

# Caguán-Putumayo

COLOMBIA:  
The perfect environment for Hydrocarbons

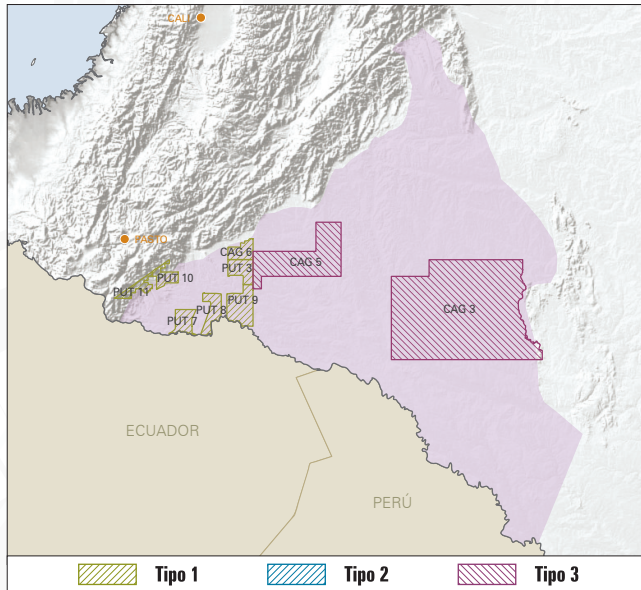


FIGURA 1. Mapa de ubicación del área y de los bloques.

## Generalidades

La Cuenca Caguán-Putumayo abarca una región de 110 304 km<sup>2</sup> (al norte, Caguán y al sur, Putumayo), en el suroeste de Colombia (Figura 1). Limita al occidente con la Cordillera Oriental y al oriente con el Escudo de Guyana; al norte con la Serranía de la Macarena y al sur con el límite internacional con Ecuador. Esta cuenca comparte su historia geológica con la Cuenca de Oriente en Ecuador, como parte de una cuenca tipo antepaís (*foreland*). La zona norte de la cuenca ha sido menos explorada que la zona sur; sin embargo, los rezumaderos y la perforación de pozos que contienen hidrocarburos, evidencian por lo menos un sistema petrolífero activo. Las trampas presentes en las dos zonas son a grandes rasgos cabalgamientos, fallas de rumbo de alto ángulo con pliegues asociados y fallas ciegas en el piedemonte; fallas normales y acuñamientos en la zona de antepaís. El sello del sistema se ha identificado en intervalos arcillosos de las formaciones Caballos, Villeta/Macarena, Rumiayaco, Orteguaza, Arrayán y Serranía.

## Geología del petróleo

### Evidencia de Hidrocarburos

En esta cuenca se han reportado rezumaderos, descubrimientos de petróleo (365 MBP) y gas (305 GPCS), además de 30 campos petroleros, elementos que confirman la existencia de por lo menos un sistema petrolífero activo (Figura 2).

## ASPECTOS CLAVE

Cuenca	▶ Caguán-Putumayo
Tipo de cuenca	▶ Antepaís
Área de la cuenca	▶ 110 304 km <sup>2</sup> / 11 030 406 Ha
Área disponible	▶ 23 456 km <sup>2</sup> / 2 345 608 Ha
Pozos perforados	▶ 374
Espesor máx. cohertera productiva	▶ 4200 m
Sísmica 2D	▶ 18 730 km
Campos descubiertos	▶ 30
Roca Generadora	▶ Caballos-Villeta-Macarena
Roca Reservorio	▶ Caballos/Pepino-Villeta
Roca Sello	▶ Villeta- Macarena/Rumiayaco-Orteguaza
Tipo de hidrocarburo	▶ Petróleo

Se proponen como sistemas petrolíferos en la zona sur Caballos-Caballos (?), Caballos-Pepino (?), Villeta-Caballos (?), Villeta-Villeta (?) y Villeta-Pepino (?), mientras que en la zona norte se proponen Macarena-Macarena (?) y Macarena-Pepino (?). Aunque los análisis geoquímicos aún no son concluyentes al mostrar una correlación aceite-roca, a partir de ellos se postulan dos pulsos diferentes de migración: i) Oligoceno-Mioceno, que llenaría trampas pre-Oligoceno en el piedemonte, en el área de antepaís y, ii) Mioceno tardío-Plioceno cuyo llenado es restringido a estructuras más recientes en el piedemonte.

### Roca Generadora

Las rocas en la zona norte, con buenas características de generación de hidrocarburos, corresponden a los intervalos superior y medio del Grupo Macarena, de acuerdo con los datos recopilados en el pozo Uribe-1. En el sur, son de muy buenas características como generadora las formaciones Villeta y Caballos según los análisis realizados. Las rocas del Cretácico, del sector de Florencia poseen también buenas cualidades para generar hidrocarburos.

En el sur, las características de generación son mejores hacia la franja donde se localiza el Campo Orito, como lo muestra el diagrama de Van Krevelen para muestras de este sector (Figura 3).

### Generación y Migración

El modelo de generación y migración plantea altas posibilidades de entrapamiento de hidrocarburos, así:



•• Carta estratigráfica

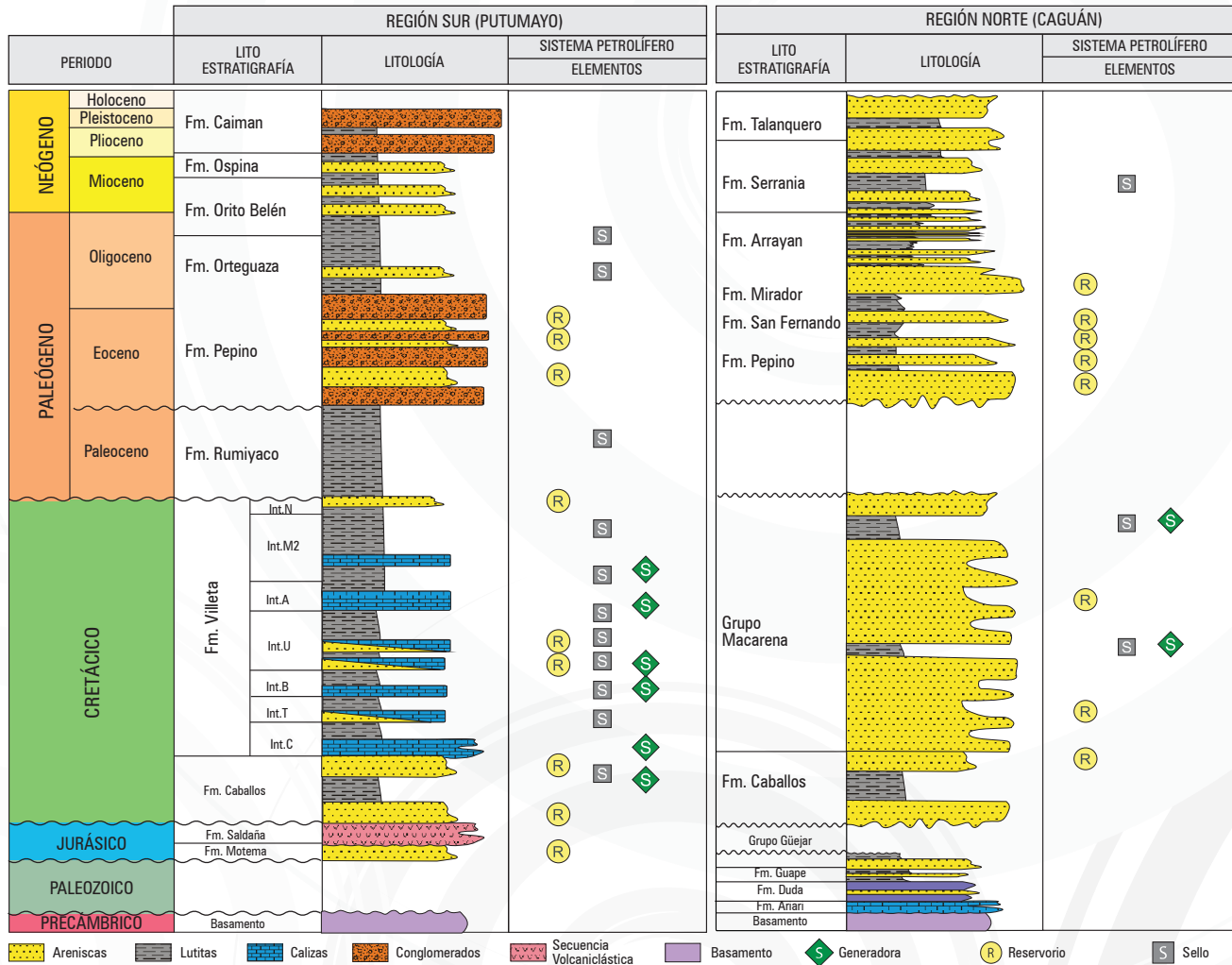


FIGURA 2. Sección cronoestratigráfica al norte y al sur de la Cuenca Caguán-Putumayo donde se señalan los elementos del sistema petrolífero. Tomado de ANH 2007 y ANH 2005.

**Sector Caguán:** Las direcciones predominantes de migración de crudos en la zona del Caguán son:

- i) Desde el oeste (donde actualmente se encuentra la Cordillera Oriental) hacia la Serranía de la Macarena.
- ii) Desde la Cuenca del Valle Superior del Magdalena hacia el piedemonte y zona de antepaís. Ruta de migración que actuó antes del levantamiento de la Cordillera Oriental.
- iii) Zonas de generación importantes están localizadas al este de la Serranía de la Macarena.

**Sector Putumayo:** La evaluación geoquímica del aceite encontrado en las rocas generadoras ofrece poca evidencia para inferir una migración vertical, las trazas de aceite no son exactamente iguales que los extractos obtenidos de la roca generadora; por lo tanto el crudo puede venir del oeste o de áreas profundas aun no perforadas.

De acuerdo con los modelos geoquímicos, el hidrocarburo migró lateralmente desde zonas por fuera del límite

actual de la cuenca, en la Cordillera Oriental. Esta hipótesis sugiere un importante proceso de expulsión desde las formaciones Caballos y Villeta durante el Mioceno-Plioceno temprano en el sur de la cuenca.

**Roca Reservoirio**

Las areniscas cretácicas de la Formación Caballos son el principal reservoirio en la cuenca, especialmente cuando se desarrollan fallas de un desplazamiento mayor a 61 metros. Las porosidades van desde 10% a 16% y permeabilidades promedio de 50 md. Reservoirios secundarios son encontrados en las areniscas de la Formación Villeta y los conglomerados de la Formación Pepino.

**Roca Sello**

Shales y niveles calcáreos cretácicos de la Formación Villeta son excelentes unidades de sello lateral y al tope. Hacia el piedemonte, es posible que fallas de cabalgamiento puedan actuar como sellos efectivos al poner en contacto las are-



•• Diagramas de Van Krevelen

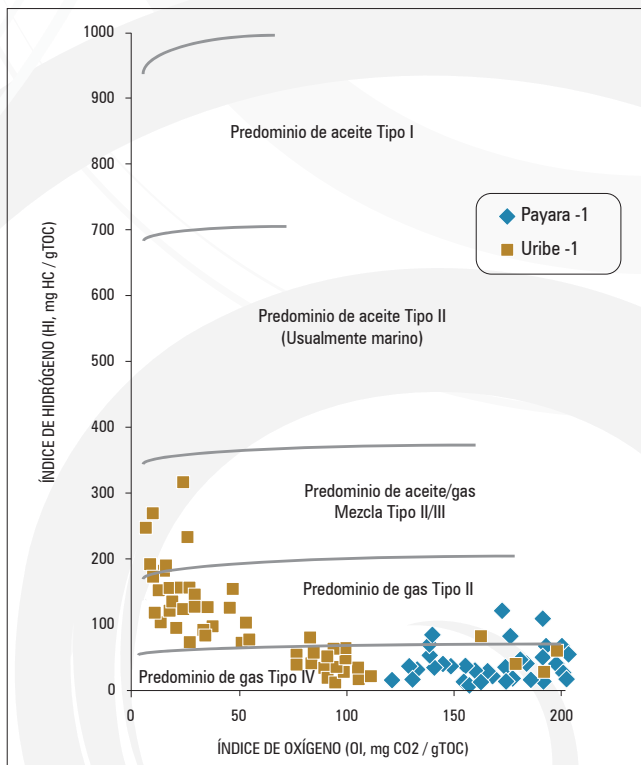
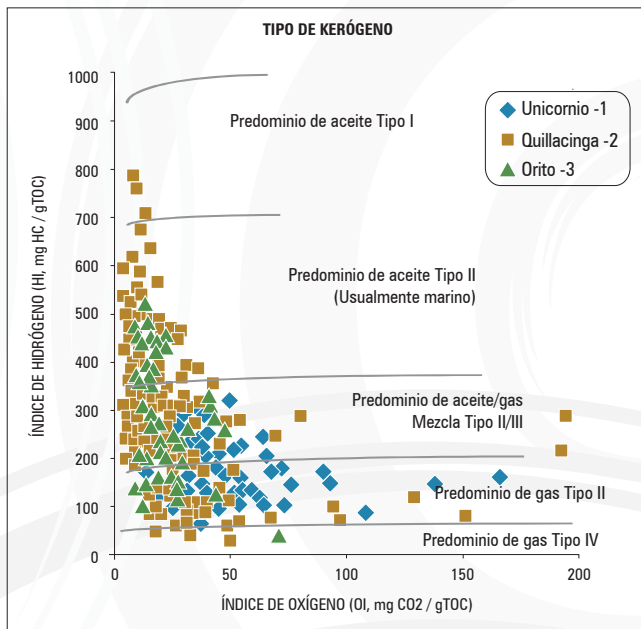


FIGURA 3. Diagramas de Van Krevelen para las rocas de los sectores Caguán (abajo) y Putumayo (arriba).

niscas de la Formación Caballos con sedimentos más finos o rocas ígneo-metamórficas; sin desconocer el riesgo de estas últimas al actuar como sello. Los shales de las formaciones Rumiyaco y Orteguzza también son sellos potenciales.

**Trampas**

En la zona del Putumayo, las principales trampas son: fallas inversas de alto ángulo con pliegues asociados, anticli-

nales relacionados con fallamientos tipo *thick skinned* y anticlinales relacionados con fallas inversas y *back thrusts*. Para la zona del Caguán, las estructuras de entrapamiento se relacionan con pliegues formados por inversión de fallas normales, así como a pliegues de arrastre tipo *fault propagation fold*.

En el área de antepaís, para la Cuenca Caguán-Putumayo, las principales trampas son estratigráficas, debidas a acuñamientos de las secuencias cenozoicas contra el basamento.

**Sísmica representativa**

En esta cuenca, los programas sísmicos más representativos son, CAQ-1988, YARI-1973 (Figuras 4 y 5); y particularmente, en el departamento de Putumayo, hacia el sector del piedemonte, en cercanías del campo Orito, se tienen los programas: P-1992, y PE-1987.

**Geoquímica**

Para la zona del Caguán, en el sector de Florencia, el Cretácico no diferenciado presenta las mejores cualidades de rocas generadoras. Los contenidos de Materia Orgánica (TOC) son excelentes, entre 7,34% y 13,36%; el potencial de hidrocarburos (S2) es muy bueno, con valores entre 18,45 y 42,80; la materia orgánica está entrando en la etapa de generación de hidrocarburos líquidos, con rangos de madurez que varían entre Ro 0,43% y 0,61%; y la calidad de la materia orgánica en general corresponde a un kerógeno tipo II. Para el sector de la Uribe, dos intervalos del Miembro Medio y Superior de la Formación Macarena presentan características de buenas a excelentes como roca generadora, con picos en los parámetros de TOC, T<sub>máx</sub>, S1 y S2 a profundidad de 1006 metros (Figura 3).

**Prospektividad**

La prospección de hidrocarburos en la Cuenca Caguán-Putumayo ha estado enfocada a detectar trampas de tipo estructural que involucran las formaciones del Cretácico y Cenozoico. Los nuevos *plays*, diferentes a los ya definidos, encontrados en estructuras y acuñamientos de hasta 3000 MBP in situ, según ECOPETROL (1994), pueden proponerse partiendo de observaciones y similitudes de esta cuenca con la de Oriente en el Ecuador. Dentro de la cuenca también se presume la prolongación del cinturón de aceite pesado de los Llanos; además de la existencia de un posible sistema petrolífero en rocas del Paleozoico. Los cabalgamientos pre-Mioceno localizados hacia el piedemonte presentan alta prospectividad debido a la posible existencia de estructuras que ponen en contacto la Formación Caballos con rocas cristalinas. Las características geoquímicas de la Formación Villeta y de la Formación Caballos como roca almacenadora y las trampas del pre-Mioceno y del Mioceno en sincronismo con un importante evento de migración indican la alta prospectividad de esta cuenca.

El potencial exploratorio de la Cuenca Caguán-Putumayo se estima entre 2200 MBP (alto) y 255 MBP (bajo).



• Interpretación de líneas sísmicas

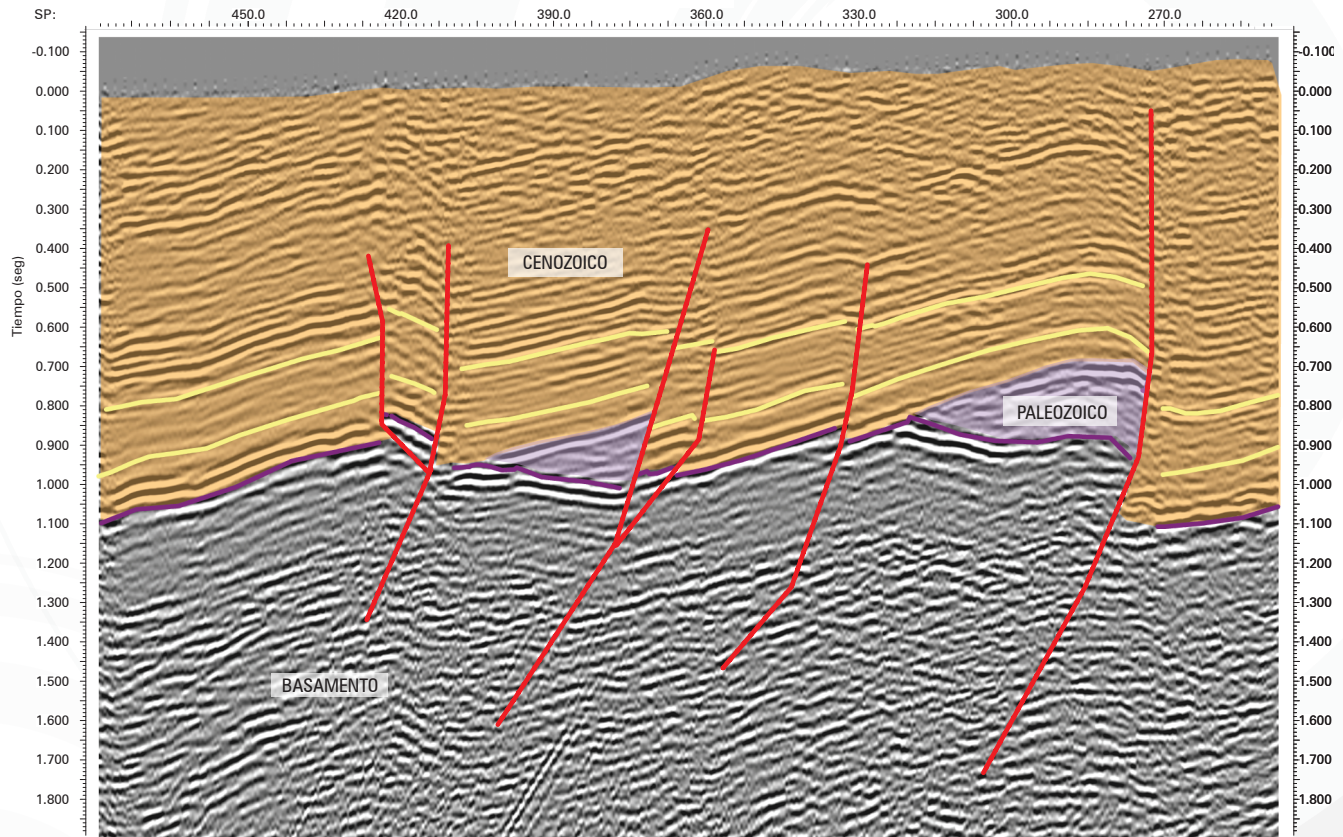


FIGURA 4. Línea sísmica YARI-1973-08, interpretada en tiempo. Trampas estratigráficas por acuñamiento del Cenozoico con el Paleozoico. Sector norte de la cuenca.

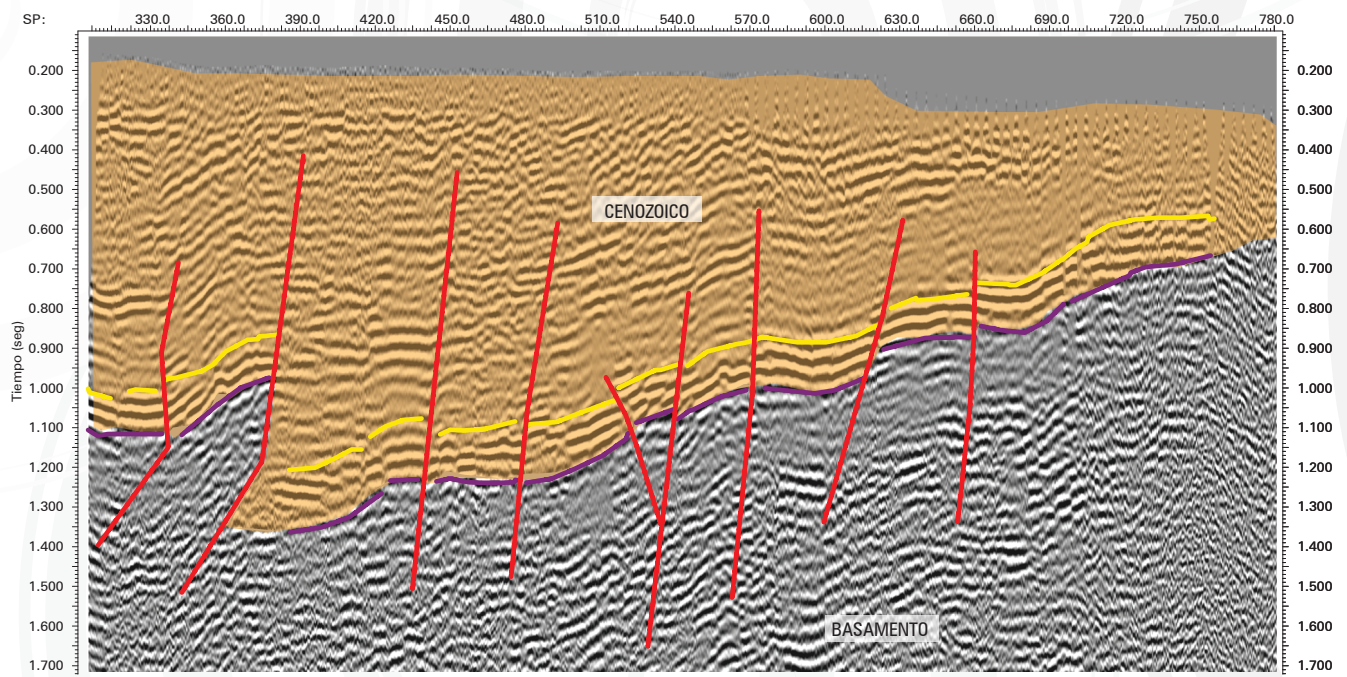


FIGURA 5. Línea sísmica YARI-1973-01, interpretada en tiempo. Fallas inversas o normales fosilizadas por unidades del Cenozoico. Sector norte de la cuenca.



# Catatumbo

COLOMBIA:  
The perfect environment for Hydrocarbons

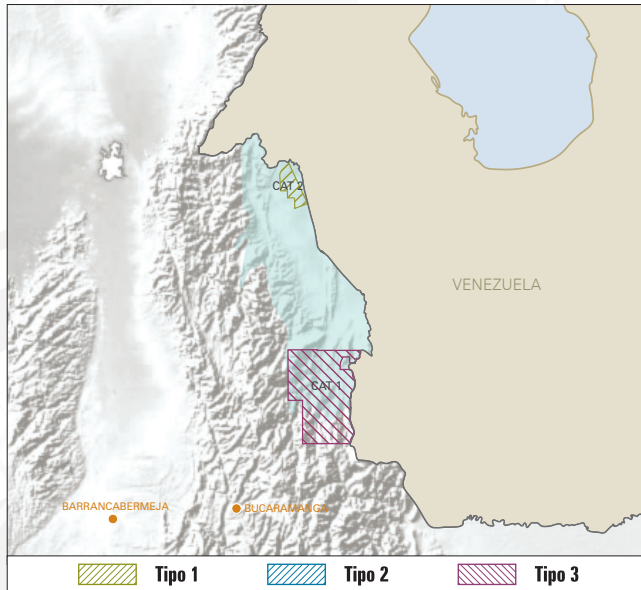


FIGURA 1. Mapa de ubicación del área y de los bloques.

## Generalidades

La Cuenca Catatumbo se localiza en la parte noreste de Colombia (Figura 1). Está limitada por la Serranía del Perijá y el Macizo de Santander al oeste y los Andes de Mérida al sureste. La convergencia de estos dos elementos estructurales delimita su extensión hacia el sur.

La mayoría de los pozos perforados en el área han presentado *shows* de hidrocarburos. La cobertera sedimentaria y productiva de la Cuenca Catatumbo, que en algunos sitios sobrepasa los 4572 metros de espesor, está compuesta por rocas que van desde el Cretácico Inferior hasta el reciente. El basamento cristalino consta de rocas ígneas y metamórficas.

La Cuenca Catatumbo ha sido interpretada como una cuenca de antepaís originada por la colisión de las placas Caribe y Suramérica durante el Mioceno tardío-Plioceno, colisión que explicaría el levantamiento de las áreas montañosas limítrofes (Perijá-Santander y Andes de Mérida). La tectónica compresiva quedó reflejada por la presencia de fallas inversas en sus márgenes, las cuales involucran basamento y fallas de bajo ángulo (cabalgamientos), que despegan en determinados intervalos pelíticos del Cretácico Superior (formaciones Mito-Juan y Colón). En la parte central de la cuenca se pueden observar estructuras en flor (Río Zulia) asociadas con fallas de desplazamiento lateral. La Cuenca del Catatumbo es

## ASPECTOS CLAVE

Cuenca	▶ Catatumbo
Tipo de cuenca	▶ Antepaís
Área de la cuenca	▶ 7715 km <sup>2</sup> / 771 501 Ha
Área disponible	▶ 2396 km <sup>2</sup> / 239 650 Ha
Pozos perforados	▶ 850
Espesor max. cobertera productiva	▶ >4000 m
Sísmica 2D	▶ 4170 Km
Campos descubiertos	▶ 14
Roca Generadora	▶ La Luna-Capacho-Tibú-Mercedes
Roca Reservorio	▶ Uribante-Capacho/Barco-Mirador-Carbonera
Roca Sello	▶ Colón-Cuervos-León
Tipo de hidrocarburo	▶ Petróleo y gas

la extensión suroccidental de la prolífica Cuenca de Maracaibo y se considera una cuenca moderadamente explorada.

## Geología del petróleo

### Evidencia de Hidrocarburos

Con una producción acumulada de más de 450 MBP y 500 GPCG, la Cuenca del Catatumbo es pionera de la exploración petrolera en Colombia. El inicio de las actividades exploratorias se dio con la firma de la concesión Barco en 1920 y comparte con el Valle Medio del Magdalena las primeras producciones comerciales de petróleo en el país.

### Roca Generadora

Rocas pelíticas de edad cretácica, de las formaciones La Luna, Capacho, Tibú y Mercedes están ampliamente distribuidas en toda la cuenca, y se extienden regionalmente hacia la Cuenca de Maracaibo y son consideradas una de las fuentes más ricas de hidrocarburos en el mundo (Figura 2). La Formación La Luna es la principal unidad generadora de la cuenca y tiene un espesor aproximado de 60 metros. Los rangos de TOC están entre 1,5% a 9,6%, con un promedio de 3,8%. La Formación La Luna está actualmente en la ventana de generación de hidrocarburos.





### •• Columna estratigráfica generalizada

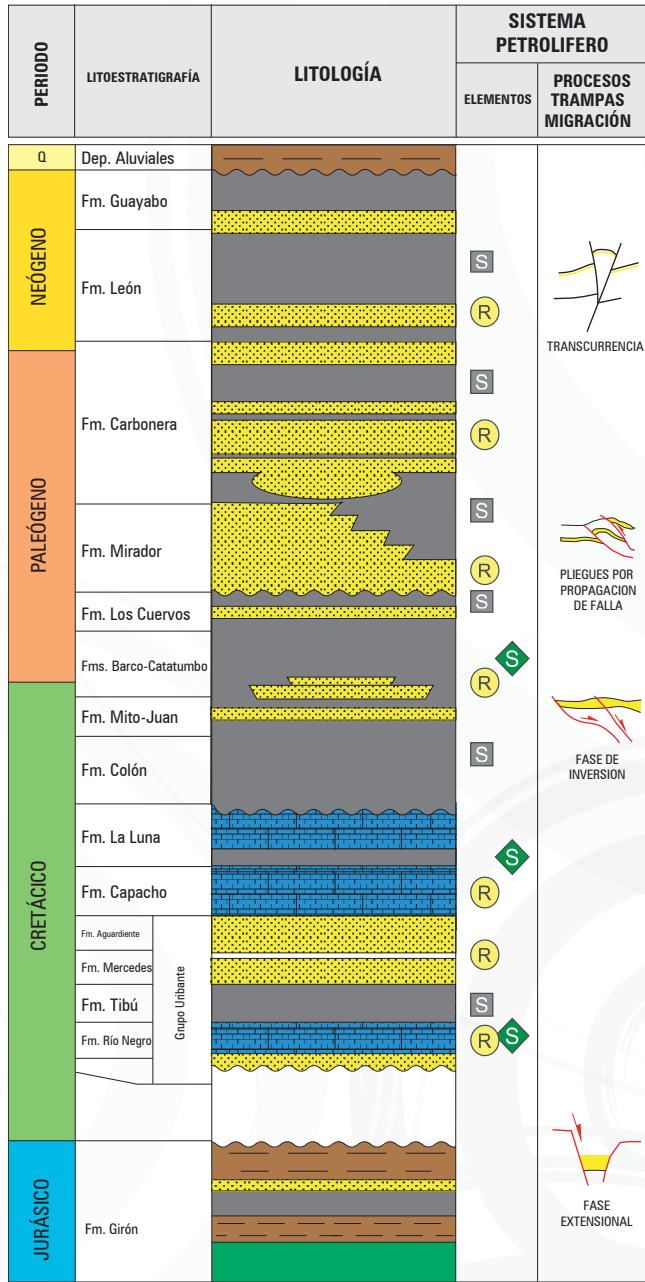


FIGURA 2. Columna estratigráfica generalizada. Tomado de B&M Exploration Ltda. 2008.

### Migración

Se han documentado tres sistemas de migración en la Cuenca de Catatumbo, que permitieron la acumulación de hidrocarburos en las trampas formadas durante el intervalo Mioceno tardío-Plioceno. El carácter litológico de las areniscas de grano muy fino de la secuencia cretácica y la homogeneidad de las calizas han favorecido la ocurrencia de entrampamientos "in situ", o con rutas de migración muy cortas. La migración lateral, a lo largo de cuerpos de arenitas, y la migración vertical, a lo largo de las superficies de falla, son las rutas más efectivas en la cuenca.

### Roca Reservorio

Las principales rocas almacenadoras en la Cuenca Catatumbo son calizas y areniscas del Cretácico (Grupo Uribante y Formación Capacho), así como areniscas deltaicas cenozoicas (formaciones Barco, Mirador y Carbonera). Adicionalmente, las rocas fracturadas del basamento pueden constituir potenciales objetivos exploratorios.

### Roca Sello

Las rocas lutíticas marinas cretácicas y las arcillolitas plásticas continentales del Cenozoico representan las unidades sello en la cuenca.

### Trampas

Las más importantes trampas corresponden a estructuras asociadas a fallamiento normal con inversión parcial, estructuras asociadas a sub-cabalgamientos, anticlinales producidos por transcurrencia y estructuras asociadas a sistemas de inversión (Figura 3). La producción de petróleo de las rocas cretácicas está asociada a porosidad secundaria desarrollada por fracturamiento.

### Sísmica representativa

En esta cuenca, entre los programas sísmicos más representativos figuran: CAT-1996, TSF-1990 y CH-1977 (Figuras 4 y 5).

### Geoquímica

En la cuenca predominan aceites livianos con una gravedad API por encima de 30°, de excelente calidad. No hay una relación directa entre profundidad del reservorio y gravedad API. Son aceites a partir de una fase de expulsión tardía y su alta evolución termal explica la alta gravedad API.

La mayoría de la secuencia estratigráfica de interés está en la ventana tardía de aceite y gas. El potencial generador está afectado por una alta madurez termal, especialmente de unidades pre-Turonianas.

El TOC varía de 0,5 a 6,0%. Algunos intervalos de unidades de la Formación La Luna y unidades del Paleoceno alcanzan valores de TOC superiores al 6%.

### Prospectividad

La Cuenca Catatumbo ha sido una de las más prolíficas de Colombia. La producción de hidrocarburos está relacionada primordialmente con pliegues asimétricos invertidos. El sector occidental de la cuenca es un cinturón plegado, y los estudios recientes indican la presencia de oportunidades exploratorias en las zonas relacionadas con fallas de cabalgamiento. En el sector oriental, las oportunidades tienen que ver más con fallas de desplazamiento lateral y estructuras en flor.

Los principales campos en la Cuenca Catatumbo son los de Río de Oro, Socuavó, Carbonera, Sardinata, Río



•• Sección transversal esquemática

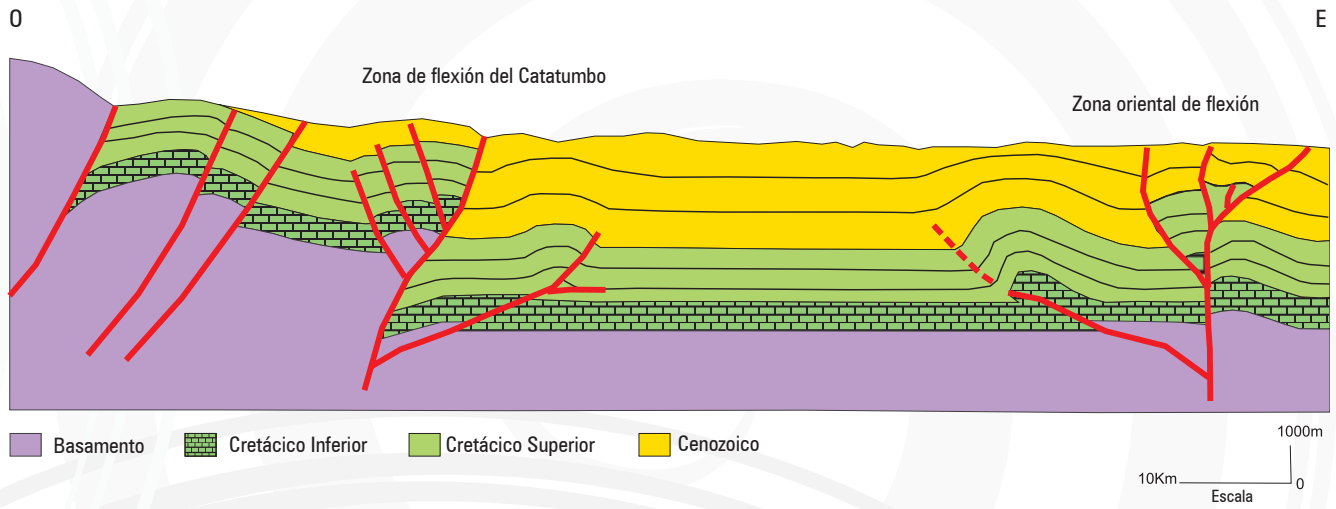


FIGURA 3. Sección transversal esquemática. Tomado de: Cuencas Sedimentarias Colombianas, ANH 2007.

Zulia, Petrólea y Puerto Barco. A pesar de lo anterior, se considera que la Cuenca Catatumbo se encuentra en estado de exploración moderada. La producción acumulada desde 1920 es de 450 MB de aceite y de 500 GPCG.

El potencial exploratorio de la Cuenca Catatumbo se estima entre 1700 MBP (alto) y 200 MBP (bajo).

•• Líneas sísmicas

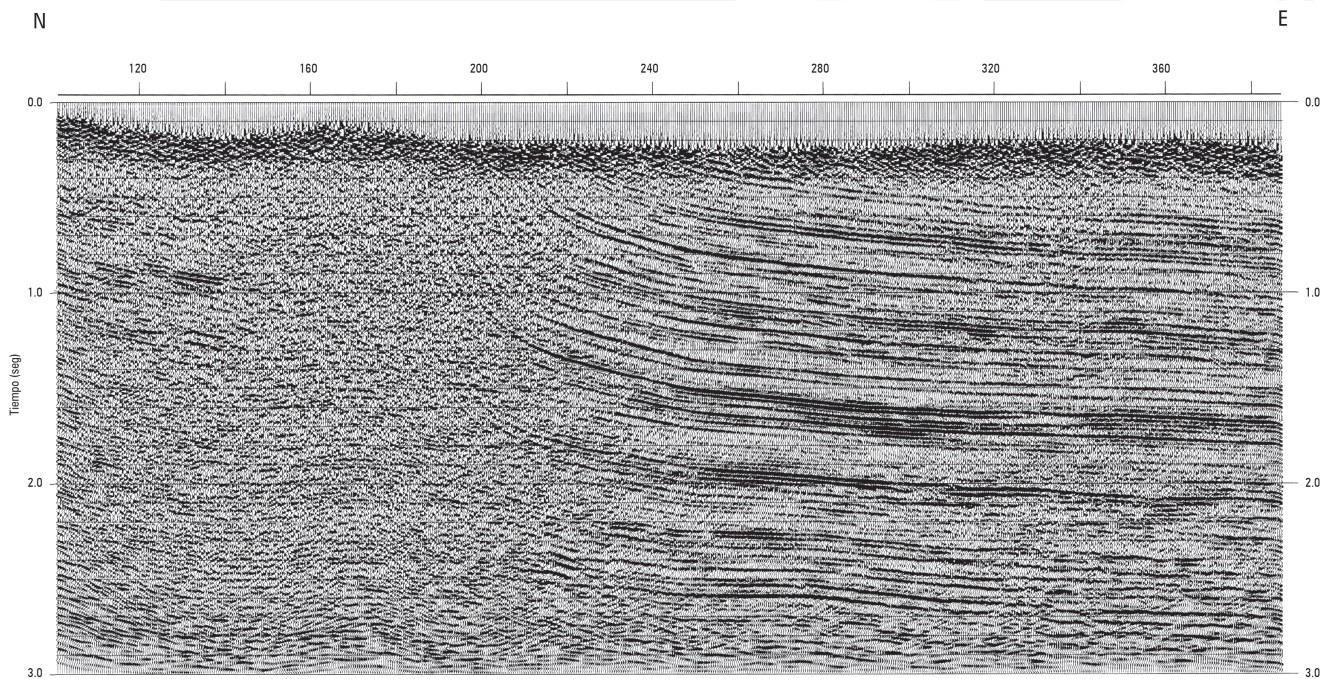


FIGURA 4. Línea sísmica CAT-1978-24.5\_170392\_MIG\_I-I. Sector suroccidental del bloque CAT 2.





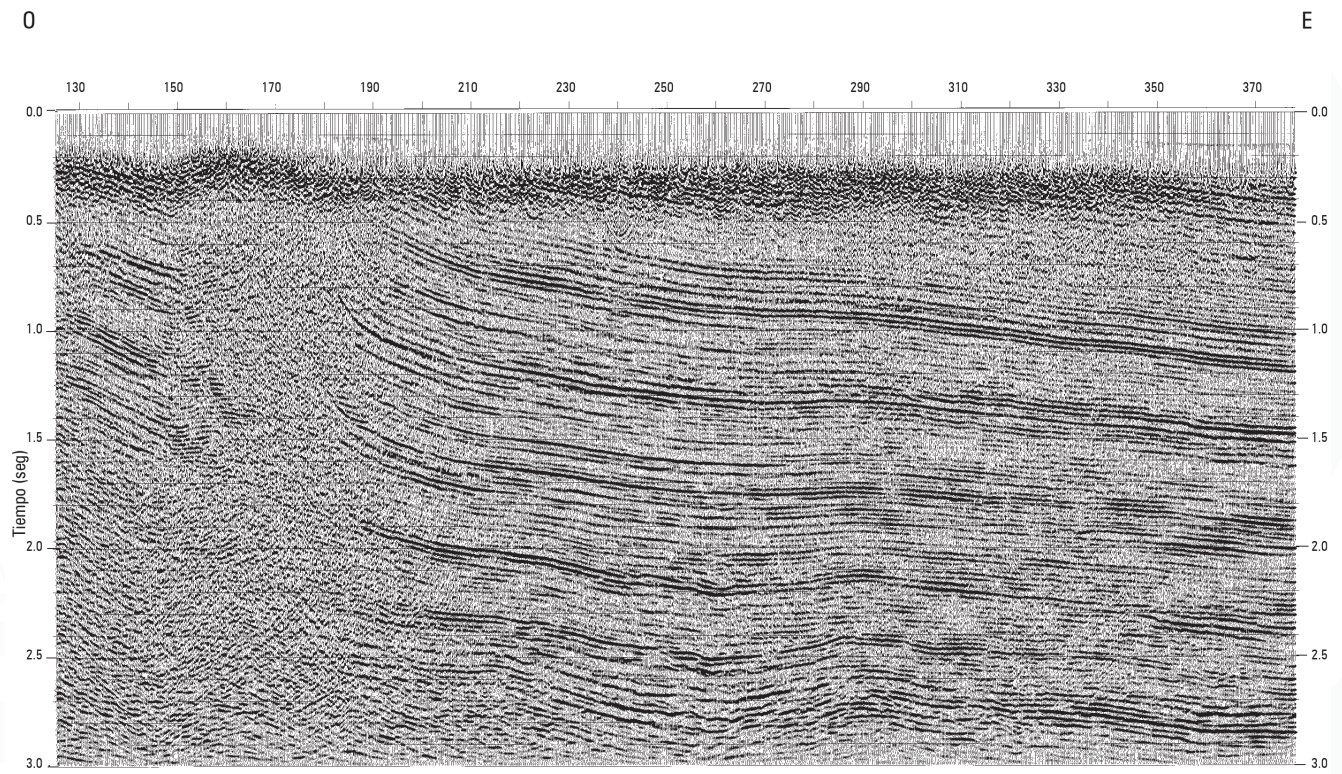


FIGURA 5. Línea sísmica CAT-1976-26\_168817\_MIG\_I-I. Sector sur del bloque CAT 2.





# Cordillera Oriental

COLOMBIA:  
The perfect environment for Hydrocarbons

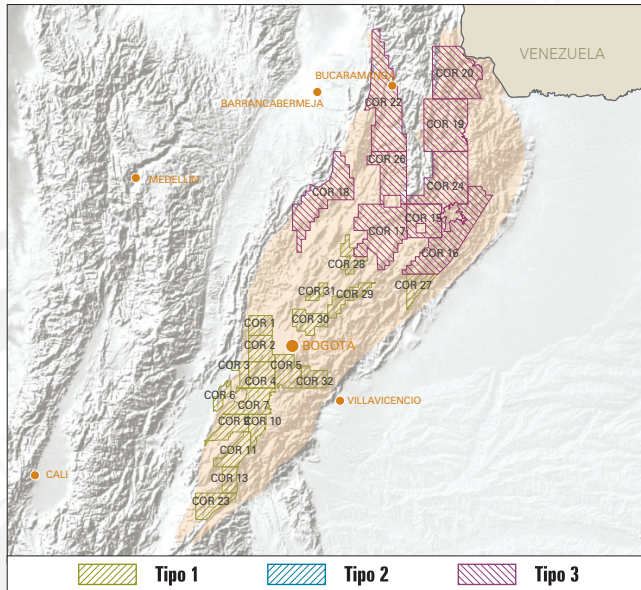


FIGURA 1. Mapa de ubicación del área y de los bloques.

## ASPECTOS CLAVE

<b>Cuenca</b>	▶ Cordillera Oriental
<b>Tipo de cuenca</b>	▶ Graben invertido / Cinturón Plegado
<b>Área de la cuenca</b>	▶ 71 766 km <sup>2</sup> / 7 176 620 Ha
<b>Área disponible</b>	▶ 31 891 km <sup>2</sup> / 3 189 112 Ha
<b>Pozos perforados</b>	▶ 146
<b>Espesor máx. cobertera productiva</b>	▶ 7000 m
<b>Sísmica 2D</b>	▶ 1000 km
<b>Campos descubiertos</b>	▶ 10
<b>Roca Generadora</b>	▶ Simití-La Luna/Rosablanca
<b>Roca Reservorio</b>	▶ Une-Guadalupe/Guaduas
<b>Roca Sello</b>	▶ Guaduas-Guadalupe-Chipaque-Une
<b>Tipo de hidrocarburo</b>	▶ Petróleo y gas

## Generalidades

La Cuenca Cordillera Oriental-Cinturón Plegado tiene una extensión de 71 766 km<sup>2</sup>. Se encuentra localizada entre el valle del río Magdalena y la Cuenca Llanos Orientales (Figura 1). La exploración en la cuenca comenzó en los alrededores de Tunja donde existen múltiples rezumaderos de petróleo, en este sector fueron hallados hidrocarburos líquidos en estructuras anticlinales; sin embargo, el mayor interés exploratorio de la cuenca en las últimas tres décadas ha sido principalmente orientado a las trampas estructurales del piedemonte.

Durante el Triásico-Jurásico y el Cretácico tardío, esfuerzos tensionales/transtensionales, produjeron un sistema de cuencas semigrabens que fueron llenados con depósitos marinos y continentales. Durante el Cenozoico la deformación se dio principalmente en tres eventos: 1) un evento Eoceno tardío-Oligoceno temprano que produjo pliegues de contracción asociados a fallas. El cinturón plegado fue erodado y cubierto por depósitos del Oligoceno superior. 2) Un evento compresional del Mioceno-Plioceno (Inversión tectónica) que reactivó las fallas de cabalgamiento pre-existentes. 3) Una fase compresional reciente que ha replegado todas las estructuras pre-existentes.

## Geología del petróleo

### Evidencia de Hidrocarburos

Cinco décadas de historia de exploración en la cuenca han llevado al descubrimiento de cerca de 1700 MBP, 2,0 TCFG y un total de 10 campos, incluyendo Cusiana y Cupiagua, y el campo Gibraltar de gas condensado.

### Roca Generadora

Dos secciones condensadas del Albiano medio y Turoniano, depositadas durante eventos anóxicos mundiales son consideradas la principal roca fuente, entre ellas se encuentran las formaciones Simití y La Luna; otras rocas generadoras menos importantes están presentes en el Cretácico Inferior y Superior (Figura 2).

Las rocas con potencial generador corresponden a los shales marinos de las formaciones Guadalupe (parte media), Chipaque, Une y Tibasosa/Fomeque. Las principales rocas fuente de hidrocarburos contienen valores de TOC entre 1,0 y 3,0% y kerógeno tipo I y II.

### Generación y Migración

El primer pulso de generación ocurrió durante el Cretácico Tardío, pero gran parte del petróleo generado parece haberse perdido por la carencia de trampas durante ese tiempo.



•• Columna estratigráfica generalizada

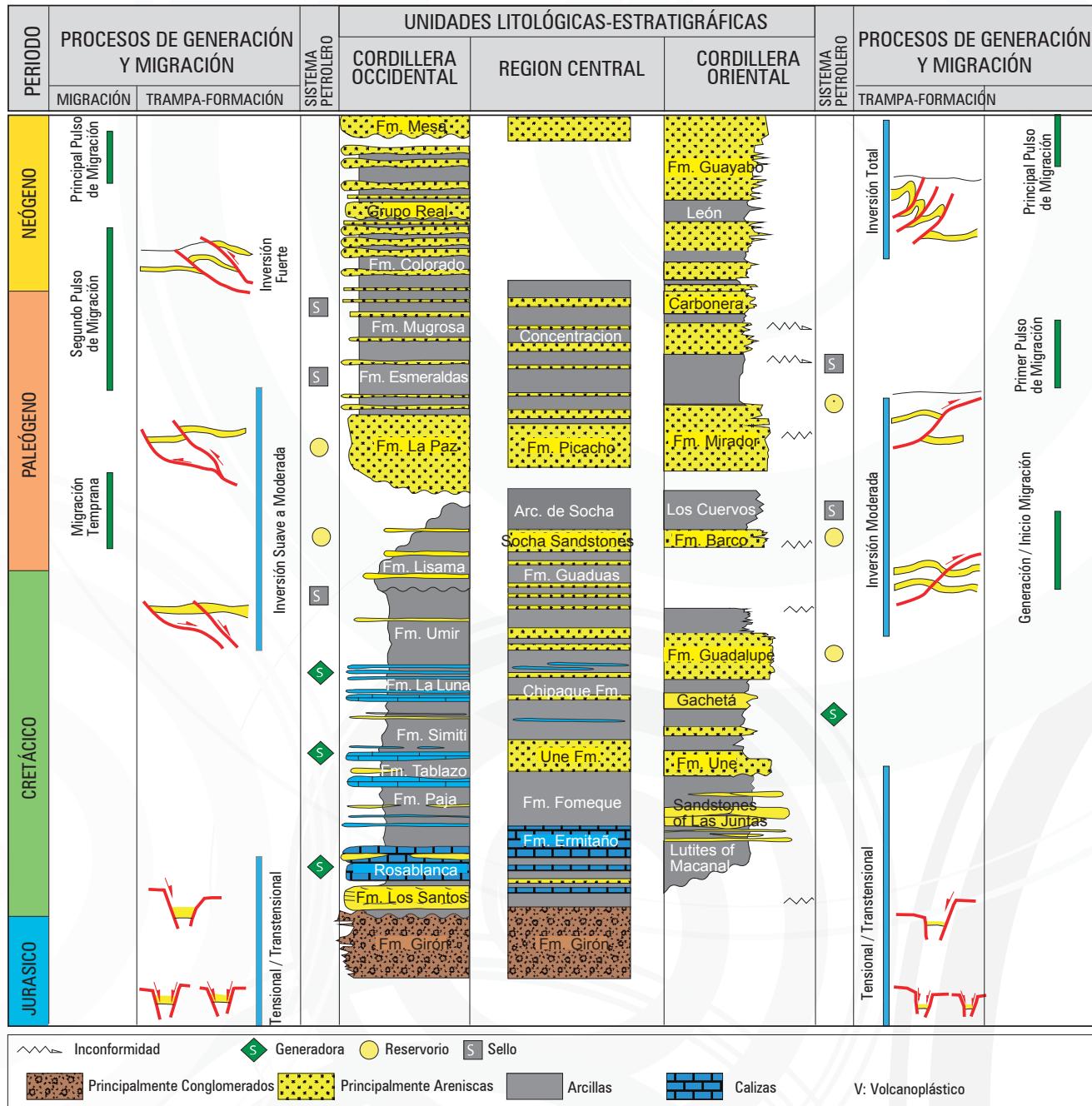


FIGURA 2. Columna estratigráfica generalizada. Modificado de varias fuentes.

Un segundo pulso ocurrió del Mioceno al reciente. El aceite migró y fue atrapado en reservorios clásticos paleógenos continentales y transicionales; y en reservorios clásticos y de carbonatos del Cretácico.

**Roca Reservorio**

La más importante roca reservorio corresponde a areniscas de ambientes deltaicos a costeros de las formaciones Une y Guadalupe depositadas durante el

Albiano, Cenomaniano y Campaniano; y las unidades siliciclásticas paleógenas. Estas rocas presentan un amplio rango de propiedades petrofísicas: porosidades promedio entre 5 y 10% y permeabilidades en el orden de 4 a 100 md.

En la secuencia paleógena los reservorios corresponden a sucesiones fluviales de areniscas intercaladas con lodolitas que pertenecen a las formaciones Picacho y Socha Inferior.





• • Sección transversal esquemática

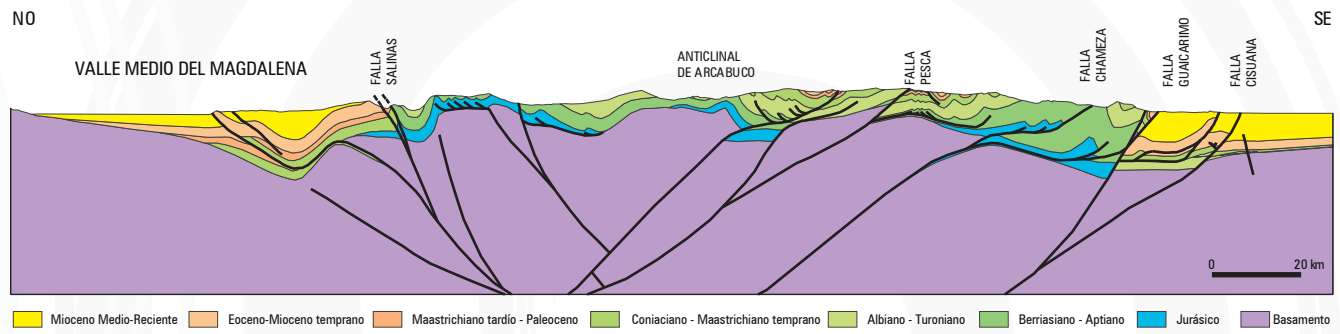


FIGURA 3. Sección transversal esquemática. Modificado de Cooper *et al.* 1995.

**Roca Sello**

El sello regional para el reservorio cretácico corresponden a shales originados en ambientes marinos y costeros de las formaciones Guaduas, Guadalupe (parte media), Chipaque, y Une. Estos shales se encuentran intercalados con las areniscas de los niveles reservorio.

Los sellos para las areniscas reservorios del paleógeno consisten de shales interestratificados y las arcillolitas de las formaciones Concentración y Socha Superior.

• • Líneas sísmicas

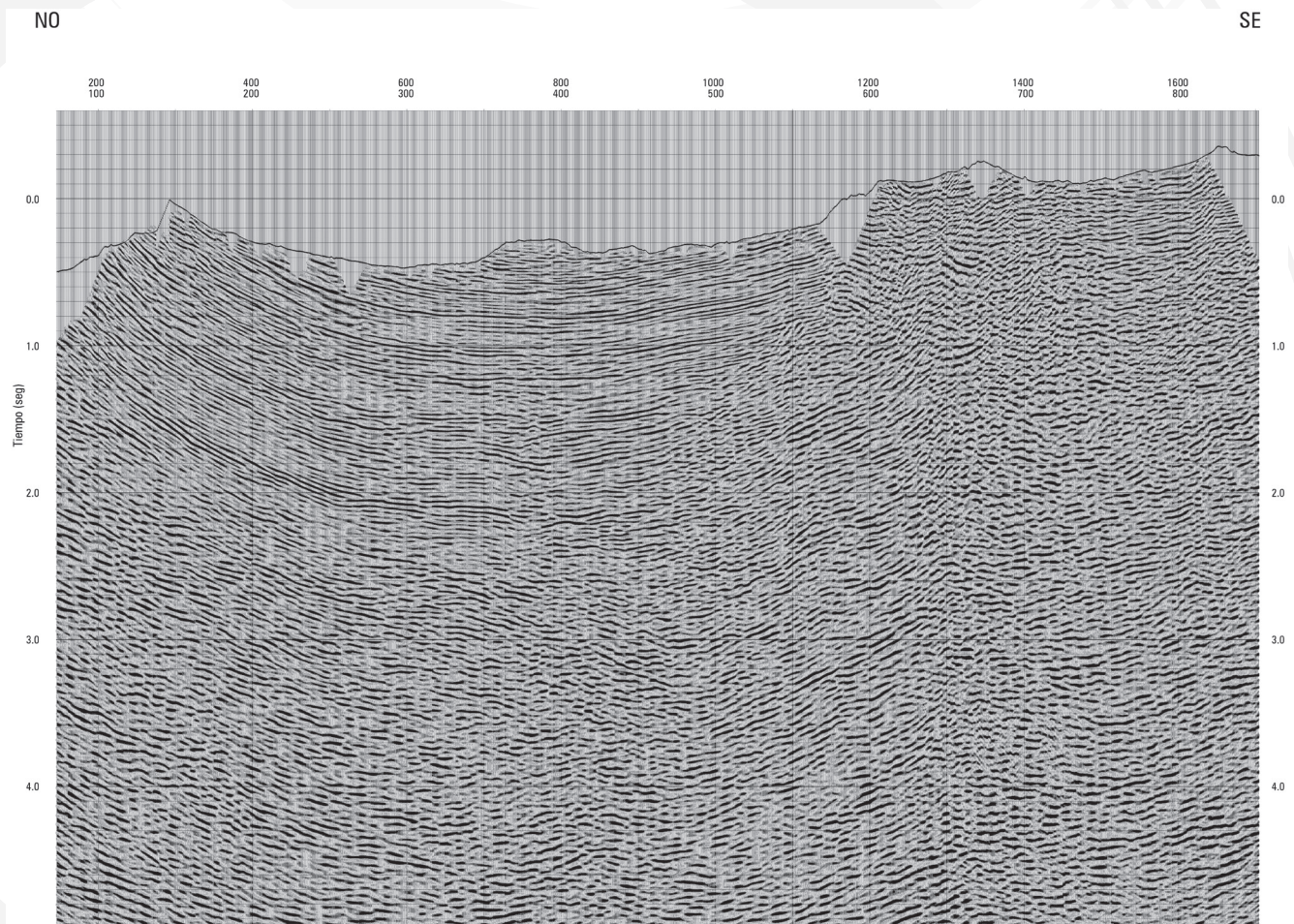


FIGURA 4. Línea sísmica FUSA-2000-1810\_202348\_MIG\_I-I. Sector nororiental del bloque COR 4.





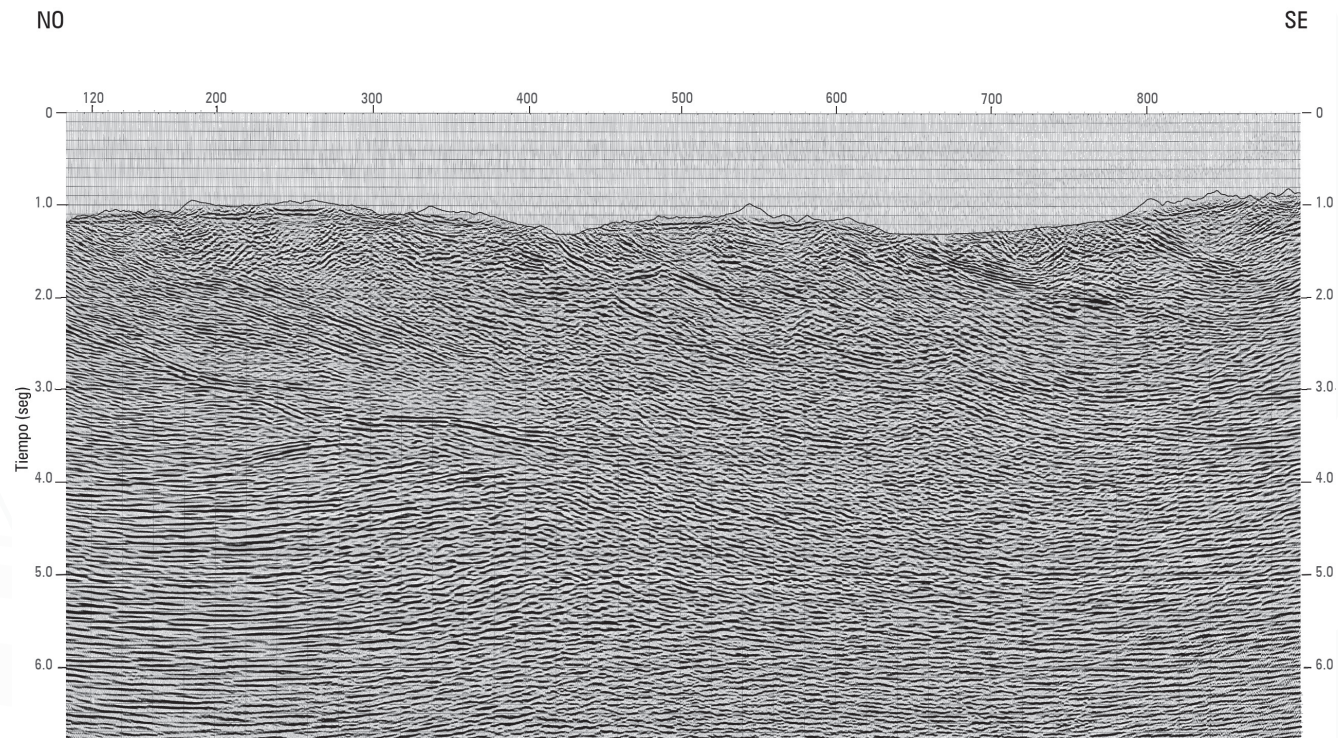


FIGURA 5. Línea sísmica GAT-1996-31\_191167\_MIG\_I-I. Sector norte del bloque COR 22.

## Trampas

Las principales trampas estructurales son fallas inversas que involucran el basamento, como resultado de la inversión de fallas normales pre-existentes (Figura 3).

## Sísmica representativa

Se han interpretado más de 1009 km de sísmica 2D y 510 km de sísmica reprocesada. Algunas de estas líneas pertenecen a los programas ANH-SP-2005, PAZ DEL RIO 88, PAZ DEL RIO 89, LAGUNA 94, LAGUNA 95 y TUNJA 1993 (Figuras 4 y 5).

## Geoquímica

Datos geoquímicos obtenidos en los pozos Bolívar-1 y Corrales-1 y en muestras de afloramiento indican la presencia de materia orgánica de origen marino de kerógeno tipo II, para los shales cretácicos de las formaciones Chipaque, Une medio y Tibasosa; y presencia de materia orgánica hímica-terrestre de kerógeno tipo III para toda la secuencia paleógena (formaciones Concentración, Socha Superior y Guaduas). En el pozo Bolívar-1 se hallaron cantidades comerciales de hidrocarburos de baja gravedad API (18°) en rocas correspondientes a la Formación Guadalupe Inferior.

Los datos obtenidos en pozos y afloramientos muestran que la madurez se incrementa con la edad de las unidades. Los modelos geoquímicos obtenidos indican que las rocas entran en la ventana de generación de hidrocarburos a una profundidad cercana a los 1981 metros. Con los da-

tos disponibles no hay evidencia de sobremaduración de la materia orgánica; sin embargo, la existencia de crudo con baja gravedad API (<20°) como el encontrado hasta el momento en el pozo Bolívar-1, sugiere que el hidrocarburo pudo haber sido generado en una etapa temprana de madurez de la roca fuente, o también biodegradado en el reservorio con una mayor condición de madurez.

## Prospectividad

Existen múltiples manifestaciones de hidrocarburos líquidos en superficie, tanto en unidades paleógenas como cretácicas, lo que indica la presencia de un sistema petrolífero activo en el área.

El sistema petrolífero está conformado por la Formación Chipaque como roca generadora y la Formación Guadalupe Inferior como reservorio. Existe además la posibilidad de sistemas petrolíferos en rocas del Cretácico Inferior en las formaciones Tibasosa y Une.

Los principales objetivos exploratorios en la Cordillera Oriental están relacionados a pliegues por propagación de fallas, pliegues relacionados a fallas y zonas triangulares. Un *play* potencial en la zona axial está relacionado a la acumulación contra domos salinos. La deformación neógena de sedimentos en la cuenca estuvo probablemente relacionada con movimientos de deslizamiento en rumbo.

El potencial exploratorio de la Cuenca Cordillera Oriental se estima entre 2600 MBP (alto) y 532 MBP (bajo).





# Llanos Orientales

COLOMBIA:  
The perfect environment for Hydrocarbons

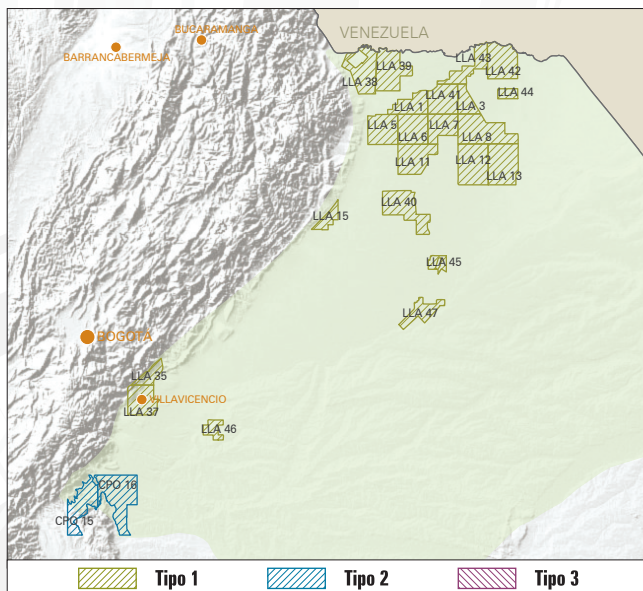


FIGURA 1. Mapa de localización de los bloques.

## Generalidades

La Cuenca Llanos Orientales está localizada al este de Colombia (Figura 1). Sus límites geomorfológicos son la Cuenca de Barinas al Norte, La Serranía de La Macarena y el Arco del Vaupés al Sur, el sistema de fallas de Guaicáramo al oeste y el Escudo de Guyana al este.

La historia geológica de esta cuenca comienza en el Paleozoico con una fase extensional (*rifting*) que permitió la acumulación de sedimentos siliciclásticos sobre un basamento cristalino precámbrico. Entre el Jurásico-Cretácico tardío la cuenca fue el brazo oriental de un gran sistema extensional cubierto por depósitos de plataforma marina. A partir del Maastrichtiano se convierte en una cuenca de antepaís. Del Mioceno al reciente se han acumulado grandes volúmenes de sedimentos molásicos.

En cuanto a la madurez, las rocas fuente presentan rangos desde inmaduras al este, aumentando su madurez hacia el occidente. Este aumento en la madurez está asociado al cabalgamiento frontal de la Cordillera Oriental. Los principales reservorios son las unidades siliciclásticas del Cretácico Superior y Paleoceno. Los análisis de los componentes individuales de los sistemas de migración en la cuenca son complicados debido al espesor de la sección y el desarrollo arenoso que se genera desde el Escudo de La Guyana.

## ASPECTOS CLAVE

<b>Cuenca</b>	▶ Llanos orientales
<b>Tipo de cuenca</b>	▶ Antepaís
<b>Área de la cuenca</b>	▶ 225 603 km <sup>2</sup> / 22 560 327 Ha
<b>Área disponible</b>	▶ 16 198 km <sup>2</sup> / 1 619 869 Ha
<b>Pozos perforados</b>	▶ 1506
<b>Sísmica 2D</b>	▶ > 96 000 km
<b>Campos descubiertos</b>	▶ 81 campos menores, 2 campos gigantes, 3 campos mayores
<b>Roca Generadora</b>	▶ Gachetá
<b>Roca Reservorio</b>	▶ Carbonera-Mirador-Gachetá-Guadalupe
<b>Roca Sello</b>	▶ León-Carbonera / Gachetá-Guadalupe
<b>Tipo de hidrocarburo</b>	▶ Petróleo

## Geología del petróleo

### Evidencia de Hidrocarburos

Algunos estudios consideran que el volumen de petróleo por descubrir en la cuenca alcanza unos 124 000 MBP. Dos campos gigantes (Caño Limón y Rubiales), dos mayores (Apiay y Castilla), y más de ochenta campos menores han sido descubiertos en esta región.

### Roca Generadora

La principal roca generadora en esta área son las lutitas marino-continuales de la Formación Gachetá, localizadas por debajo del flanco oriental de la Cordillera Oriental (Figura 2). Estas rocas poseen un kerógeno tipo II y III, rangos de TOC entre 1 y 3% y un espesor efectivo de 50 a 100 metros.

### Migración

Dos pulsos de migración han sido documentados: el primero durante el Eoceno tardío-Oligoceno y el segundo comenzó en el Mioceno y continúa en la actualidad.

### Roca Reservorio

Las arenitas de las formaciones Carbonera (C-3, C-5 y C-7) y Mirador, de edad paleógeno, son excelentes almacenadoras de hidrocarburos. En la secuencia cretácica algunos intervalos arenosos son también excelentes reservorios. Su rango de porosidad varía entre el 10 al 30%.



• • Columna estratigráfica generalizada

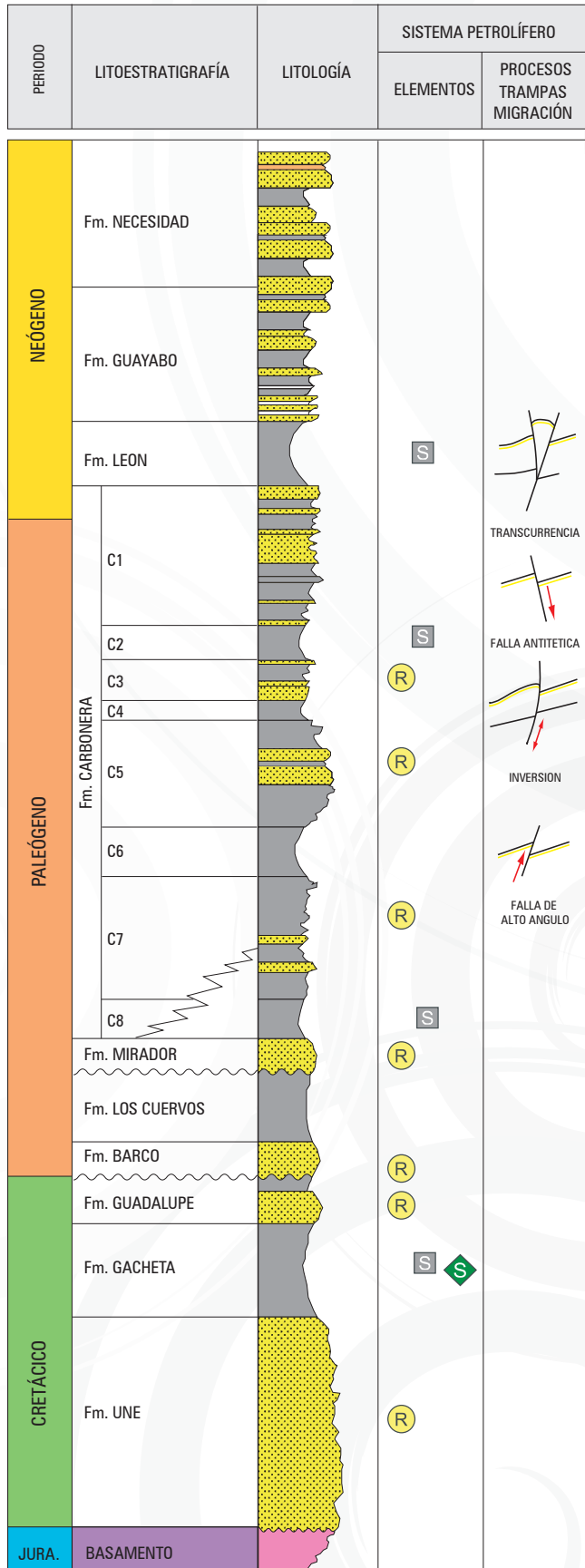


FIGURA 2. Columna estratigráfica generalizada. Tomado de B&M Exploration Ltda. 2008.

### Roca Sello

El sello regional de la cuenca es la Formación León. Por otra parte, las unidades C-2, C-4, C-6 y C-8 de la Formación Carbonera son reconocidas como sellos locales, y además las lutitas cretácicas de las formaciones Gacheta y Guadalupe pueden actuar como sellos intraformacionales.

### Trampas

Hasta el momento, la exploración se ha concentrado en las fallas normales antitéticas. Sin embargo, los anticlinales asociados a fallas inversas y estructuras de bajo relieve, así como las trampas estratigráficas, pueden representar un importante objetivo exploratorio (Figura 3).

### Sísmica representativa

En esta cuenca existe un amplio cubrimiento sísmico. Entre los programas más representativos se encuentran: MP-1984, L-1986, T-1982, A-1971, CL-1984, AL-1, AL-1984, AL-1985, MVI-1997, CHVRB-1993, V-1988, Q-1980, Q-1981, C-82, entre otros (Figuras 4, 5 y 6).

### Geoquímica

Hay un amplio rango de crudos en la cuenca, variando de aceite pesado a condensado. No hay una relación directa entre la profundidad del reservorio y la gravedad API. Los aceites de mejor calidad están localizados en el piedemonte (condensado de Cusiana) y en la parte norte de la cuenca (aceite liviano de Caño Limón).

La mayoría de la secuencia estratigráfica es inmadura. Sin embargo en el piedemonte la secuencia alcanza la ventana de generación de aceite y gas tardíamente produciendo el condensado encontrado en Cusiana. El tipo de kerógeno varía entre II y III, perteneciendo el tipo II al piedemonte y el tipo III a la zona de antepaís. La mayoría de las muestras tienen menos de 2% de TOC, pero hay unos intervalos con valores más altos. El potencial generador varía entre 0 y 90 mg HC/gRoca, con la mayoría de las rocas bajo 10 mg HC/gRoca.

Para gas, el diagrama C2+ Vs d13C CH4 (ppm) sugiere que las muestras de gas corresponden a una variedad de procesos como mezclas, madurez termal diferencial y biodegradación. El diagrama C2/C3 Vs d13C C2 - d13C C3 sugiere que las muestras de gas analizadas fueron originadas por *cracking* primario.

### Prospectividad

La Cuenca Llanos Orientales ha sido explorada en forma moderada mediante perforaciones. Algunas trampas potenciales, como las estratigráficas, aún no han sido estudiadas en detalle. En la parte norte y este de la cuenca las rocas almacenadoras se acuñan contra el basamento, esta condición anterior, unida a la percolación de aguas meteóricas puede producir potenciales trampas hidrodinámicas.

El potencial exploratorio de la Cuenca Llanos Orientales se estima entre 41 269 MBP (alto) y 4585 MBP (bajo).





• • Sección transversal esquemática

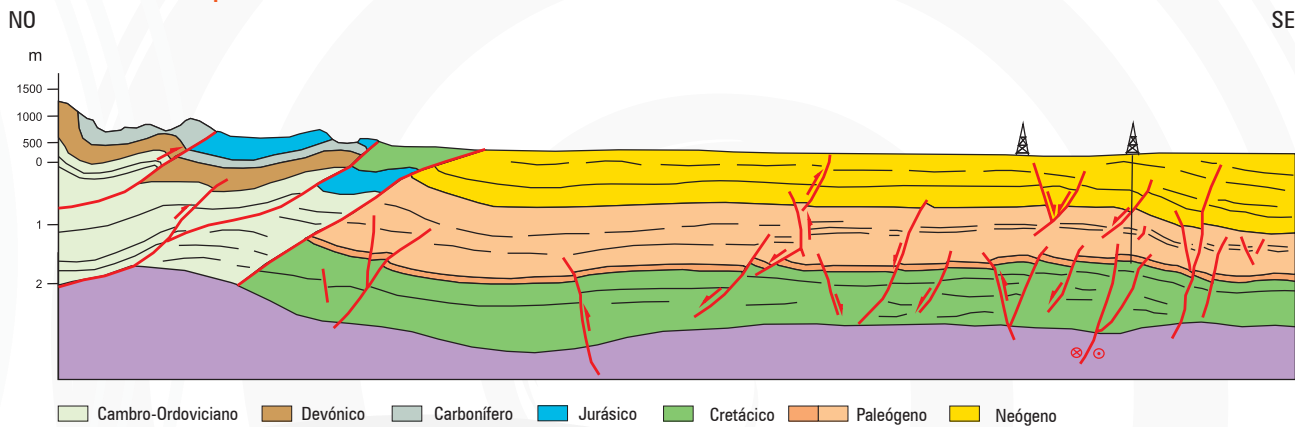


FIGURA 3. Tomado de: Cuencas Sedimentarias Colombianas, ANH 2007.

• • Líneas sísmicas

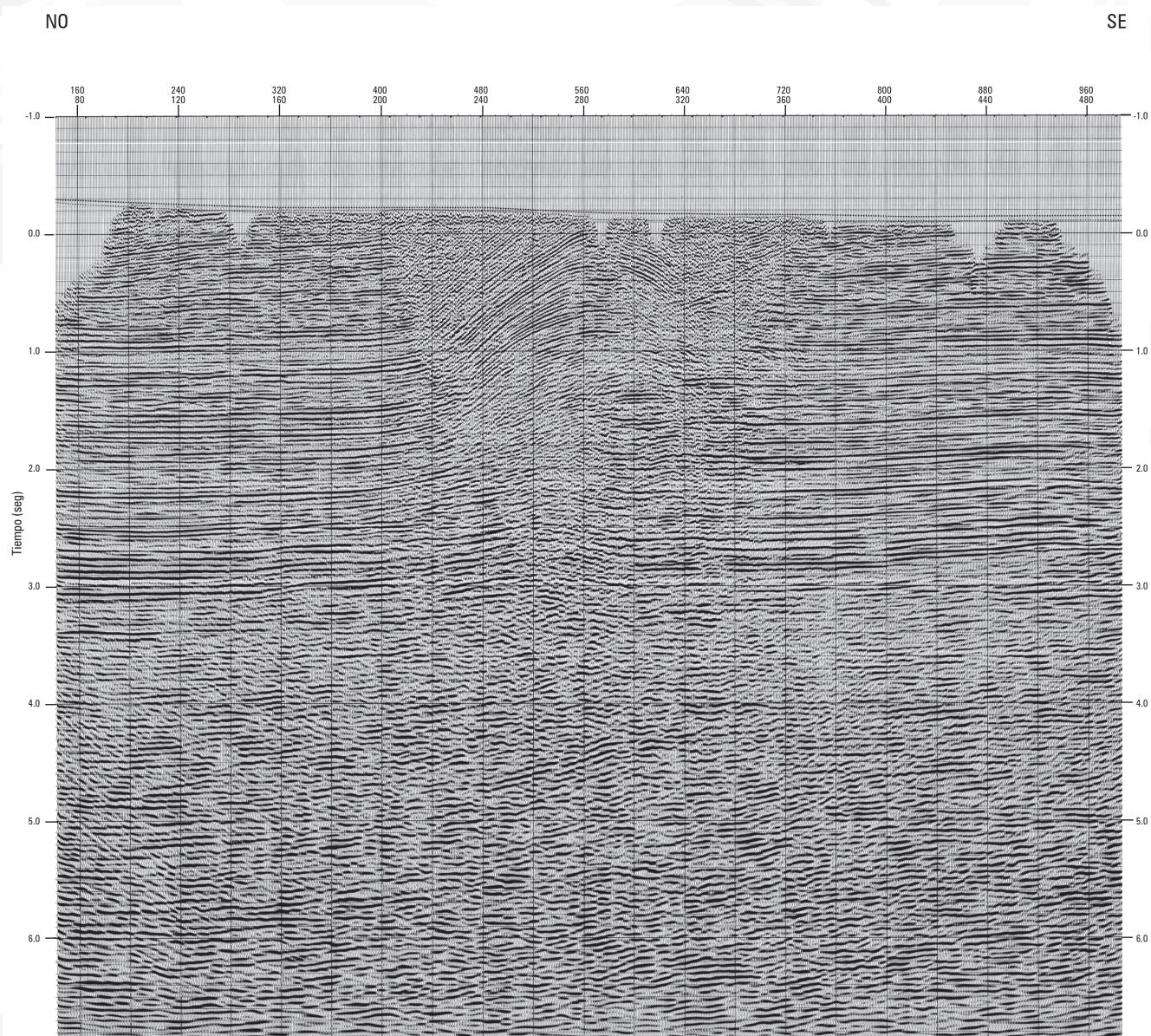


FIGURA 4. Línea sísmica MVI-1997-850\_190773\_MIG\_I-I. Sector oriental del bloque LLA 35.





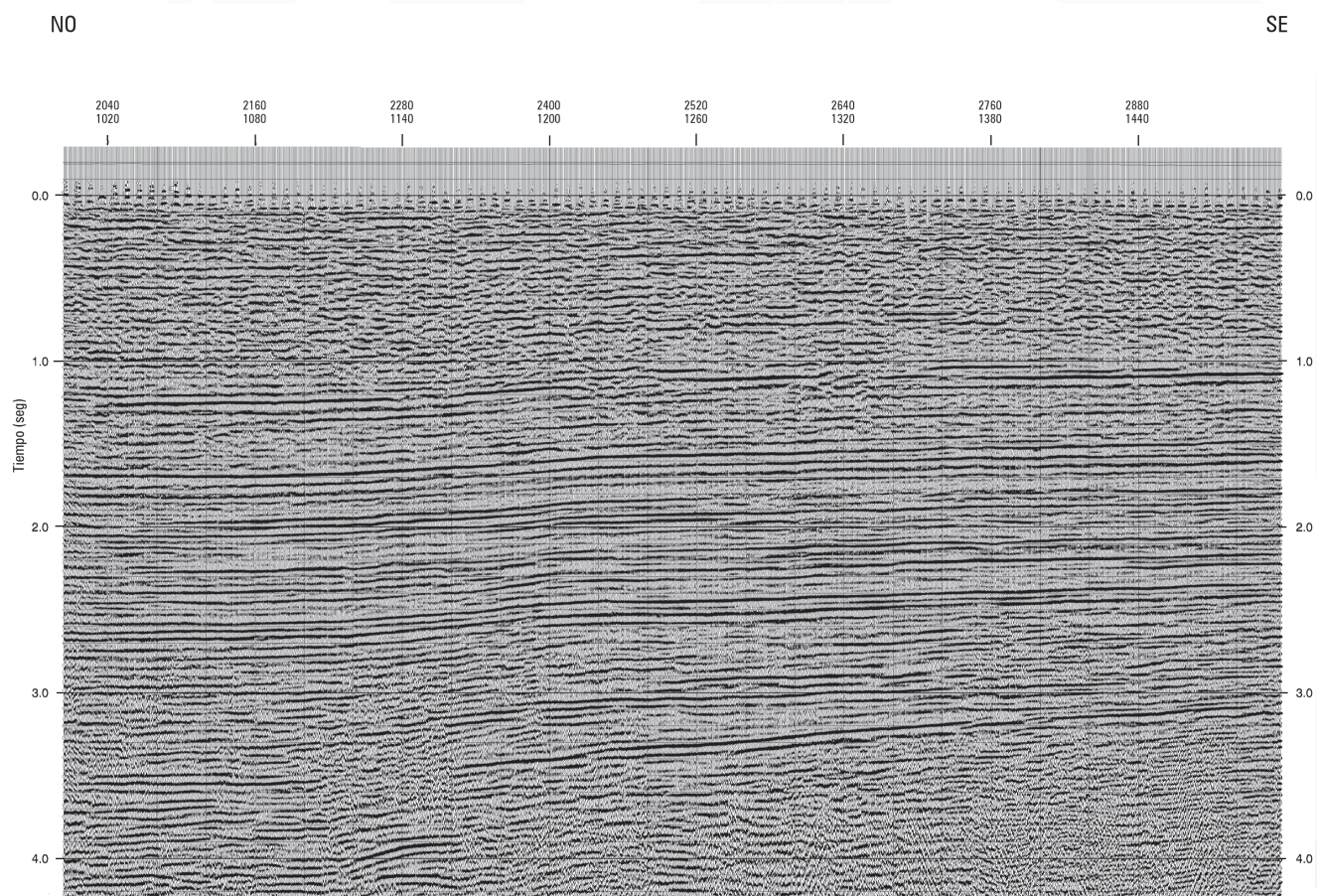


FIGURA 5. Línea sísmica CL-1985-111.1\_143878\_STACK\_I-I. Sector suroccidental del bloque LLA 11.

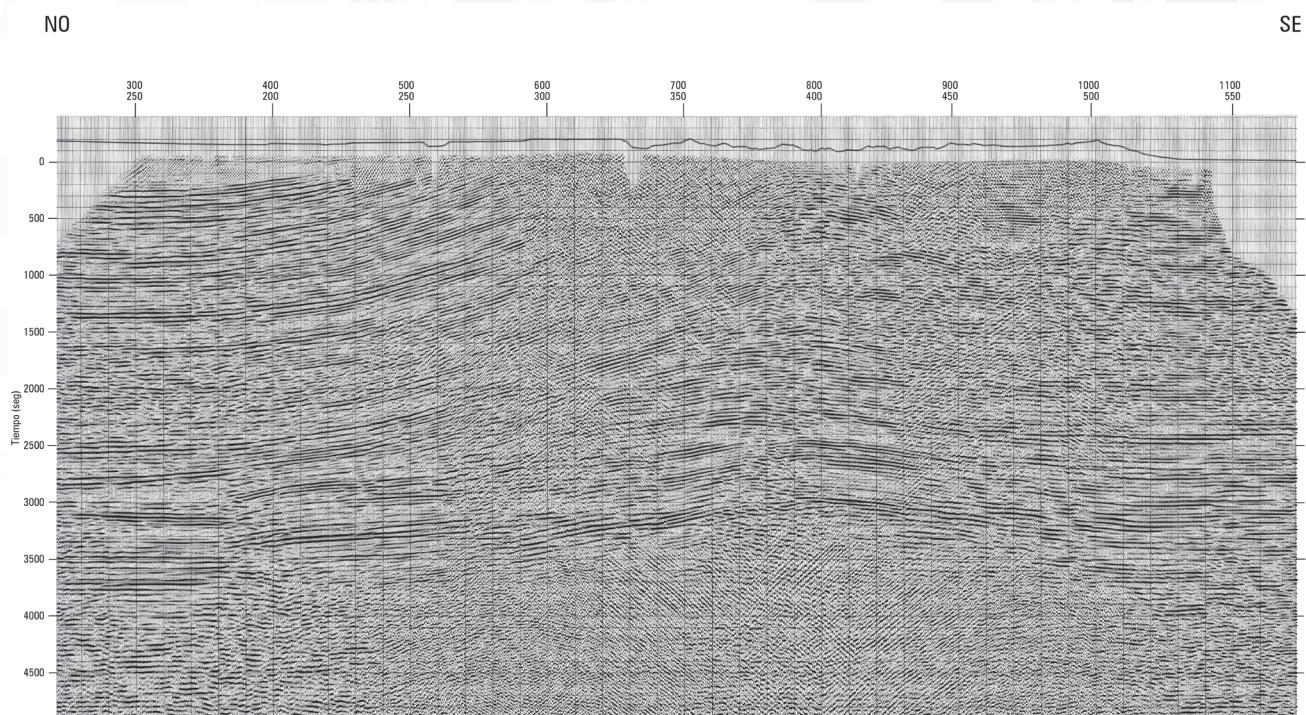


FIGURA 6. Línea sísmica ASL-1996-1290\_194495\_STACK\_I-I. Sector suroccidental del bloque LLA 5.





# Valle Medio del Magdalena

COLOMBIA:  
The perfect environment for Hydrocarbons

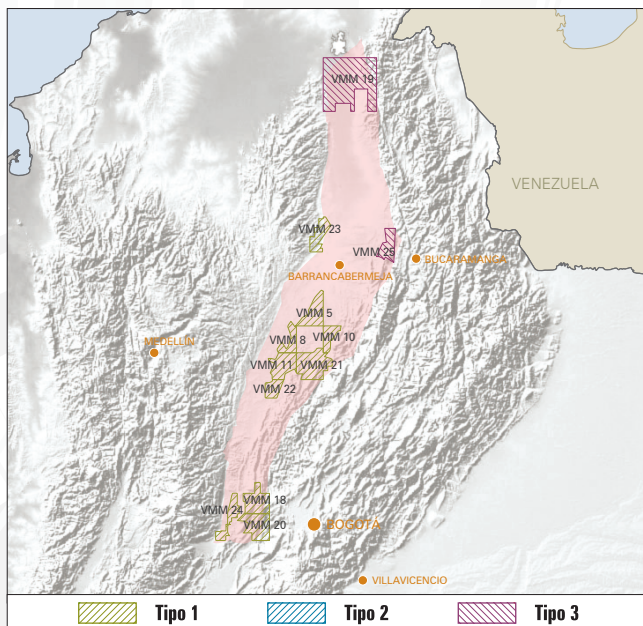


FIGURA 1. Mapa de ubicación del área y de los bloques.

## Generalidades

La Cuenca Valle Medio del Magdalena posee una extensión de 32 949 km<sup>2</sup> (Figura 1). Está localizada a lo largo de la porción central del valle del río Magdalena entre las cordilleras Central y Oriental en los Andes colombianos. La exploración de hidrocarburos ha sido orientada principalmente a la identificación de trampas estructurales en depósitos cenozoicos. Las trampas estratigráficas no han sido estudiadas en detalle.

La secuencia cretácica está compuesta por depósitos calcáreos y siliciclásticos de origen marino a transicional. En contraste, las rocas cenozoicas fueron acumuladas principalmente en ambientes continentales (abanicos aluviales y depósitos fluviales con alguna influencia marina). Tres fases de deformación han sido reconocidas: 1) Fase extensional, 2) Cabalgamiento y 3) Transcurrencia, relacionadas con la mayor parte de las trampas de la cuenca.

## Geología del petróleo

### Evidencia de Hidrocarburos

Después de casi un siglo de exploración en la cuenca, se han descubierto cerca de 2412 MBP y 2,5 TPCG en 51 campos. Dentro de ellos, La Cira-Infantas es el primer campo gigante descubierto en Colombia.

## ASPECTOS CLAVE

<b>Cuenca</b>	▶ Valle Medio del Magdalena
<b>Tipo de cuenca</b>	▶ Fosa tectónica poli-histórica a cuenca de antepaís fragmentada
<b>Área de la cuenca</b>	▶ 32 949 km <sup>2</sup> / 3 294 942 Ha
<b>Área disponible</b>	▶ 12 906 km <sup>2</sup> / 1 290 662 Ha
<b>Pozos perforados</b>	▶ 5699
<b>Sísmica 2D</b>	▶ > 63 programas sísmicos
<b>Campos descubiertos</b>	▶ 51
<b>Roca Generadora</b>	▶ La Luna-Simití-Tablazo-Rosablanca-Umir
<b>Roca Reservorio</b>	▶ Lisama-Esmeraldas-La Paz-Colorado-Mugrosa
<b>Roca Sello</b>	▶ Simití-Umir / Esmeraldas-Mugrosa-La Cira-Colorado
<b>Tipo de hidrocarburo</b>	▶ Petróleo y gas

### Roca Generadora

Las principales rocas fuente en la cuenca fueron depositadas durante dos eventos anóxicos globales y corresponden a las calizas y lutitas de las formaciones La Luna, Simití y Tablazo (Figura 2). Su kerógeno es de tipo II, el TOC oscila entre 1 y 6%, y la reflectancia de vitrinita (Ro) es de 1,1 a 1,2 %.

### Migración

La discordancia del Eoceno produce un sistema de rutas de migración apropiado para el transporte de los hidrocarburos. Se han identificado tres tipos: 1) Migración vertical directa de los hidrocarburos generados en la formación La Luna hacia la discordancia del Eoceno. 2) Migración lateral a lo largo de las areniscas del Eoceno. 3) Migración vertical a través de superficies de falla en áreas donde la Formación La Luna no está en contacto con la discordancia del Eoceno.

### Roca Reservorio

El 97% del petróleo probado en la cuenca proviene de areniscas continentales cenozoicas (formaciones Lisama, Esmeraldas, La Paz, Mugrosa y Colorado), con promedios de porosidad entre 15 y 20% y, permeabilidad de 20 a 600 md. Los depósitos calcáreos fracturados (Grupo Calcáreo Basal y Formación La Luna) poseen un importante potencial exploratorio; sin embargo, no han sido estudiados en detalle.

### Roca Sello

Las lutitas marinas de las formaciones Simití y Umir representan los sellos de los potenciales reservorios cretácicos. En contraste, las arcillolitas plásticas continentales de las forma-



• • Columna estratigráfica generalizada

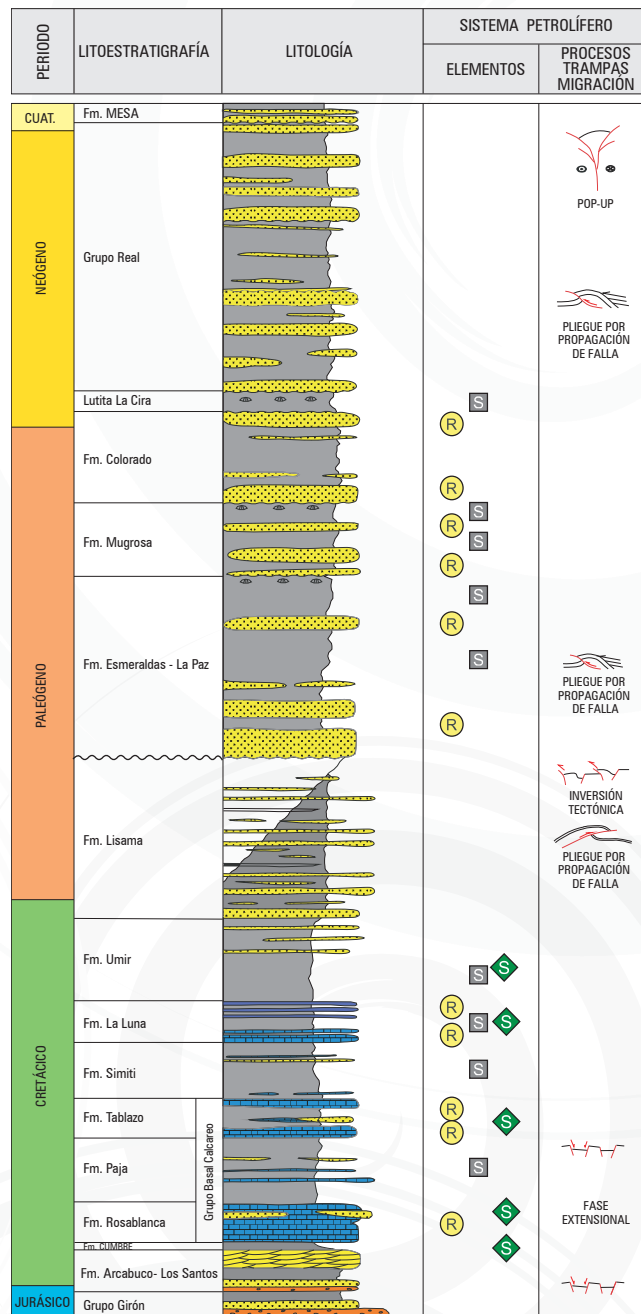


FIGURA 2. Columna estratigráfica generalizada. Tomado de B&M Exploration Ltda. 2008.

ciones Esmeraldas y Colorado constituyen los sellos para los reservorios cenozoicos.

**Trampas**

Cuatro importantes tipos de trampas han sido identificadas: 1) Pliegues contraccionales asociados a fallas bajo superficies de cabalgamiento (*Contractional fault-related folds hidden beneath surface thrust*). 2) Estructuras "dúplex" de cabalgamiento con cierre indepen-

diente. 3) Cierres dependientes de falla. 4) Trampas en el lado bajo de las fallas sellantes (Figura 3).

**Sísmica representativa**

En esta cuenca, los programas sísmicos más representativos en los bloques propuestos son: AY-1990, B-1989, CF-1977, NC-1981, GAL-2000, CBI-2007, LAT-1996, HCCA-1997, entre otros (Figuras 4, 5 y 6).

**Geoquímica**

Aceites pesados a normales predominan en la cuenca. No hay una relación directa entre la gravedad API y la profundidad del reservorio. Los aceites de esta cuenca son de calidad regular a buena con tendencia a bajas gravedades API, debido a los procesos de biodegradación.

En la parte central de la cuenca (campo La Cira-Infantas), existen acei-





•• Sección transversal esquemática

0

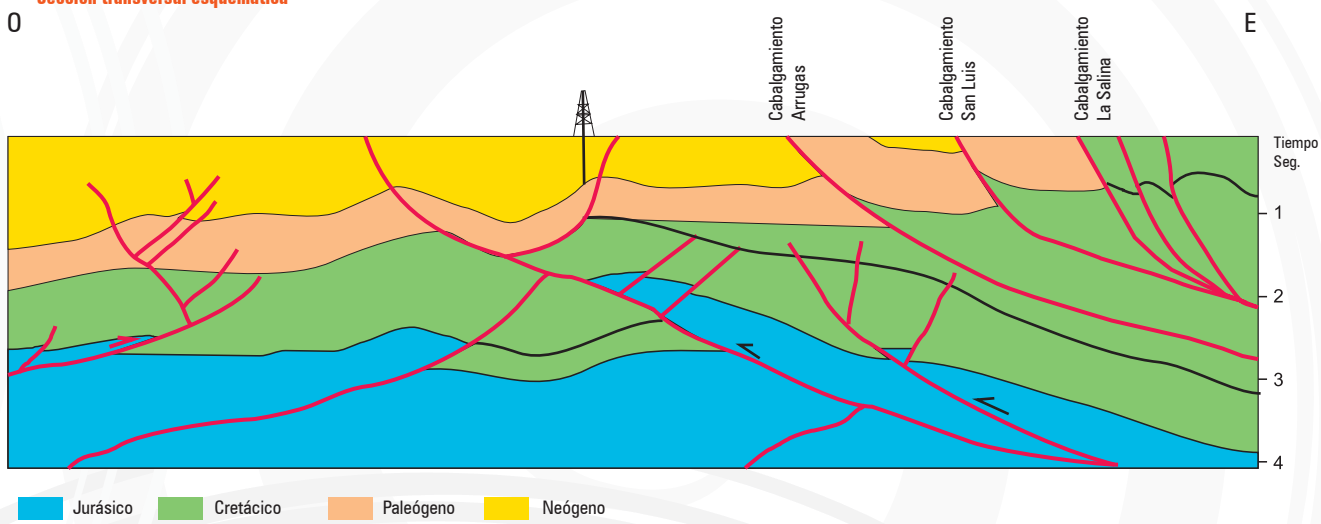


FIGURA 3. Sección transversal esquemática. Tomado de: Cuencas Sedimentarias Colombianas, ANH 2007.

•• Líneas sísmicas

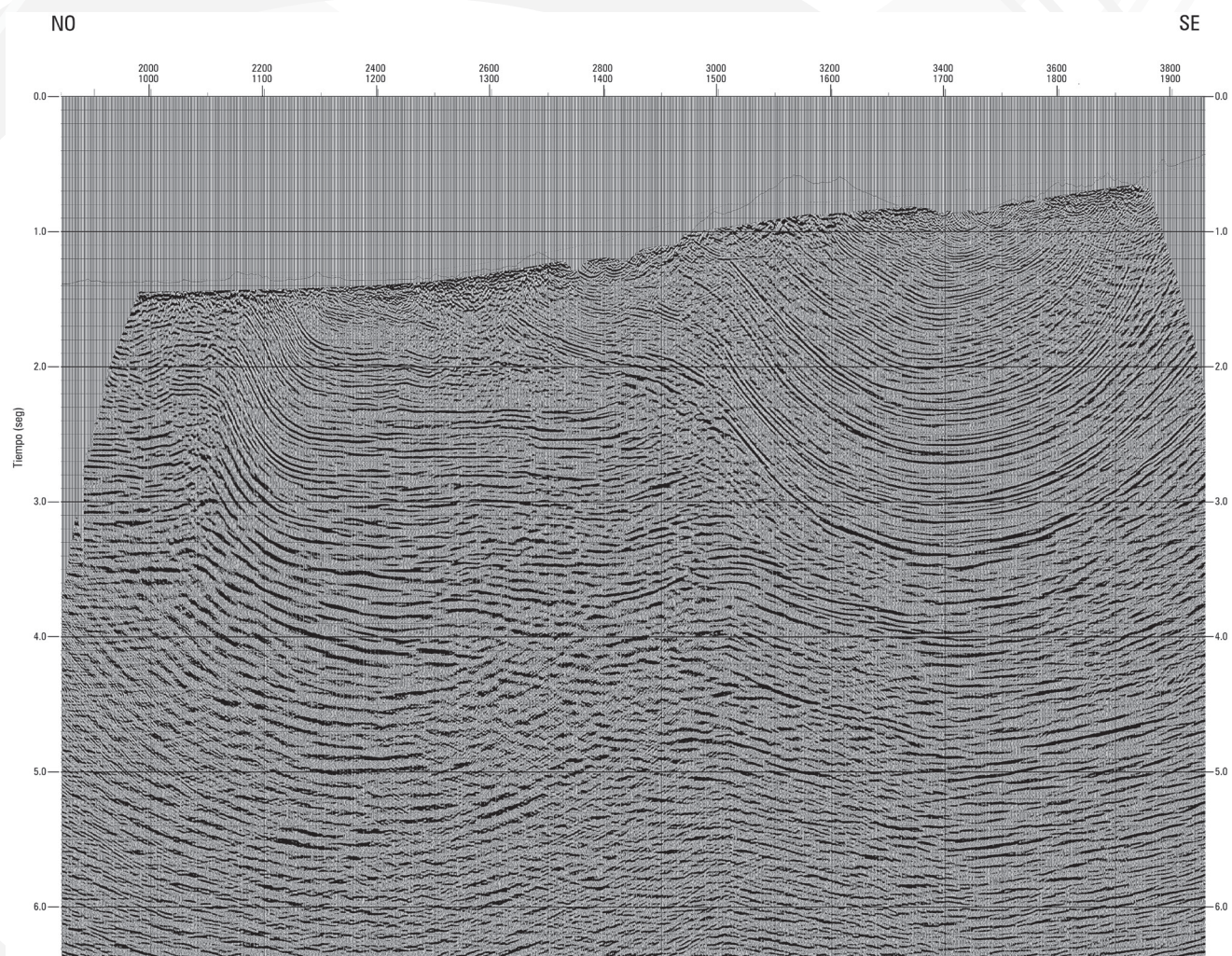


FIGURA 4. Línea sísmica CBI-2007-100\_56093\_M\_I-IPSTM, en el área de San Juan de Río Seco-Cundinamarca. Sector sur del bloque VVM 18.







tes afectados por procesos de biodegradación que han removido los alcanos normales. En algunos pozos como La Cira-1153, se observan aceites muy livianos adicionados durante un segundo pulso de generación.

La madurez de las muestras varía en la ventana de generación desde inmadura a generadora de gas. La madurez incrementa en la Formación Simití y el Grupo Calcáreo Basal. El kerógeno predominante es Tipo II. En la actualidad la Formación La Luna es la unidad con el mejor potencial de generación de hidrocarburos.

## Prospectividad

La Cuenca Valle Medio del Magdalena es la más explorada de Colombia y es aún una de las áreas más prolíficas. 51 campos de petróleo han sido descubiertos en sedimentos cenozoicos. Sin embargo, quedan aún por explorar los objetivos cretácicos en carbonatos. Así mismo, las trampas de carácter estratigráfico del Mioceno superior-Eoceno como son los sobrelapamientos, los valles de incisión y las truncaciones podrían representar un importante objetivo exploratorio.

El potencial exploratorio de la Cuenca Valle Medio del Magdalena se estima entre 8000 MBP (alto) y 600 MBP (bajo).

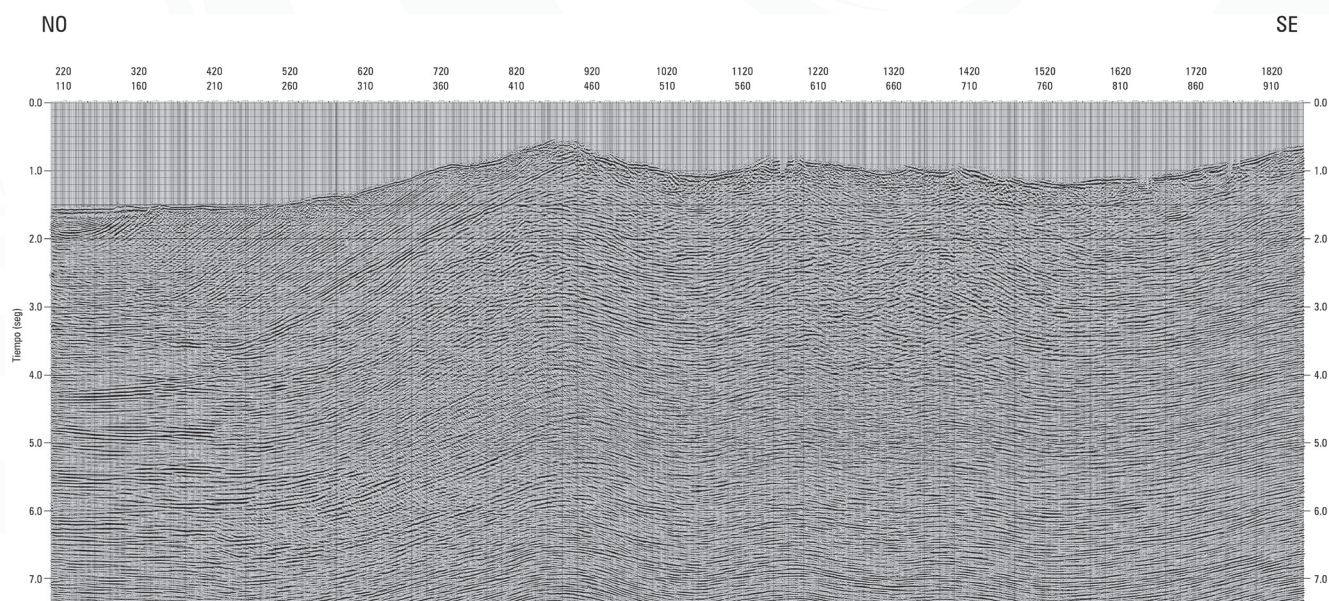


FIGURA 5. Línea sísmica LAT-1996-40\_190759\_M\_I-IPSTM\_PEPSAINT\_2007\_613172. Sector oriental del bloque VMM 21 y sector occidental del bloque COR 18.

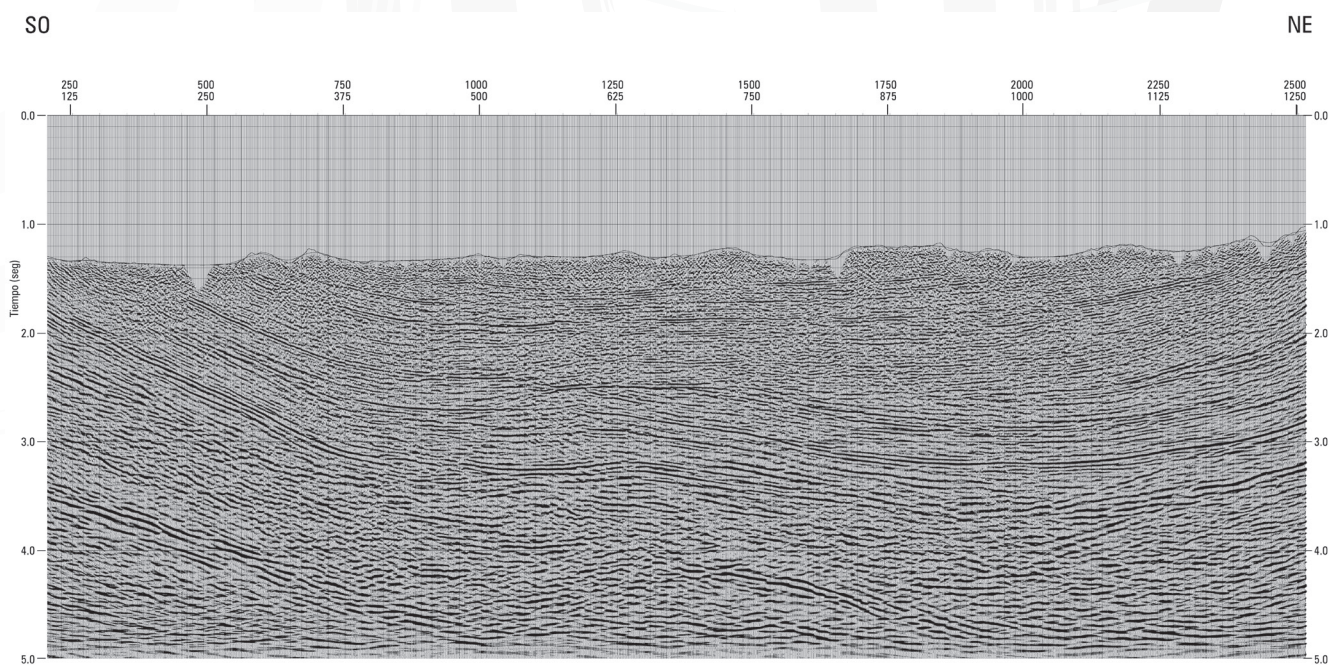


FIGURA 6. Línea sísmica HCCA-1997-07\_190524\_MIG\_I-I\_PETROSEIS\_2007\_611649. Sector occidental del bloque VMM 20.





# Valle Superior del Magdalena

COLOMBIA:  
The perfect environment for Hydrocarbons

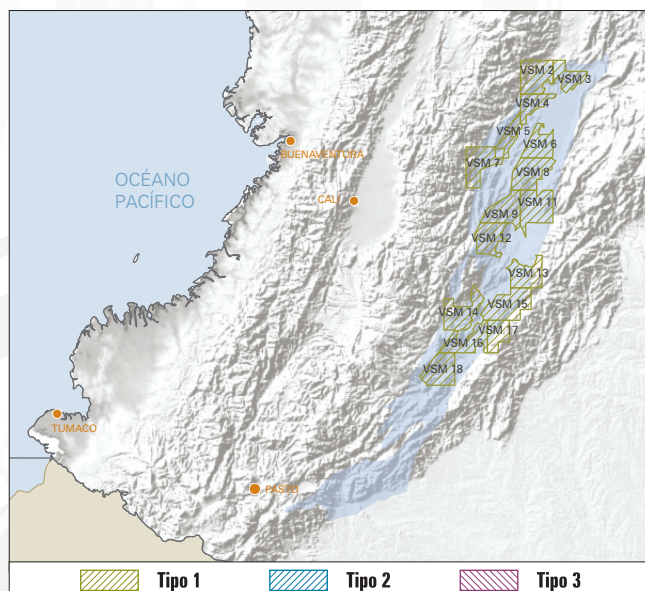


FIGURA 1. Mapa de ubicación del área y de los bloques.

## Generalidades

La Cuenca Valle Superior del Magdalena tiene una extensión de 21 513 km<sup>2</sup> (Figura 1). Corresponde a una cuenca intramontana cuyos límites, tanto al este como al oeste, son los afloramientos del basamento precámbrico y jurásico de las cordilleras Oriental y Central. La secuencia cretácica está conformada por depósitos continentales y marinos. Dos niveles de rocas fuente ricas en materia orgánica del Albiano medio-Turoniano generan los hidrocarburos presentes en la cuenca. Importantes niveles de arenitas del Campaniano-Maastrichtiano representan un importante objetivo exploratorio. La secuencia cenozoica, depositada durante el evento de colisión que permanece hasta el presente es de afinidad totalmente continental y está compuesta por depósitos molásicos del Paleógeno y Neógeno. Los mayores campos de petróleo se encuentran asociados a cierres estructurales generados por pliegues por flexión de falla, pliegues por propagación de falla y anticlinales relacionados a fallas transcurrentes.

## Geología del petróleo

### Evidencia de Hidrocarburos

En la Cuenca del Valle Superior del Magdalena existen 38 campos productores de petróleo, y además numerosos rezumaderos de hidrocarburos.

## ASPECTOS CLAVE

<b>Cuenca</b>	▶ Valle Superior del Magdalena
<b>Tipo de cuenca</b>	▶ Fosa Tectónica poli-histórica a cuenca de antepaís fragmentada
<b>Área de la cuenca</b>	▶ 21 513 km <sup>2</sup> / 2 151 284 Ha
<b>Área disponible</b>	▶ 9 439 km <sup>2</sup> / 943 903 Ha
<b>Pozos perforados</b>	▶ 1210
<b>Sísmica 2D</b>	▶ > 145 programas sísmicos
<b>Campos descubiertos</b>	▶ 38
<b>Roca Generadora</b>	▶ Tetuán-Bambucá-La Luna
<b>Roca Reservorio</b>	▶ Caballos-Monserrate-Honda/Tetuán
<b>Roca Sello</b>	▶ Bambucá/Guaduala-Honda
<b>Tipo de hidrocarburo</b>	▶ Petróleo y gas

## Roca Generadora

Dos eventos anóxicos mundiales en el Albiano medio y Turoniano son los responsables de la deposición de lutitas y calizas con alto contenido de materia orgánica en las formaciones Tetuán, Bambucá y La Luna (Figura 2). El Kerógeno predominante es tipo II, con reflectancia de vitrinita (Ro) entre 0,5 y 1,35. Temperatura máxima 450 °C y TOC > 5%.

## Migración

La migración comienza inmediatamente después del primer evento compresivo del Cretácico tardío y continúa hasta el presente. A lo largo de la cuenca se han documentado rutas de migración tanto horizontal como vertical. El principal transportador de hidrocarburos son las areniscas de la Formación Caballos y en menor escala las areniscas de la Formación Monserrate.

## Roca Reservorio

Tres importantes unidades de areniscas están distribuidas en la cuenca: Las formaciones Caballos y Monserrate en el Cretácico y el Grupo Honda en el Mioceno. Existen además rocas calcáreas fracturadas que pueden presentar un alto potencial como reservorios. Las facies arenosas de la Formación Tetuán, las cuales producen actualmente petróleo, son un nuevo objetivo para la exploración.

## Roca Sello

El sello superior y lateral está representado por un importante espesor de arcillolitas plásticas de la Formación



Bambucá. La Formación Guaduala y el Grupo Honda son otros importantes sellos en la cuenca.

### Trampas

Dentro de las trampas halladas en la cuenca se encuentran pliegues asociados a flexión de falla (*fault-bend fold*), anticlinales fallados, sub-cabalgamientos (*sub-thrust and sub-basement closures*), abanicos imbricados, retro-cabalgamientos (*back thrust*) y anticlinales asociados a transcurrancia (*wrench related anticlines*), las cuales están

distribuidas a lo largo de la cuenca (Figura 3). Adicionalmente, existe un potencial no explorado asociado a diferentes trampas de tipo estratigráfico.

### Sísmica representativa

En esta cuenca existe un amplio cubrimiento sísmico. Entre los programas más representativos en los bloques propuestos se encuentran: EU-1985, EH-1989, EH-1986, EU-1986, SJ-1997, LLB-1994, 26-BRYA-1996, GAT-1999, 40-BRTA-2003, PS-1989, CG-1984, RYA-1992, SI-1999,

#### •• Columna estratigráfica generalizada

PERIODO	LITOESTRATIGRAFÍA	LITOLÓGÍA	SISTEMA PETROLÍFERO	
			ELEMENTOS	PROCESOS TRAMPAS MIGRACIÓN
NEÓGENO	TERRAZAS Y ABANICOS ALUVIALES			ABANICOS IMBRICADOS
	Fm. GIGANTE			PLIEGUE POR FLEXION DE FALLA
	GRUPO HONDA		(R) (S)	RETRO-CABALGAMIENTO
	Fm. BARZALOSA			FALLA INVERSA DE ALTO ANGULO
PALEÓGENO	Fm. DOIMA		(R)	ALTO DE BASAMENTO E INVERSION
	Fm. POTRERILLO			SUB-INCONFORMIDAD
	Fm. CHICORAL		(R)	
	Fm. GUADUALA		(S)	
CRETÁCICO	????			
	Fm. MONSERRATE		(R)	INVERSION TECTONICA
	LUTITA BUSCAVIDAS			
	CHERT SUPERIOR			
	ARENISCA DEL COBRE		(R)	
	CHERT INFERIOR			
	Fm. LA LUNA			
	LUTITA DE BAMBUCA		(S)	
	CALIZA DEL TETUAN		(S)	FASE EXTENSIONAL
	Fm. CABALLOS		(R) (S)	
Fm. YAVI		(R)		
	BASAMENTO PRE-CRETÁCICO (Fm. SALDAÑA)			

FIGURA 2. Columna estratigráfica generalizada. Tomado de B&M Exploration Ltda. 2008.



• • Sección transversal esquemática

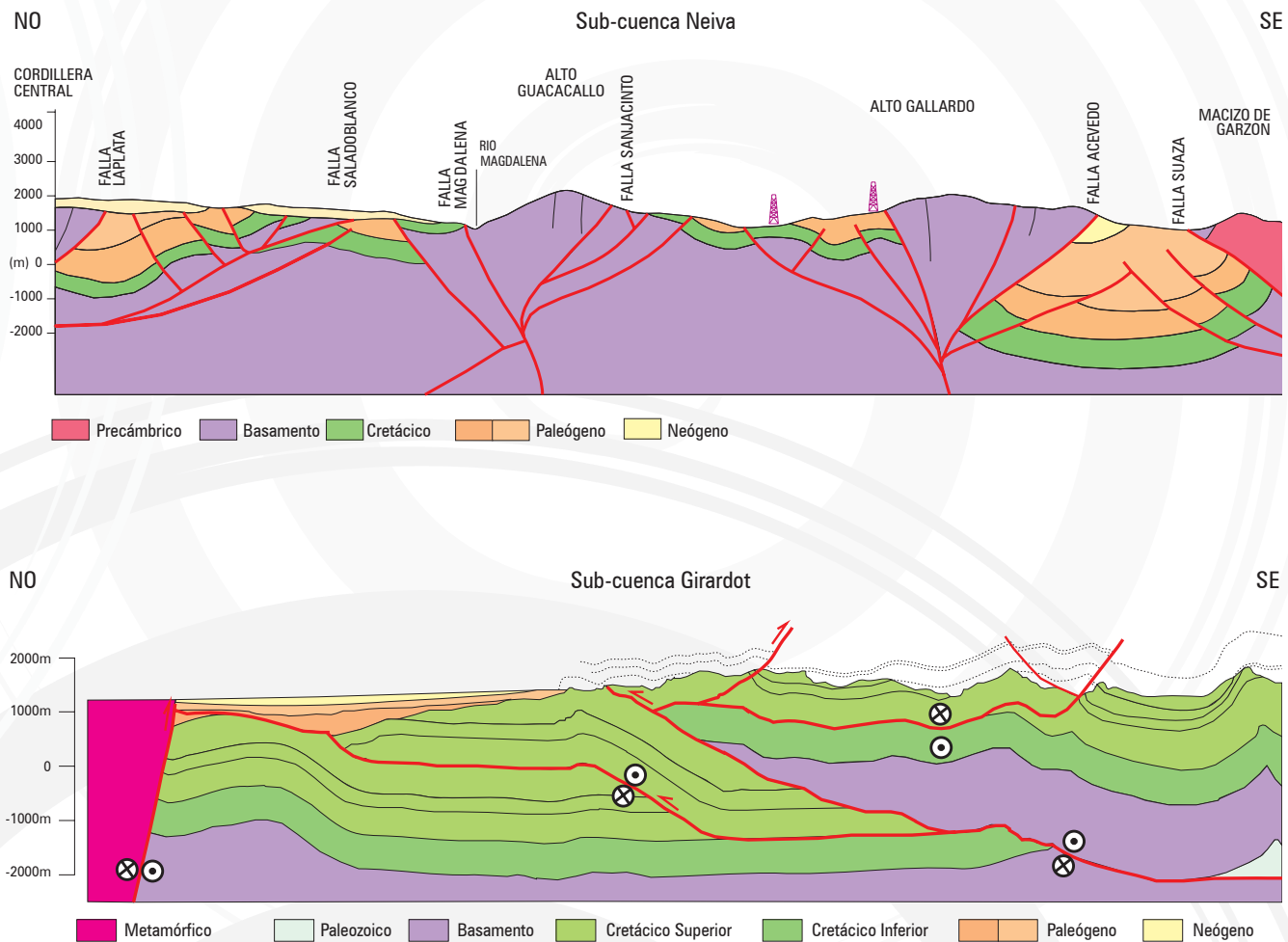


FIGURA 3. Sección transversal esquemática de las subcuencas Girardot y Neiva. Tomado de: Cuenas Sedimentarias Colombianas, ANH 2007.

CH-1990, TV-1976, SL-1988, GT-1990, CBI-2007, entre otros (Figuras 4 y 5).

### Geoquímica

En la cuenca predominan los aceites pesados a normales, variando entre 12° y 35° API. Un alto porcentaje de aceites son pesados y se encuentran en reservorios de todas las edades. No hay relación directa entre gravedad API y profundidad del reservorio.

Los aceites de esta cuenca son de regular a buena calidad con tendencia a bajas gravedades API y alto contenido de azufre, debido a procesos de biodegradación.

La madurez termal varía desde inmadura a madura temprana. La ma-

yoría de la secuencia estratigráfica (formaciones Calizas Tetuán, Bambucá y La Luna) tiene kerógeno tipo II. La Formación Caballos tiene predominantemente kerógeno Tipo III. Las formaciones Tetuán, Bambucá y La Luna tienen muy bueno a excelente potencial generador de HC con TOC variando de 2 a 12% y potencial generador entre 20 y 80 mg HC/gRoca. Las calizas de las formaciones Tetuán y La Luna tienen las mejores características de roca generadora en la cuenca.

Para el gas, el diagrama C2 + (%) Vs d13C CH4 (ppm), sugiere que las muestras de gas son termogénicos en origen, con predominancia de mezclas. Por último, el diagrama C2/C3 Vs d13C

c2 – d13C C3, sugiere que las muestras de gas analizadas fueron originadas por *cracking* primario.

### Prospectividad

Un importante volumen de reservas remanentes de petróleo puede ser hallado en trampas estructurales asociadas a subcabalgamientos y en trampas de carácter estratigráfico. Igualmente, el desarrollo de nuevas ideas asociadas a conceptos de *plays* no convencionales puede aportar reservas adicionales a la cuenca.

El potencial exploratorio de la Cuenca Valle Superior del Magdalena se estima entre 1400 MBP (alto) y 550 MBP (bajo).





• • Líneas sísmicas

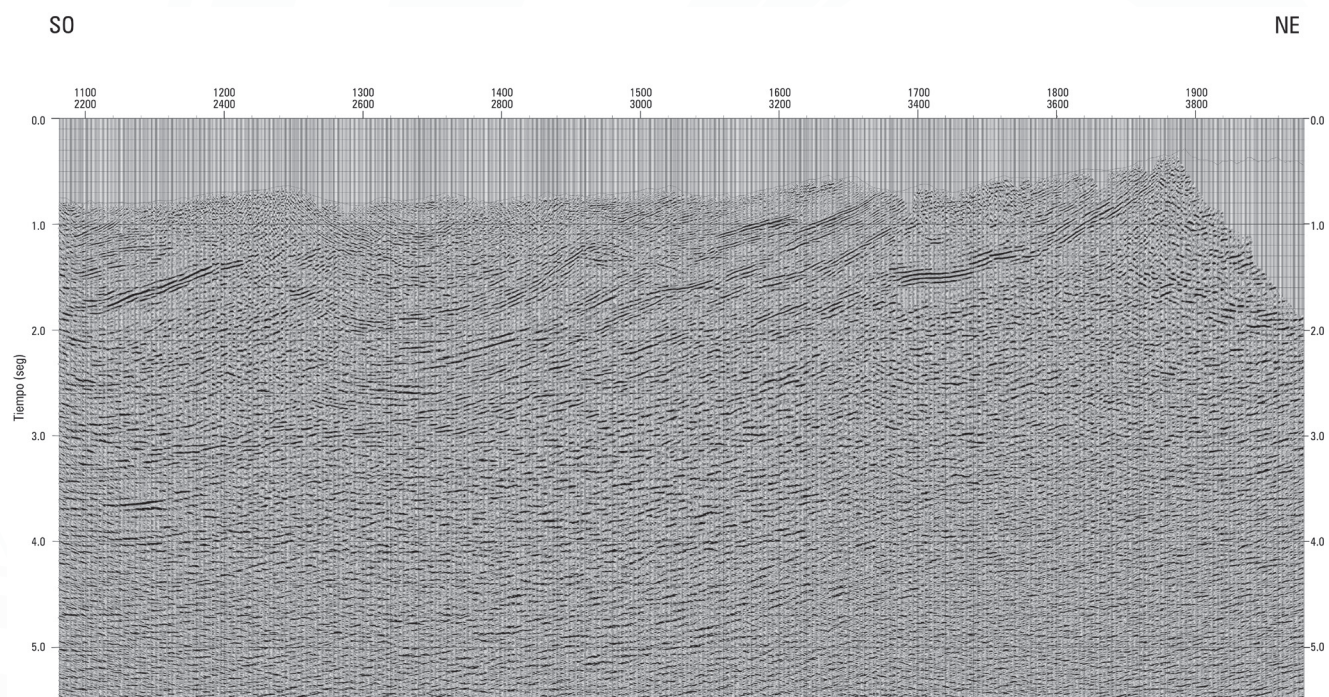


FIGURA 4. Línea sísmica 40BRTA-2003-03\_238172\_MIG\_I-I. Sector nororiental del bloque VSM 13.

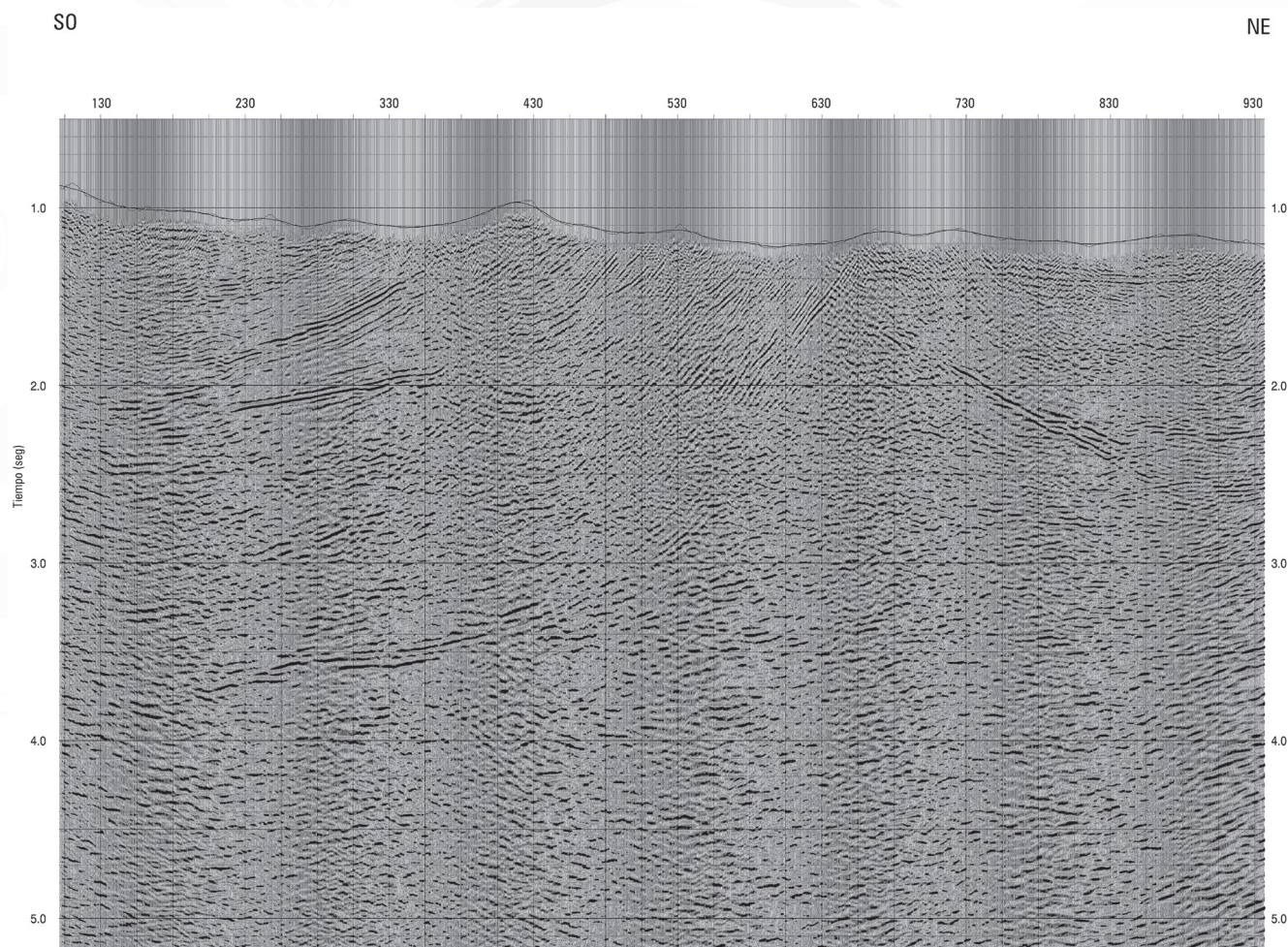


FIGURA 5. Línea sísmica LLB-1993-01\_189150\_MIG\_I-I\_PETROSEIS\_2004\_603743. Sector nororiental del bloque VSM 14.

