

MARCO GEOLÓGICO DE LAS CUENCAS SEDIMENTARIAS COLOMBIANAS PRODUCTORAS DE HIDROCARBUROS

Índice

1. INTRODUCCIÓN	3
2. CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA REGIONAL DE LAS CUENCAS COLOMBIANAS.....	9
2.1. Contexto Tectónico y Evolución Geológica Regional	9
2.2. Sistemas Petrolíferos y Estilos de Yacimientos	10
2.3. Madurez de los sistemas y comportamiento productivo	12
3. CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE LAS CUENCAS PRODUCTORAS COLOMBIANAS.....	13
3.1. Cuenca Llanos Orientales	13
3.2. Cuenca Valle Medio Magdalena.....	24
3.3. Cuenca Valle Superior del Magdalena	36
3.4. Cuenca Putumayo	47
3.5. Cuenca Catatumbo	60
3.6. Cuenca Valle Inferior del Magdalena	71
3.7. Cuenca Guajira Offshore	77
3.8. Cuenca Cesar Ranchería	85
3.9. Cuenca Cordillera Oriental	90
3.10. Cuenca Sinú-San Jacinto.....	96
4. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE LAS CUENCAS COLOMBIANAS	102
4.1. Cuenca de los Llanos Orientales.....	105
4.2. Cuenca del Valle Medio Magdalena.....	108
4.3. Cuenca del Valle Superior del Magdalena	110
4.4. Cuenca Caguán Putumayo.....	112
4.5. Cuenca del Catatumbo	113
4.6. Cuenca del Valle Inferior del Magdalena.....	114
4.7. Cuenca La Guajira offshore	116
4.8. Cuenca Cesar Ranchería	116
4.9. Cuenca Cordillera Oriental	117
4.10. Cuenca Sinú-San Jacinto.....	119
5. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO CON BASE EN LA GEOLOGÍA.....	121
6. SELECCIÓN DE CANDIDATOS PARA RECOBRO MEJORADO	125
Químico CEOR	125
Térmico TEOR.....	127
Gas Miscible	129
Tecnologías Avanzadas.....	131
7. CONCLUSIONES	132
8. REFERENCIAS.....	135

1. INTRODUCCIÓN

La exploración y producción de hidrocarburos dependen directamente del entendimiento integral de la geología de las cuencas sedimentarias (**Figura 1**) donde se alojan los sistemas petrolíferos y se dan los procesos de generación, migración, acumulación y preservación de estos recursos en el subsuelo ¹.

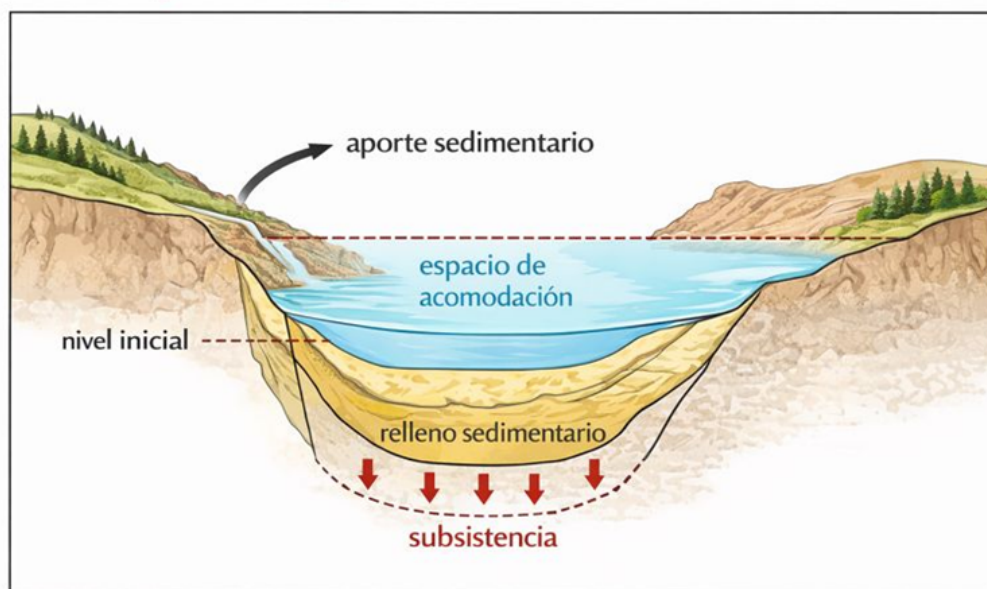


Figura 1. Esquema conceptual de una cuenca sedimentaria que ilustra la relación entre subsidencia, espacio de acomodación y relleno sedimentario, así como el aporte de sedimentos desde las áreas.

Una cuenca sedimentaria es una depresión de la corteza terrestre, de extensión y geometría variables, generada por procesos litosféricos que producen subsidencia sostenida y crean espacio de acomodación para la acumulación progresiva de sedimentos a lo largo del tiempo geológico. Su evolución está controlada por la interacción entre la dinámica tectónica, el aporte sedimentario y las variaciones del nivel base, factores que determinan su arquitectura estratigráfica y la distribución de facies, así como su potencial para albergar sistemas petrolíferos completos. ²

Bajo condiciones adecuadas de enterramiento, temperatura y tiempo, estas sucesiones sedimentarias pueden evolucionar hacia sistemas petrolíferos completos, en los que interactúan rocas generadoras, reservorios, sellos y trampas. En este contexto, la geología constituye la base fundamental para comprender la distribución y el comportamiento de los hidrocarburos, al permitir integrar la evolución tectono-sedimentaria de las cuencas con la arquitectura estratigráfica y la disposición espacial de los elementos del sistema petrolero.

La exploración y producción de hidrocarburos requieren, por tanto, un enfoque multiescalar, en el cual los procesos geológicos se analizan desde escalas regionales hasta microscópicas,

reconociendo que cada nivel de observación aporta información crítica para la toma de decisiones técnicas (**Figura 2**). A escala regional o de cuenca (giga-mega), se emplean principalmente métodos geofísicos y de teledetección, como sísmica, gravimetría, magnetometría e imágenes satelitales, que permiten definir la geometría de las cuencas, los dominios estructurales, los principales sistemas de fallas y la arquitectura estratigráfica en orden de decenas de kilómetros. Estas herramientas resultan esenciales durante las fases tempranas de exploración, cuando se evalúa el potencial petrolero y se jerarquizan áreas prospectivas.

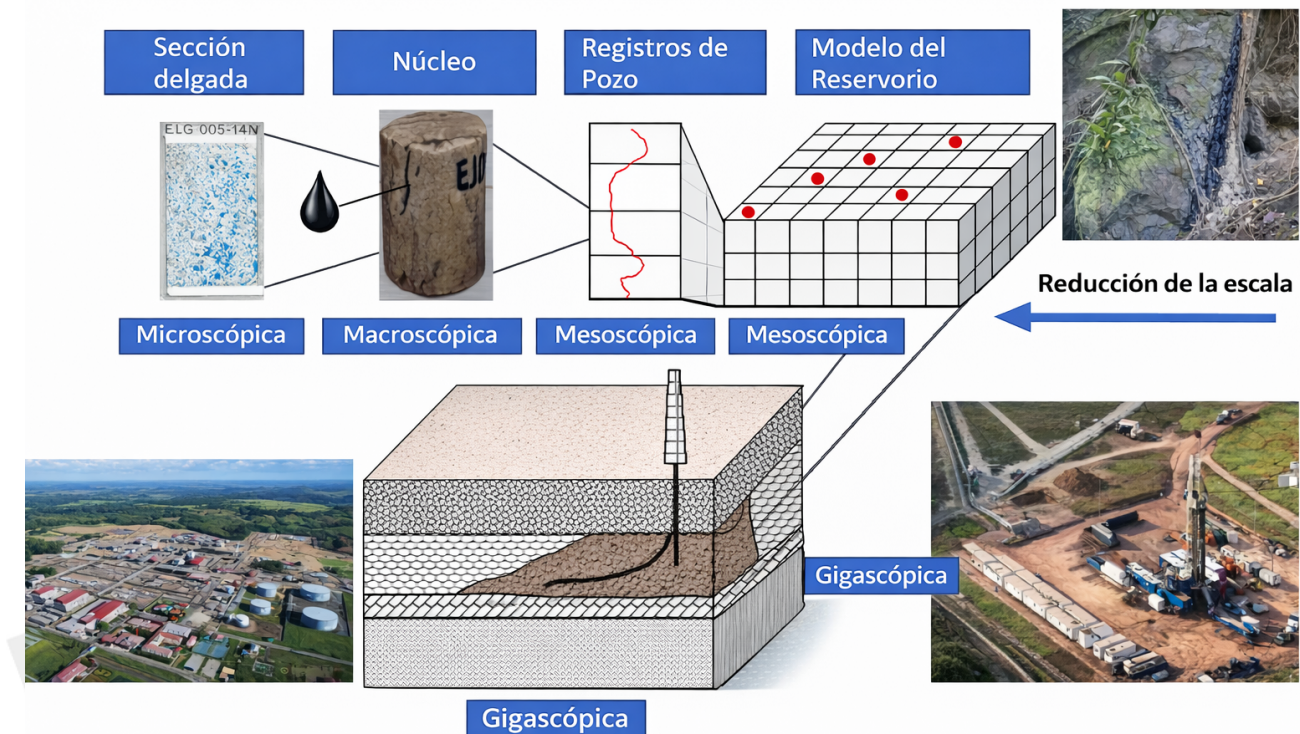


Figura 2. Escalas de Medición durante la caracterización geológica de una cuenca.
Modificado de información de Fairfield geotechnologies.³

A escalas intermedias (macro-meso), correspondientes al nivel de campo y yacimiento, la información proveniente de pozos, registros eléctricos y núcleos permite caracterizar la heterogeneidad lateral y vertical de los reservorios, los estilos de entrapamiento y la compartimentación estructural. En esta escala, la geología controla directamente variables clave para la producción, como la continuidad de los cuerpos arenosos, la conectividad del sistema poroso y la distribución espacial de las propiedades petrofísicas.

Finalmente, a escala micro, el uso de técnicas analíticas como la petrografía, la difracción de rayos X (DRX) y la microscopía electrónica de barrido (SEM) permite evaluar controles texturales,

mineralógicos y diagenéticos que influyen de manera decisiva en la porosidad, permeabilidad y en el comportamiento de los fluidos durante la producción.

Desde el punto de vista geológico, Colombia se localiza en una posición geodinámica compleja, asociada a la interacción entre las placas Sudamericana, Caribe y Nazca, lo que ha dado lugar a una evolución tectónica prolongada desde el Paleozoico hasta el Cenozoico. Como resultado de esta historia, el país alberga 23 cuencas sedimentarias, desarrolladas en contextos tectónicos diversos que incluyen cuencas de antepaís, cuencas intermontanas, cuencas de margen continental y cuencas oceánicas. Esta diversidad se refleja en la coexistencia de estilos estructurales contrastantes, arquitecturas sedimentarias variables y sistemas petrolíferos con distintos niveles de complejidad y madurez.⁴

Desde la perspectiva del sector hidrocarburos, no todas las cuencas presentan el mismo grado de conocimiento ni de desarrollo productivo. Por esta razón, el Estado Colombiano, a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), ha adoptado una clasificación funcional de las cuencas sedimentarias en maduras, emergentes y de frontera, con base en su historia exploratoria, nivel de producción, disponibilidad de información y potencial prospectivo.⁵

En este esquema, las cuencas maduras —como Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena, Valle Superior del Magdalena, Caguán–Putumayo y Catatumbo— concentran la mayor parte de la producción histórica y de los campos desarrollados. Las cuencas emergentes, entre ellas Guajira, Guajira Offshore, Cesar–Ranchería, Sinú–San Jacinto y Valle Inferior del Magdalena (**Figura 3**), presentan actividad exploratoria y productiva en expansión, mientras que las cuencas de frontera corresponden a áreas aún poco exploradas, pero con potencial geológico reconocido a largo plazo.

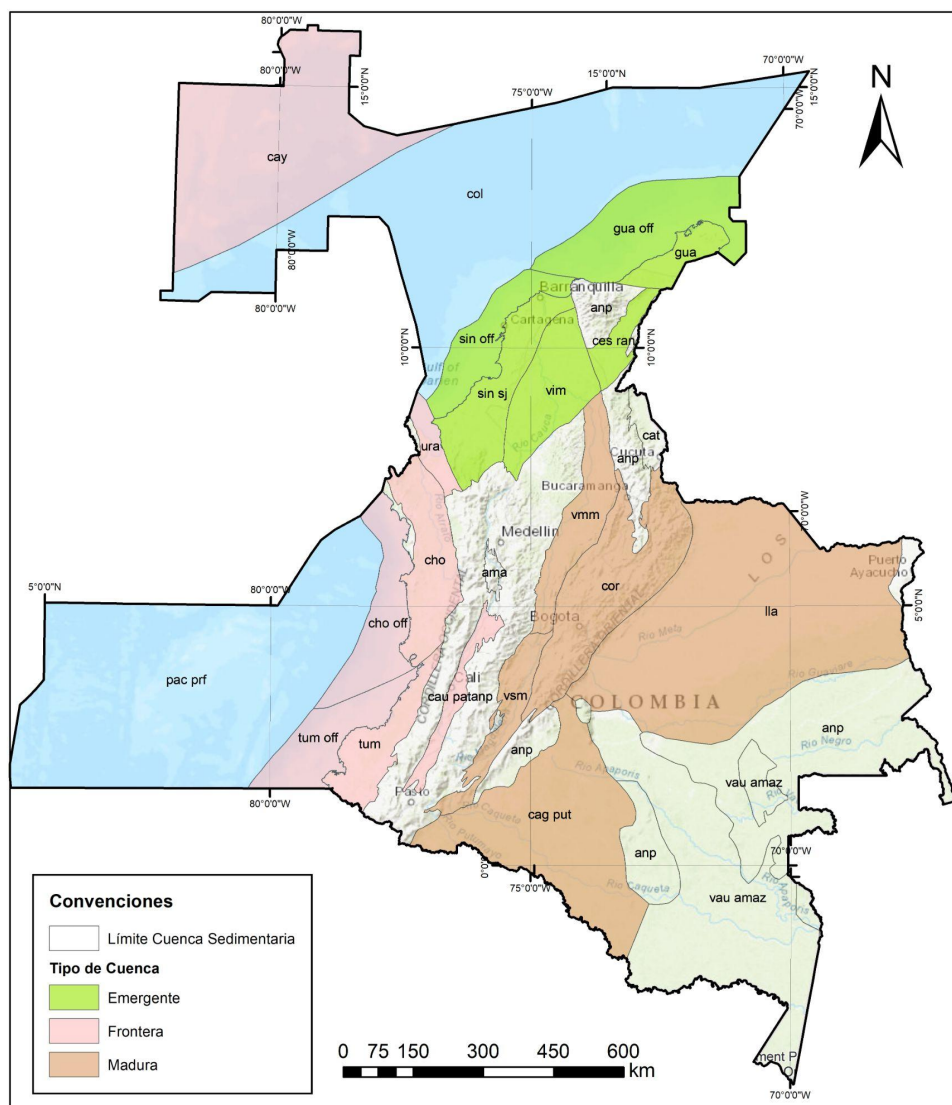


Figura 3. Mapa geológico que muestra las cuencas maduras, emergentes y de frontera. Realizado a partir de.³²⁵

La importancia de la geología en este contexto radica en su papel como eje integrador entre la exploración y la producción. En las etapas tempranas, el análisis geológico permite identificar y jerarquizar áreas con potencial mediante el uso de información regional y de cuenca. A medida que el conocimiento avanza hacia fases de evaluación, desarrollo y producción, la geología aporta criterios fundamentales para comprender la heterogeneidad de los reservorios, la eficiencia del barrido, la respuesta productiva y la distribución espacial de las propiedades petrofísicas.

Bajo este enfoque, se presenta un análisis geológico a escala de cuenca para un conjunto representativo de cuencas sedimentarias colombianas: Magdalena Medio, Llanos Orientales, Caguán–Putumayo, Catatumbo, Valle Superior, Valle Inferior, Sinú–San Jacinto, Cordillera Oriental, Guajira Offshore y Cesar–Ranchería. El énfasis se centra en identificar tendencias

tectono-sedimentarias, tipos de yacimiento, estilos de entrapamiento y grados de madurez productiva, reconociendo las limitaciones de este nivel de análisis, pero destacando su valor para la comparación regional y la contextualización geológica del potencial hidrocarburífero del país.

La evolución tectónica de las cuencas colombianas, controlada por fases de deformación desde el Paleozoico hasta el Cenozoico como lo señala Barrero ⁴, originó una historia geológica compleja reflejada en la diversidad de estructuras y secuencias sedimentarias. Este marco geodinámico condicionó la geometría de las cuencas y la distribución de las unidades que actúan como rocas generadoras, reservorios, sellos y sobrecargas. Las diferencias entre la región oriental, con basamento antiguo y secuencias poco deformadas como lo señala Guerrero y Dueñas ⁷; la región central, dominada por cinturones montañosos y cuencas intermedias; y la región occidental, integrada por terrenos oceánicos acrecionados durante el Cretácico tardío y el Cenozoico, explican los contrastes en la arquitectura y continuidad de los sistemas petrolíferos de Colombia.

Las principales rocas generadoras del país se formaron durante el periodo Cretácico en el intervalo Albiano medio–Turoniano, cuando unidades como Simití–Tablazo, Tetúan y La Luna se depositaron en condiciones marinas con bajo contenido de oxígeno, lo que favoreció la preservación de materia orgánica. Estos intervalos están ampliamente documentados en cuencas como Llanos Orientales, Valle Superior y Medio del Magdalena, Catatumbo y Caguán–Putumayo, y constituyen el núcleo del sistema petrolero cretácico en Colombia. ^{4, 8-9}

A partir del Paleógeno y el Neógeno se produjo la transición hacia ambientes continentales, que originó depósitos fluviales y volcanoclásticos que hoy forman los principales reservorios arenosos. La variabilidad en arquitectura fluvial, la reactivación tectónica y los procesos diagenéticos posteriores influyeron en la conectividad, continuidad y distribución de permeabilidades dentro de estos cuerpos.

Los campos ubicados en las cuencas de Llanos Orientales, Caguán–Putumayo, Valle Superior y Medio del Magdalena, Cordillera Oriental y Catatumbo presentan, en su mayoría, tendencias de declinación asociadas al agotamiento del mecanismo de producción primaria de los reservorios como lo señala la ANH ¹⁰. La interacción entre la estratigrafía de los intervalos productores, los controles estructurales que condicionan el flujo y la compartimentación asociada a diferencias de presión ha influido en la respuesta histórica de producción en cada cuenca como lo señala ANH ¹¹. Estas variaciones en continuidad y movilidad de los fluidos se reflejan en la distribución de tipos de hidrocarburos producidos en Colombia (**Figura 4**).

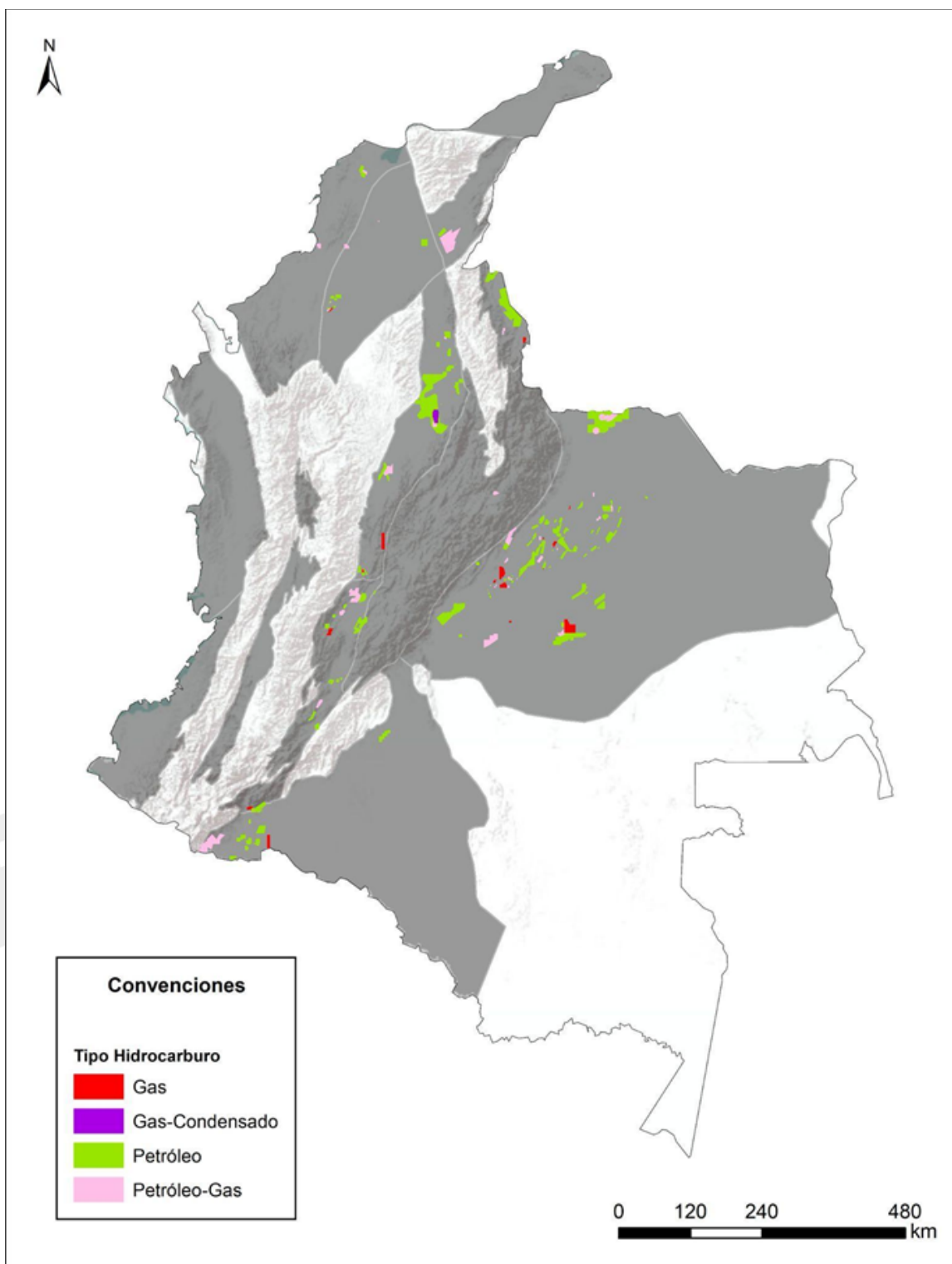


Figura 4. Mapa de tipo de hidrocarburo producido en los campos petroleros colombianos. Realizado a partir de la ANH. ¹²

A partir de este conjunto de elementos geológicos y propiedades petrofísicas, es posible establecer una caracterización comparativa de los sistemas petrolíferos en cuencas actualmente en declinación, con el fin de analizar cómo la arquitectura del reservorio, la naturaleza de los fluidos y la historia de explotación han configurado las condiciones productivas actuales. En este contexto, la geología no se limita a describir la heterogeneidad del subsuelo, sino que aporta criterios técnicos para evaluar de manera sistemática la compatibilidad entre las condiciones del yacimiento y los requerimientos operativos de las distintas técnicas de recobro mejorado (EOR). Así, esta sección presenta el marco geológico necesario para realizar un ejercicio de escrutinio sobre la aplicabilidad potencial de dichas tecnologías en los yacimientos del país, integrando arquitectura estratigráfica, propiedades de roca, comportamiento de fluidos y desempeño productivo.

2. CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA REGIONAL DE LAS CUENCAS COLOMBIANAS

2.1. Contexto Tectónico y Evolución Geológica Regional

Colombia se ubica en la confluencia de las placas Sudamericana, Nazca y Caribe, cuya interacción ha controlado la formación y evolución de un conjunto complejo de cuencas sedimentarias desde el Paleozoico hasta el Cenozoico. Esta interacción tectónica dio lugar al desarrollo de aproximadamente 23 cuencas sedimentarias que cubren un área cercana a 1.036.400 km², con geometrías, estilos estructurales y rellenos sedimentarios contrastantes, resultado de múltiples episodios de deformación, subsidencia y reactivación tectónica.⁴

La geometría inicial de estas cuencas fue modificada de manera significativa por eventos compresivos ocurridos principalmente durante el Campaniano y el Mioceno, asociados al levantamiento progresivo de las cordilleras andinas. Estos eventos dieron origen al sistema de cuencas de antepaís colombiano y generaron basculamiento, inversión tectónica y compartimentación estructural, particularmente en las cuencas del interior del país.¹³⁻¹⁴

Desde la geodinámica, las cuencas sedimentarias colombianas pueden clasificarse en continentales, de borde continental y cuencas oceánicas. Las cuencas continentales incluyen, Llanos Orientales, Putumayo, Valle Medio y Superior del Magdalena, Catatumbo y Cesar–Ranchería, desarrolladas principalmente sobre basamento continental y afectadas por deformación compresiva cenozoica. Las cuencas de borde continental, como el Valle Inferior del Magdalena y la Guajira, reflejan una evolución ligada a la transición entre el continente y los dominios oceánicos. Las cuencas oceánicas y acrecionarias, como Sinú–San Jacinto, se asocian a procesos de subducción y acreción relacionados con la placa Caribe.^{9, 13, 15 - 16}

El desarrollo de la mayoría de las cuencas sedimentarias colombianas se inició durante el Triásico Tardío, con una evolución posterior caracterizada por la acumulación de espesas secuencias sedimentarias durante el Mesozoico y el Cenozoico. En particular, las secuencias del Paleógeno y Neógeno están marcadas por discordancias de crecimiento y por el desarrollo de sistemas sedimentarios predominantemente siliciclásticos de origen continental, cuya arquitectura fue fuertemente condicionada por la tectónica sin-sedimentaria y la evolución del relieve regional con

discordancias de crecimiento y una alta variabilidad lateral y vertical en la arquitectura de los depósitos.¹⁷

A escala regional, la Cuenca de los Llanos Orientales constituye uno de los ejemplos más representativos del sistema de antepaís colombiano. Esta cuenca se desarrolló sobre sistemas rift mesozoicos preexistentes y fue afectada por el levantamiento progresivo de la Cordillera Oriental, lo que generó basculamiento, subsidencia diferencial y deformación compresiva desde el Cretácico, controlando la acumulación y distribución de las principales secuencias sedimentarias.^{14, 18 - 19.}

En contraste, el Valle Medio del Magdalena se caracteriza por un basamento paleozoico–precámbrico que experimentó inversión tectónica durante el Cenozoico, dando lugar a una arquitectura estructural compleja. El Catatumbo representa la prolongación sur de la Cuenca de Maracaibo y su evolución está relacionada con procesos de colisión oblicua durante el Cenozoico. Por su parte, la cuenca Sinú–San Jacinto corresponde a un prisma acrecionario vinculado a la subducción de la placa Caribe, con una evolución tectónica distinta a la de las cuencas continentales del interior del país.^{15, 20-23.}

Este marco geológico regional evidencia que la variabilidad tectónica y estructural de las cuencas colombianas constituye un elemento fundamental para comprender su arquitectura, compartimentación y heterogeneidad. En los apartados siguientes, esta base geológica se integra con información estratigráfica, petrofísica y de producción, con el fin de analizar su relación con los sistemas petrolíferos y el comportamiento histórico de los yacimientos.

2.2. Sistemas Petrolíferos y Estilos de Yacimientos

La diversidad tectónica y estratigráfica de las cuencas sedimentarias colombianas ha dado lugar al desarrollo de múltiples sistemas petrolíferos y estilos de yacimiento, controlados por la distribución espacial de las rocas generadoras, reservorios, sellos y trampas, así como por la historia de enterramiento y deformación de cada cuenca. En conjunto, estos sistemas reflejan una evolución común dominada por la generación cretácica de hidrocarburos y su posterior acumulación en reservorios siliciclásticos de edad Paleógena y Neógena, con variaciones significativas en arquitectura y desempeño productivo entre regiones.¹⁶

Las principales rocas generadoras de hidrocarburos en Colombia se formaron durante el intervalo Albiano medio–Turoniano, cuando unidades como Simití–Tablazo, Tetúan y, de manera destacada, la Formación La Luna se depositaron en ambientes marinos con condiciones anóxicas a subóxicas. Estas condiciones favorecieron la preservación de materia orgánica de origen predominantemente marino, dando lugar a rocas generadoras de alta calidad ampliamente documentadas en cuencas como Catatumbo, Valle Medio y Superior del Magdalena, Llanos Orientales (Fm. Gacheta) y Caguán–Putumayo (Fm. Villeta).

La Formación La Luna (Cenomaniano–Turoniano) constituye una roca generadora en las cuencas Maracaibo–Catatumbo y Valle Medio del Magdalena, con valores promedio de carbono orgánico total cercanos al 4,3 % y rangos que pueden superar el 9 %, asociados a querógeno Tipo I y II y niveles de madurez favorables para la generación de petróleo. Este intervalo define el núcleo del

sistema petrolífero cretácico en Colombia y alimenta múltiples plays productores en el país, incluyendo el sistema La Luna–Mugrosa en el Valle Medio del Magdalena.^{16, 23}

La acumulación de hidrocarburos en Colombia ocurre mayoritariamente en reservorios siliciclásticos de origen continental a marginal marino, desarrollados a partir del Cretácico y Cenozoico. En la Cuenca de los Llanos Orientales, el reservorio más importante corresponde a las areniscas del Eoceno Superior de la Formación Mirador, aunque también se reconocen acumulaciones en unidades del Cretácico Superior (Une, Gachetá y Guadalupe), Paleoceno (Barco) y Oligoceno (Carbonera). Estos reservorios presentan una amplia variabilidad en calidad petrofísica, controlada por la arquitectura deposicional, la compactación y los procesos diagenéticos posteriores (**Figura 5**).



Figura 5. Ubicación generalizada por cuencas de la naturaleza de los reservorios de hidrocarburos Colombianos. Realizado a partir de Mapa de Tierras.²⁴

Los estilos de yacimiento en los Llanos Orientales incluyen trampas estructurales asociadas a fallas normales y pliegues en el Piedemonte Llanero, donde se alojan campos con petróleo liviano y gas, así como trampas mixtas y estratigráficas en los Llanos Centrales, caracterizadas por crudos de mayor viscosidad. Un ejemplo representativo es el campo Cusiana, que contiene petróleo liviano y gas acumulados a grandes profundidades en una trampa anticlinal de gran extensión, con reservorios dominados por areniscas estuarinas de la Formación Mirador y rocas generadoras en lutitas cretácicas.⁸

En el Valle Medio del Magdalena, el sistema petrolífero La Luna–Mugrosa constituye el principal play productor, con campos gigantes alojados en trampas anticlinales y reservorios siliciclásticos paleógenos, que contienen crudos de gravedad API intermedia a liviana. En el Catatumbo, los estilos de yacimiento reflejan la prolongación sur de la Cuenca de Maracaibo, con acumulaciones controladas por estructuras compresivas y una compleja compartimentación estructural.^{21, 175}

En las cuencas del norte del país, como Sinú–San Jacinto y el Valle Inferior del Magdalena, los estilos de yacimiento están asociados a sistemas más jóvenes y menos explotados, donde predominan reservorios arenosos con conectividad local favorable dentro de ventanas estructurales recientemente incorporadas al desarrollo. En la Subcuenca de la Baja Guajira, el campo Chuchupa representa el principal productor de gas natural del país, con acumulaciones asociadas a sistemas petrolíferos basados en rocas generadoras del Cretácico Superior y unidades del Paleógeno, en un contexto de borde continental.²²

2.3. Madurez de los sistemas y comportamiento productivo

El comportamiento productivo de las cuencas colombianas refleja diferencias marcadas en el grado de madurez de sus sistemas petrolíferos y en la extensión efectiva de las áreas drenadas. En las cuencas con mayor tiempo de explotación (Llanos Orientales, Valle Superior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena y Caguán–Putumayo) la producción muestra tendencias de declinación asociadas al agotamiento progresivo de los mecanismos de producción primaria y a la superposición de áreas de drenaje entre pozos^{10, 12}.

La disminución observada en la producción de petróleo y gas durante la última década se concentra principalmente en intervalos productivos como Carbonera, Mirador, Guadalupe, Caballos y Villeta¹², que han sostenido el suministro nacional durante periodos prolongados. A medida que la producción acumulada aumenta, el aporte promedio por pozo disminuye, reflejando una reducción en la disponibilidad de volúmenes no drenados.

En contraste, las cuencas que presentan incrementos recientes en producción, como Sinú–San Jacinto, Valle Inferior del Magdalena y sectores específicos de la Cordillera Oriental¹⁰, corresponden a regiones con menor ocupación previa del subsuelo, donde la incorporación de nuevos pozos en áreas exploratorias permite acceder a volúmenes aún no drenados¹². Estos incrementos pueden responder principalmente a la expansión del área de drenaje regional y no a cambios fundamentales en el comportamiento intrínseco de los sistemas petrolíferos.

En conjunto, la distribución de los sistemas petrolíferos y los estilos de yacimiento en Colombia evidencia un escenario dominado por cuencas maduras, donde el mantenimiento y la optimización

de la producción requieren intervenciones de mayor escala y una integración cuidadosa entre geología, ingeniería de yacimientos y estrategias de recobro mejorado.

3. CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE LAS CUENCAS PRODUCTORAS COLOMBIANAS

3.1. Cuenca Llanos Orientales

Localización de la cuenca

La Cuenca de los Llanos Orientales se extiende a lo largo del flanco oriental de la Cordillera Oriental y constituye una de las cuencas sedimentarias más extensas y relevantes de Colombia (Figura 6). Sus límites estructurales están definidos al occidente por el frente plegado y fallado andino, que representa el límite activo de deformación asociado al levantamiento orogénico; hacia el oriente, la cuenca se apoya sobre el basamento estable del Escudo de Guayana, mientras que sus márgenes norte y sur están delimitados por la cuenca de Barinas y el arco estructural del Vaupés, respectivamente.²⁵



Figura 6. Localización de la Cuenca de los Llanos Orientales (En amarillo). Modificado de Carvajal et al.²⁶

Evolución geológica

La configuración regional de la cuenca responde a la interacción prolongada entre la placa Suramericana y los sistemas tectónicos asociados a las placas Caribe y Nazca, lo que ha condicionado su arquitectura estructural y evolución sedimentaria. Morfoestructuralmente, presenta una geometría asimétrica, con un cinturón plegado y fallado compresivo en el sector occidental y un prisma sedimentario de antepaís de suave inclinación hacia el oriente, segmentado por fallas profundas con vergencia general hacia la cordillera andina.^{8, 27}

El basamento está conformado por rocas metamórficas e ígneas precámbricas y paleozoicas del dominio del Escudo de Guayana. Durante el Paleozoico temprano se desarrollaron estructuras tipo rift que favorecieron la acumulación de secuencias marinas del Grupo Quetame–Güejar, seguidas por eventos de metamorfismo de bajo grado e intrusión ígnea en el Ordovícico tardío. En el Mesozoico, nuevas fases extensionales generaron subcuencas rift, y desde el Cretácico la cuenca evolucionó a un contexto de retroarco y posteriormente de antepaís, con acumulación de una cuña sedimentaria clástica donde sobresalen las formaciones Une y Guadalupe como depósitos de plataforma y transición marina.^{8, 28}

Durante el Cenozoico, el avance del frente compresivo andino controló una sedimentación principalmente continental y transicional. En el Paleoceno se depositaron las formaciones Barco y Los Cuervos, relevantes por su significado ambiental y potencial petrolero, y entre el Eoceno y Mioceno se estableció la configuración de antepaís con las formaciones Mirador, Carbonera y Guayabo, que registran la transición de ambientes costero-deltaicos a fluviales y aluviales. La cuenca conserva una columna sedimentaria mesozoica–cenozoica superior a 8 km y aloja un sistema petrolífero maduro, con las lutitas de la Formación Gachetá como principal roca generadora y las areniscas de las formaciones Barco, Mirador y Guadalupe como reservorios dominantes.^{8, 28}

Estratigrafía relevante

Formación Une (Cretácico Inferior–Medio, Aptiano–Albiano):

La Formación Une corresponde a la unidad arenosa basal del registro cretácico en la Cuenca de los Llanos Orientales y en amplios sectores de la Cordillera Oriental. Esta unidad registra la instauración temprana de sistemas deposicionales clásticos dominados por ambientes continentales y costeros, que reflejan condiciones de transición entre sistemas fluvio-deltaicos y ambientes marinos someros. Debido a sus favorables propiedades petrofísicas, la Formación Une constituye un intervalo de interés como roca reservorio en diferentes sectores de los departamentos de Meta y Casanare.^{8, 28}

Desde el punto de vista litológico, la unidad está compuesta por bancos de areniscas de espesor variable (desde delgados hasta muy gruesos) dominados por cuarzoarenitas de color gris oscuro, que adquieren tonalidades más claras o amarillentas en superficie debido a procesos de meteorización. Estas areniscas presentan texturas muy finas a finas, cemento predominantemente silíceo y escasa bioturbación. Las capas suelen mostrar geometrías lenticulares y estructuras sedimentarias como estratificación cruzada en artesa, indicativas de migración lateral de canales

fluviales. De manera subordinada, se intercalan niveles de arcillolitas grises oscuras a negras, ocasionalmente limosas, con laminación interna o estructura masiva.^{8, 28-29}

Formación Gachetá (Cretácico Superior):

La Formación Gachetá constituye la principal roca generadora de hidrocarburos dentro de la Cuenca de los Llanos Orientales, desempeñando un papel clave en los sistemas petrolíferos que alimentan múltiples niveles reservorios de la región.

Esta unidad está compuesta por lutitas marino-continetales de edad cretácica superior, que se sitúan estratigráficamente por debajo de los principales paquetes arenosos y están distribuidas sobre elevadas hacia el flanco occidental de la cuenca. Análisis geoquímicos e integraciones de datos estratigráficos e histórico-tectónicos han identificado a la Gachetá como la formación con el potencial generador más alto de la cuenca, asociada a intervalos ricos en materia orgánica susceptible de generar hidrocarburos bajo condiciones de madurez térmica adecuadas.

En términos de propiedades orgánicas, estas lutitas presentan un contenido de carbono orgánico total (COT) que, aunque variable, indica la presencia de materia orgánica de tipo II/III con capacidad de generación primaria, especialmente en sectores más profundos de la cuenca donde se alcanza la ventana de generación petrolera. Esta característica ha sido corroborada en estudios recientes que resaltan su papel esencial como fuente principal para los sistemas de migración e inserción en reservorios como las areniscas de Mirador, Guadalupe y Carbonera en los campos productivos de la cuenca.^{25, 30}

Formación Guadalupe (Cretácico Superior, Campaniano–Maastrichtiano): Es una de las principales unidades arenosas del Cretácico Superior en la Cuenca de los Llanos Orientales y la Cordillera Oriental, destacándose por su amplia distribución regional y su elevada calidad como roca reservorio, asociada a buenos valores de porosidad y condiciones favorables de cementación.⁸

Estratigráficamente corresponde al tramo superior de la secuencia transgresiva–regresiva del Cretácico y, en algunos esquemas, se incluye como la porción superior de la Unidad K1. Litológicamente está compuesta principalmente por cuarzoarenitas de grano fino a medio, intercaladas con lodolitas, arcillolitas y limolitas, con desarrollo de porosidad secundaria y presencia local de niveles fosfáticos.²⁹

Desde el punto de vista paleoambiental, registra una transición de ambientes marinos someros hacia sistemas fluvio-deltaicos costeros durante el último evento regresivo del Cretácico, lo que favoreció la acumulación de cuerpos arenosos con alto potencial como reservorio. Regionalmente, se extiende desde el piedemonte llanero hasta el sector oriental de la Cordillera Oriental, con espesores aproximados entre 300 y 600 m y correlaciones laterales con las formaciones Colón y Umir hacia el norte del país.⁸

Formación Barco (Paleoceno): La Formación Barco corresponde a un sistema deposicional de carácter transicional que presenta potencial como reservorio arenoso basal dentro de la secuencia cenozoica de la Cuenca de los Llanos Orientales. Litológicamente, se caracteriza por la presencia de paquetes cuneiformes muy gruesos de cuarzoarenitas blancas y sublitoarenitas, generalmente friables, con granulometría que varía de fina a conglomerática y con estratificación inclinada tangencial a la base. Estas areniscas se intercalan ocasionalmente con niveles de lodolitas.

En diversos sectores de la cuenca, las areniscas de la Formación Barco, en conjunto con las de la Formación Los Cuervos, han mostrado condiciones favorables para la acumulación de hidrocarburos, contribuyendo a la comprensión de los sistemas petrolíferos paleocenos. Su continuidad lateral y su granulometría relativamente gruesa le confieren potencial como reservorio en la porción basal de la secuencia cenozoica (**Figura 7; Figura 8**).¹⁶

Formación Mirador (Eoceno): es una de las unidades cenozoicas más importantes de la Cuenca de los Llanos Orientales por su amplia distribución y excelente calidad como roca reservorio, asociada a sistemas fluviales y deltaicos desarrollados durante la progradación continental vinculada al avance del orógeno andino⁸.

Estratigráficamente se apoya sobre la Formación Los Cuervos y es sobreyacida por la Formación Carbonera, con contactos localmente gradacionales que dificultan su correlación. Litológicamente está dominada por cuarzoarenitas gruesas, friables y de buena porosidad, con intercalaciones subordinadas de lodolitas y arcillolitas de planicie de inundación.³¹

Desde el punto de vista petrolero constituye uno de los principales reservorios del oriente colombiano, con producción destacada en campos como Cusiana, Cupiagua, Apiay y Rubiales, favorecida por su continuidad lateral y su relación con rocas generadoras subyacentes. Paleoambientalmente registra sistemas continentales dominados por canales trenzados y planicies aluviales durante el Eoceno. En el piedemonte, unidades equivalentes son denominadas Formación San Fernando, interpretadas como facies más proximales de la Mirador.^{8, 16, 25}

Formación Carbonera (Oligoceno–Mioceno): La Formación Carbonera constituye una de las secuencias sedimentarias más extensas y de mayor espesor de la Cuenca de los Llanos Orientales, y representa una unidad clave desde el punto de vista productivo. Esta formación se subdivide en ocho unidades operacionales (C1 a C8), de las cuales las unidades impares (C1, C3, C5 y C7) corresponden a episodios regresivos dominados por la acumulación de areniscas, que conforman los principales niveles productores de hidrocarburos en la región. Entre estas, la unidad C7 ha demostrado un comportamiento destacado como reservorio en distintos sectores de la cuenca.²⁷

En la Formación Carbonera, las unidades pares (C2, C4, C6 y C8) representan fases transgresivas dominadas por lutitas, las cuales funcionan como sellos regionales continuos y juegan un papel clave en la restricción de la migración vertical de hidrocarburos ANH²⁵. Estas unidades contribuyen a la retención y acumulación de fluidos en los cuerpos arenosos asociados a las unidades impares. Desde el punto de vista litológico, la Formación Carbonera está constituida por areniscas cuarzosas de grano fino a medio, bien seleccionadas y localmente conglomeráticas, intercaladas con limolitas y arcillolitas grises. Esta asociación es indicativa de ambientes deposicionales fluviales, deltaicos y costeros, y otorga a la unidad excelentes propiedades como roca reservorio, con buenos valores de porosidad y permeabilidad. La Formación Carbonera constituye el reservorio principal en campos como Cusiana, Cupiagua, Caño Limón y Rubiales, desempeñando un papel fundamental en la producción de hidrocarburos del oriente colombiano.

16

Formación León (Mioceno inferior–medio): La Formación León corresponde a una unidad predominantemente pelítica dentro de la secuencia cenozoica superior de la Cuenca de los Llanos Orientales. Litológicamente, está compuesta principalmente por arcillolitas y lodolitas de color

gris claro a gris verdoso, localmente gris oscuro, con textura fina y laminación plano-paralela bien desarrollada. Estas rocas presentan alta homogeneidad lateral y escasa presencia de estructuras sedimentarias de alta energía, lo que indica condiciones de sedimentación dominadas por decantación.²⁵

En su porción basal predominan paquetes muy gruesos de lodolitas masivas, ocasionalmente intercaladas con limolitas y arenitas muy finas de espesor delgado, mal seleccionadas. Hacia los niveles medios se mantiene el dominio de facies finas, con laminación más evidente y escasos niveles arenosos discontinuos. Este arreglo litológico es consistente con ambientes de planicie de inundación distal y sistemas fluviales de muy baja energía, desarrollados bajo condiciones de elevada subsidencia y alto aporte de sedimentos finos durante el Mioceno temprano a medio.³²

Formación Guayabo (Mioceno medio–superior): La Formación Guayabo presenta una mayor heterogeneidad litológica en comparación con la Formación León y constituye una unidad de carácter claramente heterolítico. Está compuesta por la alternancia de arcillolitas y lodolitas grises a gris oscuro con arenitas finas a medias, localmente amarillentas a pardas, moderadamente seleccionadas y con cementación variable. Las arenitas suelen presentarse en capas de espesor medio a grueso, con geometrías lenticulares y contactos erosivos bien definidos.²⁵

En la base de la formación dominan los intervalos arcillosos, mientras que hacia los niveles medios y superiores se incrementa la frecuencia y el espesor de los cuerpos arenosos. Estas arenitas muestran comúnmente estratificación cruzada de bajo ángulo, laminación paralela y, localmente, restos vegetales y niveles carbonosos delgados. El conjunto de facies sugiere ambientes fluviales meandriformes a anastomosados, con desarrollo de canales, barras arenosas y extensas planicies de inundación asociadas.^{25, 32-33}

La variabilidad vertical y lateral de la Formación Guayabo refleja fluctuaciones en la energía del sistema deposicional y en el suministro sedimentario, coherentes con un contexto de progradación continental durante el avance del frente orogénico andino en el Mioceno medio a superior (**Figura 8**).²⁰

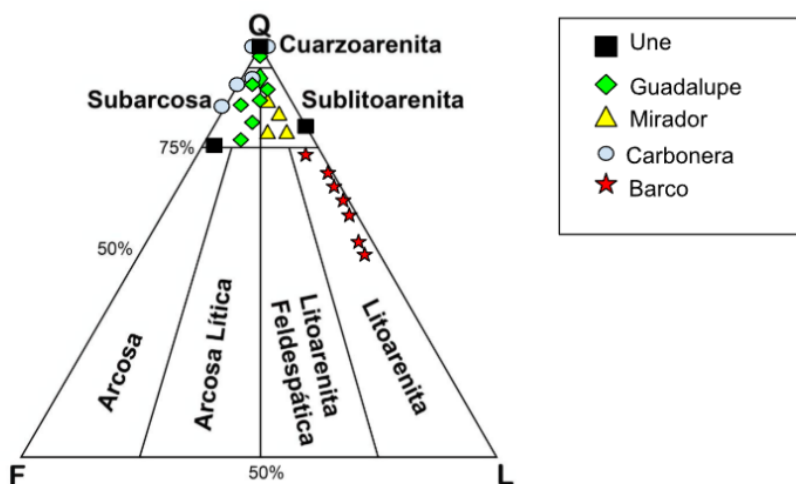


Figura 8. Integración composicional de las rocas reservorio descritas. Realizado a partir de Sarmiento.³⁵

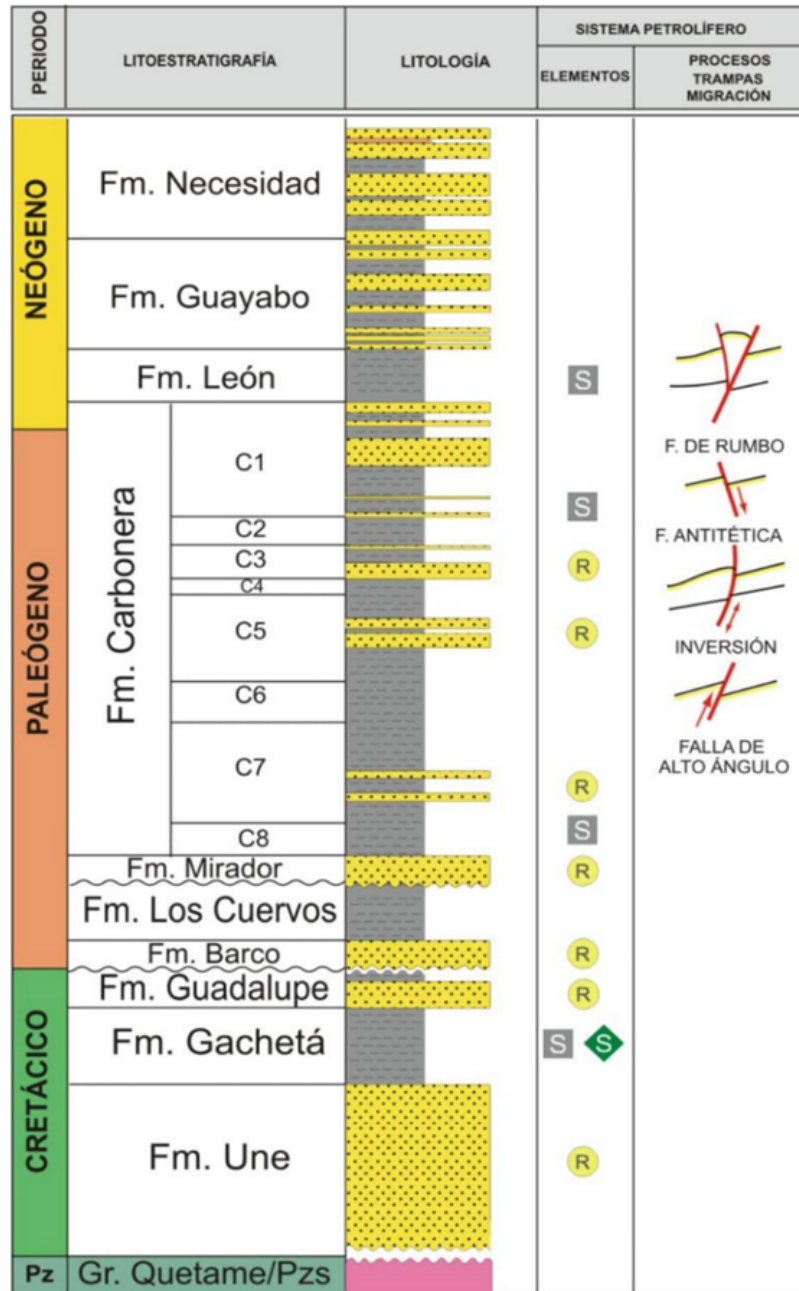


Figura 7. Columna estratigráfica de la cuenca de los Llanos Orientales. Tomado de Mojica.³⁴

Geología estructural

La Cuenca de los Llanos Orientales es una cuenca de antepaís asimétrica ubicada al oriente de la Cordillera Oriental, controlada por la carga tectónica del levantamiento andino y la reactivación de estructuras del basamento del Escudo de Guayana (**Figura 9**). Presenta un buzamiento regional suave hacia el occidente y un aumento de espesores hacia el piedemonte, donde la columna mesozoica–cenozoica supera los 7.000 – 8.000 metros.³⁶

Se reconocen tres dominios estructurales: (1) el Piedemonte Llanero, intensamente deformado, con pliegues, cabalgamientos y fallas inversas que generan grandes trampas profundas como las de Cusiana y Cupiagua; (2) la Provincia Central de los Llanos, con geometría monoclinial y dominada por fallas normales heredadas del rifting mesozoico, que controlan la compartimentación de yacimientos en Carbonera, Mirador y Guadalupe; y (3) el dominio oriental distal, con muy baja deformación, adelgazamiento estratigráfico y presencia de fallas profundas de basamento que controlan espesores y arquitectura general.^{32, 36}

El estilo estructural y la evolución cenozoica de la cuenca influyeron directamente en los patrones sedimentarios y en los sistemas petrolíferos: sistemas fluvio-deltaicos gruesos en el sector occidental, secuencias finas extensas en el sector distal (Formación León) y control estructural sobre la arquitectura de los miembros productores C5 y C7 de la Formación Carbonera.^{32, 36-37}

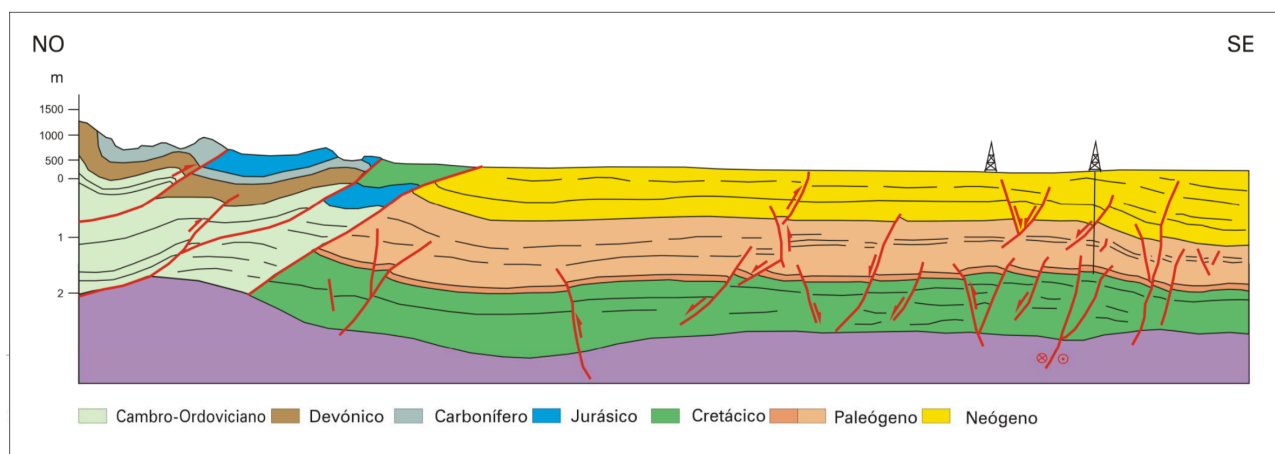


Figura 9. Perfil estructural de la cuenca de los Llanos Orientales. Tomado de Mojica.³⁴

Elementos y procesos del sistema petrolífero

La Cuenca de los Llanos Orientales presenta presiones **de yacimiento** que oscilan entre 550 y 5.600 psi, temperaturas **de yacimiento** en un rango aproximado de 21,7 a 122,6 °C (**Figura 11;Figura 12**), una saturación de agua irreducible (S_{wi}) comprendida entre 20 y 45% y una saturación de agua (S_w) comprendida entre 25 y 70%. Para un análisis más detallado de estas características, se recomienda consultar el documento de MER.³⁹

La Cuenca de los Llanos Orientales constituye la provincia petrolera más prolífica de Colombia y representa un sistema clásico de cuenca de antepaís desarrollado al oriente de la Cordillera Oriental. La cuenca cubre un área aproximada de 225.600 km² y ha sido objeto de una intensa actividad exploratoria y de desarrollo, con más de 4.000 pozos exploratorios perforados y cerca de 300 campos descubiertos (**Tabla 1**), incluyendo campos gigantes como Caño Limón y Rubiales, campos mayores como Apiay y Castilla, y un gran número de campos medianos y menores distribuidos a lo largo de la provincia central y el piedemonte llanero.²⁵

Formación	Sector / Pozo	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)
Fm. Carbonera	Antepais sur (Rubiales) Antepais (varios campos)	~31 15–36	~2000
Fm. Mirador	Piedemonte (varios campos) Antepais oriental (Tortuga-1)	2–16 (común <10) 30	~80–300
Fm. Barco	Piedemonte (varios campos) Antepais oriental (Caño Bravo-1) Antepais oriental (Joropo-1)	3–13 24,7 23,8	30–100
Fm. Guadalupe	Piedemonte (varios campos)	5–16 (prom. <10)	~50–300
Fm. Gacheta	Antepais oriental (Tortuga-1) Antepais (foreland) Piedemonte (foothills)	30 (prom.) ~20 <10	—
Fm. Une	Piedemonte (Tocoragua-1) Piedemonte (Medina-1) Antepais (Coral-1, Arauca, San Joaquín-1, Casanare) Arauca regional Casanare regional (E de Río Verde-1)	12–17 8,5 (prom.) Máx. 25,6 >10 (consistente)>10	~100–1000

Tabla 1. Propiedades petrofísicas para formaciones reservorio de la cuenca de los Llanos Orientales. Realizado a partir de ANH³⁹; Caro et al⁴⁰ y Mesa.⁴²

El sistema petrolífero de los Llanos Orientales está dominado por rocas generadoras cretácicas marinas, principalmente las lutitas de la Formación Gachetá y unidades equivalentes del Cretácico Superior, depositadas en ambientes marinos anóxicos durante el intervalo Turoniano–Coniaciano. Estas unidades presentan contenidos elevados de carbono orgánico total y querógeno de tipo II, y han alcanzado niveles de madurez suficientes para la generación de petróleo y gas, particularmente en el sector occidental de la cuenca, donde el enterramiento es mayor debido a la carga flexural asociada al levantamiento andino.^{16, 24, 34}

Los principales reservorios de la cuenca corresponden a unidades arenosas clásticas de edad cretácica y cenozoica, entre las que destacan las formaciones Une, Guadalupe, Mirador y Carbonera. Dentro de esta última, el miembro C7 constituye el reservorio más importante en términos de volumen producido, continuidad lateral y distribución regional. El C7 está compuesto por cuarzoarenitas de bancos gruesos, con selección moderada a pobre, tamaños de grano que varían de medio a muy grueso y bajo contenido de matriz, dominada por caolinita y cemento silíceo, lo que le confiere buenas propiedades petrofísicas (**Figura 11; Figura 12**) en amplios sectores de la cuenca como lo señalan Carvajal³⁶ y Pinzón.⁴³

Según los datos reportados por la agencia nacional de hidrocarburos los rangos de gravedades API para los crudos por formación productora son: la Formación Carbonera presenta valores con crudos entre 18,0 y 35,0 °API; la Formación Mirador registra rangos de crudos entre 30,0 y 42,0 °API; la Formación Barco muestra crudos con valores entre 25,0 y 40,0 °API; la Formación Guadalupe presenta crudos con gravedades entre 35,0 y 45,0 °API; y la Formación Une exhibe crudos con rangos entre 28,0 y 40,0 °API. La permeabilidad presenta rangos de 300 - 3000 mD aproximadamente y la porosidad muestra un rango aproximado de 16 - 30% (**Figura 10**).³⁹

La cuenca de los Llanos Orientales presenta unidades reservorios cuyos espesores varían entre el 1.5 y 1767 m, a continuación en la siguiente tabla (**Tabla 2**) se detallan los espesores de las siguientes unidades reportados por la ANH.³⁹

Formación	Espesor De La Formación (m)	Cantidad de Datos
Carbonera	1.5 - 1767	243
Une	4.6 - 609	30
Mirador	3.6 - 1150	84
Barco	1.2 - 101	29
Guadalupe	1.8 - 1371	53

Tabla 2. Rangos de los espesores por formación. Realizado a partir de ANH.³⁹

Los sellos regionales del sistema petrolífero están representados por unidades arcillosas continuas, como las lutitas de las formaciones León y Guayabo, así como por los miembros pares de la Formación Carbonera (C2, C4, C6 y C8), que corresponden a eventos transgresivos dominados por facies finogranulares. Estas unidades limitan la migración vertical de los hidrocarburos y favorecen su acumulación en los cuerpos arenosos subyacentes, contribuyendo a la eficiencia del sistema petrolífero a escala regional.^{24, 16}

En términos de ambientes depositacionales, los reservorios de la cuenca registran una amplia variedad de sistemas sedimentarios, incluyendo ambientes deltaicos mareales, estuarinos, lacustres y fluviales de alta energía. Las areniscas del C7 y de otras unidades de Carbonera muestran asociaciones de facies que incluyen secuencias arenosas con bases lodosas, estratificación ondulosa y bioturbación tipo Thalassinoides, interpretadas como depósitos deltaicos mareales; lodolitas masivas con fauna bivalva asociadas a ambientes lacustre–estuarinos; y areniscas medianas a conglomeráticas con bases erosivas y estratificación cruzada, correspondientes a sistemas fluviales trenzados.^{20, 44}

En la Cuenca de los Llanos Orientales, los yacimientos están controlados por una combinación de trampas estructurales, estratigráficas y mixtas, relacionadas con los diferentes dominios estructurales. En el piedemonte llanero predominan trampas estructurales asociadas a pliegues anticlinales y fallas inversas de alto ángulo, donde se concentran acumulaciones profundas de

crudos livianos y gas, como en los campos Cusiana y Cupiagua. En la provincia central son más frecuentes las trampas cerradas contra falla normal y las trampas mixtas estructurales–estratigráficas, vinculadas a acuíferos arenosos, cambios laterales de facies y variaciones de espesor en las formaciones Carbonera y Mirador.^{8, 25}

La producción de hidrocarburos en la Cuenca de los Llanos Orientales abarca un amplio espectro de tipos de crudo como se mencionó anteriormente, predominando aceites pesados a medianos con gravedades API entre 12 y 35°, aunque también se presentan crudos livianos y gas en el sector del piedemonte. Un porcentaje significativo de los campos productores corresponde a aceites pesados, alojados en reservorios de distintas edades y ambientes sedimentarios, lo que refleja tanto la diversidad del sistema petrolífero como la influencia de procesos de biodegradación, migración tardía y variaciones en la historia térmica de la cuenca.^{45, 46}

En conjunto, la Cuenca de los Llanos Orientales alberga yacimientos mayoritariamente clásticos, con estilos de entrapamiento dominados por estructuras simples y mixtas, fuerte control tectónico heredado y una estrecha relación entre arquitectura sedimentaria, compartimentación estructural y tipo de hidrocarburo producido. Estas características explican tanto la alta productividad histórica de la cuenca como su actual estado de madurez, y constituyen un marco fundamental para la evaluación de oportunidades de recobro mejorado y optimización del desarrollo de campos existentes.

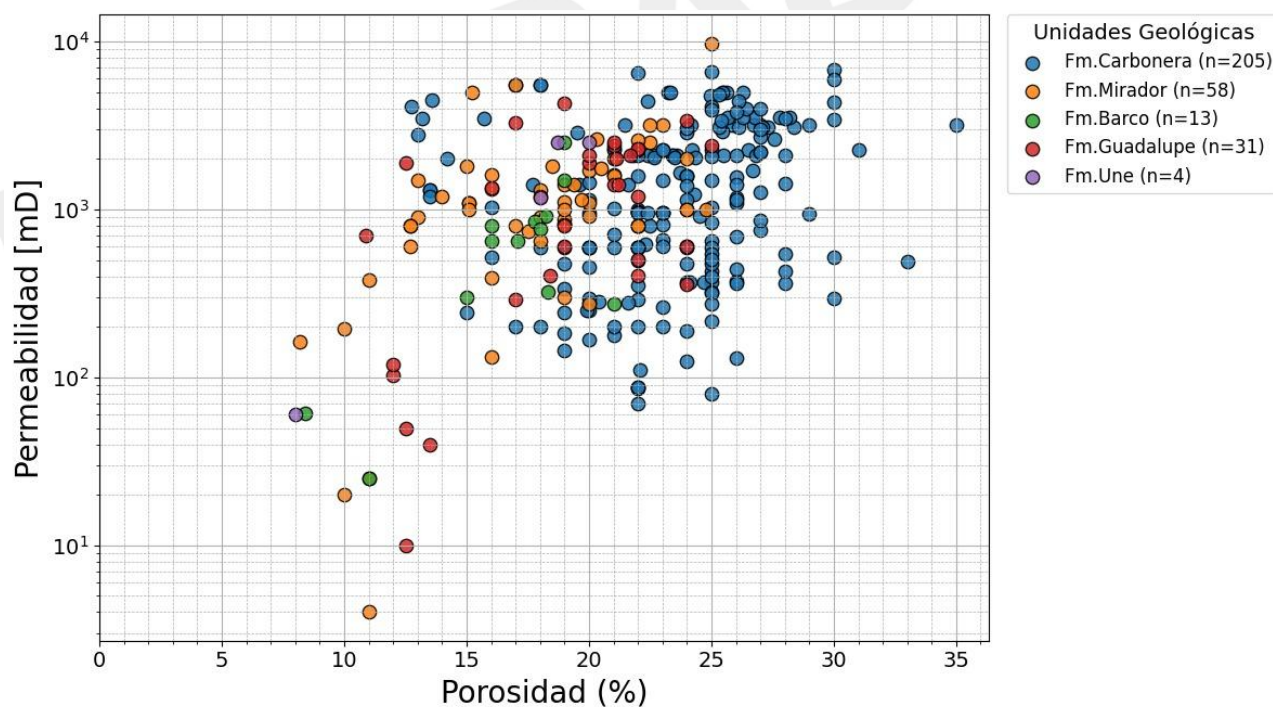


Figura 10. Porosidad vs permeabilidad para rocas reservorio de la cuenca de los Llanos Orientales. Realizado a partir de ANH.³⁹

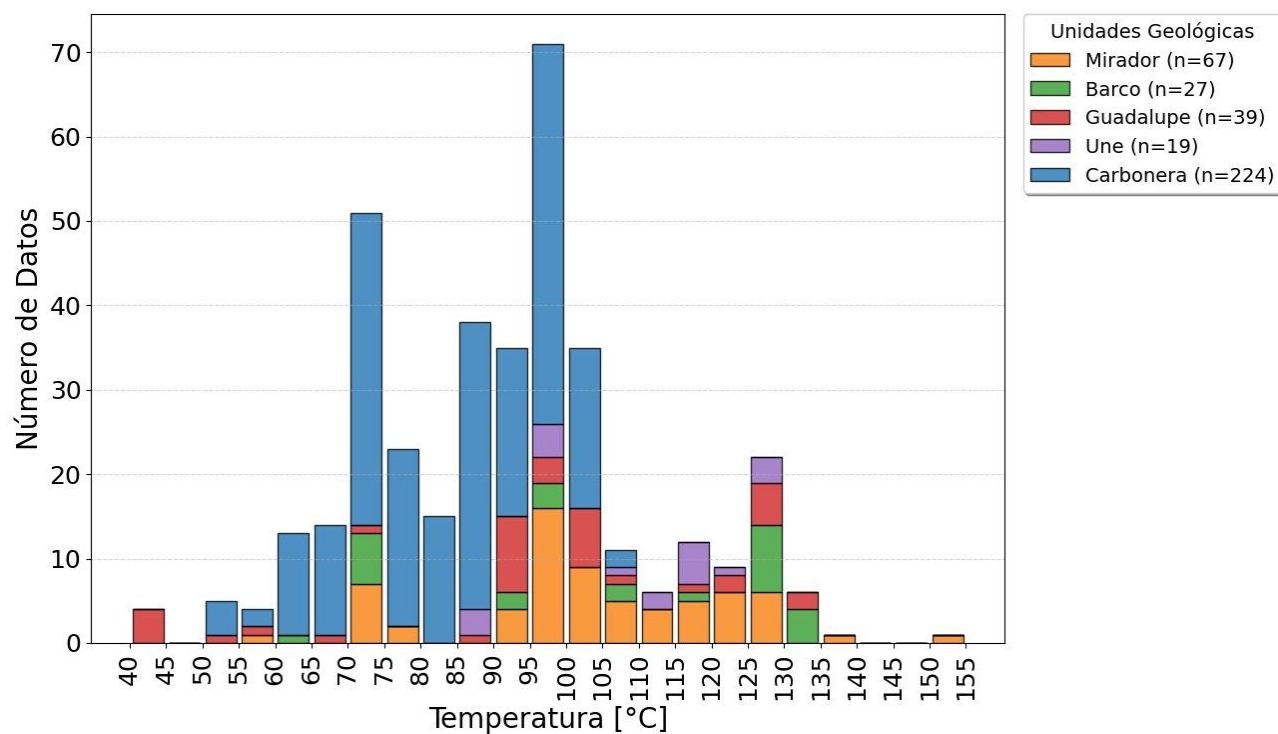


Figura 11. Temperatura de yacimiento de la cuenca de los Llanos Orientales. Realizado a partir de ANH.³⁹

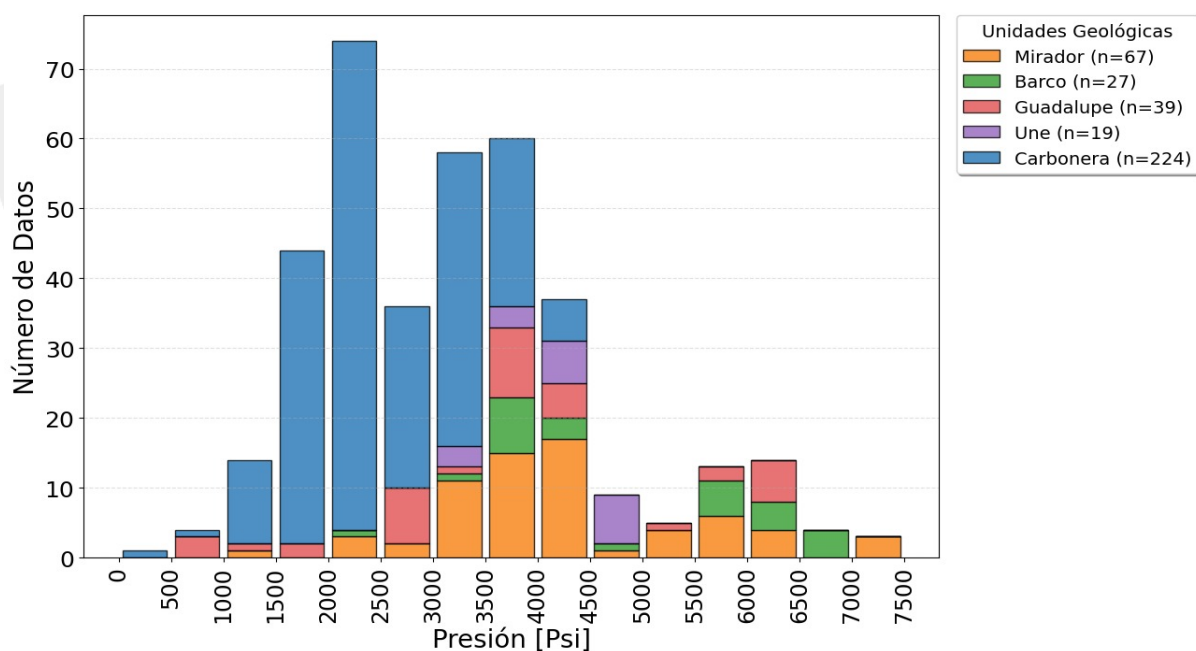


Figura 12. Presiones de yacimiento de la cuenca de los Llanos Orientales. Realizado a partir de ANH.³⁹

3.2. Cuenca Valle Medio Magdalena

Localización de la cuenca

La Cuenca del Valle Medio del río Magdalena se extiende a lo largo de varios departamentos del país, limitada estructuralmente por las cordilleras Central y Oriental. Esta cuenca comprende áreas de los departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca y Antioquia (**Figura 13**), y constituye una de las provincias petroleras más relevantes del país.²⁴

De acuerdo con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), esta cuenca presenta una extensión aproximada de 32.949 km², lo que la posiciona como una de las áreas sedimentarias más extensas y relevantes para la actividad petrolera en Colombia.

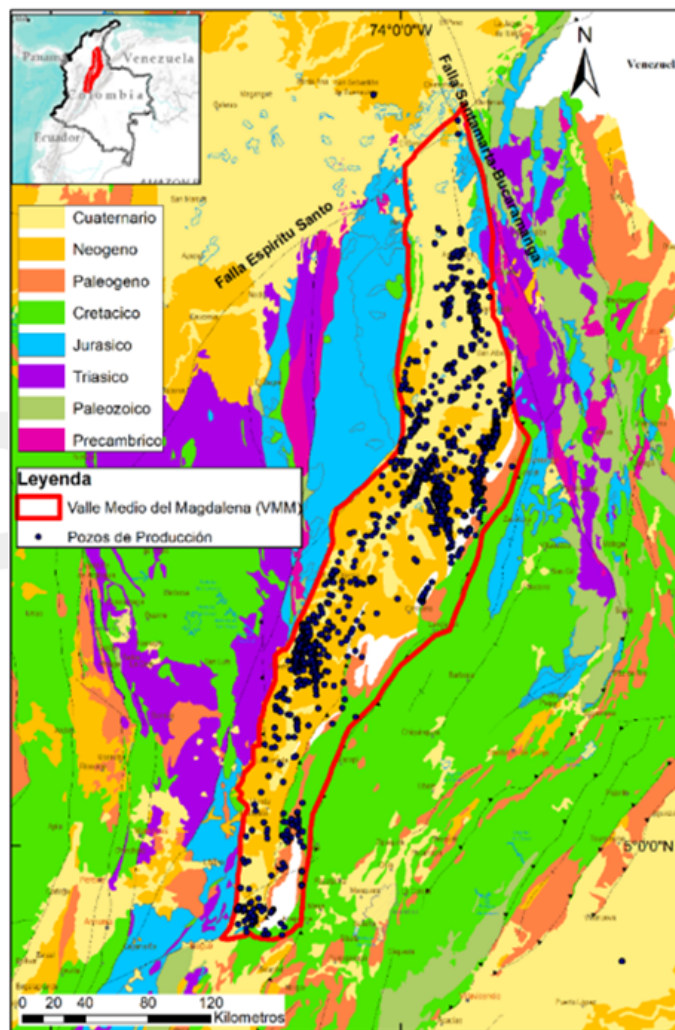


Figura 13. Ubicación general de la cuenca del Valle Medio del Magdalena y pozos productivos. Modificado a partir de Gómez et al.⁴⁷

El borde occidental de la cuenca está controlado por la Falla Palestina, mientras que su límite oriental está marcado por la Falla de La Salina y el Sistema de Fallas de Bucaramanga. Hacia el sur, la cuenca queda restringida por la Falla de Ibagué, y hacia el norte por la Falla del Espíritu Santo junto con la Serranía de San Lucas. En su interior, el cabalgamiento vinculado al Sistema de Fallas de Bucaramanga y a la Falla Cimitarra condiciona la configuración estructural, dividiéndola en dos sectores: Valle Medio del Magdalena Norte y Valle Medio del Magdalena Sur como lo señala Sarmiento et al.⁹. Esta partición es fundamental para interpretar su evolución tectono-sedimentaria y entender su arquitectura actual.

Evolución geológica

La evolución del Valle Medio del Magdalena puede interpretarse como una secuencia multi-etapa que articula procesos de deformación cortical y reorganización sedimentaria desde el Mesozoico hasta el presente, y que definió los elementos fundamentales del sistema petrolífero regional. Durante el Jurásico Tardío–Cretácico Temprano tuvo lugar una fase extensional asociada al rifting que separó la margen noroccidental de Suramérica respecto de Norteamérica, generando fallamiento normal, desarrollo de grabens y acumulación de sedimentos fluviales y lacustres en unidades como Girón, Los Santos y Tambor como lo señala Córdoba et al.⁴⁸

Entre el Berriasiano y el Hauteriviano se instauró una etapa de subsidencia marina y sedimentación sinrift, con depósitos someros que empezaron a rellenar los grabens preexistentes como lo señala Córdoba et al.⁴⁹. Posteriormente, durante el Aptiano–Albiano, el levantamiento y erosión de los altos paleo-tectónicos permitieron la coalescencia de cuencas separadas por el paleoalto de Floresta–Santander en un único dominio marino, facilitando la depositación de secuencias de plataforma media a externa representadas por las Formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití y los miembros Salada, Pujamana y Galembo de la Formación La Luna como lo señala la ANH²⁴. Unidades clave para la generación petrolífera.

A partir del Turoniano–Coniaciano se inició la sedimentación post-rift bajo un régimen compresivo ligado al emplazamiento de la Cordillera Occidental y a la inversión tectónica de estructuras extensionales previas. En el Paleoceno temprano, los ambientes de depósito migraron hacia pantanos y llanuras deltaicas, generando nuevos reservorios clásticos someros y sellos continentales.

Desde el Paleoceno tardío hasta la actualidad, el comportamiento estructural de la cuenca ha sido controlado por pulsos sucesivos de levantamiento en las cordilleras Central y Oriental, lo que reorganizó patrones de sedimentación, incrementó el aporte detrítico y desplazó las facies arenosas hacia el oriente. El efecto petrolero más importante de este proceso es la superposición discordante de La Paz y Esmeraldas, seguida por Mugrosa, Colorado y La Cira, finalizando con el Grupo Real y los depósitos superiores de la Formación Mesa como lo señalan la ANH²⁴ y Córdoba et al.⁴⁸ que constituyen algunos de los principales reservorios productivos.

Estratigrafía relevante

La evolución geológica de esta cuenca evidencia una compleja historia de sedimentación controlada por la tectónica andina, la cual regula los procesos de subsidencia, levantamiento y deformación estructural que han dado lugar a la configuración actual del valle. La interacción de estos factores favoreció el desarrollo de un sistema petrolífero heterogéneo, con múltiples

intervalos generadores, reservorios y unidades sello distribuidos a lo largo de una columna estratigráfica (**Figura 14; Figura 15**).

A continuación, se presenta una síntesis de las principales unidades cretácicas y cenozoicas expuestas en superficie, que constituyen los elementos esenciales del sistema petrolífero del Valle Medio del Magdalena.

Formación Rosa Blanca (Cretácico inferior): Está compuesta por calizas fosilíferas cementadas, con intercalaciones menores de margas y lutitas calcáreas. Su abundante contenido fosilífero, dominado por moluscos, sugiere un ambiente marino somero y transgresivo, con escaso aporte terrígeno. En algunos sectores actúa como roca reservorio secundaria.^{9, 50}

Formación Paja (Cretácico inferior): Según Morales et al.⁵¹, esta formación está integrada por shales gris oscuro a azulados, laminados y con abundante contenido fosilífero. Se intercalan areniscas gris amarillentas de grano fino y calizas grises fosilíferas, localmente arenosas. La litología dominante corresponde a lodolitas fisiles calcáreas oscuras. Su sedimentación ocurrió en un mar abierto epicontinental, con limitada entrada de sedimento terrígeno. El espesor disminuye marcadamente hacia el norte del VMM, desde 625 m en el Sinclinal de Nuevo Mundo hasta aproximadamente 125 metros.⁹

Formación Tablazo (Cretácico inferior): Datada entre el Aptiano superior y el Albiano inferior, está formada por calizas masivas y fosilíferas (bioesparitas), representando un ambiente marino somero. En el sistema petrolífero actúa como roca reservorio y sello local, presenta un espesor de 150 metros.⁵⁰

Formación Simití (Cretácico, Albiano): Está compuesta por shales carbonosos gris a negro, blandos, laminados, localmente calcáreos y con concreciones fosilíferas impregnadas de aceite como lo señala Morales et al.⁵¹. Cerca del 70 % de la unidad corresponde a arcillolitas fisiles con laminación paralela plana. Su parte media contiene intercalaciones de areniscas calcáreas con concreciones fosilíferas, y su espesor total se estima en 410 m.⁵²

Formación La Luna (Cretácico, Turoniano–Campaniano): Aunque se reconoce principalmente como roca generadora, su naturaleza fina le otorga un papel potencial como sello. Está formada por biomicritas fosfáticas limosas de foraminíferos bentónicos, con matriz micrítica-fosfática y presencia abundante de chert. Dada su equivalencia temporal y similitud litológica interna, constituye una unidad con capacidad de generar y almacenar hidrocarburos. La máxima transgresión del Cretácico se sitúa en el Turoniano, expresada en las biomicritas con foraminíferos planctónicos del Miembro Salada.

Formación Umir (Maastrichtiano – Paleoceno inferior): Marca la unidad final de la suprasecuencia cretácica en el VMM, con espesores entre 1000 y 1400 metros como lo señala Sarmiento et al.⁹. Está compuesta principalmente por shales y lodolitas grises a negras, carbonosas y micáceas, con concreciones ferruginosas como lo señala Morales et al.⁵¹. Predominan lodolitas y limolitas con laminación paralela plana, depositadas en un ambiente de mar somero restringido que evolucionó a pantanos costeros. Su composición petrográfica varía entre sublitoarenitas y litoarenitas, con abundancia de líticos volcánicos y metamórficos de bajo grado.²¹

Formación Lisama (Paleoceno): Gómez et al.³¹, comenta que la Formación Lisama alcanza un espesor aproximado de 530 m metros y está constituida por lodolitas de tonalidades variadas (rojas,

cafés y violáceas) intercaladas con arenitas grises a gris verdosa. En la parte superior de la unidad, las arenitas incrementan su tamaño de grano y se clasifican como sublitoarenitas a litoarenitas. El intervalo inferior está conformado por capas subtabulares de sublitoarenitas de grano medio con estratificación cruzada y niveles conglomeráticos con intraclastos subredondeados. En el segmento medio predominan lodolitas gris verdosas con rasgos pedogenéticos incipientes, acompañadas de intervalos carbonosos, capas delgadas de carbón y areniscas con grano decreciente y estratificación tipo flaser. Los fragmentos líticos presentes corresponden principalmente a fuentes metamórficas.

31

Desde la petrografía, la unidad reúne areniscas de grano fino a muy fino clasificadas como sublitoarenitas y litoarenitas, con una matriz arcillosa que oscila entre 2 % y 15 % y, en algunos casos, con presencia de caolinita. El cemento dominante es siderítico, comúnmente con signos de oxidación, aunque también se identifican cementos calcáreos y ferruginosos. Varias muestras indican texturas lodosas, laminación paralela discontinua y grados variables de bioturbación, desde bajo hasta muy alto. Estas características sugieren condiciones de depósito de baja energía, elevada participación arcillosa y una evolución diagenética marcada por oxidación y cementación, procesos que modificaron parcialmente la composición sedimentaria original.⁵³

El conjunto de facies de la Lisama refleja una progresión ambiental desde condiciones marinas someras hasta entornos deltaicos y planicies aluviales. Su tramo superior se asocia con sistemas fluviales vinculados a llanuras aluviales y ríos meándricos. Algunas areniscas presentan impregnaciones de hidrocarburos y desarrollo de cemento calcáreo.⁵⁴

Formación La Paz (Eoceno Medio–Tardío): La Formación La Paz alcanza cerca de 580 m de espesor, aunque hacia el sector sur del sinclinal de Nuevo Mundo puede llegar aproximadamente a 1500 metros como lo señala Caballero et, al ²¹. Su base está marcada por un paquete conglomerático compuesto por guijarros y guijas bien redondeadas, dominados por clastos de cuarzo y chert, que representan entre 75 % y 80 % del total. Sobre esta unidad se dispone una sucesión de lodolitas síliceas gris claro, con moteados y trazas de raíces, conocida localmente como “Toro Shale”.

El resto de la columna está integrada por areniscas gruesas a medianas, con estratificación cruzada tangencial y en artesas, formando cuerpos amalgamados y con límites erosivos. Petrograficamente, corresponden a litoarenitas y sublitoarenitas, con cuarzos bien redondeados que evidencian largos recorridos de transporte. El ambiente depositacional inferido es de ríos trezados con transición a sistemas meandriformes, caracterizado por bajo espacio de acomodación y predominio de arenas lavadas, lo cual explica la escasa proporción de lutitas.⁵⁴

Formación Esmeraldas (Eoceno Tardío–Oligoceno Temprano): Esta formación registra un espesor aproximado de 580 m, con un máximo cercano a 1255 m sobre el río Sogamoso, disminuyendo hacia el noroeste. Está constituida por paquetes intercalados de arenitas grises a gris verdosas, de grano fino a medio, ricas en fragmentos líticos y mica, junto con niveles gruesos de arcillolitas como lo señalan Morales et, al ⁵¹ y Reyes et, al ⁵⁵. Las arenitas se clasifican como arcosas líticas a arcosas, con granos subangulares a angulares y una selección de moderada a buena, además de una excelente continuidad lateral y escaso cemento, ocasionalmente calcáreo. Su depósito se asocia con ambientes fluviales a estuarinos con influencia mareal, interpretados como un valle aluvial inundado.²¹

Formación Mugrosa (Oligoceno): La Formación Mugrosa constituye uno de los principales reservorios de hidrocarburos en el Valle Medio del Magdalena. Como lo señala Madero et, al ⁵⁶ presenta un espesor cercano a 2965 m, aunque en el flanco oriental del Sinclinal de Nuevo Mundo su espesor promedio es de 1330 m, disminuyendo progresivamente hacia el noroeste. Su límite inferior con la Formación Esmeraldas es discordante.⁵⁷

Litológicamente, se caracteriza por ser una unidad dominada por lodolitas de tonalidades variadas, dentro de las cuales se intercalan areniscas granulosas blancas y limpias como lo señala Morales et, al ⁵¹. Estas areniscas se clasifican como sublitoarenitas, con predominio de cuarzo limpio, chert no alterado y fragmentos sedimentarios derivados de cuarzoarenitas.²¹

Las areniscas presentan escaso cemento, siendo común una matriz arcillosa como lo señala Caballero et, al ²¹. Los niveles conocidos como C2 y B4 concentran la mayor continuidad lateral de canales amalgamados como lo señala Casadiego et, al ⁵⁸ Dichos canales, caracterizados por baja relación A/S, están conformados principalmente por facies con estratificación cruzada, areniscas conglomeráticas o masivas, y presentan espesores que oscilan entre 6 y 15 m (20–50 ft).

Formación Colorado (Oligoceno Tardío – Mioceno Temprano): La Formación Colorado se deposita de manera concordante sobre la Formación Mugrosa como lo señala Gómez et, al ⁵⁹. Se han reportado espesores cercanos a 2660 m, con variaciones laterales en el flanco oriental del Sinclinal de Nuevo Mundo alcanza aproximadamente 1400 m y aumenta hasta cerca de 2500 m hacia la Cordillera Oriental, mientras que en el flanco occidental del sinclinal se registran unos 970 m.

La unidad está compuesta por areniscas rojizas de aspecto conglomerático y conglomerados de tonalidades marrón-rojizas. Desde el punto de vista composicional, las areniscas abarcan un rango que incluye subarcosas, sublitoarenitas, litoarenitas y litoarenitas feldespáticas. Se observa una dominancia de fragmentos líticos sedimentarios (como arenitas y calizas) en la base, mientras que hacia la parte superior aparecen líticos de origen ígneo y metamórfico. Es común que, en los niveles inferiores, las areniscas contengan matriz o cemento calcáreo.²¹

Grupo Real (Mioceno Medio–Superior): El Grupo Real presenta espesores cercanos a 1822 m, alcanzando localmente hasta 3000 m. Está constituido principalmente por conglomerados con gravas y arenas, acompañados por depósitos volcanoclásticos. Las areniscas se clasifican como arcosas líticas, arcosas y sublitoarenitas.

El grupo exhibe la composición más variada dentro de la sucesión, con un claro predominio de clastos ígneos y metamórficos sobre los sedimentarios como lo señala Caballero et al ²¹. Además, se distingue por su alto contenido de feldespato, que puede llegar hasta 32 %. Se interpretan como depósitos propios de ambientes de abanicos aluviales proximales a intermedios, que evolucionan hacia facies de canales trenzados. La matriz dominante es arcillosa y, en las proximidades de la Falla La Salina, las areniscas aparecen impregnadas de hidrocarburos. Su edad se ha restringido mediante dataciones en tobas retrabajadas (7.0 ± 1.2 Ma y 6.2 ± 0.8 Ma), interpretadas como resultado de actividad volcánica prácticamente contemporánea a la sedimentación.³¹

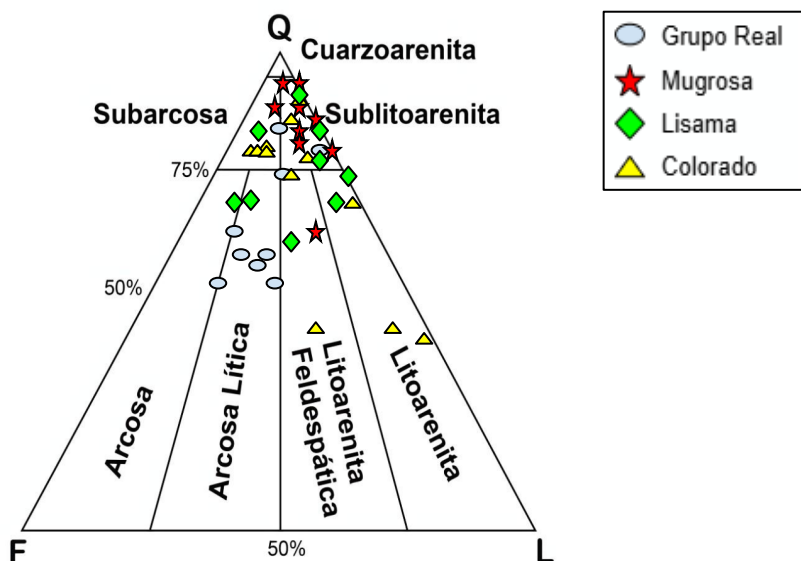


Figura 14. Integración composicional de las rocas reservorio descritas. Realizado a partir de Gomez et al³¹ ; Morales ⁵¹; Pedraza ⁵³ y Madero, et al. ⁵⁶

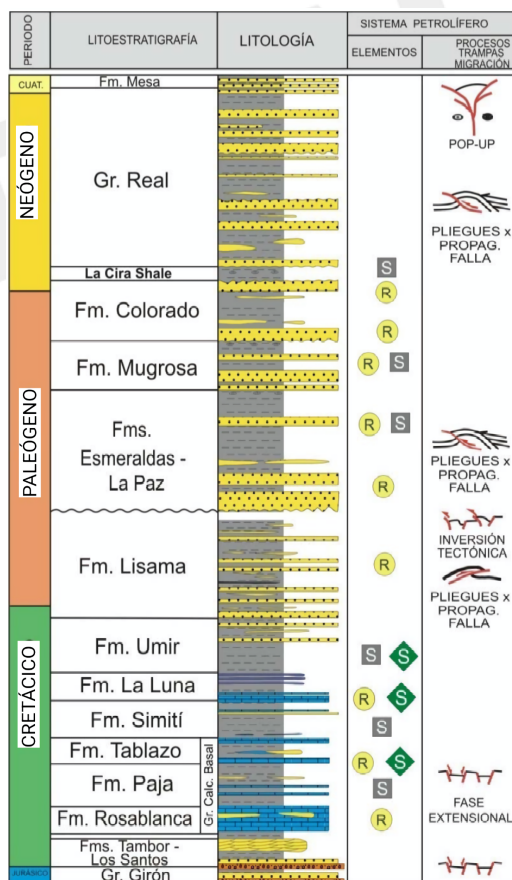


Figura 15. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle Medio Magdalena. Modificado de Mojica. ³⁴

Geología estructural

El Valle Medio del Magdalena (VMM) es una depresión tectónica asimétrica entre las cordilleras Central y Oriental (**Figura 16**), controlada por fallas normales, cabalgamientos y estructuras transcurrentes, con un margen occidental tipo pasivo y un margen oriental compresivo plegado y cabalgante.⁶⁰

En el flanco occidental afloran secuencias cretácicas suavemente inclinadas, afectadas por fallas normales N–S a NW–SE como Casabe, Cimitarra y Cantagallo, algunas con componente dextral ligado al Sistema de Bucaramanga como lo señala Carvajal²⁶. El margen oriental corresponde a una faja plegada y cabalgante miocena con vergencia al oeste, donde fallas como Honda, Cambras, Bituima y La Salina concentran los principales campos, y donde destaca el Sinclinal de Nuevo Mundo por su valor estructural y estratigráfico.^{31, 53, 61}

La falla de Bucaramanga y estructuras asociadas controlan la geometría de la faja cabalgante y la migración de hidrocarburos como lo señala Caballero et al²¹. En subsuelo, el Cretácico se vuelve más antiguo hacia el este y los depósitos eocénicos–pliocénicos se acuñan al oeste, reflejando levantamiento progresivo.⁶²

El VMM constituye uno de los sistemas petrolíferos más prolíficos de Colombia, con exploración enfocada en trampas estructurales cenozoicas, cerca de 2.412 MBP y 2,5 TCFG descubiertos, y rocas generadoras principales en las formaciones La Luna, Simití y Tablazo.⁶³⁻⁶⁴

Finalmente, el VMM presenta basculamiento regional hacia el este, mayor deformación al sureste y se subdivide en un sector oriental cabalgante, un sector central poco deformado y un sector occidental con fallas inversas transpresivas.^{48, 60, 65, 66}

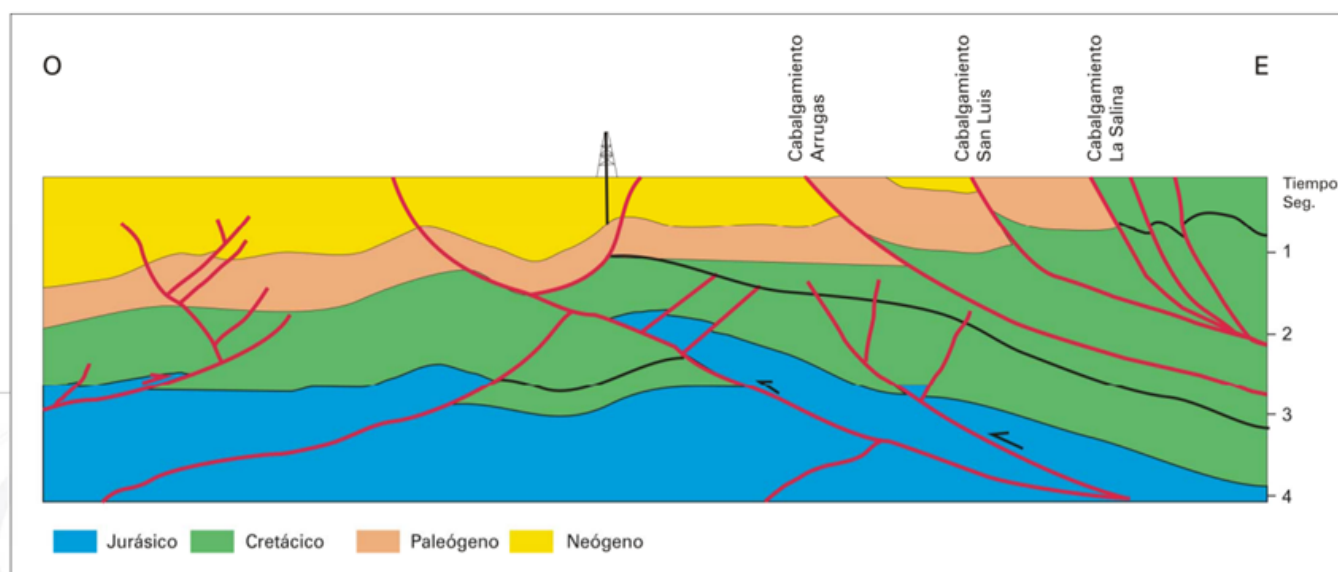


Figura 16. Perfil estructural, cuenca Valle Medio del Magdalena. Tomado de Mojica.³⁴

Elementos y procesos del sistema petrolífero

Según la ANH ³⁹, la cuenca del Valle Medio del Magdalena presenta presiones **de yacimiento** que oscilan entre 500 y 8.583 psi, temperaturas **de yacimiento** en un rango aproximado de 30 a 90 °C (**Figura 18;Figura 19**), valores de saturación de agua irreducible (S_{wi}) comprendidos entre 16 y 58% y saturación de agua (S_w) comprendida entre 19 y 48% . Para un análisis más detallado de estas características, se recomienda consultar el documento de MER.

Las principales rocas fuente de hidrocarburos en la cuenca se formaron durante dos eventos anóxicos globales del Cretácico, los cuales propiciaron la preservación de materia orgánica en ambientes marinos tranquilos. Las formaciones La Luna, Simití y Tablazo constituyen las unidades generadoras más relevantes, con valores de carbono orgánico total (TOC) que varían entre 1% y 6%, kerógeno tipo II y niveles de reflectancia de vitrinita entre 1.1% y 1.2%. Estos parámetros reflejan un grado de madurez intermedio a alto favorable para la generación de crudo, especialmente en el sector norte de la cuenca.^{24, 50}

En el Valle Medio del Magdalena, la Formación La Luna constituye la principal roca generadora, compuesta por calizas biomicritas y lutitas calcáreas con un TOC promedio de 2,6%, clasificándose como muy buena a excelente, las formaciones Simití y Tablazo también presentan altos contenidos de materia orgánica y condiciones de deposición anóxicas como lo señala la ANH ²⁴. Por otro lado, las formaciones Rosablanca y Paja aportan a la generación con valores de TOC entre 0,3% y 8,9%.En menor medida, algunos niveles calcáreos fracturados del Cretácico (Los Santos, Rosablanca, Tablazo y La Luna) también funcionan como reservorios potenciales, aunque su desempeño petrofísico depende de la abundancia y continuidad de fracturas.²⁴

La cuenca del Valle Medio Del Magdalena presenta unidades reservorios cuyos espesores varían entre el 5.5 - 19.8m, a continuación en la siguiente tabla (**Tabla 3**) se detallan los espesores de las siguientes unidades reportados por la ANH.³⁹

Formación	Espesor De La Formación (m)	Cantidad de Datos
Mugrosa	5.5 - 33.5	18
Lisama	2.1 - 21.3	4
Esmeraldas	2.4 - 44.2	6
La Paz	7 - 33.5	8
Colorado	1.5 - 19.8	55

Tabla 3. Rangos de los espesores por formación. Realizado a partir de ANH. ³⁹

El sistema petrolífero cuenta con sellos eficientes tanto en el Cretácico como en el Cenozoico. Las lutitas marinas de las formaciones Simití y Umir constituyen los principales sellos regionales para los reservorios cretácicos, debido a su notable espesor y continuidad lateral como lo señala la ANH⁵⁰. Para los reservorios cenozoicos, las arcillolitas plásticas de las formaciones Esmeraldas y Colorado, junto con intercalaciones arcillosas intraformacionales de la Formación Mugrosa, operan como sellos locales efectivos. Estas unidades restringen la migración vertical y lateral de los fluidos, especialmente cuando actúan en conjunto con fallas que funcionan como barreras estructurales.²⁴

Asimismo, las lutitas negras de la Formación Paja y los niveles arcillosos del miembro Pujamana de la Formación La Luna presentan propiedades de muy baja permeabilidad que favorecen la acumulación de hidrocarburos en intervalos calcáreos fracturados.⁹

Se reconocen cuatro estilos principales de entrapamiento: (1) pliegues de origen compresivo vinculados a fallas y desarrollados por debajo de superficies de cabalgamiento; (2) geometrías tipo “dúplex” de cabalgamiento que presentan cierres propios; (3) estructuras con cierre controlado directamente por fallas; y (4) trampas localizadas en el bloque bajo de fallas con capacidad de sellado.³⁹

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) se clasifica como una fosa tectónica polihídrica o cuenca de antepaís fragmentada. De acuerdo con los registros exploratorios, en esta cuenca se han descubierto 51 campos petrolíferos y se han perforado 296 pozos exploratorios. Asimismo, reporta reservas descubiertas por aproximadamente 2.411,9 MMBO (millones de barriles equivalentes de petróleo).²⁴

Históricamente, el VMM ha sido una cuenca productora de yacimientos convencionales, en los cuales los hidrocarburos migraron desde la roca generadora hacia unidades reservorio con buena porosidad y permeabilidad, permitiendo su acumulación en trampas estructurales y estratigráficas. En este esquema, las principales rocas reservorio corresponden a areniscas asociadas a formaciones como Lisama, Mugrosa y Esmeraldas, mientras que la Formación La Luna constituye el principal intervalo generador. La explotación de estos yacimientos se ha desarrollado mediante perforación vertical convencional, lo cual ha sostenido la producción por décadas y ha consolidado al VMM como una cuenca madura en exploración y producción convencional.

Según los datos reportados por la agencia nacional de hidrocarburos los rangos de gravedades API para los crudos por formación productora son: la Formación Mugrosa presenta valores con crudos entre 12,5 y 36 °API; la Formación Lisama registra rangos de crudos entre 10 y 32,5 °API; la Formación Colorado muestra crudos con valores entre 18,5 y 30 °API; la Formación Esmeraldas presenta crudos con gravedades entre 20 y 27,5 °API; y la Formación La Paz exhibe crudos con rangos entre 21 y 32,5 °API. La permeabilidad presenta rangos de 61 - 500 mD aproximadamente y la porosidad muestra un rango aproximado de 12 - 28% (**Figura 17**).³⁹

En el VMM, los sellos regionales son principalmente litológicos, conformados por rocas muy finas — arcillolitas, lodolitas y lutitas (shales) — cuya permeabilidad reducida se relaciona con su elevada concentración de arcillas como lo reporta Sarmiento⁹. Las unidades más representativas son las formaciones La Luna, Simití y Umir, compuestas por lutitas y margas que funcionan como barreras eficientes a la migración vertical.

En paralelo, dentro de las mismas secuencias con potencial reservorio se desarrollan sellos locales, originados por intercalaciones de rocas finas que disminuyen la conectividad entre cuerpos arenosos. En los reservorios de areniscas terciarias, estos sellos corresponden a niveles dúctiles no marinos asociados principalmente a las Formaciones Esmeraldas y Colorado. En reservorios carbonatados, los sellos se conforman por lutitas o shales continentales de las formaciones Simití y Umir, funcionando como barreras efectivas a la fuga de fluidos.

La composición litológica refuerza esta función. La Formación Simití presenta alrededor de 70 % de arcillolitas fisiles con laminación paralela, mientras que la Formación Umir se distingue por lodolitas y limolitas laminadas, depositadas en ambientes de baja energía y alta compactación. De igual manera, las formaciones Paja, Simití y Umir contienen shales y lodolitas carbonosas que incrementan el sellado regional como lo reporta Morales et al ⁵¹. Por último, La Luna constituye un sello particularmente eficiente debido a su matriz micrítica–fosfática y presencia de chert, que refuerzan su impermeabilidad ⁹. Las unidades pre-Eocenas, como la Formación Lisama, se encuentran deformadas y truncadas bajo la Discordancia del Valle Medio del Magdalena (MMVU), la cual representa un límite estratigráfico–tectónico clave dentro del sistema petrolífero.³¹

A continuación, se presentan ejemplos representativos donde las unidades sello juegan un papel determinante:

- **Campo Galán:** Las unidades productoras corresponden al Terciario e incluyen las formaciones Mugrosa, Colorado y Real. La Formación Mugrosa es la principal roca reservorio, compuesta por areniscas finas a gruesas, micáceas y feldespáticas, con intercalaciones de shale y arcillolitas. Se asocia con un ambiente continental a deltaico meandriforme, en el que las facies finas actúan como sellos locales. La unidad comprende las zonas C (areniscas de grano medio a grueso) y B (intervalos limo-arcillosos con arenas intercaladas), ambas con espesores importantes y continuidad hacia la falla de Casabe. La Formación Colorado, integrada por shales grises, púrpuras y rojizos con areniscas finas intercaladas, se depositó en sistemas fluviales meandriformes. Su tramo superior presenta un shale gris oscuro carbonoso y fosilífero que constituye un sello regional para los intervalos productores A3–A0.
La Formación Real (Mioceno Inferior–Superior) se compone de conglomerados, areniscas y lodolitas de sistemas fluviales entrelazados y abanicos aluviales; en la sección media, niveles de arcillolitas y lodolitas generan sellos secundarios que separan cuerpos arenosos con potencial.⁶⁷
- **Campo Acordionero:** El principal reservorio corresponde a areniscas de la Formación Lisama. Sobre estos cuerpos se dispone una unidad sellante compuesta por arcillolitas y lodolitas muy compactas, con contenidos de arcilla entre 98–100 %, porosidades inferiores al 2 % y permeabilidades menores a 1 mD. Este sello local proviene del tramo superior de la Lisama, que también incluye facies lacustres y de planicie de inundación.⁶⁸
- **Campo La Cira–Infantas:** Este campo oligocénico presenta reservorios arenosos de la Formación La Paz y equivalentes, sellados por lutitas y arcillolitas de muy baja permeabilidad, que limitan la migración vertical. La reinterpretación sísmica y los estudios de física de rocas indican que las lutitas interestratificadas generan trampas estratigráficas y combinadas que favorecen la acumulación en arenas de la Formación La Cira.⁶⁹

Análisis sísmico 3D y caracterización petrofísica demuestran que los principales sellos corresponden a lutitas gris-azuladas y arcillolitas compactas de 5 a 20 m de espesor, con porosidad menor al 5 % y permeabilidades del orden de 0,01 mD, constituyéndose en barreras muy efectivas. Su continuidad lateral ha sido validada mediante correlaciones y perfiles sísmicos, destacando su importancia para la compartimentación del yacimiento y la eficiencia en procesos de inyección de agua.⁶⁹

- **Campo Casabe:** Ubicado al norte del VMM, este campo fue descubierto en la década de 1940 y está constituido por areniscas continentales del Paleógeno, principalmente de las formaciones La Paz y Esmeraldas. Las estructuras asociadas a fallas inversas y anticlinales proporcionan excelentes trampas para la acumulación de hidrocarburos.⁵⁰
- **Campo Yarigüí-Cantagallo:** Este campo se localiza en el sector central de la cuenca y produce principalmente de las formaciones Mugrosa y Colorado. En los últimos años se han desarrollado pilotos de recuperación mejorada mediante inyección de polímeros (HPAM), técnica que busca mejorar la movilidad del fluido desplazante y aumentar el factor de recobro del crudo como lo señala Prada et al ⁷⁰. Los resultados han mostrado reducciones en el corte de agua y un incremento leve pero sostenido en la producción, posicionando a este campo como un caso exitoso de EOR químico en yacimientos maduros del VMM.

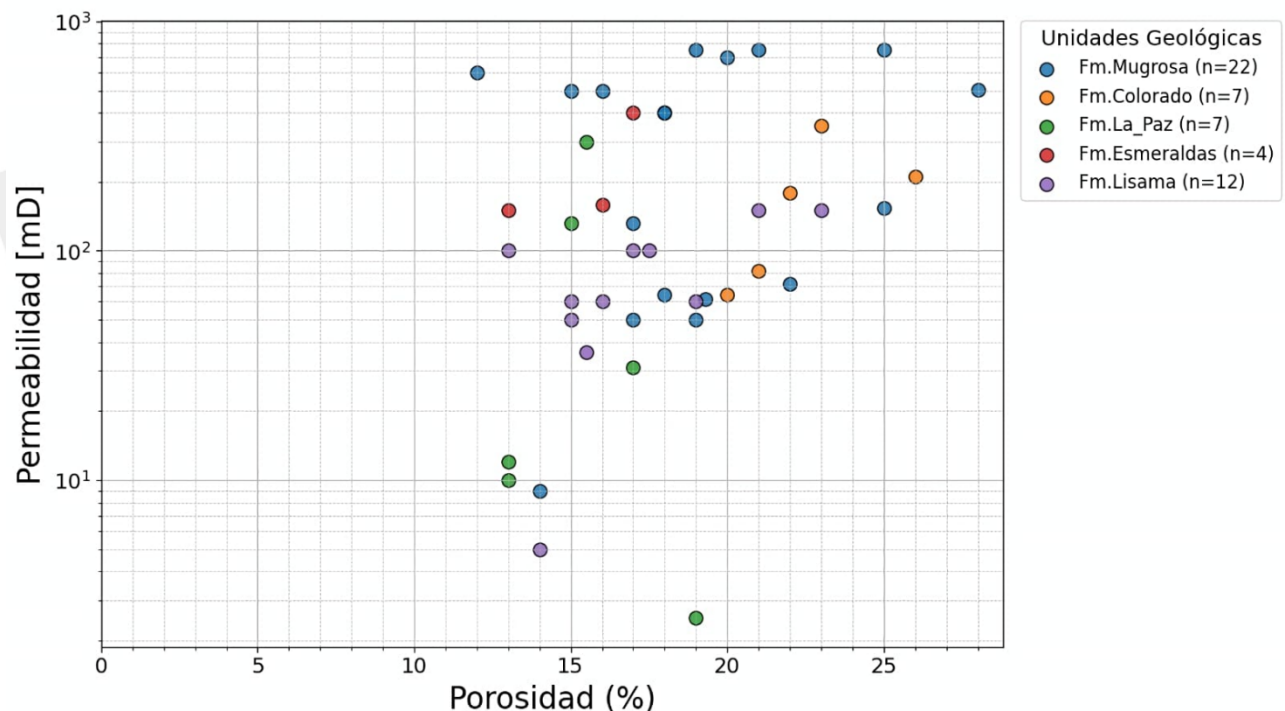


Figura 17. Porosidad vs permeabilidad para rocas reservorio de la cuenca del Valle Medio Magdalena. Realizado a partir de ANH. ³⁹

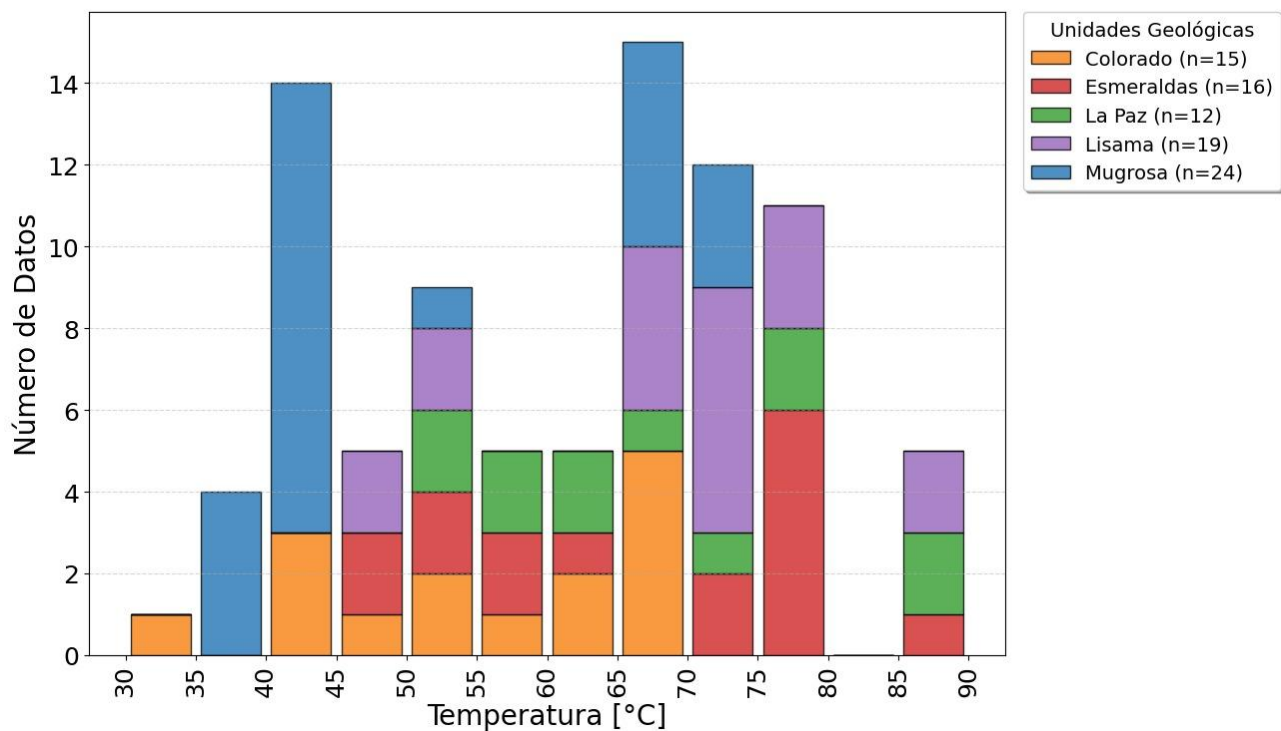


Figura 18. Temperatura de yacimiento de la cuenca del Valle Medio Magdalena. Realizado a partir de ANH.³⁹

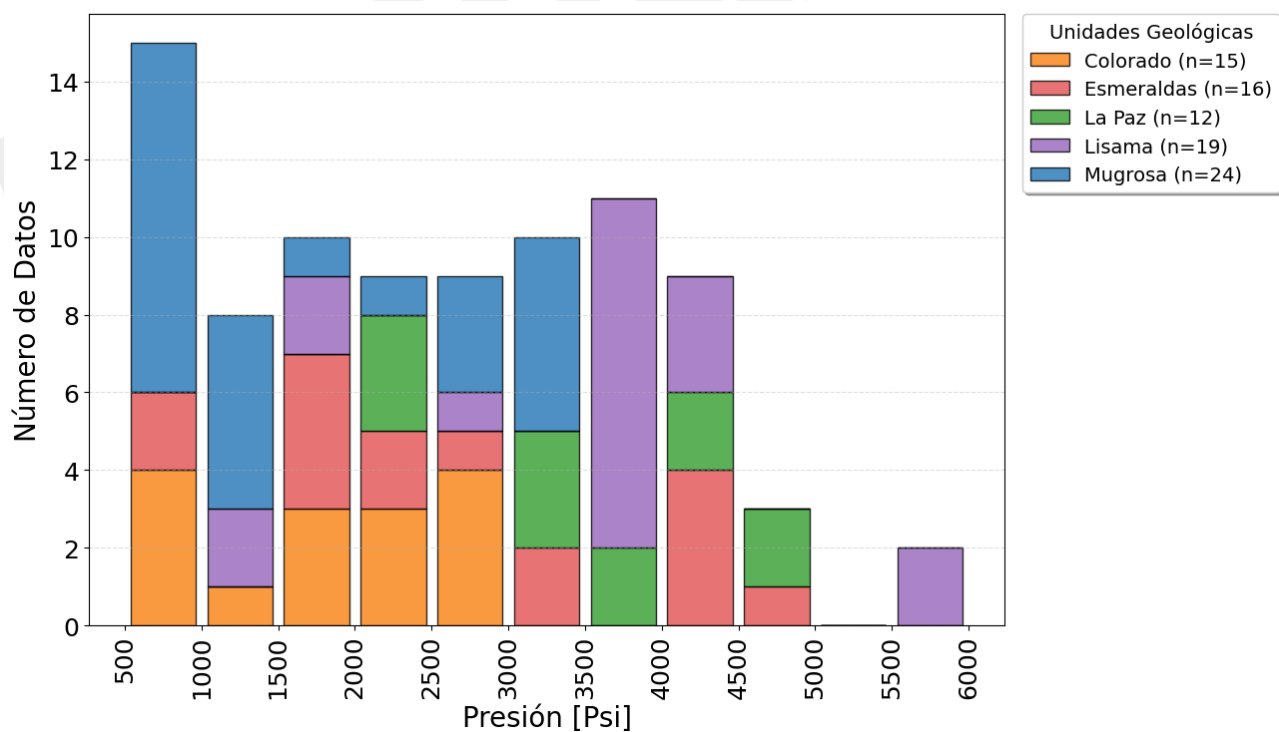


Figura 19. Presiones de yacimiento de la cuenca del Valle Medio Magdalena. Realizado a partir de ANH.³⁹

Reservorio (Edad)	Litología Principal	Porosidad Típica (%)	Permeabilidad (mD)	Factor Clave de Productividad	Tipo de Productividad (Ejemplo de Campo)
Rosablanca (Cretácico Inferior)	Caliza Micrítica	3-8 (Matriz)	Baja / Alta por Fractura	Fracturamiento Tectónico (Porosidad Secundaria)	Crudo (Infantas)
Lisama (Paleoceno)	Arenisca Cuarzosa (Deltaico)	15-22	50-500	Porosidad Primaria (Alta Calidad)	Crudo y Gas Asociado (Casabe)
La Paz/Esmeraldas (Eoceno)	Arenisca Fluvial/Lacustrine	18-25	100-400	Alta Porosidad y Permeabilidad Primaria	Gas Húmedo (GLP) (Provincia)
Mugrosa (Oligoceno)	Arenisca Fluvial	15-22	50-400	Porosidad Primaria con Heterogeneidad Diagenética	Gas Húmedo/Seco (Colorado, Infantas)

Tabla 4. Rocas reservorio relacionadas con sus propiedades petrofísicas. Realizado a partir de ANH.⁴⁶

3.3. Cuenca Valle Superior del Magdalena

Localización de la cuenca

El Valle Superior del Magdalena (VSM) corresponde a una depresión tectónica enmarcada por la Cordillera Central, la Cordillera Oriental y el Macizo de Garzón hacia el sector suroriental (**Figura 20**). Esta unidad se extiende a lo largo de aproximadamente 400 km, con un ancho máximo cercano a 65 km en su parte septentrional. Desde el punto de vista estructural, el valle se divide en dos subcuencas principales: la subcuenca de Neiva, ubicada al sur, y la subcuenca de Girardot, al norte, ambas separadas por el Arco de Natagaima, que actúa como un alto estructural regional.^{60, 71}

En el Triásico y Jurásico predominó un régimen extensional tipo rift con sedimentación continental, incursiones marinas tardías y fuerte actividad volcánica representada principalmente por la Formación Saldaña.⁷⁹⁻⁸⁴

Durante el Cretácico se establecieron condiciones marinas con fases transgresivas y regresivas, iniciando con la Formación Yaví y la Formación Caballos, y evolucionando hacia plataformas someras en el Campaniano–Maastrichtiano como lo señalan Etayo⁸⁵; Etayo⁸⁶; Flórez et al⁸⁷; Guerrero et al⁸⁸ y Sarmiento et al⁸⁹. Finalmente, el levantamiento andino favoreció la formación de cuencas de antepaís, sedimentación continental y volcanismo neógeno–pleistoceno que controló unidades como Honda y Gigante.^{80, 73, 90}

Estratigrafía relevante

Formación Saldaña (Jurásico): Cediél et al⁷⁹ definieron la Formación Saldaña como una unidad de origen volcánico y volcano sedimentario, con distribución regional dentro de la cuenca. Desde el punto de vista litológico, esta unidad incluye tobas, arenitas tobáceas, lavas andesíticas, conglomerados, calizas y brechas como lo señala Bayona et al⁹¹. En la base de la Formación Saldaña se reconocen delgadas intercalaciones de rocas carbonatadas sedimentarias, correspondientes a las unidades Chicalá y Río Frío, depositadas en ambientes marinos someros.⁹²

Formación Yaví (Cretácico inferior, Aptiano): Esta unidad se caracteriza por facies continentales siliciclásticas con aporte de material volcánico. En el sector sur, la sedimentación se inicia durante el Aptiano-Albiano y se deposita sobre una paleotopografía aparentemente irregular, marcada por la presencia de paleoaltos y una distribución heterogénea de los depósitos, donde los espesores pueden alcanzar hasta 1000 m como lo señalan Duarte⁹³ y Mora et al⁹⁴. Está constituida por arcosas, litoarcosas, lodolitas y conglomerados con clastos volcánicos, lo que sugiere un ambiente de sedimentación dominado por sistemas fluviales, con una influencia marina definida.^{87, 95}

Formación Caballos (Cretácico inferior, Aptiano - Albiano): la Formación Caballos ha sido dividida en tres miembros: Caballos Inferior, Medio y Superior (**Figura 21**).^{71, 86-87, 95-97, 99-100}

- **Miembro inferior:** Está constituido por una sucesión de lodolitas y areniscas, con espesores de hasta ~250 m en sectores como el área Campo Balcón–Neiva como lo señala Calderon¹⁰¹. La parte basal presenta secuencias grano-decrecientes de areniscas gruesas a conglomeráticas, masivas, con laminación de bajo ángulo o estratificación cruzada, en cuerpos de 3 a 5 m como lo señala Ramón et al¹⁰² y Mesa¹⁰³. Algunos niveles arenosos exhiben ondulitas y tendencia grano-creciente, de arenas finas a medias con estratificación de bajo ángulo como lo señala Ramón et al¹⁰². Los ambientes deposicionales corresponden a sistemas fluviales de ríos trenzados con influencia estuarina.^{95, 99}
- **Miembro Medio:** Consiste en una sucesión de intercalaciones lodosas y calcáreas con delgados niveles de areniscas, alcanzando espesores entre 80 y 100 m como lo señalan Mesa¹⁰³; Barrio et al¹⁰⁴ y Texas¹⁰⁵, también presenta una transición basal desde las areniscas del Miembro Inferior hacia lodolitas y shales laminados con bandas de siderita,

que hacia la parte media evolucionan a estratos calcáreos con abundante fauna marina Barrio et al ¹⁰⁴. Mientras que hacia el tope la secuencia se invierte, retornando a sedimentos lodosos intercalados con areniscas de grano medio, lo que ha sido interpretado como un ambiente deposicional de carácter costero Como lo señala Osorio.⁹⁸

- **Miembro Superior:** Se distingue por la presencia de niveles de areniscas de grano medio a fino intercalados con lodolitas, alcanzando un espesor máximo cercano a 60 m ¹⁰⁶. En su parte basal predominan areniscas con estratificación cruzada y la ocurrencia de secuencias tanto grano-crecientes como grano-decrecientes. El ambiente sedimentario propuesto para el Miembro Superior de la Formación Caballos corresponde a sistemas fluvio-deltáicos y costeros. Sobre esta unidad, de manera concordante, se disponen intercalaciones de shales y chert negros, junto con calizas micríticas y esparíticas del Grupo Villeta de edad Campaniano–Senomaniano, las cuales se habrían depositado en un ambiente de plataforma somera.¹⁰⁷

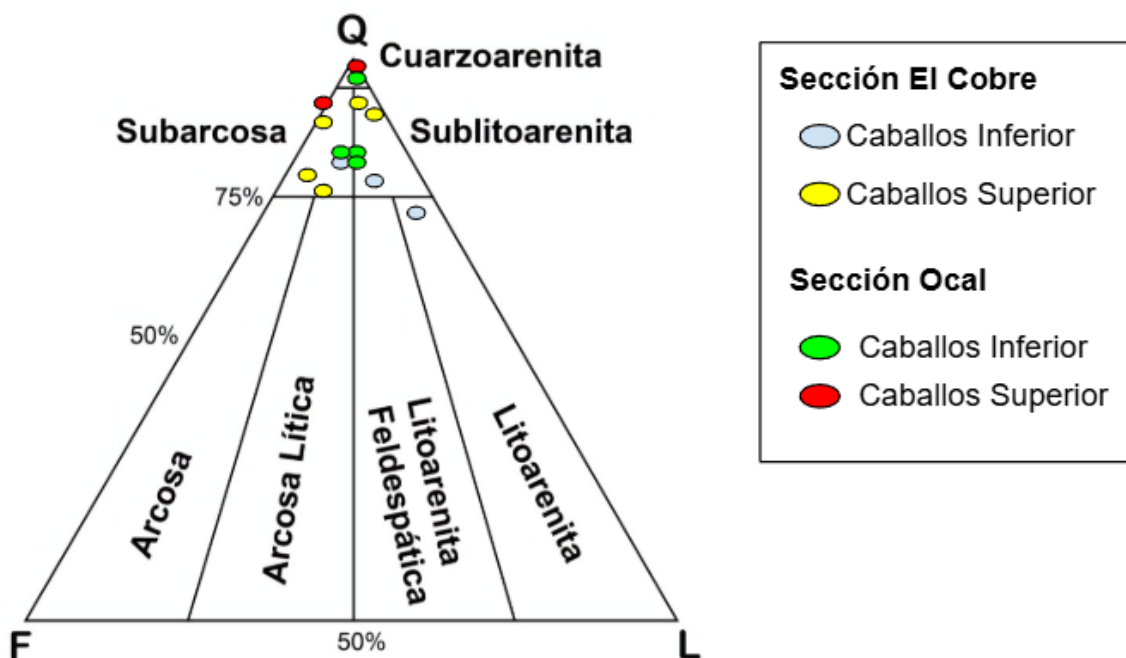


Figura 21. En el triángulo se aprecia la clasificación composicional de las areniscas de la Formación Caballos. Modificado de Duarte.⁷²

Formación Tetuán (Cretácico inferior, Albiano Medio): La Formación Tetuán fue descrita por Mora ¹⁰⁹ como una sucesión de edad Albiana, conocida comúnmente como la “Caliza del Tetuán”. Desde el punto de vista litológico, está constituida principalmente por calizas y lodolitas oscuras, aunque muestra variaciones hacia facies más arenosas según su ubicación dentro de la cuenca. El contenido fósil de esta unidad incluye inocerámidos, restos vegetales y amonoideos.¹⁰⁸

Formación Bambuca (Cretácico, Albiano - Cenomaniense): Esta unidad permaneció ignorada durante un largo periodo debido a su naturaleza litológica predominantemente arcillosa y al escaso contenido fósil, lo que redujo su interés para la industria de los hidrocarburos; en consecuencia, fue considerada por diversos autores como parte de la “Formación Villeta”, al igual que la Formación Tetuán.^{71, 87, 96, 97, 89}

La Formación Bambucá fue estudiada por Cacua ¹¹⁰, quien describió una sección completamente expuesta propuesta como sección tipo, localizada a 2,5 km al oriente de Ataco, sobre la vía a Monte Frío y paralela a la quebrada Paipa. En esta sección se reconoce un espesor cercano a 255 m, compuesto por margas con laminación planar y delgadas intercalaciones de biomicritas. La unidad reposa en contacto neto sobre la Formación Tetuán y está infrayacida por la Formación Hondita. De Freitas, et al ¹⁰⁶, reportaron un evento de deformación compresiva durante el Albiano–Cenomaniano Tardío que afectó a la Formación Bambucá, generando variaciones importantes de espesor en el VSM e influyendo en los procesos erosivos y en la deposición de potenciales embalses dentro de la cuenca.

Formación La Luna (Cenomaniano - Turoniano Medio): Según Cediel ⁸⁰, esta unidad está constituida principalmente por lutitas calcáreas y margas, y se expresa como una sucesión de sedimentos finos de tonalidades negras a gris oscuro, con presencia de concreciones calcáreas y calizas pelágicas, lo que sugiere un ambiente de depositación marino profundo a pelágico. Patarroyo ¹¹¹, señaló que su edad se extiende desde el Turoniano Inferior al Medio, con registros del Cenomaniano en la parte basal. La relevancia de esta Formación se relaciona con su valor como registro de la evolución paleoambiental del Cretácico en la región, según Guerrero et al ⁸⁸, así como por su función como roca generadora dentro de los sistemas petroleros del Valle Superior del Magdalena (Correlacionable con la Formación Villeta). De hecho, estas rocas han sido consideradas entre las principales rocas generadoras de hidrocarburos del norte de América del Sur.⁸⁰

Formación Lidita Inferior (Coniaciano): De porta ¹¹² describió la Lidita Inferior a lo largo del camino que comunica el municipio de Piedras con el caserío de La Tabla, sección que fue adoptada como localidad de referencia para esta unidad en la Subcuenca de Neiva. Esta unidad está compuesta principalmente por capas de chert intercaladas con lodolitas, con una edad asignada al Coniaciano, y presenta contactos netos tanto con la Formación Loma Gorda como en su límite superior con el Nivel de Lutitas, los cuales se reconocen por el inicio y la finalización de las capas de chert, respectivamente.¹¹³

Formación El Cobre (Santoaniano – Campaniano): Hernández ¹¹³, señala que esta unidad muestra una marcada variabilidad litológica entre diferentes localidades, que va desde lodolitas hasta arenitas de grano fino, y sus límites se reconocen con facilidad debido al contraste litológico entre los cherts y las rocas terrígenas. Su edad se extiende desde el Santoniano hasta el Campaniano ⁸⁸. Adicionalmente, cuando predominan las facies lodolíticas, esta unidad ha sido denominada como “Aico Shale” por algunos autores.⁸⁶

Formación Lidita Superior (Campaniano): Según Cediel ⁸⁰, esta unidad está compuesta predominantemente por niveles de chert intercalados con delgadas capas de lodolitas, lo que indica un ambiente sedimentario de plataforma media a externa. Presenta contactos bien definidos: el límite inferior se reconoce donde las lodolitas o arenitas subyacentes dan paso a los niveles de chert, mientras que el límite superior se identifica por el cambio litológico de cherts hacia arenitas y calizas; su edad ha sido asignada al Campaniano.¹¹³

Formación Monserrate (Campaniano-Manchistriano): Guerrero et al ⁸⁸, señaló que esta unidad está constituida por areniscas de grano muy fino y conglomerados con guijarros de tamaño medio, y presenta una sucesión de tipo granocreciente; su espesor varía entre 40 y 150 m, según Mora et al ¹¹⁴. La Formación Monserrate infrayace a la Formación San Francisco mediante un contacto transicionalmente concordante y suprayace a la Formación Buscavidas en contacto concordante;

su edad ha sido asignada al Maastrichtiano ¹¹⁵. Mora et al ¹¹⁴, indican que los sedimentos de esta formación se depositaron en ambientes que van desde costa afuera hasta frente de costa medio, con aportes biogénicos, especialmente en el sector de Altamira, al sur de la Subcuenca de Neiva.

Grupo Guaduala (Paleógeno): De porta ¹¹², señaló que esta unidad litoestratigráfica se subdivide en las formaciones San Francisco y Teruel, las cuales presentan afloramientos de carácter regional localizados al noreste de Tesalia, en el departamento del Huila. Este grupo marca el comienzo de la sedimentación continental de la cuenca en el límite Cretácico–Paleógeno.¹¹⁴

- **Formación San Francisco:** Desde el punto de vista litológico, esta unidad está dominada por arcillolitas limosas de coloración rojiza y verdosa, con matices pardos, morados y grises, e incluye venillas de yeso intercaladas; su espesor oscila entre 300 y 400 m y se interpreta que fue depositada en ambientes de llanura costera a fluvial, con desarrollo de paleosuelos.^{114, 116}
- **Formación Teruel:** Se distingue por la presencia de potentes capas de areniscas líticas de grano fino, bien cementadas y de tonalidad gris oscura, intercaladas con arcillolitas limosas de colores diversos, y presenta un espesor comparable al de la Formación San Francisco.¹¹⁶ El contacto inferior con la Formación San Francisco es concordante y de carácter transicional, mientras que el contacto superior con el Grupo Chicoral es discordante y se reconoce por la aparición de areniscas conglomeráticas de color rojizo; no obstante, Nelandia y Nuñez ¹¹⁶ señalan que otros estudios plantean que este contacto podría ser concordante con la aparición de los primeros niveles del Grupo Gualanday. Al igual que la Formación San Francisco, esta unidad es de edad Paleocena y es correlacionable con el Grupo Guaduala.

Formación Chicoral (Eoceno): Esta unidad presenta un contacto inferior neto con la Formación Teruel y se dispone en discordancia angular sobre unidades del Cretácico. Su localidad tipo de carácter regional se localiza en las proximidades del municipio de Chicoral, Tolima ¹¹⁷. Está constituida por intercalaciones de cuerpos rudíticos y lodosos que dan lugar a escarpes bien desarrollados, incluyendo conglomerados desorganizados con clastos subangulares a subredondeados y facies de lodolitas arenosas masivas, interpretadas como depósitos asociados a flujos de lodo. Esta sucesión es característica de ambientes de acumulación en abanicos aluviales, evidenciada por la alternancia de areniscas y conglomerados, y ha sido asignada a una edad Eocena.¹¹⁸

Formación Doima (Oligoceno): Presenta un contacto inferior de carácter variable, siendo transicional en los sectores distales y discordante angular en las zonas proximales. La Formación Doima está constituida por conglomerados con una trama más organizada y facies de lodolita arenosa masiva, que incluyen clastos de chert negro indicativos de una mayor influencia tectónica. Su depositación se asocia a sistemas de ríos trenzados y abanicos aluviales, desarrollados durante el Oligoceno.¹¹⁸

Grupo Honda (Mioceno): Hettner ¹¹⁹, Caracterizó estratigráficamente la unidad en el desierto de La Tatacoa, donde se presentan sus mejores afloramientos, y propuso elevarla al rango de Grupo. Desde el punto de vista litológico, el Grupo Honda está conformado por una sucesión de areniscas de grano medio a grueso, pobremente cementadas, conglomerados con clastos de cuarzo y chert, y arcillolitas dominadas por limolitas, lo que refleja un ambiente fluvial con episodios de alta energía (**Figura 22**).¹²⁰⁻¹²¹

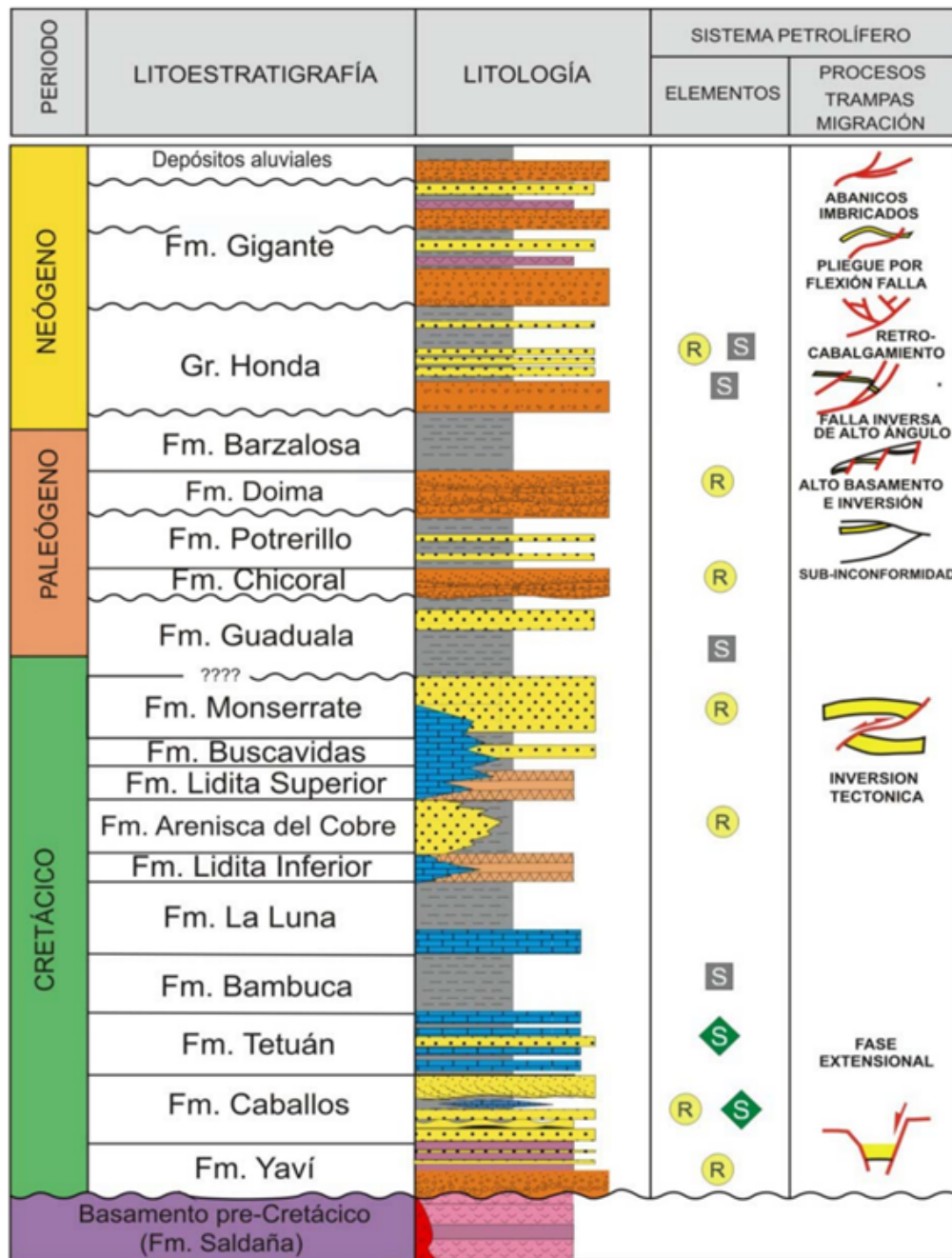


Figura 22. Columna Estratigráfica Generalizada para la Cuenca del Valle Superior del Magdalena. Tomado de Mojica.³⁴

Geología estructural

La configuración estructural del Valle Superior del Magdalena (VSM) es el resultado de la superposición de regímenes extensionales, compresivos y transpresionales que han actuado desde

el Jurásico hasta la actualidad. De acuerdo con Mora et al ¹¹⁴, la cuenca, que durante el Jurásico evolucionó como un sistema de tipo back-arc, experimentó posteriormente una inversión tectónica asociada a eventos compresivos que se iniciaron en el Cretácico Superior y continúan hasta el presente, generando el levantamiento diferencial de las cordilleras Central y Oriental.

Dentro de este marco tectónico, el Arco de Natagaima constituye un elemento estructural de gran relevancia, ya que funciona como un alto de basamento que segmenta la cuenca en las subcuencas de Neiva y Girardot. Mojica y Franco ⁶⁰, indican que el levantamiento de este arco, vinculado a la Orogenia Andina, tuvo lugar durante el Neógeno, influyendo de manera significativa en los patrones de sedimentación y en la configuración tectónica del VSM. Como resultado de estos procesos, se desarrolló un conjunto diverso de estructuras que controlan la formación de trampas estructurales y la acumulación de hidrocarburos, (**Figura 23**) y ha sido documentado en distintos estudios.¹²²⁻¹²³

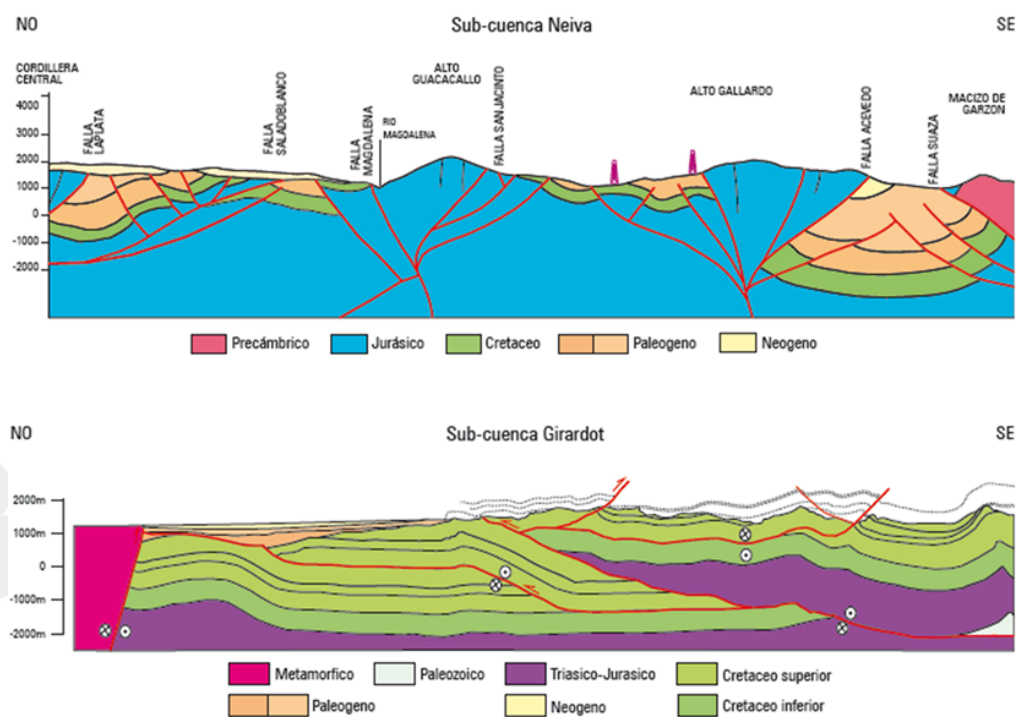


Figura 23. Sección transversal de las subcuencas sedimentaria Girardot y Neiva. Tomado de Barrero et al. ⁴

Elementos y procesos del sistema petrolífero

La Cuenca del Valle Superior del Magdalena presenta presiones de yacimiento que oscilan entre 500 y 6500 psi, temperaturas de yacimiento en un rango aproximado de 40 a 130 °C (**Figura 24; Figura 25**), una saturación de agua (S_w) comprendida entre 15 y 47%. Para un análisis más detallado de estas características, se recomienda consultar el documento de MER.³⁹

De Freitas ¹⁰⁶, dice que el Valle Superior del Magdalena se reconoce como una de las cuencas con mayor productividad de hidrocarburos en Colombia. Su actividad exploratoria se inició hacia la década de 1950, periodo durante el cual se lograron identificar aproximadamente 30 campos petroleros. Desde el punto de vista estructural, la cuenca está dividida en tres compartimientos principales separados por altos internos. En particular, en la subcuenca de Neiva se han identificado al menos dos sistemas petroleros: uno integrado por la Formación Villeta (correlacionable con la Luna) como roca generadora y la Formación Caballos como reservorio, y otro conformado por la Formación Villeta (correlacionable con la Luna) y la Formación Monserrate.^{89, 124-126}

El primer sistema se localiza en el sector occidental de la cuenca, específicamente al occidente del sistema de fallas de San Jacinto, mientras que el segundo, considerado el más prolífico, se desarrolla entre dicho sistema de fallas y el flanco oriental de la Cordillera Oriental. Estos sistemas petroleros están caracterizados principalmente por trampas estructurales, originadas a partir de múltiples eventos tectónicos compresivos y de ruptura, con mayor relevancia durante el Oligoceno. En este contexto, la Formación Villeta constituye la principal roca fuente, mientras que las rocas reservorio corresponden a los plays Caballos, Monserrate y Honda. La Formación Villeta presenta espesores que varían entre 91.44 y 457.2 metros, contenidos de carbono orgánico total (TOC) entre 2 % y 12 %, y predominancia de kerógeno tipo III ¹²⁷. La gravedad API varía entre 20 a 27 °.³⁹

Los reservorios más importantes del Valle Superior del Magdalena se asocian a sucesiones de areniscas cretácicas de ambiente litoral, destacándose la Formación Caballos. Según la ANH ⁵⁰ y García ¹⁰⁶, esta unidad presenta porosidades típicas entre 10 y 18 %, principalmente atribuibles a procesos de disolución de microfósiles, así como permeabilidades que oscilan entre 100 y 500 mD. No obstante, Mesa ¹⁰³, comenta que la calidad de estas rocas ha sido afectada por la presencia de cementos carbonáticos y por elevados flujos de calor, especialmente hacia el sector norte de la cuenca (**Figura 26**).

En el caso de los carbonatos, el cemento calcáreo se interpreta como un mineral autigénico generado posterior al enterramiento, y no como un componente detrítico primario; adicionalmente, los altos flujos térmicos se consideran un factor desfavorable para la preservación de la porosidad. Asimismo, la abundancia de minerales arcillosos detríticos y micrita, especialmente hacia la base de las areniscas de la Formación Caballos, contribuye a la reducción de la calidad del reservorio.

Según los datos reportados por la agencia nacional de hidrocarburos los rangos de gravedades API para los crudos por formación productora son: la Formación Caballos presenta valores con crudos entre 18,0 y 36 °API; la Formación Monserrate registra rangos de crudos entre 10 y 18 °API; Grupo Honda muestra crudos con valores entre 18 y 22°API. La permeabilidad presenta rangos de 150 - 3000 mD aproximadamente y la porosidad muestra un rango aproximado de 5 - 20% (**Figura 26**).³⁹

La cuenca del Valle Superior Del Magdalena presenta unidades reservorios cuyos espesores varían entre el 5.2 - 73.8m, a continuación en la siguiente tabla (**Tabla 5**) se detallan los espesores de las siguientes unidades reportados por la ANH.³⁹

+

Formación	Espesor De la Formación (m)	Cantidad De Datos
Doima	8.2	1
Monserate	7.6 - 73.8	6
Honda	5.2 - 19.8	5
Caballos	8.5 - 15.8	6

Tabla 5. Rango de espesores por formación. Realizado a partir de ANH. ³⁹

Finalmente, se han reconocido diversas familias de crudos en la cuenca. Algunas están asociadas a arcillas y lutitas depositadas bajo condiciones anóxicas, como las presentes en los campos de Andalucía, Balcón, San Francisco, Providencia, Pacandé, Totare y Hato Nuevo. En contraste, otras familias de crudos se relacionan con rocas calcáreas ricas en sulfuros, también acumuladas en ambientes anóxicos, como ocurre en los pozos Chenche, Purificación, Dina, Toldado, Santa Clara, Los Mangos y La Cañada.⁸⁹

En la cuenca se han identificado diversas trampas estructurales, incluyendo pliegues por flexión de falla (fault-bend fold), anticlinales fallados, cierres bajo cabalgamiento y bajo basamento (sub-thrust and sub-basement closures), abanicos imbricados (imbricate fans), retrocabalgamientos (back thrust) y anticlinales relacionados con fallas de transcurrancia (wrench related anticlines), las cuales se distribuyen a lo largo de toda la cuenca. Además, se reconoce un potencial aún no evaluado asociado a la presencia de trampas estratigráficas.

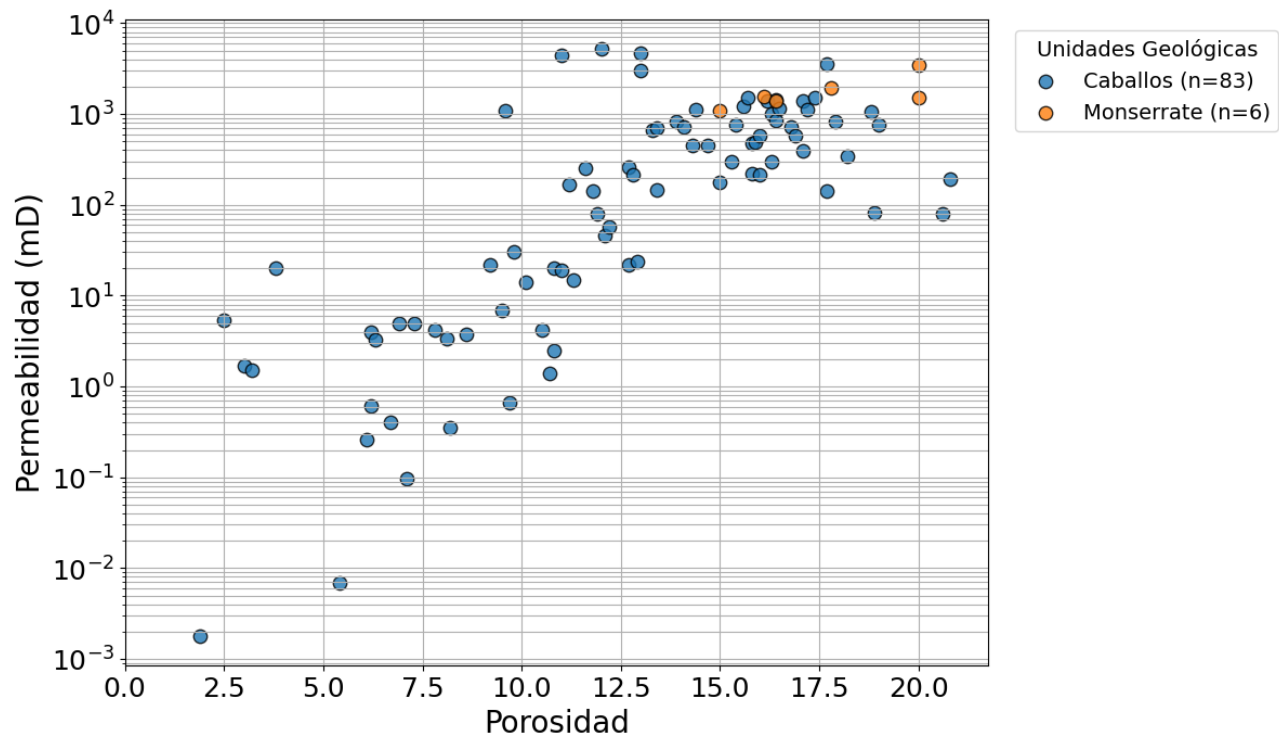


Figura 26. Porosidad vs permeabilidad para rocas reservorio de la cuenca del Valle Superior del Magdalena. Realizado a partir de ANH.³⁹

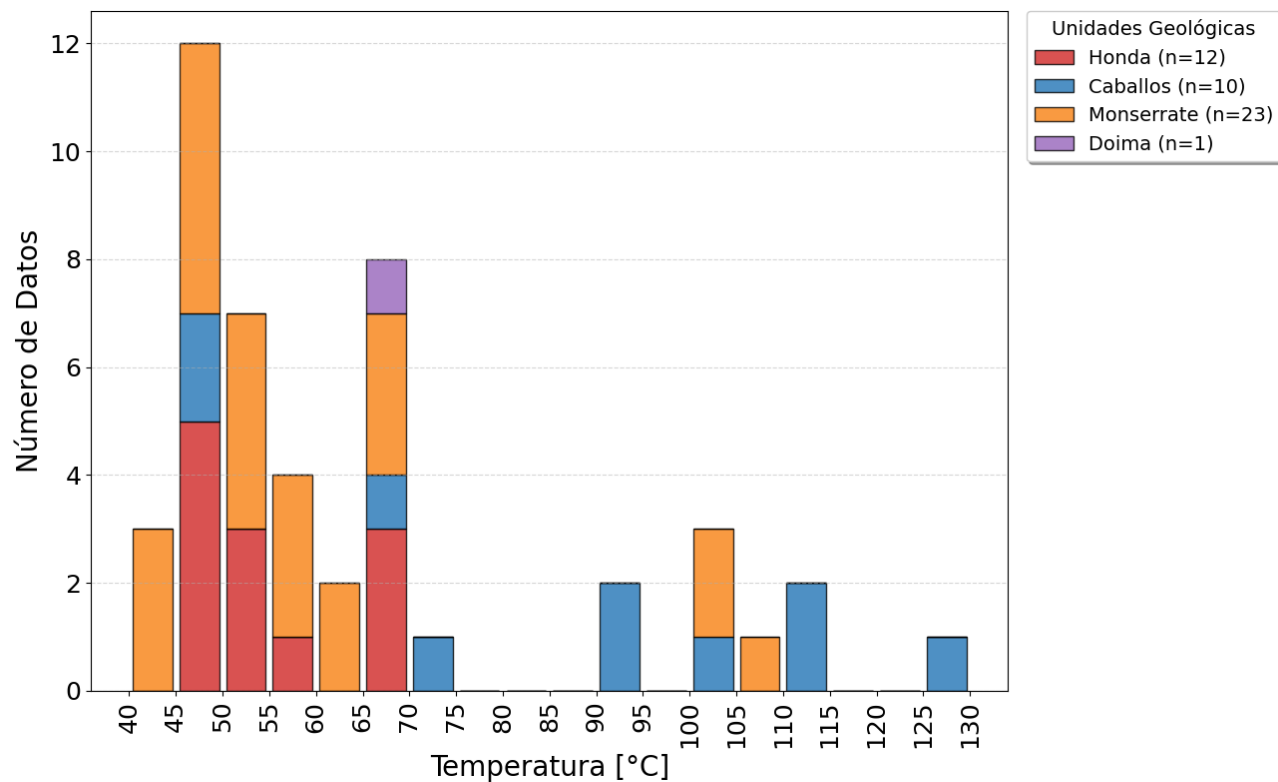


Figura 24. Temperatura de yacimiento de la cuenca del Valle Superior del Magdalena.
Realizado a partir de ANH.³⁹

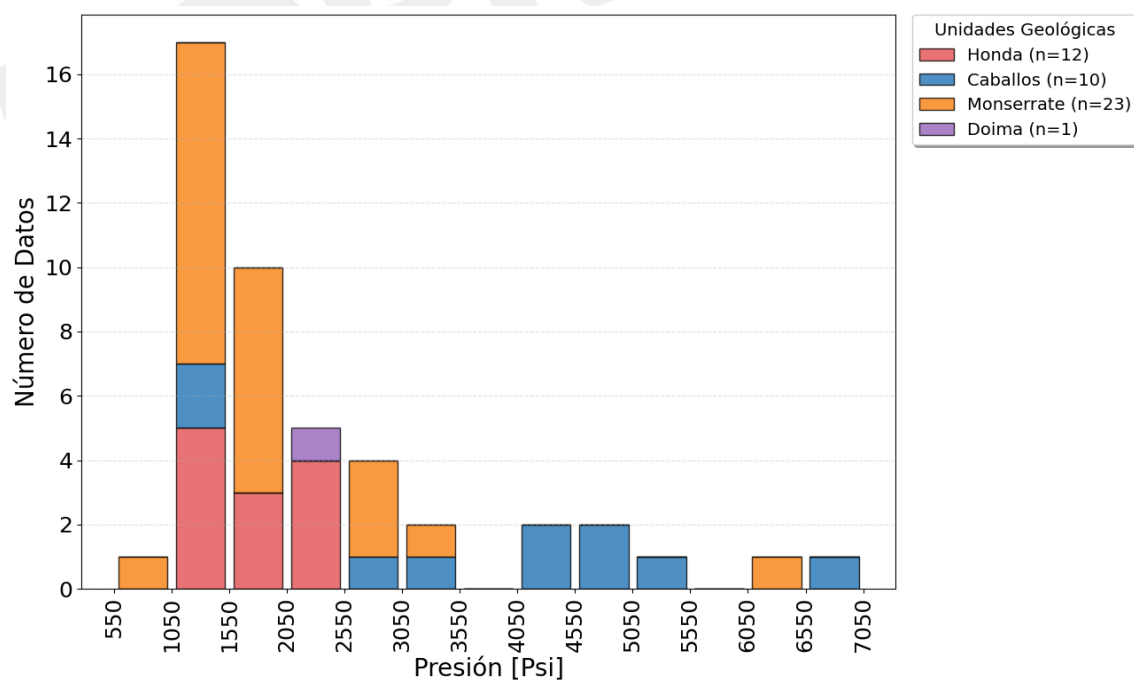


Figura 25. Presiones de yacimiento de la cuenca del Valle Superior del Magdalena.
Realizado a partir de ANH.³⁹

3.4. Cuenca Putumayo

Localización de la cuenca

La cuenca del Putumayo se localiza en el sur de Colombia, al este de la Cordillera Oriental (**Figura 27**), específicamente del Macizo de Garzón, y limita hacia el oriente con el Cratón Amazónico, Según Goncalves¹²⁸. Hacia el sur, presenta continuidad estructural y sedimentaria con la cuenca Oriente en Ecuador.¹²⁹

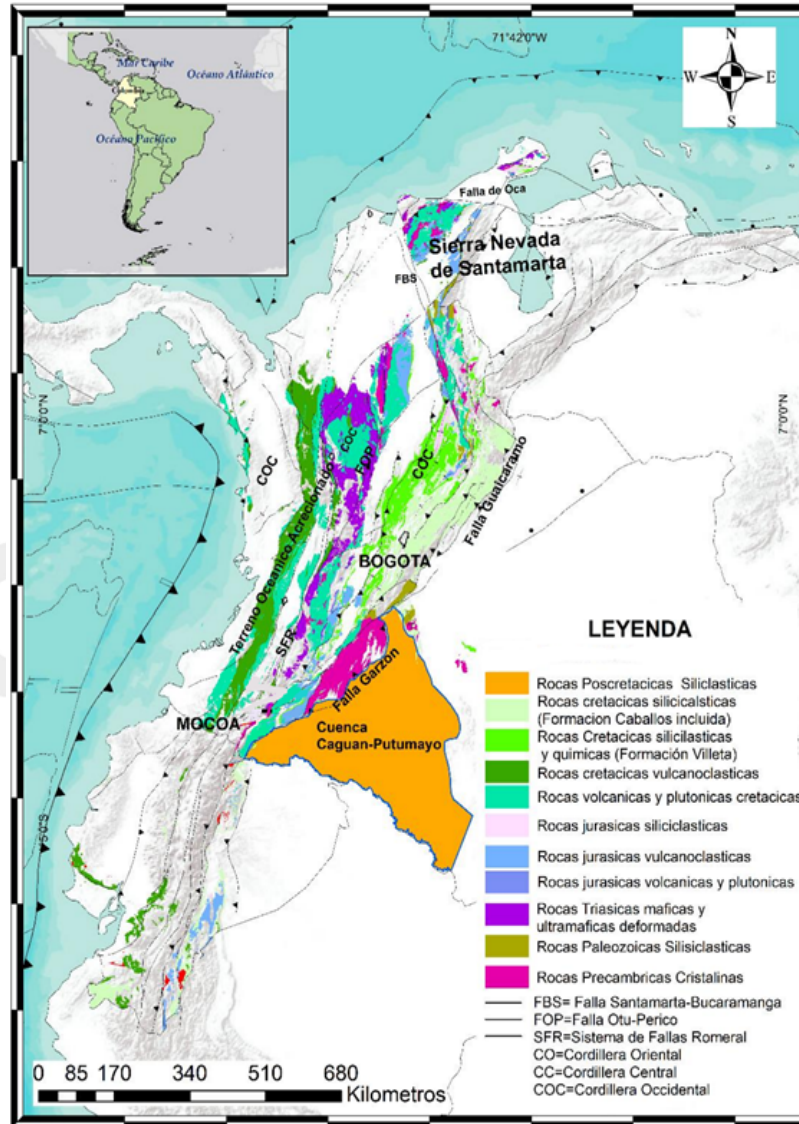


Figura 27. Mapa geológico regional para la cuenca del Caguán-Putumayo. Modificado de Duarte.¹³⁰

Evolución geológica

La Cuenca del Putumayo se formó a partir de una prolongada evolución tectónica ligada al margen noroccidental de la placa Suramericana y al desarrollo del orógeno andino, lo cual controló su arquitectura estructural y su historia sedimentaria desde el Jurásico hasta el Neógeno–Cuaternario¹³¹⁻¹³³. Presenta una geometría asimétrica, con un sector occidental intensamente deformado que corresponde al frente andino y un sector oriental menos deformado, típico de una cuenca de antepaís, con vergencia general de la deformación hacia el orógeno.^{128, 134-135}

Mora et al.¹³¹ y Cáceres¹³⁶, el basamento está constituido por rocas volcánicas jurásicas de la Formación Saldaña o Motema y por intrusivos del Batolito de Mocoa, generados en un régimen extensional a transtensional que estableció una estructura heredada reactivada durante la evolución andina. El relleno sedimentario inició en el Cretácico Inferior con la Formación Caballos en ambientes fluviales, deltaicos y marinos someros, seguido por una transgresión marina en el Cretácico Medio que permitió la depositación de la Formación Villeta.^{128, 134-135}

Durante el Paleógeno se depositó la Formación Rumiayaco en ambientes transicionales marino-lacustres, y posteriormente, en el Eoceno, la Formación Pepino marcó un cambio hacia condiciones continentales.^{132, 136, 138-139}

En el Neógeno–Cuaternario, la inversión de fallas y el desarrollo de una arquitectura de antepaís flexural favorecieron la acumulación de sedimentos continentales recientes, principalmente de las Formaciones Orteguaza y del Grupo Orito-Belén, procesos clave para la generación de trampas estructurales y la redistribución de hidrocarburos.^{128, 135, 140}

Estratigrafía relevante

Formación Saldaña (Jurásico): Según Núñez³⁸, la Formación Saldaña se originó a partir de una secuencia volcanosedimentaria caracterizada por la asociación de flujos de lava con depósitos piroclásticos, probablemente generados tanto por procesos de flujo como de caída, junto con intrusiones hipoabisales y sedimentitas depositadas en ambientes continentales y transicionales. Este volcanismo presenta una composición ácida a intermedia y se desarrolló en un contexto estrictamente continental.⁹¹

Formación Caballos (Cretácico Inferior): La roca almacenadora en esta cuenca corresponde a la unidad cretácica basal de la Cuenca del Putumayo (**Figura 28**). Se apoya en discordancia sobre rocas continentales del Triásico–Jurásico como la Formación Saldaña y el batolito de Mocoa, además es suprayacida por las lutitas marinas de la Formación Villeta del Cretácico Superior. La Formación Caballos está constituida predominantemente por areniscas cuarzosas (cuarzoarenitas) de grano fino a medio, localmente gruesas, bien seleccionadas y altamente compactadas, cementadas principalmente por sílice y caolinita, con presencia subordinada de calcita, siderita y óxidos de hierro. con un espesor variable entre 40 y 250 metros, que disminuye de occidente a oriente.^{131, 137, 141-142}

Esta cuenca presenta variaciones verticales en su litología que permiten subdividirla en tres segmentos principales: inferior, medio y superior, definidos a partir de cambios texturales y composicionales.

- **Segmento inferior:** Se observan intercalaciones de cuarzoarenitas de grano fino a grueso, con matriz caolinítica, asociadas a niveles de lodolitas generalmente carbonosas y con evidencias de bioturbación. Estas litologías presentan principalmente cemento silíceo, acompañado en menor proporción por cementos ferruginosos y calcáreos. Asimismo, las capas de cuarzoarenitas de espesor medio a delgado varían entre 30 cm y 1 m y muestran laminación inclinada y curvada, así como, en algunos casos, estratificación cruzada.³⁸
- **Segmento medio:** Predominan las intercalaciones de lodolitas de tonalidad gris a negra, asociadas con niveles delgados a muy delgados de cuarzoarenitas de color crema, las cuales presentan una estratificación con rumbo 281°/12°SW. Las capas de cuarzoarenitas muestran geometrías lenticulares y espesores centimétricos, mientras que en las lodolitas grises es frecuente observar un fracturamiento incipiente en bloques, similar a diaclasas, con espesores que varían de centímetros a metros.¹⁴³
- **Segmento superior:** Está constituido por capas de cuarzoarenitas, sublitoarenitas y subarcosas, cuyos espesores varían desde centimétricos hasta métricos. Estas rocas se caracterizan por la presencia de glauconita y de material carbonoso de geometría lenticular intercalado entre los estratos, lo que indica una mayor influencia marina durante la etapa final de depositación de la unidad. Estas características son consistentes con ambientes estuarinos a marinos someros, desarrollados bajo condiciones de sedimentación variable.^{137, 144}

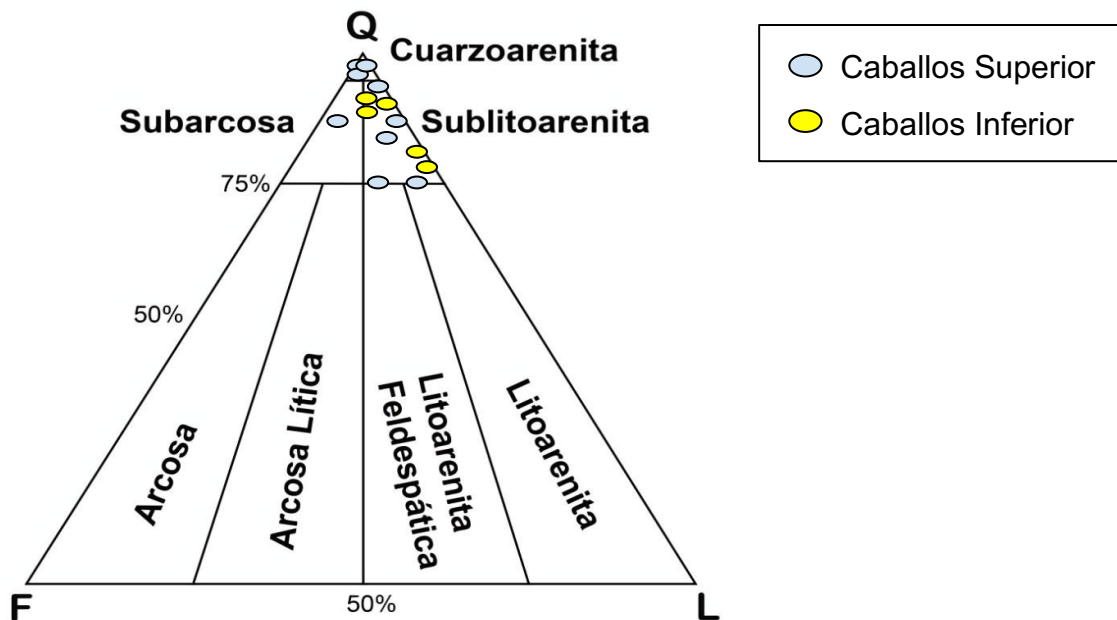


Figura 28. Clasificación composicional de las areniscas de la Formación Caballos para el segmento superior e inferior. Modificado de Duarte.⁹³

Formación Villeta (Cretácico Medio–Superior): La Formación Villeta está constituida principalmente por lodolitas de tonalidad gris muy oscuro a negra, con estratificación fina y laminación que varía de plana paralela a ondulosa paralela, en las que se reconocen fósiles de

bivalvos. Estas litologías se intercalan con estratos tabulares de espesor medio a muy grueso de intraesparitas a pelmicritas bioclásticas, de coloración igualmente gris oscura a negra y con marcada bioturbación. Son comunes los restos fósiles de peces, la presencia abundante de pellets y oolitos, fragmentos de materia orgánica, así como una intensa bioturbación y la ocurrencia de impresiones de amonitas y bivalvos articulados.³⁸

Presenta espesores que varían entre 300 a 750 metros, los cuales se asocian con un sistema de depositación transgresivo de plataforma marina proximal. Silos máficos con espesores entre 1 y 4 metros con fenocristales de hornblenda se encuentran intercalados con esta secuencia.^{145- 146}

La Formación Villeta ha sido subdividida de manera informal en varios segmentos o niveles litológicos, definidos con base en los cambios verticales en la composición de lutitas, calizas y areniscas, identificados principalmente a partir de descripciones de mudlogging y análisis litológicos. Esta segmentación refleja una sucesión marina heterogénea, dominada por sedimentación fina, con intercalaciones carbonatadas y arenosas.¹⁴⁷

- **Segmentos lutíticos:** Corresponden a paquetes masivos de lodolitas marinas de color gris oscuro a negro, fisiles a subfisiles, localmente calcáreas, con presencia ocasional de materia orgánica y pirita, que representan los intervalos más continuos y voluminosos de la formación.
- **Segmentos calcáreos:** Conocidos como niveles según Balkwill et al ¹⁴⁸ y Rossello et al. ¹⁴⁹
 - **M2:** Su espesor muestra una variabilidad significativa, con valores que van desde aproximadamente 15 pies (4,5 m) en el pozo Las Chicas-1 hasta cerca de 63 pies (19 m) en el pozo Sucumbío-1.
 - **A:** Hacia el área del pozo Putumayo-1, la Caliza A alcanza un espesor excepcional de aproximadamente 170 pies (52 m), adelgazándose progresivamente tanto hacia el este como hacia el oeste.
 - **B:** El espesor de la Caliza B presenta variaciones laterales, registrando aproximadamente 83 pies (25 m) en el sector occidental de la cuenca, como en el pozo San Miguel-1, y disminuyendo hasta cerca de 18 pies (5,5 m) hacia el sector oriental, representado por el pozo Mansoyá-1.
 - **C:** Situado en la base de la Formación Villeta, este intervalo alcanza espesores de hasta 117 pies (35,6 m) en el sector occidental de la cuenca, como se observa en los pozos Tapir-1, Venado-1 y Gavilán Oeste-2, mientras que en el pozo Burdine-1 su espesor se reduce a 17 pies (5,3 m). Hacia el este, la unidad se adelgaza progresivamente hasta desaparecer, acunándose contra el basamento correspondiente al Alto de Florencia, a partir de los pozos Yurilla-1, Alborada-1, Cencella-1 y Picudo-1.

Están compuestos por calizas micríticas de color blanco a crema y gris claro, con dureza variable, y con intercalaciones menores de lutitas. Estas calizas incluyen litologías tipo mudstone, wackestone y packstone de bivalvos, y localmente presentan glauconita, calcita y pirita, lo que sugiere condiciones marinas someras con influencia biogénica.³⁸

- **Segmentos arenosos:** Identificados principalmente como niveles
 - **T-U:** El espesor presenta una variación latitudinal, incrementándose de norte a sur desde aproximadamente 13 pies (4 m) en el pozo Umbria-1 hasta cerca de 33 pies (10 m) en el pozo Piñuña-1.

Están constituidos por areniscas cuarzosas de grano muy fino a grueso, con selección de pobre a buena, subangulares a subredondeadas, localmente glauconíticas y friables. En el nivel U se reconoce además un delgado nivel de carbón, descrito como antracita, que indica variaciones locales en las condiciones de depositación.

Formación Rumiyaco (Cretácico Superior): La Formación Rumiyaco está constituida regionalmente por una sucesión dominante de arcillolitas bioperturbadas de color rojo y gris, mientras que las intercalaciones de conglomerados finos, cuarzoarenitas y areniscas líticas de grano medio a fino son de carácter local y subordinado. Estas areniscas están compuestas por fragmentos líticos de origen volcánico, sedimentario (chert) y metamórfico, además de cuarzo y feldespato, inmersos en una matriz arcillosa con contenido de materia orgánica y cementos ferruginosos y calcáreos. El espesor de la unidad se estima entre 300 y 800 m.¹⁵⁰

La marcada predominancia de arcillolitas, junto con las condiciones de alta oxidación evidenciadas por las tonalidades rojizas, sustenta la interpretación de la Formación Rumiyaco como una unidad de carácter sellante a escala regional. La depositación de esta formación tuvo lugar durante el Paleoceno, inmediatamente después de la Formación Villeta.

El estudio de las facies de la Formación Rumiyaco sugiere que esta unidad se originó por la acumulación de sedimentos finos en ambientes someros y bien oxigenados, lo que favoreció una alta abundancia de organismos. El ambiente de depositación se interpreta como mayoritariamente continental, con incursiones marinas locales, lo cual indica un contexto de acumulación en llanuras de inundación próximas a la línea de costa.^{38, 131}

Formación Pepino (Paleógeno): Presenta un espesor promedio de 396 m. Esta unidad se subdivide en tres niveles principales: superior, medio e inferior, los cuales presentan variaciones litológicas, texturales y geomorfológicas bien definidas.

- **Nivel Superior:** Predominan los conglomerados sobre las lodolitas, con clastos bien redondeados, generalmente menores de 2 cm, y una menor proporción de chert respecto al cuarzo lechoso. La unidad presenta tonalidades amarillo oscuro y está formada por capas medianas de conglomerados y niveles muy gruesos y lateralmente continuos de litoarenitas de grano medio a grueso. Los paquetes sedimentarios muestran ciclos grano decrecientes que gradan desde conglomerados hasta arcillolitas gris oscuras con material carbonoso, con bioperturbación local y pequeños canales hacia el tope.¹⁵¹
- **Nivel Medio:** Presenta una amplia continuidad lateral de facies y se caracteriza, en términos generales, por la disminución de los conglomerados como litología dominante y el predominio de lodolitas y arcillolitas. Son frecuentes las capas delgadas a medias de arenitas, con lentes conglomeráticos subordinados, así como niveles de lodolitas abigarradas de espesor variable. Las arenitas muestran moteado gris a verde, laminación

plano-paralela poco definida e intensa bioperturbación, y aunque su composición es similar a la del Miembro Inferior, presentan una granulometría más fina.

- **Nivel Inferior:** Presenta variaciones locales en las distintas planchas, pero regionalmente está dominado por conglomerados polimícticos de capas gruesas a muy gruesas. En las planchas 411 La Cruz y 412 San Juan de Villalobos, predominan conglomerados clastosoportados con intercalaciones subordinadas de arcillolitas y limolitas rojas. En las planchas 430 Mocoa y 449 Orito, se desarrollan paquetes conglomeráticos potentes, lenticulares, que gradan a litoarenitas, con presencia de paleocanales y estratificación inclinada.

El espesor de la Formación Pepino en el departamento del Putumayo presenta variaciones significativas. En el río Pepino se registra un espesor aproximado de 632 m, mientras que en la sección del río San Juan alcanza los 819 m, incremento que se atribuye principalmente al mayor desarrollo del Miembro Medio.

La diversidad litofacial reconocida en los tres miembros de la Formación Pepino evidencia el desarrollo de múltiples ambientes de depositación. De manera general, la asociación de facies indica que esta unidad se formó en sistemas deltaicos controlados principalmente por la actividad fluvial, así como en llanuras próximas a la línea de costa.¹³³

Formación Orteguaza (Eoceno - Oligoceno): Se caracteriza litológicamente por la presencia dominante de shales o lutitas de color gris y verde grisáceo, lo que indica la depositación de sedimentos finos en ambientes de baja energía. Estas características sugieren condiciones deposicionales continentales a transicionales, asociadas a llanuras de inundación, zonas pantanosas o ambientes deltaicos distales, donde pudieron presentarse variaciones en la oxigenación del medio. Debido a su granulometría fina y a su baja permeabilidad, esta formación ha sido interpretada como una unidad con comportamiento de sello regional.¹⁴³

Formación Orito-Belen (Mioceno): Está constituido por estratos delgados a gruesos de lodolitas, limolitas y lodolitas arenosas, con una amplia gama de colores que incluyen tonos grises, rojos, morados, amarillos y moteados. Estas litologías presentan intercalaciones locales de estratos gruesos, de geometría lenticular a ondulosa, discontinuos y no paralelos, formados por litoarenitas de textura variable, desde inmaduras hasta submaduras. En estas areniscas se reconocen estructuras sedimentarias como ondulitas, laminación inclinada en artesa, laminación plano-paralela y, de manera local, capas macizas.¹³⁶

Núñez³⁸, señala que, en una secuencia influenciada por fallamiento expuesta en el río San Juan, se estimó un espesor de 1.546 m, mientras que en la quebrada La Chorrera se midieron 946 m, sin que fuera posible reconocer el tope de la sucesión. Estudios previos, como el de McGirk¹⁵², ya habían reportado espesores variables para esta unidad, entre 1.000 y 1.300 m (**Figura 29, Figura 30**).

EDAD	UNIDAD	LITOLOGIA	ROCA		
			ORIGEN	RESERVORIO	
MIOCENO	ORITO-BELEN				Arcillolitas rojizas a grisáceas con algunas intercalaciones de limolitas.
	ORTEGUAZA				Shales grises y verdes grisáceas
EOCENO-OLIGOCENO	PEPINO	Sup.			Conglomerados de chert con intercalaciones de arcillolitas rojizas.
		Medio			
		Inf.			
EOCENO	RUMIYACO				Arcillolitas rojizas con intercalaciones de areniscas liticas y sublitas
PALEOCENO	TKg siltst				Limolitas y arcillolitas grises
CRETACEO TARDIO	VILLETA	Kg sst		●	Cuarzoarenitas Reservorio Secundario
		Up-Sh	●		
		M1 Ls	●		
		M2 Ls			Shales, Calizas micriticas y biomicritas
		A Ls			
		Up U		●	cuarzoarenitas con intercalaciones de shales y calizas ocasionales Reservorio Secundario
		Lw U		●	
		Sh-1	●		
		B Ls			
		T sst		●	cuarzoarenitas de grano fino Reservorio Secundario
		C Ls	●		
	CABALLOS	Sup.		●	Gruesas capas de cuarzoarenitas, en la parte media intercalaciones de shales y areniscas Reservorio Principal
		Medio	●		
		Inf.		●	
PRE CRETACEO	BASAMENTO				Rocas Ignes intrusivas y estrusivas

Figura 29. Columna estratigráfica generalizada para la cuenca del Putumayo. Modificado de Duarte.¹³⁰

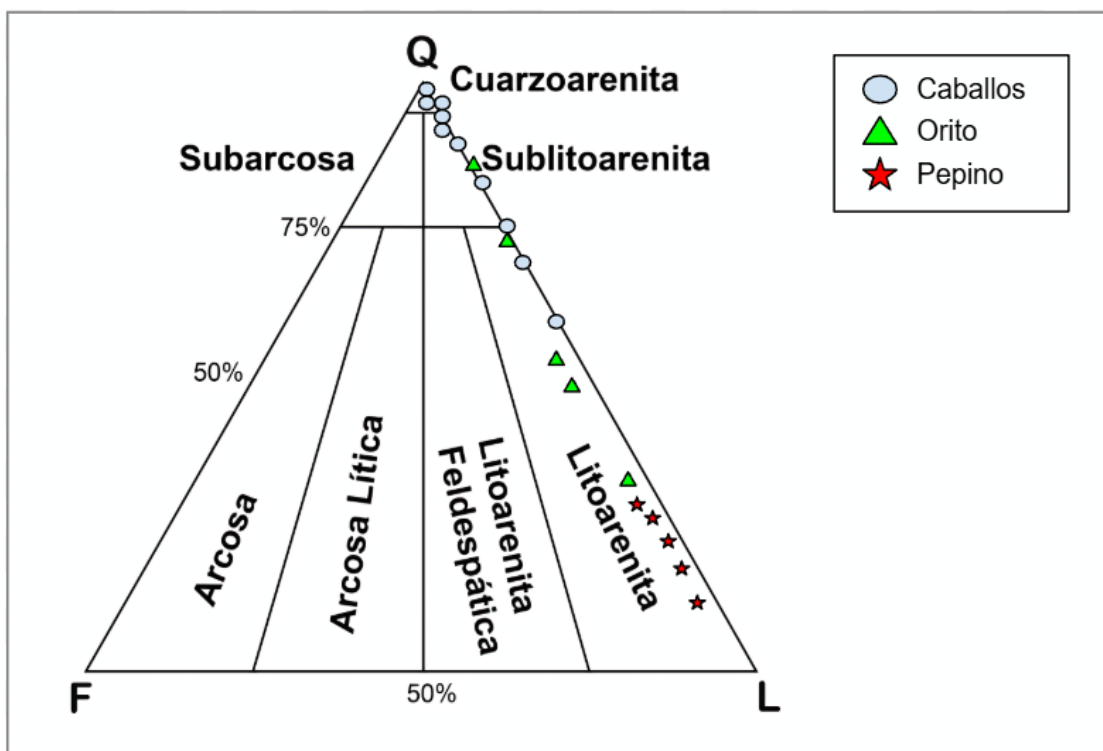


Figura 30. Diagrama de folk. Integración composicional de las rocas reservorio descritas. Realizado a partir de información del Servicio Geológico. Modificado de Duarte.¹³⁰

Geología estructural

La Cuenca del Putumayo presenta una estructura compleja producto de la superposición de eventos extensionales mesozoicos y compresivos cenozoicos asociados a la orogenia Andina (**Figura 31**), diferenciándose dos dominios principales: una plataforma oriental de antepaís poco deformada y un piedemonte occidental–nororiental intensamente deformado.^{149, 153- 154}

En la plataforma predominan secuencias subhorizontales y fallas de basamento norte–sur reactivadas en transpresión, que generan estructuras amplias favorables para trampas. El piedemonte, en contraste, está dominado por fallas inversas y cabalgamientos vergentes al este, incluyendo el sistema Orito–Hormiga y un sistema andino NE–SW, responsables de pliegues y altos acortamientos, con aumento del buzamiento de la Formación Caballos hacia el oeste.¹⁵⁵

La evolución estructural está controlada por una fase extensional Triásico–Jurásica con fallas normales y medio graben, seguida por inversión compresiva desde el Cretácico, que generó fallas inversas, pliegues y estratos de crecimiento en unidades como la Formación Villeta, según Beltrán et al ¹⁵⁶ y Baby et al ¹⁵⁷. Durante el Paleógeno la deformación fue moderada y concentrada en el dominio subandino y el foredeep proximal, así lo señaló Wolaver ¹⁴². En el Plioceno–Pleistoceno se produjo el mayor acortamiento y levantamiento, con reactivación de fallas de piel gruesa, desarrollo local de fallas de piel delgada y definición de los dominios subandino y foredeep (proximal y distal), que controlan la geometría de las trampas y la evolución del sistema petrolero.^{156, 158}

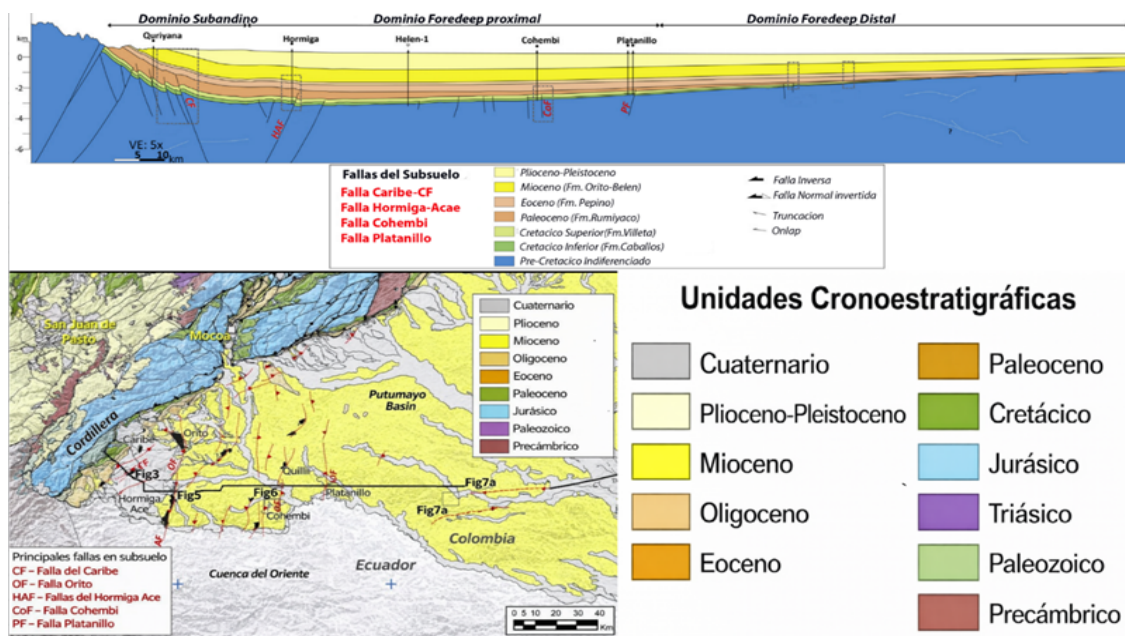


Figura 31. Perfil estructural de la cuenca del Putumayo. Modificado de Beltran et al.¹⁵⁶

Elementos y procesos del sistema petrolífero

La Cuenca del Putumayo presenta presiones de yacimiento que oscilan entre 300 y 4800 psi, temperaturas de yacimiento en un rango aproximado de 43 a 112,78 °C (**Figura 32 ; Figura 33**), una saturación de agua (S_w) comprendida entre 10 y 40%. Para un análisis más detallado de estas características, se recomienda consultar el documento de MER.³⁹

La actividad exploratoria en la Cuenca Putumayo se remonta a finales de la década de 1940, iniciándose en 1948 con la perforación de los pozos Curbinata-1 y Rastra-1 por parte de la compañía Sabanas Petroleum Colombia. A partir de ese momento, diversas compañías petroleras desarrollaron campañas exploratorias que condujeron a hallazgos relevantes, entre los cuales se destacan los descubrimientos realizados por Texaco en 1963 del Campo Orito y en 1965 de los campos Acae y San Miguel. Posteriormente, empresas como Cayman, Farmland, Colbras, Argos y ECOPETROL continuaron con la perforación de pozos exploratorios, permitiendo la identificación de múltiples campos petroleros en la región.¹⁵⁹

Los mayores volúmenes de hidrocarburos descubiertos en la Cuenca Putumayo se concentran en su sector occidental, donde sobresalen el Campo Orito, con reservas estimadas en aproximadamente 260 millones de barriles, y el complejo Acae–San Miguel, con cerca de 70 millones de barriles. En contraste, los campos localizados en el sector oriental presentan reservas significativamente menores, generalmente inferiores a 11 millones de barriles.¹⁴⁹

Según Aguilera¹⁶⁰ y Mora et al.⁹⁴, en la cuenca se han documentado filtraciones de petróleo y descubrimientos de hidrocarburos, con volúmenes totales estimados del orden de 395 millones de barriles de petróleo y 305 mil millones de pies cúbicos de gas, además de la identificación de 30 yacimientos petrolíferos y una producción diaria promedio, entre enero y agosto de 2022, cercana a 24.000 barriles de petróleo y 8.000 pies cúbicos de gas, lo que confirma la presencia de al menos un sistema petrolero activo.¹⁶¹⁻¹⁶²

En relación al sistema petrolífero las principales rocas generadoras de hidrocarburos en la Cuenca Putumayo se asocian a la caliza B y al intervalo A de la Formación Villeta, mientras que las calizas M2 de esta misma formación constituyen otras fuentes generadoras de hidrocarburos de la Formación Villeta, las cuales presentan contenidos de carbono orgánico total (TOC) que oscilan entre 1 y 1,7 %, lo que evidencia un potencial generador significativo, Según Córdoba et al ¹³⁴, Saeid et al ¹⁵⁸ y Aguilera ¹⁶³. De manera secundaria, las lodolitas de la Formación Caballos han sido consideradas como rocas generadoras de menor potencial.^{23, 128}

Por su parte, la Formación Caballos constituye el principal reservorio de hidrocarburos en la cuenca. Diversos estudios han señalado que esta unidad presenta continuidad regional hacia el noroccidente en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena y hacia el sur en la Cuenca Oriente de Ecuador, donde es correlacionable con las areniscas de la Formación Hollín.^{137, 144, 157, 164-165}

Esta cuenca presenta valores promedio de porosidad cercanos al 12 %, aunque localmente pueden reducirse hasta alrededor del 3 %, y permeabilidades que oscilan entre 1.5 y 180 mD, alcanzando de manera excepcional valores del orden de 500 mD, lo que refleja una marcada heterogeneidad petrofísica a lo largo de la cuenca.^{143, 164, 166- 167}

En esta cuenca se han identificado reservorios secundarios adicionales, representados por distintos niveles arenosos de la Formación Villeta (areniscas T, U y N) y por rocas clásticas de la Formación Pepino, los cuales presentan potencial productivo a escala local como lo señalan Barrero et al ⁴; Upme ³⁰; Montenegro y Barragán ¹⁴⁰; Wardle et al ¹⁴⁶; Zhongzhen ¹⁶⁶; Arias et al ¹⁶⁷; Petroanálisis ¹⁶⁸. En particular, los intervalos arenosos T, U y N de la Formación Villeta registran porosidades entre 7 % y 28 % y permeabilidades que oscilan entre 79 y 1.600 mD, lo que evidencia condiciones petrofísicas favorables para el almacenamiento y flujo de hidrocarburos.¹⁶⁸

Según los datos reportados por la agencia nacional de hidrocarburos los rangos de gravedades API para los crudos por formación productora son: la Formación Caballos presenta valores con crudos entre 30 y 38,0 °API; la Formación Villeta registra rangos de crudos entre 14 y 34 °API. La permeabilidad presenta rangos de 300 - 3000 mD aproximadamente y la porosidad muestra un rango aproximado de 16 - 30% (**Figura 34**).³⁹

La cuenca del Putumayo presenta unidades reservorios cuyos espesores varían entre el 2.2 -33.5m, a continuación en la siguiente tabla (**Tabla 6**) se detallan los espesores de las siguientes unidades reportados por la ANH.³⁹

Formación	Espesor De La Formación (m)	Cantidad de Datos
Villeta	2.2 - 11	14
Caballos	9.1 - 33.5	6

Tabla 6. Rango de espesores por formaciones. Elaborado a partir de los datos de la ANH. ³⁹

Adicionalmente, Mantilla et al ¹⁶⁹ evaluaron el potencial de la Formación Caballos y del Grupo Villeta como reservorios naturalmente fracturados en el Valle Superior del Magdalena. Para el segmento superior de la Formación Caballos, estos autores proponen que la matriz controla la porosidad primaria y la permeabilidad efectiva del sistema, mientras que las fracturas contribuyen

al drenaje de los hidrocarburos hasta su agotamiento, correspondiendo a un reservorio Tipo III según la clasificación de.¹⁷⁰

En el caso del Grupo Villeta, específicamente en las Calizas de Tetuán (**Tabla 7**), el mismo estudio las interpreta como un reservorio naturalmente fracturado Tipo I, en el cual las fracturas dominan tanto la porosidad como la permeabilidad del sistema, de acuerdo con la clasificación de.¹⁷⁰

Campo	Fecha de descubrimiento	Reservorio	Gravedad °API	OOIP x10 ⁶
Orito	1963	Caballos-Arenisca "T"	36-32	683,5
Puerto Colón	1965	Caballos-Arenisca "U"	30	104
Churuyaco	1968	Caballos	31	0
Loro	1968	Caballos	30	75
Caribe	1969	Caballos	32	18,8
San Antonio	1969	Caballos	30	25
Sucumbíos	1969	Caballos	32	0
Hormiga	1970	Caballos-Arenisca	26	7,5
Sucio	1970	Caballos	32	7,4
Burdine	1974	Arenisca	37	0
Maxine	1976	Arenisca	27	0
Quirquina	1988	Arenisca	35	0
Quillí	1988	Arenisca	31	18,1
Quillacunga	1988	Arenisca	35	23,2
Quinde	1988	Areniscas	21	0
Alea	1988	Areniscas	31	3,4
Linda	1989	Areniscas "U" y "T"	28	0
Mansoyá	1989	Areniscas "U" y "T"	25-33	49,2
Toroyaco	1989	Areniscas "T" y "U"	30	0
Mary	1990	Areniscas "U" y "T"	27	0
Miraflor	1991	Areniscas "U" y "T"	28	0
Piñuña	1991	Areniscas "T" y "U"	35	13,5
TOTAL				1028,6

Tabla 7. Principales niveles reservorios de los diferentes campos de la Cuenca Putumayo. Modificado de Kairuz.¹⁴⁵

Según la ANH ¹⁷¹, los shales y los niveles calcáreos cretácicos de la Formación Villeta constituyen unidades muy eficientes como sellos, tanto laterales como superiores. En el sector del piedemonte, las fallas de cabalgamiento podrían desempeñar un papel importante como sellos efectivos al yuxtaponer las areniscas de la Formación Caballos con sedimentos de grano fino o con rocas ígneas y metamórficas, aunque estas últimas implican un mayor grado de incertidumbre en su capacidad de sellado. De igual manera, los shales de las formaciones Rumiyaco y Orteguzza representan sellos potenciales.

En relación con la generación y migración de hidrocarburos, se propone un evento principal de expulsión durante el Oligoceno tardío–Mioceno temprano, a partir de una roca fuente ubicada entre 50 y 80 km al noroeste de la Cuenca del Putumayo. Posteriormente, un segundo pulso ocurrido durante el Mioceno tardío–Plioceno habría cargado las estructuras situadas al occidente del sistema de fallas de Orito con crudos livianos, condensados y gas de mayor madurez, dando lugar a acumulaciones mezcladas.^{128, 149, 158, 160, 172}

Las trampas predominantes corresponden a fallas inversas de alto ángulo acompañadas por pliegues asociados, anticlinales vinculados a sistemas de fallamiento de piel gruesa (thick-skinned), y anticlinales generados en relación con fallas inversas y retrocabalgamientos (back thrusts). En la Zona del Caguán, los estilos de entrapamiento están principalmente asociados a pliegues originados por la inversión de fallas normales, así como a pliegues de arrastre desarrollados en el contexto de estructura.

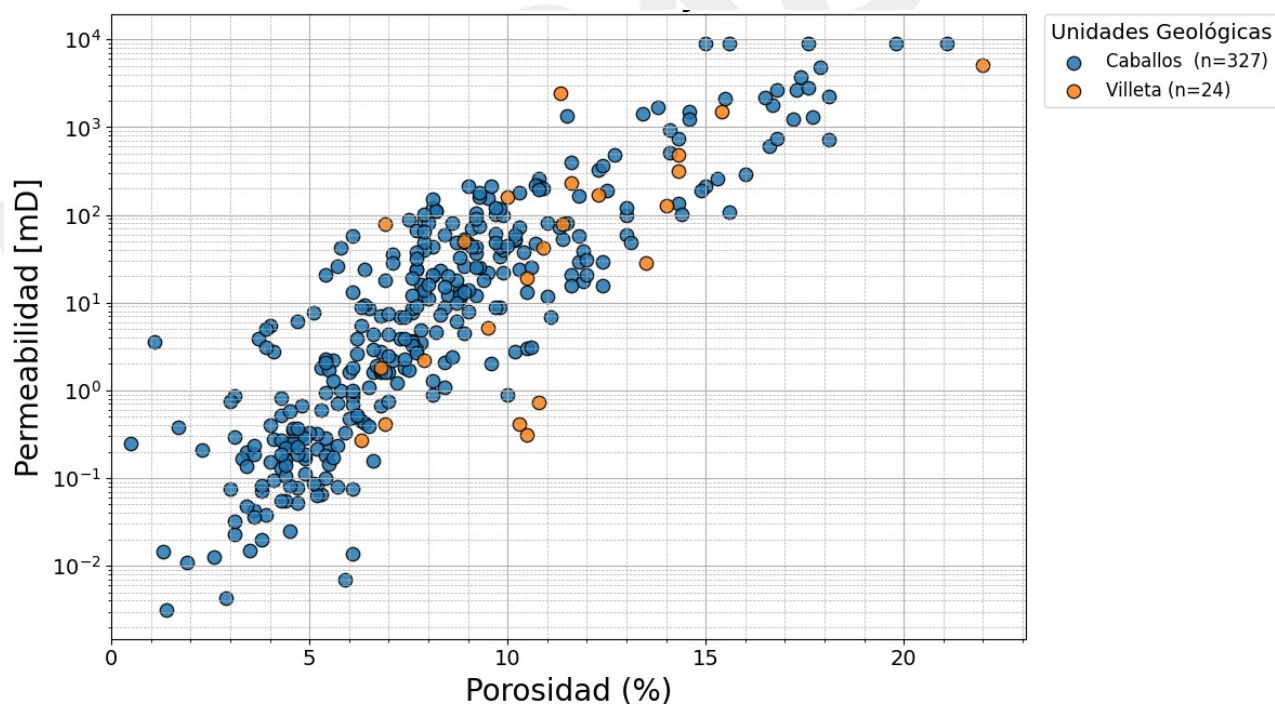


Figura 34. Porosidad vs permeabilidad para rocas reservorio de la cuenca del Putumayo.
Elaborado a partir de ANH.³⁹

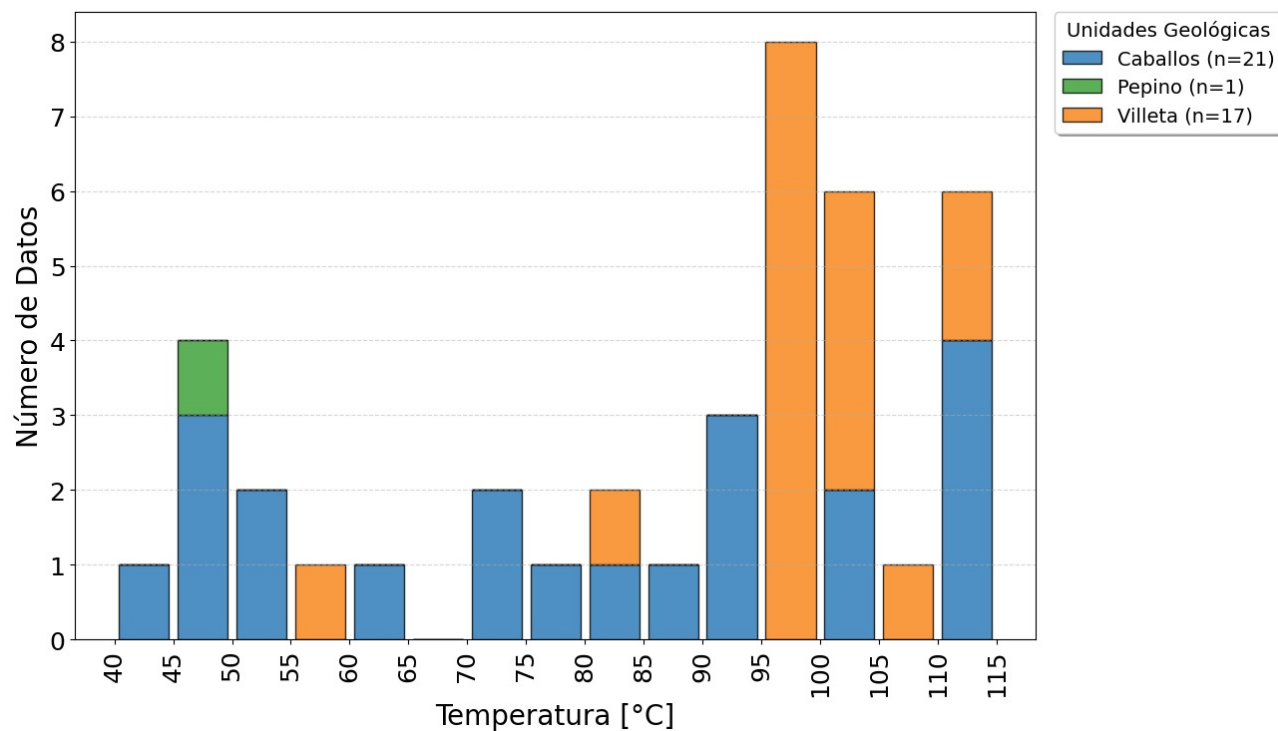


Figura 32. Temperatura **de yacimiento** de la Cuenca del Putumayo. Elaborado a partir de los datos de la ANH.³⁹

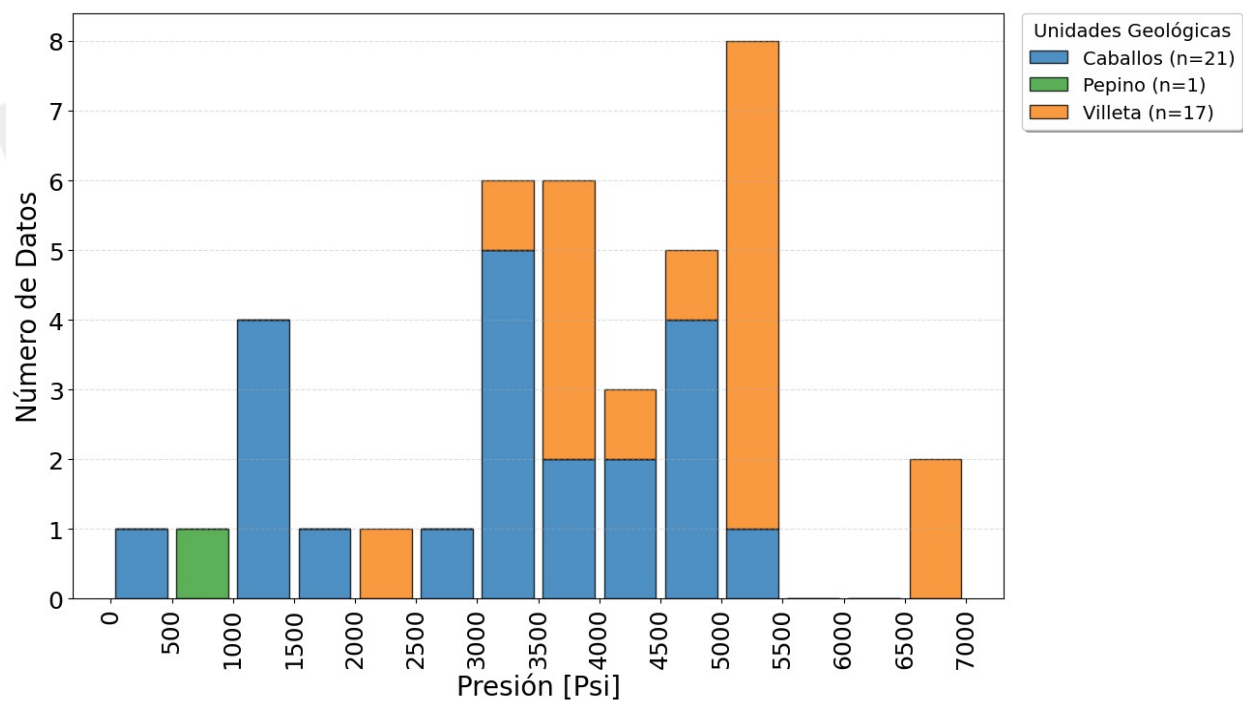


Figura 33. Presiones **de yacimiento** de la Cuenca del Putumayo. Elaborado a partir de los datos de la ANH.³⁹

3.5. Cuenca Catatumbo

Localización de la cuenca

La cuenca o subcuenca del Catatumbo con un área de 7700 km² corresponde a la prolongación hacia el suroccidente, dentro del territorio colombiano, de la cuenca de Maracaibo (**Figura 35**). La ANH¹⁷³, propone que sus límites están definidos al occidente por la Serranía de Perijá y el Macizo de Santander, perteneciente a la Cordillera Oriental, mientras que hacia el sureste limita con los Andes de Mérida.

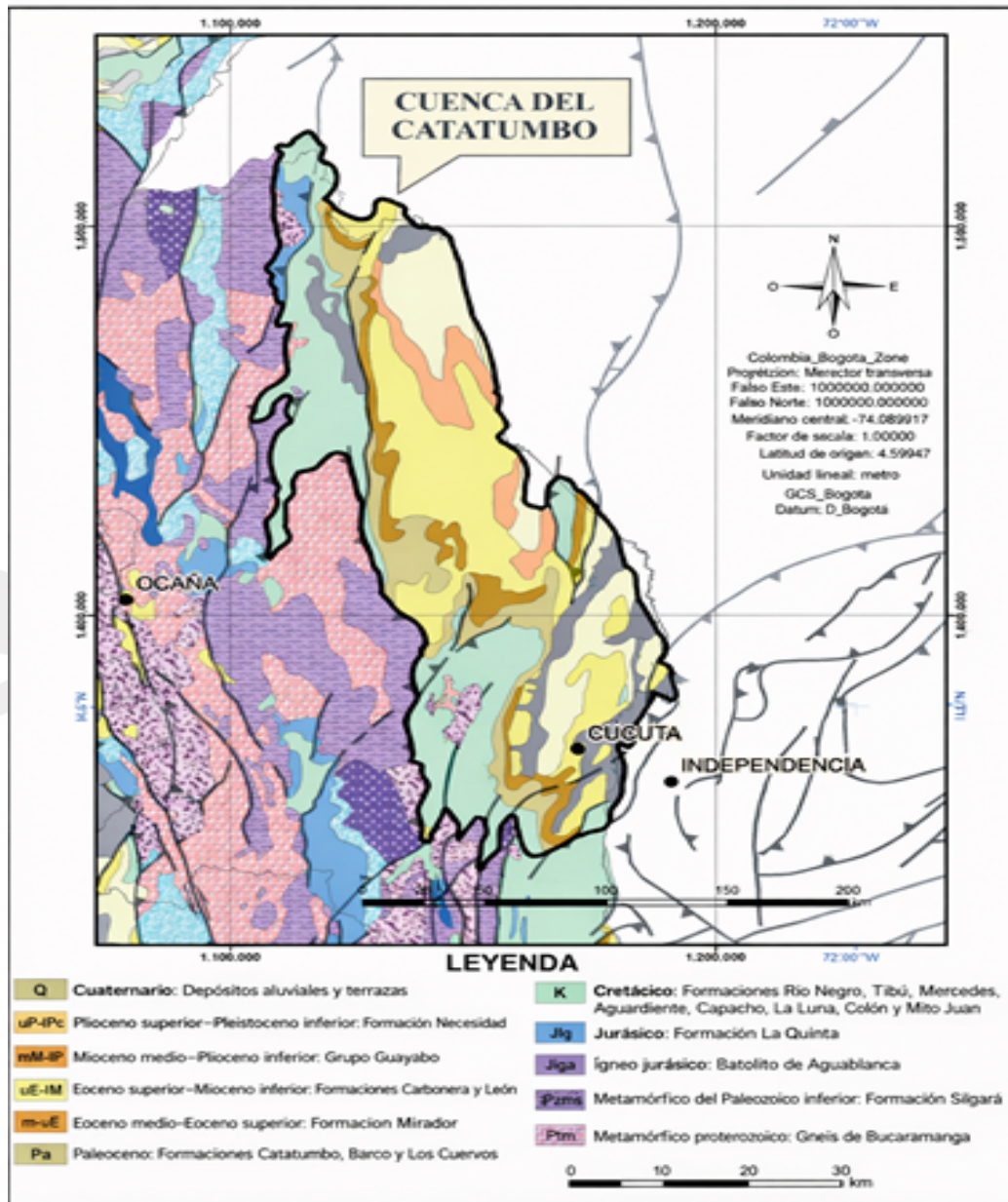


Figura 35. Mapa Geológico de la cuenca del Catatumbo. Modificado de Pedraza y Ramírez.¹⁷⁴

Evolución geológica

Pedraza y Ramírez ¹⁷⁵ y Amaya ¹⁷⁶, señala que la cuenca del Catatumbo se desarrolla sobre un basamento ígneo-metamórfico correspondiente al Macizo de Santander, constituido por el Neis de Bucaramanga, los Esquistos de Silgará y el Ortoneis de Berlín, de edades Precámbricas y Paleozoicas, además del Batolito de Agua Clara de edad Jurásica. La evolución geológica de la cuenca puede organizarse en cuatro etapas principales. La primera etapa corresponde a una fase de rifting durante el Triásico–Jurásico, asociada a la fragmentación del supercontinente Pangea y a la separación de Norteamérica y Sudamérica ¹⁷⁷⁻¹⁷⁸, durante la cual se depositaron los sedimentos de las formaciones La Quinta y Girón.

La segunda etapa se desarrolló durante el Cretácico y estuvo relacionada con un evento de subsidencia térmica que favoreció transgresiones marinas sobre la margen occidental de Sudamérica, según Macellari ¹⁷⁹ dando lugar a la acumulación de las formaciones Río Negro, Tibú, Mercedes, Aguardiente, Capacho, La Luna, Colón, Mito-Juan y el miembro inferior de la Formación Catatumbo.¹⁷⁵

La tercera etapa se inicia en el límite Maastrichtiano–Paleoceno y corresponde a una fase transicional asociada a la colisión de la placa Pacífica con la margen occidental de la Placa Suramericana, lo que originó un sistema de cuencas tipo antepaís y permitió la depositación del miembro superior de la Formación Catatumbo y de las formaciones Barco, Los Cuervos, Mirador, Carbonera y León.^{177, 180}

La tercera etapa se inicia en el límite Maastrichtiano–Paleoceno, como una fase transicional asociada a la colisión de la placa Pacífica con la margen occidental de Suramericana. En este contexto, las cuencas de los Llanos orientales, Catatumbo, Valle Medio del Magdalena y Cordillera oriental formaban parte de un dominio sedimentario regional y, durante el Cenozoico, la orogenia andina originó cuencas tipo antepaís donde se depositaron las formaciones Catatumbo, Barco, Los Cuervos, Mirador, Carbonera y León.^{20, 177, 180- 181}

Finalmente, durante el Neógeno se produjo una inversión tectónica en la cuenca, que dio lugar al levantamiento de los Andes de Mérida, la Cordillera Oriental y la Serranía del Perijá, como resultado de la colisión oblicua y la deformación de la placa Caribe y del Arco de Panamá a lo largo del margen pasivo del norte de Suramérica. Esta etapa estuvo dominada por subsidencia flexural y se caracterizó por la depositación del Grupo Guayabo.¹⁷⁵

Estratigrafía relevante

La cuenca del Catatumbo se caracteriza por una secuencia de unidades litológicas integrada por un basamento cristalino de edad proterozoica y paleozoica (**Figura 36**), asociaciones de rocas ígneas y sedimentarias del Jurásico, y sedimentos de origen fluvial depositados a lo largo del Cenozoico (**Figura 37**).⁴

Grupo Girón (Jurásico): Es una sucesión de areniscas cuarzosas, conglomerados y limolitas rojizas aflorantes en los alrededores de Girón y Zapatoca ¹¹⁹; Cediel ¹⁸², realizó la caracterización más completa, redefiniendo la unidad como Grupo Girón y diferenciando ocho conjuntos litológicos, alcanzando un espesor de 4.650 m. Desde el punto de vista sedimentológico, la

Formación Girón registra condiciones de alta energía asociadas a sistemas fluviales trenzados, con alternancia de ambientes pantanosos y fluviales meándricos en un contexto paradeltaico.¹⁸²

Formación Río Negro (Cretácico): Está constituida por alternancias de areniscas de color gris a amarillo, de carácter arcilloso y granulometría que varía de fina a gruesa, ocasionalmente conglomerática, con composición cuarzosa y subarcósica, dispuestas en estratos delgados con geometrías onduladas a plano-paralelas. Asimismo, se identifican delgados niveles de arcillolitas grises con laminación plano-paralela como lo señala ICP ¹⁸³. El espesor presenta una variabilidad marcada, oscilando desde valores inferiores a 100 m hasta más de 1300 m en la sección tipo de la Serranía del Perijá, y alcanzando aproximadamente 2400 m en la depresión de Uribante como lo señala Villagómez et al ¹⁸⁴. Presenta ambientes variables que incluyen sistemas lagunares hipersalinos, deltáicos y marino-costeros, reflejando condiciones litorales de aguas tranquilas.

Grupo Uribante (Cretácico): Notestein et al ¹⁸⁵, subdividieron en tres Formaciones cartografiables: Tibú, Mercedes y Aguardiente. Esta unidad presenta un espesor aproximado de 2.000 m, con baja porosidad (~5%) y su producción depende del fracturamiento, generando yacimientos independientes con porosidad secundaria como lo señala Castillo y Ceballos ¹⁸⁶. Los sedimentos de esta unidad se acumularon en un ambiente marino de baja energía, inferido a partir de la presencia de equinoideos y amonitas.

Formación Tibú (Cretácico, Aptiano): Está conformada por lutitas de tonalidades gris oscuro, negro y marrón, con laminación plano-paralela y carácter fisil, que contienen abundantes restos de conchas y peces. Estas lutitas se intercalan con delgados niveles de calizas lumaquéllicas dispuestas en bancos de aproximadamente 30 cm, con estratificación ondulada, así como con areniscas cuarzosas de color gris, de naturaleza calcárea, ricas en fósiles, bioturbadas y organizadas en bancos gruesos y masivos. Según Mondragón ¹⁸⁷, el espesor de la unidad alcanza 83 m (~272 pies) en La Donjuana y disminuye a 13 m (~42 pies) en Sardinata. Esta unidad es productora en el anticlinal Tibú.¹⁸⁸

Formación Mercedes (Cretácico, Albiano Inferior): Está compuesta principalmente por calizas arenosas y fosilíferas, intercaladas con lutitas, dolomitas y areniscas, con facies que varían entre mudstones y grainstones, dispuestas en estratos delgados y con alto contenido de materia orgánica y foraminíferos planctónicos ¹⁸⁹. En la sección de Sardinata descrita por Ecopetrol-ICP ¹⁹⁰, se reconocen calizas lumaquéllicas gris oscuro, en capas onduladas de hasta 1 m, asociadas a arcillolitas oscuras laminadas con concreciones, restos fósiles y óxidos de hierro, alcanzando un espesor de 45 m.¹⁸⁷

Formación Aguardiente (Cretácico, Albiano medio a tardío): Yurewicz ¹⁸⁹, dice que está dominada por areniscas cuarzosas de grano grueso, con niveles de glauconita y fosfatos, intercaladas con lutitas y calizas; algunas de estas lutitas presentan alto contenido de materia orgánica y potencial generador. En el sector sur, predominan alternancias de areniscas cuarzosas grises, de grano fino a grueso, con estructuras sedimentarias suaves y bioturbación intensa. El espesor varía significativamente, desde 563 m en La Donjuana hasta 313 m en Sardinata, así lo señaló Mondragón ¹⁸⁷. Según García ¹⁹¹, el ambiente deposicional de esta unidad corresponde a un entorno litoral.

Formación Capacho (Cretácico, Cenomaniano - Turoniano): La Formación Capacho fue definida por Richards ¹⁹² como una sucesión de lutitas con intercalaciones de calizas que infrayacen a la Formación La Luna y suprayacen a la Formación Aguardiente en el área de la Concesión Barco. Su espesor varía regionalmente, de norte a sur, entre aproximadamente 91 y 335 metros ¹⁹³. Los espesores registrados oscilan entre 326 y 349 m, donde la unidad está compuesta por arcillolitas oscuras laminadas con restos fósiles y niveles de arcillolitas arenosas y calizas lumaquéllicas y micríticas. Según Royero ¹⁹⁴, los sedimentos de esta unidad se acumularon en un entorno marino de baja energía, lo cual se infiere a partir de la presencia de glauconita y pellets fosfatizados.

Formación La Luna (Cretácico, Coniaciano - Campaniano temprano): Está conformada por calizas pelágicas bituminosas de color gris oscuro, intercaladas con pelitas carbonosas y niveles de chert. En los niveles inferiores predominan mudstones gris oscuro, que ocasionalmente aparecen como lentes o concreciones, asociados a lodolitas calcáreas gris oscuras, laminadas y dispuestas en estratos con geometría plano-paralela a ondulosa, con alto contenido de materia orgánica así lo señala ICP ¹⁸³ y Talukdar et al ¹⁹⁵. El espesor de la unidad varía entre 55 y 90 metros. ¹⁹³

Según Macellari ¹⁷⁹; Villamil ¹⁹⁶; Villamil y Pindell ¹⁹⁷, estos depósitos se asocian a eventos de surgencia (upwelling) desarrollados sobre una plataforma relativamente somera. Esta formación constituye la principal roca generadora de hidrocarburos en las cuencas del Catatumbo y Maracaibo, con un contenido orgánico promedio del 4,5 % y valores máximos de hasta 11,2 %, dominada por kerógeno tipo II. Además, presenta producción en calizas fracturadas en los campos Petrólea, Tibú, Cerro Gordo y Cerrito, así como en diversos campos de la cuenca de Maracaibo. ¹⁹⁸

Formación Colón (Cretácico, Campaniano tardío - Maastrichtiano temprano): Está constituida por lodolitas fisiles de color gris a gris oscuro, con carácter ligeramente calcáreo. En su parte basal se reconoce un nivel de arenisca glauconítica que incorpora foraminíferos retrabajados y restos de peces, correspondiente al Miembro Tres Esquinas. Bouman y Gibson ¹⁹³ y Ward et al ¹⁸⁰, indican espesores que oscilan entre 213 y 226 m y describen un contacto de tipo gradacional con la Formación Mito Juan, que la suprayace.

Formación Mito-Juan (Cretácico, Maastrichtiano): Está compuesta principalmente por lodolitas fisiles de tonalidad gris verdosa, acompañadas de lodolitas limolíticas, limolitas y calizas, las cuales incrementan su presencia hacia el tramo superior. Bouman y Gibson ¹⁹³, reportan un espesor medio cercano a los 440 m. El contacto con la Formación Catatumbo, que la suprayace, es de carácter gradacional, atribuible a las similitudes litológicas entre ambas unidades como lo señala Getty international ¹⁸⁸. La Formación Mito Juan presenta producción en el campo Río de Oro, asociada a niveles calcáreos y limolíticos localizados en la parte superior.

Esta unidad se formó en un ambiente marino que oscila desde condiciones neríticas, evidenciadas por la presencia de chert y foraminíferos bentónicos, hasta un entorno sublitoral caracterizado por lamelibranquios. En el tramo inferior de la sucesión, así como en la parte media y la porción inferior del intervalo superior, el ambiente de depositación se interpreta como litoral, sustentado por la presencia de restos vegetales, lamelibranquios, lentes y fragmentos de carbón. En contraste, la parte superior del intervalo, que incluye los niveles carbonosos y es atribuida a la Formación

Catatumbo, es asociada por el autor a un ambiente deltaico transicional con una fuerte influencia continental.¹⁹⁴

Formación Catatumbo (Cretácico, Maastrichtiano tardío - Paleoceno temprano): Está conformada por alternancias de lodolitas fisiles de color gris oscuro y arcillolitas con alto contenido de materia orgánica. En la base y en la porción media de la sucesión son comunes las intercalaciones de areniscas cuarzosas de grano medio, como lo señala Galvis et al ¹⁹⁹. El espesor varía desde aproximadamente 90 m en el sector nororiental hasta 275 m hacia el suroccidente, presentando un contacto concordante y gradacional con la suprayacente Formación Barco, según Van der Hammen ²⁰⁰. La unidad es productora en los campos Río de Oro, Tibú-Socuavo y Sardinata, y de manera marginal en los campos Yuca y Orú.²⁰¹

Formación Barco (Paleoceno): Según De Porta ¹¹², está conformada por litoarenitas y areniscas cuarzosas de grano fino, intercaladas con lodolitas arenosas y lodolitas de tonalidad gris. De manera ocasional se observan nódulos ferruginosos. Para Bouman et al ¹⁹³, el espesor de esta unidad presenta variaciones desde aproximadamente 150 m en el sector noreste hasta cerca de 213 m hacia el suroeste. El ambiente de depositación oscila entre condiciones fluviales y un ambiente deltaico de carácter subcontinental. Salvo en el campo Río Zulia, la Formación Barco constituye el principal reservorio de los campos de la cuenca del Catatumbo; en particular, presenta producción en los campos Río de Oro y Sardinata.¹⁸⁵

Formación Los Cuervos (Paleoceno tardío): Esta unidad está compuesta por arenitas de grano fino a medio, con intensa bioturbación, cuarzoarenitas, lodolitas calcáreas con presencia de concreciones, lodolitas arenosas y niveles de carbón que alcanzan hasta 80 cm de espesor, según SGC ²⁰². De acuerdo con Sutton ²⁰³, el espesor de la Formación oscila entre 345 y 490 m. Los sedimentos de esta unidad se acumularon principalmente en un ambiente transicional de tipo deltaico, lo cual se sustenta en la presencia de mantos de carbón ¹⁹⁴. Actúa como roca reservorio en el campo Río Zulia y en el campo Carbonera.¹⁸⁴

Formación Mirador (Eoceno): Está constituida principalmente por areniscas, localmente conglomeráticas. En su parte superior es común la presencia de intercalaciones de lutitas con contenidos de carbón, las cuales permiten diferenciar un miembro inferior, que representa la mayor parte de la unidad, y un miembro superior. A lo largo de toda la formación se presentan de manera recurrente lentes o mantos de carbón, tal como lo dice Van Der Hammen ²⁰⁴. Su espesor oscila entre 160 y 400 metros, según lo reportado por Notestein et al ¹⁸⁵. Estos sedimentos se acumularon en un ambiente de transición, interpretado como un sistema deltaico potencial.¹⁹⁴

Formación Carbonera (Eoceno tardío a Mioceno temprano): La unidad está conformada por una sucesión relativamente de lutitas, en parte arenosas, acompañadas por proporciones variables de areniscas. Los niveles de carbón se concentran principalmente hacia la base y el tope. Las arcillas son mayoritariamente grises, ocasionalmente gris verdosas, y presentan con frecuencia manchas rojizas y amarillentas, mientras que las areniscas suelen mostrar cierto contenido arcilloso. El espesor de la formación oscila entre 400 y 720 m. Para Van Der Hammen ²⁰⁴, la presencia local de glauconita, así como un nivel fosilífero identificado en cercanías de Cúcuta, sugiere condiciones asociadas a una incursión marina. En los Llanos Orientales la Formación Carbonera muestra ciclos bien definidos con areniscas continuas de alta calidad como reservorio mientras que en el Catatumbo es más lutítica y con influencia marina local.^{16, 204}

Formación León (Mioceno temprano - Mioceno medio): Según Notestein ¹⁸⁵, está compuesta predominantemente por lutitas, o esquistos arcillosos, de coloración gris a gris verdosa, con la presencia esporádica de un nivel de areniscas de aproximadamente 20 m de espesor en la parte media de la formación. Los sedimentos de esta unidad se acumularon en un ambiente predominantemente continental, con influencias epicontinentales locales, según Royero ¹⁹⁴. No se registra producción asociada a este intervalo y, debido a sus características litológicas, se interpreta como un sello regional dentro de la cuenca.²⁰¹

Formación Guayabo (Mioceno medio - Plioceno temprano): Para el servicio geológico colombiano ²⁰², corresponde a una sucesión de pelitas arenosas grises y limolitas, cuyo espesor aumenta de manera marcada de norte a sur y de oeste a este, con valores reportados entre 460 y 1.430 m, e incluso hasta 2.600 m en áreas cercanas a Cúcuta. Estos depósitos se interpretan como sedimentos acumulados en una planicie aluvial y en un complejo deltaico de baja energía. ¹⁸⁴

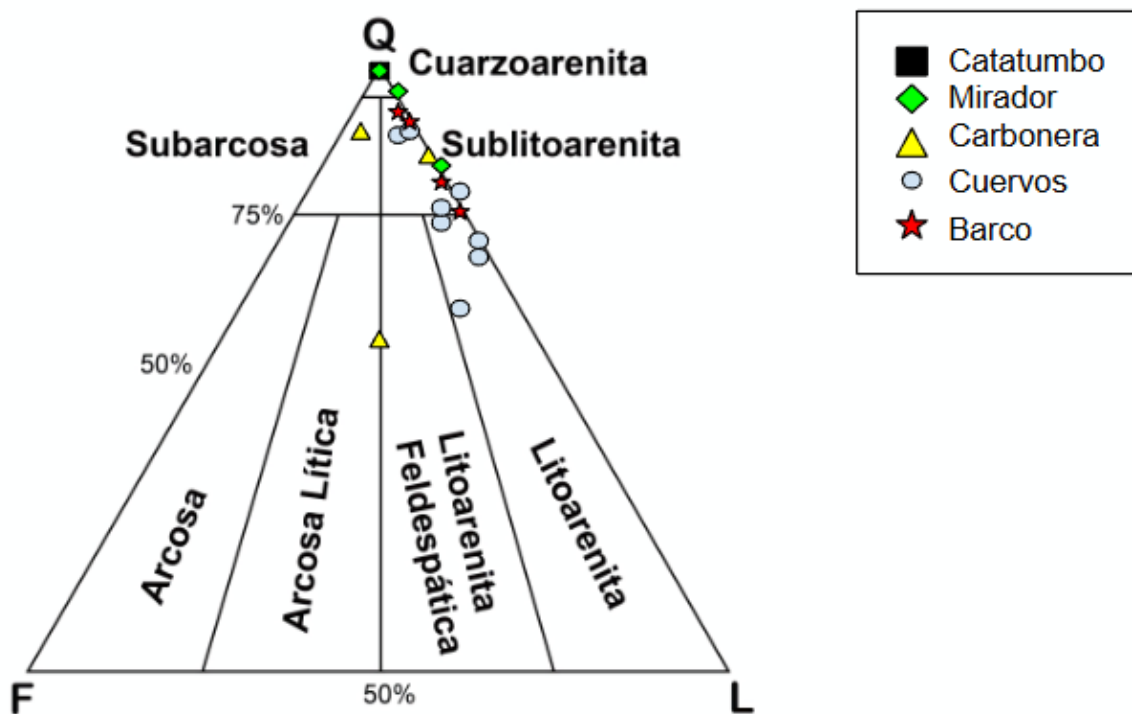


Figura 36. Diagrama de clasificación de areniscas para la secuencia cenozoica en la cuenca del Catatumbo. Modificado de Case et al.²⁰⁵

PERIODO	LITOESTRATIGRAFÍA	LITOLOGÍA	SISTEMA PETROLIFERO	
			ELEMENTOS	PROCESOS TRAMPAS MIGRACIÓN
NEÓGENO	Dep. Aluviales			
	Fm. Guayabo			
	Fm. León		S	F. DE RUMBO
PALEÓGENO			R	
	Fm. Carbonera		S	
			S	
	Fm. Mirador		R	PLIEGUES x PROPAG. FALLA
	Fm. Los Cuervos		S	
CRETÁCICO	Fms. Barco-Catatumbo		R S	
	Fm. Mito-Juan			FASE DE INVERSIÓN
	Fm. Colón		S	
	Fm. La Luna		R S	
	Fm. Capacho			
	Fm. Aguardiente		R	
	Fm. Mercedes		S	
	Fm. Tibú		R S	
	Fm. Río Negro			
JURÁSICO	Fm. Girón			FASE EXTENSIÓN

Figura 37. Columna generalizada de la cuenca del Catatumbo. Tomado de Mojica.³⁴

Geología estructural

La Cuenca del Catatumbo se encuentra emplazada dentro de un bloque regional conformado por la Sierra Nevada de Santa Marta, el cual está limitado y controlado por la influencia deformacional de los sistemas de fallas transcurrentes sinestrales de Santa Marta–Bucaramanga al occidente y del sistema dextral de Oca–Boconó hacia el norte (Figura 38). El régimen de esfuerzos responsable de este marco tectónico actual favorece la conjugación de dichas transcurrencias, dando lugar a una sintaxis tectónica que presenta un compartimiento interno positivo, de carácter compresivo, ocupado por la Sierra Nevada de Santa Marta.²⁰⁶

Las estructuras de fallas y pliegues desarrolladas a lo largo del eje principal de la Cuenca del Catatumbo muestran una orientación predominante cercana al norte–sur, subparalela al eje longitudinal del Macizo de Santander. Hacia el sector suroriental, los arreglos estructurales

evidencian una mayor intensidad de deformación, con una tendencia general suroeste–noreste, consistente con la orientación del eje longitudinal de los Andes de Mérida.

Yurewicz et al ¹⁸⁹, identifican dos estilos estructurales principales: i) uno caracterizado por fallas inversas que afectan el basamento, acompañadas por pliegues desarrollados en el flanco occidental de la cuenca, y ii) otro definido por fallas inversas asociadas a desgarres y pliegues originados por flexión, conocidos como la “Flexión del Catatumbo”. Dado que ambos estilos estructurales parecen propagarse hasta niveles cercanos a la superficie, se les asigna una edad Mioceno tardío–Plioceno (aproximadamente entre 8 y 5 Ma), vinculada al levantamiento del Macizo de Santander, la Serranía de Perijá y los Andes de Mérida.^{75, 178, 205, 207}

Para Exxon ¹⁸⁴, la Flexión del Catatumbo concentra su desplazamiento hacia el sur mediante una serie de pliegues cuya geometría corresponde a una estructura en cola de caballo (horse tail), con vergencia hacia el oriente, asociada a fallas transcurrentes que involucran el basamento. En el sector oriental se reconoce un sistema de fallas transcurrentes dextrales que genera pliegues por propagación de falla con vergencia occidental, así como fallas de cabalgamiento e inversión que afectan el basamento en los campos Petrólea y Tibú, desarrolladas durante los últimos 4 Ma.²⁰⁸

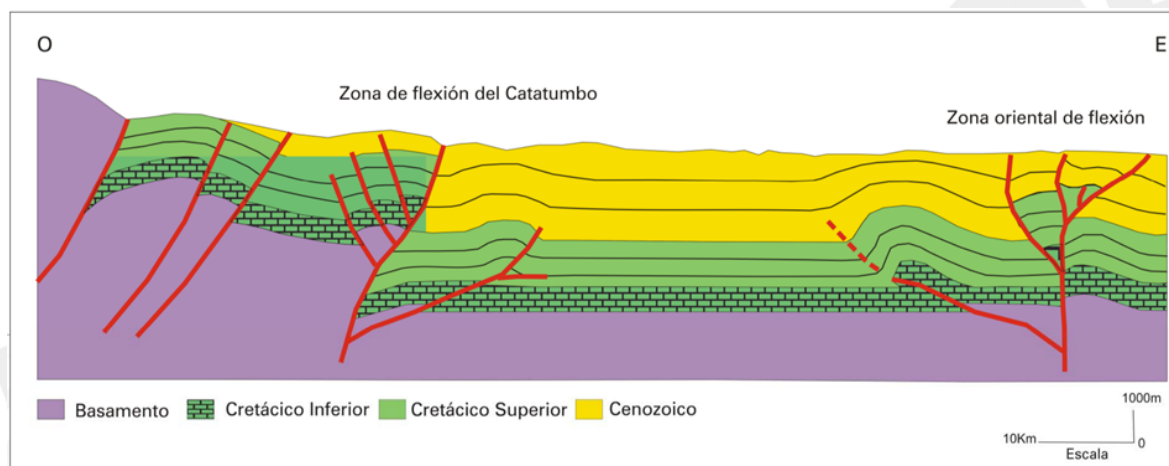


Figura 38. Perfil estructural para la cuenca del Catatumbo. Tomado de Mojica.³⁴

Elementos y procesos del sistema petrolífero

Según la ANH ³⁹, la cuenca del Catatumbo presenta presiones **de yacimiento** en un rango aproximado de 2.293 a 3.060 psi, temperaturas **de yacimiento** que oscilan entre 67,0 y 97,6 °C, (**Figura 39 ; Figura 40**) y valores de saturación de agua inicial (Swi) comprendidos entre 19 y 56%. Para un análisis más detallado de estas características, se recomienda consultar el documento de la MER.

La Cuenca del Catatumbo es catalogada como una cuenca madura en términos exploratorios, dado que en ella se han perforado aproximadamente 872 pozos y se han identificado 12 campos petroleros con una producción significativa de hidrocarburos. Las labores de exploración se iniciaron a partir de la suscripción de la concesión Barco en 1920. Asimismo, el análisis geoquímico de crudos, extractos y rocas, integrado con la información estructural y estratigráfica

disponible, permite reconocer los elementos y procesos que sustentan la existencia de sistemas petrolíferos en esta cuenca.¹⁷³

En la Cuenca del Catatumbo, las principales rocas generadoras de hidrocarburos corresponden a las formaciones La Luna y Capacho, con contribuciones secundarias de las formaciones Barco y Los Cuervos, depositadas en ambientes marinos anóxicos a subóxicos que favorecieron la preservación de materia orgánica. La Formación La Luna constituye la roca generadora más importante de la cuenca y está compuesta por calizas oscuras y lutitas negras finamente laminadas.¹⁸³

Presenta contenidos de carbono orgánico total (COT) entre 1 y 11 %, con valores promedio cercanos a 3 %, y una materia orgánica dominada por querógeno tipo II, con aportes locales de tipo III, lo que le confiere un alto potencial generador de petróleo, con generación secundaria de gas en estados avanzados de madurez. Los parámetros de madurez térmica indican valores de Tmax entre 435 y 470 °C y reflectancia de vitrinita (Ro) entre 0.6 y 0.1.4 %, situando a esta unidad mayoritariamente dentro de la ventana de generación de petróleo.¹⁷⁴

La Formación Capacho es la principal roca generadora, con querógeno tipo II y III y potencial para generar petróleo y gas, alcanzando madurez adecuada en zonas profundas. Las formaciones Barco y Los Cuervos actúan como rocas generadoras secundarias, con querógeno tipo III y potencial principalmente gasífero, con madurez de inmadura a temprana según el enterramiento..

Los reservorios de la Cuenca del Catatumbo se desarrollan principalmente en areniscas siliciclásticas y, de forma subordinada, en unidades carbonatadas fracturadas. Las formaciones Carbonera, Mirador, Barco y Aguardiente presentan la mejor calidad de reservorio (**Tabla 9**), con porosidad intergranular primaria y mejoras locales por disolución.¹⁷⁶

Según los datos reportados por la ANH³⁹, los rangos de las gravedades API por las formaciones en la Cuenca del Catatumbo es: la Formación Carbonera presenta valores entre 17,0 y 32,0 °API; la Formación Mirador registra rangos entre 28,0 y 41,0 °API; la Formación Los Cuervos muestra valores entre 16,0 y 26,0 °API; y la Formación Barco exhibe rangos entre 24,0 y 38,0 °API.

La cuenca del Catatumbo presenta unidades reservorios cuyos espesores varían entre el 2.1 -15.1m, a continuación en la siguiente tabla (**Tabla 8**) se detallan los espesores de las siguientes unidades reportados por la ANH.³⁹

Formación	Espesor De La Formación (m)	Cantidad de Datos
Aguardiente	2.1 - 15.2	3
Carbonera	16	1
Tibu	0.9 - 6.7	4
Barco	12.2 - 12.8	2

Tabla 8. Rango de espesores por formación. Realizado a partir de ANH ³⁹.

La Formación Mirador muestra porosidades de 13–20 % y permeabilidades que alcanzan hasta 723 mD, mientras que Carbonera registra porosidades de hasta 27 % y permeabilidades del orden de 80 mD, aunque localmente disminuyen. La Formación Barco presenta porosidades de 12–19 % y permeabilidades de 40–140 mD, y Aguardiente exhibe una alta heterogeneidad con porosidades entre 2 y 21 %. Para Pedraza y ramírez ¹⁷⁵, los carbonatos de Capacho y La Luna actúan como reservorios de baja porosidad matricial (2–6 %) y permeabilidad reducida (~1 mD), donde la producción depende principalmente del fracturamiento natural, mientras que unidades como Mitú Juan y el Grupo Uribante muestran porosidades bajas a moderadas (3.5–11 %) y continuidad limitada. Según la ANH (Tabla 10). ³⁹

Roca Reservorio	Campo / Pozo	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Comentarios
Carbonera	Tibú / Veta-1	27–81	~81	Principalmente porosidad secundaria por disolución
Mirador	Tibú-1 / Río Zulia	13,2 - 19,8	80–723	Porosidad intergranular
Los Cuervos	Carbonera / Río Zulia	7.1 - 15	<10	Reservorio pobre
Barco	Sardinas / Tibú / Core / Core	12,5 - 19	40 - 140	Porosidad primaria y secundaria por disolución de feldespatos
Mitú Juan	Promedio	11	22	Niveles arenosos delgados hacia los campos de Río de Oro & Sardinal
Capacho	Petrolea / Tibú	2–30	1	Pobre porosidad, controlada por fracturamiento
Grupo Uribante*	Petrolea / Core	3,5-6	150 / 0,7	Pobre continuidad del reservorio
Aguardiente	Tibú	2–21	—	90 muestras de núcleo (15% porosidad máxima)
Mercedes	Puerto Barco	5,5	<19	Porosidad por disolución de glauconita y fracturamiento

Tabla 9. Propiedades petrofísicas para rocas reservorio de la cuenca del Catatumbo. Modificado de Pedraza y Ramírez. ¹⁷⁴

La Formación León, de edad oligo-miocena, actúa como sello regional, mientras que las arcillitas intraformacionales constituyen sellos locales para los reservorios arenosos del Cenozoico. Las formaciones La Luna, Capacho, Tibú y Mercedes son reconocidas como las principales rocas

generadoras de la cuenca, según Pedraza y Ramírez ¹⁷⁵ y Yurewicz ¹⁸⁵ . En particular, la Formación La Luna es considerada una roca generadora de importancia mundial, responsable de la generación de más del 98 % de los hidrocarburos de la Cuenca de Maracaibo.^{198, 209-211}

Las trampas más relevantes corresponden a estructuras vinculadas a fallamiento normal con inversión parcial, estructuras relacionadas con sub-cabalgamientos, anticlinales generados por transcurrancia y estructuras asociadas a sistemas de inversión tectónica. En el caso de las rocas cretácicas, la producción de petróleo se encuentra principalmente controlada por porosidad secundaria desarrollada a partir del fracturamiento.

Para la Cuenca del Catatumbo se cuenta con información limitada sobre los valores de porosidad y permeabilidad reportados. En consecuencia, a continuación se presenta un compilado de datos obtenidos de los reportes oficiales de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)³⁹, los cuales se resumen en la siguiente tabla.

Formación	Campo	Permeabilidad (mD)	Porosidad %	Cantidad De Datos
La Luna	Cerro Gordo	10	4 - 6	3
Aguardiente	Sardinata / Oripaya	-	6 - 12	3
Carbonera	Tibu	-	12	1
Tibu	Sardinata	-	3 - 7.3	2
Barco	Sardinata	-	12 - 14	2

Tabla 10. Porosidad vs permeabilidad para rocas reservorio de la cuenca del Catatumbo. Realizado a partir de ANH. ³⁹

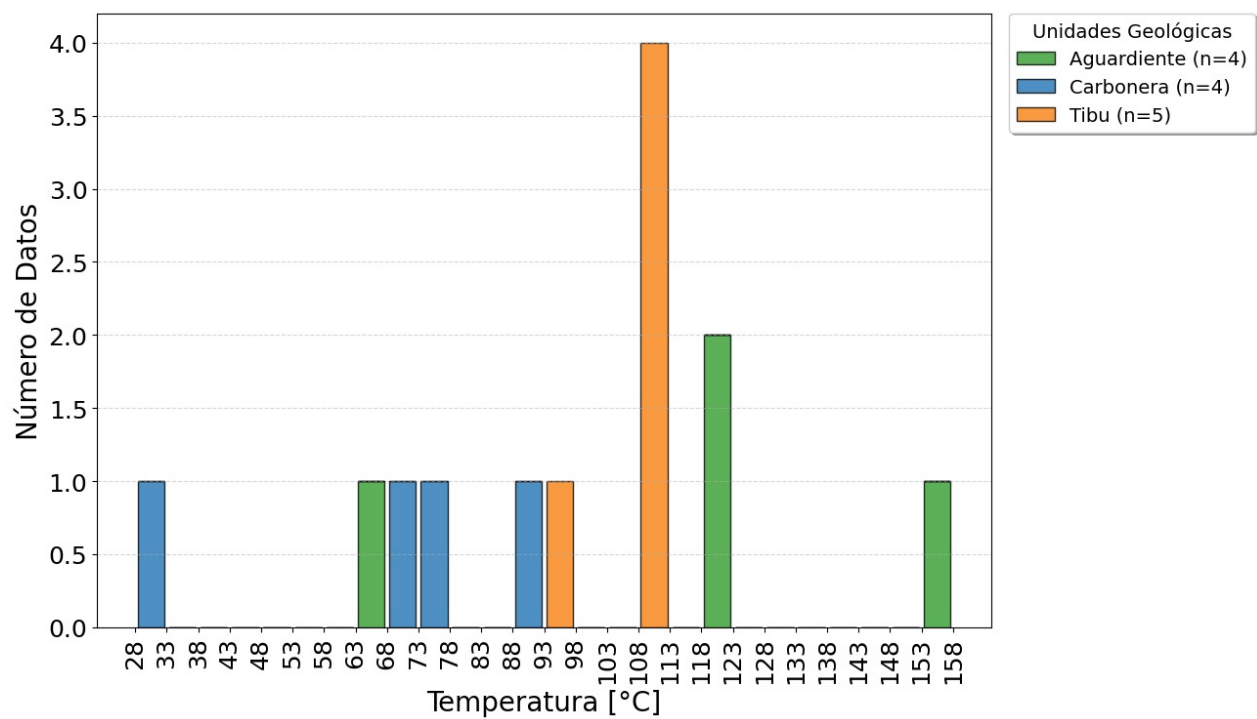


Figura 39. Temperatura de yacimiento de la Cuenca del Catatumbo. Realizado a partir de ANH.³⁹

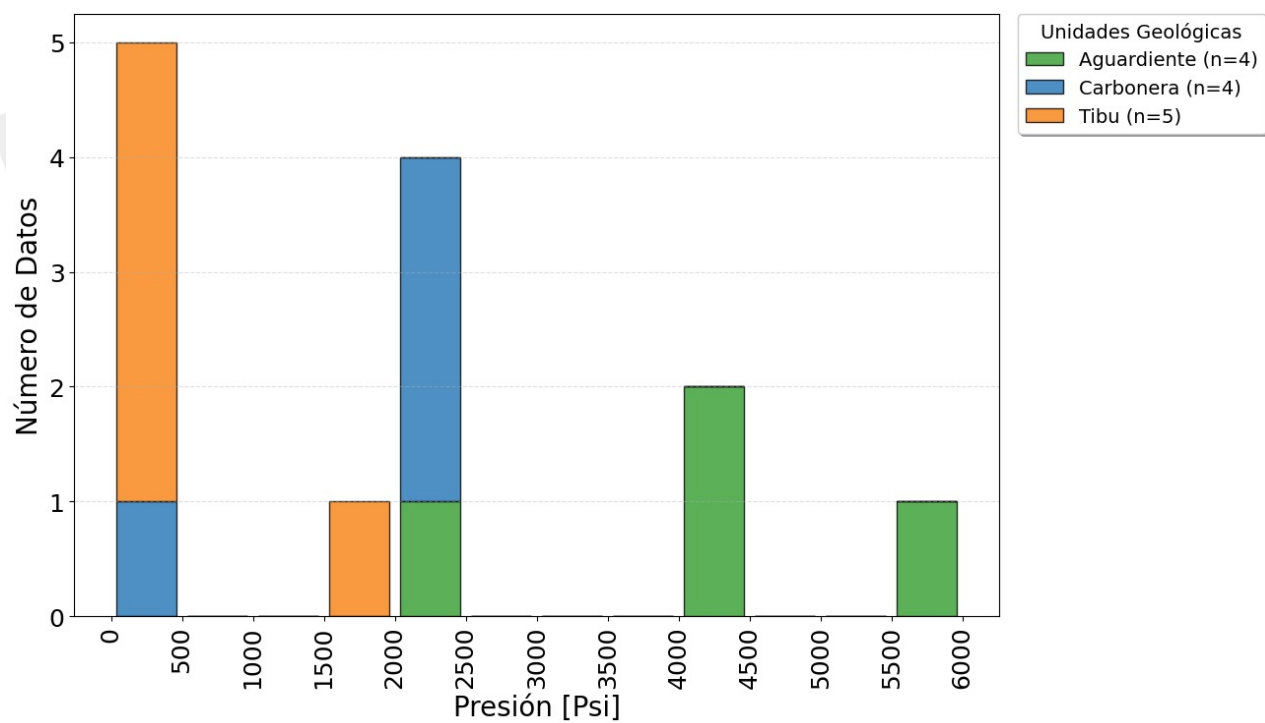


Figura 40. Presiones de yacimiento de la Cuenca del Catatumbo. Realizado a partir de ANH.³⁹

3.6. Cuenca Valle Inferior del Magdalena

Localización de la cuenca

La cuenca del Valle Inferior del Magdalena (**Figura 41**) se ubica en el extremo noroccidental de Suramérica. Desde el punto de vista geológico, está delimitada al oriente por la Falla de Bucaramanga–Santa Marta, que la separa de los macizos cristalinos de Santa Marta y Santander; al sur, por las estribaciones de la Cordillera Central y la Falla de Palestina, actualmente cubierta por sedimentos cuaternarios; y hacia el norte y occidente, limita con la cuenca del Caribe Colombiano.²¹²



Figura 41. Localización de la cuenca Valle Inferior del Magdalena. Tomado de Arminio et al.²¹³

Evolución geológica

La evolución tectónica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena se explica por su desarrollo como una cuenca de antearco en un margen convergente, asociado a un régimen de subducción activa de losa plana, según Bernal et al ²¹⁴ y Mora et al ²¹⁵. El basamento de la cuenca VIM está dominado por rocas metamórficas del Pérmico–Triásico, que fueron posteriormente intruidas por cuerpos granitoides de edad Cretácica Tardía. ²¹⁶

De edad Santoniano–Maastrichtiano, la Formación Cansona aflora formando el núcleo del anticlinal de Chalán; según estudios de microfauna recuperada en muestras de varias secciones del Cerro Cansona, citado por Duque Caro ²¹⁷, le asignó esta cronología y determinó que su ambiente de depósito corresponde a un medio marino somero.

En el Paleoceno–Eoceno superior, la apertura de la placa Caribe generó un espacio entre las placas Suramericana y Norteamericana, favoreciendo la depositación de sedimentos clásticos transportados por corrientes de turbidez que dieron origen a la Formación San Cayetano. ²¹²

Durante el intervalo comprendido entre el Oligoceno y el Mioceno Temprano se acumularon potentes sucesiones sedimentarias formadas por areniscas, lutitas y niveles de carbón, depositadas en ambientes marinos someros y deltaicos, correspondientes a la Formación Ciénaga de Oro. ²¹⁸

La discordancia registrada durante el Mioceno Temprano, con una edad estimada entre 23,8 y 17,3 Ma, es contemporánea a importantes eventos tectónicos, entre ellos el episodio inicial de la colisión del bloque Chocó-Panamá. Farris et al ²¹⁹ dice que hay un período de inversión tectónica que afectó a las cuencas del Caribe occidental. Escalona y Mann ²⁰⁹, más adelante, en el Mioceno Medio, se registró la acumulación de sedimentos deltaicos y marinos someros correspondientes a la Formación Porquero. ²²⁰

Durante el Mioceno Tardío, la actividad tectónica generó acortamiento cortical, formación de prismas de acreción y exhumación de bloques tectónicos, que sirvieron como fuentes sedimentarias, aumentando las tasas de subsidencia y favoreciendo la progradación de los ambientes de depósito, los cuales evolucionaron de marinos someros y transicionales (Formación Tubará) a ambientes continentales (Formaciones Sincelejo y Corpa). Guzmán et al ²²¹ dice que abarca hasta el Pleistoceno. ²²²

Estratigrafía relevante

Formación Cansona (Cretácico Tardío): Esta unidad está compuesta predominantemente por sedimentos finos, con alto contenido de materia orgánica y aporte terrígeno significativo. La unidad alcanza un espesor de hasta 230 m en su localidad tipo y de aproximadamente 152 m en la quebrada Peñitas. Los estudios bioestratigráficos indican que estos sedimentos fueron depositados en un ambiente marino somero cercano a la línea de costa. ²²³

Formación San Cayetano (Paleoceno–Eoceno superior): La unidad está compuesta por litoarenitas y arenitas arcósicas de grano fino, localmente conglomeráticas, con intercalaciones de lodolitas y capas delgadas a medianas de arenitas que presentan yeso y azufre secundario. Asimismo, se reconocen niveles de arenitas grises bioturbadas asociadas a interestratificaciones

de limolitas y arcillolitas gris verdosas a gris oscuras, laminadas y afectadas por deformación estructural, con venillas de yeso rellenando fracturas.⁶

El espesor de la Formación San Cayetano no pudo establecerse debido a la intensa deformación tectónica que afecta la sección; sin embargo, se ha reportado un espesor parcial cercano a 184 m en su sección de referencia, condicionado por complejidades estructurales según Reyes et al ²²⁴. Se ha planteado un origen turbidítico para esta unidad por distintos autores. Reyes et al ²²⁵ reportan, en la cartografía geológica de la Plancha 30 Arjona, la identificación de litofacies de Mutti y de la secuencia de Bouma asociadas a esta formación.

Formación Ciénaga de Oro (Eoceno-Mioceno inferior): Tiene un espesor promedio de 2500 m y consta de mayormente una secuencia de areniscas y lodolitas en una estructura de tipo anticlinal. Hacia la base, se encuentran conglomerados oligmíticos rojizos e intercalaciones de areniscas, carbón, lodolitas carbonosas y calizas en menor proporción. Las arenas son de grano fino a grueso y colores blancos a rojizos y se evidencia una estratificación cruzada a lo largo de toda la columna (Figura 42; Figura 43). Su ambiente de depositación es de tipo fluvial a deltaico, además de tipo fluvial a transicional marino producto de las intercalaciones de grano fino mencionadas anteriormente.^{226- 227}

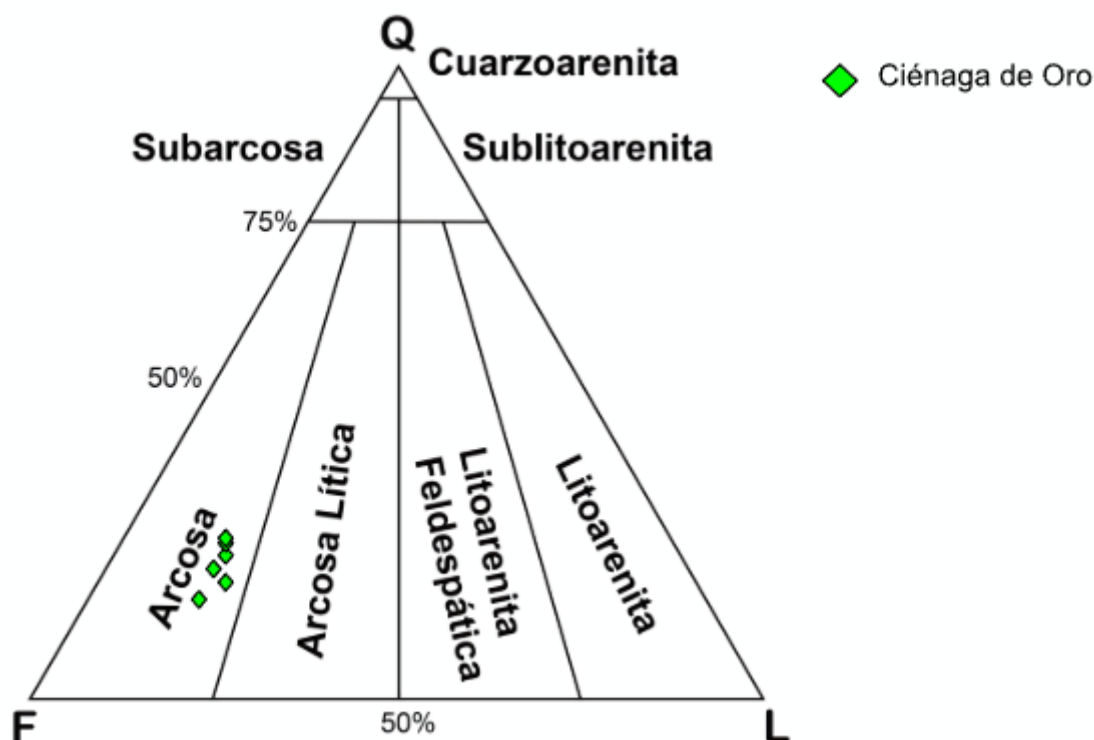


Figura 42. Triángulo de composición de la Formación Ciénaga de Oro. Modificado de Manco et al. ²²⁸

Formación porquero (Mioceno inferior- Mioceno medio): Presenta un espesor aproximado de 1504 m. Según Dueñas ²²⁶, se considera un ambiente marino poco profundo porque predominan arcillolitas y limolitas, litologías típicas de sedimentación en condiciones de baja energía, junto con areniscas finas calcáreas y fósiles marinos someros, los cuales indican profundidades aproximadas entre 200 y 600 m. Estas características sugieren plataformas continentales externas

a medias, donde la sedimentación es mayormente fina pero con pulsos arenosos ocasionales. Esta unidad se dispone sobre la Formación Ciénaga de Oro y por encima de la Formación Tubará, manteniendo contactos discordantes.

Formación Tubará (Plioceno temprano): Según Barrera y Jaimes ²²⁷, tiene un espesor de 444 m. Presenta en su parte inferior depósitos de lodos, mientras que en la parte superior predominan areniscas de grano medio a grueso. Esta sucesión ha sido interpretada como resultado de ambientes marinos poco profundos influenciados por eventos de tormenta en la base, que evolucionan hacia condiciones continentales en el tope, vinculadas a llanuras deltaicas más extensas que las de la unidad subyacente. Asimismo, se estima que los frentes del delta se ubicaban hacia el sector noroeste.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA							
Periodo	Época		Formación	Litología	Roca generadora y Kerogeno	Roca Reservorio	Sello
TERCIARIO	Mioceno	Superior	Tubara			☀	La Mocha
		Medio	Porquero		III	●	Floresanto San Sebastián Jaguary
		Inferior	Ciénaga de Oro		II-III	● ☀	Cicuco Boquete El Difícil
	Oligoceno				II-III	● ☀	
	Eoceno		San Cayetano		II-III	?	
	Paleoceno				II-III	?	
CRETÁCICO	Maastrichtiano		Cansona		II-III	?	
			Basement				

Figura 43. Columna estratigráfica del valle inferior del Magdalena. Modificado de López et al. ²²⁹

Geología estructural

La Cuenca del Valle Inferior del Magdalena está conformada por las subcuencas de Plato y San Jorge, las cuales se encuentran separadas por el Arco de Magangué o Cicuco. Sus límites geológicos comprenden, hacia el norte y occidente, el sistema de fallas de Romeral; al sur y suroccidente, la Cordillera Central y las rocas precretácicas de la Serranía de San Lucas; y hacia el oriente, el sistema de fallas Bucaramanga–Santa Marta (**Figura 44**). La cuenca del Valle Inferior del Magdalena se describe como una cuenca transtensional de forma triangular que ha atravesado

varias fases tectónicas. En su estructura se identifican fallas normales y fallas de empuje de bajo ángulo, así como pliegues relacionados con estas, los cuales se distribuyen principalmente en la subcuenca de Plato y en el límite con el cinturón plegado de San Jacinto.²³⁰

Asimismo, dentro de la cuenca se reconocen estructuras tipo flor, tanto positivas como negativas, ubicadas en el Arco de Magangué y en la Subcuenca de Plato respectivamente. También se observan extensos sistemas de fallas de rumbo generados por esfuerzos tensionales del VIM, entre ellos las fallas de Santa Marta y Algarrobo, el graben de Ariguaní y la zona de fallas Canoas, además de la presencia de fallas inversas y retro-cabalgamientos.³⁰

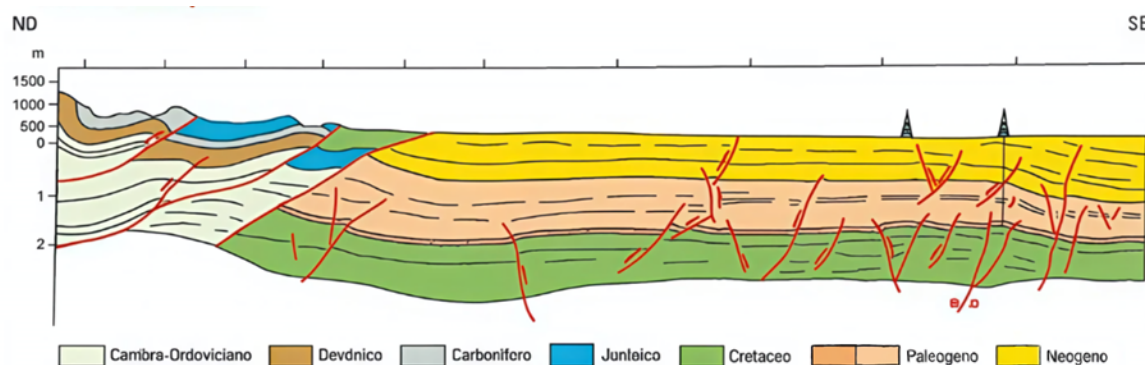


Figura 44. Perfil de la cuenca del VIM. Tomado de Barrero et al.⁴

Elementos y procesos del sistema petrolífero

Arminio et al.²³⁰, reconoce la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena (VIM) como una provincia hidrocarburífera de relevancia dentro del contexto energético colombiano, con una vocación predominantemente gasífera y un grado de madurez exploratoria intermedio. En esta cuenca se han perforado más de 270 pozos exploratorios, se registran múltiples manifestaciones superficiales de hidrocarburos y se han identificado alrededor de 20 campos productores de gas, lo cual evidencia la existencia de al menos un sistema petrolero activo. La integración de estudios geoquímicos de crudos, extractos y rocas, en conjunto con la información estructural y estratigráfica disponible, ha permitido reconocer los elementos y procesos que controlan la generación, migración y acumulación de hidrocarburos en la cuenca.

En el Valle Inferior del Magdalena, las principales rocas generadoras corresponden a las formaciones Ciénaga de Oro y Porquero, depositadas durante el Oligoceno–Mioceno en ambientes marino-transicionales que favorecieron la preservación de materia orgánica. La Formación Ciénaga de Oro constituye la roca fuente más representativa, compuesta por lodolitas y lutitas de grano fino con contenidos de carbono orgánico total (TOC) generalmente entre 0.5 % y 2 %, con predominio de querógeno tipo II–III, lo que le confiere potencial generador tanto de petróleo como de gas. Los parámetros de madurez térmica reportan valores de Tmax entre 430 y 445 °C, ubicando gran parte de esta unidad dentro de la ventana de generación de hidrocarburos.⁴

Por su parte, la Formación Porquero actúa como roca generadora complementaria, integrada por lutitas marinas y niveles arenosos finos con contenidos orgánicos moderados y valores de

temperatura máxima entre 435 y 447 °C, lo que confirma su contribución al sistema petrolero regional, particularmente en la generación de gas en sectores más profundos de la cuenca.⁴

La cuenca del Valle Inferior del Magdalena presenta unidades reservorios cuyos espesores varían entre el 1.2 -18.3 m, a continuación en la siguiente tabla (**Tabla 11**) se detallan los espesores de las siguientes unidades reportados por la ANH.³⁹

Formación	Espesor De La Formación (m)	Cantidad De Datos
Ciénaga de oro	1.2 - 18.3	31
Porquero	2.4	1

Tabla 11. Espesores por formaciones. Realizado a partir de ANH.³⁹

En cuanto a los sellos estratigráficos, las lutitas del Mioceno superior y otras secuencias finas dentro de las formaciones Porquero y Ciénaga de Oro actúan como unidades sellantes regionales, favoreciendo el confinamiento de gas y petróleo en los niveles reservorio subyacentes.²¹³

Las trampas petrolíferas predominantes son de carácter estructural y combinado, incluyendo monoclinales con cierres contra fallas normales e inversas, así como pliegues suaves y estructuras tipo flor asociadas al sistema de fallas de San Jacinto y al Arco de Magangué, con una tendencia estructural suroeste–noreste, configurando los principales estilos de acumulación de hidrocarburos en la cuenca.²¹³

3.7. Cuenca Guajira Offshore

Localización de la cuenca

De acuerdo con Barrero et al ⁴, la cuenca Guajira Offshore está delimitada por la falla de Oca al sur, el Cinturón Deformado del Sur del Caribe al norte y noroeste, la costa de la península de La Guajira al sureste y el límite Colombia–Venezuela al noreste (**Figura 45**). De acuerdo con su nivel de conocimiento geológico y potencial exploratorio, esta cuenca ha sido clasificada por la ANH como un área emergente o semi explorada.²³¹

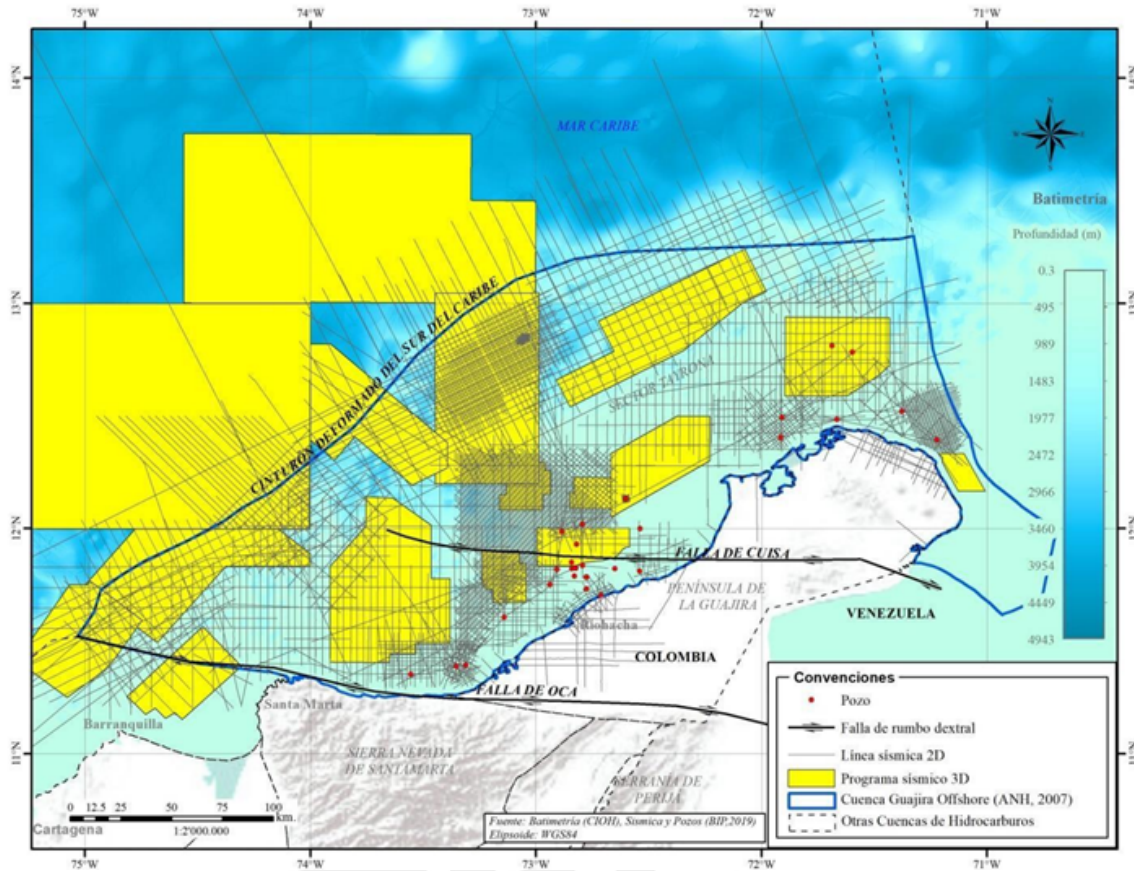


Figura 45. Mapa geológico y localización. Tomado de Rodríguez.²³²

Evolución geológica

La evolución tectónica de la Cuenca de La Guajira ha estado controlada principalmente por la interacción entre las placas del Caribe y Sudamérica, lo que explica su deformación y complejidad estructural, además de un basamento heterogéneo con rocas continentales y remanentes oceánicos acrecionados.^{207, 209, 233}

Durante el Jurásico Tardío–Cretácico Temprano se desarrolló un sistema de rift tipo half graben, donde se depositaron unidades como las Areniscas Basales, la Formación Palanz, Yuruma y el Grupo Cogollo, seguido por un margen pasivo que permitió la acumulación marina profunda de la Formación La Luna.^{206, 210, 234- 235}

En el Cretácico Tardío, la migración de la Placa del Caribe produjo colisión oblicua y condiciones de antepaís, depositándose la Formación Guaralamai como lo señala Rollins²³⁵. Posteriormente, en el Eoceno–Oligoceno ocurrió el levantamiento de la Sierra Nevada de Santa Marta, un hiato sedimentario y el desarrollo de un rift E–O con sedimentación de las formaciones Macarao y Simana.²³⁶

Finalmente, durante el Mioceno la reactivación transtensional de fallas generó condiciones para la depositación de las formaciones Uitpa y Jimol, mientras que en el Mioceno Superior–Plioceno y

Pleistoceno se acumularon las formaciones Castilletes y Gallinas en ambientes principalmente fluviales, aluviales y eólicos.^{206, 237}

Estratigrafía relevante

La distinción Onshore y Offshore de la cuenca sólo obedece a una delimitación geográfica, considerando que en subsuelo la geología no muestra rasgos diferenciados que llevan a esta separación (**Figura 46**).²³²

Grupo Yaruma: El término Yaruma fue empleado inicialmente por geólogos de la Richmond Exploration Company en 1947. Julivert et al ²³⁸, formalizaron y subdividieron esta unidad en las formaciones Moina (inferior) y Yuruma (superior). Posteriormente, elevó Yuruma a la categoría de grupo, conservando los límites de Moina y modificando el límite superior de la Formación Yuruma. El Grupo Yuruma se depositó en un ambiente marino somero; sin embargo, las variaciones litológicas de la Formación Yuruma Superior sugieren una sedimentación en un mar más profundo, dominado por condiciones reductoras, evidenciadas por la presencia de calizas bituminosas negras.²³⁵

- **Formación Moina - miembro inferior (Valanginiano - Hauteriviano):** La Formación Moina se subdivide en tres unidades litológicas. La unidad inferior está constituida por calizas fosilíferas de textura fina a gruesa, densas y resistentes, con intercalaciones de lutitas margosas grises. La unidad media comprende margas y calizas margosas fosilíferas de color pardo grisáceo a gris. La unidad superior está formada por calizas arenosas masivas, cristalinas y fosilíferas, muy resistentes, con niveles locales de areniscas de cuarzo blanco y grano grueso. Hacia el norte, entre Pochina y Cuisa, las margas incluyen una cuña de areniscas calcáreas intercaladas con capas delgadas de caliza. El espesor de esta unidad es de 307 m.²³⁵
- **Formación Yaruma (Barremiana):** De acuerdo con Rodríguez y londoño ²³⁹, esta unidad está constituida por aproximadamente 120 m de margas fosilíferas de color gris claro, intercaladas con calizas nodulares densas y grises, ambas litologías con abundante contenido de moluscos y equínidos. Hacia la parte superior de la sucesión de margas se desarrollan cerca de 30 m de lutitas negras, calcáreas y foliadas, con restos de peces, recubiertas por vivianita y acompañadas por niveles de calizas lenticulares. El espesor total de la unidad alcanza los 269 m. Por su parte, Julivert et al ²³⁸, señalan que en la localidad tipo la potencia del “Upper Yuruma” es de 576 m.

Grupo Cogollo: Macdonald ²⁴⁰, considera que en Punta Espada se incluyen las formaciones Apón y Maraca. De manera concordante, Mercado ²⁴¹, adopta esta misma subdivisión y señala que esta unidad aflora en la Guajira, específicamente en el sector oriental de la Serranía de Macuira y en el área de Cosinas. El Grupo Cogollo se formó en un ambiente dominado por barras costeras de alta energía.²⁴²

- **Formación Apón - segmento inferior (Aptiano inferior - Albiano superior):** Julivert et al ²³⁸, lo caracteriza como una sucesión de lutitas interestratificadas con calizas arcillosas de tonos oscuros. Las lutitas son blandas, calcáreas, muy fosilíferas y de color marrón oscuro a negro. Hacia el techo de la unidad, las calizas incrementan su proporción y

presentan una estratificación más fina, sobre las cuales se disponen calizas ligeramente arenosas con presencia de *Ostrea* sp, en contraste, las calizas basales del Lower Cogollo son más compactas, bituminosas y de color negro. El espesor mínimo estimado alcanza aproximadamente 1.000 m según Macdonald ²⁴⁰, mientras que en la sección de Moyojoy se registra un espesor de 310 m de acuerdo con Rollins.²³⁵

- **Formación Maraca - segmento superior (Albiano superior- Cenomaniano):** Esta unidad está constituida por calizas masivas y densas, de tonalidades pardo grisáceas a grises y gris azuladas, con texturas que varían desde microcristalinas hasta gruesas, e intercalaciones de lutitas calcáreas blandas de color gris. Las calizas de grano fino son fosilíferas y aquellas de colores más claros emiten un leve olor a hidrocarburos. Hacia el techo de la Formación Maraca se desarrolla un nivel de caliza masiva con abundante *Exogyra* y *Ostrea*. El espesor de la unidad alcanza aproximadamente 508 m en la sección ubicada 4 km al noroeste de La Flor de La Guajira. Rodríguez y Londoño ²³⁹ Rod y Maync ²⁴³, interpretan esta asociación sedimentaria como característica de un ambiente nerítico.

Formación La Luna (Turoniano - Santoniano): sucesión basal de calizas finas, laminadas y bituminosas, ricas en pirita y foraminíferos, de color negro, sobre las cuales se desarrolla una secuencia de chert finamente estratificado con intercalaciones de delgadas capas de caliza negra y nódulos de chert, además de concreciones discoidales de caliza microcristalina; hacia el tope se presenta un delgado nivel conglomerático. Según Rollins ²³⁵, el espesor de la formación varía entre 79 y 180 m y entre 81 y 130 m como lo señaló Renz²⁴⁴, mostrando un aumento hacia el noreste. Martínez ²⁴², interpreta que esta unidad se depositó en una plataforma amplia durante un evento transgresivo, bajo condiciones anóxicas sulfídricas, con sedimentación pelágica y preservación de materia orgánica.²¹⁰

Formación Guaralamai (Campaniano a Maastrichtiano): Está compuesta por calizas y lutitas. Las calizas son de grano fino, con algunos niveles más compactos y de color negro, presentan estratificación fina, planar y carácter frágil; al fracturarse, muchas de ellas emiten un tenue olor a hidrocarburos. Intercalados principalmente hacia la base de la formación, se encuentran lutitas calcáreas blandas, de color pardo a negro y con estratificación fina. Según Renz ²⁴⁴, el espesor total de esta unidad alcanza aproximadamente 490 m. Esta formación se depositó en un ambiente marino somero, dominado por la sedimentación arcillosa.²³⁹

Formación Macarao (Eoceno Superior): está formada por areniscas glauconíticas de color verde a café, de grano fino y dispuestas en capas delgadas con estratificación en artesa, intercaladas con arcillolitas gris claro, con contenido de selenio y leve carácter carbonáceo; hacia la parte superior de la sucesión se presentan calizas masivas fosilíferas. El ambiente de depósito corresponde a un medio marino somero de bahía abierta, donde las calizas se desarrollaron en subambientes arrecifales asociados a bancos de conchas, mientras que las areniscas y arcillolitas se acumularon en subambientes tipo lagoon, delimitados por barreras arrecifales detrás de la línea de costa.²³⁵

Formación Siamana (Oligoceno Superior - Mioceno Inferior): Esta unidad ha sido subdividida en dos miembros: el miembro inferior está constituido por conglomerados con clastos de calizas, cuarcitas del Grupo Cosinas y rocas metamórficas; mientras que el miembro superior está conformado por calizas y lutitas, señalado por Aguilera ¹⁶¹; Ramírez ²³⁶. Según Zapata y Sarmiento

²⁴⁵, esta unidad presenta un ambiente arrecifal. El espesor de la formación presenta variaciones significativas, con estimaciones de 430 m y de 302 m.¹¹³

Formación Uitpa (Oligo-Mioceno - Mioceno inferior): En la base tiene margas glauconíticas y lodolitas limosas, con lentes ocasionales de areniscas gruesas y frecuentes intercalaciones de areniscas calcáreas finas fosilíferas, así como niveles delgados de calizas porosas y fosilíferas. Hacia el este de Siamaná, las calizas son más abundantes, de tipo coquinoideo, con desarrollo de biostromas en la parte media y transición a limolitas y areniscas hacia el tope de la unidad, así lo señala Thomas ²⁴⁶ y Rubio et al ²⁴⁷, plantea que las margas basales contienen abundante fauna fósil, incluyendo ostras, bivalvos, ostrácodos, gasterópodos y restos de peces. Presenta un espesor de 342 m en la sección tipo, aumentando hacia el este y adelgazándose hacia el noroeste mientras que en el área de Uitpa alcanza aproximadamente 200 m.²⁴⁸

Formación Jimol (Mioceno Superior – Plioceno): La unidad está dominada por calizas arenosas y areniscas calcáreas, con intercalaciones de arcillolitas, más abundantes hacia la base. Incluye niveles conglomeráticos con clastos de cuarzo, abundantes fósiles y estructuras sedimentarias como estratificación cruzada, así como calizas fosilíferas masivas que gradan lateralmente a areniscas bien seleccionadas, según lo señalan Vence y Mann ²³⁷. En el sur de la cuenca y hacia la Bahía de Cocinetas se desarrollan calizas algáceas y arrecifales de hasta 10 m de espesor. Pulido et al ²⁴⁹, describen la Formación Jimol en pozos como una sucesión de arcillolitas blandas con materia carbonosa. Rollins ²³⁵, señala que el espesor total alcanza 614 m en la sección de referencia. El ambiente deposicional de esta formación varía desde continental hasta batial superior.²⁴⁷

Formación Castilletes (Mioceno Tardío – Plioceno): La unidad inferior presenta intercalaciones de areniscas calcáreas fosilíferas, lutitas y calizas, mientras que hacia la parte superior predominan las arcillolitas. El espesor de la unidad se estima entre 850 y 900 m; sin embargo, Rollins ²³⁵, reporta para esta zona un valor de 692 m, el cual disminuye progresivamente hacia el norte y el sur.¹¹³

Pulido et al ²⁴⁹, destacan calizas arenosas gruesas, fosilíferas, con abundantes Ostrea y gasterópodos, y arcillolitas limosas con yeso, la unidad superior está compuesta por lodolitas yesíferas con capas lenticulares de intraesparita y bioesparita, con incremento de yeso hacia el tope y describen la Formación Castilletes como dominada por calizas tipo coquina con intercalaciones menores de limolitas, areniscas y carbón. Rollins ²³⁵, propone que la Formación Castilletes se depositó en un ambiente marino somero, mientras que Rubio et al ²⁴⁷, a partir de análisis bioestratigráficos, interpretan una evolución ambiental desde una plataforma externa hacia una plataforma interna hacia el techo de la formación.

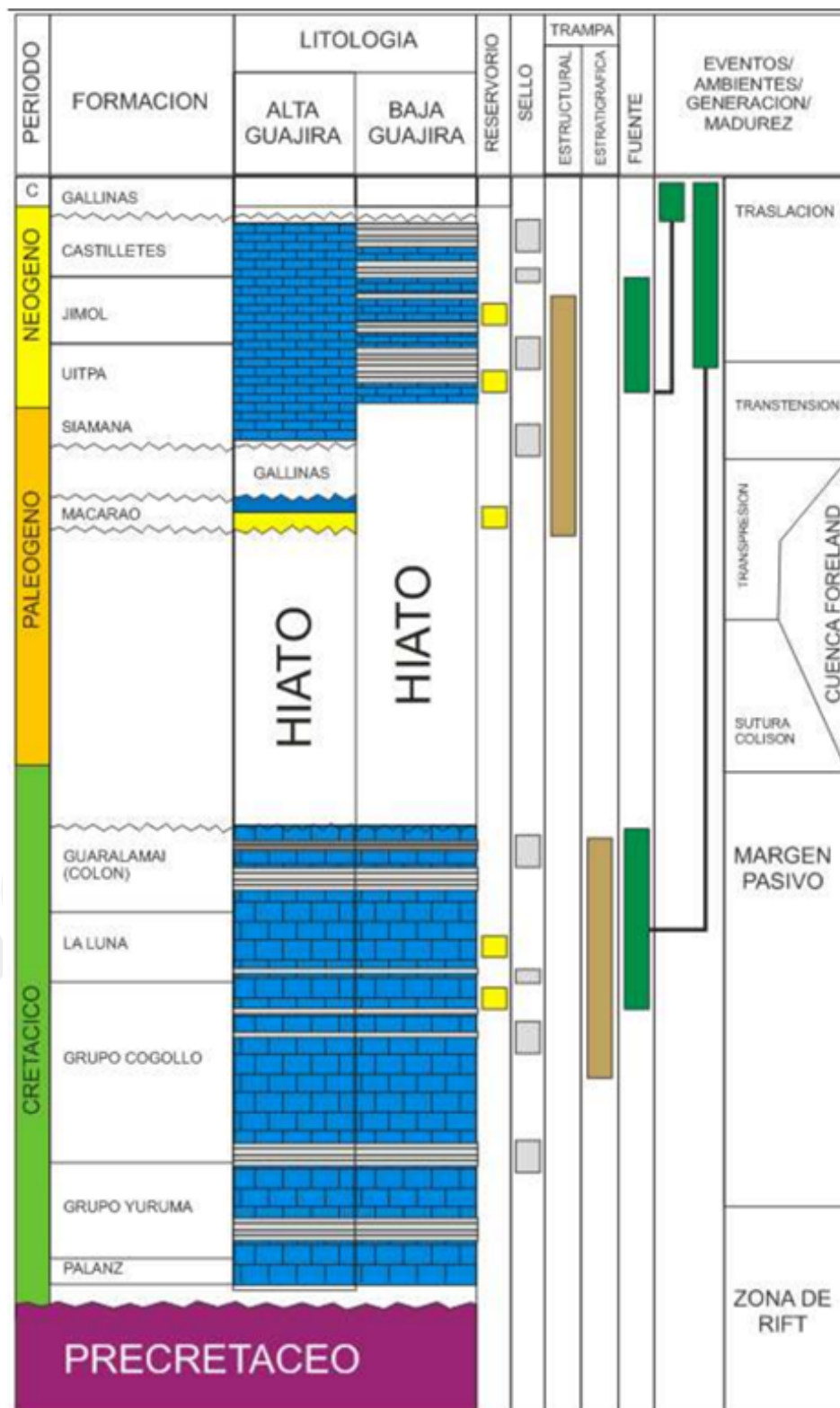


Figura 46. Columna estratigráfica Cuenca de la Guajira. Tomado de Barrero. ⁴

Geología estructural

De acuerdo con la evolución tectónica del Caribe colombiano, se reconocen principalmente dos estilos estructurales. Lopez ²⁵⁰, señala que el primero se extiende entre el Arco de Panamá y Santa Marta y corresponde a un sistema transpresivo caracterizado por cuñas sedimentarias dispuestas oblicuamente al margen norte de la placa suramericana, que transportan cuencas sedimentarias tipo piggy-back, acompañado por una intensa actividad diapírica. El segundo estilo estructural se desarrolla desde la Sierra Nevada de Santa Marta hasta la Alta Guajira y está dominado por fallas de rumbo dextrales que configuran un sistema transtensivo regional.²⁵⁰

Las principales estructuras que delimitan y afectan la zona de estudio son: i) Audemard ²⁵¹ señala que al sur, la Falla de Oca, una falla de rumbo con desplazamiento lateral derecho perteneciente al sistema Oca–Ancón, que se extiende desde el norte de la Sierra Nevada de Santa Marta hasta la costa de Boca de Aroa, en el noroeste de Venezuela; ii) Cediel et al ²⁵², identifican que al este, la Falla de Cuiza, una falla de rumbo con componente lateral derecho que se prolonga desde el offshore al occidente de la Península de la Guajira hasta el occidente del Golfo de Venezuela; y iii) al norte, un sistema de fallas de cabalgamiento asociado a la compresión que originó el prisma de acreción (**Figura 47**).

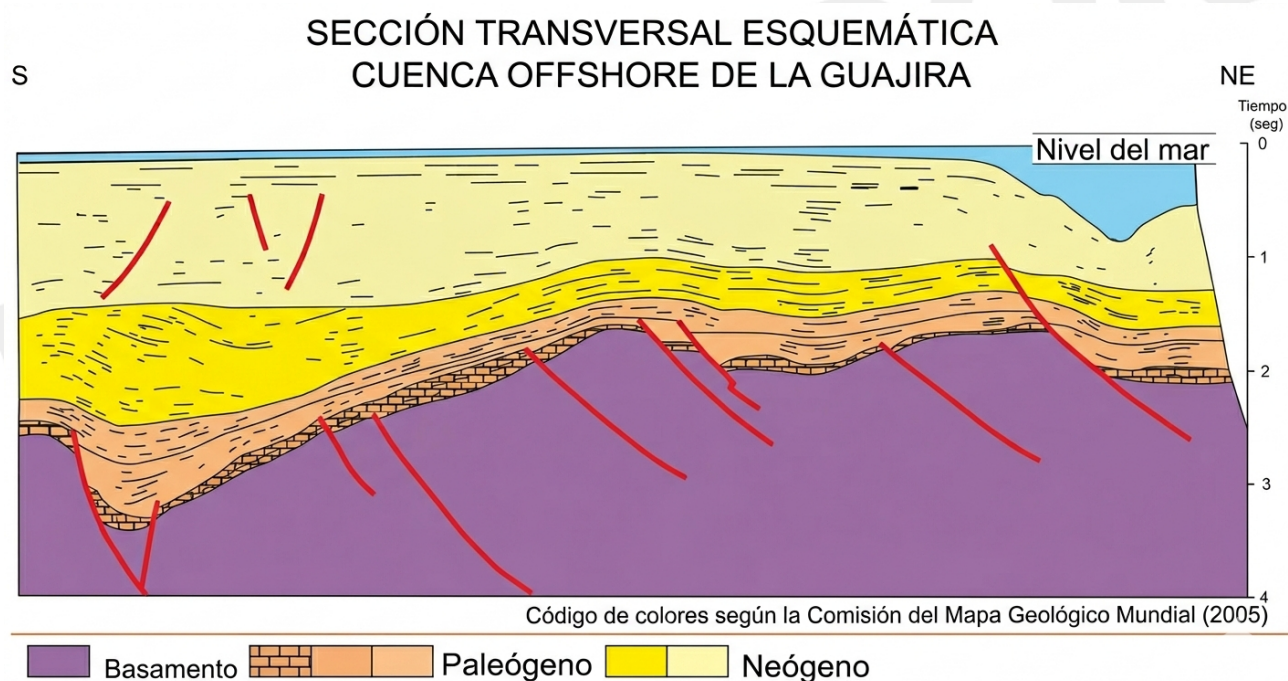


Figura 47. Perfil cuenca de la Guajira. Modificado de León y Ramírez.²⁵³

Elementos y procesos del sistema petrolífero

Los prospectos de acumulación de hidrocarburos someros en la Península de La Guajira se limitan principalmente al ámbito de la plataforma continental y han sido objeto de exploración desde la década de 1970. Vence ²⁵⁴, señala que aproximadamente el 72 % del gas producido a nivel nacional en Colombia proviene del sector offshore de esta península, concentrándose la mayor parte de los campos en producción dentro de la plataforma de Chuchupa. Los componentes del sistema

petrolífero se detallan a continuación y se integran en la carta de eventos propuesta por Ramírez et al.²⁵⁵, presentada en la (Figura 48).

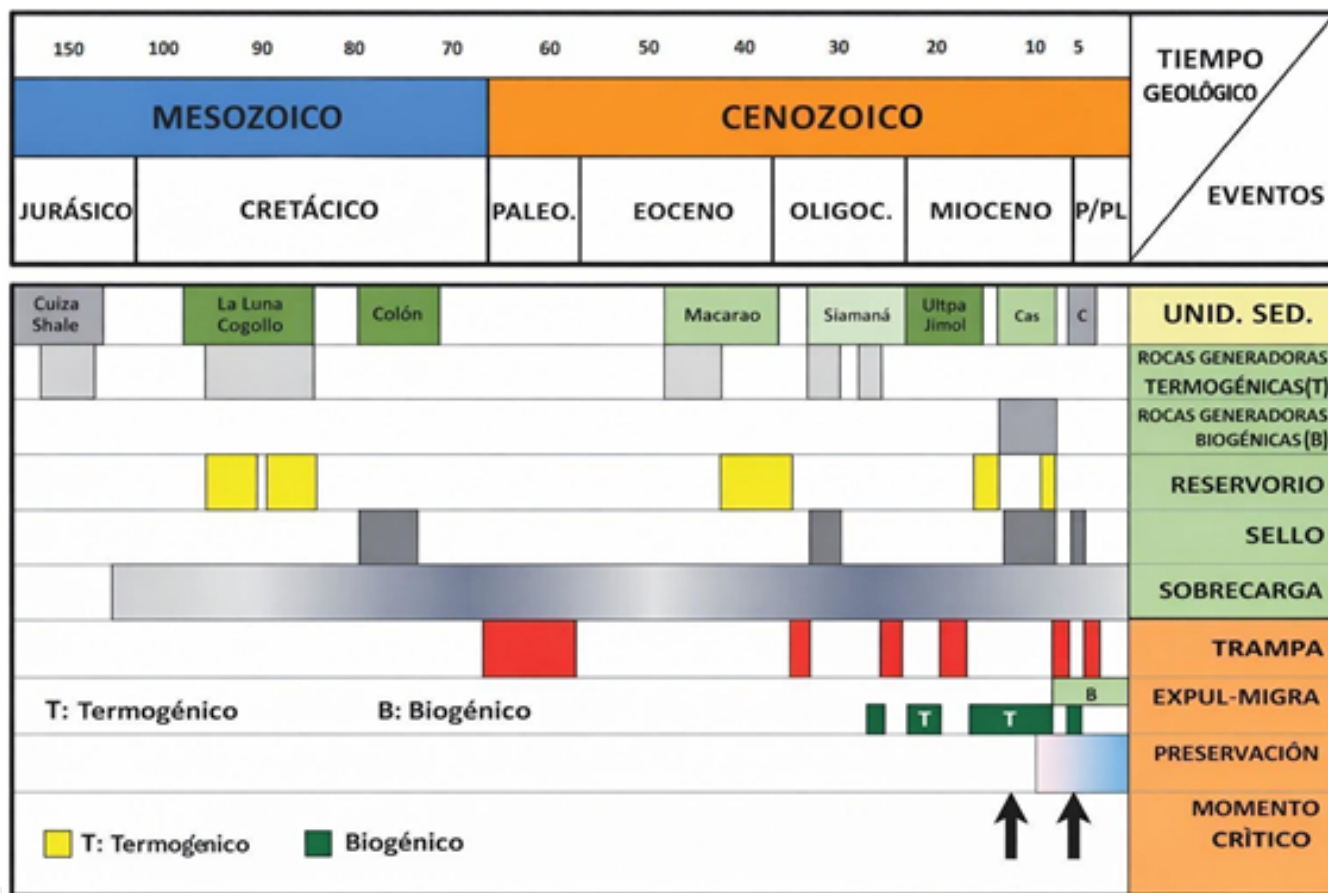


Figura 48. Carta de eventos de sistemas petrolíferos de la Cuenca Guajira, que muestra la relación entre los elementos y procesos interpretados para la cuenca. Modificado de Ramírez et al.²⁵⁵

Con base en el análisis del registro sedimentario de la cuenca, se han identificado posibles rocas generadoras en unidades del Jurásico (shale de Cuiza), Cretácico y Cenozoico (formaciones Macarao, Siamana y Castilletes).

Para el shale de Cuiza se reportan contenidos de carbono orgánico total (TOC) entre 0,3 y 1,2%, asociados a kerógeno tipo II. En el Cretácico, las formaciones La Luna y Colón afloran en el sector oriental de la Baja Guajira; aunque sus características geoquímicas locales no están bien definidas por Ramírez et al.²⁵⁵, se han registrado valores de TOC de hasta 4,3% en el área del Catatumbo, según Yurewicz et al.¹⁸⁹ y promedios cercanos a 5,6% en la Cuenca de Maracaibo para la Formación La Luna, la cual contiene kerógeno tipo II.²¹¹

Se han identificado unidades con potencial reservorio tanto en el Cretácico, representadas por la Formación La Luna, como en el Cenozoico, incluyendo las formaciones Siamana, Uitpa, Jimol y Castilletes. En Punta Espada, a lo largo del borde oriental de la Cordillera de Macuira en la Alta Guajira, Ramírez et al.²⁵⁵, describió la formación La Luna corresponde a calizas petrolíferas

fracturadas; el pozo PGG-1, perforado en 1958, evidenció saturación de petróleo en núcleos de esta unidad. La Formación Siamana es considerada un reservorio en la Alta Guajira, según ICP-Texaco ²⁵⁶ y ha sido descrita por Leal ²⁵⁷ ; Olaya y Ramírez ²⁵⁸ cómo compuesta por areniscas y areniscas calcáreas, con una porosidad promedio cercana al 15% y un espesor aproximado de 20 m, según datos del pozo UG-3.²⁵⁵

Ramírez ²³⁶ dice que la Formación Uitpa está formada principalmente por areniscas y constituye el reservorio más profundo en algunos pozos del campo Chuchupa. Por su parte, la Formación Castilletes corresponde a una unidad predominantemente arcillosa, con espesores de hasta 1.200 m y delgadas intercalaciones de arenisca, depositada en ambientes de aguas profundas.^{236. 259}

La Formación Castilletes, de edad Mioceno medio a tardío, actúa como roca sello para los reservorios del Mioceno inferior, alcanzando espesores de hasta 1.200 m en la Baja Guajira y cerca de 1.800 m en la Alta Guajira. Para los reservorios del Oligoceno y de mayor antigüedad, el sello corresponde a los estratos del Mioceno inferior, representados por las formaciones Uitpa y Jimol.²⁵⁵

Kats y Willians ²⁶⁰; Rice y Claypool ²⁶¹, determinaron que el origen de los hidrocarburos en la cuenca de la Guajira ha sido interpretado inicialmente como el resultado de un único sistema petrolero de tipo biogénico. No obstante, Ramírez et al ²⁶²; Ramírez et al ²⁶³, plantean la existencia de al menos cuatro sistemas petroleros, algunos de los cuales involucran procesos de generación termogénica.

Se reconocen dos tipos principales de trampas: estratigráficas y estructurales. Las trampas estratigráficas están controladas por el onlap de secuencias sedimentarias sobre el basamento, mientras que las trampas estructurales se originan por la reactivación de un sistema de fallas pre-neógeno localizado al sur de esta subcuenca.

3.8. Cuenca Cesar Ranchería

Localización de la cuenca

La Cuenca Cesar-Ranchería se ubica en el nororiente de Colombia, en los departamentos de Cesar y La Guajira (**Figura 49**). Tiene un área de 11 630 km² y está limitada por la Falla de Oca al norte, la Serranía del Perijá al oriente, la Sierra Nevada de Santa Marta al occidente y la Falla de Bucaramanga al sur.⁴

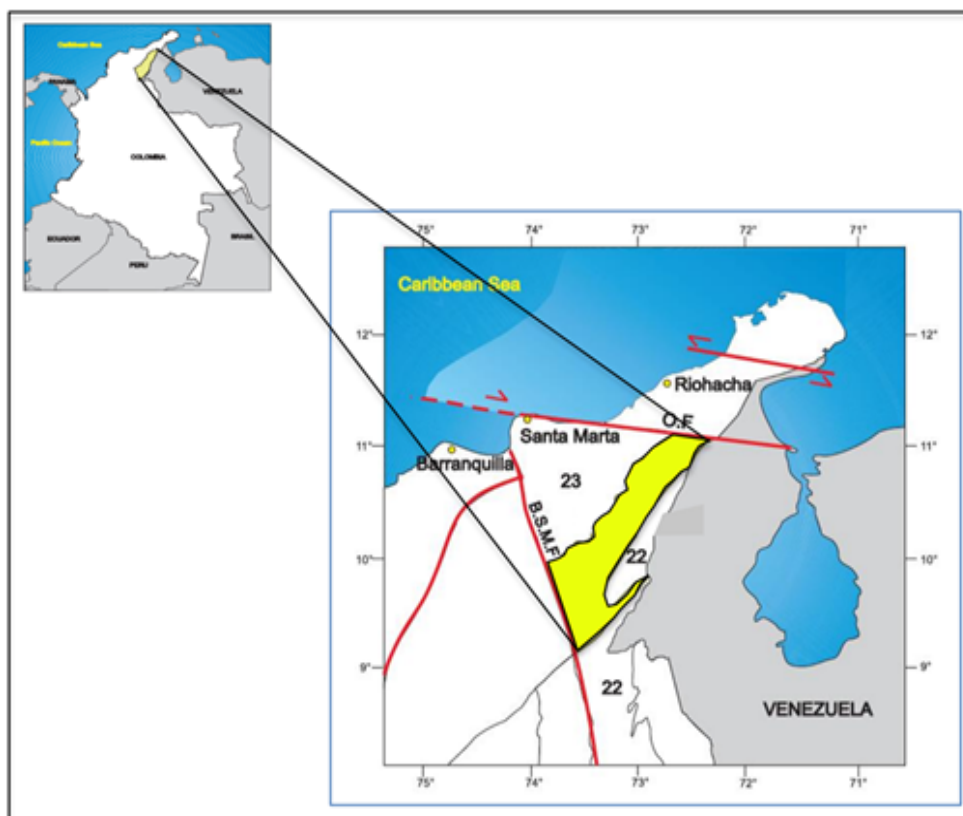


Figura 49. Mapa cuenca Cesar Ranchería. Fuente: Tomada de Barrero. ⁴

Evolución Geológica

Durante el Paleozoico Temprano (Cámbrico–Ordovícico) se desarrolló una sedimentación clástica, compuesta por sedimentos pelíticos intercalados con flujos de lava, que posteriormente, en el Silúrico Temprano, fueron sometidos a metamorfismo de bajo grado y alta temperatura, originando esquistos, cuarcitas y filitas que conforman la Unidad Metasedimentaria de La Virgen.²⁶⁴⁻²⁶⁵

En el Barremiano–Aptiano temprano se depositó la Formación Río Negro sobre paleodepresiones, con desarrollo de carbonatos hacia el tope, en un contexto regional dominado por fosas tectónicas asociadas al Cretácico Temprano, como los surcos de Táchira, Trujillo y Machiques.²⁶⁵⁻²⁶⁶

Según Arias y Morales ²⁶⁷, desde el Aptiano tardío hasta el Albiano se acumuló el Grupo Cogollo en un ambiente marino de plataforma abierta, con predominio de carbonatos y variaciones faciales ligadas a mayor subsidencia hacia el sur. Esta plataforma se desarrolló sobre un sustrato clástico delgado, con generación de barras influenciadas por oleaje, depósitos de carbonatos y lutitas en condiciones por debajo del nivel base de tormentas, e inundación posterior con formación de cuencas intraplataforma; durante el Cenomaniano se depositó la Formación La Luna.²⁶⁵

Según Hernández ²⁶⁸; Bayona et al ²⁶⁹, en el Campaniano–Maastrichtiano se depositó la Formación Molino en un ambiente marino profundo, y en el sector Ranchería sus sedimentos se relacionan con la denudación del flanco occidental de la Sierra Nevada de Santa Marta. Finalmente, el levantamiento asimétrico de la Cordillera Central y los esfuerzos compresivos que afectaron

también a la Cordillera Oriental generaron una discordancia en la base de la Formación Barco, tras lo cual, en el Paleoceno, se inició la depositación de las formaciones Barco y Los Cuervos.^{196, 268}

Estratigrafía relevante

Formación la Quinta (Triásico-Jurásico): Según Hernández ²⁶⁸, en las cuencas Cesar y Ranchería, el espesor oscila entre 2.500 y 4.000 m. La unidad está constituida por una serie de limolitas rojas silíceas, en ocasiones arenosas, de apariencia maciza y con estratificación plano-paralela. Presentan laminación interna, de plana a ligeramente ondulada, con niveles ocasionales de arena fina, venas de calcita y signos de malaquita.²⁷⁰

Formación Rio Negro (Aptiano- Neocomiano): Según Cáceres et al ²⁷¹, el espesor se encuentra en 1.500 m. Está formada por areniscas y conglomerados de distintos tamaños y composiciones, con algunas intercalaciones de arcillolitas y limolitas grises y pardas. Se observan capas de grosor medio a muy grande con abundante estratificación cruzada, según los análisis de secciones delgadas realizados en el Proyecto Cesar-Ranchería, García ²⁷². Los sedimentos se depositaron en abanicos aluviales provenientes de los altos del basamento, y con la transgresión marina el ambiente se volvió marino.²⁷¹⁻²⁷²

Formación Lagunitas (Aptiano Tardío - Santoniano): Hernández y Maldonado ²⁷³, señalan que el espesor de esta unidad varía generalmente entre 280 y 450 m. La unidad está compuesta por calizas masivas con fósiles, intercaladas con lutitas calcáreas negras. También se encuentran lutitas parcialmente calcáreas y margas solubles, y los fósiles predominantes incluyen conchas de pelecípodos, gasterópodos, corales y amonitas, según Bayona et al ²⁶⁹. El ambiente se formó en condiciones de plataforma media al interior de un mar abierto, rico en carbonatos y con relativa abundancia de materia orgánica, donde se depositó la Formación Lagunitas.²⁶⁸

Formación Aguas Blancas (Aptiano Tardío - Santoniano): Hernández y Maldonado ²⁷³, señalan que resenta un espesor promedio de 750 m. La unidad está formada por tres miembros principales. El Miembro Ánimas consiste en shales negros carbonosos y calcáreos con abundante materia orgánica, intercalados con calizas micríticas negras fosilíferas, que lateralmente pueden gradar a areniscas finas de cuarzo cementado con calcita y limolitas calcáreas carbonosas, según Hernández ²⁶⁸. El Miembro Tucuy presenta limolitas arenosas gris oscuro, ligeramente calcáreas y fósiles, que gradan localmente hacia areniscas finas subangulares a subredondeadas, con matriz arcillosa y cemento calcáreo o silíceo, junto con arcillolitas limoarenosas carbonosas; se registran también calizas claras con foraminíferos y moluscos en textura packstone.^{268, 274}

Finalmente, el Miembro Maracas se compone de calizas lumaquéllicas con conchas de pelecípodos y gasterópodos, margas gris-marrón oscuro micropiriticas wackestone, calizas gris oscuro con ostrácodos y gasterópodos, lodolíticas a limolíticas wackestone, intercaladas con delgadas capas de areniscas muy finas y lutitas con foraminíferos hacia la base, según Hernández ²⁶⁸ y Rivera ²⁷⁴. La Formación Aguas Blancas se depositó en un ambiente marino que va desde la plataforma interior hasta la media, característico de un mar tropical en fase de transgresión según Cáceres et al ²⁷⁰. Por su parte, Hernández ²⁶⁸, sugiere que el Miembro Ánimas se habría formado en un ambiente de depósito marino profundo.

Formación la Luna (Cretácico): Se registraron espesores que oscilan entre 250 y 350 m y La formación está compuesta por una sucesión intercalada de limolitas, arcillolitas y lutitas negras con contenido carbonoso y calcáreo, asociadas con calizas bituminosas, niveles de chert y concreciones de diferentes tamaños. Hacia la base predominan las lodolitas y los niveles de chert, mientras que en los niveles superiores aumentan las calizas, según Garner²⁷⁵. Presenta un ambiente marino.²⁷²

Formación Molino (Campaniano - Maastrichtiano): Según Rivera²⁷⁶, presenta un espesor de 625 m, la unidad corresponde a una sucesión predominantemente monótona de lutitas gris azulosas a negras, calcáreas, ricas en microfósiles y con alto a muy alto contenido de materia orgánica, dispuestas en paquetes medios a gruesos, con estructuras masivas, bioturbadas o finamente laminadas. Presenta intercalaciones delgadas de areniscas finas glauconíticas, limolitas y calizas grises a negras, según Hernández²⁶⁸. Ambiente depositacional interpretado como mar abierto, correspondiente a condiciones abisales.²⁷⁷

Formación Barco (Paleoceno): Esta unidad está conformada por una alternancia de areniscas de grano medio interestratificadas con arcillolitas grises a negras, de carácter carbonoso, y mantos de carbón, con un espesor que, a partir de pozos exploratorios, varía entre 235 y 335 m; su ambiente de depósito corresponde a un ambiente deltaico.^{185, 272}

Formación Los Cuervos (Paleoceno): La unidad presenta un espesor aproximado de 650 m y está constituida por una secuencia de lutitas carbonosas, limolitas, areniscas y mantos de carbón, estos últimos más frecuentes hacia la base; su ambiente de depósito corresponde a un sistema deltaico, así lo señaló Notestein¹⁸⁵ y García²⁷². Por otro lado, Hernández²⁶⁸, describe que la formación se subdivide en tres miembros con características litológicas contrastantes.

El Miembro Inferior presenta lodolitas, areniscas bioclásticas, shale carbonoso y cintas de carbón (<40 cm), con presencia de glauconita, arcillas moteadas gris-rojizas y litoarenitas bioclásticas con fauna de pelecípodos y ostreidos, alcanzando hasta 200 m de espesor. El Miembro Medio está dominado por paquetes gruesos de areniscas de grano fino a medio, con niveles ferruginosos (costras de hierro), composición cuarzosa con magnetita, micas, minerales de hierro, feldespato y materia orgánica, además de laminación plana, ondulosa, estratificación cruzada y lenticular, con un espesor cercano a 250 m.

El Miembro Superior corresponde principalmente a arcillolitas, shales carbonosos, limolitas y abundantes capas de carbón, con intercalaciones subordinadas de areniscas finas, fósiles de gasterópodos, pelecípodos y restos vegetales, siendo el miembro más importante por concentrar los mantos de carbón, cuyos espesores varían entre 0,4 y 6,0 m, y con un espesor total entre 200 y 280 m.

Formación Cuesta (Plioceno - Mioceno): La unidad está conformada por areniscas muy poco consolidadas y mal seleccionadas, con intercalaciones de conglomerados, limolitas y arcillolitas, presenta un espesor estimado entre 300 y 700 m a partir de pozos exploratorios, y su ambiente de depósito es de carácter netamente continental (**Figura 50**).²⁷²

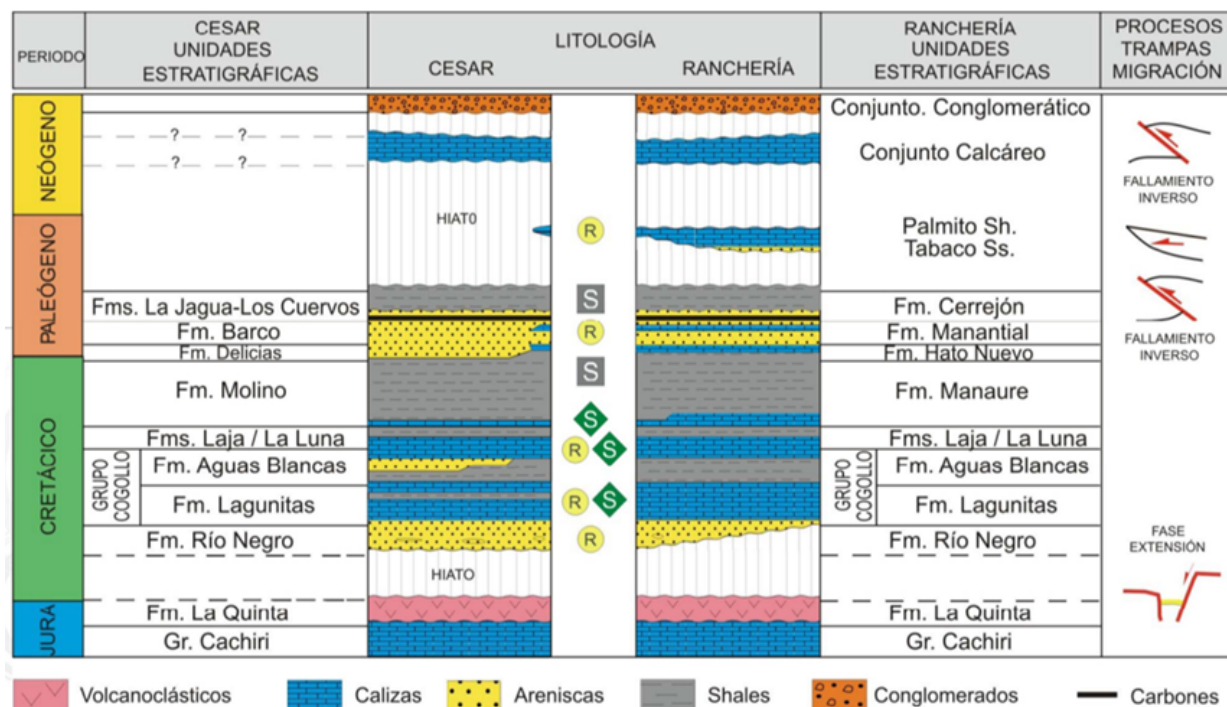


Figura 50. Carta estratigráfica de la cuenca Cesar- Ranchería. Tomado de Mojica.³⁴

Geología estructural

La cuenca Cesar–Ranchería presenta una disposición asimétrica, con un incremento del espesor sedimentario hacia el sector sureste (**Figura 51**). Su configuración estructural se encuentra condicionada por el contexto tectónico regional asociado a la interacción de las placas Nazca, Caribe y Suramérica. Ujueta y Llinás²⁷⁸ en este marco se reconocen estructuras tectónicas como los sistemas de fallas Santa Marta–Bucaramanga y Oca, así como el levantamiento de la Serranía del Perijá y la Sierra Nevada de Santa Marta.²⁶⁸

De acuerdo con Cáceres et al²⁷⁰, se reconocen dos fases de compresión, una con una orientación cercana a N40°W (±5°) y otra con rumbo aproximado N75°W (±10°). Adicionalmente, Hernández²⁶⁸, señala un acortamiento de la Cordillera Oriental relacionado con desplazamientos estimados de 46 km en la falla de Perijá y 50 km en la falla de Boconó.

Hernández ²⁶⁸, señala que, en el sector de La Jagua de Ibirico, el Sinclinal de La Loma y el Anticlinal de Tucuy presentan una orientación general NE–SW y afectan niveles de areniscas de grano grueso y conglomerados de la Formación Cuesta, así como rocas correspondientes a la Formación Los Cuervos. Los flancos de estas estructuras muestran inclinaciones que varían entre 13° y 18°, aunque en las zonas de explotación los buzamientos pueden alcanzar valores de hasta 35° en el cierre del sinclinal.

Para Hernández ²⁶⁸, el Sinclinal de La Jagua se localiza a cerca de 5 km al nororiente del municipio de La Jagua de Ibirico. Corresponde a una estructura ligeramente asimétrica, con buzamientos que oscilan entre 10° y 35°, una extensión aproximada de 10,4 km a lo largo de su eje y un ancho cercano a 4 km. Su orientación principal es N55°E ±10°; hacia el sector sur la estructura es más abierta, mientras que hacia el norte se cierra con un cabeceo dirigido al oeste. El sinclinal de Ranchería se ubica al noreste del cerro Cerrejón, Rumbo N35°N.²³⁹

Hernández ²⁶⁸, incluye el Sinclinal de Los Venados y los anticlinales de La Estancia y Becerril dentro del conjunto de pliegues que conforman el flanco occidental del Sinclinorio de La Jagua, con una orientación dominante NE–SW. El Anticlinal de Becerril muestra una prolongación hacia el norte, próxima al municipio del mismo nombre.

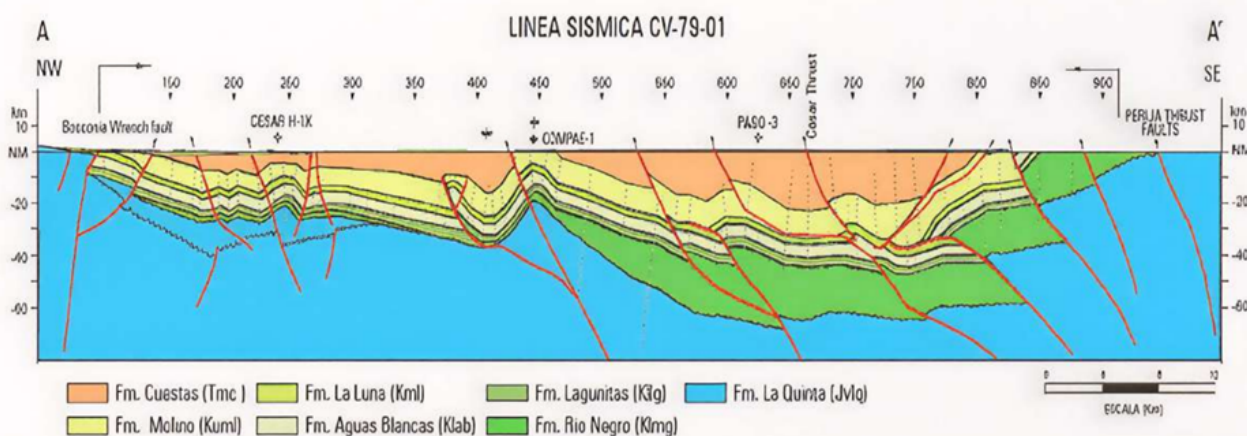


Figura 51. Sección geológica de la subcuenca Cesar. Modificado de Ecopetrol- ICP.¹⁹⁰

Elementos y procesos del sistema petrolífero

Barrero et al ⁴, señalan que las formaciones Molino, La Luna, Lagunitas y Aguas Blancas presentan materia orgánica con características adecuadas de cantidad, tipo y madurez para considerarse potenciales rocas generadoras de hidrocarburos. El querógeno corresponde a los tipos I y II, con valores promedio de Carbono Orgánico Total de 1,0 % para la Formación Molino y de 1,4 % para las formaciones La Luna y Aguas Blancas.

Aldershoof ²⁷⁹, señala que la Formación La Luna constituye la principal unidad generadora en el occidente de Venezuela; sin embargo, en el Valle del Cesar es notoria la escasez de evidencias de acumulaciones significativas de petróleo en rocas cretácicas. Una explicación propuesta para la ausencia de producción en esta área es que la Formación La Luna no ha alcanzado un enterramiento suficiente para la generación de hidrocarburos, en contraste con zonas vecinas como la Serranía del Perijá, donde se encuentra cubierta por entre 2000 y 4000 m de rocas cenozoicas. Esta relación se observa hacia el sur, donde un mayor enterramiento coincide con áreas productoras como los campos del Valle Medio del Magdalena, entre ellos Casabe y La Cira-Infantas.

Cáceres et al ²⁷⁰, reportan valores promedio de Carbono Orgánico Total de 1,57 % para la Formación Molino, 2,26 % para la Formación La Luna, 0,72 % para la Formación Aguas Blancas y 0,80 % para la Formación Lagunitas, siendo La Luna la unidad con mayor contenido orgánico. Los valores del Índice de Hidrógeno son de 114 mgHC/gC (Molino), 334 mgHC/gC (La Luna), 79 mgHC/gC (Aguas Blancas) y 145 mgHC/gC (Lagunitas), superando el umbral mínimo de 175 mgHC/gC únicamente la Formación La Luna. La reflectancia de vitrinita presenta valores de 0,49 % (Molino), 0,54 % (La Luna), 0,34 % (Aguas Blancas) y 0,67 % (Lagunitas), lo que indica distintos niveles de madurez térmica entre las unidades.

Olaya ²⁸⁰, señala que, en el área del pozo Cesar-F-1X, la Formación La Luna presenta contenidos elevados de carbono orgánico, con un valor promedio cercano al 3,5 %. La materia orgánica corresponde al tipo II, con predominio de alginita y exinita, y muestra un nivel de madurez caracterizado por valores de Tmax alrededor de 455 °C, dentro de la ventana de generación de hidrocarburos. En el mismo pozo, el Grupo Cogollo registra valores adecuados de COT; no obstante, su madurez térmica es relativamente alta, alcanzando en algunos casos la ventana de generación de gas.

Barrero et al ⁴, indican que los principales reservorios corresponden a calizas fosilíferas de las formaciones Lagunitas y Aguas Blancas, las cuales presentan un espesor promedio de 152,4 m y una porosidad media cercana al 5 %. Cáceres et al ²⁷⁰, indican que las calizas tipo grainstone y packstone del Grupo Cogollo presentan muy buenas características como reservorios, al igual que el Miembro Tucuy de la Formación Aguas Blancas y las formaciones Río Negro, Barco y Los Cuervos.

Lozano ²⁸¹, distingue tres tipos de rocas reservorio: el primero corresponde a calizas fracturadas de la Formación La Luna, caracterizadas por porosidades muy bajas; el segundo está constituido por areniscas de edad cretácica, también de baja porosidad; y el tercero incluye areniscas pertenecientes a la Formación Barco. Kochinski y Maldonado ²⁸², señalan que la Formación La Luna alcanza porosidades de hasta 8,6 % en zonas fracturadas, mientras que el Miembro Tucuy presenta porosidad secundaria en areniscas con valores entre 15 % y 28 %.

Kochinski y Maldonado ²⁸², proponen que los shales de la Formación Molino pueden funcionar como sello en el área de estudio; asimismo, dentro del Grupo Cogollo, las lutitas de la Formación Aguas Blancas presentan un buen potencial como sello. De igual forma, las intercalaciones arcillosas de la Formación Cerrejón pueden actuar como sellos efectivos para posibles acumulaciones. Por su parte, Lozano ²⁸¹ señala que el sello regional está conformado por las lutitas marinas de las formaciones Molino y La Luna.

En la cuenca Cesar–Ranchería predominan trampas estructurales asociadas al fallamiento. Se identifican principalmente trampas por fallamiento inverso, relacionadas con fases compresivas que generan estructuras de tipo anticlinal y bloques levantados, y trampas vinculadas a una fase de extensión, asociadas a fallas normales que producen bloques hundidos y compartimentación estructural. Estos procesos tectónicos controlan la migración y acumulación de hidrocarburos dentro de las diferentes unidades estratigráficas de la cuenca.³⁴

3.9. Cuenca Cordillera Oriental

Localización de la cuenca

La cuenca está situada en cordillera Oriental (**Figura 52**), extendiéndose desde Macizo de Quetame hasta límites con la serranía de Perijá. Limita al norte con Macizo de Santander; al este con sistema de fallas inversas de cordillera Oriental; al sur con sistema de fallas Algeciras-Garzón; y al oeste con sistemas de fallas Bituima y La Salina.⁸

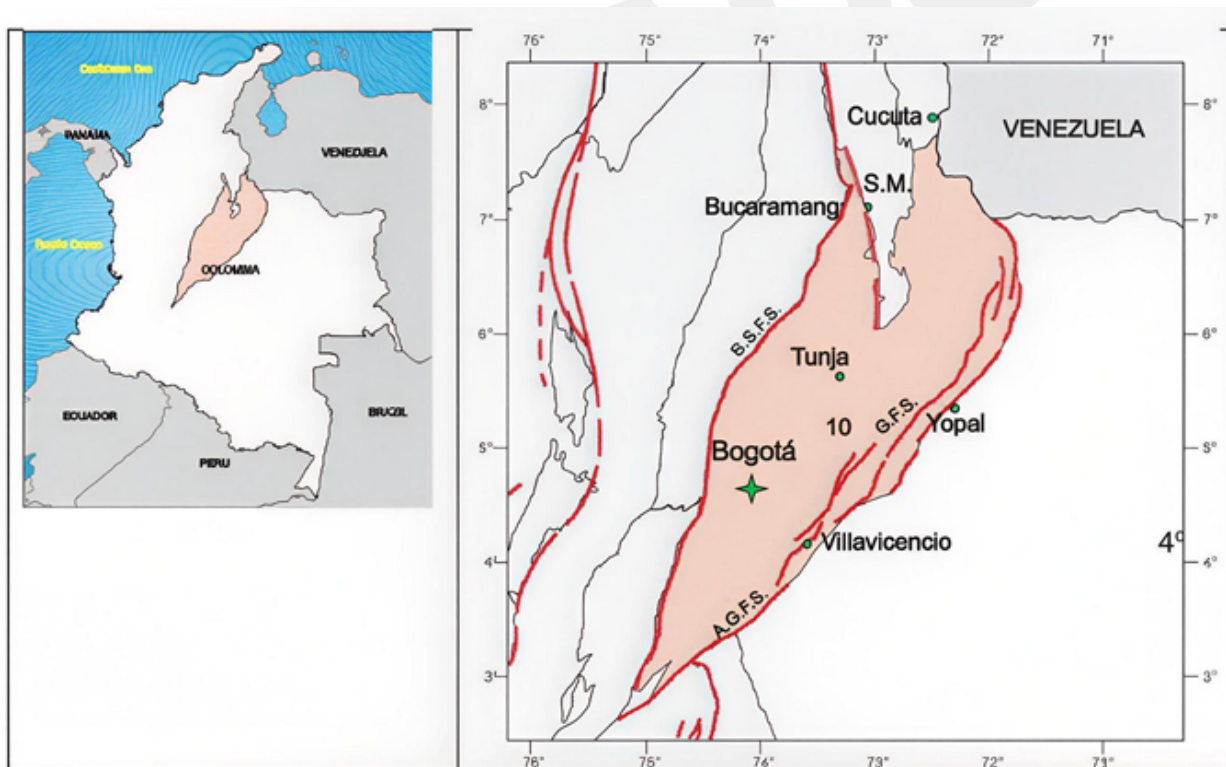


Figura 52. Mapa de localización de la Cuenca de la Cordillera Oriental. El cuadro de la izquierda presenta su posición dentro del territorio colombiano, mientras que el recuadro de la derecha señala los límites estructurales. Tomado de Barrero et al.⁴

Evolución geológica

La sucesión estratigráfica de esta cuenca se distingue por comenzar su sedimentación sobre corteza continental en el intervalo Jurásico-Triásico. Las unidades geológicas que la conforman pueden relacionarse con las del VMM y los Llanos, debido a que durante el Mesozoico todas integraban una misma megacuenca. Los procesos iniciales que dieron forma a la cuenca de la Cordillera Oriental estuvieron dominados por regímenes extensionales, los cuales generaron una cuenca intra-arco donde empezó la acumulación de sedimentos. Estas formaciones, con el tiempo, fueron modificadas por el posterior levantamiento de la cordillera.²⁸³

En el Cretácico se produjo una amplia transgresión marina que cubrió gran parte del territorio, generando espesas secuencias de lutitas, calizas y areniscas marinas con alta continuidad lateral. Hacia el Cretácico Superior se establecieron grandes sistemas fluviales con transporte axial dominante hacia el norte y paquetes sedimentarios de engrosamiento hacia arriba, permitiendo correlaciones regionales entre el Valle del Magdalena, la Cordillera Oriental y la Cuenca de los Llanos orientales.^{51, 196}

Durante el Paleógeno inició de forma marcada el levantamiento andino y la inversión de fallas normales mesozoicas, evidenciado en discordancias regionales y migración de los esfuerzos compresivos desde el Valle Medio del Magdalena hacia la Cordillera Oriental y los Llanos. Este periodo se caracteriza por la transición de ambientes marinos a continentales, el desarrollo de sistemas de antepaís y variaciones en tasas de sedimentación asociadas a la deformación tectónica.^{284, 285}

En el Neógeno se intensificó el levantamiento de la Cordillera Oriental y se consolidaron los sistemas de antepaís, predominando depósitos continentales gruesos como areniscas y conglomerados organizados en secuencias de engrosamiento hacia arriba. Estos depósitos reflejan alta erosión de áreas elevadas, subsidencia flexural activa y la configuración geomorfológica cercana a la actual, con desarrollo de abanicos aluviales y sistemas fluviales entrelazados.^{286- 288}

Estratigrafía relevante

Formación la Naveta (Jurásico): Según Cediel ¹⁸², la formación La Naveta se puede correlacionar con la Formación Girón (JKg), la cual presenta un espesor variable entre 800 y 1450 m, con registros locales cercanos a 150 m en sectores del norte de Nobsa; su litología está dominada por areniscas cuarzosas de grano medio a grueso con estratificación cruzada, intercaladas con arcillas, lutitas y limolitas violáceas, además de conglomerados polimícticos con clastos de cuarcita, arenita y fragmentos volcánicos en matriz arenosa-limolítica rojiza, así lo señala Cediel ¹⁸² y Langenheim ²⁸⁹; estas asociaciones faciales, junto con la presencia de colores rojizos-violáceos y niveles conglomeráticos, indican un ambiente de depósito continental fluvial-aluvial (**Figura 53**).²⁸⁹

Formación la trinchera: La Formación Trincheras corresponde a una secuencia de lodolitas con intercalaciones de calizas y arenitas de la parte inferior del Grupo Villeta, definida formalmente por Cáceres y Etayo ²⁹⁰, quienes describen dos segmentos: un miembro inferior calcáreo-arcilloso que aflora hacia el sur del bloque y un miembro superior predominantemente arcilloso hacia el norte; esta asociación litológica sugiere un ambiente de depósito marino somero con variaciones de facies carbonatadas y terrígenas finas.²⁹⁰

Formación Fómeque (Cretácico inferior): La formación Fómeque es para designar una sucesión de capas compuestas por “esquistos piritosos, caliza cristalina, arenisca calosa y areniscas cuarcíticas”, que afloran en la parte media de la angostura del río Une y en la región de Ubaque - Choachí - Fómeque. La parte inferior de la Formación Fómeque es considerada por Hubach ²⁹¹ como Hauteriviano, debido a la presencia de *Olcostephanus* en la base de la formación. En cuanto al ambiente de sedimentación en el cual se acumuló la formación, es posible que haya sido marino de aguas someras, con circulación restringida. INGEOMINAS ²⁹², en el proyecto Soacha, en la columna levantada mediante poligonación en el Río Cárquez al oeste de Cárquez, señala para la unidad un espesor de 1.550 m, de los cuales los 700 m superiores están cubiertos.

Formación Une (Cretácico): La Formación Une presenta un espesor estratigráfico acumulado aproximado de 6828 m según el levantamiento de 5 columnas de detalle. Litológicamente está compuesta principalmente por areniscas cuarcíticas en mantos espesos, intercaladas con limolitas, lodolitas y niveles carbonosos, lo que la convierte en un importante reservorio de hidrocarburos en la Cordillera Oriental colombiana. En cuanto a su ambiente de depósito, los análisis de facies indican una acumulación en un medio marino de plataforma influenciado por descargas fluviales directas y flujos hiperpícnicos, aunque interpretaciones anteriores la asociaban a sistemas deltaicos litorales.²⁹³

Formación chipaque (Cenomaniano): La Formación Chipaque presenta espesores variables entre 105 m según Salazar ²⁹⁴ y 1.625 m según Ingeominas ²⁹², con un espesor típico cercano a 200 m ²⁹¹. Según Renzoni ²⁹⁵, la Formación Chipaque está constituida por lodolitas negras, con intercalaciones esporádicas de calizas y algunos niveles de carbón, principalmente hacia la parte inferior y media; en la parte superior se presentan areniscas de cuarzo, de color gris claro a gris oscuro y esporádicos y delgados niveles de carbón.

Su ambiente de sedimentación es marino, de aguas poco profundas y circulación restringida, según Rodríguez y Ulloa.²⁹⁶

Formación Monserrate (Maastrichtiano): Litológicamente se compone por areniscas de grano muy fino y conglomerados de guijarros de tamaño mediano; posee una sucesión grano creciente, según Guerrero et al ²⁹⁷; el espesor de la unidad varía entre 40-150 metros lo señala Mora et al ¹¹⁴. Con base en la descripción de areniscas cuarzosas bien seleccionadas y estructuras de alta energía reportadas por la ANH ²⁵, la Formación Monserrate se interpreta como depositada en un ambiente marino somero de carácter litoral-shoreface.

Formación guaduas (Paleógeno): La Formación Guaduas presenta un espesor cercano a 1000 m y está compuesta principalmente por arcillolitas gris oscuras a negras en capas delgadas, con intercalaciones de cuarzoarenitas finas y varios mantos de carbón bituminoso con espesores entre 1 y 3,5 m; estas características litológicas se asocian a un ambiente parálico, desarrollado en lagunas pantanosas próximas a la línea de costa, lo que favoreció la acumulación de materia orgánica y la formación de carbón.²²⁵

Areniscas de Socha (paleoceno temprano-tardío): La Formación Areniscas de Socha corresponde a una gruesa secuencia de areniscas que se dispone concordantemente sobre la Formación Guaduas. Inicialmente fue denominada Socha Inferior por Alvarado y Sarmiento²⁹⁸, tomando como localidad tipo Socha Viejo. Litológicamente está compuesta por paquetes dominantes de areniscas amarillentas de grano grueso a medio, con intercalaciones de arcillas grises, verdosas y rojizas; por ejemplo, al norte de Pesca (Aguas Calientes) se describe una sucesión de ≈ 102 m con niveles inferiores y superiores arenosos y un tramo intermedio arcilloso.

Formación Picacho (Eoceno temprano): La Formación Picacho tiene un espesor aproximado de 180–185 m (con registros locales cercanos a 80 m) y está compuesta principalmente por arenitas y cuarzoarenitas de grano medio a grueso, friables, con lentes conglomeráticos de cuarzo y chert e intercalaciones de arcillolitas claras, dispuestas en capas gruesas a muy gruesas. Alvarado y Sarmiento²⁹⁸, interpreta un ambiente continental de alta energía, asociado a sistemas fluviales–aluviales.²⁰⁰

Formación concentración (Eoceno medio-Oligoceno medio): La Formación Concentración corresponde a una sucesión litoestratigráfica compuesta por arcillolitas comúnmente yesíferas y areniscas de grano fino a grueso, con niveles de hierro oolítico, que reposa concordantemente sobre la Formación Picacho. Su espesor varía entre 1.368 y 1.554 m en la sección tipo ubicada a lo largo del río Soapaga, entre el caserío Concentración y el puente del Uvo.²⁹⁹

PERIODO	LITOLOGIA	SISTEMA PETROLERO	
		ELEMENTOS	PROCESOS
			TRAMPAS MIGRACION
NEOGENO			
	Concentración		
	Fm. Picacho	(R)	PLIEGUE POR PROPAGACION DE FALLA
PALEOGENO			
	Areniscas de Socha	(R)	
	Fm. Guaduas		ABANICOS IMBRICADOS
CRETACEO	Fm. Monserrate	(R)	
		(S)	
	Fm. Chipaque		INVERSION TECTONICA
	Fm. Une		
		(S)	
	Fm. Fomeque		
JUR.	Fm. Trincheras	(S)	FASE EXTENSIONAL
	Fm. La Naveta		

Figura 53. Columna estratigráfica generalizada para la cuenca de la Cordillera Oriental. Tomado de ANH.³⁰⁰

Geología estructural

La geología estructural de la Cordillera Oriental de Colombia se interpreta como un cinturón plegado y cabalgado originado por la inversión de antiguas cuencas extensionales mesozoicas durante un régimen compresivo cenozoico (**Figura 54**). Este proceso generó pliegues anticlinales y sinclinales, fallas inversas y sistemas de cabalgamiento que acomodaron el acortamiento cortical y el levantamiento orogénico. La inversión tectónica de fallas normales jurásicas–cretácicas explica la presencia de altos estructurales y trampas asociadas, especialmente hacia el Piedemonte Llanero y el Valle Medio del Magdalena.^{301.302}

El estilo estructural es en varios sectores bivergente, con participación tanto del basamento como de la cobertura sedimentaria, y control directo sobre la configuración de cuencas intramontanas y sistemas petroleros. Estudios estructurales y termocronológicos evidencian que el mayor acortamiento ocurrió entre el Paleógeno y el Neógeno, consolidando la arquitectura actual de pliegues y cabalgamientos.²⁸⁵

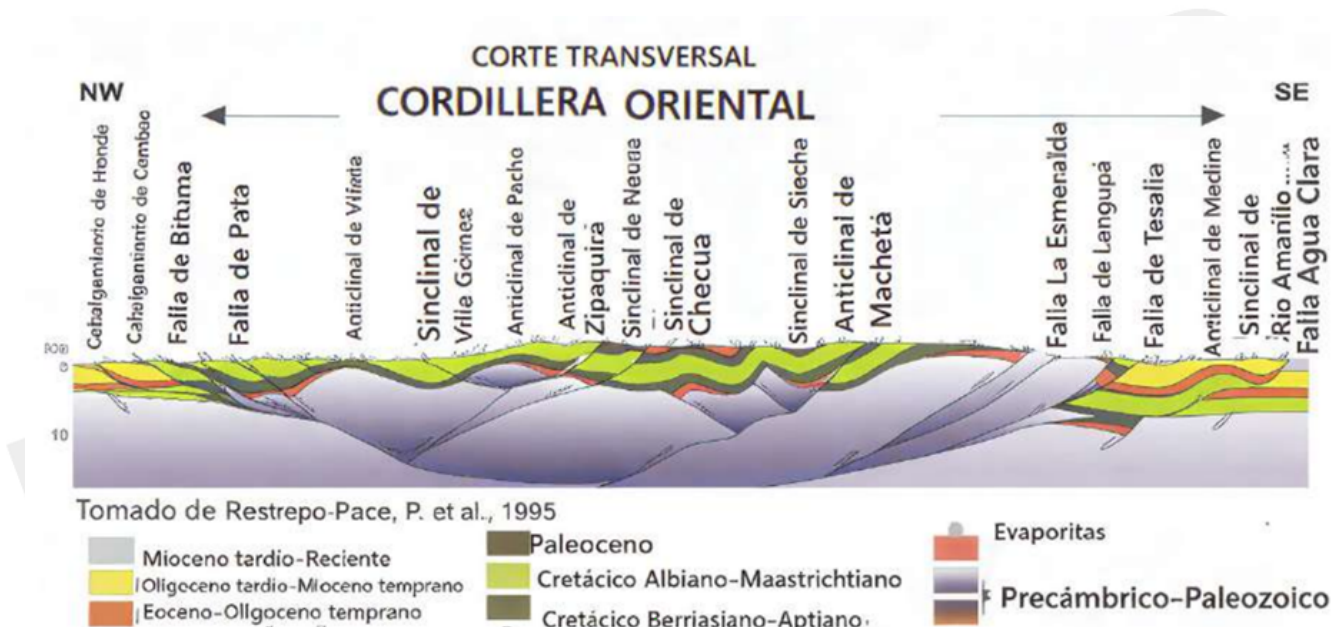


Figura 54. Sección transversal esquemática. Modificado de Bayona et al. ⁹¹

Elementos y procesos del sistema petrolífero

Según la ANH ³⁹, la cuenca de la Cordillera Oriental presenta presiones en un rango aproximado de 3.470 a 6.550 psi, temperaturas que oscilan entre 11,6 y 32,8 °C, valores de saturación de agua irreducible (Swi) comprendidos entre 10 y 27%, y una saturación de agua comprendida entre 21 y 67%. Para un mayor detalle y contextualización de esta información, se recomienda consultar el documento MER correspondiente.

En la Cordillera Oriental, las principales rocas generadoras corresponden a lutitas marinas del Cretácico Superior, particularmente asociadas a la Formación Chipaque, depositada en ambientes marinos relativamente profundos que favorecen la preservación de materia orgánica. Esta unidad está compuesta por lutitas negras y lodolitas finas con contenidos de Carbono Orgánico Total

(TOC) que generalmente oscilan entre 1 % y 3 %, predominando querógeno tipo II–III, lo que le confiere capacidad generadora tanto de petróleo como de gas. Los parámetros de madurez térmica reportados en estudios regionales ubican amplios sectores de esta formación dentro de la ventana de generación de hidrocarburos, especialmente en zonas de mayor soterramiento estructural y proximidad a fallas profundas, según Barrero.⁴

Según los datos reportados por la agencia nacional de hidrocarburos los rangos de gravedades API para los crudos por formación productora son: la Formación Mirador presenta valores con crudos entre 29 y 41 °API; la Formación Barco registra rangos de crudos entre 25 y 39 °API; la Formación Guadalupe muestra crudos con valores entre 34 y 45 °API.³⁹

De manera complementaria, algunas unidades del Cretácico Medio, como intervalos orgánicos dentro de secuencias marinas correlacionables con las formaciones Tibasosa y equivalentes locales, han sido consideradas como contribuyentes secundarios al sistema generador, particularmente en sectores donde se registran mayores espesores sedimentarios y condiciones térmicas favorables. Sin embargo, la evidencia geoquímica disponible señala a Chipaque como la roca fuente dominante dentro del sistema petrolero regional ⁴.La permeabilidad del aceite (0,1 - 0,25).³⁹

La cuenca Cordillera Oriental presenta unidades reservorios cuyos espesores varían entre el 8.5 - 146.3m, a continuación en la siguiente tabla (**Tabla 12**) se detallan los espesores de las siguientes unidades reportados por la ANH.³⁹

Formación	Espesor De La Formación (m)	Cantidad de Datos
Monsserate	7.6 - 106.7	3

Tabla 12. Espesores por Formación. Realizado a partir de ANH.³⁹

En cuanto a los sellos estratigráficos, las lutitas finas intercaladas en las secuencias del Cretácico Superior y Paleógeno, junto con niveles arcillosos de baja permeabilidad asociados a unidades como Guaduas y Bogotá, actúan como sellos regionales efectivos que favorecen el confinamiento de hidrocarburos en los niveles reservorio subyacentes. Estas unidades presentan continuidad lateral significativa y desempeñan un papel fundamental en la preservación de acumulaciones estructurales.³⁰⁰

Las trampas petrolíferas predominantes en la Cordillera Oriental son de tipo estructural y combinado, destacándose anticlinales asociados a cabalgamientos, fallas inversas reactivadas, sistemas imbricados y zonas triangulares generadas por la compresión andina del Paleógeno–Neógeno. Estas estructuras presentan una orientación general noreste–suroeste y constituyen los principales estilos de entrampamiento de hidrocarburos, particularmente en sectores de piedemonte y flancos estructurales donde convergen rocas reservorio arenosas, sellos lutíticos y vías de migración controladas por fallas profundas.²⁸⁴

3.10. Cuenca Sinú-San Jacinto

Localización de la cuenca

La cuenca Sinú–San Jacinto se sitúa dentro de la cuenca marginal Colombo–Caribe, en el noroccidente de Colombia (**Figura 55**). Está delimitada al norte por la actual Costa Atlántica Colombiana, al este por el Sistema de Fallas de Romeral, al oeste por el Sistema de Fallas de Uramita y al sur por rocas sedimentarias y volcánicas asociadas a la Cordillera Occidental.³¹

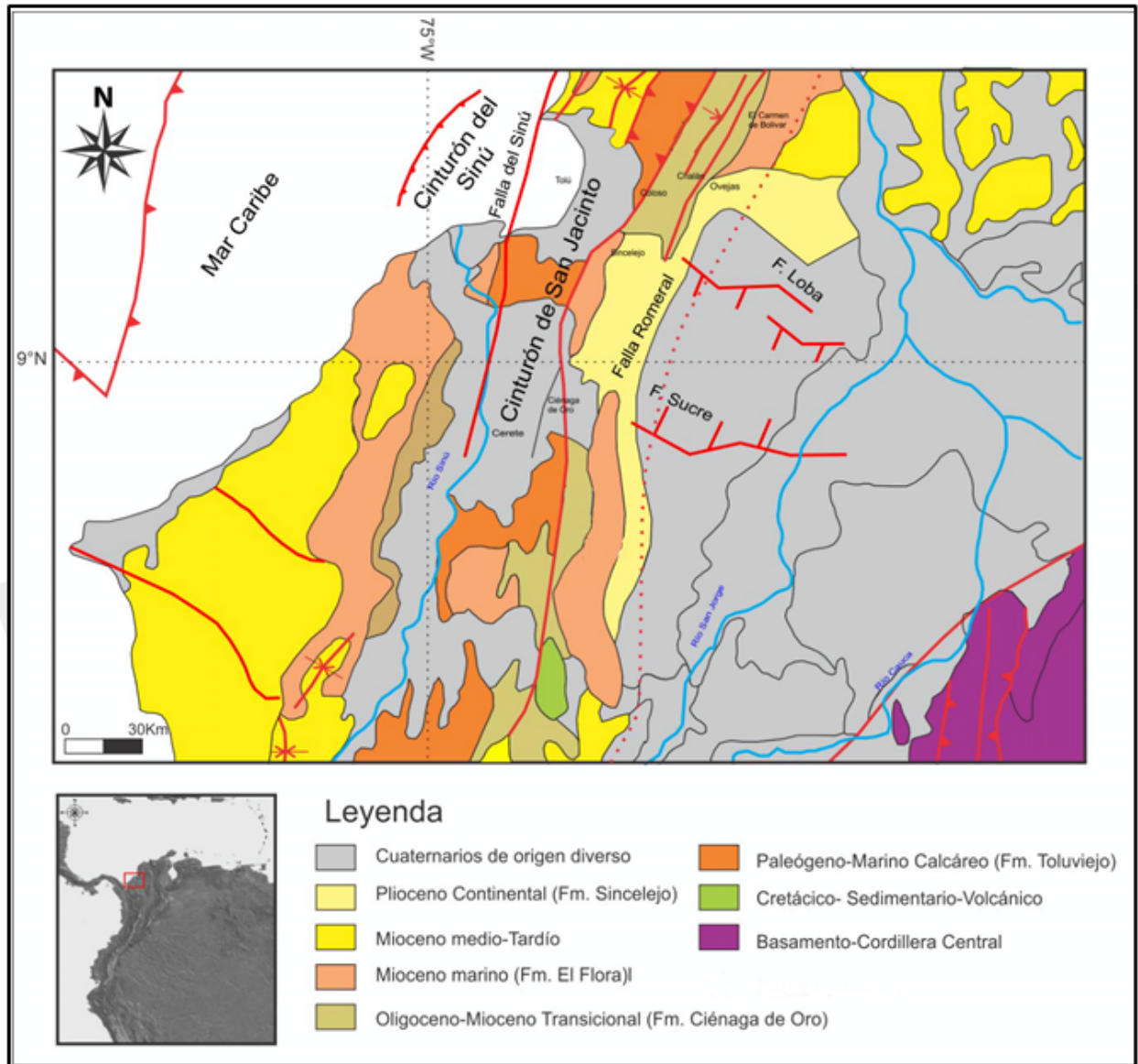


Figura 55. Mapa Geológico de la cuenca Sinú-San Jacinto. Tomado de Rosero.³⁰³

Evolución geológica

La cuenca Sinu-San Jacinto presenta un registro sedimentario que se extiende desde el Cretácico Tardío hasta el Cenozoico, Mora et al ²¹⁵ (**Figura 56**). Para Mantilla et al ¹⁶⁹, la cuenca está segmentada por la Falla Sinú, la cual divide la región en el Cinturón Plegado de Sinú–San Jacinto (CPSSJ), interpretado como un prisma de acreción fosilizado asociado al complejo de subducción del noroeste de Colombia, y la Cuenca Sinú (CS).³⁰⁴

El basamento de la cuenca Sinú-San Jacinto está compuesto por rocas ígneas basálticas y algunos plutones tonalíticos de edad cretácica, así lo señaló Villagomez ⁸⁴. Según Giraldo ³⁰⁵, sobre este basamento, de manera discordante, se depositaron sedimentos marinos del Cretácico Superior correspondientes a la Formación Cansona, conformados por chert, lutitas silíceas, micritas, margas, areniscas y tobas. De forma discordante sobre la Formación Cansona se dispone la Formación San Cayetano, caracterizada por un patrón de apilamiento general granodecreciente, con una sección basal de conglomerados feldespáticos y líticos que gradúan hacia areniscas intercaladas con lutitas y chert, según Guzmán et al ²²¹, correspondientes al Paleoceno Superior y Eoceno Inferior.³⁰⁶

Esta unidad fue interpretada por Duque-Caro ²¹⁷; Guzmán et al ²²¹, inicialmente como depositada en un sistema de abanicos turbidíticos de aguas profundas, sin embargo, estudios recientes del Servicio Geológico Colombiano sugieren una interpretación alternativa asociada a ambientes marinos someros y deltaicos.²²⁰

Según la ANH ²²⁰; Duque-Caro ²¹⁷; Guzmán et al ²²¹, de acuerdo con estudios en el Caribe colombiano, la CVIM y la CSSJ comparten una evolución tectono-sedimentaria similar al menos desde el Eoceno medio. Asimismo, las rocas aflorantes más antiguas de la Cuenca Sinú corresponden al Eoceno Medio–Superior (Chert Candelaria), así lo señala Duque-Caro ³⁰⁴. En la cuenca Sinu-San Jacinto, la Formación Chengue se dispone discordantemente sobre la Formación San Cayetano, y sobre ella se depositaron sucesiones terrígenas y carbonatadas durante el Eoceno Medio y Superior, denominadas como las formaciones Maco, Chalán, Chengue, Arroyo de Piedra y Pendales, reflejando su variabilidad litológica.²²⁰

Dueñas y Duque ²¹⁸, señalan que durante el Eoceno Tardío–Oligoceno Temprano, se registran sucesiones terrígenas de la Formación San Jacinto y depósitos carbonatados de la Formación Toluviejo. Entre el Oligoceno y el Mioceno Temprano, se depositaron unidades gruesas de areniscas, lutitas y carbones en ambientes marinos someros y deltaicos, correspondientes a la Formación Ciénaga de Oro. La ANH ²²⁰, en el Mioceno Temprano–Medio, las lutitas y margas de la Formación Porquera cubren la Formación Ciénaga de Oro (**Figura 56**). Finalmente, durante la inversión tectónica neógena del Caribe, los ambientes sedimentarios evolucionaron de marinos someros y transicionales, representados por las Formaciones Tubará y El Cerrito, hacia ambientes continentales caracterizados por la Formación Sincelejo.²²¹

Estratigrafía relevante

Formación Cansona (Santoniano a Maastrichtiano): Guzmán et al ²²¹, menciona que está conformada por chert finamente estratificado en láminas delgadas, intercalado con limolitas silíceas que contienen restos fosfatizados de vértebras y escamas de peces; esta asociación litológica ha sido interpretada como depositada en un ambiente batial profundo a pelágico, citados en Duque-Caro et al ³⁰⁷, describen una sucesión estratigráfica con un espesor aproximado de 230

m, la cual aflora en el cerro Cansona, en el departamento de Bolívar, ubicado a unos 35 km al noroccidente del municipio de Chalán.

Formación San Cayetano (Paleoceno tardío-Eoceno temprano): Duque-Caro ³⁰⁸, caracteriza la Formación San Cayetano en el arroyo Alférez como una sucesión rítmica de lutitas arenosas y areniscas impuras, constituidas por fragmentos de rocas volcánicas, metamórficas, chert y serpentinitas, así lo señaló Etayo ³⁰⁹. Con base en Dueñas y Duque ²¹⁸, propone la subdivisión de esta formación en dos miembros reconocidos en el departamento de Córdoba.

- **Miembro Areniscas de Trementino:** Está constituido por areniscas grauváquicas, localmente calcáreas, y lutitas grises que gradualmente transicionan a conglomerados.
- **Miembro Conglomerados del Curial:** Corresponde a areniscas conglomeráticas con arreglo granocreciente, compuestas por clastos de origen efusivo básico, ígneo ácido y metamórfico.

Guzmán et al ²²¹, citados en Galves ³¹⁰, reportan en el arroyo Cacao un espesor aproximado de 400 m de la Formación San Cayetano, compuesto por areniscas feldespáticas lodosas y limolitas. En el arroyo Venados, estos autores registran cerca de 770 m de areniscas feldespáticas con fragmentos volcánicos y lodolitas silíceas. Se atribuye a un ambiente tectónicamente inestable, de corrientes torrentosas.³¹¹

Formación Maco (Paleoceno tardío- Eoceno temprano): Según Guzmán ³¹³, se compone de conglomerados lítico-arcósicos que incluyen clastos de granitos, rocas volcánicas, areniscas cuarzosas y calizas, con un espesor variable entre 200 y 800 m, y una edad asignada al Eoceno Medio. Esta unidad fue depositada en ambientes de abanicos deltaicos y reposa en contacto conforme sobre la Formación San Cayetano.³¹³

Formación Chengue (Eoceno medio): Fue descrita inicialmente en el caserío Chengue, al suroccidente de la Plancha 38 (44), como una sucesión dominada por lutitas gris oscuro con foraminíferos, localmente glauconíticas, que incluyen un miembro medio de areniscas tabulares laminadas, de grano fino a grueso, con niveles guijarrosos y fragmentos de materia orgánica bituminosa. Presenta una marcada variabilidad litológica y de espesor de sur a norte, lo que justifica el levantamiento de múltiples secciones de referencia. En algunas secciones el espesor es de 220 m, mientras que en otras en de 310 m. Esta unidad evidencia una transición ambiental desde condiciones batiales superiores hasta sublitorales.³⁰⁷

Formación Toluviejo (Eoceno Medio a Eoceno Tardío): Según Guzmán ³¹³, está constituida por calizas de tonalidad pardo-amarillenta, margas y areniscas calcáreas a calizas clásticas, con abundante contenido de glauconita. El espesor estimado de la unidad oscila entre 80 y 150 m. Se vincula con un ambiente marino somero de aguas tranquilas y data del Eoceno tardío.²³⁸

Formación Ciénaga de Oro (Oligoceno): Esta unidad fue denominada Formación Ciénaga de Oro para describir una sucesión expuesta a lo largo de la carretera Montería-Planeta Rica, compuesta principalmente por areniscas, en ocasiones de carácter conglomerático, intercaladas con lodolitas grisáceas, carbonosas y niveles de carbón, Dueñas y Duque ²¹⁸; Flinch ³¹⁴; Hernández ³¹⁵. De manera local, también se reconocen calizas y restos de conchas de moluscos. Se observan frecuentes variaciones laterales de facies, especialmente en sentido sur-norte, según Dueñas y

Duque²¹⁸. De acuerdo con Flinch³¹⁴, esta formación presenta una geometría en cuña, rasgo que es corroborado por los mapas isopacos. La Formación Ciénaga de Oro se interpretó como depositada en un ambiente deltaico con influencia mareal, en transición hacia condiciones marinas someras. Se correlaciona con la Frm. Maralú del CPS.³¹⁶

Formación San Jacinto (Eoceno superior a Oligoceno temprano): Está compuesta por sedimentos clásticos dominados por areniscas, limolitas y lutitas intercaladas, típicos de secuencias marino-deltaicas y costeras del Paleógeno. Bermudez et al³¹⁷, mencionan que presenta un ambiente depositacional de abanicos deltáicos proximales²²¹. Por su parte Guzmán³¹³, referencia el trabajo de Duque-Caro et al³⁰⁷ y propone que la Formación San Jacinto se depositó en un sistema de fan deltas interdigitado.

Formación Carmen (Mioceno temprano): Según Guzmán et al³¹³, esta unidad está constituida por arcillolitas grises que presentan abundantes venas de yeso y azufre; hacia su parte basal se desarrollan areniscas líticas de carácter calcáreo y glauconítico. Su depósito ha sido interpretado como producto de un ambiente restringido con condiciones relativamente anóxicas, según Clavijo y Barrera³¹⁸. Asimismo, esta unidad puede correlacionarse con la Formación Floresanto del Cinturón Plegado del Sinú.³¹⁶

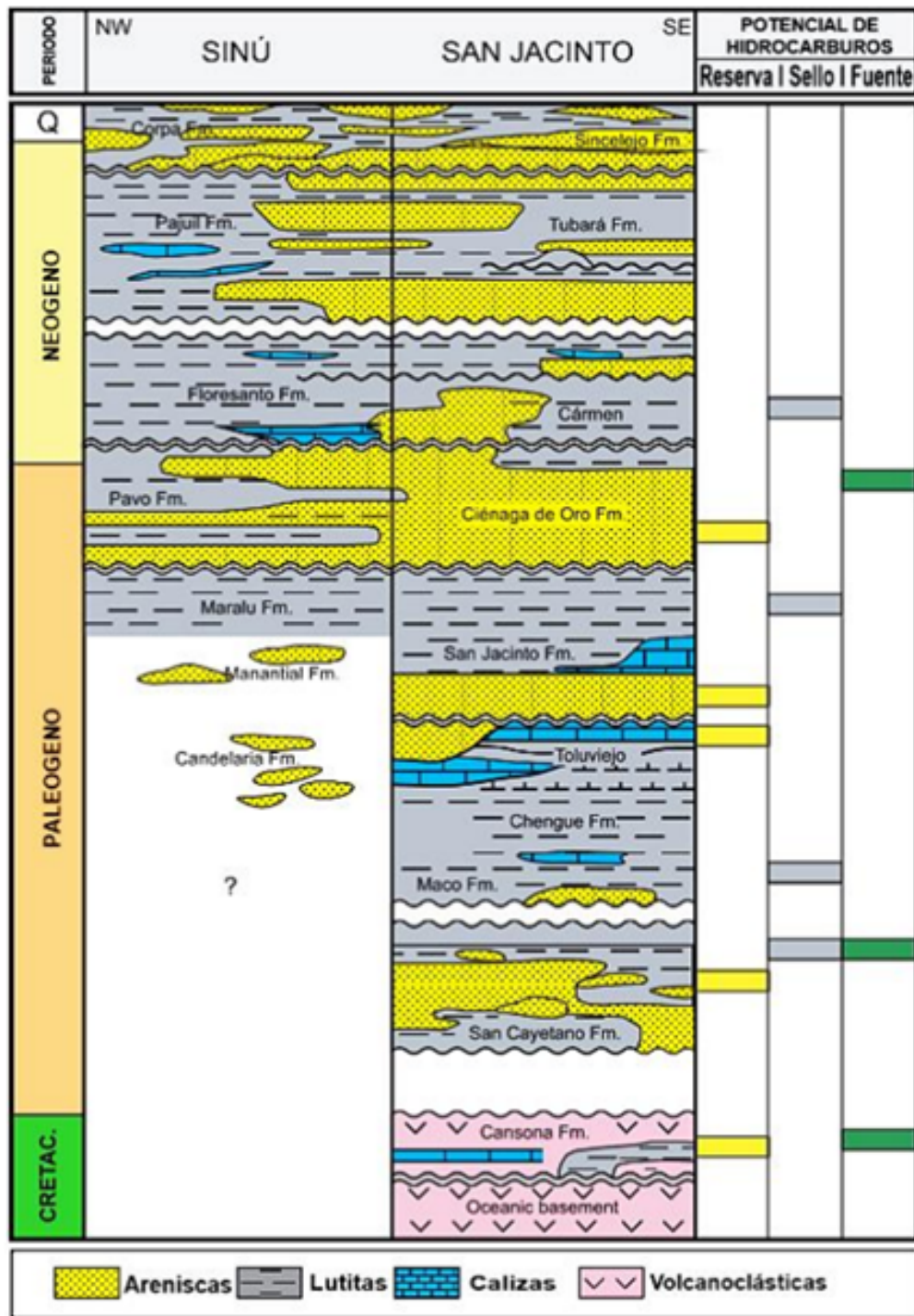


Figura 56. Columna estratigráfica generalizada y elementos de los sistemas petroleros de la cuenca Sinú-San Jacinto. Tomado de Barrero et al. ⁴

Las arenitas de la Formación San Cayetano podrían considerarse como posibles rocas reservorio, ya que se encuentran expuestas en una amplia porción de la subcuenca. Por su parte, en la subcuenca de San Jorge, las areniscas de la Formación Ciénaga de Oro se reconocen como rocas con buena capacidad de almacenamiento, evidenciada por porosidades que oscilan entre 12 % y 22 % registradas en el pozo Puerta Negra 1.³²³

La cuenca Sinú San Jacinto presenta unidades reservorios cuyos espesores varían entre el 24.1 - 67.1m, a continuación en la siguiente tabla (**Tabla 13**) se detallan los espesores de las siguientes unidades reportados por la ANH.³⁹

Formación	Espesor De La Formación (m)	Cantidad De Datos
Ciénaga de Oro	67.1	1
Porquero Inferior	24.1	1

Tabla 13. Espesores por formaciones. Realizado a partir de ANH. ³⁹

Los materiales finos de la Formación El Floral representan el principal sello vertical reconocido en la zona. Su presencia se limita a los sectores centrales o más profundos de ciertos sinclinales, especialmente en el área Centro-Norte del proyecto. En consecuencia, este elemento se convierte en un aspecto determinante dentro de la exploración de hidrocarburos. Sin embargo, la elevada densidad de fallas y la poca profundidad de los reservorios reducen la efectividad del sello lateral, lo que favorece la entrada de aguas meteóricas y, con ello, la biodegradación del crudo.³²⁴

En el Cinturón Plegado de San Jacinto, las trampas se relacionan principalmente con pliegues compresivos asociados al Sistema de Fallas de Romeral, además de truncamientos de reservorios por fallas y rellenos locales de canales, mientras que en el Cinturón Plegado del Sinú predominan pliegues vinculados a etapas tempranas de formación de diapiros de lodo, generando truncamientos de reservorios contra los diapiros y discordancias sindeposicionales asociadas a su ascenso.

4. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE LAS CUENCAS COLOMBIANAS

Durante los últimos diez años, la producción nacional de hidrocarburos ha disminuido de manera sostenida (**Figura 58**). El petróleo pasó de más de un millón de barriles diarios en 2015 a menos de 750 mil en 2025 (-26%), mientras que el gas registró una caída cercana al 47% en el mismo periodo ¹⁰. Este comportamiento coincide con la reducción progresiva del aporte de las cuencas que históricamente concentraron la mayor parte de los volúmenes producidos, en especial aquellas donde el desarrollo se ha apoyado durante más de una década en los intervalos principales de las

formaciones Carbonera, Mirador, San Fernando y Guadalupe¹². A medida que estos sistemas han incrementado su producción acumulada, el aporte promedio por pozo ha descendido, lo que se refleja de forma directa en la tendencia nacional observada en petróleo y gas.

La reducción en la producción de hidrocarburos de Colombia está controlada por el descenso en sus principales cuencas productoras (**Figura 59**). Las cuencas con mayor reducción en la producción de petróleo entre 2015 y 2025 fueron la Cordillera Oriental (-61 %), el Valle Superior del Magdalena (-57 %), Caguán–Putumayo (-44 %), el Valle Medio del Magdalena (-26 %), el Catatumbo (-24 %) y los Llanos Orientales (-17 %). En gas natural, la declinación se concentra en La Guajira offshore (-83 %), los Llanos Orientales (-79 %), Caguán–Putumayo (-64 %), el Valle Superior del Magdalena (-43 %) y el Valle Medio del Magdalena (-31 %) ¹⁰. Estas variaciones corresponden a cuencas en las que la producción reciente depende de intervalos con explotación continua y altos volúmenes acumulados drenados.

En la cuenca Cordillera Oriental, la reducción de petróleo está asociada a la Formación La Luna en lutitas y a los niveles de Monserrate en areniscas siliciclásticas mixtas. Estos intervalos han sostenido el suministro regional durante la última década y concentran gran parte del volumen producido ¹². La magnitud de la caída es consistente con áreas de drenaje amplias ³²⁴ y con una menor proporción de zonas efectivas no barridas dentro de las estructuras en producción.

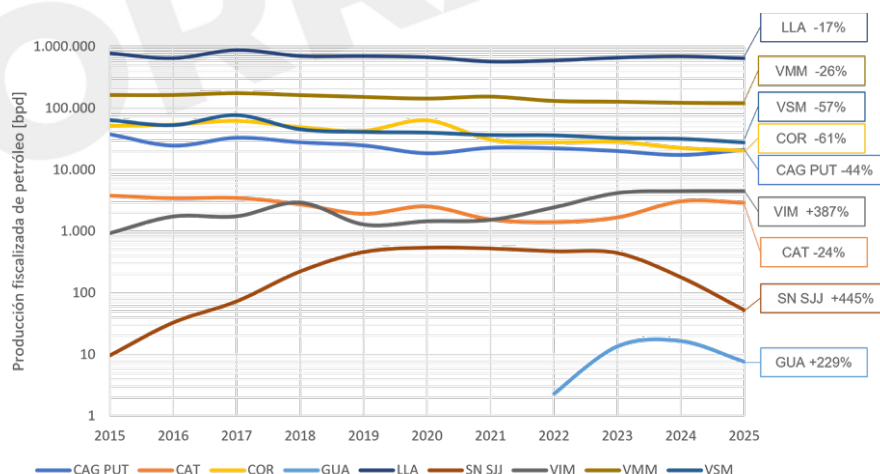


Figura 58. Producción de petróleo promedio entre 2015 y 2025 por cuencas. Realizado a partir de ANH. ^{10, 12}

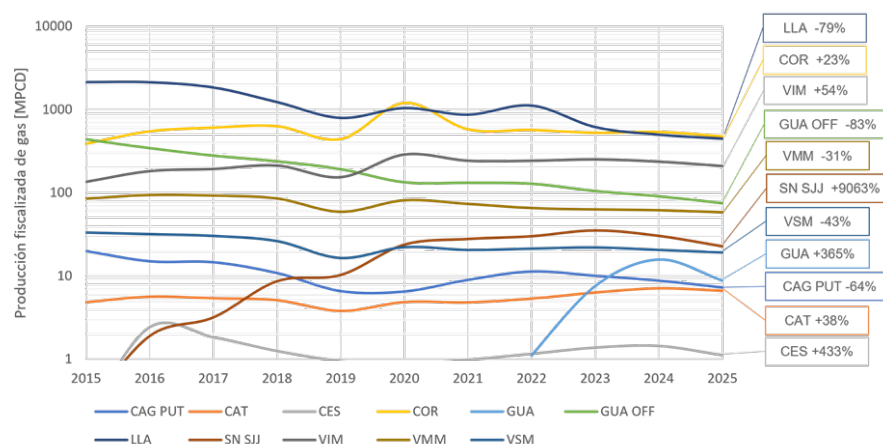


Figura 59. Producción de gas promedio entre 2015 y 2025 por cuencas. Realizado a partir de ANH. ^{10, 12}

En el Valle Superior del Magdalena, la disminución en petróleo y gas corresponde a los intervalos Caballos y Guadalupe en areniscas siliciclásticas limpias, con aportes de Monserrate y Doima en areniscas mixtas y de los clásticos continentales de la sucesión Honda–Doima–Chicoral ³²⁵. La producción acumulada en estas unidades define el comportamiento de la cuenca. La superposición progresiva de áreas de drenaje y la explotación prolongada de los mismos niveles explican la reducción registrada en el periodo analizado.

En Caguán–Putumayo, la caída en petróleo y gas está controlada por las formaciones Caballos y Villeta. Estas unidades constituyen los principales reservorios y concentran el desarrollo histórico de la cuenca ³²⁶. La ocupación de las ventanas estructurales con mejores condiciones de productividad reduce la disponibilidad de sectores con alto potencial de drenaje efectivo y limita la incorporación de nueva producción.

En el Valle Medio del Magdalena, la reducción se distribuye entre los niveles del Grupo Chuspas, Colorado y Real en areniscas siliciclásticas mixtas, Lisama y Mugrosa en areniscas limpias y Esmeraldas en areniscas carbonáticas ³²⁷. La producción se reparte en varios intervalos con heterogeneidad litológica y variaciones laterales en calidad de reservorio. El descenso corresponde a la disminución del aporte por pozo en áreas con alta densidad de perforación histórica y a la explotación continua de los sectores con mayor continuidad.

En la cuenca Catatumbo, la reducción en la producción de petróleo corresponde a los sistemas de Tibú, Aguardiente, Cogollo, Mercedes y Carbonera en combinaciones de areniscas siliciclásticas mixtas y carbonatos ³²⁸. La producción acumulada en estos niveles incrementa el volumen drenado y reduce la proporción de zonas con presión efectiva remanente dentro de las estructuras en explotación.¹²

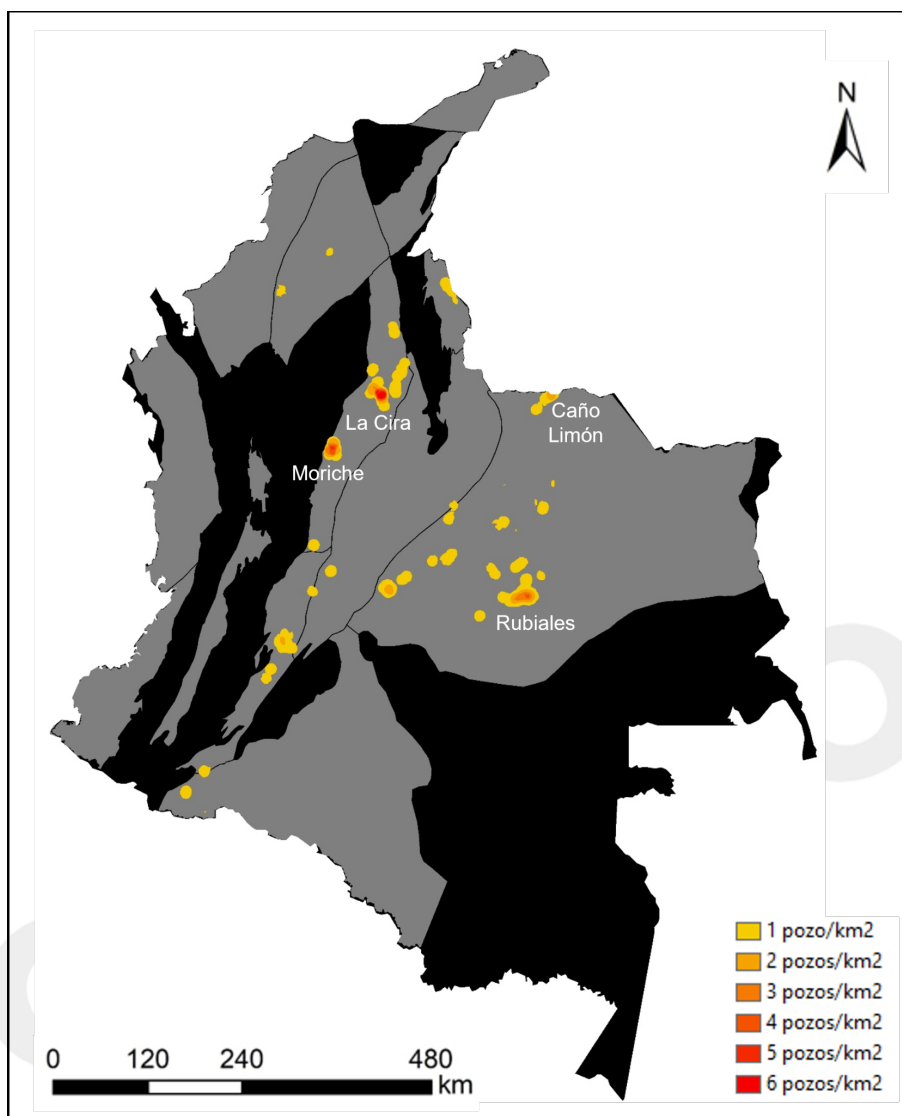


Figura 60. Mapa de densidad de pozos productores en Colombia Realizado a partir de SGC.³³¹

En los Llanos Orientales, la disminución de petróleo y gas está asociada a la producción de Carbonera en areniscas siliciclásticas mixtas y de los paquetes arenosos de Mirador, Guadalupe, Lower Sand y Arenas Basales, con aportes de Gachetá³²⁹. La menor reducción relativa en petróleo frente a otras cuencas indica la persistencia de sectores con continuidad lateral efectiva, mientras que la caída en gas corresponde a la explotación prolongada de los intervalos con mayor capacidad de entrega.

En La Guajira offshore, la declinación de gas corresponde a acumulaciones costa afuera en etapa avanzada de explotación, donde la producción se concentra en un número limitado de intervalos y el volumen acumulado extraído reduce la presión disponible para sostener las tasas históricas de la formación Jimol.³³⁰

Las magnitudes de reducción y la distribución por formaciones ubican a la Cordillera Oriental y al Valle Superior del Magdalena como las cuencas con mayor grado de madurez para la aplicación de recobro mejorado, debido a la alta producción acumulada en lutitas y en areniscas de buena calidad de reservorio y a la extensión efectiva de las áreas drenadas ¹². En Caguán–Putumayo, la explotación de Caballos y Villeta en condiciones de ocupación estructural avanzada favorece procesos orientados a movilizar crudo remanente en zonas parcialmente barridas. En el Valle Medio del Magdalena y en el Catatumbo, la heterogeneidad de los sistemas siliciclásticos mixtos y carbonáticos requiere tecnologías que incrementen la eficiencia de barrido y mejoren la distribución del fluido inyectado. En los Llanos Orientales, la continuidad de los paquetes arenosos y la menor reducción relativa en petróleo orientan las estrategias hacia la optimización de los patrones de inyección y la incorporación de sectores que aún no han sido drenados de manera efectiva (**Figura 60**).

Las cuencas con mayor declinación en la producción de hidrocarburos en Colombia son los Llanos Orientales, Caguán–Putumayo, Cordillera Oriental y el Valle Superior y Medio del Magdalena, como resultado de su prolongada historia de explotación ¹⁰. Estas cuencas presentan condiciones favorables para la implementación de proyectos de recobro mejorado, dado su comportamiento productivo y la presencia de campos con alta participación en la producción total de cada cuenca. En particular, estas cuencas han concentrado los mayores volúmenes de producción del país durante la última década y se describen a continuación.

4.1. Cuenca de los Llanos Orientales

En la cuenca de los Llanos Orientales la variación entre 2015 y 2025 corresponde a una reducción de 17 % en la producción de petróleo y de 79 % en gas (**Figura 61**). El volumen de crudo está concentrado en los desarrollos de Rubiales, Castilla, Castilla Norte, Chichimene, Quifa y Caño Limón, que en conjunto definen el comportamiento regional ^{10,12}. Rubiales mantiene el mayor aporte durante todo el periodo, con una disminución gradual desde los valores iniciales superiores a 160 kbpd hasta niveles cercanos a 94 kbpd en 2025. ¹⁰ Castilla y Castilla Norte presentan descensos moderados y sostenidos, conservando tasas superiores a 39 kbpd en los años recientes. ¹⁰ Quifa muestra una contracción marcada hasta 2021 y posteriormente un comportamiento estable alrededor de 25 kbpd. ¹⁰ Chichimene y su sector suroccidental registran picos de producción asociados a fases específicas de desarrollo, seguidos por reducciones que reflejan la incorporación progresiva de las áreas al drenaje. Caño Limón exhibe una tendencia decreciente de largo plazo, con valores finales cercanos a la mitad de los observados en 2015. ¹⁰ El conjunto corresponde a un sistema con alta producción acumulada en el que la mayor parte de los cuerpos arenosos de mayor continuidad ya han sido producidos.

La producción de gas se origina en los campos Cupiagua y Cusiana y en sus extensiones estructurales. Cupiagua concentra el mayor volumen de la serie y presenta una reducción sostenida desde 2015, con recuperaciones puntuales que no modifican la tendencia general. Cupiagua Liria y Cupiagua Sur aportan volúmenes adicionales dentro de un rango decreciente, mientras que Cusiana y Cusiana Norte muestran una disminución continua asociada a la explotación prolongada de los mismos intervalos. El balance corresponde a un sistema en el que la capacidad de entrega

se reduce con el tiempo como resultado del volumen acumulado producido y de la evolución de las condiciones de presión (**Figura 62**).

Es importante señalar que los fluidos del piedemonte llanero —particularmente en Cusiana, Cupiagua, Floreña y el complejo Pauto— corresponden a sistemas composicionales cercanos al punto crítico.³³⁹ En este tipo de yacimientos, pequeñas variaciones termodinámicas asociadas a cambios de presión y temperatura pueden generar modificaciones significativas en el equilibrio de fases, afectando la relación gas–aceite y, en consecuencia, el comportamiento productivo incluso a escala de pozo.

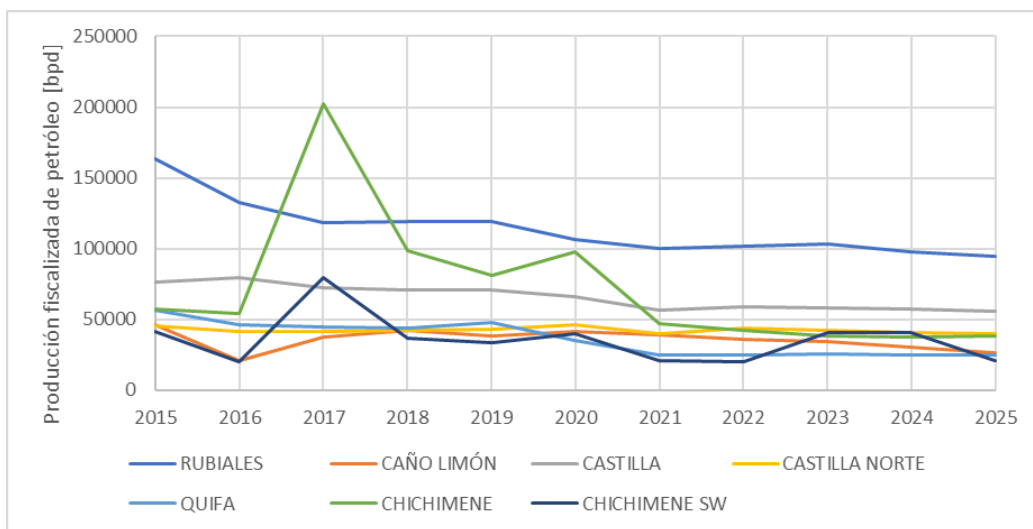


Figura 61. Producción de petróleo promedio entre 2015 y 2025 de los principales campos productores de la cuenca de los Llanos Orientales. Realizado a partir de ANH.^{10, 12}

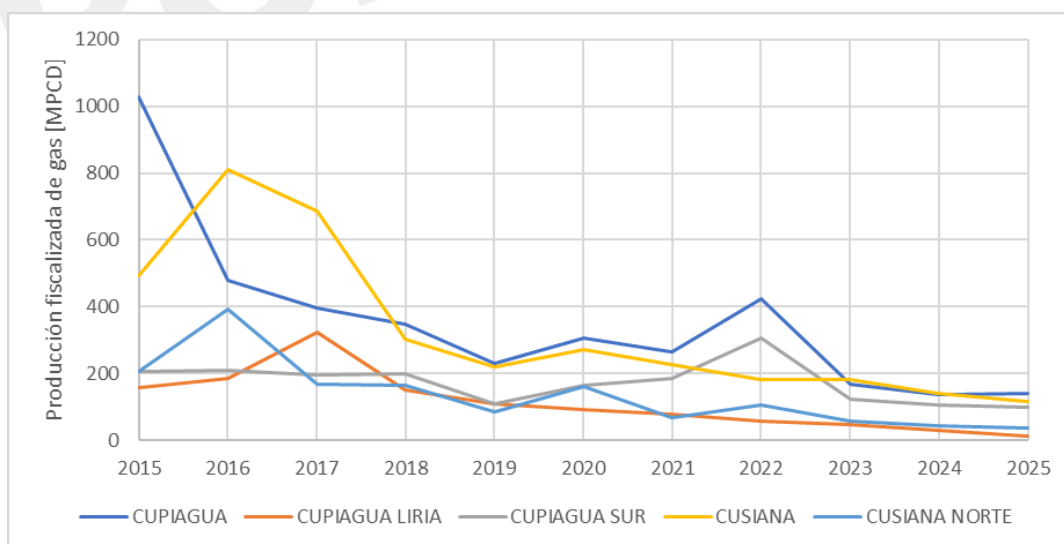


Figura 62. Producción de gas promedio entre 2015 y 2025 de los principales campos productores de la cuenca de los Llanos Orientales. Realizado a partir de ANH.^{10, 12}

Las unidades productoras están dominadas por las areniscas de las formaciones Mirador y Carbonera, acompañadas por los cuerpos arenosos de Barco, los niveles equivalentes a Guadalupe y los paquetes de Arenas Basales.¹² En conjunto corresponden a sucesiones clásticas depositadas en sistemas fluviales a deltaicos y en ambientes transicionales de alta energía, con predominio de arenas cuarzosas bien seleccionadas y con intercalaciones lutíticas subordinadas.³²⁴ La continuidad lateral de los cuerpos de Mirador y de los intervalos superiores de Carbonera controla la mayor parte de la capacidad de almacenamiento y flujo, mientras que las variaciones de facies y las intercalaciones arcillosas introducen compartimentación vertical y condicionan la conectividad entre niveles.

La reducción moderada del petróleo frente a la caída marcada del gas (**Figura 62**) indica que el volumen remanente de crudo se localiza en sectores con buena conectividad hidráulica dentro de los principales cuerpos arenosos, mientras que el gas refleja el agotamiento progresivo de los intervalos con mayor capacidad de entrega. En este contexto, el potencial incremental está asociado a la movilización de hidrocarburos en zonas parcialmente barridas y al establecimiento de contacto con arenas de menor continuidad lateral dentro de un sistema caracterizado por alta producción acumulada y por una arquitectura fluvio-deltaica compleja.

4.2. Cuenca del Valle Medio Magdalena

En el Valle Medio del Magdalena la variación entre 2015 y 2025 corresponde a una reducción de 26 % en petróleo y de 31 % en gas¹⁰ (**Figura 63**). El volumen de crudo está dominado por La Cira-Infantas y Yariguí-Cantagallo, que concentran la mayor producción acumulada de la cuenca y condicionan el balance regional durante todo el periodo. La Cira mantiene valores superiores a 19 kbpd en los años recientes después de un máximo cercano a 32 kbpd en 2018, mientras que Yariguí-Cantagallo alcanza su mayor aporte en 2020 con más de 37 kbpd y posteriormente entra en una fase de descenso gradual.¹⁰

Los demás campos muestran comportamientos diferenciados dentro de una tendencia general decreciente: Casabe y Moriche reducen su contribución de manera sostenida; Infantas desciende desde los valores iniciales hacia niveles cercanos a 6 kbpd.¹⁰ Acordionero presenta un pico excepcional en 2017 seguido por una contracción progresiva; Jazmín y Palagua se mantienen en rangos menores con oscilaciones asociadas a intervenciones puntuales.¹⁰ El conjunto refleja un sistema con alta producción acumulada y con la mayor parte de las áreas productivas incorporadas al drenaje.

El suministro de gas se distribuye principalmente entre Provincia, Payoa y Yariguí-Cantagallo, con aportes adicionales de La Cira y Acordionero. Provincia presenta los valores más altos al inicio de la serie y una disminución sostenida hacia 2025 (**Figura 64**). Payoa muestra una reducción gradual con estabilización en los últimos años. Yariguí-Cantagallo registra variaciones interanuales con tendencia decreciente de largo plazo.¹⁰ La Cira incorpora volúmenes a partir de 2016 y mantiene una participación relativamente constante, mientras que Acordionero aporta cantidades menores dentro de un rango estable.¹⁰ El resultado corresponde a una disminución moderada del gas en comparación con el petróleo, en un sistema donde la producción permanece asociada a los mismos intervalos reservorio.

Las unidades productoras corresponden a Lisama y Mugrosa como principales reservorios en areniscas siliciclásticas de buena calidad petrofísica, acompañadas por los niveles arenosos del Grupo Chuspas y por las areniscas calcáreas de Esmeraldas.¹² Estos cuerpos se organizan dentro de sucesiones fluviales a deltaicas con variaciones laterales de facies y geometrías lenticulares que controlan la conectividad hidráulica. La participación de niveles arcillosos equivalentes a La Paz introduce discontinuidades verticales que segmentan el flujo y condicionan la eficiencia de barrido.³²⁷ Los intervalos informalmente agrupados como Colorado corresponden a niveles arenosos continentales con continuidad limitada y comportamiento local dentro del sistema.

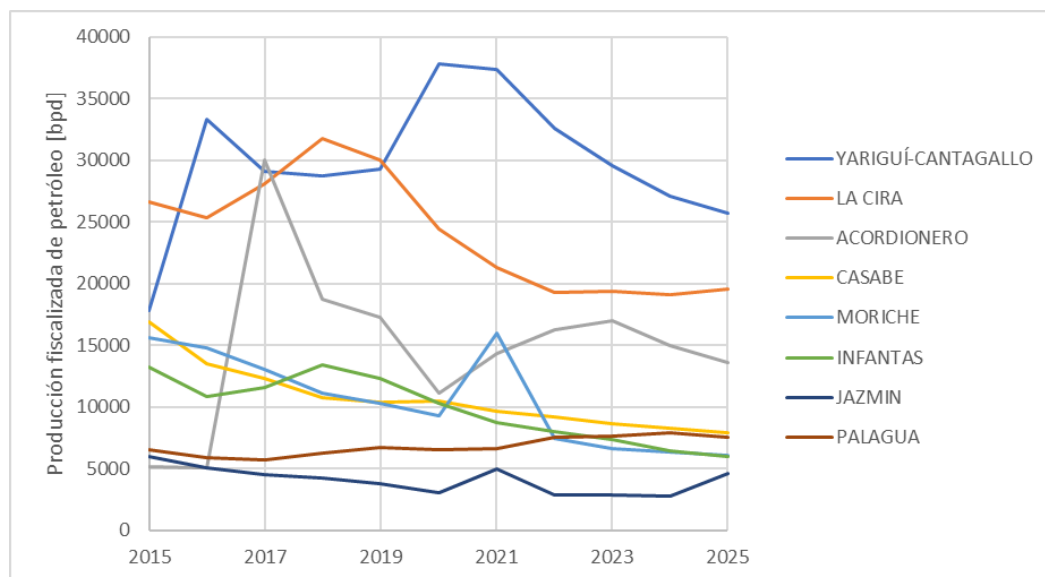


Figura 63. Producción de petróleo promedio entre 2015 y 2025 de los principales campos productores de la cuenca Valle Medio del Magdalena. Realizado a partir de ANH.^{10, 12}

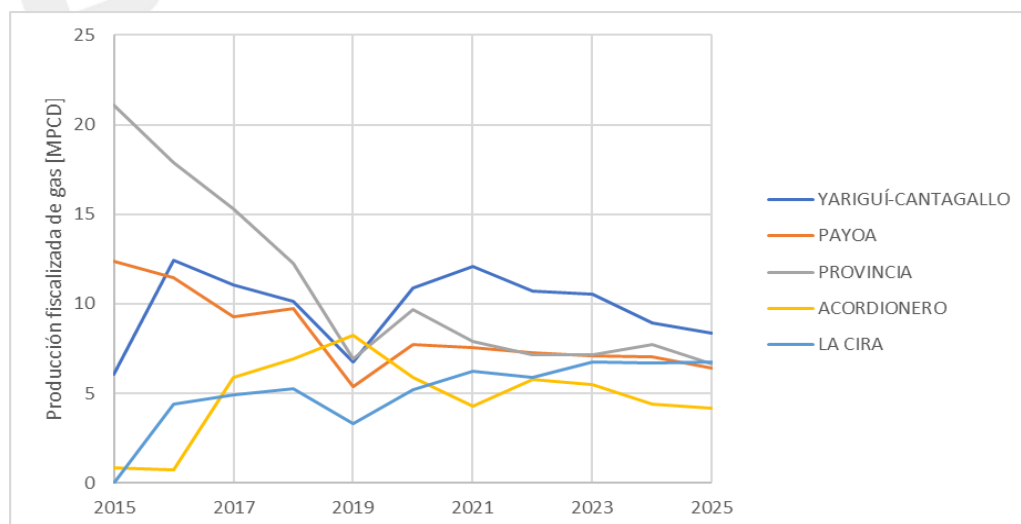


Figura 64. Producción de gas promedio entre 2015 y 2025 de los principales campos productores de la cuenca Valle Medio del Magdalena. Realizado a partir de ANH.^{10, 12}

4.3. Cuenca del Valle Superior del Magdalena

En la cuenca del Valle Superior del Magdalena la reducción de la producción entre 2015 y 2025 alcanza 57 % en petróleo (**Figura 65**) y 43 % en gas (**Figura 66**).¹⁰ La historia de producción de crudo está dominada por los campos San Francisco, Tello, Dina Terciarios y Moqueta, que concentran los mayores volúmenes acumulados y definen el comportamiento regional^{10,12}. San Francisco mantiene el principal aporte durante todo el periodo, con un máximo en 2017 y una disminución gradual hasta 2025. Tello y Dina Terciarios presentan un patrón equivalente, con tasas altas en los primeros años y un descenso sostenido posterior.¹⁰ Moqueta muestra una reducción continua a lo largo de la serie, mientras que Yaguará, Matachín Norte y La Cañada Norte aportan volúmenes menores y decrecientes.¹⁰ Este conjunto de campos corresponde a desarrollos con explotación prolongada y con áreas de drenaje ampliamente establecidas dentro de los cuerpos arenosos productores.

En gas, la producción se concentra en San Francisco y en menor proporción en La Cañada Norte, Río Ceibas, Matachín Norte, Dina Terciarios y Moqueta.¹⁰ San Francisco incrementa su aporte a partir de 2021 y alcanza los valores más altos de la serie en 2024–2025, lo que amortigua la caída regional.¹⁰ Los demás campos presentan volúmenes bajos y una reducción progresiva en el tiempo, con oscilaciones asociadas a intervenciones puntuales.¹⁰ El balance final corresponde a una disminución moderada respecto al petróleo, en un sistema donde la capacidad de entrega se mantiene en los niveles con mayor continuidad lateral.

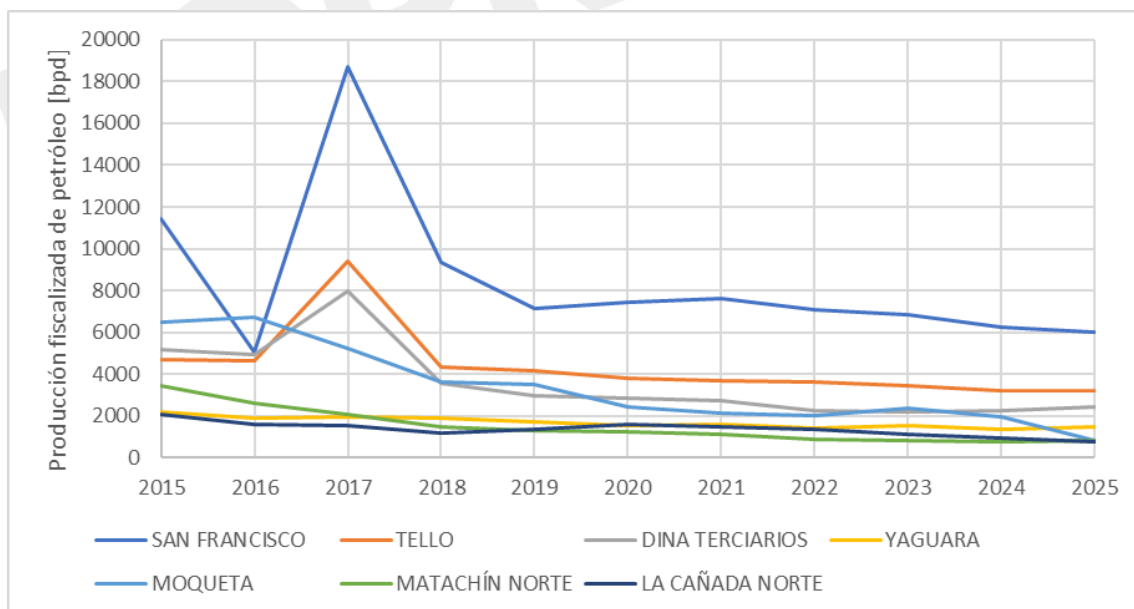


Figura 65. Producción de petróleo promedio entre 2015 y 2025 de los principales campos productores de la cuenca Valle Superior del Magdalena. Realizado a partir de ANH.^{10, 12}

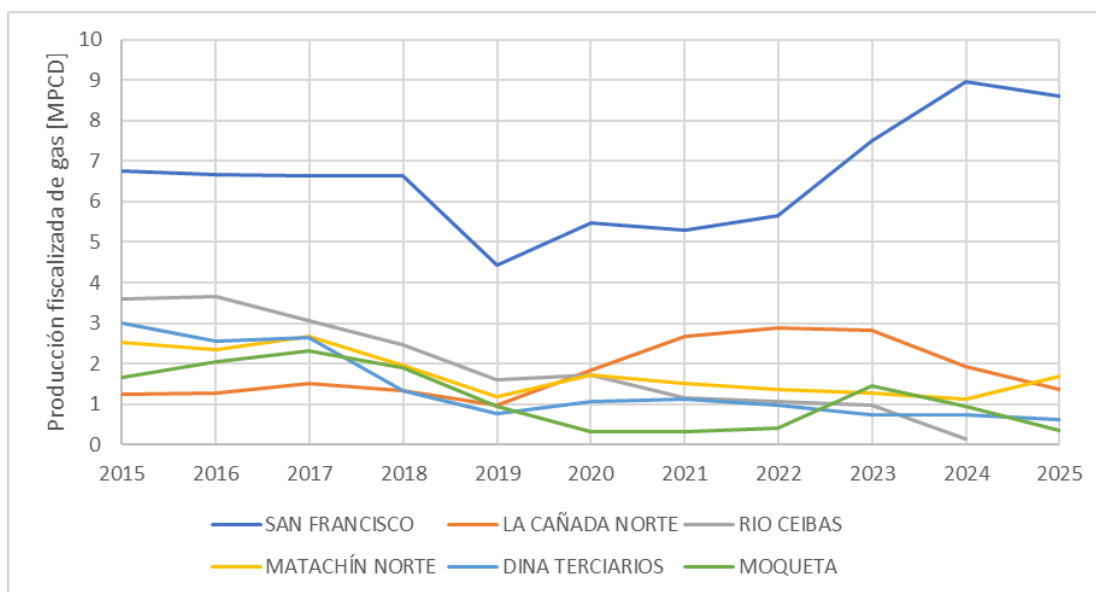


Figura 66. Producción de gas promedio entre 2015 y 2025 de los principales campos productores de la cuenca Valle Superior del Magdalena. Realizado a partir de ANH.^{10, 12}

Las formaciones productoras corresponden principalmente a Caballos y Guadalupe en areniscas siliciclásticas limpias, con aportes de Monserrate y Doima en areniscas siliciclásticas mixtas y de los clásticos continentales de la sucesión Honda–Doima–Chicoral,¹² además de niveles localmente asociados a Tetuán. En conjunto, estas unidades están dominadas por cuerpos arenosos depositados en ambientes fluviales, deltaicos y costeros a marinos someros, con intercalaciones lodosas y carbonáticas subordinadas.³²⁵

La magnitud de la reducción en petróleo es consistente con la explotación acumulada de estos cuerpos y con la superposición de las áreas de drenaje en los sectores con mayor desarrollo. El comportamiento del gas indica que el volumen remanente se localiza principalmente en intervalos ya producidos.^{10, 12, 325} En este contexto, el potencial incremental está asociado a la movilización de hidrocarburos en zonas parcialmente barridas dentro de areniscas de buena calidad de reservorio, donde la eficiencia de barrido y la distribución del fluido inyectado dependen de la arquitectura de los cuerpos y de la variabilidad lateral de facies.

4.4. Cuenca Caguán Putumayo

En la cuenca Caguán–Putumayo la reducción entre 2015 y 2025 corresponde a 44 % (**Figura 67**) en petróleo y 64 % en gas (**Figura 68**).¹⁰ La producción de crudo se concentra en los campos Costayaco y Cohembí, que aportan la mayor parte del volumen acumulado y determinan el comportamiento regional durante todo el periodo.¹⁰ Costayaco presenta un descenso progresivo desde los valores iniciales hasta 2021, seguido por una recuperación parcial en 2022–2024 y una nueva disminución en 2025. Cohembí muestra una caída marcada en 2016 y posteriormente una fase de estabilización con incrementos puntuales, hasta alcanzar en 2025 el valor más alto de la serie. Platanillo registra una reducción sostenida y alcanza volúmenes marginales al final del periodo. Orito mantiene una contribución relativamente estable con tendencia decreciente de largo plazo, mientras que Acaé–San Miguel presenta oscilaciones de menor magnitud dentro de un rango

reducido.¹⁰ Este conjunto de comportamientos corresponde a desarrollos en los que la mayor parte del volumen producido proviene de áreas ya incorporadas al drenaje.

En gas, la disminución regional está asociada a la reducción del aporte de los campos con mayor continuidad productiva. Orito concentra los volúmenes más altos de la serie y presenta una caída marcada entre 2015 y 2021, seguida por una recuperación parcial en los últimos años sin alcanzar los niveles iniciales.¹⁰ Sucumbíos muestra un incremento transitorio hacia 2022 y posteriormente una nueva disminución. Costayaco y Cohembí mantienen aportes bajos y relativamente estables, mientras que Quillacinga incorpora volúmenes adicionales en la parte final del periodo.¹⁰ El balance corresponde a un sistema con reducción sostenida del suministro de gas a partir de los intervalos que han operado de manera continua.

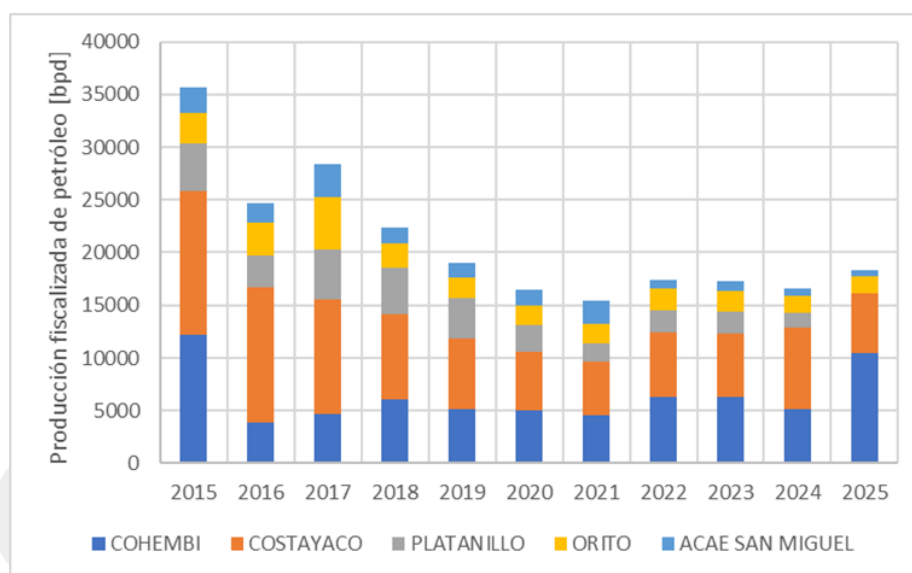


Figura 67. Producción de petróleo promedio entre 2015 y 2025 de los principales campos productores de la cuenca Caguán Putumayo. Realizado a partir de ANH.^{10, 12}

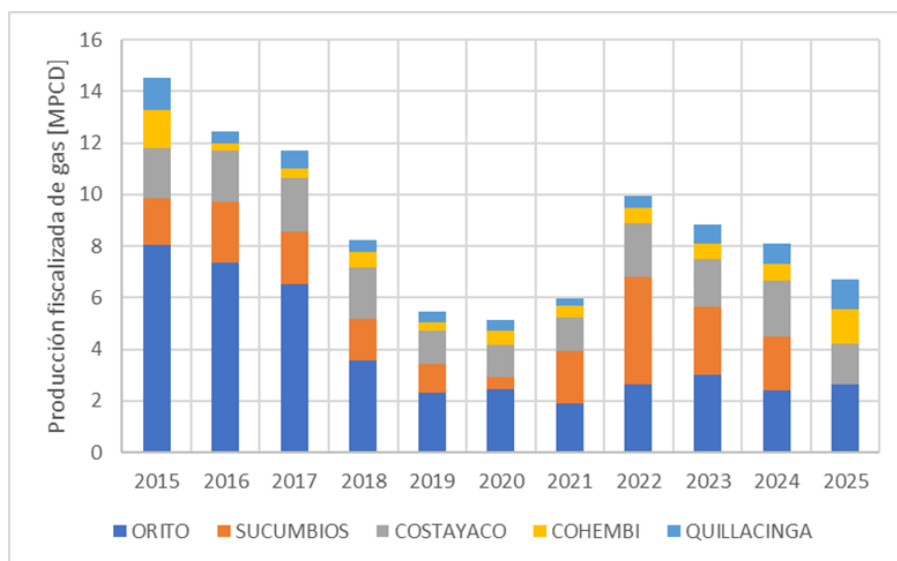


Figura 68. Producción de gas promedio entre 2015 y 2025 de los principales campos productores de la cuenca Caguán Putumayo. Realizado a partir de ANH.^{10, 12}

Las formaciones productoras corresponden a los intervalos arenosos del Grupo Villeta y a la Formación Caballos.¹² El Grupo Villeta está constituido por una sucesión dominada por lutitas y limolitas con intercalaciones de areniscas y niveles calcáreos, depositada en ambientes marinos de plataforma, donde los cuerpos arenosos controlan la capacidad de almacenamiento y flujo.³²⁶ La Formación Caballos está compuesta por areniscas cuarzosas de grano grueso a conglomerático con intercalaciones lodosas subordinadas, depositadas en sistemas fluviales a transicionales.³³⁶

4.5. Cuenca del Catatumbo

En la cuenca del Catatumbo la variación entre 2015 y 2025 corresponde a una reducción de 24 % en la producción de petróleo, mientras que el gas registra un incremento de 38 %.¹⁰ El volumen de crudo está concentrado en el campo Tibú, que domina el balance regional durante todo el periodo y define la tendencia general.¹⁰ Después de valores cercanos a 3 kbpd en 2015, la producción desciende de manera progresiva hasta 2019, presenta una recuperación transitoria en 2020 y alcanza su nivel más bajo en 2022;¹⁰ en los últimos años se observa un repunte que no compensa el descenso acumulado. Río Zulia mantiene aportes del orden de cientos de barriles por día con oscilaciones de baja amplitud y una tendencia de largo plazo ligeramente decreciente.¹⁰ Sardinata contribuye con volúmenes menores y un comportamiento estable dentro de un rango reducido.¹⁰ El conjunto corresponde a desarrollos maduros, con alta producción acumulada y con la mayor parte de las áreas productivas incorporadas al drenaje (**Figura 69**).

Las unidades productoras comprenden las areniscas de la Formación Aguardiente, los niveles carbonáticos y clásticos de la Formación Tibú y los cuerpos arenosos de la Formación Barco, con participaciones locales de intervalos de afinidad litológica tipo Mirador.¹² En conjunto corresponden a depósitos marinos someros a transicionales con predominio de cuerpos arenosos bien seleccionados y niveles calcáreos interestratificados. La continuidad de las arenas de Aguardiente controla la mayor parte de la capacidad de almacenamiento y flujo, mientras que las intercalaciones carbonáticas de Tibú introducen compartimentación vertical y condicionan la

conectividad entre los diferentes niveles productores.³²⁸ Los paquetes arenosos de Barco aportan reservorios adicionales con buena calidad petrofísica y geometrías laterales variables.

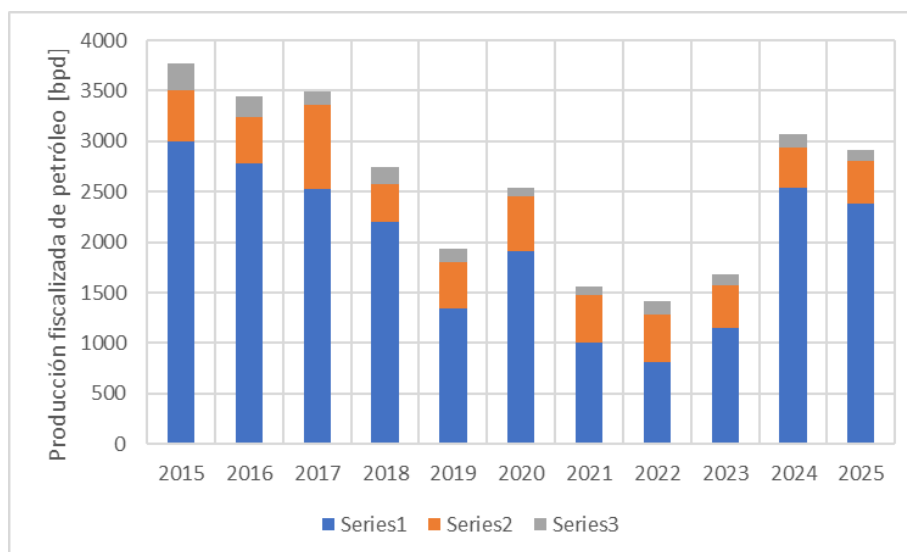


Figura 69. Producción de petróleo promedio entre 2015 y 2025 de los principales campos productores de la cuenca del Catatumbo. Realizado a partir de ANH.^{10, 12}

4.6. Cuenca del Valle Inferior del Magdalena

En el Valle Inferior del Magdalena la producción registra un incremento de 387 % en petróleo (**Figura 70**) y de 54 % en gas (**Figura 71**) entre 2015 y 2025,¹⁰ asociado a la incorporación de nuevos desarrollos dentro de un sistema con baja producción inicial. El crecimiento del crudo está controlado por la entrada de La Belleza a partir de 2020, que pasa a constituir el principal aporte de la cuenca y alcanza valores superiores a 3.6 kbpd en 2025.¹⁰ Cicuco mantiene una participación sostenida con oscilaciones interanuales y una tendencia general estable en la segunda mitad de la serie. Los demás campos corresponden a volúmenes menores y decrecientes, como El Difícil y Boquete, o a aportes marginales como Mamey.¹⁰ El incremento acumulado responde a la incorporación de áreas al drenaje efectivo más que a aumentos en la capacidad de entrega de los campos históricos.

La producción de gas presenta un comportamiento similar, con un crecimiento sostenido desde valores bajos y con la mayor contribución en los años recientes. Clarinete y Nelson muestran incrementos significativos entre 2016 y 2020, seguidos por una reducción gradual que no modifica la tendencia de largo plazo. Mamey aporta volúmenes estables desde 2017 y alcanza sus máximos en el periodo 2022–2024.¹⁰ El Difícil registra una disminución progresiva desde los valores iniciales.¹⁰ El balance corresponde a un sistema en expansión, en el que nuevos pozos incorporan intervalos previamente no drenados y sostienen el aumento regional.

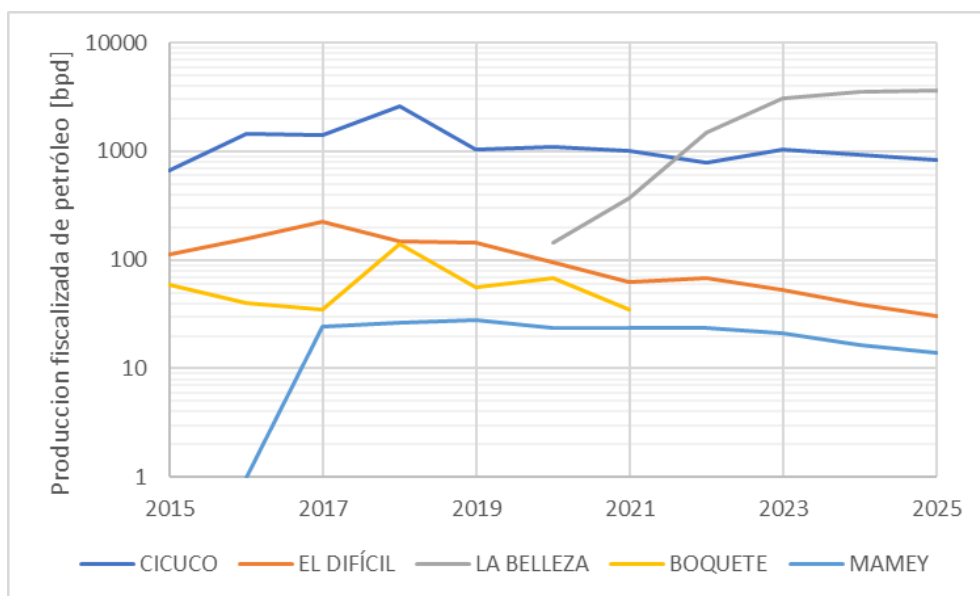


Figura 70. Producción de petróleo en los principales campos del Valle Inferior del Magdalena (2015 – 2025). Realizado a partir de ANH.^{10, 12}

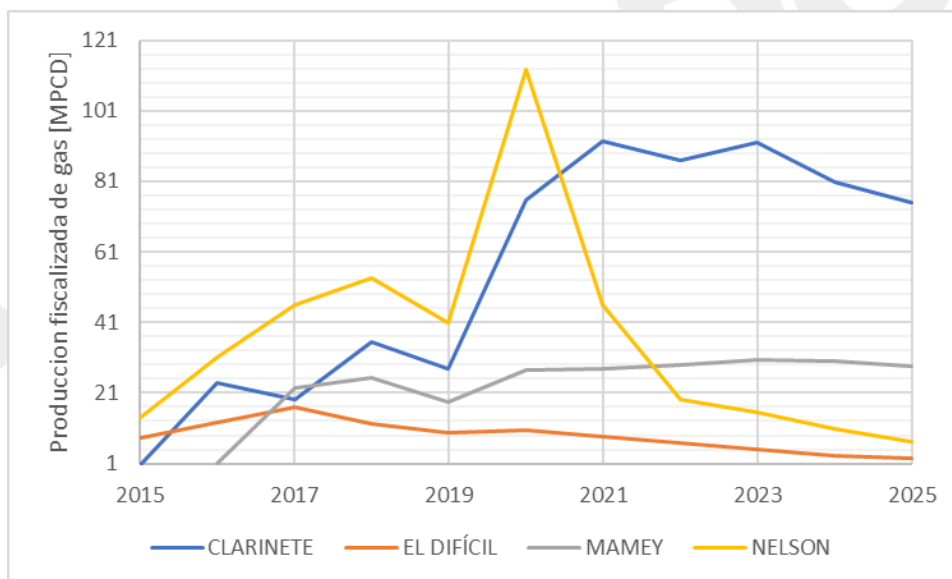


Figura 71. Producción de gas en los principales campos del Valle Inferior del Magdalena (2015 – 2025). Realizado a partir de ANH.^{10, 12}

La producción está asociada a los cuerpos arenosos de la Formación Ciénaga de Oro, compuesta por una sucesión heterogénea de areniscas, conglomerados y lutitas con niveles carbonosos, depositada en ambientes deltaicos a marinos someros.¹² Las areniscas dominantes presentan interestratificaciones arcillosas que introducen compartimentación vertical y controlan la conectividad hidráulica, mientras que los niveles conglomeráticos locales aportan intervalos de alta capacidad de flujo. La geometría de los cuerpos y su continuidad lateral condicionan la distribución de las áreas drenadas y la respuesta productiva de los campos.

4.7. Cuenca La Guajira offshore

La Guajira offshore ha experimentado una declinación sostenida en la producción de gas natural durante el periodo 2015–2025, con una reducción acumulada cercana al 42% (**Figura 72**).¹⁰ La producción de esta provincia gasífera marina se concentra exclusivamente en los campos Ballenas y Chuchupa, los cuales han sido históricamente la base del suministro de gas del Caribe colombiano.¹⁰ A lo largo de la última década, ambos campos muestran una tendencia descendente marcada, asociada principalmente a la madurez de los yacimientos y al agotamiento progresivo de las reservas originalmente desarrolladas.

El campo Chuchupa es el principal productor de gas de la Guajira offshore, aportando de manera consistente más del 80% de la producción total del área, aunque presenta una caída significativa desde 2015, cuando registraba producciones superiores a 380 mpcd, hasta valores cercanos a 61 mpcd en 2025.¹⁰ Por su parte, Ballenas exhibe una producción considerablemente menor y una declinación más gradual, pasando de 53,4 en 2015 a cerca de 12,8 mpcd en 2025.¹⁰ En conjunto, el comportamiento de ambos campos refleja una fase avanzada de madurez productiva, con descensos continuos que resaltan la necesidad de nuevas estrategias de desarrollo, optimización o incorporación de recursos adicionales para sostener la oferta de gas en el largo plazo.

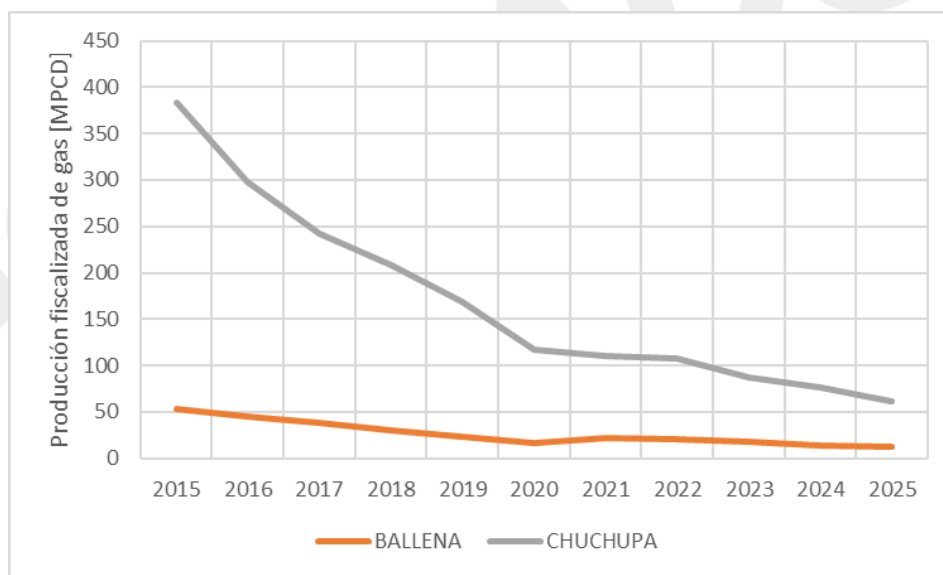


Figura 72. Producción de gas en los principales campos Guajira Offshore (2015 – 2025). Realizado a partir de ANH.^{10, 12}

4.8. Cuenca Cesar Ranchería

En la cuenca Cesar–Ranchería la producción de gas muestra un crecimiento acumulado de 433 %¹⁰ durante la última década, asociado a la incorporación progresiva de volúmenes en un sistema cuya explotación es reciente en comparación con las cuencas tradicionales (**Figura 73**). La serie está controlada inicialmente por los campos Caporo y Compae,¹⁰ con tasas bajas y variaciones interanuales, y posteriormente por la entrada de La Loma a partir de 2021, que aporta la mayor

parte del incremento regional y permite sostener los niveles de producción hasta 2025. ¹⁰ El comportamiento corresponde a un escenario en el que nuevos intervalos entran en operación y amplían el volumen drenado dentro de estructuras previamente no desarrolladas.

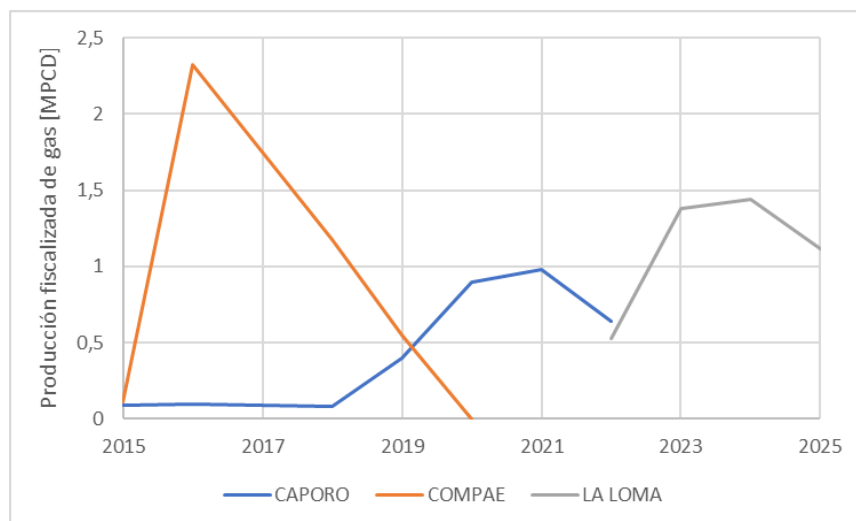


Figura 73. Producción de gas en los principales campos de Cesar Ranchería (2015 – 2025). Realizado a partir de ANH.^{10,12}

Las unidades productoras corresponden a las formaciones La Luna y Los Cuervos, ambas dominadas por litologías finas de carácter lutítico con intercalaciones calcáreas y arenosas subordinadas. ¹² La Luna está constituida por lutitas ricas en materia orgánica con niveles carbonáticos y silíceos, depositadas en ambientes marinos anóxicos de plataforma externa a cuenca restringida, lo que le confiere un papel simultáneo como roca generadora y como reservorio posiblemente asociado a sectores fracturados. Los Cuervos corresponde a una sucesión predominantemente arcillosa depositada en ambientes marinos distales, ¹² que actúa regionalmente como unidad sello y localmente aporta intervalos delgados con capacidad de almacenamiento.

4.9. Cuenca Cordillera Oriental

En la cuenca Cordillera Oriental, la reducción de 61 % en la producción de petróleo entre 2015 y 2025 está definida por el comportamiento de los campos con mayor volumen acumulado y por su relación con los intervalos productores de la Formación Monserrate ^{10,12}. La historia de producción muestra que Pauto Sur concentra el mayor aporte durante todo el periodo, con un máximo en 2020 y una disminución progresiva hasta 2025 (**Figura 74**). Guando y Guando SW presentan un patrón equivalente, con tasas iniciales altas y una reducción sostenida hacia el final de la serie. Floreña y Floreña Mirador mantienen contribuciones relevantes hasta 2019–2020 y posteriormente registran un descenso continuo. ¹⁰ Los sectores asociados al bloque Recetor corresponden a aportes menores dentro del balance de petróleo. Este comportamiento es consistente con un sistema en el que los principales cuerpos arenosos han sido sometidos a explotación prolongada y en el que el incremento del volumen drenado reduce el aporte incremental por pozo.

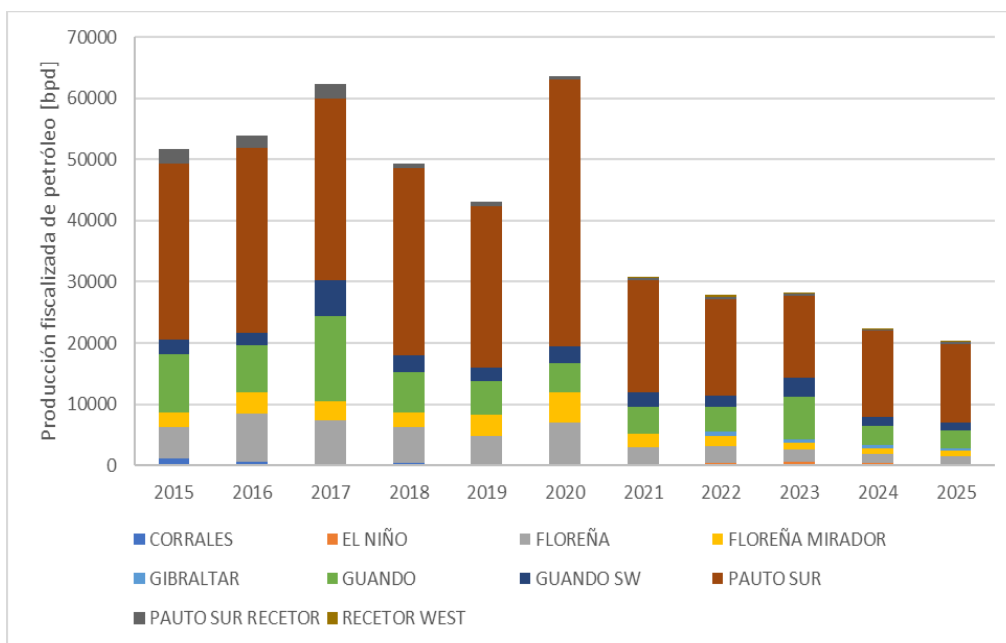


Figura 74. Producción de petróleo promedio entre 2015 y 2025 de los campos productores de la cuenca Cordillera Oriental. Realizado a partir de ANH.^{10, 12}

En producción de gas no se registra declinación en el mismo intervalo. La historia de producción está controlada por el incremento del aporte de Pauto Sur, que alcanza su máximo en 2020 y mantiene posteriormente tasas superiores a las observadas al inicio de la serie. Floreña y Floreña Mirador constituyen la segunda fuente de suministro, con un aumento significativo hasta 2020 y una reducción gradual en los años siguientes, sin afectar el balance total de la cuenca. La incorporación de volúmenes en el bloque Recetor a partir de 2020 genera un crecimiento acumulado cercano a 23 %, que compensa la disminución de los campos de menor escala. El resultado es un sistema con producción de gas sostenida en el tiempo a partir de la misma unidad productora (Figura 75).

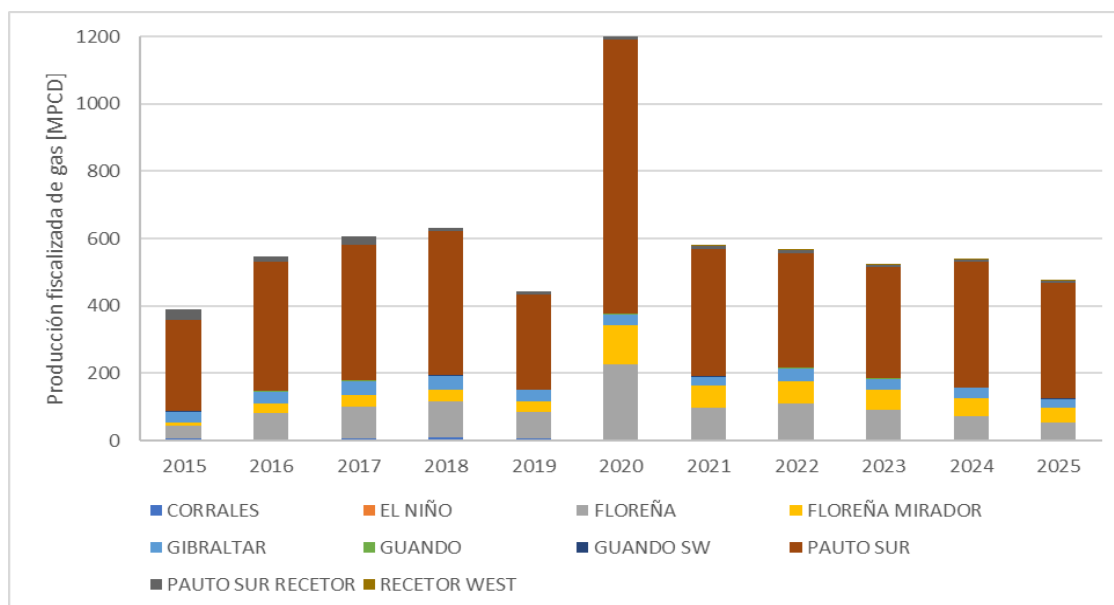


Figura 75. Producción de gas promedio entre 2015 y 2025 de los campos productores de la cuenca Cordillera Oriental. Realizado a partir de ANH.^{10, 12}

Las formaciones productoras de hidrocarburos de la cuenca corresponden a Monserrate, Barco y Guadalupe, con aportes subordinados de intervalos de afinidad litológica tipo Mirador en sectores específicos. La Formación Monserrate está constituida por areniscas cuarzosas y arenitas líticas de grano fino a medio, con intercalaciones carbonáticas locales y variaciones laterales de facies, depositadas en ambientes costeros a marinos someros de alta energía durante el Campaniano–Maastrichtiano⁴. La Formación Barco corresponde a una sucesión de areniscas, lutitas y arcilitas interestratificadas, donde los cuerpos arenosos —de grano muy fino a medio, bien seleccionados y organizados en capas gruesas con laminación y estratificación cruzada— controlan la capacidad de almacenamiento y flujo.⁴

La Formación Guadalupe está compuesta por areniscas cuarzosas duras de grano fino a medio, localmente conglomeráticas, con estratificación cruzada, laminación paralela e intercalaciones subordinadas de lutitas grises, depositadas en sistemas marinos someros a litorales de alta energía, lo que favorece su continuidad lateral y su comportamiento como unidad de buena calidad petrofísica³²⁴. En conjunto, estas unidades configuran un sistema reservorio dominado por areniscas de alta energía con heterogeneidad lateral de facies que controla la conectividad hidráulica y la eficiencia de drenaje a escala de campo.

La distribución temporal de la producción indica que una fracción significativa del volumen remanente se localiza en sectores previamente conectados por los sistemas de producción. En este contexto, el potencial incremental está asociado a la movilización de crudo en zonas parcialmente barridas dentro de cuerpos arenosos de alta calidad petrofísica. Las características de Monserrate, Mirador, Barco y Guadalupe favorecen procesos de recobro orientados al mantenimiento de presión y al incremento de la eficiencia de barrido, con esquemas de inyección ajustados a las variaciones laterales de facies y a la conectividad entre los paquetes arenosos. Este marco sitúa a la cuenca en una etapa de madurez en petróleo, con producción de gas aún sostenida por la capacidad de entrega de los intervalos productores.

4.10. Cuenca Sinú-San Jacinto

En la cuenca Sinú–San Jacinto los incrementos acumulados entre 2015 y 2025 alcanzan 445 % en petróleo y 9063 % en gas,¹⁰ valores que parten de una base productiva baja y que están ligados a la incorporación progresiva de nuevos desarrollos. La producción de crudo está concentrada en el campo Bullerengue, cuya serie muestra un crecimiento continuo desde valores inferiores a 10 bpd en 2015 hasta un máximo cercano a 540 bpd en 2020 (**Figura 76**).¹⁰ A partir de ese punto se registra una estabilización con descenso gradual hacia 2025, manteniendo niveles superiores a los del inicio del periodo. El comportamiento corresponde a la entrada en operación de nuevos pozos dentro de un mismo intervalo productivo y a la expansión del drenaje en un sistema que previamente no había sido desarrollado.

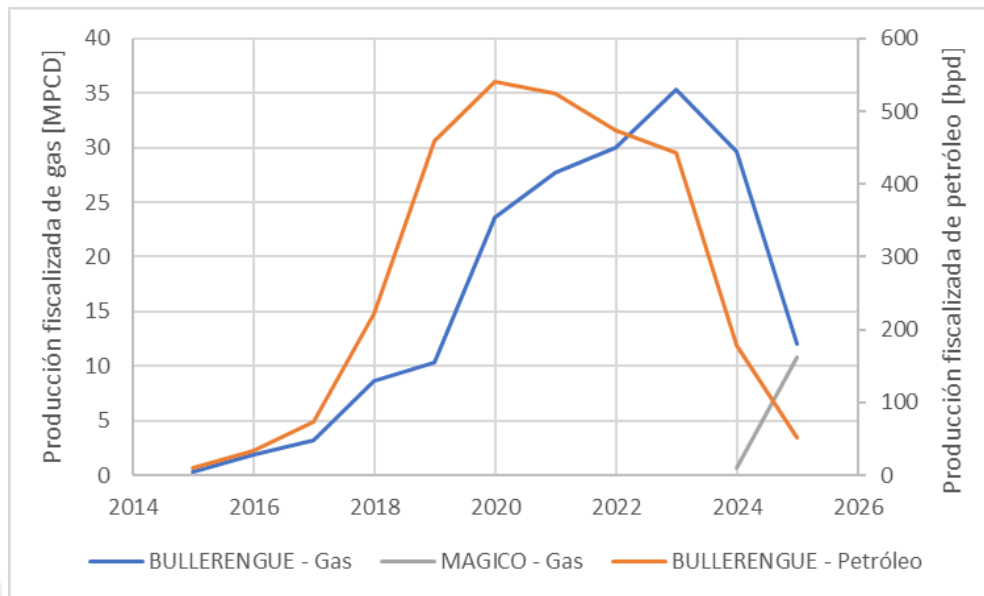


Figura 76. Producción de petróleo y gas en los principales campos de la cuenca Sinú San Jacinto (2015 – 2025). Realizado a partir de ANH.^{10, 12}

El gas presenta una dinámica más marcada, con aumentos sostenidos en Bullerengue hasta 2023, año en el que se alcanza el mayor volumen de la serie. La producción adicional asociada al prospecto Mágico Exploratorio en los últimos años introduce un nuevo aporte al balance regional y explica la magnitud del crecimiento acumulado.¹⁰ La evolución temporal muestra una fase inicial de incorporación de reservas seguida por un periodo de máxima capacidad de entrega y una reducción posterior que no altera la tendencia de largo plazo.

Las unidades productoras corresponden a los cuerpos arenosos de las formaciones Chengue y Ciénaga de Oro, integrados dentro de sistemas de sedimentación marino–continentales.¹² Chengue está constituida por sucesiones litorales clásticas con alternancia de areniscas y pelitas, mientras que Ciénaga de Oro corresponde a una secuencia heterogénea de areniscas, conglomerados y lutitas con niveles carbonosos depositada en ambientes deltaicos a marinos someros.³²¹ La producción se localiza en los intervalos arenosos de mayor continuidad, donde la calidad petrofísica y la geometría de los cuerpos controlan la capacidad de almacenamiento y flujo.

5. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO CON BASE EN LA GEOLOGÍA

La identificación de oportunidades para recobro mejorado (EOR) en los campos de hidrocarburos colombianos se desarrolló mediante un proceso de cribado técnico-geológico, integrando información espacial y atributos de yacimientos a escala de cuenca, campo y formación. El objetivo del cribado fue reducir el universo de campos petroleros a un conjunto de candidatos con condiciones favorables para métodos de recobro mejorado y establecer una priorización preliminar para orientar análisis posteriores de factibilidad como la incorporación de modelamiento de cuenca que constituye un complemento estratégico al proceso de cribado técnico-geológico, al permitir integrar la arquitectura estructural derivada de sísmica 2D/3D con la evolución térmica, la historia de enterramiento y la cinética de generación de hidrocarburos de las rocas generadoras.

El modelamiento numérico de cuencas, cuando se integra con datos geológicos, geofísicos y geoquímicos, permite reconstruir la historia de generación, expulsión y migración de hidrocarburos, reduciendo la incertidumbre en la evaluación de sistemas petroleros.^{336, 337} Asimismo, la integración de información PVT y simulación de fases con modelos de cuenca posibilita analizar la evolución composicional de los fluidos y su comportamiento termodinámico a lo largo del tiempo, fortaleciendo la predicción del desempeño de yacimientos maduros y la selección de estrategias de recobro mejorado.³³⁸ En este sentido, el modelamiento de cuenca no solo contribuye a comprender la madurez productiva observada, sino que también vincula el estado actual del reservorio con su contexto regional dentro del sistema petrolero.

El análisis fue soportado con base en cuatro fuentes de información: inventario de yacimientos y su asignación por cuenca y contrato (área, profundidad, tipo de hidrocarburo, formación), métricas de declinación de producción a escala contractual como proxy de madurez productiva, serie histórica de producción unificada de petróleo y gas para caracterizar la etapa del ciclo de vida y la tendencia productiva, y base de datos de pozos para estimar densidad de desarrollo y variables operacionales básicas. La selección de métodos EOR fue planteada como una preselección basada en variables disponibles, priorizando interpretación geológica (formación/profundidad/tipo de fluido) y señales de madurez (declinación y comportamiento histórico de producción).

Bajo este enfoque, el análisis integrado de la declinación de la producción y la escala espacial de los yacimientos permitió reconocer patrones consistentes de madurez productiva en las principales cuencas sedimentarias del país. Se evidencia que yacimientos de muy diversa extensión presentan niveles elevados de declinación, lo que indica que el agotamiento productivo no está controlado únicamente por el tamaño del sistema, sino por la arquitectura interna del reservorio, su grado de compartimentalización y la eficiencia histórica de los mecanismos de drenaje. En cuencas dominadas por sistemas fluviales y fluvio-deltaicos, como los Llanos Orientales y las cuencas del Valle del Magdalena, la distribución espacial de la declinación refleja diferencias en la continuidad de los cuerpos arenosos. En los Llanos Orientales, donde los sistemas fluviales tienden a generar cuerpos arenosos más continuos y lateralmente extensos, se observa la coexistencia de campos pequeños altamente declinantes con yacimientos de mayor área,^{10, 12} lo que sugiere un control estratigráfico asociado a la conectividad entre canales y barras arenosas.

En contraste, en cuencas como el Valle Medio y el Valle Superior del Magdalena, aunque también predominan sistemas fluviales, los reservorios suelen presentar una mayor segmentación y geometrías más limitadas de los cuerpos arenosos, lo que favorece un drenaje más localizado y se refleja en declinaciones significativas incluso en campos de menor extensión.^{10, 12} En conjunto, estos comportamientos definen un universo de campos en etapa avanzada del ciclo de vida productivo, dentro del cual los yacimientos de mayor extensión representan oportunidades de alto impacto volumétrico para recobro mejorado, mientras que los campos pequeños y altamente declinantes constituyen escenarios favorables para la aplicación de procesos EOR orientados a mejorar la eficiencia de desplazamiento. **(Figura 77).**

En cuanto a campos gasíferos, el análisis de la relación entre la declinación de la producción de gas y la escala espacial de los yacimientos muestra comportamientos contrastantes entre las cuencas sedimentarias del país, aunque con una señal común de madurez en un número significativo de campos.^{10, 12} Para efectos de este análisis, se consideran yacimientos de pequeña extensión aquellos con áreas inferiores a aproximadamente 10 km², mientras que los sistemas de mayor escala corresponden a campos que superan varias decenas de kilómetros cuadrados y reflejan un control regional del sistema petrolero. De manera complementaria, yacimientos de gran área, como los localizados en la cuenca Guajira offshore y algunos campos extensos de los Llanos, también exhiben declinaciones significativas,¹⁰ indicando un agotamiento avanzado a escala regional **(Figura 78)**.¹⁰

En conjunto, estos comportamientos permiten identificar un conjunto amplio de campos gasíferos en etapas avanzadas del ciclo productivo, donde estrategias de recobro mejorado o manejo avanzado del yacimiento podrían contribuir a prolongar la vida productiva y optimizar el aprovechamiento del gas remanente.

Para efectos de la interpretación espacial utilizada en este análisis, la escala de los yacimientos se clasificó mediante rangos aproximados de área que permiten diferenciar la geometría y extensión de los yacimientos. Se consideran yacimientos pequeños aquellos con áreas entre 0,1 y 1 km², asociados a abanicos proximales, y entre 1 y 10 km², correspondientes a sistemas fluviales distributivos de pequeña escala. Los yacimientos medianos comprenden áreas entre 10 y 100 km², asociados a sistemas fluviales distributivos regionales. Finalmente, los yacimientos grandes corresponden a áreas mayores a 100 km², relacionados con canales principales o sistemas deltaicos.

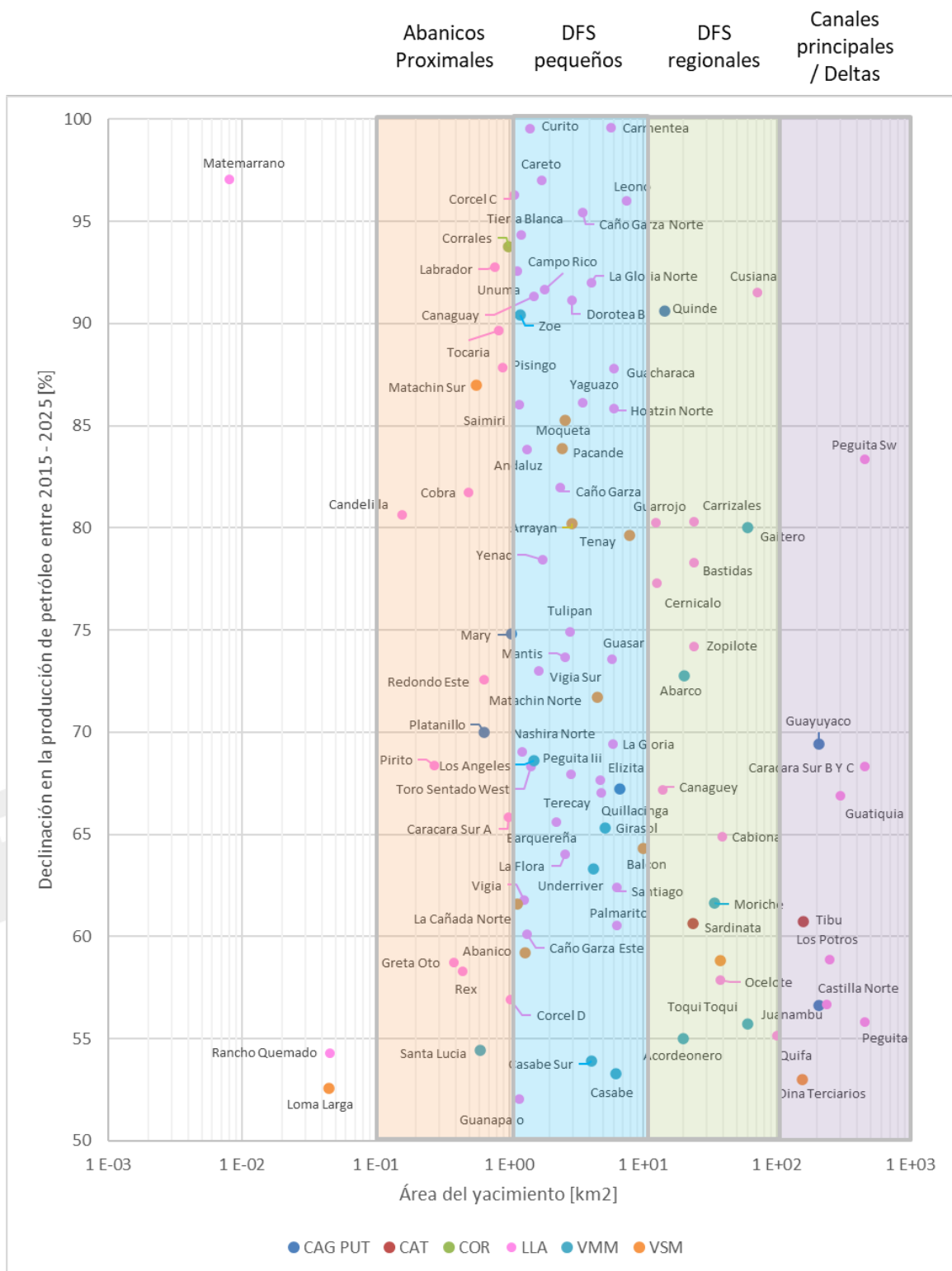


Figura 77. Relación entre la declinación de producción de petróleo y el área del yacimiento para campos de petróleo de Colombia, agrupados por cuenca sedimentaria. Realizado a partir de ANH. ^{10, 12}. DFS: Sistemas Fluviales Distributivos.



Figura 78. Relación entre la declinación de producción de gas y el área del yacimiento para campos de gas de Colombia, agrupados por cuenca sedimentaria. Realizado a partir de ANH.^{10, 12}. DFS: Sistemas Fluviales Distributivos.

6. SELECCIÓN DE CANDIDATOS PARA RECOBRO MEJORADO

La selección de candidatos para la aplicación de técnicas de recobro mejorado se desarrolló mediante un proceso de cribado técnico–geológico y productivo, orientado a identificar conjuntos de campos con afinidad preliminar para diferentes familias de EOR, a partir de la información disponible a escala de campo y formación. El análisis fue planteado como una preselección por técnicas, basada en variables proxy robustas que capturan la madurez del yacimiento, su nivel de desarrollo y su contexto geológico. En este sentido, el cribado se estructuró en cuatro grupos tecnológicos principales: métodos químicos, métodos térmicos, procesos con gas y tecnologías avanzadas, cada uno evaluado mediante combinaciones específicas de indicadores. Para los métodos químicos se priorizó la densidad de pozos, la declinación de la producción, el nivel de producción de petróleo en 2025 y la litología, como proxies de eficiencia de barrido y madurez operativa; para los métodos térmicos se emplearon la declinación de la producción de petróleo, la profundidad del intervalo productor, como indicadores de agotamiento y condiciones favorables para procesos asistidos por calor y la litología; y para los procesos con gas miscible se analizaron la relación gas–petróleo estimada y la declinación de la producción, como señales de gasificación y etapa avanzada del ciclo productivo y la litología. Este enfoque permitió clasificar los campos en conjuntos candidatos por técnica, estableciendo una base objetiva para análisis posteriores de factibilidad técnica y económica.

Químico CEOR

La selección de campos candidatos para la aplicación de métodos de recobro mejorado químico (cEOR) se abordó mediante un ejercicio de cribado técnico en dos niveles de análisis. En una primera etapa se utilizaron variables productivas y de desarrollo disponibles a escala de campo, con el objetivo de identificar yacimientos maduros en los cuales la producción de petróleo presenta una declinación sostenida y, simultáneamente, se mantiene un nivel de producción que evidencia la presencia de petróleo remanente susceptible de ser movilizado mediante procesos orientados a mejorar la eficiencia de barrido. Este análisis se fundamentó en la evaluación conjunta de la declinación de la producción de petróleo entre 2015 y 2025, la producción promedio de petróleo en 2025 y la densidad de pozos productores por kilómetro cuadrado.

La declinación se empleó como indicador de la etapa de madurez del campo, mientras que la producción promedio permitió discriminar entre yacimientos activos y aquellos con producción marginal. Por su parte, la densidad de pozos se utilizó como un parámetro representativo del nivel de desarrollo y de la viabilidad operativa para la implementación de esquemas de inyección química, en la medida en que refleja la disponibilidad de infraestructura y el grado de intervención histórica del yacimiento. El análisis conjunto de estas variables muestra que un número significativo de campos presenta declinaciones superiores al 60 % y producciones de petróleo superiores a 100 bpd, condición que sugiere la existencia de volúmenes remanentes aún producidos bajo esquemas convencionales. La incorporación de la densidad de pozos introduce un criterio adicional de diferenciación, en el cual valores altos se asocian con mejores condiciones para la ejecución de pruebas piloto y proyectos de expansión, mientras que densidades bajas implican mayores incertidumbres operativas aun bajo condiciones productivas similares (**Figura 79; Tabla 14**).

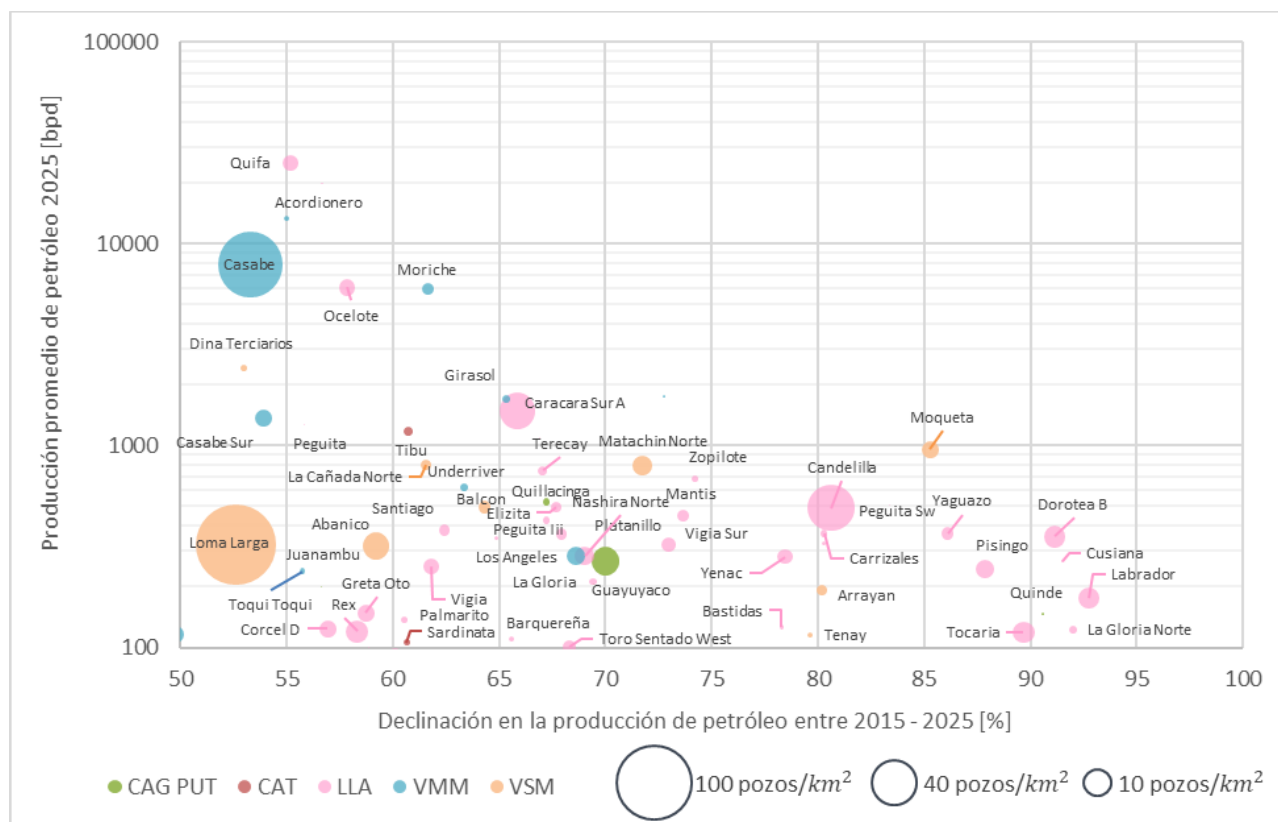


Figura 79. Relación entre la declinación de producción de petróleo, la producción promedio de petróleo en 2025 y la densidad de pozos del campo, agrupados por cuenca sedimentaria. Realizado a partir de ANH; Sánchez y Permanyer.^{10, 12, 321}

Con base en estos criterios, los campos que presentan densidades de pozos relativamente altas (> 40 pozos/km²), declinaciones significativas (> 50 %) y producción de petróleo relevante en 2025 (> 300 bpd) fueron identificados como candidatos prioritarios dentro del grupo CEOR, entre los que se destacan Casabe, Loma Larga, Candelilla, Platanillo y Caracara Sur. Esta priorización constituye un primer filtro regional que permite enfocar la evaluación técnica en yacimientos con condiciones favorables para la aplicación de procesos químicos.

En una segunda etapa, los campos priorizados fueron contrastados con las ventanas de aplicabilidad de las principales tecnologías de recobro químico —inyección de polímeros, surfactantes, procesos alcalinos y sistemas ASP— mediante la comparación de la litología, las propiedades de yacimiento y de fluido representativas por cuenca. Los rangos utilizados corresponden a una síntesis de los criterios desarrollados en el capítulo del Manual de recobro químico, donde se analizan en detalle las interacciones roca-fluido, los efectos de la salinidad, la presencia de iones divalentes, la estabilidad química y los parámetros de diseño de cada proceso; en este apartado se emplean como herramienta de cribado para reconocer afinidad preliminar entre las condiciones geológicas y el campo de aplicación de cada tecnología.

Para la inyección de polímeros, los rangos convencionales —permeabilidades superiores a 50 mD, temperaturas menores a 200 °F, viscosidades del crudo moderadas y salinidades inferiores a 50,000 ppm— muestran correspondencia con los intervalos reportados en el Valle Superior y Medio del

Magdalena, Llanos Orientales, Caguán–Putumayo, Catatumbo y Cordillera Oriental, particularmente en términos de saturación de aceite, profundidad y gravedad API. En estas cuencas, los reservorios corresponden principalmente a areniscas siliciclásticas limpias y mixtas, así como a areniscas carbonáticas en el caso del Valle Medio del Magdalena, ¹² lo cual es consistente con los tipos litológicos que han mostrado mayor aplicabilidad para tecnologías de inyección de polímeros, principalmente areniscas y, en menor medida, carbonatos. Bajo este contraste se identifican como candidatos, entre otros, Abanico, La Jagua, Tello, Río Ceibas y Yaguará en Valle Superior del Magdalena; La Cira, Infantas, Lisama, Casabe, Llanito y San Francisco en Valle Medio del Magdalena; Chichimene, Rancho Hermoso, Caño Garza Norte y Altair en Llanos Orientales; Orito y Quiriyana en Caguán–Putumayo; Sardinata en Catatumbo; y Guando y Corrales en Cordillera Oriental. ¹¹

Campos candidatos según sus características geológicas							
Tecnología cEOR	Valle Superior del Magdalena	Valle Medio del Magdalena	Valle Inferior del Magdalena	Cordillera Oriental	Catatumbo	Caguán Putumayo	Llanos Orientales
Alcali	Abanico, La Jagua, Tello, Río Ceibas, Yaguara, Brisas, Dina Cretáceo, Dina Terciario, Palogrande, La Cañada Norte, Toldado	La Cira, Infantas, Lisama, Nutria, Tesoro, Casabe, Casabe Sur, Cristalina, Garzas, Peñas Blancas, Yarigui-Cantagallo, Flamencos, Llanito, San Francisco, Aullador, Bonanza, Provincia, San Roque, Tisquirama, Totare, Puli, La Salina, Catalina, Ambrosia, Mana, Río Opia, Totumal, Toqui Toqui		Guando, El Niño, Corrales	Sardinata, Río Tibú, Zulía	Orito, Quiriyana, Alqamari, Hormiga	Chichimene, Chichimene SW, Rancho Hermoso, Guarrojo, Ocelote, Pintado, La Punta, Bayonero, Caño Garza Norte, Coren, Abejas, Jordan Este, Caracara Sur A B y C, Peguita I II y SW, Unuma, Canacabare, Labrador, Pumara, Altair, Vikingo, Alepe, Círguelo, Guacharaca, Hoatzin, Careto, Copa, Andaluz
ASP	Abanico, La Jagua, Tello, Río Ceibas, Yaguara, Brisas, Dina Cretáceo, Dina Terciario, Palogrande, La Cañada Norte, Toldado	La Cira, Infantas, Lisama, Nutria, Tesoro, Casabe, Casabe Sur, Cristalina, Garzas, Peñas Blancas, Yarigui-Cantagallo, Flamencos, Llanito, San Francisco, Aullador, Bonanza, Provincia, San Roque, Tisquirama, Totare, Puli, La Salina, Catalina, Ambrosia, Mana, Río Opia, Totumal, Toqui Toqui		Guando, El Niño, Corrales	Sardinata, Río Tibú, Zulía	Orito, Quiriyana, Alqamari, Hormiga	Chichimene, Chichimene SW, Rancho Hermoso, Guarrojo, Ocelote, Pintado, La Punta, Bayonero, Caño Garza Norte, Coren, Abejas, Jordan Este, Caracara Sur A B y C, Peguita I II y SW, Unuma, Canacabare, Labrador, Pumara, Altair, Vikingo, Alepe, Círguelo, Guacharaca, Hoatzin, Careto, Copa, Andaluz

	Campos candidatos según sus características geológicas						
Tecnología cEOR	Valle Superior del Magdalena	Valle Medio del Magdalena	Valle Inferior del Magdalena	Cordillera Oriental	Catatumbo	Caguán Putumayo	Llanos Orientales
Polímero	Abanico, La Jagua, Tello, Río Ceibas, Yaguara, Brisas, Dina Cretácico, Dina Terciario, Loma Larga, Palogrande, Palermo, Santa Clara, La Cañada Norte, La Hocha, Toldado, Olini, Río Saldaña	La Cira, Infantas, Lisama, Nutria, Tesoro, Casabe, Casabe Sur, Garzas, Peñas Blancas, Yarigui-Cantagallo, Flamencos, Llanito, Palagua, San Francisco, Bonanza, Provincia, San Roque, Tisquirama, Puli, La Salina, Payoa West, Catalina, Ambrosia, Mana, Río Opía, Turpial	Cicuco	Guando, Bolívar, Corrales	Sardinata, Tibú, Zulia	Río Antonio, Sucio, Alqamari	Chchimene, Chichimene SW, Rancho Hermoso, Guarrojo, Ocelote, Pintado, Caño Garza Norte, Coren, Abejas, Jordan Este, Paravare, Vireo, Carcara Sur A B y C, Peguita I II y SW, Rancho Quemado, Toro Sentado, Toro Sentado Norte y West, Unuma, Labrador, Altair, Vikingo, Medina, Alepe, Ciriguelo, Hoatzin, Andaluz
Surfactante	Brisas	Lisama, Flamencos, Provincia, Tisquirama					La Punta, Abejas, Canacabare, Labrador, Pumara, Careto

Tabla 14. Resumen de selección de campos por tecnología de recobro químico.

En el caso de la inyección de surfactantes, los criterios asociados a viscosidades bajas (< 35 cP), gravedades API mayores a 20° , permeabilidades superiores a 10 mD y temperaturas menores a 200°F muestran correspondencia con condiciones presentes en Valle Superior y Medio del Magdalena y Llanos Orientales, ¹¹ donde se reconocen como candidatos Brisas; Lizama, Flamencos, Provincia y Tisquirama; y La Punta, Abejas, Canacabare, Labrador, Pumara y Careto, respectivamente. ¹¹ En estas cuencas, los reservorios corresponden principalmente a areniscas

siliciclásticas mixtas en el Valle Superior del Magdalena, a areniscas siliciclásticas limpias y areniscas carbonáticas en el Valle Medio del Magdalena, y areniscas siliciclásticas limpias y mixtas en los Llanos Orientales, ¹² lo cual es consistente con los tipos litológicos asociados a la aplicación de esta tecnología, predominantemente desarrollada en areniscas y, en menor medida, en carbonatos.

Para los procesos alcalinos y los sistemas ASP, los rangos de aplicabilidad —que incluyen crudos livianos a medianos, bajas concentraciones de iones divalentes, salinidades moderadas y saturaciones de aceite superiores al 30 %— presentan afinidad con un número significativo de campos en Valle Superior y Medio del Magdalena, Llanos Orientales, Caguán–Putumayo, Catatumbo y Cordillera Oriental. ¹¹ En estos casos, la correspondencia entre temperatura, gravedad API, profundidad y espesor efectivo permite reconocer un conjunto amplio de candidatos, entre los que se incluyen campos como Abanico, Dina Terciario y Palogrande en Valle Superior del Magdalena; La Cira, Infantas, Lisama, Casabe, Provincia y San Roque en Valle Medio del Magdalena; Chichimene, Rancho Hermoso, Caño Garza Norte, Altair y Pumara en Llanos Orientales; Orito y Alqamari en Caguán–Putumayo; Sardinata en Catatumbo; y Guando y El Niño en Cordillera Oriental. ¹¹ En las cuencas del Valle Superior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena, Caguán–Putumayo, Llanos Orientales, Catatumbo y Cordillera Oriental, los reservorios corresponden principalmente a areniscas siliciclásticas limpias y mixtas, asociadas localmente a sistemas clásticos continentales gruesos, con presencia adicional de areniscas carbonáticas en el Valle Medio del Magdalena. ¹² Estas características litológicas son consistentes con la aplicación de tecnologías químicas de recobro mejorado como los procesos alcalinos y alcalino–surfactante–polímero, los cuales se desarrollan principalmente en reservorios de areniscas y, en menor medida, en carbonatos.

Térmico TEOR

La selección preliminar de campos candidatos a métodos de recobro mejorado térmico (TEOR) se abordó mediante un ejercicio de cribado técnico en dos niveles de análisis. En una primera etapa se utilizaron variables productivas y térmicas disponibles a escala de campo, con el objetivo de identificar yacimientos maduros en los que la declinación de la producción de petróleo fuera significativa y las condiciones térmicas del yacimiento se encontraran dentro de rangos comparables con antecedentes de aplicación exitosa de recobro térmico en Colombia. Este análisis se fundamentó en la evaluación conjunta de la declinación de la producción de petróleo para el periodo 2015–2025, como indicador de madurez y presencia potencial de petróleo remanente, y la temperatura promedio del yacimiento como variable representativa de la factibilidad térmica del proceso.

La relación entre declinación y temperatura muestra que los campos con desarrollos térmicos exitosos en el país, como Chichimene ³²², se concentran en un intervalo térmico cercano a 180–200 °F, el cual constituye una ventana de referencia para el reconocimiento de análogos. Campos con temperaturas inferiores a este rango presentan menor potencial para procesos térmicos debido a la limitada reducción de viscosidad que puede lograrse con el aporte de calor, mientras que temperaturas considerablemente superiores implican mayores requerimientos energéticos, incremento de pérdidas térmicas y una mayor complejidad operativa. Bajo este criterio se

Temperatura promedio del yacimiento [F]

Declinación en la producción de petróleo entre 2015 - 2025 [%]

● CAG PUT ● CAT ● COR ● LLA ● VMM ● VSM

Rango operativo de proyecto de tEOR en Chichime

En una segunda etapa, los campos priorizados fueron evaluados mediante la comparación de la litología, sus propiedades de yacimiento y de fluido con las ventanas de aplicabilidad de las principales tecnologías de recobro térmico (steamflooding, cyclic steam stimulation, combustión in situ y SAGD). Los rangos utilizados corresponden a una síntesis de los criterios desarrollados en el capítulo de recobro térmico del manual de recobro mejorado, donde se analizan en detalle los mecanismos de desplazamiento, las restricciones operacionales y los parámetros de diseño; en este apartado se emplean como herramienta de cribado para establecer la afinidad entre las condiciones geológicas de cada cuenca y el campo de aplicación de cada tecnología de recobro.

Para cyclic steam stimulation, los criterios de porosidad mayor a 20%, permeabilidad superior a 100 mD, saturación de aceite mayor a 50% y crudos de baja gravedad API encuentran correspondencia en Cordillera Oriental, Valle Medio del Magdalena, Llanos Orientales y Caguán–Putumayo, particularmente en términos de saturación, espesor efectivo y temperatura del yacimiento, lo que permite reconocer como candidatos Corrales; Abarco, Girasol, Jazmín, Underriver, Nare, Teca-Cocorná, San Roque y Tisquirama; Rubiales, Quifa, Cajúa, Estero, Los Potros, Vigía, Vigía Sur, Halcón, Chachalaca, Jacana, Max, Taro Taro, Tígana, Tilo, Túa, Jacamar, Mauritia Norte y Río Cravo Este; y Capella, respectivamente. ¹¹ En algunos sectores de la Cordillera Oriental, el Valle Medio del Magdalena, los Llanos Orientales y Caguán–Putumayo, los reservorios corresponden principalmente a areniscas siliciclásticas limpias y mixtas, con predominio de areniscas siliciclásticas mixtas en la Cordillera Oriental, areniscas siliciclásticas limpias y mixtas en el Valle Medio del Magdalena, areniscas siliciclásticas limpias y mixtas en los Llanos Orientales, y areniscas siliciclásticas limpias en Caguán–Putumayo. ¹¹ Estas características litológicas son consistentes con la aplicación de tecnologías térmicas, las cuales se desarrollan principalmente en reservorios de areniscas con baja fracción de arcillas.

En el caso de la combustión in situ, los rangos de saturación de aceite superiores a 50%, espesores entre 10 y 200 ft, temperaturas mayores a 100 °F y gravedades API en un intervalo amplio muestran compatibilidad con condiciones presentes en Valle Medio del Magdalena, Llanos Orientales, Caguán–Putumayo, Valle Superior del Magdalena y Catatumbo. Bajo este contraste se identifican como candidatos Tesoro, Yariguí-Cantagallo, Aullador, Provincia, San Roque, Tisquirama, Ambrosía, Maná, Río Opía y Turpial; Apiay, Libertad, Libertad Norte, Suria, Castilla, Castilla Norte, Chichimene, Chichimene SW y Pumara; Acae San Miguel y Loro; Abanico, Yaguara, San Francisco, Brisas, Dina Terciario, Toldado y Olini; y Sardinata. ¹¹ En algunos sectores del Valle Medio del Magdalena, los Llanos Orientales, Caguán–Putumayo, el Valle Superior del Magdalena y Catatumbo, los reservorios corresponden principalmente a areniscas siliciclásticas limpias y mixtas, con presencia adicional de areniscas carbonáticas en el Valle Medio del Magdalena; areniscas siliciclásticas mixtas en Caguán–Putumayo y Catatumbo; y areniscas siliciclásticas mixtas asociadas a clásticos continentales gruesos en el Valle Superior del Magdalena. ¹² Los campos seleccionados presentan estas características litológicas, asociadas a reservorios de areniscas con baja fracción de arcillas.

Finalmente, para SAGD, los rangos asociados a areniscas con porosidades cercanas a 25–30%, saturaciones de aceite superiores a 40%, gravedades API entre 12 y 19 y espesores efectivos favorables para el drenaje gravitacional muestran correspondencia parcial en Valle Medio del Magdalena y Llanos Orientales y, de manera más puntual, en Caguán–Putumayo, donde se identifican como candidatos Underriver y Llanito; Cajúa, Quifa Suroeste, Caño Sur Este, Los Potros, Vigía, Vigía Sur, Max y Taro Taro; y Quinde (**Tabla 15**). ¹¹ En algunos sectores del Valle Medio del Magdalena, los Llanos Orientales y Caguán–Putumayo, los reservorios corresponden principalmente a areniscas siliciclásticas mixtas en el Valle Medio del Magdalena, areniscas siliciclásticas limpias y mixtas en los Llanos Orientales y areniscas siliciclásticas mixtas en Caguán–Putumayo. ¹² Los campos seleccionados presentan estas características litológicas, asociadas a reservorios de areniscas.

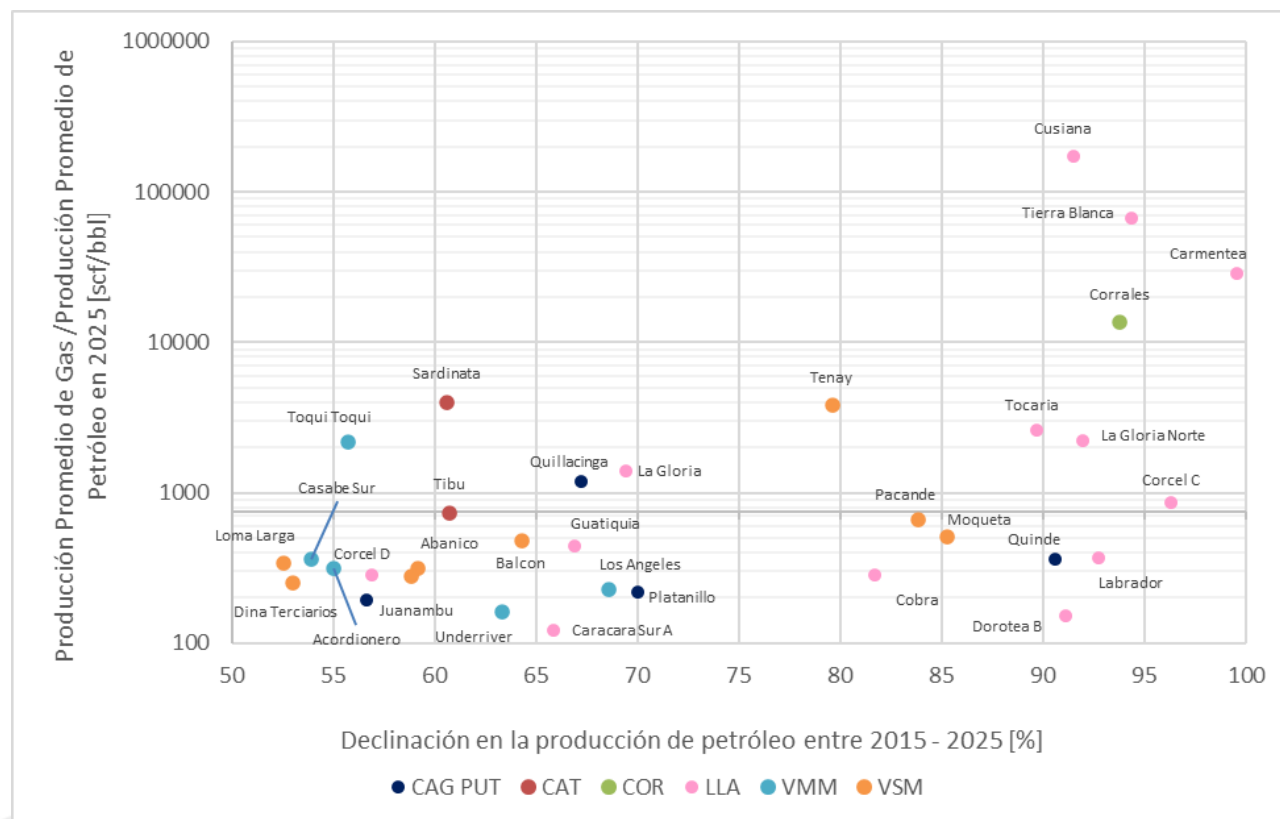
	Campos candidatos según sus características geológicas						
Tecnología tEOR	Valle Superior del Magdalena	Valle Medio del Magdalena	Valle Inferior del Magdalena	Cordillera Oriental	Catatumbo	Caguan Putumayo	Llanos Orientales
SF		Abarco, Nare, Girasol, Jazmin, Underriver, Llanito					Rubiales, Santiago, Altair, Caño Sur Este
CSS		Abarco, Girasol, Jazmin, Underriver, Nare, Teca-Cocoma, San Roque, Tisquirama		Corrales		Capella	Rubiales, Quifa, Cajua, Estero, Los Potros, Vigia, Vigia Sur, Halcon, Chachalaca, Jacana, Max, Taro Taro, Tigana, Tilo, Tua, Jacamar, Mauritía Norte, Rio Cravo Este
ISC	Abanico, Yaguara, San Francisco, Brisas, Dina Terciario, Toldado, Olini	Tesoro, Yarigui-Cantagallo, Aullador, Provincia, San Roque, Tisquirama, Ambrosia, Mana, Rio Opia, Turpial			Sardinata	Acae San Miguel, Loro	Apiay, Libertad, Libertad Norte, Suria, Castilla, Castilla Norte, Chichimene, Chichimene SW, Pumara
SAGD		Underriver, Llanito				Quinde	Cajua, Quifa Suroeste, Caño Sur Este, Los Potros, Vigia, Vigia Sur Max, Taro Taro

Tabla 15. Resumen de selección de campos por tecnología de recobro térmico.

Gas Miscible

La selección preliminar de campos candidatos a procesos de recobro mejorado con gas se realizó en dos niveles de análisis. En una primera etapa se emplearon indicadores productivos con el objetivo de identificar yacimientos maduros en los cuales la participación relativa del gas en el sistema productivo es significativa. Para este cribado se utilizaron la declinación de la producción de petróleo entre 2015 y 2025 y la relación entre la producción promedio de gas y la producción promedio de petróleo en 2025, esta última empleada como indicador comparativo de la

contribución del gas. Bajo estos criterios se identificaron como campos prioritarios Salina, Cravo Este, Orito, Tibú, Sardinata, Toqui Toqui, Quillacinga, La Gloria, Tenay, Tocaría, Corcel C, Corrales, Tierra Blanca, Cusiana y Carmentea. Esta priorización corresponde a un primer filtro basado exclusivamente en métricas productivas. (Figura 81).¹⁰



Caguán–Putumayo, Catatumbo, Valle Superior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena y Llanos Orientales. Con base en estos criterios se reconocen como candidatos Quillacinga, Alqamari, Acae San Miguel, Loro, Mansoya, Mirto y Agapanto en Caguán–Putumayo; Sardinata en Catatumbo; Dina Terciario en Valle Superior del Magdalena; Casabe Sur, Peñas Blancas, Aullador, Tisquirama y Maná en Valle Medio del Magdalena; y Apiay, Rancho Hermoso, Estero, Labrador, Leono, Pantro, Tigro, Danes, Pumara, Tilodiran, Campo Rico, Los Potros, Vigía Sur, Entreríos, Yamu, Chachalaca, Tígana, Mateguafa, Zopilote, Yatay y Curito en Llanos Orientales.

¹¹

Para inyección de hidrocarburos miscibles, los rangos de cribado del capítulo de recobro con gas en el manual de recobro y litologías asociadas a areniscas y carbonatos muestran correspondencia en Catatumbo y Llanos Orientales. Bajo este contraste se identifican como candidatos Sardinata en Catatumbo y Rancho Hermoso, La Punta, Santo Domingo, Redondo Este, Caño Rondón, Chipirón, Jiba, Rex, Terecay, Golondrina, Corocora Sur, Guanapalo, Sardinias, Rancho Quemado, Toro Sentado, Toro Sentado West, Canacabare, Estero, Labrador, Leono, Pantro, Tigro, Danes, Pumara, Los Aceites, Primavera, Yamu, Tulipán, Guacharaca, Bastidas, Carrizales, Matemarrano, Careto, Copa y Curito en Llanos Orientales. ¹¹

Para inyección de gases inmiscibles, los criterios considerados del capítulo de recobro con gas en el manual de recobro y litologías asociadas a areniscas y carbonatos muestran correspondencia en Caguán–Putumayo, Llanos Orientales y Valle Medio del Magdalena. Bajo este contraste se reconocen como candidatos Mirto y Agapanto en Caguán–Putumayo; Jaspe, Rancho Hermoso, Ocelote, La Punta, Santo Domingo, Jorcan, Caracara Sur A, B y C, Peguita I y II SW, Toro Sentado West, Unuma, Canacabare, Estero, Labrador, Leono, Pantro, Tigro, Danes, Pumara, Tilodiran, Vigía, Vigía Sur, Primavera, Yamu, Jacana, Taro Taro, Túa, Mauritía Este, Tulipán, Río Cravo Este, Carrizales, Matemarrano, Cernícalo y Andalúz en Llanos Orientales; y Llanito y Tisquirama en Valle Medio del Magdalena. ¹¹

Para inyección de N₂, los rangos de referencia del capítulo de recobro con gas en el manual de recobro y litologías asociadas a areniscas y carbonatos muestran correspondencia en Catatumbo, Llanos Orientales y Valle Medio del Magdalena. Bajo estos criterios se identifican como candidatos Sardinata en Catatumbo; Jorcan, Canacabare, Primavera, Chachalaca, Tígana, Río Cravo Este y Cernícalo en Llanos Orientales; y Llanito en Valle Medio del Magdalena (**Tabla 16**).

¹¹

Este análisis constituye un ejercicio de cribado de afinidad entre las condiciones de yacimiento y las ventanas de aplicación de los procesos de recobro con gas. Los rangos de selección, las condiciones de miscibilidad, los requerimientos de presión y los criterios de diseño se desarrollan en detalle en el capítulo del Manual de recobro mejorado dedicado a estos procesos.

	Campos candidatos según sus características geológicas				
Tecnología Recobro con Gas	Valle Superior del Magdalena	Valle Medio del Magdalena	Catatumbo	Caguán Putumayo	Llanos Orientales
CO2 miscible		Bonanza		Caribe, Hormiga, Platanillo	
CO2 inmiscible	Dina Terciario	Casabe Sur, Peñas Blancas, Aullador, Tisquirama, Mana	Sardinata	Quillacinga, Alqamari, Acae San Miguel, Loro, Mansoya, Mirto, Agapanto	Apiay, Rancho Hermoso, Estero, Labrador, Leono, Pantro, Tigro, Danes, Pumara, Tilodiran, Campo Rico, Los Potros, Vigía Sur, Entrerriós, Yamu, Chachalaca, Tigana, Mateguafa, Zopilote, Yatay, Curito
HC miscible			Sardinata		Rancho Hermoso, La Punta, Santo Domingo, Redondo Este, Caño Rondon, Chipiron, Jiba, Rex, Terecay, Golondrina, Corocora Sur, Guanapalo, Sardinas, Rancho Quemado, Toro Sentado, Toro Sentado West, Canacabare, Estero, Labrador, Leono, Pantro, Tigro, Danes, Pumara, Los Aceites, Primavera, Yamu, Tulipán, Guacharaca, Bastidas, Carrizales, Matemarrano, Careto, Copa, Curito
Gases inmiscibles		Llanito, Tisquirama		Mirto, Agapanto	Jaspe, Rancho Hermoso, Ocelote, La Punta, Santo Domingo, Jorcan, Caracara Sur A B y C, Peguita I II SW, Toro Sentado West, Unuma, Canacabare, Estero, Labrador, Leono, Pantro, Tigro, Danes Pumara, Tilodiran, Vigia, Vigia Sur, Primavera, Yamu, Jacana, Taro Taro, Tua, Mauritia Este, Tulipan, Rio Cravo Este, Carrizales, Matemarrano, Cernicalo, Andaluz
N2		Llanito		Sardinata	Jorcan, Canacabare, Primavera, Chachalaca, Tigana, Río Cravo Este, Cernicalo

Tabla 16. Resumen de selección de campos por tecnología de recobro con gas.

Tecnologías Avanzadas

El screening de tecnologías avanzadas de recobro mejorado se realizó mediante la comparación entre las propiedades de yacimiento y de fluido representativas por cuenca y las ventanas de aplicabilidad incluyendo litologías definidas para procesos MEOR y NanoEOR. Los rangos empleados corresponden a la síntesis de los criterios desarrollados en el capítulo del Manual de recobro mejorado dedicado a tecnologías avanzadas y se utilizaron únicamente como herramienta de cribado para identificar afinidad preliminar entre las condiciones geológicas y el campo de aplicación de cada proceso.

Para MEOR, los criterios convencionales considerados incluyen porosidades entre 18 y 30%, permeabilidades entre 200 y 3000 mD, espesores netos entre 15 y 80 ft, profundidades entre 4,000 y 9,000 ft, presiones entre 1,500 y 3,500 psi, temperaturas entre 120 y 200 °F y gravedades API entre 14 y 20 y litologías asociadas a areniscas y carbonatos. La comparación con los rangos reportados por cuenca muestra correspondencia en Valle Superior y Medio del Magdalena, Cordillera Oriental, y Llanos Orientales. Bajo este contraste se identifican como candidatos La Jagua en Valles Superior del Magdalena, Corrales en Cordillera Oriental, Lisama, Casabe y Peñas Blancas en Valle Medio del Magdalena, y La Punta, Bayonero, Abejas, Jordan Este, Vireo, Canacabare, Altair, Ciriguelo, Careto y Copa en Llanos Orientales.¹¹

Para NanoEOR, los rangos de referencia incluyen porosidades entre 10 y 25%, permeabilidades entre 10 y 1,500 mD, espesores netos entre 10 y 80 ft, profundidades entre 2,000 y 10,000 ft, presiones entre 1,000 y 5,000 psi, temperaturas entre 90 y 250 °F y gravedades API entre 7 y 40 y litologías asociadas a areniscas y carbonatos. El contraste con las condiciones por cuenca indica correspondencia en Valle Superior y Medio del Magdalena, Llanos Orientales, Caguán–Putumayo, Catatumbo y Cordillera Oriental.¹¹ Con base en estos rangos se identifican como candidatos La Jagua, Dina Terciario, Loma Larga y Tempranillo en Valle Superior del Magdalena.¹¹ Lisama, Tesoro, Casabe, Casabe Sur, Peñas Blancas, Yariguí–Cantagallo, Flamencos, Palagua, San Roque, Tisquirama, Ambrosia, Maná, Río Opía y Turpial en Valle Medio del Magdalena.¹¹ Apiay, Suria, Castilla, Castilla Este, Rancho Hermoso, Ocelote, La Punta, Bayonero, Caño Garza, Caño Garza Norte, Coren, Abejas, Vireo, Caracara Sur A, Canacabare, Estero, Labrador, Leono, Pantro, Danes, Pumara, Campo Rico, Centauro Sur, Los Potros, Vigía Sur, Altair, Alepe, La Urraca, Halcón, Yamu, Max, Taro Taro, Tígana, Tilo, Túa, Mauritía Este, Mauritía Norte, Tulipán, Mateguafa, Ciriguelo, Guacharaca, Zopilote y Curito en Llanos Orientales.¹¹ Quillacinga, Orito, Quiriyana, Alqamari, Mansoya, Mirito, Agapanto y Capella en Caguán–Putumayo; Sardinata, Tibú y Río Zulia en Catatumbo; y Corrales en Cordillera Oriental (**Tabla 17**).¹¹

	Campos candidatos según sus características geológicas					
Tecnología Avanzada	Valle Superior del Magdalena	Valle Medio del Magdalena	Cordillera Oriental	Catatumbo	Caguán Putumayo	Llanos Orientales
MEOR	La Jagua	Lisama, Casabe, Peñas Blancas	Corrales			La Punta, Bayonero, Abejas, Jordan Este, Vireo, Canacabare, Altair, Ciriguelo, Careto, Copa
NanoEOR	La Jagua, Dina Terciario, Loma Larga, Tempranillo	Lisama, Tesoro, Casabe, Casabe Sur, Peñas Blancas, Yarigui-Cantagallo, Flamencos, Palagua, San Roque, Tisquirama, Ambrosia, Mana, Rio Opia, Turpial	Corrales	Río Zulia, Tibú, Sardinata	Quillacinga, Orito, Quriyana, Alqamari, Mansoya, Mirito, Agapanto, Capella	Apiay, Suria, Castilla, Castilla Este, Rancho Hermoso, Ocelote, La Punta, Bayonero, Caño Garza, Caño Garza Norte, Coren, Abejas, Vireo, Caracara Sur A, Canacabare, Estero, Labrador, Leono, Pantro, Danes, Pumara, Campo Rico, Centauro Sur, Los Potros, Vigía Sur, Altair, Alepe, La Urraca, Halcon, Yamu, Max, Taro Taro, Tigana, Tilo, Tua, Mauritía Este, Mauritía Norte, Tulipan, Mateguafa, Ciriguelo, Guacharaca, Zopilote, Curito

Tabla 17. Resumen de selección de campos por tecnología de recobro avanzada.

7. CONCLUSIONES

La heterogeneidad geológica de las cuencas productoras de hidrocarburos en Colombia es el resultado de una evolución tectónica prolongada que ha condicionado la arquitectura de los sistemas sedimentarios, la distribución de facies, la composición de las rocas reservorio y su historia diagenética. Esta evolución ha generado variaciones significativas en la continuidad de los cuerpos arenosos, la calidad petrofísica de los reservorios y la conectividad interna de los sistemas de flujo, lo que se refleja directamente en el comportamiento productivo de los yacimientos.

En este contexto, el análisis integrado de los atributos geológicos de las cuencas y de sus unidades productoras constituye una herramienta fundamental para comprender la variabilidad observada en la producción de hidrocarburos y para evaluar el potencial de recuperación de los campos. Elementos como el ambiente sedimentario, la arquitectura estratigráfica, la continuidad de las

facies, los espesores de los intervalos reservorio y la naturaleza de las trampas geológicas permiten reconocer diferencias significativas entre áreas productivas y, en consecuencia, establecer criterios de discriminación entre campos con distintos niveles de potencial de acuerdo a las diferentes tecnología de recobro aplicables.

La integración de estos criterios geológicos con variables operativas, tales como el tamaño de los campos, la densidad de pozos y la infraestructura disponible, permite avanzar hacia ejercicios de priorización a diferentes escalas, orientados a identificar aquellos escenarios donde la aplicación de metodologías de recobro puede resultar más efectiva desde el punto de vista técnico y operativo.

De esta manera, el reconocimiento y caracterización de las heterogeneidades geológicas de las cuencas productoras del país no solo contribuye a explicar la variabilidad en el desempeño de los yacimientos, sino que también constituye una base fundamental para orientar estrategias de prospectividad y optimización de la recuperación, particularmente en un contexto en el que muchas de las tendencias productivas muestran señales de declinación.

De esta manera, el ejercicio de cribado desarrollado permite establecer, a escala regional, una primera jerarquización técnica de campos con afinidad preliminar para la aplicación de métodos de recobro mejorado en Colombia. La integración de indicadores productivos (declinación, relación gas-petróleo, niveles de producción vigentes), variables térmicas y propiedades representativas de yacimiento y fluido por cuenca, constituye un enfoque coherente para reducir el universo de análisis hacia conjuntos de campos con condiciones geológicas comparables a ventanas de aplicación documentadas para cada tecnología EOR.

Desde el punto de vista geológico, los resultados evidencian que la madurez productiva de los campos colombianos no es homogénea y que la viabilidad de los distintos procesos de recobro mejorado está fuertemente controlada por la arquitectura sedimentaria, la calidad petrofísica, la continuidad lateral de los cuerpos arenosos, el grado de compartimentalización estructural y la evolución térmica de los sistemas petroleros. En este sentido, los campos priorizados para CEOR se concentran principalmente en yacimientos clásticos con buena conectividad y niveles de desarrollo que favorecen la implementación operativa de proyectos de inyección química (**Tabla 14**). Por su parte, los candidatos a TEOR muestran afinidad con intervalos de crudos pesados a medianos alojados en areniscas relativamente homogéneas, donde la eficiencia térmica puede maximizarse bajo configuraciones geométricas favorables como se resume en la **Tabla 15**.

En el caso de los procesos con gas, la identificación de candidatos refleja la importancia de comprender no sólo la madurez productiva sino también la dinámica composicional del sistema, las condiciones de presión y la posibilidad de alcanzar miscibilidad bajo restricciones operativas reales. La distribución regional de candidatos sugiere que en varias cuencas existen condiciones favorables para esquemas tanto miscibles como inmiscibles, aunque su implementación requerirá un análisis detallado de presión mínima de miscibilidad, y disponibilidad de gas (**Tabla 16**).

Finalmente, la comparación entre las propiedades de yacimiento y las ventanas de aplicabilidad de MEOR y NanoEOR indica que las tecnologías avanzadas presentan afinidad con un amplio conjunto de campos distribuidos en varias cuencas sedimentarias del país, particularmente en sistemas clásticos y carbonatados con buena calidad petrofísica y condiciones térmicas y de presión dentro de rangos compatibles con estos procesos detallados en el capítulo de tecnologías avanzadas. No obstante, la confirmación de su viabilidad requerirá evaluaciones detalladas a escala de campo que integren caracterización geológica de alta resolución, análisis de compatibilidad roca–fluido y pruebas piloto orientadas a validar su desempeño bajo condiciones operativas reales, como se resume en la **Tabla 17**.

8. REFERENCIAS

- (1) Boggs, S., Jr. Petrology of sedimentary rocks. 2 ed. Cambridge: Cambridge University Press, 2009.
- (2) Allen, P. A. y Allen, J. R., *Basin analysis: Principles and application to petroleum play assessment*. John Wiley & Sons, 2013.
- (3) Fairfield Geotechnologies. *The importance of scale in geoscience*. 2023.
- (4) Barrero, D.; Pardo, A.; Vargas, C.A. Y Martínez, J.F. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries And Petroleum Geology, A New Proposal. Bogotá: Agencia Nacional De Hidrocarburos (Anh), 2007. 92 P. Isbn 978-958-98237-0-5. Disponible En: Http://Www.Anh.Gov.Co/Informacion-Geologica-Y-Geofisica/Cuencas-Sedimentarias/Documents/Colombian_sedimentary_basins.Pdf
- (5) Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), *Anexo A – Delimitación y Clasificación de Áreas Ciclo 4 – Adenda 26*. Bogotá, Colombia: ANH, 2021. [En línea]. Disponible en: https://www.anh.gov.co/documents/208/Anexo_A_-_Delimitacion_y_Clasificacion_de_Areas_Ciclo_4_Adenda_26.pdf. [Consultado: 23-feb-2026].
- (6) Barrera, L. F. Memoria explicativa de las planchas 16 y 17 (Barranquilla y Tubará). Bogotá: INGEOMINAS, 2001.
- (7) Guerrero-Moreno, C., & Dueñas-Jiménez, H. (2025). Pre-Cretaceous sedimentary sequences of Llanos Orientales Basin, Colombia. *Boletín Geológico*, 52(1).
- (8) Cooper, M. A., Addison, F. T., Álvarez, R., Coral, M., Graham, R. H., Hayward, S. H., Martínez, J., Naar, J., Peñas, R., Pulham, A. J., Taborda, A. (1995). Basin Development And Tectonic History Of The Llanos Basin, Eastern Cordillera, And Middle Magdalena Valley, Colombia: American Association Of Petroleum Geologists Bulletin, V. 79, No. 10, P.1421-1443.
- (9) Sarmiento, G.; Puentes, J. y Sierra, C. Evolución geológica del Valle Medio del Magdalena. En: *Geología Norandina*. Vol. 12, no. 1 (2015); p. 51–82.

- (10) Agencia Nacional de Hidrocarburos. (s.f.). Estadísticas de Producción. Datos y estadísticas — ANH. Recuperado el 20 de noviembre de 2025 de <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regalías/sistemas-integrados-operaciones/estadísticas-de-producción/>
- (11) Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2025a). “Informe de Propiedades Yacimientos y Producción Acumulada.” [Hoja de cálculo]. Informe de Recursos y Reservas con corte al 31 de diciembre de 2024 (IRR 2024).
- (12) Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2025). Mapa de Yacimientos de Hidrocarburos – Colombia [Dashboard interactivo]. ANH. Recuperado de <https://anh.maps.arcgis.com/apps/dashboards/3c9e565b15d24370aa2c0a086d863276>
- (13) Bedoya, G. Aportes al conocimiento de la evolución geológica de cuencas del noroccidente colombiano. En: *Boletín de Geología UIS*. s. v., s. n. (2009). s. p.
- (14) Sánchez, N., et al. Petroleum system modeling in the Eastern Cordillera. En: *AAPG Bulletin*. Vol. 99, no. 8 (2015); p. 1537–1556.
- (15) Caro, H. D. Evolución tectónica y sedimentaria del noroccidente de Colombia. En: *Boletín Geológico Colombiano*. s. v., s. n. (1980). s. p.
- (16) Sarmiento-Rojas, L. F. Petroleum geology of Colombia – Llanos Basin. Medellín: ANH; Universidad EAFIT, 2011.
- (17) Vayssaire, A., et al. Regional study and petroleum system modeling. En: *AAPG Search and Discovery*. s. l.: AAPG, 2014.
- (18) Sarmiento-Rojas, L. F. Estratigrafía cretácica y mapas de paleofacies. Cham: Springer, 2019.
- (19) Bayona, G. El inicio de la emergencia en los Andes del norte. En: *Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales*. Vol. 42, no. 165 (2018); p. 364–378.
- (20) Bayona, G.; CORTÉS, M.; JARAMILLO, C.; OJEDA, G.; ARISTIZÁBAL, J. J. y REYES-HARKER, A. Evolución del Cretácico tardío–Cenozoico. En: *GSA Bulletin*. Vol. 120, no. 9–10 (2008); p. 1171–1197.
- (21) Caballero, V.; Parra, M. y Mora Bohorquez, A. R. Levantamiento de la Cordillera Oriental de Colombia. En: *Boletín de Geología*. Vol. 32, no. 1 (2010); p. 45–77.
- (22) Garcia-González, M., et al. Geoquímica de hidrocarburos de la subcuenca Baja Guajira. En: *Boletín de Geología*. Vol. 33, no. 1 (2011); p. 5–20.
- (23) Rangel, A., et al. Geochemical assessment of Colombian oils. En: *Fuel*. Vol. 208 (2017); p. 550–564.

- (24) Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). GeoVisor Tierras. Histórico de Tierras, diciembre 2025. Bogotá: Agencia Nacional de Hidrocarburos; 2025. Disponible en: <https://geovisor.anh.gov.co/tierras/>
- (25) Agencia Nacional De Hidrocarburos – ANH. Cuenca Llanos Orientales: Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Bogotá: ANH, 2012.
- (26) Carvajal Jiménez, J.-M., Valera Lara, L.-C., Rueda, A., & Saavedra Trujillo, N.-F. (2007). *Geomechanical wellbore stability modeling of exploratory wells – Study case at Middle Magdalena Basin*. **CT&F – Ciencia, Tecnología y Futuro**, 3(3), diciembre, 85–96.
- (27) Albariño, L. M., & Rodríguez, J. M. . (2022). Entrampamiento estratigráfico en el borde de Cuenca Antepaís – Cuenca Llanos Orientales de Colombia . *Boletín De Geología*, 44(2), 73–93.
- (28) Gómez, Jorge y Almanza, María Fernanda (eds.). *Compilando la geología de Colombia: Una visión a 2015*. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano, Publicaciones Geológicas Especiales 33, 2015. 401 p. ISBN 978-958-99528-6-3.
- (29) Gómez, E.; Jordan, T.; Allmendinger, R. y Cardozo, N. Development of the Colombian foreland-basin system as a consequence of diachronous exhumation of the northern Andes. *Geological Society of America Bulletin*. Vol. 117, no. 9–10 (2005); p. 1272–1292.
- (30) Upme. Evaluación de las cuencas y estructuración de escenarios de oferta de hidrocarburos. Bogotá: UPME, 2018.
- (31) Clavijo, Jairo, et al. "Evolución geológica de la Serranía de San Lucas, norte del Valle Medio del Magdalena y noroeste de la Cordillera Oriental." *Boletín de Geología* 30.1 (2008): 45-62..
- (32) Bayona Chaparro, G. A., Valencia, A., Mora, J. A., Rueda, M., Ortiz, J. & Montenegro, O. C. (2008). Estratigrafía y procedencia de las rocas del Mioceno en la parte distal de la cuenca antepaís de los Llanos de Colombia. *Geología Colombiana*, Vol. 33(1): 23–46. ISSN 0072-0992.
- (33) Toussaint, J. F. y Restrepo, J. J. Tectonostratigraphic terranes in Colombia. En: *The Geology of Colombia*. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano, 2020.
- (34) Mojica, J. (2009). Cuencas Catatumbo, Cesar – Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena.
- (35) Sarmiento, L. F. *Llanos Basin: geology and hydrocarbon potential*. En: CEDIEL, Fabio (Ed.); OJEDA, Germán Y. (Co-Ed.). *Petroleum geology of Colombia*. Vol. 9. Medellín: Fondo Editorial Universidad EAFIT – ANH, 2011.
- 36) Carvajal-Arenas, L. C. Caracterización facial eléctrica y sísmica de la Formación Carbonera en la Cuenca de los Llanos Orientales. Bogotá, Colombia: Universidad Nacional de Colombia; 2007. Trabajo de grado (Bachelor of Science).

- (37) Pedroza, Carlos. *Análisis sismoestratigráfico y secuencial del sector sur-oeste de la cuenca de los Llanos Orientales (Colombia)*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander (UIS), 2016.
- (38) Núñez, A. *Reconocimiento geológico regional*. Bogotá: INGEOMINAS, 2003.
- (39) Agencia Nacional De Hidrocarburos – ANH. Informe de propiedades, yacimientos y producción acumulada [hoja de cálculo]. En: *Informe de Recursos y Reservas con corte al 31 de diciembre de 2024 (IRR 2024)*. Bogotá: ANH, 2025.
- (40) Caro, M., García, D., Mesa, A., Rubiano, J. 2004. Flujo Regional de Fluidos y Migración de Petróleo: Informe Final / ECOPETROL- ICP. Piedecuesta.
- (41) Mesa, A. G. (1997). Diagenesis and reservoir quality of the Guadalupe, Barco and Mirador formations (Campanian to Eocene), Llanos Basin, Colombia (Doctoral dissertation). Johannes Gutenberg Universität Mainz, Fachbereich Geowissenschaften, Mainz, Alemania.
- (42) Mesa, A. G. (1999). Diagénesis de las formaciones Une, Guadalupe, Barco y Mirador, pozo Tocoragua-1, cuenca de los Llanos Orientales (Informe técnico). Ecopetrol S.A. – Instituto Colombiano del Petróleo, División de Exploración y Producción, Piedecuesta, Colombia.
- (43) Pinzón, María. *Caracterización petrofísica de los reservorios de la Formación Carbonera (Miembro C7), Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2013. Tesis de Maestría.
- (44) Arias, J. C.; Mora, A. y Parra, M. Indicadores sedimentológicos de la evolución tectónica durante el Mioceno en el Sinclinal de Nunchía. En: *Boletín de Geología*. Vol. 32, no. 2 (2010); p. 29–44.
- (45) Mora-Hernandez, Carlos A.; Posada-Saldarriaga, Carlos R.; Silvero-Moreno, Gabriel B.; Chajín-Ortiz, Paula y Bermudez-Cella, Mario A. Prospectividad del gas en el dominio piedemonte (cuenca Cordillera) y la zona de antepaís occidental de la cuenca Llanos Orientales, Colombia. *Boletín de Geología*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2024. vol. 46, no. 3, p. 105-126. ISSN 0120-0283. Disponible en: SciELO Colombia.
- (46) Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Informe de producción y reservas de hidrocarburos de Colombia 2021. Bogotá D.C.: ANH, 2021.
- (47) J. Gomez, N.E. Montes, E. Marín, Mapa Geologico de Colombia 2023 Escala 1: 1 500 000, Servicio Geológico Colombiano: Bogota, Colombia (2023).
- (48) Córdoba, F., et al. *Proyecto evaluación regional del Valle Medio del Magdalena*. Bogotá: Ecopetrol, 2001.
- (49) Córdoba, F.; Rolón, L.; Buchelli, F. y SuárezM. *Provincia petrolífera del Valle Medio del Magdalena*. Bogotá: Ecopetrol, 1996.

- (50) Agencia Nacional De Hidrocarburos – ANH. *Informe ejecutivo evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas*. Bogotá: ANH, 2009.
- (51) Morales, L. G., et al. General geology and oil occurrences of Middle Magdalena Valley, Colombia. En: *Habitat of Oil Symposium*. Tulsa: AAPG, 1958. p. 641–695.
- (52) Rangel, A., et al. Umir Formation: Organic geochemical and stratigraphic assessment. En: *AAPG Bulletin*. Vol. 86, no. 12 (2002); p. 2069–2087.
- (53) Pedraza-Castro, P. E.; Roncancio-Guzmán, J. H. y Bocanegra-Rodríguez, L. C. Registro estratigráfico de la Formación Lisama en la Ruta del Cacao, área de La Fortuna, Barrancabermeja, Colombia. En: *Boletín Geológico*. Vol. 52, no. 1 (2025).
- (54) Moreno, C. J.; Horton, B. K.; Caballero, V.; Mora, A.; Parra, M. y 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*, 32(3), 246–263.
- (55) Reyes Mendoza, G. A. y Ramírez Santos, H. *Geología aplicada a proyectos de rehabilitación de vías: Carretera Bucaramanga–Barrancabermeja*. Trabajo de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 1996.
- (56) Madero, D.; Rueda, J. P.; Ortiz, A. y Colegial, J. D. Análisis estratigráfico para las arenas de la Formación Mugrosa en área piloto del Campo Llanito: implicaciones paleogeográficas. En: *Boletín de Geología*. Vol. 32, no. 1 (2010); p. 27–44.
- (57) García Mantilla, J. A. y Fonseca Salas, C. A. *Modelo sedimentológico y estratigráfico de la Formación Mugrosa....* Trabajo de grado. Bucaramanga: UIS, 2009.
- (58) Casadiego Quintero, E.; Ortiz, A.; Meza, G. y Colegial, J. D. Caracterización de la continuidad lateral y vertical de las areniscas continentales: el caso de la Formación Mugrosa en el campo Llanito y Casabe. En: *Boletín de Geología*. Vol. 32, no. 2 (2010); p. 13–27.
- (59) Gómez Moncada, R. A. y Morales Rojas, J. *Modelo geoestadístico basado en objetos....* Trabajo de grado. Bucaramanga: UIS, 2008.
- (60) Mojica, J. y Franco, R. Estructura y evolución tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena. En: *Geología Colombiana*. No. 17 (1990); p. 41–64.
- (61) Jiménez, G.; López, O.; Jaimes, L. y Mier Umaña, R. Variaciones en el estilo estructural relacionado con anisotropías de basamento en el VMM. En: *Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales*. Vol. 40, no. 155 (2016); p. 312–319.
- (62) Velandia, J., Aguilera, H. & Dueñas, E. (1977): Interpretación geológica y posibilidades de acumulación de crudes pesados en el sector W del Valle Medio del Magdalena entre los campos Cocorna Velasquez y el Municipio de San Pablo. Ecopetrol, Bogota.

- (63) Sarmineto-Pérez, J.; Rodríguez, G. y otros. Estratigrafía y petrofacies de la Formación La Luna en el Sinclinal de Nuevo Mundo, Valle Medio del Magdalena. En: Boletín de Geología. Vol. 37, no. 2 (2015); p. 45–68.
- (64) Veiga, R.; Ramírez, D.; Gómez, J. y otros. Structural evolution and petroleum system implications of the Middle Magdalena Valley Basin, Colombia. En: Frontiers in Earth Science. Vol. 11 (2023); p. 1–22.
- (65) Pérez, G. y Valencia, M. *Evaluación geológica del Valle Medio del Magdalena*. Bogotá: Ecopetrol, 1977.
- (66) Taborda, B. *The Geology Of The De Mares Concession*. Bogotá: Colombian Society Of Petroleum Geologists, 1965.
- (67) Prince, M., et al. Acordionero Oil Field Discovery, Middle Magdalena Basin, Colombia: An Unusual Large Stratigraphic Trap within the Paleocene Lisama Formation. En: Memoirs XII Bolivarian Symposium, 26–28 September 2016. Bogotá: XII Bolivarian Symposium, 2016.
- (68) Prince, G.; Acevedo, R.; Best, G.; Hardy, J.; Giraldo, F.; Prince, M.; West, L.; Murillo, M. y Díaz, M. Acordionero oil field: From discovery to development, Middle Magdalena Basin, Colombia. Calgary: Gran Tierra Energy Inc., 2018.
- (69) Gallo Gutiérrez, A. y Vásquez Ballén, C. E. Evaluación técnico financiera del cambio de sistema de levantamiento artificial actual por bombeo electrosumergible en cuatro pozos del campo La Cira-Infantas. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). Bogotá: Fundación Universidad de América, 2018.
- (70) Prada Gómez, A. A. y Salcedo Rodríguez, M. M. Modelo sedimentológico de las formaciones La Paz y Mugrosa del campo Yarigüi-Cantagallo, cuenca del Valle Medio del Magdalena. Trabajo de grado (Geología). Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2018.
- (71) BELTRÁN, N. y GALLO, J. The geology of the Neiva Sub-Basin, Upper Magdalena Basin, southern portion. En: *IX Annual Field Conference, CSPGG*. s. l.: s. n., 1968.
- (72) Duarte Gómez, E. J. Procedencia y diagénesis de la Formación Caballos en el Valle Superior del Magdalena: implicaciones en la calidad del reservorio y en la evolución geológica cretácica de los Andes del norte. Tesis de maestría (Geociencias). Medellín: Universidad Nacional de Colombia, 2016.
- (73) Kroonenberg, S. Litología, metamorfismo y origen de las granulitas del Macizo de Garzón. En: *Geología Norandina*. No. 6 (1982); p. 39–45.
- (74) Ibáñez-Mejía, M. The Putumayo Orogen of Amazonia: A synthesis. En: Gómez, J. y Mateus-Zabala, D. (eds.). *The Geology of Colombia*. Vol. 1. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano, 2020.

- (75) Cediel, F.; Shaw, R. P. y Cáceres, C. Tectonic assembly of the northern Andean block. En: *AAPG Memoir* 79. s. l.: AAPG, 2003. p. 815–848.
- (76) Lozano, E. y Zamora, N. *Anexo o compilación de la cuenca del Valle Superior del Magdalena*. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano, 2014.
- (77) Rodríguez, G. Caracterización petrográfica, química y edad Ar–Ar de cuerpos porfídicos en la Formación Saldaña. En: *Boletín Geológico*. Vol. 44 (2018); p. 5–23.
- (78) Rodríguez, G., et al. Fragments of a Permian arc on the western margin of the Neoproterozoic basement of Colombia. En: GÓMEZ, J. y MATEUS-ZABALA, D. (eds.). *The Geology of Colombia*. Vol. 1. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano, 2019.
- (79) Cediel, F.; Mojica, J.; Macia, C. Las Formaciones Luisa, Payandé, Saldaña. En: *Geología Norandina*. No. 3 (1981); p. 11–19.
- (80) Cediel, F. (ed.). *Petroleum geology of Colombia: Volume 14 – Upper Magdalena Basin*. Medellín: Universidad EAFIT; ANH, 2011.
- (81) Cochrane, R., Et Al. Permo–Triassic Anatexis, Continental Rifting And The Disassembly Of Western Pangaea. En: *Lithos*. Vols. 190–191 (2014); P. 383–402.
- (82) Kennan, L. Y Pindell, J. Dextral Shear, Terrane Accretion, And Basin Formation In The Northern Andes. En: *The Geology And Evolution Of The Region Between North And South America*. S. L.: S. N., 2009.
- (83) Valdivieso Bohórquez, G. E. *Sedimentología Y Mineralogía De La Formación Payandé En El Sector Quebrada Copete En Chaparral, Tolima*. Trabajo De Grado. S. L.: S. N., 2019.
- (84) Villagómez, D., Et Al. Geochronology, Geochemistry And Tectonic Evolution Of The Western And Central Cordilleras. En: *Lithos*. Vol. 125, No. 3–4 (2011); P. 875–889.
- (85) Etayo-Serna, F. The Aptian–Santonian Ammonite Succession In Upper Magdalena Valley, Colombia. En: *Estudios Geológicos Del Vsm*. Bogotá: Universidad Nacional De Colombia, 1994b.
- (86) Etayo-Serna, F. *Litoestratigrafía Del Cretácico Del Vsm*. Bogotá: Universidad Nacional De Colombia, 1994c.
- (87) Flórez, N. J. M. Y Carrillo, G. A. *Estratigrafía De La Sucesión Litológica Basal Del Cretácico Del Valle Superior Del Magdalena*. En: *Estudios Geológicos Del Vsm*. Bogotá: Universidad Nacional De Colombia, 1994.
- (88) Monje Dussán, Camila, et al. Nuevos registros de helechos y coníferas del Cretácico Inferior en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, Colombia. *Boletín de Geología*, 2016, vol. 38, no 4, p. 29–42.

- (89)Sarmiento, L. F. Y Rangel, A. Structural Styles In The Middle Magdalena Valley Basin. En: *Marine And Petroleum Geology*. Vol. 21, No. 4 (2004); P. 373–391.
- (90)Wellman, S. S. Stratigraphy And Petrology Of The Nonmarine Honda Group (Miocene). En: *Gsa Bulletin*. Vol. 81, No. 8 (1970); P. 2353.
- (91)Bayona, G. A.; García, D. F. Y Mora Pabón, G. La Formación Saldaña: Producto De La Actividad De Estratovolcanes Continentales. En: *Estudios Geológicos Del Valle Superior Del Magdalena*. Bogotá: Universidad Nacional De Colombia, 1994.
- (92)Bayona, G.; Bustamante, C.; Nova, G. Y Salazar–Franco, A. M. Jurassic Evolution Of The Northwestern Corner Of Gondwana. En: Gómez, J. Y Mateus-Zabala, D. (Eds.). *The Geology Of Colombia*. Vol. 2, Mesozoic. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano, 2020.
- (93) Duarte, L. Lithologic Prediction From Seismic Attributes In The Balcon Field, Colombia. En: *Acggp*. (2003); P. 223–232.
- (94)Mora, A.; Mantilla, M. Y De Freitas, M. Cretaceous Paleogeography And Sedimentation In The Upper Magdalena And Putumayo Basins. En: *Search And Discovery*. Artículo 50246 (2010).
- (95)Vergara, L. Stratigraphic, Micropaleontologic And Organic Geochemical Relations In The Cretaceous Of The Vsm. En: *Giessener Geologische Schriften*. Vol. 50 (1994); P. 179.
- (96)Corrigan, H. T. The Geology Of Upper Magdalena Basin. En: *Geological Fieldtrips, Colombia*. S. L.: S. N., 1967a.
- (97)Veloza, Gabriel Eduardo, et al. Dislocación de facies en el tope de la secuencia Cretácica de la subcuenca de Neiva, Valle Superior del Magdalena y sus implicaciones en el modelo estratigráfico secuencial colombiano. *Boletín de Geología*, 2008, vol. 30, no 1, p. 29-44.
- (98)Osorio, C., Et Al. Paleogeography During The Aptian–Albian In The Neiva Subbasin. En: *Acggp*. (2003); P. 331–338.
- (99)Sneider, J. S. *Depositional Environment Of The Caballos Formation, San Francisco Field*. Tesis. College Station: Texas A&M University, 1988.
- (100)Vergara, L. Stratigraphy, Foraminiferal Assemblages And Paleoenvironments In The Late Cretaceous Of The Vsm. En: *Geología Colombiana*. Vol. 10, No. 2 (1995).
- (101)Calderon, J. E. *Lithologic Prediction From Seismic Attributes In The Balcon Field, Colombia*. S. L.: Acggp, 2004.
- (102)Ramón, J. C. Y Fajardo, A. Sedimentología Y Estratigrafía Secuencial De La Formación Caballos, Subcuenca De Neiva, Valle Superior Del Magdalena. Bogotá: Asociación Colombiana De Geólogos Y Geofísicos Del Petróleo (Acggp), 2004.

- (103) Mesa, A. G. *Diagénesis De La Formación Caballos, Subcuenca De Girardot*. S. L.: Acggp, 2004.
- (104) Barrio, C. A. Y Coffield, D. Q. Late Cretaceous Stratigraphy Of The Upper Magdalena Basin In The Payandé–Chaparral Segment. En: *Journal Of South American Earth Sciences*. Vol. 5, No. 2 (1992); P. 123–139.
- (105) Texas Petroleum Company. *Generalized Composite Log Of The Ortega Field*. S. L.: Texas Petroleum Company, 1962.
- (106) De Freitas, M.; Vidal, G. y Mantilla, M. Structural evolution and hydrocarbon entrapment in the Blacon Field. En: *ACGGP*. s. l.: s. n., 2006.
- (107) Etayo-Serna, F. Y Carrillo, G. Bioestratigrafía Del Cretácico Mediante Macrofósiles En La Sección Del Ocal. En: *Geología Colombiana*. No. 20 (1996).
- (108) Cagua, A. J. *Correlación De La Sucesión Sedimentaria Asociada Al Albiano Inferior En Algunas Secciones De Los Departamentos Del Huila Y Del Tolima*. Tesis Doctoral. Bogotá: Universidad Nacional De Colombia, 2024.
- (109) Mora, A. Modelo Estratigráfico Para El Cretácico Basal (Aptiano–Albiano) En El Norte De La Subcuenca De Neiva, Valle Superior Del Magdalena, Colombia. S.L.: Asociación Colombiana De Geólogos Y Geofísicos Del Petróleo (Acggp), 2003.
- (110) Cagua, A. *Caracterización Litológica Y Paleontológica De Las Unidades Calcáreas Entre El Albiano Y Turoniano Inferior En Ataco, Tolima*. Trabajo Académico. Bogotá: Universidad Nacional De Colombia, 2018.
- (111) Patarroyo, P. Amonoideos Y Otros Macrofósiles Del Lectoestratotipo De La Formación La Frontera. En: *Boletín De Geología*. (2016).
- (112) De Porta, I. La Estratigrafía Del Cretáceo Superior Y Terciario En El Extremo Sur Del Valle Medio Del Magdalena. En: *Boletín De Geología Uis*. No. 19 (1965).
- (113) Hernández Durán, S. *Litogeoquímica De Las Unidades Del Cretácico Superior, Cuenca Del Valle Superior Del Magdalena*. Tesis Doctoral. Bogotá: Universidad Nacional De Colombia, 2021.
- (114) Mora, A.; Veloza, G.; Mantilla, M. Y De Freitas, M. Dislocación De Facies En El Tope De La Secuencia Cretácica De La Subcuenca De Neiva Y Sus Implicaciones En El Modelo Estratigráfico Secuencial Colombiano. En: *Boletín De Geología*. Vol. 30, No. 1 (2008); P. 29–44.
- (115) Acosta Pantano, J. C. Y Sierra Fonseca, D. M. *Desarrollo De Un Software Para El Monitoreo De Pérdidas De Producción En Los Campos Platino Y Eva*. Trabajo De Grado. Bucaramanga: Universidad Industrial De Santander, 2017.

- (116) Velandia, Francisco; Núñez, Alberto Y Marquínez, Germán. *Memoria Explicativa Del Mapa Geológico Del Departamento Del Huila*. Bogotá: Ingeominas, 2001. Disponible En: <https://doi.org/10.13140/2.1.3373.0885>
- (117) Caicedo, J. C. Y Roncancio, J. H. El Grupo Gualanday Como Ejemplo De Acumulación Sintectónica En El Valle Superior Del Magdalena. En: *Estudios Geológicos Del Vsm*. Bogotá: Universidad Nacional De Colombia, 1994.
- (118) Laverde, F. E. *Stratigraphy Of The Tertiary Sequence Southwest Of Bogotá, Colombia*. Tesis De Maestría. Columbia: University Of South Carolina, 1989.
- (119) Hettner, A. *Die Kordillere Von Bogotá*. Gotha: Perthes, 1892.
- (120) Flynn, J. J.; Guerrero, J. Y Swisher, C. C. Geochronology Of The Honda Group. En: *Vertebrate Paleontology In The Neotropics*. Vol. 7 (1997); P. 121–145.
- (121) Gómez Rodríguez, E. Y Pedraza Castro, P. E. El Maastrichtiano De La Región Honda–Guaduas. En: *Estudios Geológicos Del Vsm*. Bogotá: Universidad Nacional De Colombia, 1994.
- (122) Acosta, J.; Lonergan, L. Y Coward, M. P. Oblique Transpression In The Western Thrust Front Of The Colombian Eastern Cordillera. En: *Journal Of South American Earth Sciences*. Vol. 17, No. 3 (2004); P. 181–194.
- (123) Butler, K. Y Schamel, S. Structure Along The Eastern Margin Of The Central Cordillera, Upper Magdalena Valley, Colombia. En: *Journal Of South American Earth Sciences*. Vol. 1, No. 1 (1988); P. 109–120.
- (124) Buitrago, J. Petroleum Systems Of The Neiva Area, Upper Magdalena Valley, Colombia. En: *Aapg Memoir* 60. S. L.: Aapg, 1994. P. 483–497.
- (125) Fabre, A. Hydrocarbon Exploration In The Southernmost Upper Magdalena Basin. En: *Vi Congreso Colombiano Del Petróleo*. (1995); P. 85–98.
- (126) Navarro, L. Y Córdoba, F. *Definición De Eventos De Generación De Hidrocarburos En La Subcuenca De Girardot*. Bogotá: Ecopetrol S. A., 2002.
- (127) Montes, L. *Organic Geochemistry Atlas Of Colombia*. En: *Earth Sciences Research Journal*. Vol. 13 (2009); P. 1–134.
- (128) Gonçalves, F. T., Et Al. Petroleum Generation And Migration In The Putumayo Basin. En: *Marine And Petroleum Geology*. Vol. 19, No. 6 (2002); P. 711–725.
- (129) Leal, J.; Olaya, I.; Reyes, J.; Munar, F. Y Ramírez, V. Nuevos Conceptos Sobre La Evolución Tectonoestratigráfica De La Alta Guajira. En: *Asociación Colombiana De Geólogos Y Geofísicos Del Petróleo*. 2002.

- (130) Duarte Gómez, E. J. Evaluación De La Calidad En Yacimientos Naturalmente Fracturados: Uso De Análogos De Superficie En La Cuenca Del Putumayo, Colombia. Tesis De Maestría (Geociencias). Medellín: Universidad Nacional De Colombia, 2023.
- (131) Mora, A.; Parra, M.; Ruiz, G. Y Velásquez, A. *Estratigrafía Y Evolución Tectono-Sedimentaria De La Cuenca Del Putumayo*. Bogotá: Ecopetrol, 1998.
- (132) Ramos, V. A. The Tectonic Regime Along The Andes. En: *Geological Journal*. Vol. 45, No. 1 (2010); P. 2–25.
- (133) Silva, S. Estratigrafía Y Evolución Geológica De La Cuenca Del Putumayo. En: *Revista Geológica Colombiana*. Vol. 14 (1980); P. 45–68.
- (134) Córdoba, F., Et Al. *Proyecto Evaluación Regional Cuenca Del Putumayo*. Bogotá: Ecopetrol, 1997.
- (135) Parra, M., Et Al. Detecting Earliest Shortening. En: *Geology*. Vol. 40, No. 2 (2012); P. 175–178.
- (136) Cáceres, H. Y Teatin, P. Cuenca Del Putumayo, Provincia Petrolífera Meridional De Colombia. En: *2nd Simposio Bolivariano*. S. L.: S. N., 1985.
- (137) Acevedo, H. Y Pennington, W. D. Porosity And Lithology Prediction At Caballos Formation In The Puerto Colón Oil Field In Putumayo (Colombia). En: *The Leading Edge*. Vol. 22, No. 11 (2003); P. 1135–1141.
- (138) Leonel, C.; Zuñiga, J. Y Leal, J. Formación Rumiayaco Como Unidad Hidrogeológica Para Abastecimiento De Aguas Subterráneas En El Municipio De Mocoa–Putumayo. 2012.
- (139) Castro, P. Corredor Vial Mocoa–San Francisco (Putumayo) Con Levantamiento Estratigráfico De La Formación Pepino. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano (Sgc), 2019.
- (140) Montenegro, G. Y Barragán, M. Petroleum Geology Of Colombia: Caguán And Putumayo Basins. Medellín: Fondo Editorial Universidad Eafit–Agencia Nacional De Hidrocarburos (Anh), 2011.
- (141) Guerrero, J. G.; Vargas, C. A. Y Montes, L. A. Reservoir Characterization. En: *Earth Sciences Research Journal*. Vol. 14, No. 2 (2010); P. 173–180.
- (142) Wolaver, B. D., Et Al. Structural And Hydrogeologic Evolution Of The Putumayo Basin. En: *Aapg Bulletin*. Vol. 99, No. 10 (2015); P. 1893–1927.
- (143) Ramírez, C.; Solano, F. Y Gutiérrez, A. Cafelina-1, Un Pozo Seco Con Información Clave Para El Descubrimiento Del Campo Costayaco [Paper En Español]: Cafelina-1, A Dry Well With Key Information About The Discovery Of The Costayaco Field. 2009.

- (144) Díaz, E.; Prasad, M.; Mavko, G. Y Dvorkin, J. Effect Of Glauconite On Elastic Properties. En: *The Leading Edge*. Vol. 22, No. 1 (2003); P. 42–45.
- (145) Kaira Z, E., Et Al. Sistemas Petrolíferos Del Putumayo. En: *Vii Simposio Bolivariano*. S. L.: S. N., 2000.
- (146) Wardle, J.; Bueno, E.; Castagna, J. P.; Gil, G. Y Moreno, D. C. Resolution Of Thin Villeta Formation Arena N Reservoirs In The Platanillo Area Of The Putumayo Basin Using Sparse-Layer Inversion. En: Aapg International Conference & Exhibition. Cartagena, Colombia: American Association Of Petroleum Geologists (Aapg), 2013. Aapg Search And Discovery Article No. 90166.
- (147) Beicip Y Franlab. *Evaluación Regional Geológica Y Geofísica De La Cuenca Del Putumayo*. Informe Geológico 1584. Bogotá: Ecopetrol, 1988.
- (148) Balkwill, H.; Rodríguez, G.; Paredes, F. Y Almeida, J. P. Northern Part Of The Oriente Basin, Ecuador: Reflection Seismic Expression Of Structures. En: *Aapg Memoir* 62. S. L.: Aapg, 1995. P. 559–571.
- (149) Rossello, E. A., Et Al. Cuenca Putumayo (Colombia). En: *Vii Congreso De Exploración Y Desarrollo De Hidrocarburos*. S. L.: S. N., 2008.
- (150) Dumez García, J. D. *Evaluación Del Potencial De Producción De Las Areniscas T*. Trabajo De Grado. Bogotá: Fundación Universidad De América, 2019.
- (151) Geoestudios. Análisis Bioestratigráficos Efectuados Por Bioss Ltda. 1993.
- (152) Mcgirk, D. *Geological Report On The Area Between The Guamues And San Miguel Rivers*. S. L.: Texas Petroleum Company, 1949.
- (153) Rossello, E. A., Et Al. Structural Concepts Supporting Frontier Exploration. En: *Eage Conference*. S. L.: Eage, 2005.
- (154) Silvestro, J., Et Al. Reactivación Tectónica Del Borde Este De La Cuenca Oriente. En: *V Congreso De Exploración*. S. L.: S. N., 2002.
- (155) Gómez, J., Et Al. *Mapa Geológico De Colombia 2015*. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano, 2015.
- (156) Beltrán, W.; Espitia, W.; Bello-Palacios, D.; Arias, J. Y Díaz, I. C. H. Structural Styles Of The Southern Putumayo Foreland Basin. En: *Andean Structural Styles*. S. L.: Elsevier, 2022. P. 227–234.

- (157) Baby, P.; Rivadeneira, M.; Barragán, R. Y Christophoul, F. Thick-Skinned Tectonics In The Oriente Foreland Basin Of Ecuador. En: *Geological Society, London, Special Publications*. Vol. 377, No. 1 (2013); P. 59–76.
- (158) Saeid, E.; Bakioglu, K. B.; Kellogg, J.; Leier, A.; Martínez, J. A. Y Guerrero, E. Garzón Massif Basement Tectonics: Structural Control On Evolution Of Petroleum Systems In Upper Magdalena And Putumayo Basins, Colombia. En: *Marine And Petroleum Geology*. Vol. 88 (2017); P. 381–401.
- (159) Beltrán, Wilman; Espitia, Wilmer; Bello-Palacios, Daniel; Arias, Jaime Y Higuera Díaz, Iván Camilo. *Estilos Estructurales Del Sur. Cuenca Del Antepaís Del Putumayo, Norte Andes, Colombia*. Bogotá D.C.: Ecopetrol S.A., Vicepresidencia De Exploración, 2020.
- (160) Aguilera, R. Modelos De Generación Y Migración De Hidrocarburos En La Cuenca Del Putumayo. En: *9th Simposio Bolivariano*. 2006.
- (161) Portafolio. Putumayo, Caquetá Y Llanos, En La Mira De Grandes Petroleras. En: Portafolio.Co [En Línea]. 2019. [Consultado: 1 Enero 2023]. Disponible En: <https://www.portafolio.co/economia/putumayo-caqueta-y-llanos-en-la-mira-de-grandes-petroleras-528810>
- (162) Duarte Gomez, Edison Joan; Cardona Molina, Agustín Y Lopera Castro, Sergio Hernando. Textural And Compositional Controls On Reservoir Quality Of The Cretaceous Caballos Formation In The Putumayo Basin, Colombia. En: *Journal Of Petroleum Geology*. Septiembre, 2025. Vol. 49, No. 1. Doi: 10.1111/Jpg.70009
- (163) Aguilera, R. Geology And Hydrocarbon Potential Guajira And Cayos Basins. En: *Petroleum Geology Of Colombia*. 2011. P. 19–47.
- (164) Amaya, C. A. *Architecture Of Estuarine Reservoirs Of The Cretaceous-Caballos Formation Orito Field, Putumayo Basin, Colombia*. Tesis Doctoral. Columbia: University Of South Carolina, 1996.
- (165) Baby, P.; Rivadeneira, M. Y Barragán, R. (Eds.). *La Cuenca Oriente: Geología Y Petróleo*. Vol. 144. S. L.: Institut Français D'études Andines, 2004.
- (166) Zhongzhen, M. A., Et Al. Division And Resources Evaluation Of Hydrocarbon Plays. En: *Petroleum Exploration And Development*. Vol. 44, No. 2 (2017); P. 247–256.
- (167) Arias, H.; Bravo, O.; Mantilla, H.; Mateus, J.; Alippio, L.; Silva, P. Y Saavedra, N. Geomechanical Behaviour Of Loro-Acaé Block In Putumayo Basin. En: *Ism 9th International Symposium On Geomechanics*. 2021. Publicado En Onepetro.
- (168) Petroanálisis. Informe De Evaluación De Pruebas Petrofísicas De La Formación Villeta En El Pozo Yurilla-1. 1992.

- (169) Mantilla-Pimiento, A. M.; Jentsch, G.; Kley, J. Y Alfonso-Pava, C. Configuration Of The Colombian Caribbean Margin... En: *Subduction Zone Geodynamics*. Berlín: Springer, 2009. P. 247–272.
- (170) Nelson, R. A. Geologic Analysis Of Naturally Fractured Reservoirs. Vol. 1. Houston: Gulf Professional Publishing, 1985.
- (171) Agencia Nacional De Hidrocarburos (Anh). Caguán–Putumayo. [En Línea]. 2023. [Consultado: 18 De Febrero De 2026]. Disponible En: <https://Www.Anh.Gov.Co/Es/Hidrocarburos/Oportunidades-Disponibles/Procesos-De-Seleccion/Ronda-Colombia-2010/Tipo-1/Cagu%C3%A1n-Putumayo>
- (172) Witte, J.; Westlund, D.; Neufeld, C. Y Duarte, L. M. Regional Structural Styles Of The Putumayo Basin, Colombia: Their Effects On Trapping Styles And Migration Pathways. En: Aapg International Conference & Exhibition. Cartagena, Colombia: American Association Of Petroleum Geologists (Aapg), 2013. Aapg Search And Discovery Article No. 90166.
- (173) Agencia Nacional De Hidrocarburos – Anh. *Información De Pozos De La Cuenca Catatumbo*. Bogotá: Anh, 2012.
- (174) Pedraza, P. Y Ramírez, Y. Catatumbo Basin. En: Cediél, F., Ed. Petroleum Geology Of Colombia. Vol. 5. Medellín: Fondo Editorial Universidad Eafit – Agencia Nacional De Hidrocarburos (Anh), 2022.
- (175) Pedraza, P. Y Ramírez, Y. *Geology And Hydrocarbon Potential, Catatumbo Basin*. Bogotá: Anh Papers, 2011.
- (176) Amaya, S. *Termocronología Y Geocronología Del Basamento Metamórfico Del Macizo De Santander, Departamento De Santander*. Tesis Doctoral. Bogotá: Universidad Nacional De Colombia, 2016.
- (177) Pindell, J.; Roger, H. Y Dewey, J. Cenozoic Palinspastic Reconstruction, Paleogeographic Evolution And Hydrocarbon Setting. En: *Sepm Special Publication*. No. 58 (1998); P. 45–85.
- (178) Sarmiento-Rojas, L. F. *Mesozoic Rifting And Cenozoic Basin Inversion History Of The Eastern Cordillera Colombian Andes*. Tesis Doctoral. S. L.: S. N., 2001.
- (179) Macellari, C. E. Cretaceous Paleogeography And Depositional Cycles Of Western South America. En: *Journal Of South American Earth Sciences*. Vol. 1 (1988); P. 373–418.
- (180) Ward, D. E.; Goldsmith, R.; Cruz, J. Y Restrepo, H. *Geología De Los Cuadrángulos H-12 Bucaramanga Y H-13 Pamplona*. Bogotá: Ingeominas, 1973.
- (181) Horton, Brian K.; Parra, Mauricio Y Mora, Andrés. Construction Of The Eastern Cordillera Of Colombia: Insights From The Sedimentary Record. En: Gómez, José Y Pineda, Alejandro

(Eds.). *The Geology Of Colombia*. Vol. 3. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano, 2020. P. 67–88. Doi: 10.32685/Pub.Esp.37.2019.03.

(182) Cediel, F. El Grupo Girón, Una Molasa Mesozoica De La Cordillera Oriental. En: *Boletín Geológico*. Vol. 16, No. 1–3 (1968); P. 5–96.

(183) Icp. *Evaluación Regional Cuenca Del Catatumbo*. Informe Geológico 2894. Bucaramanga: Instituto Colombiano Del Petróleo, 1991.

(184) Exxon. *Regional Petroleum Geology Of The Catatumbo Basin, Colombia*. S. L.: Exxon, 1993.

(185) Notestein, F.; Hubman, C. Y Bowler, J. Geology Of The Barco Concession, Republic Of Colombia. En: *Geological Society Of America Bulletin*. Vol. 55 (1944); P. 1165–1216.

(186) Castillo, J. Y Ceballos, C. *Evaluación Estructural Del Grupo Uribante En Los Campos Tibú, Socuavo Y Sardinata De La Cuenca Del Catatumbo*. Tesis. S. L.: Universidad De Caldas, 1990.

(187) Mondragón, J. C. *Informe Regional Cuenca Del Catatumbo*. Bogotá: Ecopetrol, 2001.

(188) Getty International. *Geological And Geophysical Report Of The Tasajero And West Tasajero Blocks*. S. L.: Getty International, 1982.

(189) Yurewicz, D. A.; Advocate, D.; Lo, H. Y Hernandez, E. Source Rocks And Oil Families, Southwest Maracaibo Basin (Catatumbo Subbasin), Colombia. En: *Aapg Bulletin*. Vol. 82 (1998); P. 1329–1352.

(190) Ecopetrol–Icp. *Patronamiento Bioestratigráfico De Un Área En El Sur De La Cuenca Del Catatumbo*. Reporte Interno. División De Exploración Y Producción. 6 Volúmenes. Bucaramanga: Ecopetrol–Instituto Colombiano Del Petróleo, 1998.

(191) García, R., Et Al. *Correlación Estratigráfica Y Síntesis Paleoambiental Del Cretácico De Los Andes Venezolanos*. S. L.: S. N., 1980.

(192) Richards, H. G. Cretaceous Section In Barco Area Of Northeastern Colombia. En: *Aapg Bulletin*. Vol. 52, No. 12 (1968); P. 2324–2336.

(193) Bouman, Q. C. Y Gibson, G. B. *A Geological Review Of The Barco Area*. Informe. S. L.: Colpet, 1964.

(194) Royero, J. *Plancha III Toledo (Norte De Santander): Memoria Explicativa*. Bogotá: Ingeominas, 2001.

(195) Talukdar, S.; Gallango, O. Y Chin-A-Lien, M. Generation And Migration Of Hydrocarbons In The Maracaibo Basin. En: *Organic Geochemistry*. Vol. 10 (1986); P. 261–279.

- (196) Villamil, T. Campanian–Miocene Tectonostratigraphy, Depocenter Evolution And Basin Development Of Colombia And Western Venezuela. En: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*. Vol. 153 (1999); P. 239–275.
- (197) Villamil, T. Y Pindell, J. Mesozoic Paleogeographic Evolution Of Northern South America. En: *Sepm Special Publication*. No. 58 (1998); P. 283–318.
- (198) Escobar, M.; Díaz, J. G.; Márquez, G.; Boente, C. Y Tocco, R. The La Luna/Río Negro Petroleum System At The Urdaneta West Field, Lake Maracaibo Basin, Nw Venezuela: 1d Basin Modelling And Secondary Oil Migration. *Journal Of Petroleum Geology*. 2022, Vol. 45, No. 3, P. 283–302.
- (199) Galvis Vergara, Jaime; De La Espriella, Ricardo; Cortés Delvalle, Ricardo Y Ujueta, Guillermo. Apuntes Sobre La Estratigrafía Y La Tectónica De La Cuenca Inferior Del Catatumbo Colombiano. *Revista De La Academia Colombiana De Ciencias Exactas, Físicas Y Naturales*. Bogotá D.C.: Academia Colombiana De Ciencias Exactas, Físicas Y Naturales, 2001, Vol. 25, No. 96, P. 337–361. Issn 0370-390.
- (200) Van Der Hammen, T. Estratigrafía Palinológica De La Sabana De Bogotá. En: *Boletín Geológico Del Servicio Geológico Nacional*. Vol. 5, No. 2 (1957).
- (201) Alfonso, C. A. Y Mondragón, J. C. Nuevos Conceptos Exploratorios En La Cuenca De Catatumbo, Colombia. En: *Vii Simposio Bolivariano Exploración Petrolera En Las Cuencas Subandinas*. S. L.: S. N., 2000.
- (202) Servicio Geológico Colombiano. *Cartografía Geológica De La Plancha 87 – Sardinata. Departamento De Norte De Santander*. Bogotá: Sgc, 2016.
- (203) Sutton, F. A. Geology Of Maracaibo Basin, Venezuela. En: *Aapg Bulletin*. Vol. 30, No. 10 (1946); P. 1621–1646.
- (204) Van Der Hammen, T. Estratigrafía Del Terciario Y Maestrichtiano Continental Y Tectogénesis De Los Andes Colombianos. Bogotá: Inventario Geológico Nacional, 1958.
- (205) Case, J. E.; Macdonald, W.; Fox, P. Caribbean Crustal Provinces: Seismic And Gravity Evidence. En: Dengo, G. Y Case, J. E. (Eds.). *The Geology Of North America* (Vol. H): The Caribbean Region. Boulder, Co: Geological Society Of America, 1990.
- (206) Vargas, C. A.; Montes, L. A. Y Ortega, C. Geología Estructural Y Estratigrafía Del Área Majayura (Guajira). En: *Revista De La Academia Colombiana De Ciencias Exactas, Físicas Y Naturales*. Vol. 36 (2012); P. 385–398.
- (207) Taboada, A.; Rivera, L. A.; Fuenzalida, A.; Cisternas, A.; Philip, H.; Bijwaard, H.; Olaya, J. Y Rivera, C. Geodynamics Of The Northern Andes: Subductions And Intracontinental Deformation (Colombia). En: *Tectonics*. Vol. 19, No. 5 (2000); P. 787–813.

- (208) Branquet, Y.; Cheilletz, A.; Cobbold, P. R.; Baby, P.; Laumonier, B. Y Giuliani, G. Andean Deformation And Rift Inversion, Eastern Edge Of Cordillera Oriental (Guatèque–Medina Area), Colombia. *Journal Of South American Earth Sciences*. Oxford: Pergamon, 2002, Vol. 15, P. 391–407.
- (209) Escalona, A. Y Mann, P. Tectonics, Basin Subsidence Mechanisms, And Paleogeography Of The Caribbean–South American Plate Boundary Zone. En: *Marine And Petroleum Geology*. Vol. 28, No. 1 (2011); P. 8–39.
- (210) Mann, P.; Escalona, A. Y Castillo, M. Regional Geologic And Tectonic Setting Of The Maracaibo Supergiant Basin, Western Venezuela. En: *Aapg Bulletin*. (2006); P. 445–478.
- (211) Talukdar, S. Y Marcano, F. Petroleum Systems In The Maracaibo Basin, Venezuela. En: Magoon, L. B. Y Dow, W. G. (Eds.). *The Petroleum System—From Source To Trap*. Aapg Memoir 60. Tulsa: Aapg, 1994. P. 463–482.
- (212) Reyes, H.; Montenegro, B.; Gómez, P. *Tectonoestratigrafía Y Evolución Geológica Del Valle Inferior Del Magdalena*. Boletín De Geología, No. 26 (42), Pp. 19-38, 2004. Recuperado De: <https://Revistas.Uis.Edu.Co/Index.Php/Revistaboletindegelologia/Article/View/910>
- (213) Arminio, J. F.; Vega, R.; Garcia, E.; Yoris, F.; Lugo, J. Y Bertorelli, G. Petroleum Geology And Exploration Of The La Creciente Gas Field, Lower Magdalena Basin, Colombia. En: *X Simposio Bolivariano. Exploración Petrolera De Cuencas Subandinas*. S. L.: S. N., 2009.
- (214) Bernal-Olaya, R.; Mann, P. Y Escalona, A. Cenozoic Tectonostratigraphic Evolution Of The Lower Magdalena Basin, Colombia: An Example Of An Under-To Overfilled Forearc Basin. S. L.: S. N., 2015.
- (215) Mora-Bohórquez, J.; Oncken, O.; Le Breton, E.; Ibáñez-Mejía, M.; Veloza, G.; Mora, A.; Vélez, V. Y De Freitas, M. Formation And Evolution Of The Lower Magdalena Valley Basin And San Jacinto Fold Belt Of Northwestern Colombia. En: Gómez, J. Y Mateus-Zabala, D. (Eds.). *The Geology Of Colombia*. Vol. 3. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano, 2020. P. 21–66.
- (216) Montes, C.; Guzmán, G.; Bayona, G.; Cardona, A.; Valencia, V. Y Jaramillo, C. Clockwise Rotation Of The Santa Marta Massif... En: *Journal Of South American Earth Sciences*. Vol. 29 (2010); P. 832–848.
- (217) Duque-Caro, H. Ciclos Tectónicos Y Sedimentarios En El Norte De Colombia Y Sus Relaciones Con La Paleoecología. En: *Boletín Geológico Ingeominas*. Vol. 19, No. 3 (1972); P. 1–23.
- (218) Dueñas, H. Y Duque, H. *Geología Del Cuadrángulo F-8 (Planeta Rica)*. Bogotá: Ingeominas, 1981.
- (219) Farris, D. W., Et Al. Fracturing Of The Panamanian Isthmus During Initial Collision With South America. En: *Geology*. Vol. 39, No. 11 (2011); P. 1007–1010.

- (220) Agencia Nacional De Hidrocarburos – Universidad De Caldas. *Informe De Integración Evolución Geológica, Sistemas Petrolíferos Y Prospectividad Del Gas En La Subcuenca Plato*. Bogotá: Anh, 2020.
- (221) Guzmán, G.; Gómez, E. Y Serrano, B. E. *Geología De Los Cinturones Sinú, San Jacinto....* Bogotá: Ingeominas, 2004.
- (222) Bernal-Olaya, R.; Mann, P. Y Vargas, C. A. Earthquake, Tomographic, Seismic Reflection, And Gravity Evidence For A Shallowly Dipping Subduction Zone Beneath The Caribbean Margin Of Northwestern Colombia. S. L.: S. N., 2015.
- (223) Dueñas Jiménez, H. Y Gómez González, C. *Bioestratigrafía De La Formación Cansona En La Quebrada Peñitas, Cinturón De San Jacinto, Caribe Colombiano*. Bogotá: Anh, 2013.
- (224) Reyes, G. Y Zapata, G. *Geología De La Plancha 24, Sabanalarga*. Bogotá: Ingeominas, 1996.
- (225) Reyes, G.; Guzmán, G.; Barbosa, G. Y Zapata, G. *Memoria De Las Planchas 29 Y 30, Arjona*. Bogotá: Ingeominas, 1994
- (226) Dueñas-Jiménez, H. *Geología Y Palinología De La Formación Ciénaga De Oro, Región Caribe Colombiana*. Bogotá: Ingeominas, 1986.
- (227) Barrera, J. Y Jaimes, R. *Reinterpretación Geológica Utilizando La Tecnología De Búsqueda De Petróleo Y Gas (Of)*. Proyecto De Grado. Bogotá: Fundación Universidad De América, 2016.
- (228) Manco-Garcés, Alejandra; Marín-Cerón, María Isabel; Sánchez-Plazas, Carlos Javier; Escobar-Arenas, Luis Carlos; Beltrán-Triviño, Alejandro; Von Quadt, Albrecht. Provenance Of The Ciénaga De Oro Formation: Unveiling The Tectonic Evolution Of The Colombian Caribbean Margin During The Oligocene – Early Miocene. *Boletín De Geología*, Vol. 42, No. 3, Septiembre-Diciembre 2020, P. 205-226. Doi: <https://doi.org/10.18273/Revbol.V42n3-2020009>
- (229) López López, Aleida; Cortés, Mario Alberto Y Cuéllar Narváez, Durley. *Cuencas Sedimentarias De Colombia*. Trabajo Presentado Al Ingeniero Eder Ordoñez, En La Asignatura Perforación 1-2 Sábados. Bogotá D.C.: Instituto Cet Petrol, 2012.
- (230) Arminio, J. F.; Yoris, F.; Porras, L.; García, E. Y Diluca, M. *Lower Magdalena Basin*. En: Cediél, F. (Ed.). **Petroleum Geology Of Colombia**. Vol. 10. Bogotá D.C.: Agencia Nacional De Hidrocarburos – Anh, 2012. Disponible En: https://www.anh.gov.co/Documents/25/Volumen_10_lower-Magdalena_basin.Pdf
- (231) Agencia Nacional De Hidrocarburos (Anh). Información General Cuencas Sedimentarias De Colombia. Bogotá: Anh, 2011. (Colombia The Perfect Environment For Hydrocarbons Exploration And Production; 1).

- (232) Rodríguez Moreno, Oscar Hernando. *Análisis Neotectónico En La Cuenca Guajira Offshore Sector Tayrona A Partir De Información Sísmica*. Trabajo De Grado (Geólogo). Bogotá D.C.: Universidad Nacional De Colombia, Facultad De Ciencias, Departamento De Geociencias, 2020. 198 P.
- (233) Londoño, J. Y Schiek, C. Basement Architecture Of The Southern Caribbean Basin Guajira Offshore. S. L.: S. N., 2015.
- (234) Guerrero, J. A Proposal On The Classification Of Systems Tracts. En: *Geología Colombiana*. No. 27 (2002); P. 27–49.
- (235) Rollins, J. *Stratigraphy And Structure Of The Guajira Peninsula, Northwestern Venezuela And Northeastern Colombia*. Lincoln: University Of Nebraska Studies, 1965.
- (236) Ramírez, V. *Stratigraphic Framework And Petroleum Systems Modeling, Guajira Basin, Northern Colombia*. Tesis De Maestría. Alabama: University Of Alabama, 2007.
- (237) Vence, E. Y Mann, P. Subsurface Basement, Structure, Stratigraphy, And Timing Of Regional Tectonic Events Affecting The Guajira Margin Of Northern Colombia. En: *Interpretation*. Vol. 8, No. 4 (2020); P. St69–St105.
- (238) Julivert, M.; Barrero, D.; Botero, G.; Duque-Caro, H., Et Al. *Lexique Stratigraphique International. Amérique Latine, Colombie*. Vol. 5, No. 4a. Paris: Cnrs, 1968.
- (239) Rodríguez, G. Y Londoño, A. C. *Memoria Explicativa Del Mapa Geológico Generalizado Del Departamento De La Guajira. Versión 2*. Bogotá: Ingeominas, 2002.
- (240) Macdonald, W. *Geology Of The Serranía De Macuira Area, Guajira Peninsula*. Tesis Doctoral. Princeton: Princeton University, 1964.
- (241) Mercado, M. *Mapa Geológico Del Departamento De La Guajira (Escala 1:250.000): Memoria Explicativa*. Bogotá: Ingeominas, 2003.
- (242) Martínez, J. I. *Estratigrafía Y Paleoambientes De La Sección Del Río Molino (Guajira, Cretácico Superior)*. Informe 1942. Bogotá: Ingeominas, 1985.
- (243) Rod, R. Y Maync, W. Revision Of Lower Cretaceous Stratigraphy Of Venezuela. En: *Aapg Bulletin*. Vol. 38, No. 2 (1954); P. 193–283.
- (244) Renz, O. Cretaceous In Western Venezuela And The Guajira (Colombia). En: *20th International Geological Congress*. (1956).
- (245) Zapata, V. Y Sarmiento, G. Estratigrafía Sedimentaria Del Oligoceno En La Alta Guajira Colombiana: Evolución De Un Ambiente Arrecifal. En: *Xii Congreso Colombiano De Geología*. Ponencia 164. S. L.: S. N., 2009.

- (246) Thomas, D. *The Tertiary Geology And Systematic Paleontology (Phylum Mollusca) Of The Guajira Peninsula, Colombia*. Tesis Doctoral. Nueva York: State University Of New York At Binghamton, 1972.
- (247) Rubio, R.; Ramírez, V.; Rubiano, J.; Garnica, M.; Moreno, N.; Plata, J.; Mantilla, M.; Gatsby, E.; López, O.; Martínez, I.; Zegarra, M.; Díaz, O.; Meza, J. *Evaluación Regional, Cuenca De La Baja Guajira*. Informe Final. Vicepresidencia Adjunta De Exploración – Gerencia De Estudios Regionales. Informe Interno. Bogotá: Ecopetrol, 1998.
- (248) Lockwood, J. *Geology Of The Serranía De Macuira Area, Guajira Peninsula, Colombia*. Tesis. Princeton: Princeton University, 1965.
- (249) Pulido, A.; Rojas, L.; Y Sarmiento, G. (1991). *Geología De La Plancha 1-01 Bahía De Cocinetas, Escala 1:100 000*. Memoria Explicativa. Bogotá: Ingeominas.
- (250) López, E. *Evolución Tectónica De La Región Caribe De Colombia*. Informe Interno. Bogotá: Ingeominas, 2005.
- (251) Audemard, F. A. Paleoseismicity Studies On The Oca–Ancón Fault System, Northwestern Venezuela. En: *Tectonophysics*. Vol. 259, No. 1–3 (1996); P. 67–80. Doi: 10.1016/0040-1951(95)00144-1.
- (252) Cediel, M.; Almanza, O. Y Montes, L. Análisis Avo En El Yacimiento De Alta Impedancia Del Campo Chuchupa. En: *Boletín De Geología*. Vol. 34, No. 2 (2012); P. 139–148.
- (253) León Lagos, Brayan Y Ramírez Celis, Brayan Fernando. *Industria Petrolera Colombiana: Campo De Chuchupa Y Ballenas*. Trabajo Académico. Bucaramanga: Unidades Tecnológicas De Santander, 2014. Disponible En: https://Prezi.Com/4zftzbuzpy_5/Cuenca-De-La-Guajira-Offshore/
- (254) Vence, E. *Subsurface Structure, Stratigraphy, And Regional Tectonic Controls Of The Guajira Margin Of Northern Colombia*. Tesis Doctoral. Austin: University Of Texas At Austin, 2008.
- (255) Ramírez, V.; Vargas, L.; Rubio, S.; Niño, C. Y Mantilla, O. Petroleum Systems Of The Guajira Basin, Northern Colombia. S. L.: S. N., 2015.
- (256) Icp – Texaco. *Evaluación Del Bloque Macuira, Guajira, Costa Afuera*. Bucaramanga: Instituto Colombiano Del Petróleo; Ecopetrol, 2002.
- (257) Leal, L. A. M. *Reconocimiento Geológico Del Macizo De Garzón*. Bogotá: Ingeominas, 2002.
- (258) Olaya, I. Y Ramírez, V. Exploración En La Cuenca Frontera Guajira Costa Afuera: Nuevos Conceptos Y Plays. En: *Viii Symposium Of Petroleum Exploration In The Subandean Basins*. Bogotá: Acggp, 2003.

- (259) Mantilla, O.; Castellanos, J.; Ramírez, V. Y Rubio, C. Tectono-Stratigraphic Events Of The Northern Caribbean Offshore. En: *International Conference And Exhibition*. S. L.: S. N., 2013.
- (260) Katz, B. Y Williams, K. Biogenic Gas Potential Offshore Guajira Peninsula, Colombia. En: *Aapg Annual Convention*. Abstract. S. L.: Aapg, 2003.
- (261) Rice, D. Y Claypool, G. Generation, Accumulation, And Resource Potential Of Biogenic Gas. En: *Aapg Bulletin*. Vol. 65 (1981); P. 5–25.
- (262) Ramírez, V.; Rangel, A. Y Hernández, R. Petroleum Systems Of The Guajira Basin, Northern Colombia. En: *Viii Congress, Latin American Association Of Organic Geochemistry*. (2002).
- (263) Ramírez, V.; Rangel, A. Y Hernández, R. Thermogenic Hydrocarbon Processes In The Guajira Basin—A Petroleum Systems Approach. En: *Viii Symposium Of Petroleum Exploration In The Subandean Basins*. Bogotá: Acggp, 2003.
- (264) Mora, A.; Parra, M.; Kammer, A.; Blanco, V.; García, J.; Caballero, V. Y Otros. *Deformación Andina E Inversión Del Rift, Borde Oriental De La Cordillera Oriental (Área De Guateque-Medina), Colombia*. Revista De Ciencias De La Tierra Sudamericanas. 2002, Vol. 15, No. 4, P. 391-407. Doi: 10.1016/S0895-9811(02)00063-9.
- (265) Gil, A. Y Martinez H. Análisis Micro Facial Del Grupo Cogollo, Y Formación La Luna, Cuenca Cesar Ranchería, Guajira, Colombia. Trabajo De Grado (Geólogo). Universidad Nacional De Colombia, Departamento De Geociencias. Bogotá, 1990
- (266) Zambrano, E.; Vásquez, E.; Duval, B.; Latreille, M., Y Coffiniers B. Síntesis Paleogeográfica Y Petrolera Del Occidente De Venezuela. Iv Congreso Geológico Venezolano. Caracas, 1975.
- (267) Arias, A., Morales, C. J., 1999, Mapa Geológico Generalizado Del Departamento Del Cesar, Memoria Explicativa Y Mapa A Escala 1: 250.000. Bogotá D.C.: Ingeominas.
- (268) Hernandez, M. Memoria Explicativa Geología Plancha 48, Jagua De Ibirico. Escala 1:100.000, Ingeominas. Bogotá, 2003.
- (269) Bayona, G., Lamus-Ochoa, F., Cardona, A., Montes, C., Tchegliakova, N. (2007): Procesos Orogénicos Del Paleoceno Para La Cuenca De Ranchería (Guajira, Colombia) Y Áreas Adyacentes Definidos Por Análisis De Procedencia. - *Geología Colombiana*, 32, Pp. 21-46, 14 Figs., Bogotá.
- (270) Cáceres, C.; Molina, J. Y Bernal, J. *Informe Geológico Final, Pozo El Molino 1x*. Reporte Interno. S. L.: Ecopetrol S. A., 1981.
- (271) Cáceres, H.; Camacho, R. Y Reyes, S. N. *Guide Book To The Geology Of The Ranchería Basin*. S. L.: S. N., 1980.
- (272) García, C. *Proyecto Cesar–Ranchería*. Bogotá: Ecopetrol, 1990.

- (273) Hernández, M. Y Maldonado, J. *Geología De La Plancha La Jagua De Ibirico, Escala 1:100 000*. Memoria Explicativa. Bogotá: Instituto Colombiano De Geología Y Minería – Ingeominas, 1995.
- (274) Rivera, M. (1998). *Descripción Litológica De La Formación Aguas Blancas*. Citado En Agencia Nacional De Hidrocarburos (2009). Informe Final – Reconstrucción De La Historia Térmica En Un Sector De La Cuenca Cesar-Ranchería.
- (275) Garner, A.H. (1926). *La Luna Limestone*. Presentado/Descrito Originalmente Como Nombre De Unidad Litológica En La Quebrada La Luna, Sierra De Perijá (Zulia, Venezuela). Citado En Estudios Posteriores De Estratigrafía Cretácica De La Región.
- (276) Rivera, F. G. *Informe Geológico Final Pozo Compae-4*. S. L.: Geoexplorer Ltda., 2003.
- (277) Geoestudios Ltda. (2006). *Cartografía Geológica Cuenca Cesar-Ranchería. Informe Final*. Bogotá, Agencia Nacional De Hidrocarburos – Anh, Contrato No. 084 De 2005.
- (278) Ujueta, G. Y Llinás, R. Reconocimiento Geológico De La Parte Más Septentrional De La Sierra De Perijá. En: *Geología Colombiana*. No. 17 (1990); P. 197–209.
- (279) Aldershoof, W. *Geochemical Source Rock Investigation In Colombia*. Bogotá: Ecopetrol, 1951.
- (280) Olaya, I. D. *Proyecto Cuencas Fronteras: Informe De Recopilación De Información Cesar-Ranchería. Informe Interno 3886*. Bogotá: Ecopetrol, 1994.
- (281) Lozano, C. *Informe Técnico Anual 1989. Contrato De Asociación Bosconia – Esso – Colombiana Limited*. S. L.: S. N., 1990.
- (282) Kochinski, D. Y Maldonado, A. Interpretación Geológica De La Información Sísmica De La Subcuenca De Ranchería. Ecopetrol S.A., Bogotá, 1991. Citado Por: Pérez Rangel, Javier. *Reconstrucción Historia Termal En Un Sector De La Cuenca Cesar-Ranchería*. 2009.
- (283) Servicio Geológico Colombiano – Sgc. Anexo G, Compilación De La Cuenca Cordillera Oriental, Colombia [Documento Pdf]. Bogotá: Sgc, 2014.
- (284) Mora, A.; Reyes-Harker, A.; Rodríguez, G.; Tesón, E.; Ramírez-Arias, J. C.; Parra, M.; Caballero, V.; Mora, J. P.; Quintero, I.; Valencia, V.; Ibáñez-Mejía, M.; Horton, B. K. Y Stockli, D. F. Inversion Tectonics Under Increasing Rates Of Shortening And Sedimentation: Cenozoic Example From The Eastern Cordillera Of Colombia. En: Nemčok, M.; Mora, A. Y Cosgrove, J. W. (Eds.). *Thick-Skin-Dominated Orogens*. Geological Society Special Publication 377. Londres: Geological Society, 2013. P. 411–442.
- (285) Parra, M.; Mora, A.; Sobel, E.; Strecker, M. Y González, R. Exhumation History Of The Eastern Cordillera Of Colombia. En: *Tectonics*. Vol. 28 (2009).
- (286) Saylor, J. E.; Horton, B. K.; Stockli, D. F.; Mora, A. Y Corredor, J. Structural And Thermochronological Evidence For Paleogene Basement-Involved Shortening In The Axial Eastern Cordillera, Colombia. En: *Journal Of South American Earth Sciences*. Vol. 39 (2012); P. 202–215.

- (287) Horton, B. K.; Anderson, V. J.; Caballero, V.; Saylor, J. E.; Nie, J.; Parra, M. Y Mora, A. Application Of Detrital Zircon U–Pb Geochronology To Surface And Subsurface Correlations... En: *Geosphere*. Vol. 11, No. 6 (2015); P. 1790–1811.
- (288) Bayona, G.; Cardona, A.; Jaramillo, C.; Mora, A.; Montes, C.; Valencia, V.; Ayala, C.; Montenegro, O.; E Ibáñez-Mejía, M. Early Paleogene Magmatism In The Northern Andes: Insights On The Effects Of Oceanic Plateau–Continent Convergence. En: *Earth And Planetary Science Letters*. Vols. 331–332 (2012); P. 97–111.
- (289) Langenheim, R. *Preliminary Report On The Stratigraphy Of The Girón Formation In Santander Y Boyacá. Informe 1011*. Bogotá: Servicio Geológico Nacional, 1954.
- (290) Cáceres, C. Y Etayo-Serna, F. *Memoria Explicativa Del Cuadrángulo L–10 Fusagasugá*. Bogotá: Universidad Nacional De Colombia, 1969. 50 P.
- (291) Hubach, E. Contribución A Las Unidades Estratigráficas De Colombia. Informe No. 1212. Bogotá: Servicio Geológico Nacional, 1957a. 166 P.
- (292) Ingeominas. Contrato Co-2098 Ingeominas–Occidental De Colombia, Para La Evaluación Geológica De Campo De La Parte Sur De La Cuenca De Bogotá, En Las Áreas De Soacha, Fusagasugá Y Alrededores. Fases 1 Y 2. Informe Inédito. Bogotá: Ingeominas, 1990.
- (293) Zavala, Carlos; Arcuri, Mariano; De Freitas, Mario Y Mesa, Andrés. Modelo Depositacional Para La Formación Une (Albiano–Cenomaniano). Cordillera Oriental. Colombia. [Ponencia Técnica]. Colombia: Gcs Argentina – Hocol, S.F.
- (294) Salazar, A. Cartografía, Estratigrafía Y Geología Estructural Del Flanco Occidental Del Bloque Medina. Informe Final. Bogotá: Ecopetrol, 1997.
- (295) Renzoni, G. Apuntes Acerca De La Litología Y Tectónica De La Zona Al Este Y Sureste De Bogotá. En: *Boletín Geológico*. Vol. 10, No. 1–3 (1962); P. 59–79.
- (296) Rodríguez, E. Y Ulloa, C. *Geología Del Cuadrángulo K-12: Guateque. Informe 1701*. Bogotá: Ingeominas, 1976.
- (297) Guerrero, J.; Sarmiento, G. Y Navarrete, R. E. The Stratigraphy Of The W Side Of The Cretaceous Colombian Basin In The Vsm. En: *Geología Colombiana*. No. 25 (2000); P. 45–110.
- (298) Alvarado, B. Y Sarmiento, R. *Informe Geológico Sobre Los Yacimientos De Hierro, Carbón Y Caliza De La Región De Paz De Río, Departamento De Boyacá*. Informe 468. S. L.: Servicio Geológico Nacional, 1944.
- (299) Alba Rubio, E. J. Y Escobar Yela, J. A. *Geología, Caracterización Y Cálculo De Recursos Del Yacimiento De Carbón Ubicado En El Cerro Culatas, Municipio De Corrales, Boyacá*. Trabajo De Grado. Tunja: Universidad Pedagógica Y Tecnológica De Colombia, 2017.
- (300) Agencia Nacional De Hidrocarburos – Anh. *Cordillera Oriental*. En: Ronda Colombia 2010 – Tipo 1 [En Línea]. Bogotá D.C.: Anh, 2010. Disponible En: <https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/Oportunidades-Disponibles/Procesosde-Seleccion/Ronda-Colombia-2010/Tipo-1/Cordillera-Oriental/>

- (301) Mora, A.; Horton, B. K.; Mesa, A., Et Al. Migration Of Cenozoic Deformation In The Eastern Cordillera Of Colombia. En: *Basin Research*. Vol. 22 (2010); P. 974–998.
- (302) Sarmiento-Rojas, L. F.; Van Wess, J. D. Y Cloetingh, S. Mesozoic Transtensional Basin History Of The Eastern Cordillera, Colombian Andes. En: *Journal Of South American Earth Sciences*. Vol. 21, No. 4 (2006); P. 383–411.
- (303) Rosero Céspedes, Juan Sebastián. *Estratigrafía Y Geoquímica Isotópica De Algunas Unidades Cenozoicas De Las Cuencas De San Jacinto Y Valle Inferior Del Magdalena, Caribe Colombiano*. Tesis De Maestría En Ciencias De La Tierra. Manizales: Universidad De Caldas, Facultad De Ciencias Exactas Y Naturales, Departamento De Ciencias Geológicas, 2013.
- (304) Duque-Caro, H. Estilo Estructural, Diapirismo Y Episodios De Acrecimiento Del Terreno Sinú–San Jacinto En El Noroccidente De Colombia. En: *Boletín Geológico*. Vol. 27, No. 2 (1984); P. 2–29.
- (305) Giraldo-Villegas, C. A., Et Al. Paleoenvironmental Conditions Over The Caribbean Large Igneous Province... En: *Cretaceous Research*. Vol. 142 (2023).
- (306) Plata-Torres, A.; Pardo-Trujillo, A.; Vallejo-Hincapié, F.; Trejos-Tamayo, R. Y Flores, J. A. Early Eocene Palynology Of Marine Sediments From The Colombian Caribbean. En: *Journal Of South American Earth Sciences*. Vol. 121 (2023).
- (307) Duque-Caro, H.; Guzmán, G. Y Hernández, O. *Geología De La Plancha 38. Informe 2188*. Bogotá: Ingeominas, 1996.
- (308) Duque-Caro, H. The Geology Of The Montería Area. En: *14th Annual Field Conference, Cspgg*. (1973); P. 397–426.
- (309) Etayo-Serna, F., Et Al. *Mapa De Terrenos Geológicos De Colombia. Publicación Geológica Especial 14(1)*. Bogotá: Ingeominas, 1983.
- (310) Galves, H. *Caracterización Petrográfica Y Determinación De La Fuente De Aporte... Formación Cansona Y San Cayetano*. Trabajo De Grado. Bogotá: Universidad Nacional De Colombia, 1998.
- (311) Geotec. *Cartografía Geológica De La Región Del Sinú*. Bogotá: Geotec, 1997.
- (312) B&G Unión Temporal. *Cartografía Geológica En Los Cinturones Plegados Sinú–San Jacinto*. [En Línea]. Bogotá: Agencia Nacional De Hidrocarburos (Anh), 2006. Disponible En: https://www.anh.gov.co/Documents/2727/Cartografia_geologica_sinu-San_jacinto_2006.Pdf.
- (313) Guzmán, G. *Paleogeography Of The Miocene, San Jacinto Belt*. Tesis Doctoral. Liège: Université De Liège, 2005.
- (314) Flinch, J. F. Structural Evolution Of The Sinú–Lower Magdalena Area. En: Bartolini, C.; Buffler, R. T. Y Blickwede, J. (Eds.). *The Circum-Gulf Of Mexico And The Caribbean*. Aapg Memoir 79. 2003. P. 776–796.
- (315) Niño, C. *Sistemas Petrolíferos Da Parte Norte Da Bacia De Sinú–San Jacinto, Colômbia*. Tesis De Maestría. Río De Janeiro: Universidade Federal Do Rio De Janeiro, 2005.

- (316) Bermúdez, H. D.; Alvarán, M.; Grajales, J. A.; Restrepo, L. C.; Rosero, J. S.; Guzmán, C. Y Osorno, F. Estratigrafía Y Evolución Geológica De La Secuencia Sedimentaria Del Cinturón Plegado De San Jacinto. En: *Xii Congreso Colombiano De Geología*. (2009); P. 27.
- (317) Clavijo, J. Y Barrera, R. *Geología De Las Planchas 44 Sincelejo Y 52 Sahagún*. Bogotá: Ingeominas, 1999.
- (318) Marín, J. P.; Bermúdez, H. D.; Aguilera, R.; Jaramillo, J. M.; Rodríguez, J. V.; Ruiz, E. C. Y Cerón, M. R. Evaluación Geológica Y Prospectividad Sector Sinú–Urabá. En: *Boletín De Geología*. Vol. 32, No. 1 (2010); P. 145–153.
- (319) Alfaro, E. Y Holz, M. Review Of The Chronostratigraphic Charts In The Sinú-San Jacinto Basin Based On New Seismic Stratigraphic Interpretations. *Journal Of South American Earth Sciences*, Vol. 56, Pp. 139-169, 2014.
- (320) Hernández Pardo, O. Y Jaramillo, J. M. *Reconstrucción De La Historia Termal En Los Sectores De Luruaco Y Cerro Cansona*. Informe Final. Bogotá: Universidad Nacional De Colombia; Agencia Nacional De Hidrocarburos, 2009.
- (321) Sánchez, C. Y Permanyer, A. Origin And Alteration Of Oils And Oil Seeps From The Sinú–San Jacinto Basin, Colombia. *Organic Geochemistry*, Vol. 37, No. 12, P. 1831–1845, 2006.
- (322) Ecopetrol. *Informe Geológico Final Pozo Puerta Negra 1*. Bogotá: Ecopetrol, 1991.
- (323) Agencia Nacional De Hidrocarburos – Anh. *Interpretación Programa Sísmico 2d Sinú San Jacinto Sur*. Bogotá: Anh, 2008.
- (324) Mora, A., Tesón, E., Martínez, J., Parra, M., Lasso, Á., Horton, B.K., Ketcham, R.A., Velásquez, A. & Arias–Martínez, J.P. 2020. The Eastern Foothills of Colombia. In: Gómez, J. & Mateus–Zabala, D. (editors), *The Geology of Colombia, Volume 3 Paleogene – Neogene*. Servicio Geológico Colombiano, Publicaciones Geológicas Especiales 37, p. 123–142. Bogotá. <https://doi.org/10.32685/pub.esp.37.2019.05>
- (325) Hernández Durán, S. (2021). *Litogeoquímica de las unidades del Cretácico Superior, su relación con las áreas de aporte y evolución de los medios sedimentarios, Cuenca del Valle Superior del Magdalena, Colombia* [Trabajo de grado, Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ciencias, Departamento de Geociencias].
- (326) Félix T.T Gonçalves, Cesar A Mora, Fabio Córdoba, Edgar C Kairuz, Blanca N Giraldo, Petroleum generation and migration in the Putumayo Basin, Colombia: insights from an organic geochemistry and basin modeling study in the foothills, *Marine and Petroleum Geology*, Volume 19, Issue 6, 2002, Pages 711-725, ISSN 0264-8172, [https://doi.org/10.1016/S0264-8172\(02\)00034-X](https://doi.org/10.1016/S0264-8172(02)00034-X).
- (327) Mora-Hernández, C. A., Posada-Saldarriaga, C. R., Silveira-Moreno, G. B., Chajín-Ortiz, P., & Bermúdez-Cella, M. A. (2025). Hábitat geológico, geoquímica de gases y prospectividad del gas natural y el gas licuado del petróleo en la cuenca Valle Medio del Magdalena, Colombia. *Boletín De Geología*, 47(2), 43–59. <https://doi.org/10.18273/revbol.v47n2-2025002>

- (328) Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2012). *Cuenca Catatumbo: Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos*.
- (329) Agencia Nacional de Hidrocarburos, *Evaluación regional de la Cuenca de los Llanos Orientales*, Bogotá, Colombia, 2012.
- (330) Rodríguez, O. H. (2020). Análisis neotectónico en la cuenca Guajira offshore sector Tayrona a partir de información sísmica. Recuperado de: <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/80067>
- (331) Servicio Geológico Colombiano. (2025). *Capa de Pozos Productores e Inyectores de Colombia Activos* [Capa GIS]. GEOVISOR BIP. https://srvags.sgc.gov.co/JSViewer/GEOVISOR_BIP/
- (332) Pérez, R., García, H., Manrique, E., Rodriguez, H., Mehta, S., Moore, R., Ursenbach, M., Sequera-Dalton, B., and Dubert Gutierrez. "Experimental Performance of Steam-Based Hybrid Technologies to Improve Energy Efficiency in a Colombian Heavy Oil Reservoir." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Virtual, October 2020. Doi: <https://doi.org/10.2118/201564-MS>
- (333) Servicio Geológico Colombiano, "Geotermia: Gradiente geotérmico," Dataset (Feature Service), Infraestructura Colombiana de Datos Espaciales (ICDE), 2020, actualizado el 16-oct-2024. [En línea]. Disponible en: https://datos.icde.gov.co/datasets/bf871b71a6094ccd9979218e3440df5c_0/about. [Accedido: 15-ene-2026].
- (334) Guerrero-Moreno, C., & Dueñas-Jiménez, H. (2025). *Pre-Cretaceous sedimentary sequences of Llanos Orientales Basin, Colombia*. Boletín Geológico, 52(1).
- (335) Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2023). Cuencas ajustadas 2023 [Archivo de datos geoespaciales (shapefile)]. Tomado de <https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/información-geológica-y-geofísica/estudios-integrados-y-modelamientos/mapa-de-cuencas/>
- (336) Gonçalves, F. T. T., Mora, C. A., Córdoba, F., et al. (2002). Petroleum generation and migration in the Putumayo Basin, Colombia: Insights from an organic geochemistry and basin modeling study. *Marine and Petroleum Geology*. [https://doi.org/10.1016/S0264-8172\(02\)00034-X](https://doi.org/10.1016/S0264-8172(02)00034-X)
- (337) Pang, Y., Zhang, X., Guo, X., et al. (2017). Basin modeling in the initial stage of exploration: A case study from the North Subbasin of the South Yellow Sea Basin. *Acta Oceanologica Sinica*, 36, 65–78. <https://doi.org/10.1007/s13131-017-1112-1>
- (338) Xu, B., Lei, Y., Zhang, L., Liu, N., Li, C., Li, Y., Jia, Y., Wang, J., & Zeng, Z. (2025). Modeling of hydrocarbon migration and hydrocarbon-phase state behavior evolution process simulation in deep-ultradeep reservoirs of the Mo-Yong Area, Junggar Basin. *Applied Sciences*, 15(17), 9694. <https://doi.org/10.3390/app15179694>
- (339) Mora-Hernández, C.A., Posada-Saldarriaga, C.R., Silveira-Moreno, G.B., Chajín-Ortiz, P., & Bermúdez-Cella, M.A. (2024). Prospectividad del gas en el dominio piedemonte (cuenca Cordillera) y la zona de antepaís occidental de la cuenca Llanos Orientales, Colombia. *Boletín de Geología*, 46(3), 105-126. DOI: 10.18273/revbol.v46n3-2024004



BORRADOR