y del piedemonte llanero, y de mezcla de crudos de la zona de plataforma de la cuenca Llanos Orientales.

Facies generadora: permiten determinar las condiciones paleoambientales que dieron origen a los crudos presentes actualmente; para ello se tuvieron en cuenta: las relaciones de isótopos de la fracción hidrocarburos saturados y aromáticos (Figura 12A); pristano/fitano y oleanano/C₃₀ hopano (Figura 12B); porcentaje de azufre contra el contenido de vanadio y níquel (Figura 12C).

En estos gráficos, se evidencia que los crudos de la Cordillera Oriental tienden a un ambiente marino distal anóxico, y los crudos del piedemonte llanero presentan tendencia a ser de un ambiente continental proximal subóxico. A su vez, los crudos de la zona de plataforma Llanos se distribuyen entre la transición o mezcla entre estos dos ambientes, pero con mayor inclinación a condiciones ambientales subóxicas.

Estado de evolución termal: dentro de los parámetros para evaluar la evolución termal, se encuentran los hopanos y esteranos; en este trabajo se utilizan, específicamente, las relaciones Ts/Tm y esteranos C₂₉ $\alpha\beta/(\alpha\beta+\alpha\alpha)$ (Figura 13).

En los crudos de la plataforma no se evidencia una predisposición característica respecto a las variables de la Figura 13, sino que se logra apreciar valores similares a los crudos del piedemonte llanero y la Cordillera Oriental, por lo que no es confiable determinar la evolución termal a partir de estos datos para la zona de Casanare. Esto sustenta aún más lo planteado anteriormente, donde en la plataforma de los Llanos se postula la presencia de una mezcla de crudos provenientes del sector del piedemonte de la cuenca Llanos Orientales y de la cuenca Cordillera Oriental.

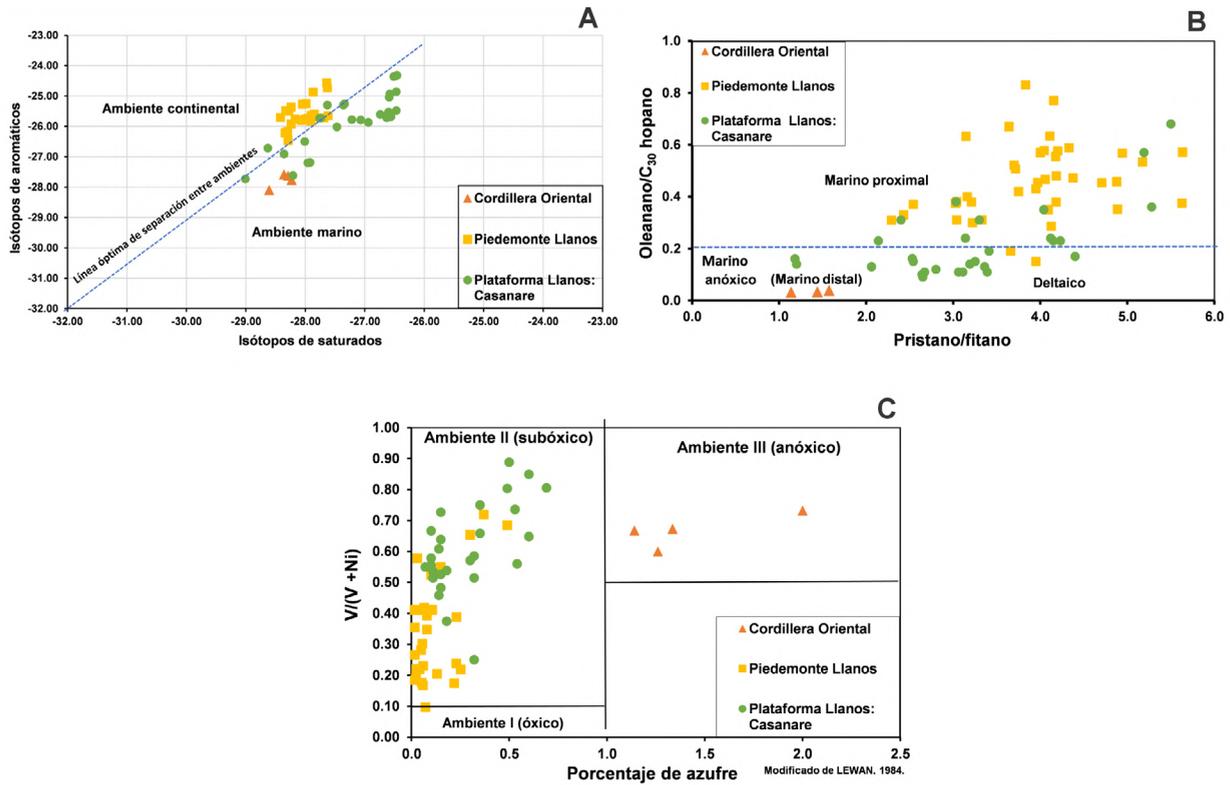


Figura 12. Gráficos del análisis facies generadora: **A.** Relación de isótopos de saturados vs. isótopos de aromáticos. **B.** Relación de pristano/fitano vs. oleanano/C₃₀ hopano. **C.** Porcentaje de azufre vs. relación de V/(V+Ni).

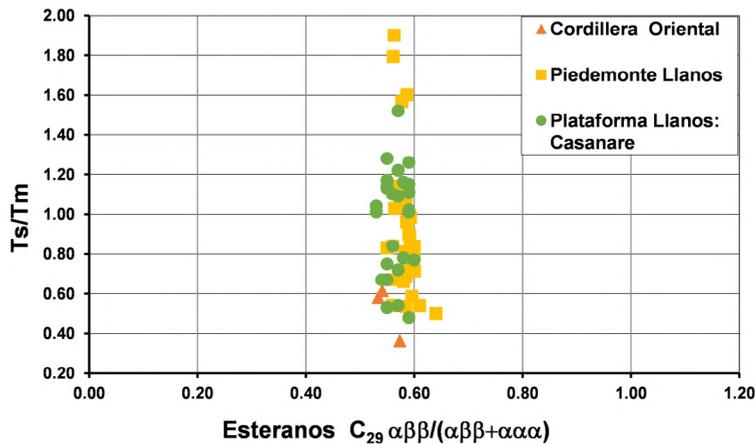


Figura 13. Gráfico análisis de evolución termal. Relación de esteranos C₂₉ $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ vs. Ts/Tm.

Grado de preservación: el grado de preservación indica qué tanta alteración ha sufrido el petróleo crudo mientras migró por la roca transportadora o estuvo en el yacimiento. Para ello, se analizó el porcentaje de azufre, gravedad API, porcentaje de saturados y la relación 25-norhopanos/hopanos.

Es posible apreciar que tanto para la plataforma de los Llanos Orientales como para el piedemonte llanero, se presenta una amplia distribución de gravedad en los crudos (Figura 14A), desde aproximadamente 10° hasta 48° API, por lo que estarían presentes tanto fracciones pesadas como ligeras. Pero el porcentaje de azufre es

relativamente mayor para los crudos de la plataforma, esto nos daría indicios de una biodegradación importante, que se corrobora por la disminución en el porcentaje de saturados (desde 70% a 35%), a medida que también sucede con la gravedad ° API (Figura 14B), en varias muestras de la plataforma en Casanare.

El 25-norhopanos, también llamados 10-desmetilhopanos, hopanos desmetilados u hopanos degradados, son compuestos que ocurren en aceites donde los hopanos fueron preferencialmente removidos, pero están ausentes donde los hopanos muestran más biorresistencia que los esteranos (Peters y Moldowan, 1991). Por lo tanto, cuando las cantidades individuales de hopanos y sus 25-norhopanos equivalentes son comparados, los dos son inversamente proporcionales, lo cual indica fuertemente que los hopanos fueron desmetilados por actividad microbiana en el yacimiento.

Según Reed (1977), los n-alcenos son los primeros afectados por la biodegradación, mientras que los 25-norhopanos aparecen como un producto de alta biodegradación. Sin embargo, Mello (1988) afirma que la presencia de compuestos 25-norhopanos (paleobiodegradación) junto con n-alcenos (aceite más reciente) puede interpretarse como mezcla de aceite.

En la Figura 14C, se evidencia un alto contenido de la relación 25-norhopanos/hopanos en crudos de la plataforma, hasta valores de ~3,4; a pesar de que el porcentaje de saturados disminuye (Figura 14D), aún se encuentra presente en las muestras con altos contenidos de 25-norhopano/hopano, esto apoya la teoría de la mezcla de hidrocarburos que se encuentra presente en la zona de plataforma, área Casanare.

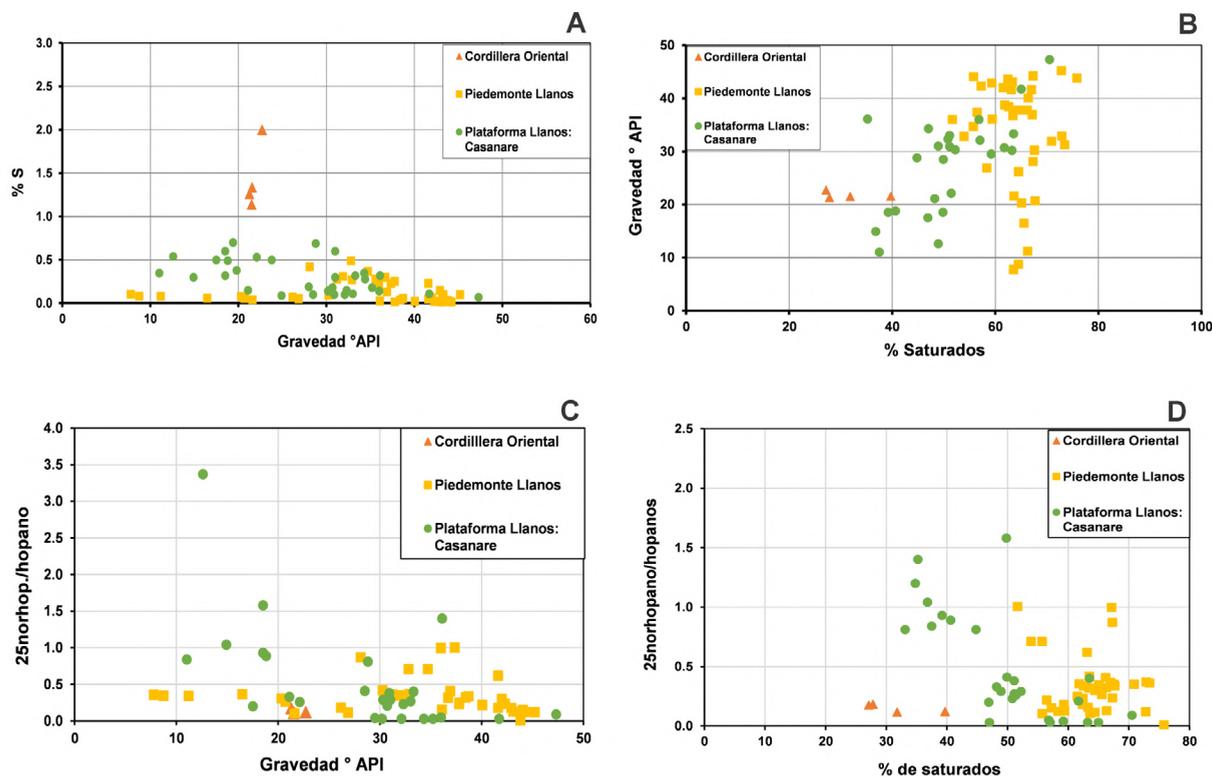


Figura 14. Gráficos análisis de preservación: **A.** Relación de gravedad °API vs. % de azufre. **B.** Relación de compuestos saturados vs. gravedad °API. **C.** Relación de gravedad °API vs. 25- norhopano/hopano. **D.** Relación de % de saturados vs. 25- norhopano/hopano.

Simulación de eventos de generación y expulsión

Para el modelamiento unidimensional se seleccionaron 3 pozos de la Cordillera Oriental: Chitasugá-1, Suesca-1 y Bolívar-1; se partió de la hipótesis de que la Cordillera Oriental aportó carga de hidrocarburos a la cuenca Llanos Orientales. Para la cuenca Llanos Orientales, se seleccionaron 13 pozos en el área de Casanare, y se adicionaron 3 seudopozos (Figura 15). El modelamiento unidimensional permitió identificar la existencia de una zona de generación y expulsión de la Formación Gachetá en el área occidental de Casanare (piedemonte y borde occidental de la plataforma). La mayoría de los pozos modelados se encuentran en fase inmadura de acuerdo con el mapa de reflectancia de la vitrinita (% Ro) (Figura 5F). A pesar de esto, los pozos La María-1, La Cabaña-1, Leticia-1, Los Teques-1 y Casanare-1 se ubican en fase de madurez con valores mayores a 0,6% Ro. Teniendo esto en cuenta, y analizando la tasa de transformación de la materia orgánica, obtenida a partir del modelamiento de la Formación Gachetá en el área del Casanare, alcanza rangos mayores a 10% hasta el 40% en los pozos

considerados maduros. Mientras que, en los pozos inmaduros, los valores son menores al 10%. Es posible afirmar que la madurez efectiva está demarcada por una tasa de transformación de 25%, ya que los pozos que presentan expulsión, según el modelo, muestran valores mayores a este.

Los pozos modelados en el área del Casanare, que muestran un inicio de generación de aceite, para la Formación Gachetá son: en el Mioceno tardío (10 Ma), el pozo La María-1 (Figura 16); un poco más tarde, hace 7 Ma, el pozo La Cabaña-1. Posteriormente, en el Plioceno, hace 4 Ma, el pozo Leticia-1; así como el pozo Los Teques-1, hace aproximadamente 2,5 Ma, y el pozo Casanare-1, mucho más reciente, que pudo haber alcanzado la generación en el Plioceno tardío. De los pozos modelados para el área de estudio, solamente los pozos La María-1 (Figura 17), La Cabaña-1 y Casanare-1, alcanzaron la fase de expulsión (migración primaria) a partir de la roca generadora, Formación Gachetá, con valores de eficiencia de expulsión desde 20% al 45%.

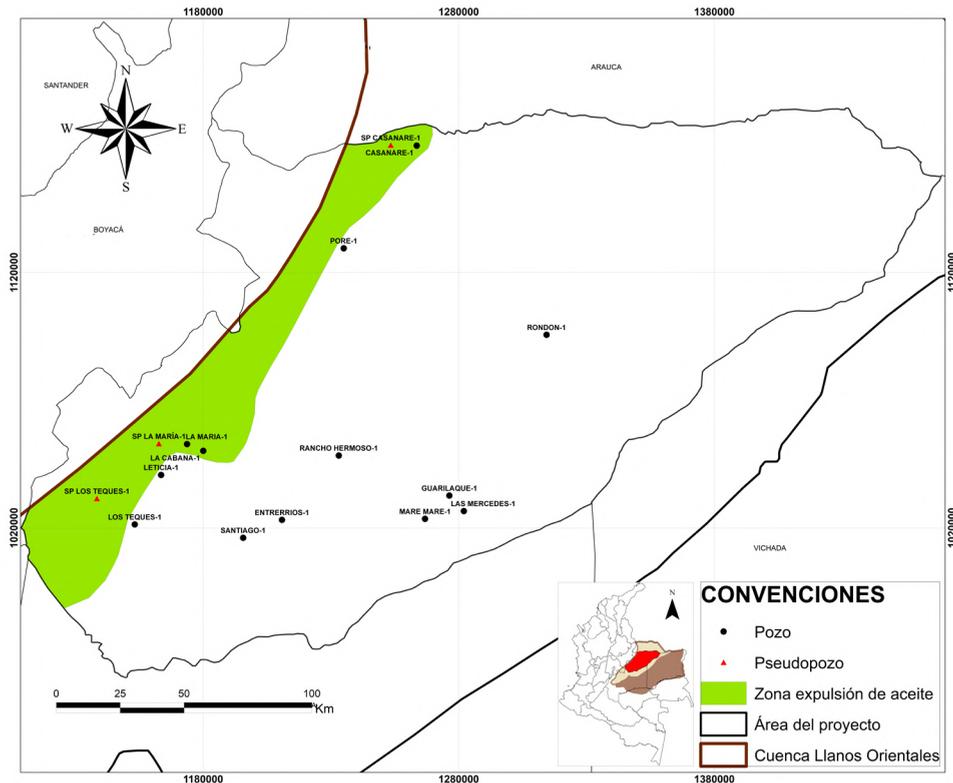


Figura 15. Zona de expulsión de petróleo de la Formación Gachetá, pozos y seudopozos modelados, área de estudio Casanare, cuenca Llanos Orientales.

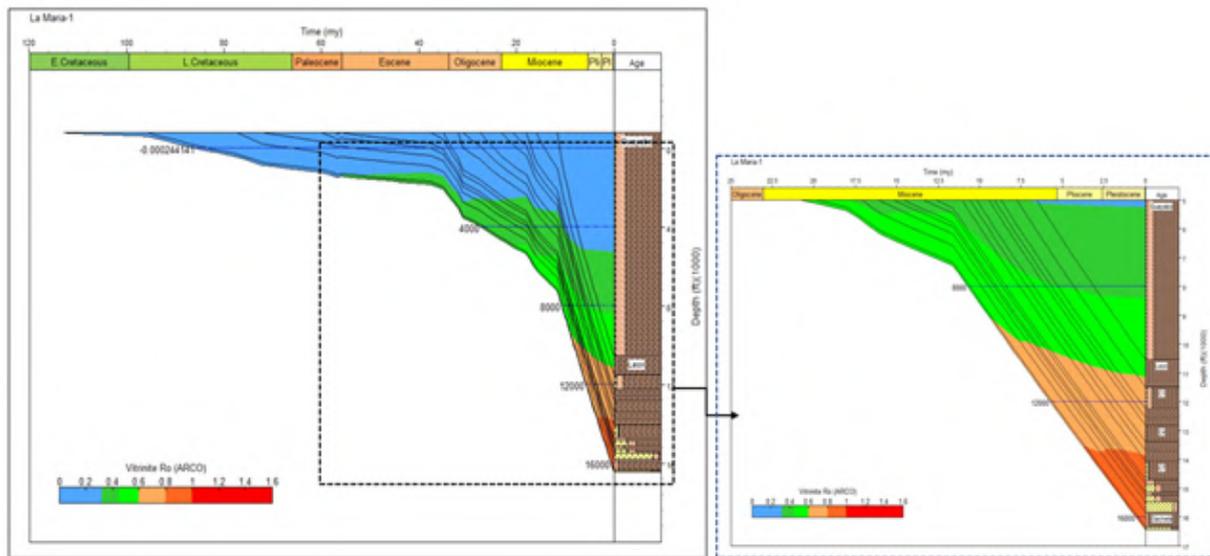


Figura 16. Perfil de madurez de fase de generación de hidrocarburos de la Formación Gachetá, pozo La María-1, área de estudio Casanare, cuenca Llanos Orientales.

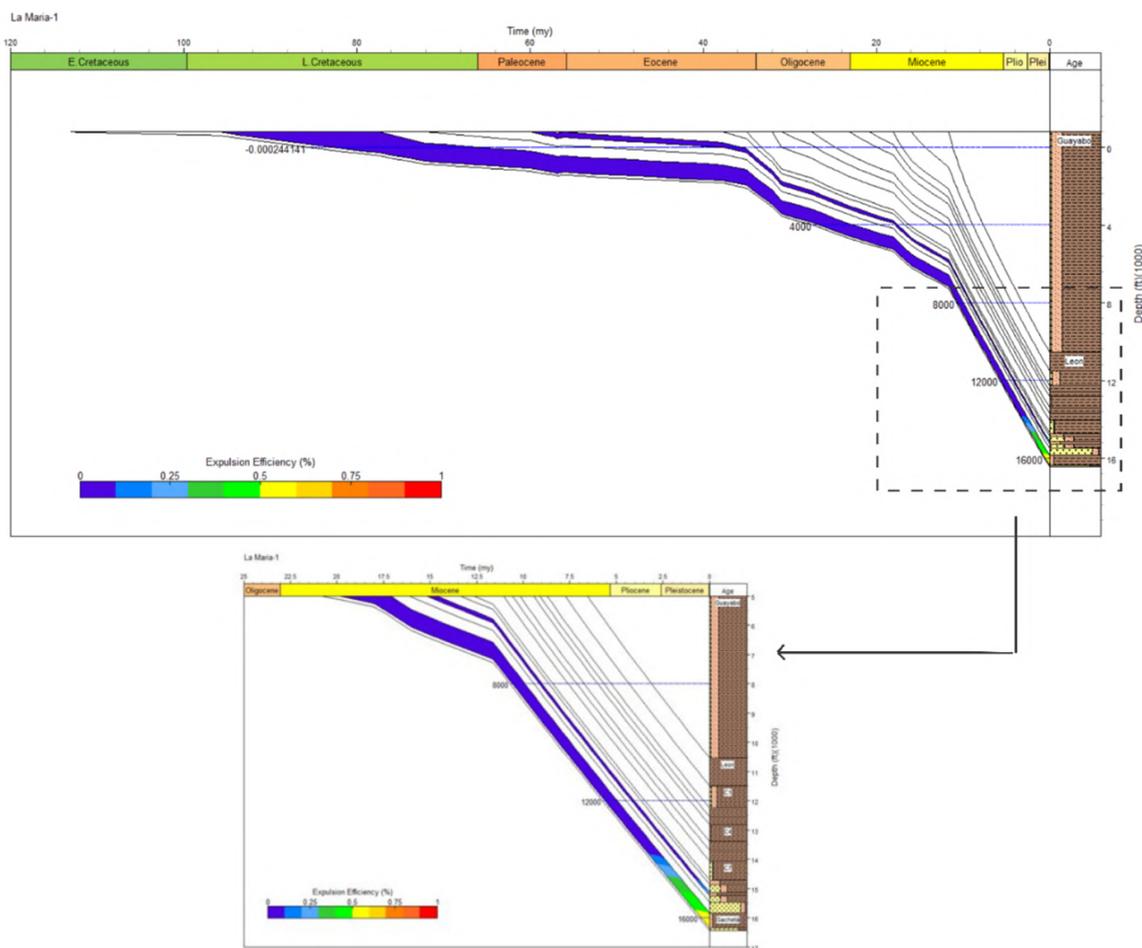


Figura 17. Diagrama de la eficiencia de expulsión de hidrocarburos para la Formación Gachetá en el pozo La María-1, área de estudio Casanare, cuenca Llanos Orientales.

De la misma manera, los pseudopozos Casanare-1 y La María-1 indicaron eficiencia de expulsión mayor al 45%. Sobre la expulsión de hidrocarburos se puede afirmar que, en el área de Casanare, comienza hace 3,8 Ma en el Plioceno medio, en el pozo La María-1 (Figura 16); en el pozo Casanare-1 ocurre aproximadamente hace 2,6 Ma, en el Pleistoceno temprano, y en el pozo La Cabaña-1, hace 1 Ma, y continúa hasta el presente. Es así como fue posible delimitar una zona de expulsión (Figura 15), a partir de los pozos que alcanzan migración primaria en el modelamiento o simulación unidimensional de eventos de generación y expulsión; se evidencia mayor área de expulsión en el suroeste y parte central del área, y menor en el noroeste del departamento del Casanare. También es posible afirmar que la expulsión tiene un inicio más temprano en el suroeste. Esta expulsión comprende tanto volúmenes de hidrocarburos líquidos como gaseosos, y el área de expulsión tiene una extensión aproximada de 5.321 km², y espesores netos estimados de entre 40 pies a valores mayores a 150 pies, en el departamento de Casanare.

Discusión de resultados

Se definieron dos sistemas petrolíferos que han tenido influencia en la cuenca Llanos Orientales: SP1: Chipaque-Guadalupe (.) y SP2: Gachetá-Mirador (.).

Sistema petrolífero (SP1) Chipaque-Guadalupe (.), provincia Cordillera Oriental y Llanos Orientales

A este sistema pertenece la familia de crudos de la Cordillera Oriental (FCO1), los cuales presentan facies de roca generadora marino distal. El sistema Chipaque-Guadalupe (.) se clasifica o identifica con nivel de certeza hipotético, ante la ausencia de información que defina la correlación petróleo-roca fuente.

De la extensión geográfica (Figura 18) del sistema se podría postular que aproximadamente la mitad del sector de la Cordillera Oriental migró hacia la zona este, cargando las trampas potenciales de este sector y del área Llanos Orientales. Todo esto antes del levantamiento de la Cordillera Oriental, hasta el Mioceno tardío.

De la extensión estratigráfica incluye la Formación Chipaque, el Grupo Guadalupe y la secuencia terciaria, donde se encuentran la Formación Guaduas, Areniscas de Socha, formaciones Picacho y Concentración o sus cronoequivalentes.

En este sistema (Figura 19) se postula como roca generadora a la Formación Chipaque, y según la información disponible (Ecopetrol, 2002), en el pozo Chitasugá-1, se presenta un intervalo de 2.300 pies (700 m), con valor actual de porcentaje de COT de 0,71 hasta 1,21, con promedio de 0,87%; valores de S2 que van desde 0,47 (mg HC /g roca) e IH de 54 (mg HC/g COT). Se sabe que estos valores geoquímicos actuales no corresponden a una roca generadora, y la unidad presenta desde baja hasta alta madurez, con valores de Ro desde 0,67 hasta 1,9. Es por ello que, haciendo uso de la herramienta Source Rock Potential Calculator de Zetaware, Inc., se realizó un ejercicio para estimar el potencial original de esta unidad, tras lo cual se obtuvieron los siguientes valores originales aproximados para la Formación Chipaque: COT promedio de 3%, IH de 354 (mg HC/g COT) y una tasa de transformación casi del 80%. Cabe resaltar, que estos valores estimados caen dentro de los promedios utilizados como información de entrada, en el modelamiento de los pseudopozos de la Cordillera Oriental, y son coherentes con la tasa de transformación máxima, dada en la simulación, de acuerdo con valores de madurez (% Ro) máxima.

Se han probado acumulaciones de hidrocarburos en unidades del Grupo Guadalupe y la Formación Chipaque; también se puede hablar de potenciales rocas acumuladoras como la Formación Une, Formación Socha Inferior y la Formación Picacho. Estas también podrían haber actuado como rocas transportadoras entre el sector oriental de la precordillera y las cronoequivalentes del área Llanos Orientales.

Como sello regional principal y local de este sistema, podría estar actuando la Formación Guaduas; también, la misma Formación Chipaque como sello local intraformacional, y la Formación Une, que se encuentra suprayacente a la roca generadora. Tampoco se pueden descartar como sellos las unidades arcillosas en las formaciones Socha y Concentración, como sellos potenciales locales.

La roca de sobrecarga corresponde a la secuencia sedimentaria que se encuentra sobre el tope de la Formación Chipaque hasta la superficie, que de base a techo son: Grupo Guadalupe, Formación Guaduas, Areniscas de Socha, Picacho y Concentración o cronocorrelativas.

La secuencia sedimentaria ha sido afectada por varios eventos tectónicos (Sarmiento-Pérez, 1994) durante

el Paleoceno, y en el Eoceno medio; pero no es hasta finales del Mioceno tardío, cuando se produce la principal deformación y levantamiento final de la Cordillera Oriental. Por ende, a pesar de que el área ha registrado varios eventos tectónicos, los más importantes parecen haber ocurrido en el Eoceno medio y Mioceno tardío.

Los resultados obtenidos permitieron observar que la Formación Chipaque, roca generadora de este sistema petrolífero, habría entrado en generación de hidrocarburos líquidos a inicios del Paleoceno, y con aportes importantes de gas, al final de este; pudo alcanzar hasta un 80% de eficiencia de expulsión (Kairuz *et al.*, 2023). Este proceso de generación-migración-acumulación se extiende hasta el Mioceno tardío, aproximadamente hace 5,3 Ma, cuando se detiene por el levantamiento del área, correspondiente a lo que es hoy la Cordillera Oriental,

como consecuencia de la orogenia andina. El tiempo de preservación iría desde este momento hasta el presente. Se puede apreciar que la formación de las trampas pareciera ser contemporánea con los procesos de generación-migración-acumulación, lo que estaría confirmando la existencia de sincronismo en el sistema. Es posible afirmar que, al haberse levantado la Cordillera Oriental, podría haber ocurrido remigración o destrucción parcial o total de las acumulaciones que hubieran existido en dicho sector, antes de este evento orogénico; pero, a la vez, este evento habría tenido, posiblemente, poco impacto en el área de la cuenca de los Llanos Orientales.

Se considera que el momento crítico se dio hace aproximadamente 30 Ma, a finales del Paleógeno, cuando según el modelamiento realizado de pseudopozos, la expulsión de aceite y gas en el sistema alcanzó el 80%.

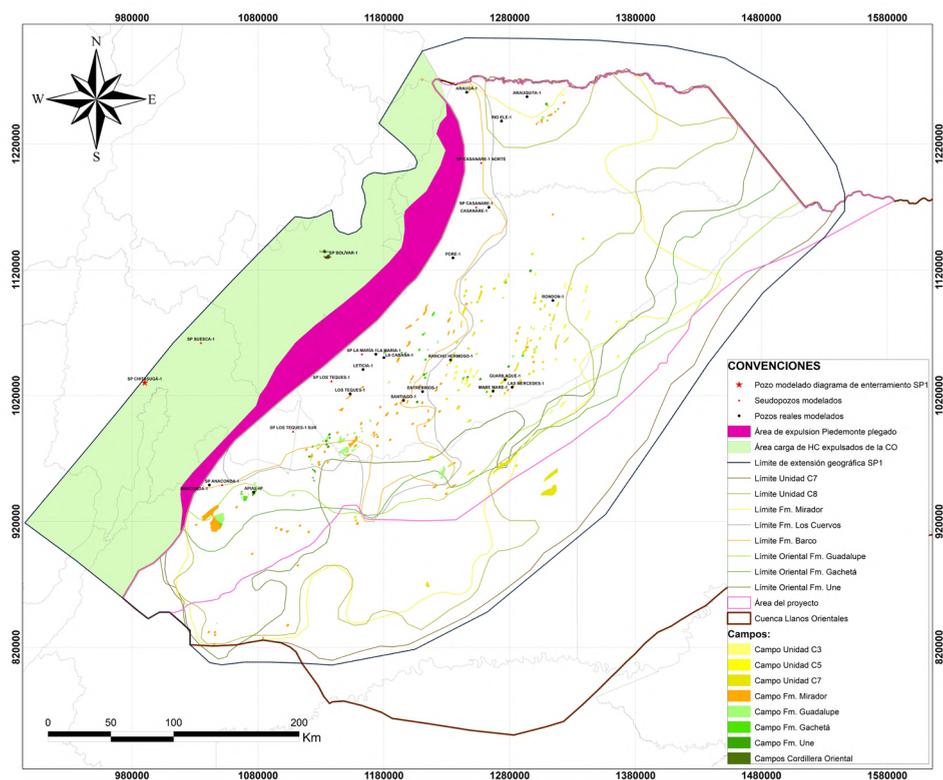


Figura 18. Extensión geográfica del sistema petrolífero (SP1) Chipaque-Guadalupe (.), provincias Cordillera Oriental y Llanos Orientales.

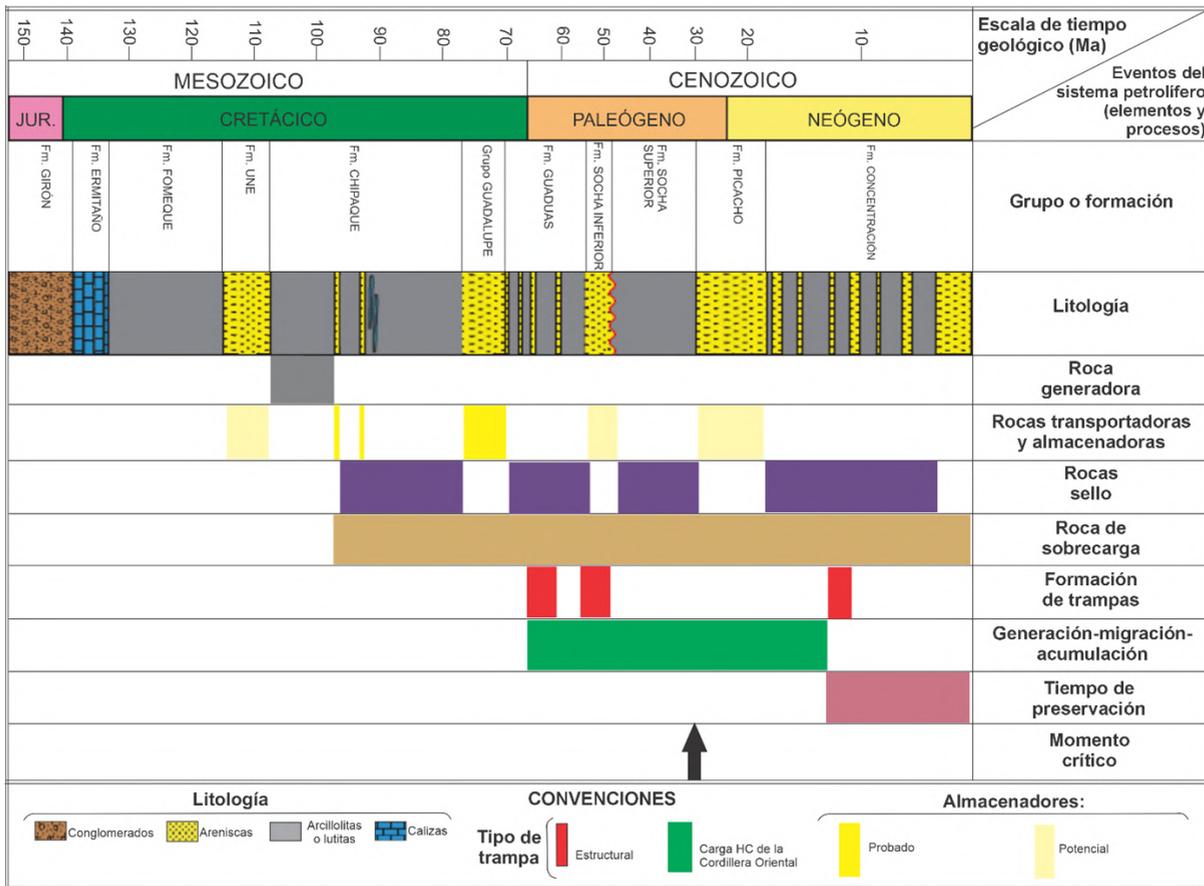


Figura 19. Carta de eventos del sistema petrolífero Chipaque-Guadalupe (.), provincias Cordillera Oriental y Llanos Orientales.

Sistema petrolífero (SP2) Gachetá-Mirador (.), provincia Llanos Orientales

El sistema Gachetá-Mirador (.) tiene un nivel de certeza hipotético, debido a la ausencia de correlaciones petróleo-roca fuente, por lo que no fue posible revisar la afinidad entre los crudos y los extractos de la Formación Gachetá; esta es la roca generadora para el sistema. En este sistema petrolífero se encuentran presentes: la familia de hidrocarburos del piedemonte (FPM) y la mezcla o grupo (GPF) de la plataforma de la provincia Llanos Orientales.

La extensión geográfica (Figura 20) del sistema petrolífero (SP2) Gachetá-Mirador, provincia Llanos Orientales, incluye dos áreas que influyeron en la provincia Llanos Orientales: una corresponde a la zona de piedemonte delimitada a partir del modelamiento, y la otra área representa la zona de generación en el piedemonte plegado.

La extensión estratigráfica incluye las formaciones Une, Gachetá, Guadalupe, Barco, Los Cuervos, Mirador, Carbonera, y sus unidades operacionales C8, C7, C6, C5, C4, C3, C2 y C1, León, Guayabo-Necesidad.

La Formación Gachetá fue identificada como roca generadora del SP2 (Figura 21), por lo que se evaluó la cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica presente, y adicionalmente, con la información de los pozos y pseudopozos simulados, se obtuvieron los eventos de generación y expulsión de la misma.

La metodología $\Delta \log R$ permitió definir como espesor neto generador al miembro inferior de la Formación Gachetá, denominado como intervalo A, donde su espesor va desde 40 pies hasta valores mayores a 150 pies.

La Formación Gachetá, en Casanare, presenta riqueza orgánica considerada desde regular a buena, con aumento hacia la zona occidental. Esto indica que la mayor riqueza de la roca potencialmente generadora de hidrocarburos se encuentra hacia el sector occidental.

El actual potencial petrolífero S2 (mg HC/g roca) presenta valores desde pobres a buenos. El rango considerado bueno se encuentra hacia el noroccidente (NW) y suroccidente (SW) del área de estudio.

En el caso de la calidad de la materia orgánica, dada a partir del tipo de kerógeno presente en la Formación Gachetá, área de Casanare, se evidencian franjas donde se encuentra presencia de kerógeno tipo IV, tipo III, una mezcla de kerógeno tipo II/III y finalmente kerógeno tipo II. La calidad de este aumenta hacia el noroccidente (NW).

La madurez térmica presenta la misma predominancia en aumento hacia el occidente que las anteriores variables. En el caso de la temperatura máxima, varía entre el rango de inmadura y madurez temprana. Sin embargo, la reflectancia de la vitrinita (% Ro) indica que alcanzó la madurez media.

En la secuencia cretácica, infrayacente a la Formación Gachetá, se encuentra la Formación Une, y, suprayaciendo, se encuentra la Formación Guadalupe; ambas se postulan como rocas transportadoras y almacenadoras. Además, la Formación Gachetá presenta también intervalos arenosos que pueden actuar como roca transportadora y almacenadora.

Otra importante unidad es la Formación Barco, que se encuentra restringida al área occidental, presenta varias acumulaciones y está constituida de litología arenosa, suprayaciendo la Formación Guadalupe. Donde no se encuentra presente la Formación Barco, está la Formación Mirador, con una distribución amplia en toda la cuenca; reposa discordantemente sobre la Formación Guadalupe hacia la parte central y oriental, y permite una conexión directa con las unidades cretácicas, específicamente con la roca generadora del Cretácico, la Formación Gachetá.

Las intercalaciones presentes en la Formación Carbonera permiten plantear algunas de las

unidades operacionales como rocas transportadoras y almacenadoras: C7, C5 y C3; estas presentan predominio de material arenoso.

Para este sistema petrolífero, la base arcillosa de la Formación Gachetá puede estar actuando como sello para las acumulaciones presentes en la Formación Une. De la misma manera, las intercalaciones arcillosas y el intervalo C de la Formación Gachetá actúan como sello intraformacional para las acumulaciones presentes en la misma unidad. Para la Formación Guadalupe, se postulan sellos intraformacionales o presencia de un paleosuelo suprayacente (Kairuz *et al.*, 2023). En el caso de las acumulaciones presentes en la Formación Barco, se postula como su sello la litología arcillosa de la Formación Los Cuervos, la cual se encuentra restringida al sector occidental del área de estudio. La unidad C8, base de la Formación Carbonera, debería ser sello para las acumulaciones de la Formación Mirador, actuando local y regionalmente en el sector occidental y central, donde luego se acuña. Por otro lado, las unidades C6, C4 y C2 actúan como sellos locales para las unidades de C7, C5 y C3, respectivamente.

La roca de sobrecarga, para la Formación Gachetá, corresponde a la secuencia sedimentaria que se encuentra sobre el tope del intervalo, con potencial generador de esta misma formación hasta la superficie, que de base a techo son: parte media y superior de la Formación Gachetá, las formaciones Guadalupe, Barco, Los Cuervos, Mirador, Carbonera, León, Guayabo y Necesidad.

El mapa de sobrecarga en el área de Casanare muestra hacia el este (E) valores menores a 5.000 pies de espesor; hacia el occidente (W) aumentan y llegan a valores mayores de 18.000 pies en espesor de las unidades de sobrecarga.

En la provincia Llanos Orientales, se puede hablar de trampas estratigráficas, estructurales o combinadas. Las primeras se encuentran presentes para la Formación Gachetá del Turoniano-Campaniano y en las unidades operacionales C7, C5, C3 y C1 de la Formación Carbonera, del Oligoceno-Mioceno temprano. Respecto a las trampas estructurales, se habla de varios eventos, que comienzan en el Cenomaniano, luego en el Campaniano tardío, para seguir en el Eoceno

temprano, en el Oligoceno y, finalmente, un evento desde el Mioceno hasta el presente, el cual corresponde al levantamiento de la Cordillera Oriental.

Los resultados obtenidos mediante la simulación de eventos de generación y expulsión de hidrocarburos permitieron observar que la Formación Gachetá habría iniciado su fase de generación en el Mioceno medio (18 Ma), y continúa hasta el presente. De manera regional, se puede afirmar que este proceso habría iniciado más temprano en el suroeste (pozo Anaconda-1), aproximadamente hace 18 Ma (Mioceno medio), y más tardío en el noroeste del piedemonte (pozo Río Ele-1), hace 8 Ma (Mioceno tardío). En el departamento de Casanare, los resultados muestran que la generación comenzó en el Mioceno tardío (10 Ma), donde los pozos La Cabaña-1, La María-1 y Casanare-1 alcanzaron la fase de expulsión (migración primaria) para la roca generadora Formación Gachetá, con valores de expulsión desde 20% hasta 40%.

El sincronismo es positivo en el área occidental del área de estudio, donde la formación de trampas es anterior o simultánea al tiempo de expulsión, lo cual confirma la existencia de sincronismo en el sistema.

El sistema petrolífero Gachetá-Mirador (.) se encuentra en formación, por lo que no se tiene tiempo de preservación, y se asume que la mayoría del petróleo está preservado, y es muy poco el que se ha destruido, aunque sí biodegradado en algunos sectores, como se evidencia en el borde oriental y suroriental de la provincia, especialmente.

En el momento de mayor intensidad y sincronismo del sistema, se estima el momento crítico, el cual se postula tuvo lugar hace 4,5 Ma (Plioceno), cuando inicia la expulsión de hidrocarburos en el sistema.

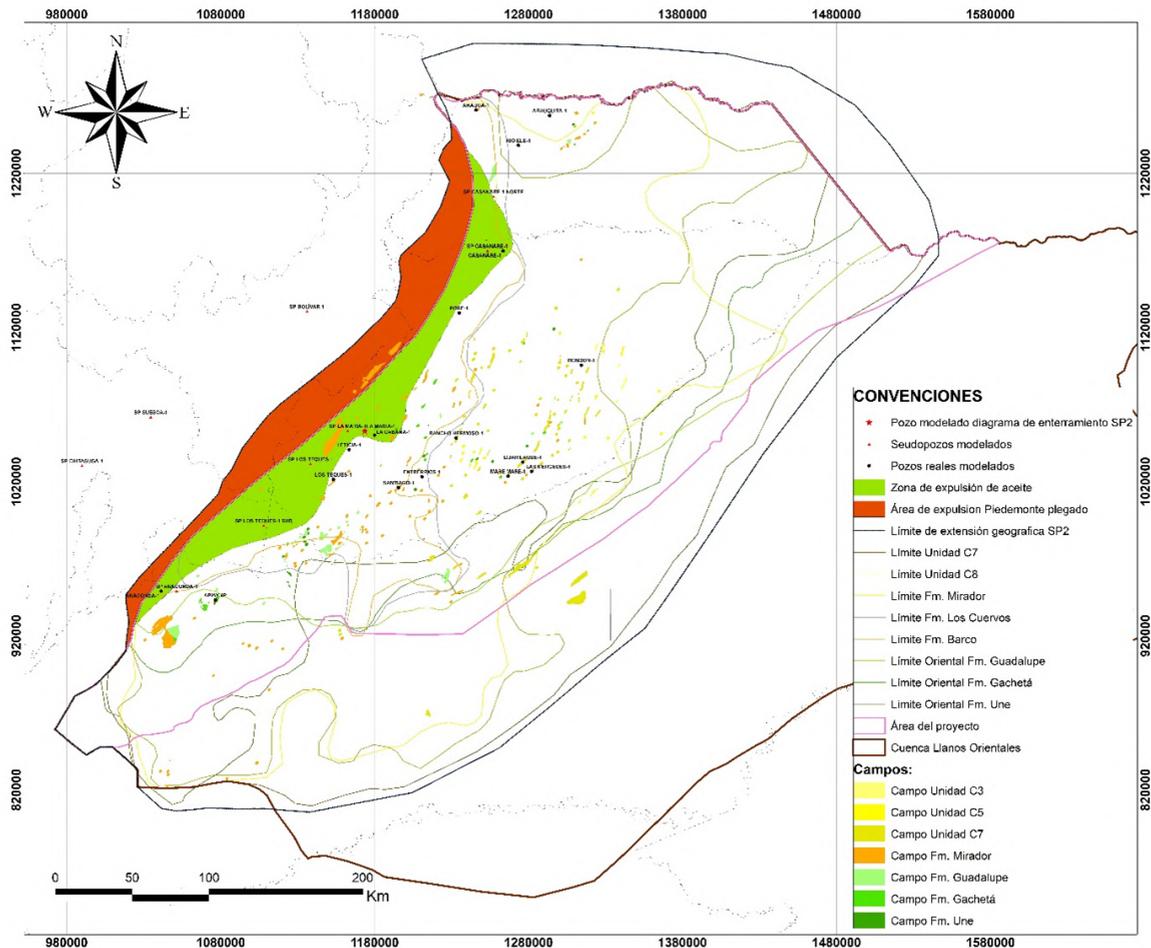


Figura 20. Extensión geográfica del sistema petrolífero (SP2) Gachetá-Mirador (.), provincia Llanos Orientales.

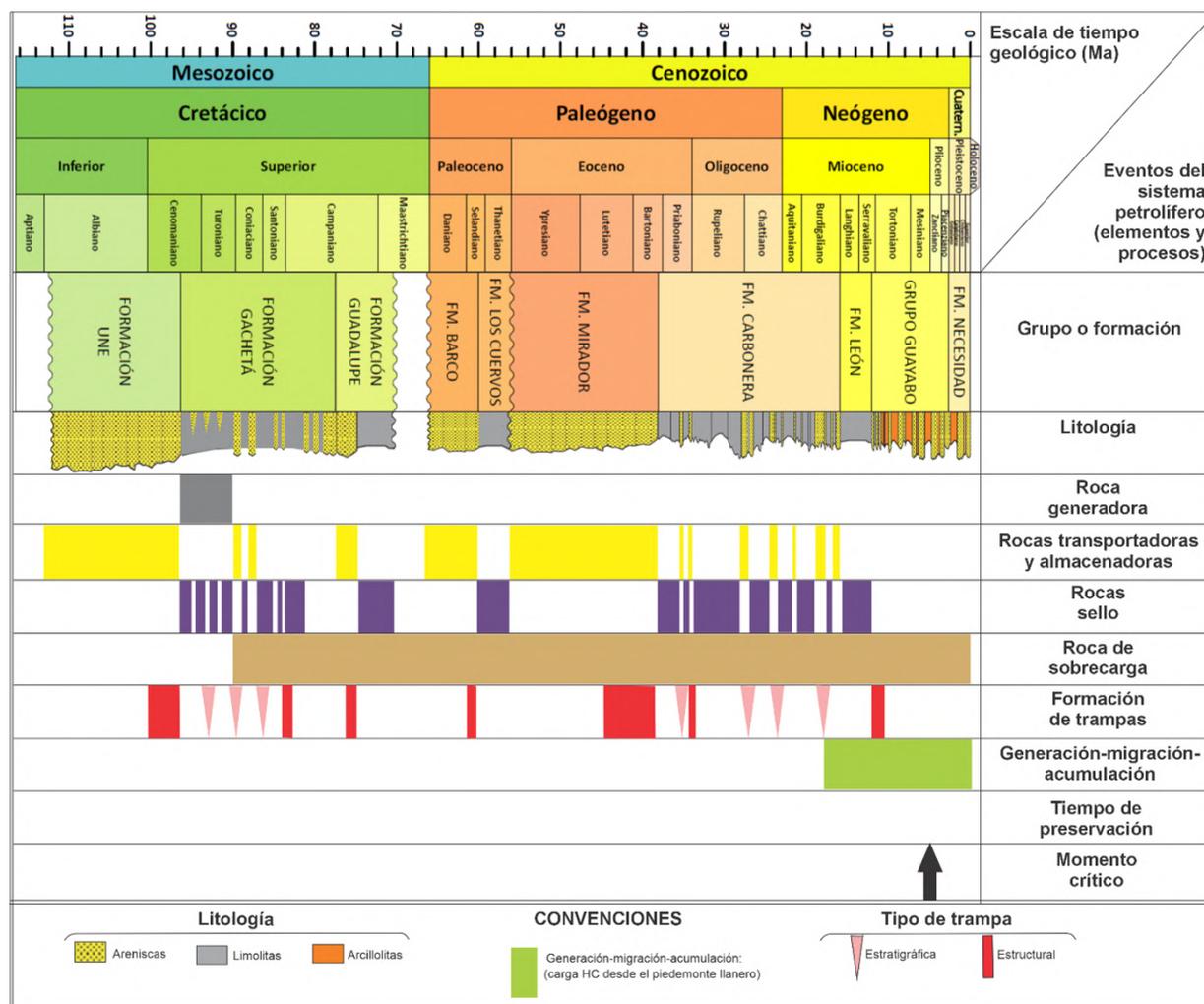


Figura 21. Carta de eventos del sistema petrolífero (SP2) Gachetá-Mirador (.), provincia petrolífera Llanos Orientales.

Conclusiones

La cartografía de isovalores de variables geoquímicas permitió identificar que las mejores características geoquímicas de roca generadora se evidencian hacia el occidente del departamento del Casanare, donde parámetros de riqueza orgánica, calidad y madurez presentan un incremento, y definen un área inicial de generación de hidrocarburos, restringida a la zona del piedemonte llanero, donde se muestra un mayor potencial generador para la Formación Gachetá.

La aplicación de la metodología $\Delta \log R$ no pudo ser usada de manera cuantitativa, debido a que los valores de COT calculados resultaban demasiado altos, en comparación con los valores medidos en el laboratorio, por lo que no fue posible calibrar el contenido orgánico total (riqueza orgánica) de la Formación Gachetá. Sin

embargo, la metodología es satisfactoria para definir el intervalo neto con potencial generador, el cual corresponde al intervalo inferior de la Formación Gachetá (intervalo A), e indica valores que aumentan en sentido E-W, desde 40 pies hasta valores mayores a 150 pies, en la zona de piedemonte.

De la misma manera, el espesor neto maduro en el área de generación y expulsión de hidrocarburos corresponde a valores mayores a 150 pies, asociado a la zona del piedemonte llanero.

Mediante la simulación de eventos de generación y expulsión de petróleo, fue posible definir un área de generación y expulsión de hidrocarburos, tanto líquidos como gaseosos, en el piedemonte llanero, la cual concuerda con el área inicial de generación de

hidrocarburos, identificada a partir de la evaluación de la roca generadora.

Se concluye que en la zona de plataforma el potencial generador, para la Formación Gachetá, es pobre, y esta roca se encuentra inmadura, por lo tanto, no ha habido, en este sector, generación ni expulsión de hidrocarburos a partir de esta formación.

Dado que en la zona de plataforma no ocurrió generación ni expulsión de hidrocarburos, se concluye que los crudos allí presentes han migrado desde otra área localizada al occidente.

Los crudos presentes en la plataforma corresponden a una mezcla de la familia FCO1 (generada en la Cordillera Oriental) y la familia FPM (generada en el piedemonte de la cuenca Llanos Orientales), identificadas en el presente proyecto regional de la secuencia cretácica.

La mezcla (GPF) de crudos presentes en la plataforma corresponde a dos cargas de petróleo, de períodos geológicos diferentes, evidenciados a partir de la simulación de eventos de generación y expulsión: la familia FCO1, generada en la Cordillera Oriental, entre el Paleoceno y el Mioceno tardío; y la familia FPM, generada en el piedemonte de la cuenca Llanos Orientales entre el Plioceno y el presente.

Se concluye entonces, que la zona de plataforma de la cuenca Llanos Orientales ha recibido carga de hidrocarburos de al menos 2 sistemas petrolíferos: SP1 y SP2.

SP1: sistema petrolífero Chipaque-Guadalupe (.), cuya roca generadora, la Formación Chipaque, se encuentra inactiva en la actualidad, estuvo localizada en la Cordillera Oriental, antes de su levantamiento y dio origen a la familia de crudos FCO1. Entró en la ventana de generación de hidrocarburos líquidos aproximadamente al comienzo del Paleoceno, y comenzó su expulsión a inicios del Eoceno hasta el Mioceno tardío; estos procesos se suspendieron por el levantamiento de la Cordillera Oriental.

SP2: sistema petrolífero Gachetá-Mirador (.), cuya roca generadora está activa en la actualidad y se localiza en el piedemonte de la cuenca Llanos Orientales, y habría generado la familia de crudos FPM. Esta roca comenzó su generación en el Mioceno medio (18 Ma), y el proceso de expulsión fue alcanzado en el Plioceno, aproximadamente hace 4,5 Ma; ambos procesos

continúan hasta el presente. Es importante resaltar que, en el sector del piedemonte, correspondiente al Casanare, la generación comenzó en el Mioceno tardío, hace 10 Ma, y la expulsión inició desde el Plioceno, hace 3,8 Ma, y continúa en el presente.

Agradecimientos

Los autores quisieran agradecer al grupo de investigación de GMAS, Neoil Energy y a la Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo (ACGGP) por el apoyo técnico brindado durante la realización de este trabajo. De igual manera, los autores agradecen al Ministerio de Ciencias (Minciencias) por permitirles participar en el proyecto y a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) por el financiamiento para la realización de este trabajo. Un reconocimiento especial para los revisores anónimos de esta investigación por sus invaluable aportes a la publicación.

Referencias

- ANH; UNAL; RA Geología E.U.; GEMS Ltda. (2010). Organic geochemistry atlas of Colombia. *Earth Sciences Research Journal*, 13(Special edition).
- ANH. (2012). Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, cuenca Llanos Orientales. Bogotá, Colombia.
- Bayona, G.; Cortés, M.; Jaramillo, C.; Ojeda, G.; Aristizábal, J.J.; Reyes-Harker, A. (2008). An integrated analysis of an orogen-sedimentary basin pair: Latest Cretaceous-Cenozoic evolution of the linked Eastern Cordillera orogen and the Llanos foreland basin of Colombia. *GSA Bulletin*, 120(9-10), 1171-1197. <https://doi.org/10.1130/B26187.1>
- Cediel, F.; Shaw, R.P.; Cáceres, C. (2003). Tectonic assembly of the Northern Andean Block. In: C. Bartolini, R.T. Buffler, J. Blickwede (eds.). *The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation, and plate tectonics* (pp. 815-848). AAPG Memoir, 79.
- Duarte, E.; Bayona, G.; Jaramillo, C.; Parra, M.; Romero, I.; Mora, J.A. (2017). Identificación de los máximos eventos de inundación marina Miocenos y su uso en la correlación y análisis de la cuenca de antepaís de los Llanos Orientales, Colombia. *Boletín de Geología*, 39(1), 19-40. <https://doi.org/10.18273/revbol.v39n1-2017001>

- Ecopetrol. (2002). Evaluación de la prospectividad de hidrocarburos en el bloque Tucán, Cordillera Oriental.
- Guzmán, M. (2010). La geoquímica orgánica y el ciclo de vida de un activo petrolero. Especialidad: Ingeniería Geológica, México.
- Hood, A.; Gutjahr, C.C.M.; Heacock, R.L. (1975). Organic metamorphism and the generation of petroleum. *AAPG Bulletin*, 59(6), 986-996. <https://doi.org/10.1306/83D91F06-16C7-11D7-8645000102C1865D>
- HPO; ANH. (2015). Caracterización de las provincias petrolíferas de Colombia con base en la evaluación de crudos de las cuencas con producción comercial de hidrocarburos: cuencas Valle Medio del Magdalena, Valle Superior del Magdalena, Valle Inferior del Magdalena, Guajira, Catatumbo, Putumayo y Cordillera Oriental (450 muestras). HPO Global Ventures Resources Colombia - Agencia Nacional de Hidrocarburos. Contrato 185 de 2014.
- Kairuz, E.C.; Arismendy, R.; Jaramillo, J.M.; Daroca, M.E.; López, S.; Córdoba, F.; Castro, B.; Agudelo, F.; Rengifo, S.; Garrido, J.; Duque, N.; Rojas, L.; Carrero, N.; Cadena, M.P.; Peña, J.; Hernández, A.; Parada, Y.A. (2023). Identificación de nuevas oportunidades exploratorias a partir de la caracterización estratigráfica y estructural de la secuencia cretácica, en la zona de plataforma de la cuenca Llanos Orientales de Colombia. Neoil Exploration, GMAS y ACGGP, Bogotá, Colombia.
- McCarthy, K.; Rojas, K.; Niemann, M.; Palmowski, D.; Peters, K.; Stankiewicz, A. (2011). La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. *Oilfield Review. Schlumberger*. 23(2), 36-47.
- Mello, M.R. (1988). Geochemical and molecular studies of the depositional environments of source rocks and their derived oils from the Brazilian marginal basins. Ph.D. Thesis, University of Bristol, UK.
- Mora, A. (2015). Petroleum systems of the Eastern Cordillera, foothill basins, and associated Llanos basin: Impacts on the prediction of large scale foreland and foothill petroleum accumulations. *AAPG Bulletin*, 99(8), 1401-1406. <https://doi.org/10.1306/bltnintro032615>
- Palmer, S.E.; Russell, J.A. (1988). The five oil families of the Llanos Basin. *III Simposio Bolivariano - Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas*, Caracas, Venezuela. <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.114.026>
- Passey, Q.R.; Creaney, S.; Kulla, J.B.; Moretti, F.J.; Stroud, J.D. (1990). A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. *AAPG Bulletin*, 74(12) 1777-1794. <https://doi.org/10.1306/0C9B25C9-1710-11D7-8645000102C1865D>
- Peters, K.E.; Moldowan, J.M. (1991). Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum. *Organic Chemistry*, 17(1), 47-61. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(91\)90039-M](https://doi.org/10.1016/0146-6380(91)90039-M)
- Peters, K.E.; Cassa, M.R. (1994). Applied source rock geochemistry. In: L.B. Magoon, W.G. Dow (eds.). *The petroleum system - from source to trap* (pp. 93-120). AAPG Memoir. Volumen 60. <https://doi.org/10.1306/M60585C5>
- Peters, K.E.; Walters, C.C.; Moldowan, J.M. (2005). *The biomarker guide: Biomarkers and isotopes in petroleum exploration and earth history*. Vol. 2. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107326040>
- Piedrahíta-Lorduy, J.A. (2016). Caracterización petrofísica de un área en el bloque CPO 16 en la cuenca de los Llanos Orientales – Colombia. Tesis, Universidad EAFIT, Medellín, Colombia.
- Quijano-López, E.A.; Valcárcel-Maldonado, E.J. (2015). Interpretación de registros geofísicos de pozo, pozo A, B y C. Cuenca de los Llanos Orientales. Tesis, Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, Sogamoso, Colombia.
- Rangel, A.; Giraldo, B.; Blandón, A.; Ramón, J.; Córdoba, F. (1991). Evaluación geoquímica de la cuenca Llanos Orientales. Bogotá, Colombia. Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo.

- Reed, W.E. (1977). Molecular compositions of weathered petroleum and comparison with its possible source. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 41(2), 237-247. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(77\)90231-9](https://doi.org/10.1016/0016-7037(77)90231-9)
- Riaño-Hincapié, P.F. (2020). Mapa en superficie para la clasificación de familias de crudos con base en el análisis geoquímico en la cuenca de los Llanos Orientales. Tesis, Fundación Universidad de América, Colombia.
- Sarmiento-Pérez, G. (1994). Estratigrafía, palinología y paleoecología de la Formación Guaduas (Maastrichtiano-Paleoceno), Colombia. Tesis doctoral, Universidad de Ámsterdam, Holanda.
- Sarmiento, L.F. (2011). Geology and hydrocarbon potential Llanos basin. In: F.Cediel, G. Ojeda (eds.). *Petroleum Geology of Colombia*. (pp. 17-184). Fondo editorial Universidad EAFIT. Vol 9.
- UPME. (2018). Evaluación de las cuencas y estructuración de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales. Bogotá, Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética.
- van Krevelen, D.W. (1961). *Coal: typology, chemistry, physics, constitution*. Elsevier.
- Vásquez-Zuluaga, H. (2015). Definición del potencial de recursos no convencionales en *shales* para la Formación Gachetá, por medio de la caracterización y evaluación del contenido de materia orgánica, espesores y madurez térmica, a partir de registros de pozo e información geológica disponible para el departamento del Casanare. Tesis, Universidad EAFIT, Medellín Colombia.
-
-
- Fecha de recibido: 22 de agosto de 2023
Fecha de aceptado: 01 de junio de 2024
-
-