

# Caguán-Putumayo

COLOMBIA:  
The perfect environment for Hydrocarbons

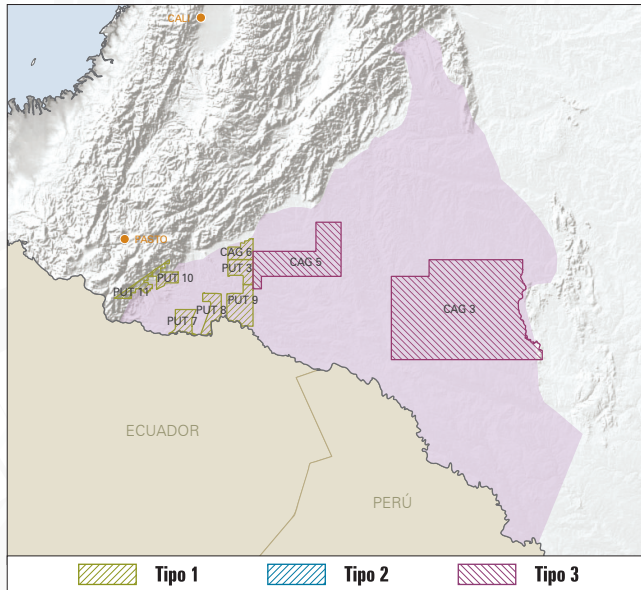


FIGURA 1. Mapa de ubicación del área y de los bloques.

## 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, Rumiyaico, Orteguzaza, 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. cobertura 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/Rumiyaico-Orteguzaza
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

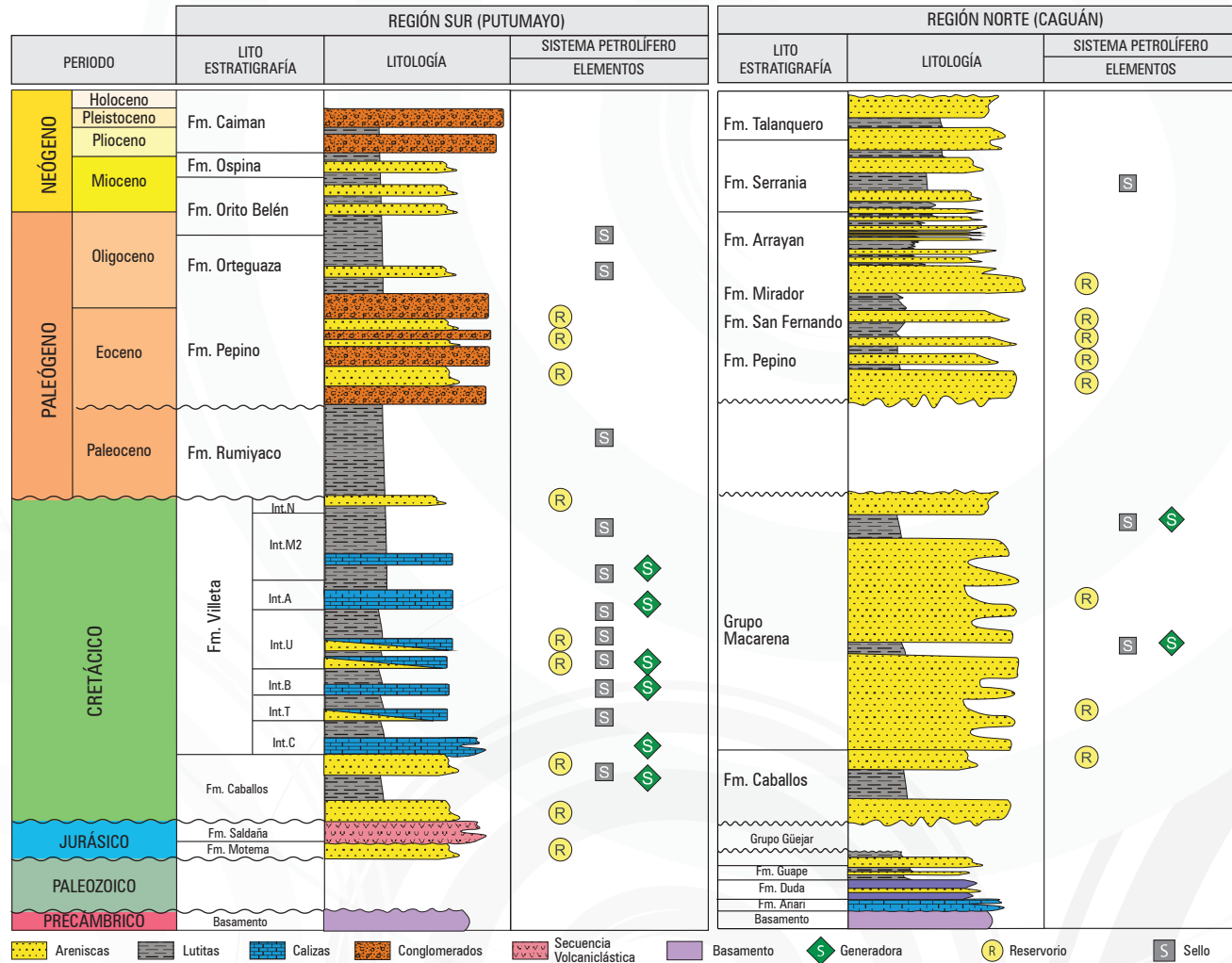


FIGURA 2. Sección cronoestratigráfica al norte y al sur de la Cuenca Caguán-Putumayo donde se señalan los elementos del sistema petrolífero. Tomado de ANH 2007 y ANH 2005.

**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 reservorio 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. Reservorios 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

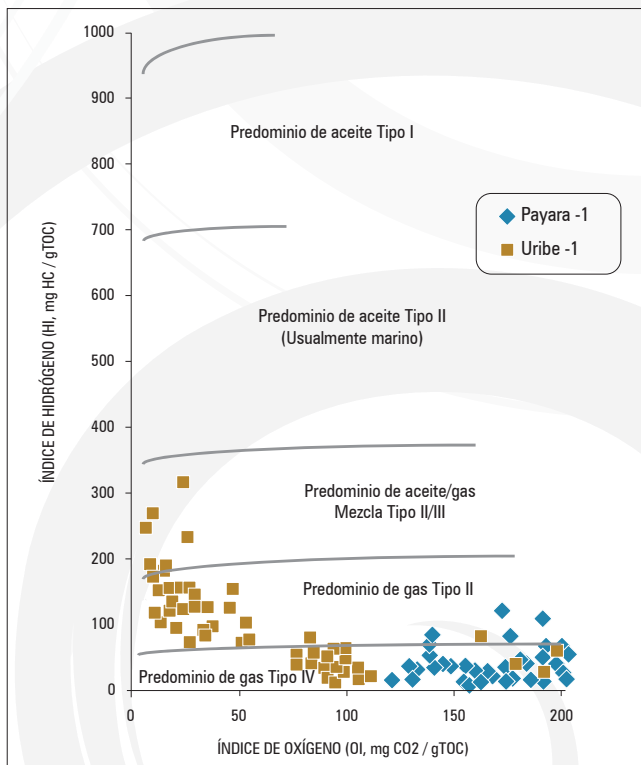
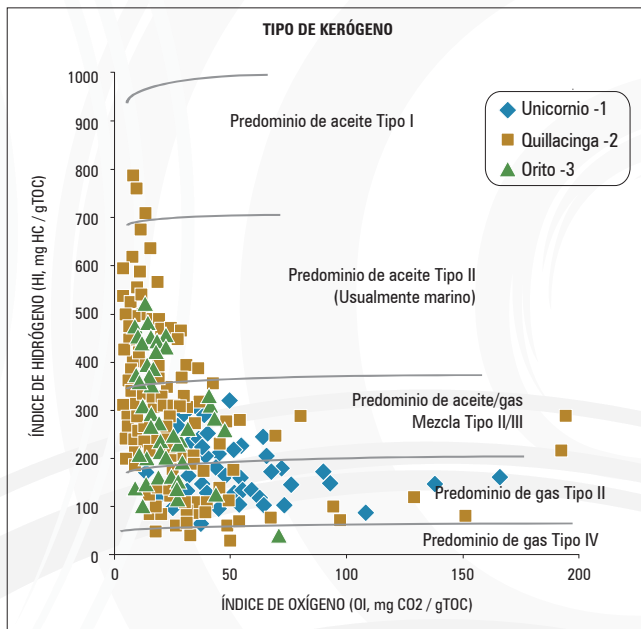


FIGURA 3. Diagramas de Van Krevelen para las rocas de los sectores Caguán (abajo) y Putumayo (arriba).

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

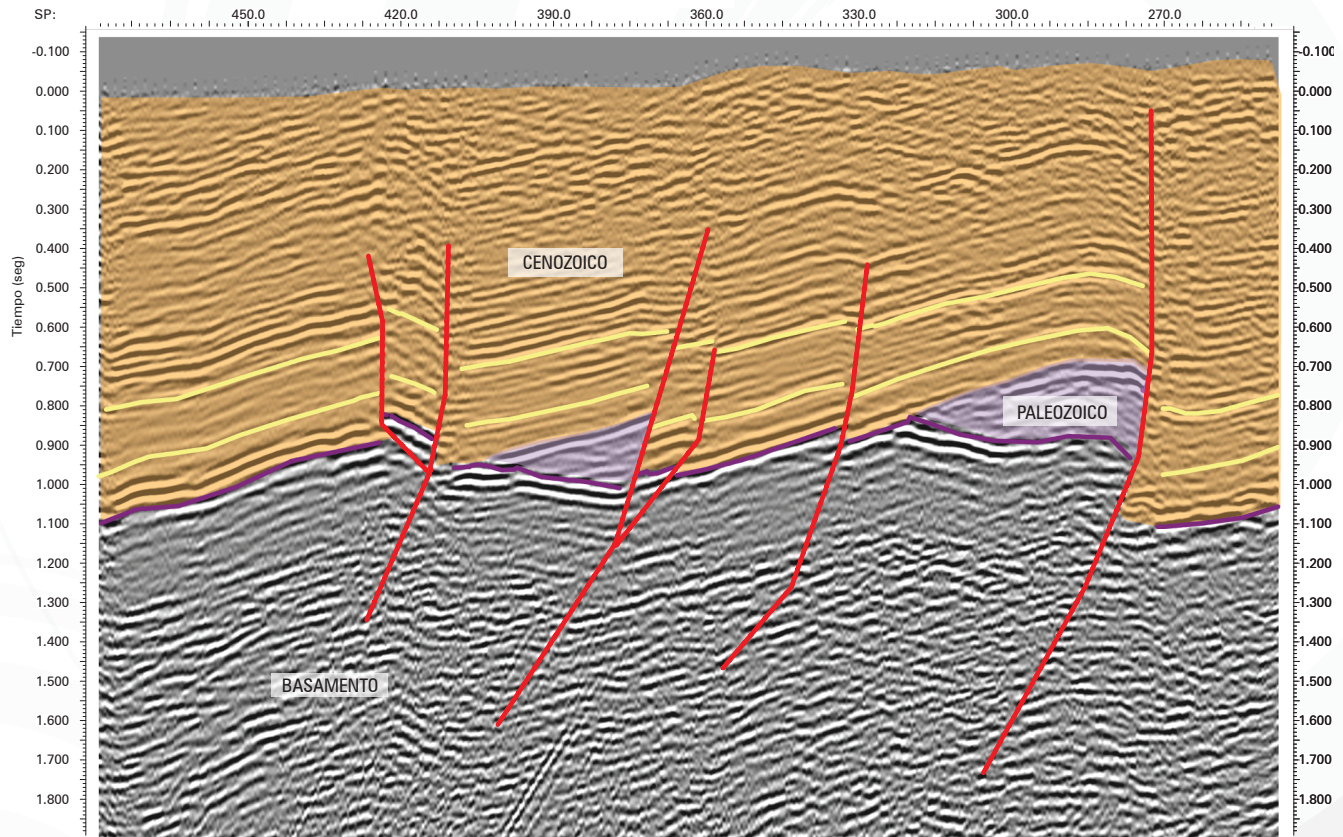


FIGURA 4. Línea sísmica YARI-1973-08, interpretada en tiempo. Trampas estratigráficas por acuñamiento del Cenozoico con el Paleozoico. Sector norte de la cuenca.

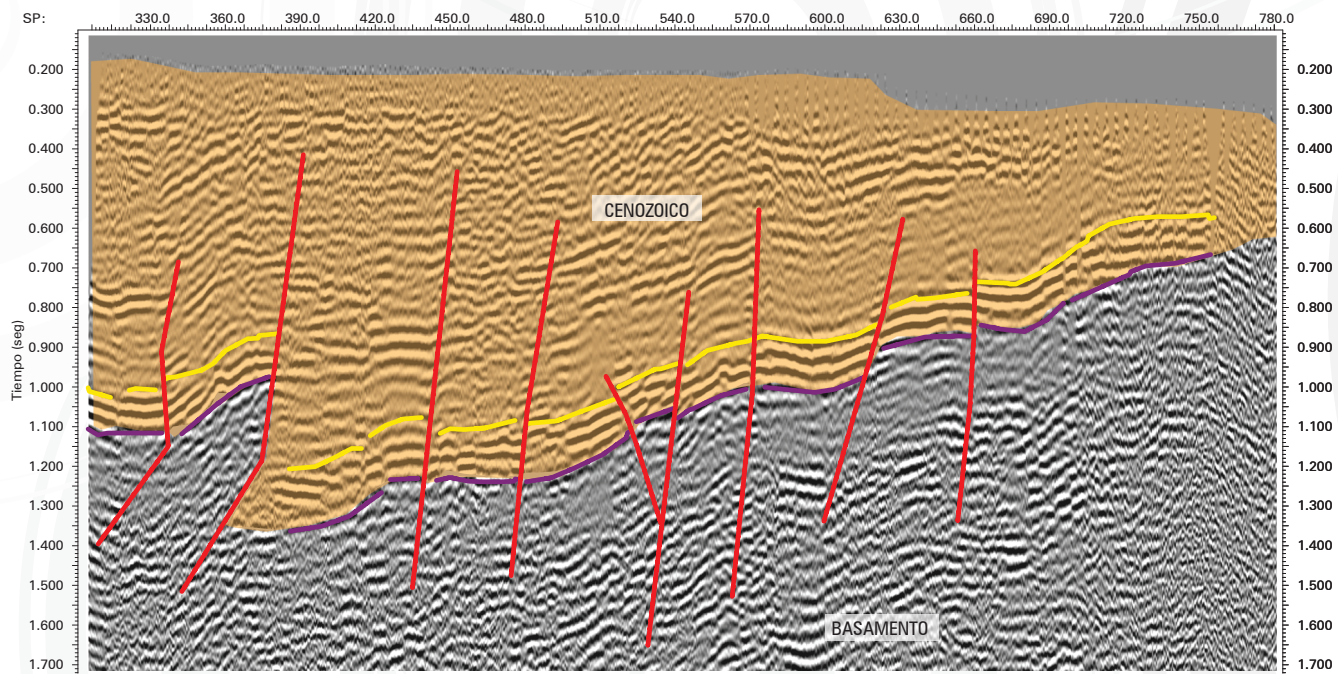


FIGURA 5. Línea sísmica YARI-1973-01, interpretada en tiempo. Fallas inversas o normales fosilizadas por unidades del Cenozoico. Sector norte de la cuenca.

# Catatumbo

COLOMBIA:  
The perfect environment for Hydrocarbons

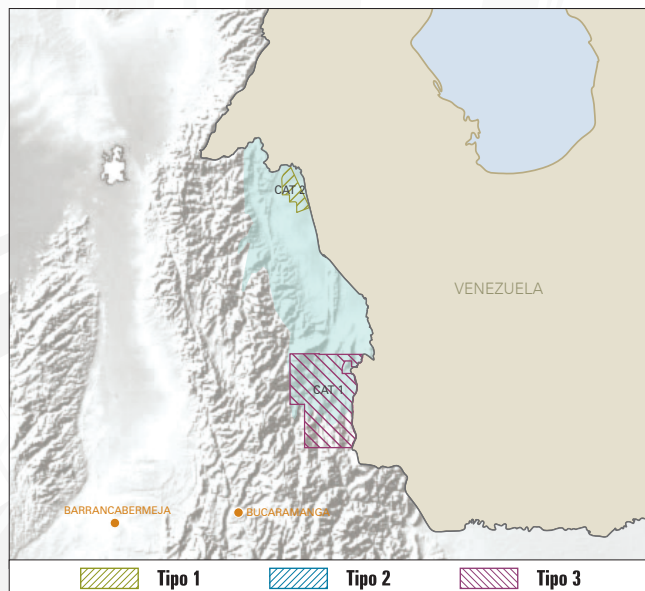


FIGURA 1. Mapa de ubicación del área y de los bloques.

## 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

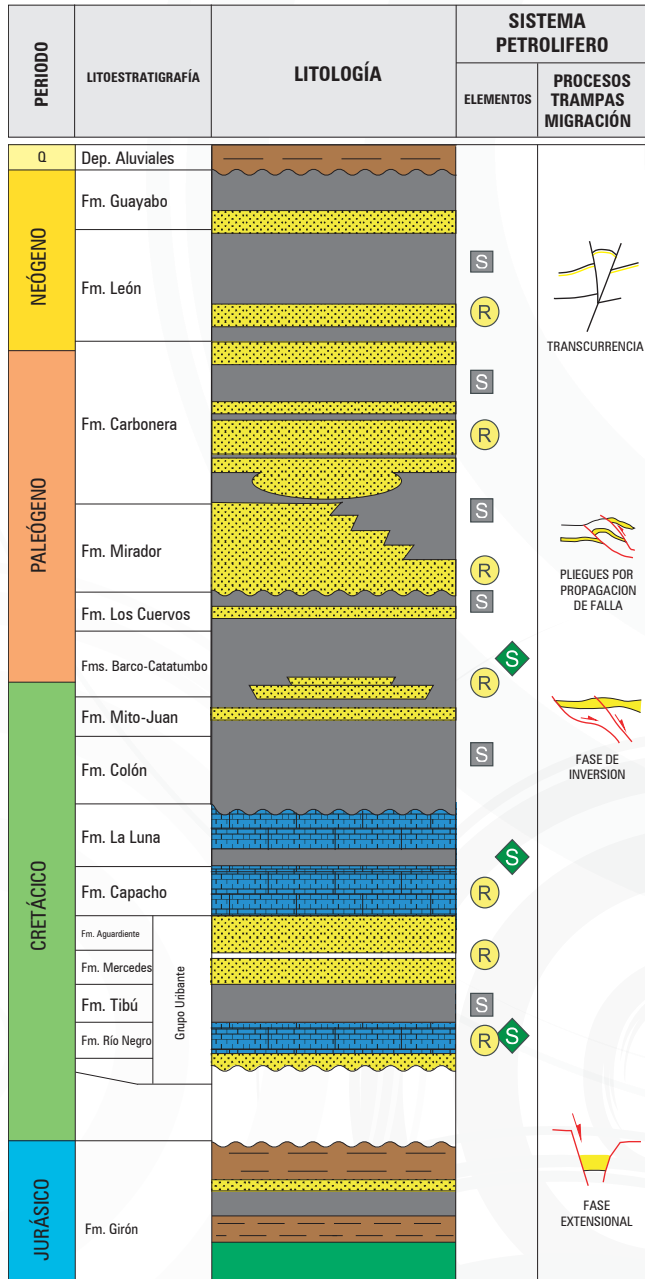


FIGURA 2. Columna estratigráfica generalizada. Tomado de B&M Exploration Ltda. 2008

**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

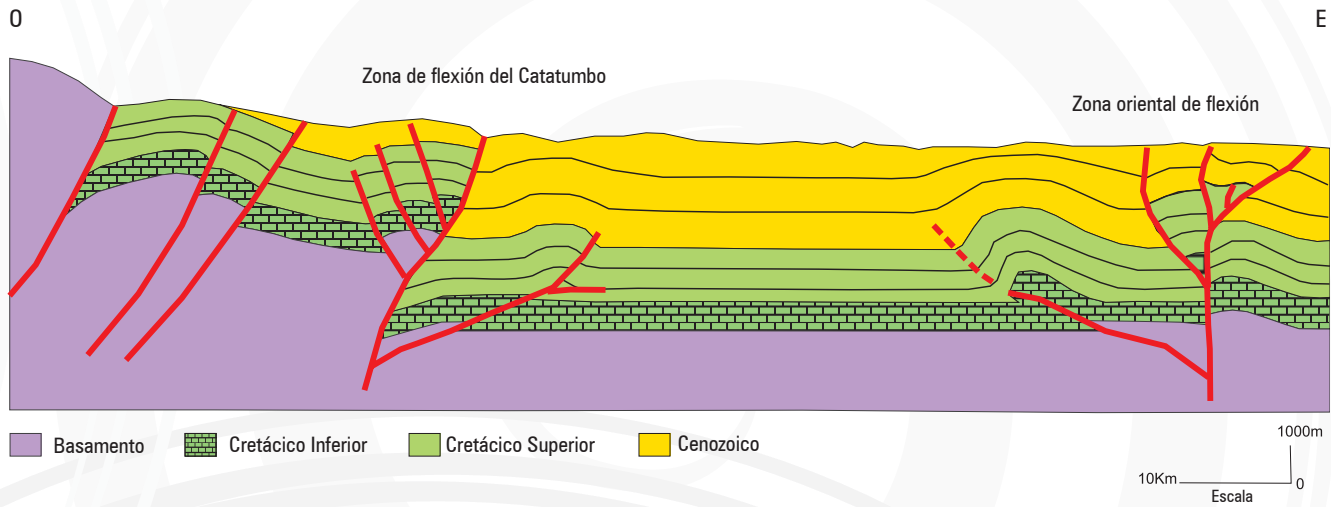


FIGURA 3. Sección transversal esquemática. Tomado de: Cuencas Sedimentarias Colombianas, ANH 2007.

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

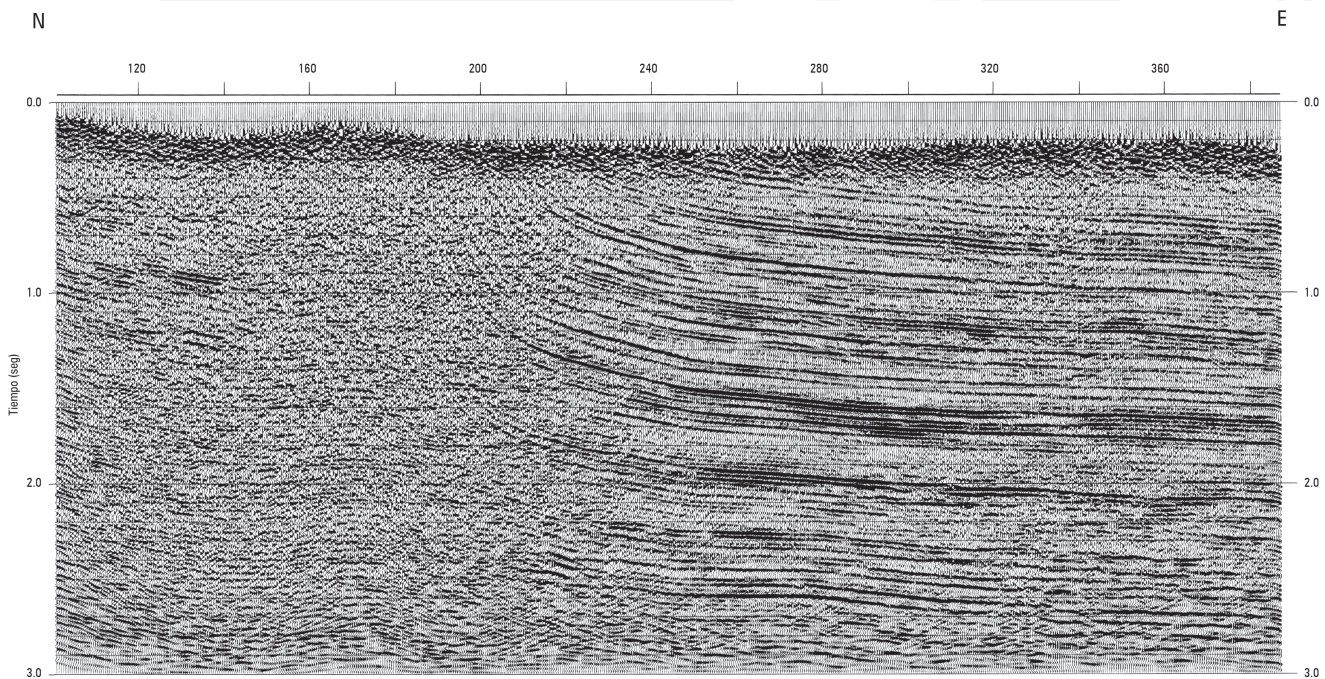


FIGURA 4. Línea sísmica CAT-1978-24.5\_170392\_MIG\_I-I. Sector suroccidental del bloque CAT 2.



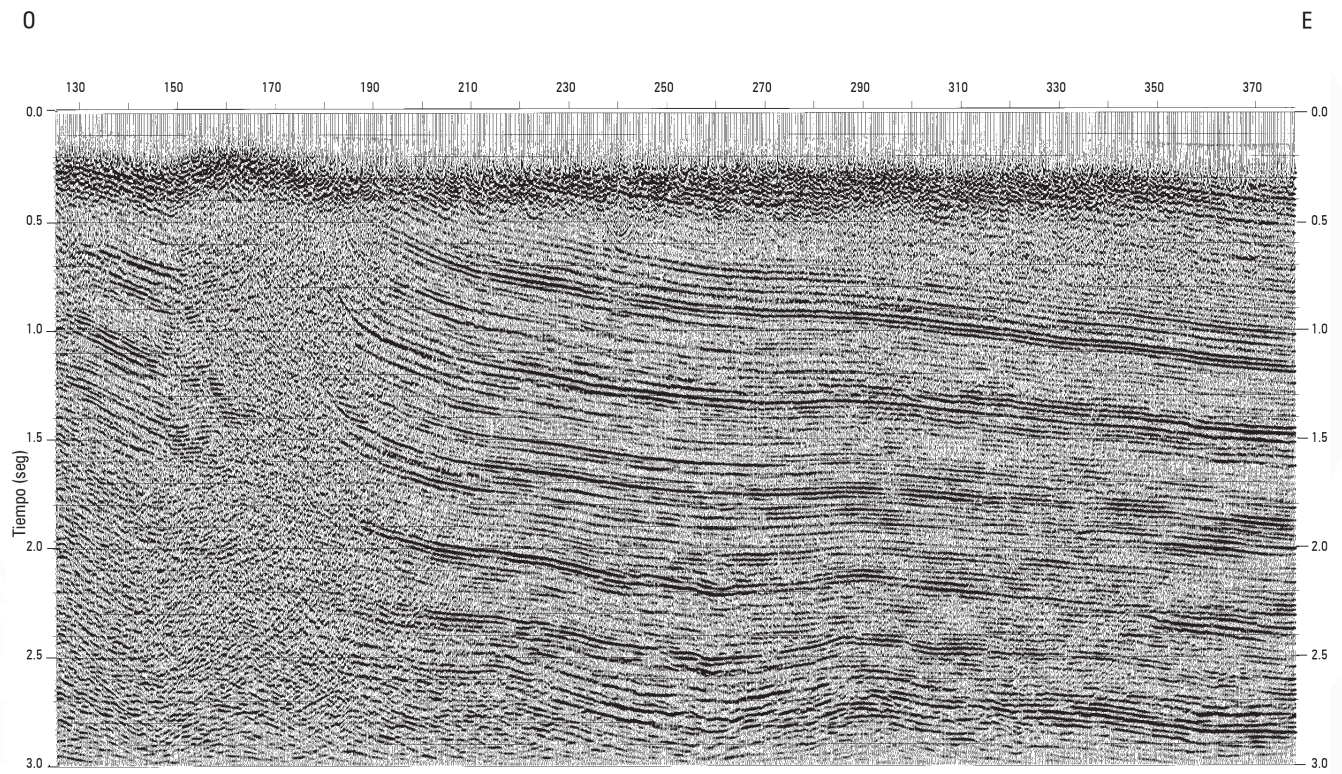


FIGURA 5. Línea sísmica CAT-1976-26\_168817\_MIG\_I-I. Sector sur del bloque CAT 2.







COLOMBIA:  
The perfect environment for Hydrocarbons

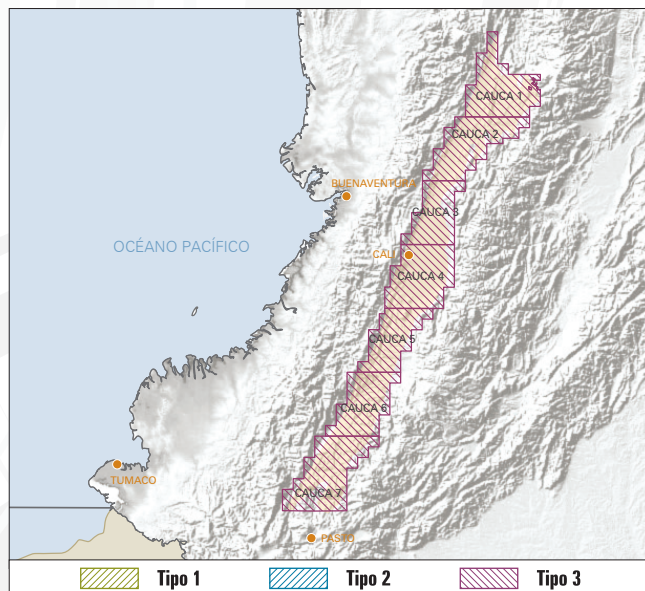


FIGURA 1. Mapa de ubicación del área y de los bloques.

### ASPECTOS CLAVE

<b>Cuenca</b>	▶ Cauca-Patía
<b>Tipo de cuenca</b>	▶ <i>Piggyback</i> - Relacionada a colisión
<b>Área de la cuenca</b>	▶ 12 823 km <sup>2</sup> / 1 282 330 Ha
<b>Área disponible</b>	▶ 12 823 km <sup>2</sup> / 1 282 330 Ha
<b>Pozos perforados</b>	▶ 5 (Zona del Cauca)
<b>Espesor máx. cobertura productiva</b>	▶ > 3000 m
<b>Sísmica 2D</b>	▶ 968 km
<b>Roca Generadora</b>	▶ Aguaclara-Peñamorada-Chimborazo
<b>Roca Reservorio</b>	▶ Chimborazo-Ferreira-Mosquera-Cinta de Piedra-Guachinte
<b>Roca Sello</b>	▶ Galeón-La Paila/Lodolitas intraformacionales
<b>Tipo de hidrocarburo</b>	▶ Petróleo y gas

## Generalidades

La Cuenca Cauca-Patía es una depresión intermontana alargada que se extiende en sentido N24°E por 440 km y que separa las cordilleras Central y Oriental de Colombia entre los 1° 20' y los 5° 5' de latitud norte (Figura 1). En el sector de Popayán un alto en el basamento permite dife-

renciar la cuenca en dos subcuencas: Al norte la Subcuenca Cauca y al sur la Subcuenca Patía. La Subcuenca Cauca está cubierta principalmente por depósitos cuaternarios aluviales; sólo en el margen suroeste asoma una franja de rocas sedimentarias plegadas del Paleógeno. Por el contrario, en la Subcuenca del Patía se observan en superficie principalmente rocas del Paleógeno y Neógeno plegadas

### • Sección transversal esquemática

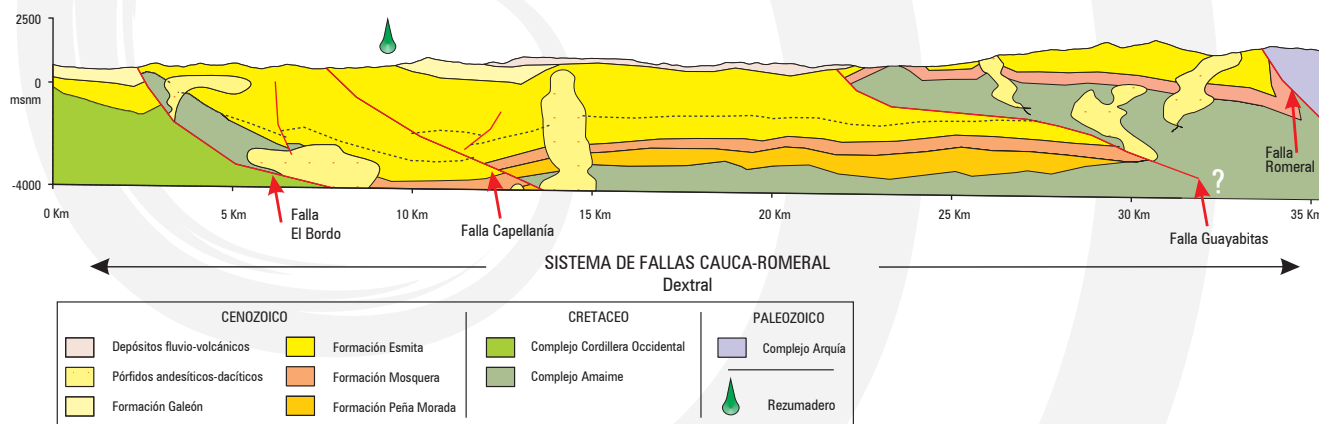


FIGURA 2. Diagrama de la conformación estructural en la parte sur de la Cuenca Cauca-Patía basado en geología de superficie y en la Línea Sísmica CP-1990-1200.



•• Carta estratigráfica

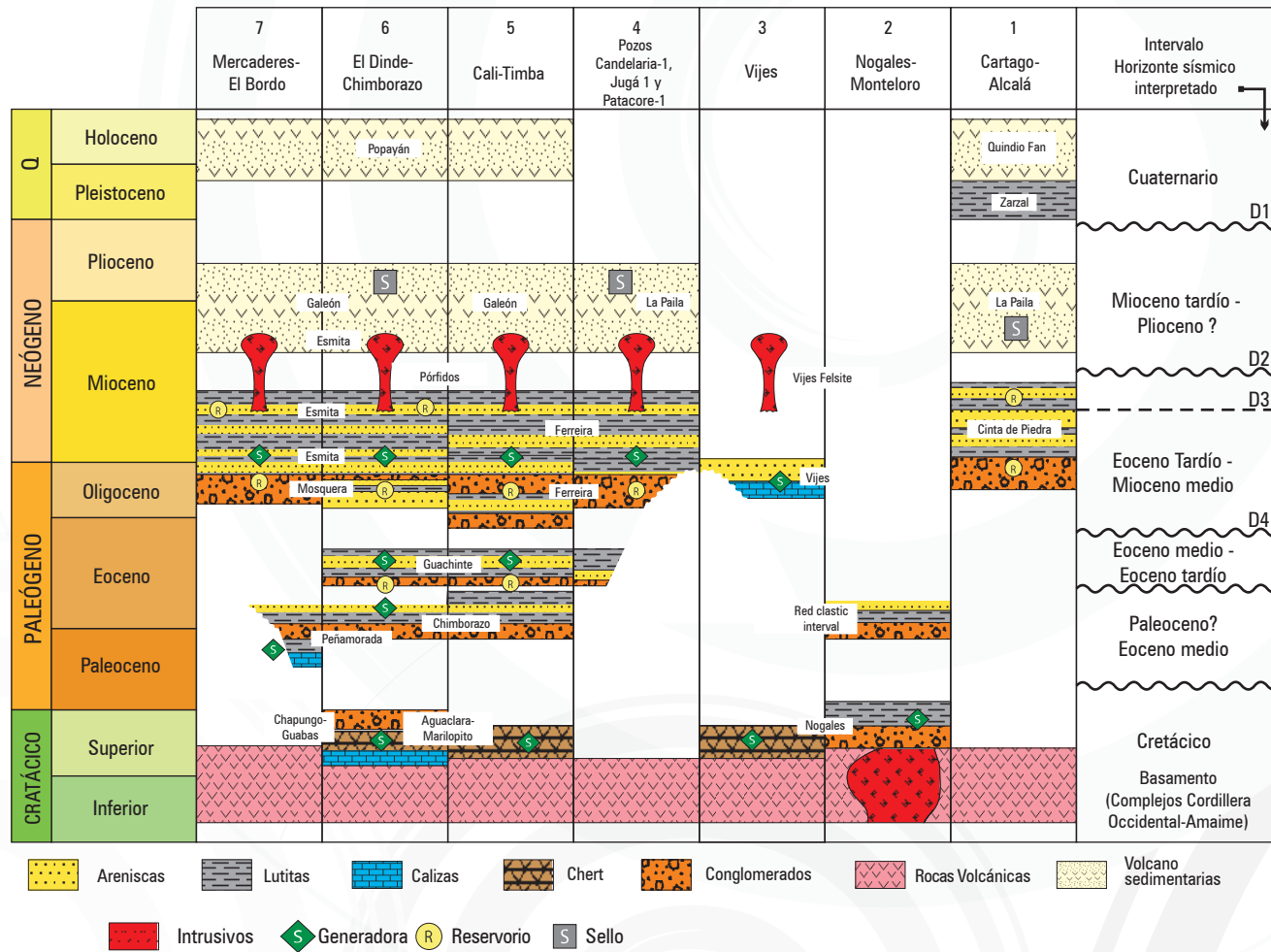


FIGURA 3. Esquema cronoestratigráfico en la Cuenca Cauca-Patía en sentido aproximado N-S. Son sugeridas cinco discordancias regionalmente significativas. De la correlación entre la geología de superficie y la sísmica se interpretan cuatro horizontes, D1 a D4.

y falladas. Estructuralmente se sugiere que la Cuenca Cauca-Patía se formó luego de la colisión y acreción de terrenos oceánicos a la margen occidental de la Placa Sudamericana durante el Mesozoico y Cenozoico; la sedimentación fluvial, volcanoclástica y, localmente, lacustre y marina, tomó lugar durante el Cenozoico. En gran parte de la Cuenca Cauca-Patía las márgenes son conformadas por fallas regionales inversas y de rumbo, donde el Sistema de Fallas Cauca-Romeral es el límite entre el relleno sedimentario Cenozoico y rocas metamórficas paleozoicas y los complejos cretácicos de afinidad oceánica (Figura 2).

### Geología del petróleo

#### Evidencia de Hidrocarburos

Se han reportado manifestaciones de hidrocarburos en el extremo sur de la Cuenca Cauca-Patía. Las unidades estratigráficas para las subcuencas Cauca y Patía sugieren la conformación de un sistema petrolífero (Figura 3).

#### Roca Generadora

La información geoquímica existente y obtenida a partir de muestras de afloramiento, indica que las unidades sedimentarias del Cretácico Superior a Eoceno inferior (formaciones Aguaclara, Peñamorada y Chimborazo) contienen intervalos rocosos con buenas características para generar hidrocarburos (%TOC > 1 y valores de índice de Hidrógeno > 300 mgHC/gTOC) y kerógeno de tipo II (Figura 4).

#### Migración

La migración de hidrocarburos ocurre a lo largo de las capas de areniscas de edad paleógena y fracturas relacionadas a las zonas de falla. La migración se inicia en el Mioceno tardío y continúa hasta la actualidad como ha sido demostrado por la ocurrencia de hidrocarburos encontrados en el rezumadero de la quebrada Matacea.

• • Diagrama de Van Krevelen

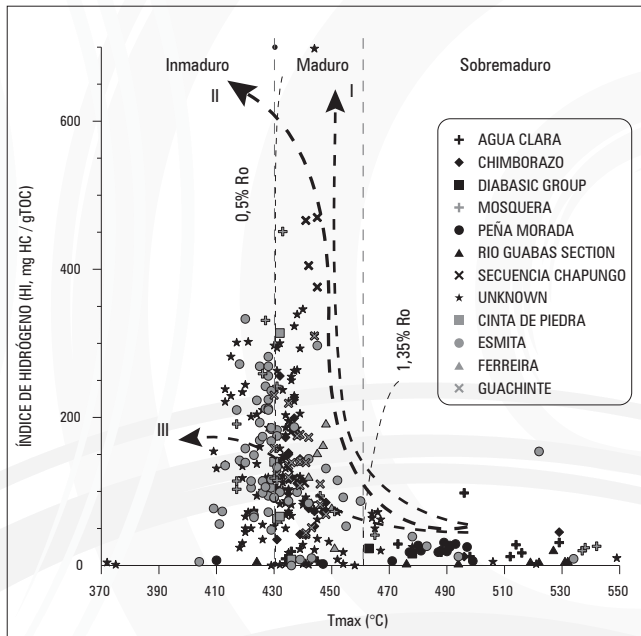


FIGURA 4. Diagrama de Van Krevelen modificado para la Cuenca Cauca-Patía.

**Roca Reservorio**

La cobertera sedimentaria cenozoica contiene unidades clásticas de grano grueso (areniscas y conglomerados), que van del Paleoceno superior al Mioceno medio, y pueden ser potenciales rocas almacenadoras de hidrocarburos en la cuenca. Entre estas unidades se encuentran las formaciones Chimborazo, Ferreira, Mosquera y Cinta de Piedra y algunos niveles de la Formación Guachinte.

**Roca Sello**

Las unidades que por sus características litológicas constituyen los mejores sellos regionales en la Cuenca Cauca-Patía, pueden ser algunos depósitos volcanoclásticos finogranulares intercalados en las formaciones Galeón y La Paila, así como niveles locales de arcillas intraformacionales intercalados con los potenciales reservorios.

**Trampas**

En la Subcuenca Patía las trampas son de tipo estructural, y están asociadas con pliegues por fallas de propagación. En el caso de la Subcuenca Cauca, la deformación es menor y está asociada con una tectónica de bloques, que afectan el basamento, lo cual da lugar a trampas predominante estratigráficas asociadas a acuñamientos de las unidades contra el basamento, y los cierres laterales generados contra fallas normales, a veces reactivadas como fallas inversas.

**Sísmica representativa**

En esta cuenca, los programas sísmicos más representativos son: VC-1979, VC-1980, CP-1990 y p-1981, entre otros (Figuras 5 y 6).

• • Interpretación de líneas sísmicas

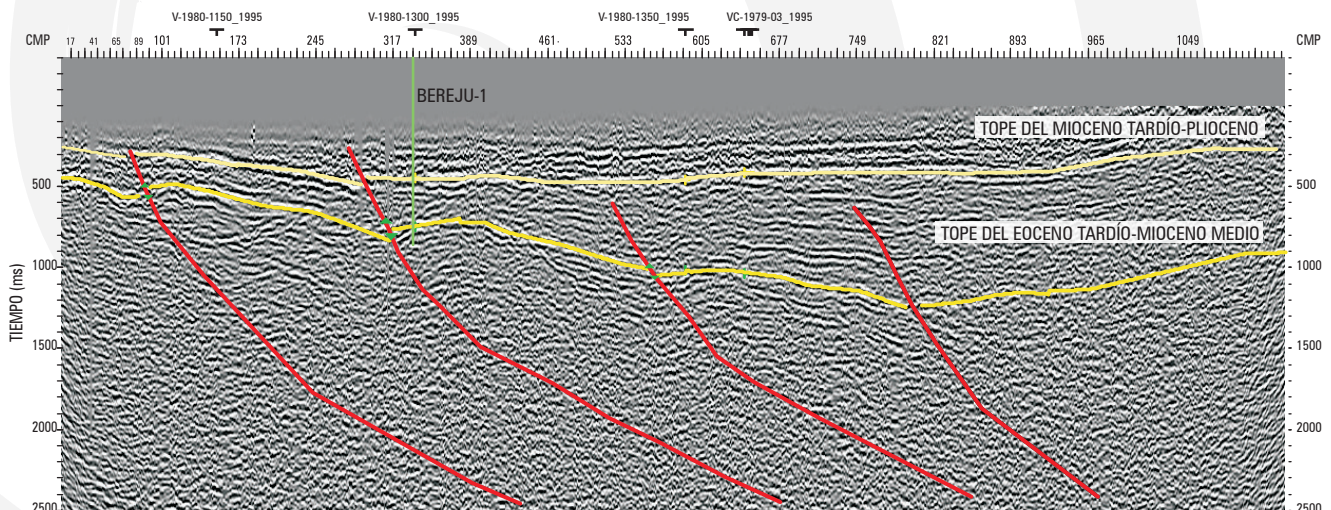


FIGURA 5. Interpretación de la línea sísmica VC-1979-12. Bloque CAUCA 3.

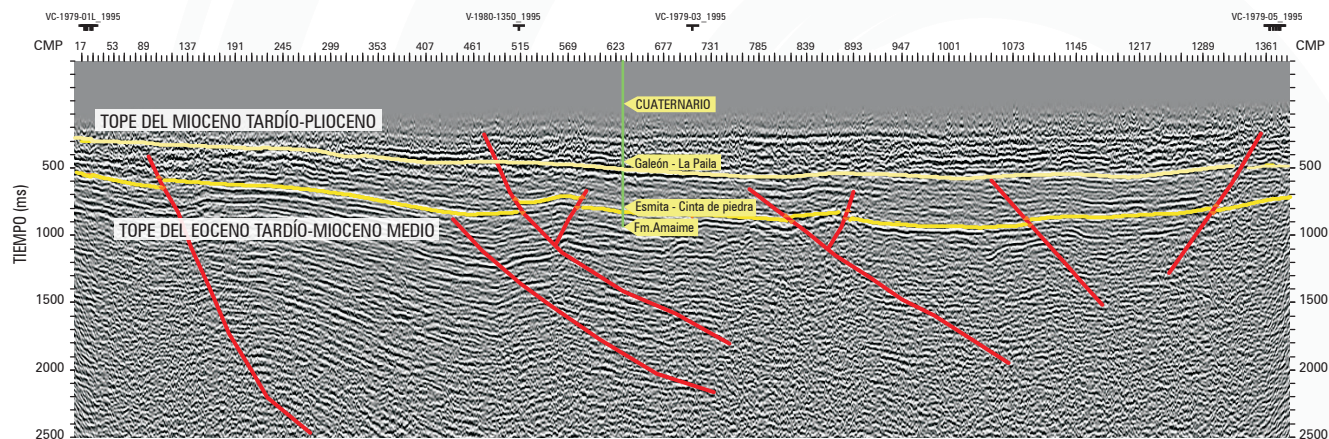


FIGURA 6. Interpretación de la línea sísmica VC-1979-06. Bloque CAUCA 4.

## Geoquímica

Los datos geoquímicos sugieren la presencia de rocas generadoras con kerógeno tanto de tipo III (húmico-terrestre), más proclive a generar gas, como de tipo II (marino), generador de hidrocarburos líquidos. La madurez alcanzada por las muestras varía de maduras a sobremaduras en su gran mayoría.

## Prospectividad

En la Cuenca Cauca-Patía, los datos geoquímicos tomados en campo indican la presencia de rocas con potencial para generar hidrocarburos depositadas desde el Cretácico Tardío hasta el Eoceno temprano, evidenciado por la presencia de dos rezumaderos en la parte sur de la Subcuenca Patía, y múltiples niveles de areniscas y conglomerados con buenas características como reservorio depositados desde el Paleoceno tardío hasta el Mioceno medio. Igualmente existen geometrías favorables para la acumulación de hidrocarburos, pliegues por propagación del plano de falla y acuñamientos estratigráficos y cierres laterales contra fallas normales e inversas.

Existe una oportunidad exploratoria adicional relacionada con la presencia de carbones en la Formación Guachinte, y la posibilidad de gas metano asociado a los mismos.



# Cesar-Ranchería

COLOMBIA:  
The perfect environment for Hydrocarbons

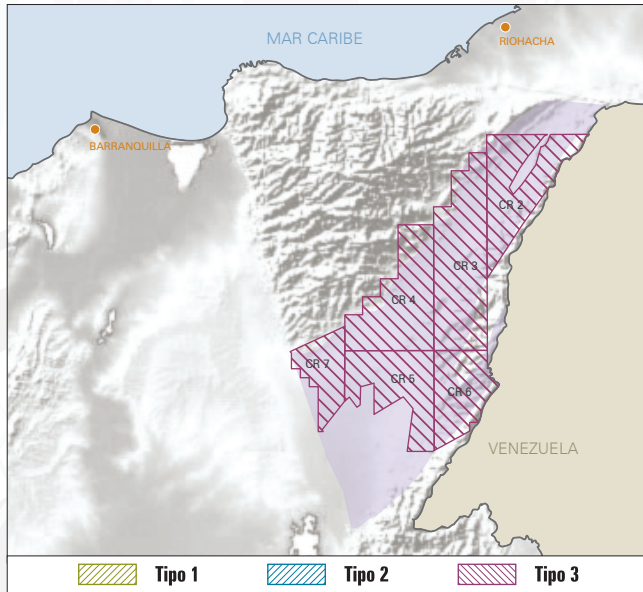
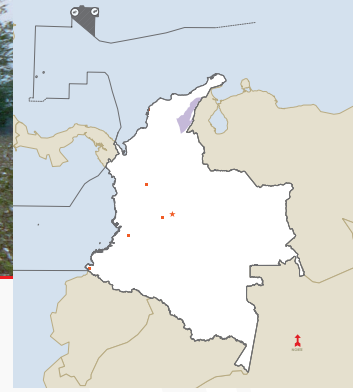


FIGURA 1. Mapa de ubicación del área y de los bloques.

## ASPECTOS CLAVE

<b>Cuenca</b>	▶ Cesar-Ranchería
<b>Tipo de cuenca</b>	▶ Antepaís
<b>Área de la cuenca</b>	▶ 11 668 km <sup>2</sup> / 11 668 868 Ha
<b>Área disponible</b>	▶ 9591 km <sup>2</sup> / 959 130 Ha
<b>Pozos perforados</b>	▶ 57
<b>Espesor máx. cobertera productiva</b>	▶ 4000 m
<b>Sísmica 2D</b>	▶ > 1000 km
<b>Roca Generadora</b>	▶ La Luna-Molino-Aguas Blancas
<b>Roca Reservorio</b>	▶ Cogollo-La Luna
<b>Roca Sello</b>	▶ Molino-Cerrejón-Los Cuervos
<b>Tipo de hidrocarburo</b>	▶ Petróleo y gas

## Generalidades

La Cuenca Cesar-Ranchería está limitada hacia el noroccidente por las rocas pre-cretácicas de la Sierra Nevada de Santa Marta; al norte por la Falla de Oca; al suroriente por las rocas pre-cretácicas de la Serranía

de Perijá y al suroccidente por la Falla de Bucaramanga (Figura 1). Esta cuenca posee una orientación N30°E y ha sido dividida en las subcuencas de Cesar al sur y Ranchería al norte, separadas por el alto de Verdesia.

### •• Carta estratigráfica

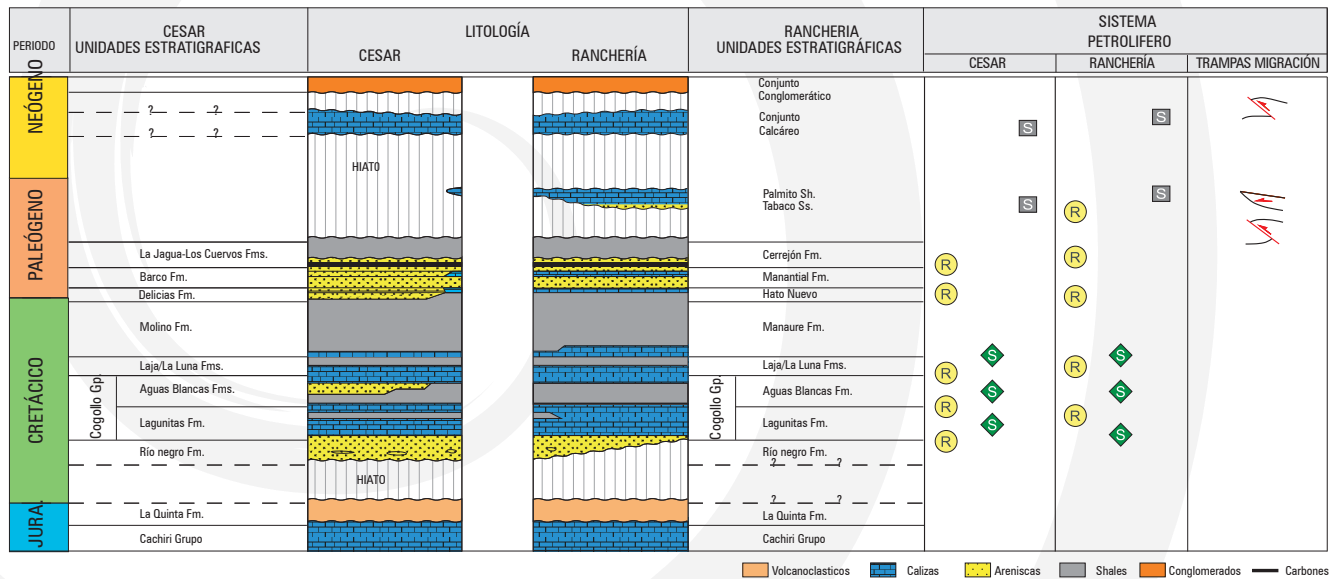


FIGURA 2. Carta estratigráfica y sistema petrolífero de la Cuenca Cesar-Ranchería.



## •• Sección transversal esquemática

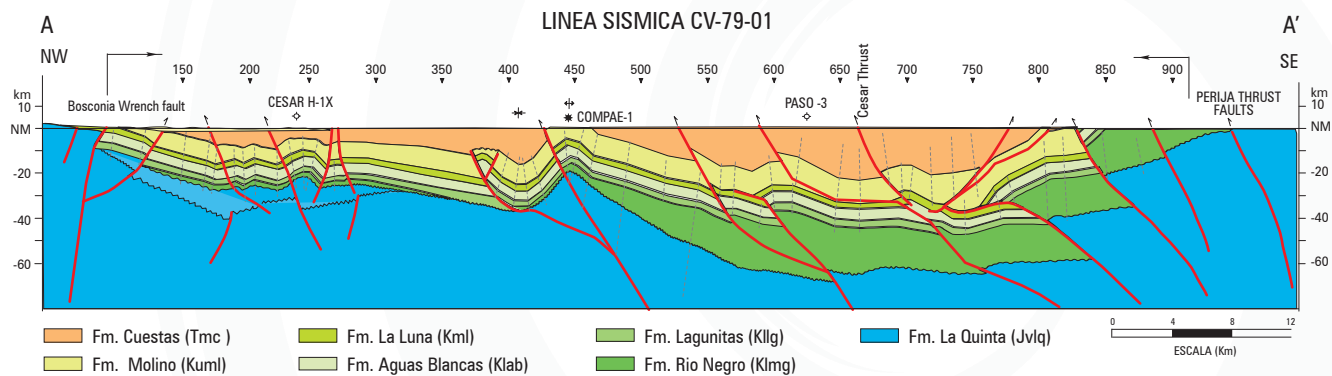


FIGURA 3. Sección geológica de la subcuenca Cesar. Modificado de ICP (1998).

## Geología del petróleo

### Evidencia de Hidrocarburos

Cesar-Ranchería es una cuenca subexplorada, en la que existen algunos pozos exploratorios perforados a partir de 1947, basados en información de superficie. La adquisición sísmica comenzó apenas en 1979. Hasta el presente se han perforado 57 pozos, de los cuales cuatro han producido cantidades no comerciales de hidrocarburos.

En la Subcuenca Cesar, el pozo El Paso-3 presentó producción de petróleo en la Formación Molino. El pozo Cesar F-1X, perforado en 1980, produjo gas en cantidades no comerciales en la Formación Aguas Blancas. En la Subcuenca Ranchería, el Pozo Molino 1-X mostró cantidades no comerciales de gas, proveniente de Formación Hato Nuevo. El pozo Papayal-1 presentó petróleo y gas no comercial derivado de las formaciones Lagunitas y La Luna. Las pruebas DST de pozo permitieron recobrar muestras de crudos con gravedades API entre 27° y 42°.

### Roca Generadora

Las formaciones Molino, La Luna y Aguas Blancas (Figura 2), poseen un excelente potencial generador de hidrocarburos debido a su alto contenido de kerógenos tipo II y III. Los rangos de TOC varían entre 1% y 4,5%; la reflectancia de la vitrinita fluctúa entre 1 y 2%.

### Migración

De acuerdo con los modelos geoquímicos, la migración de hidrocarburos comenzó en el Oligoceno y ha continua-

do hasta la actualidad. Las rutas de migración son principalmente fallas de cabalgamiento que cortan la cobertera cretácica-cenozoica.

### Roca Reservorio

Los principales reservorios son calizas fracturadas de la Formación La Luna y el Grupo Cogollo (formaciones Aguas Blancas y Lagunitas), que han presentado producciones de gas a través de análisis DST (*Drill-Stem Test*).

Las formaciones del Paleógeno (Cuervos y Cerrejón) que contienen espesos mantos de carbón constituyen reservorios de metano (CBM).

### Roca Sello

Las formaciones Molino, Cerrejón y Los Cuervos actúan como sellos regionales ubicados por encima de la Formación La Luna. Los sellos locales consisten principalmente en rocas pelíticas intercaladas en las formaciones Aguas Blancas, Lagunitas y La Luna.

### Trampas

De acuerdo con las interpretaciones sísmicas, las principales trampas para hidrocarburos se encuentran en pliegues asociados a fallas de cabalgamiento (Figura 3). De igual manera, las discordancias entre las formaciones La Luna-Molino y Molino-Cerrejón, constituyen potenciales trampas estratigráficas para petróleo y gas.



• • Líneas sísmicas

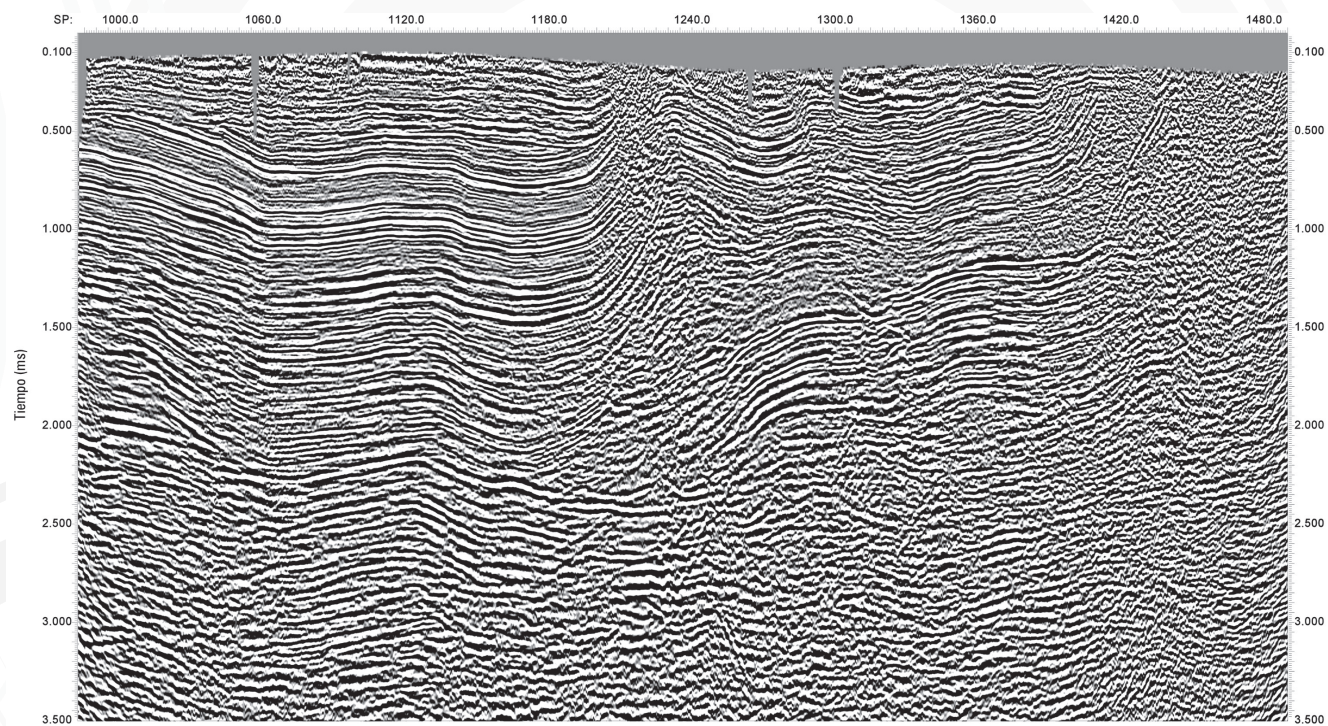


FIGURA 4. Línea sísmica CP-1988-1200 PSTM. Bloque CR 3.

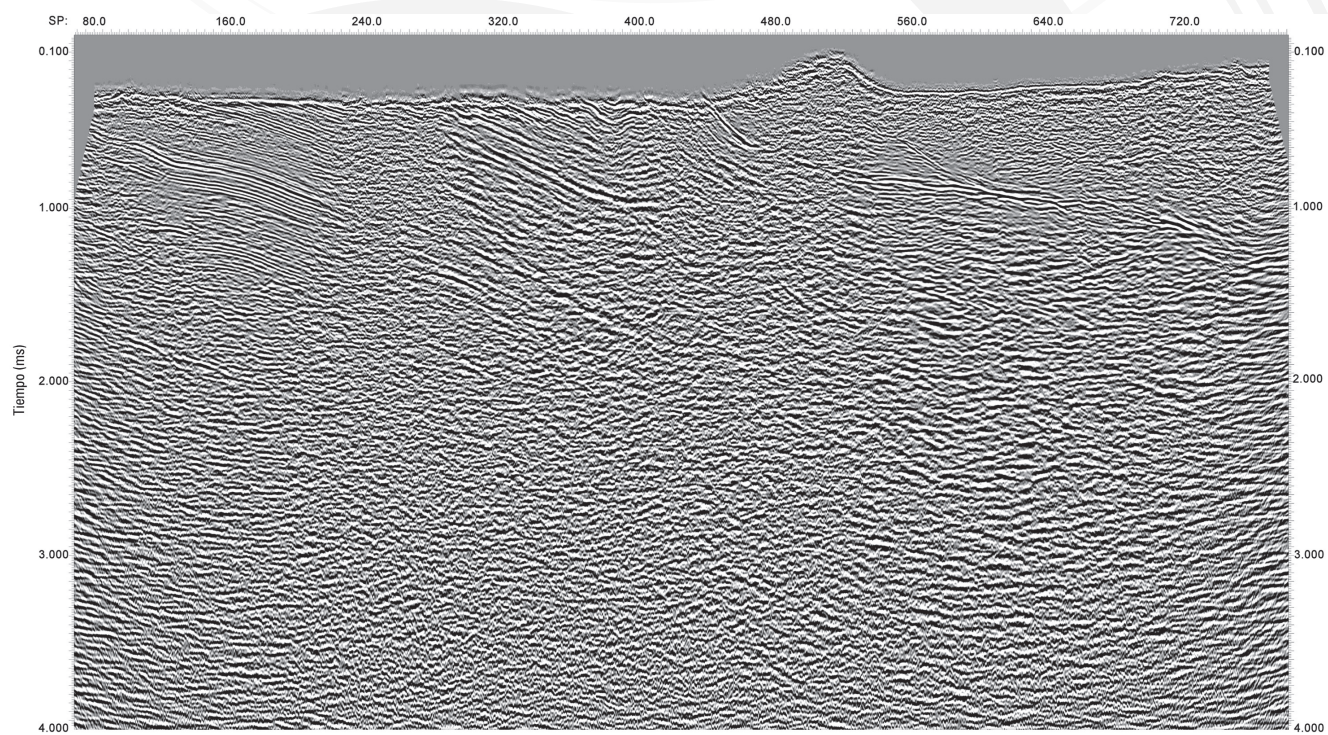


FIGURA 5. Línea sísmica CV-1989-2280-PSTM. Sector norte del bloque CR 2.





## Sísmica representativa

En esta cuenca, los programas sísmicos más representativos son: CP-1988, CV-1989, ANH-CR-2005 y CR-1979 (Figuras 4 y 5).

## Geoquímica

La mayoría de la secuencia estratigráfica de interés varía geoquímicamente de madura a sobremadura (Figura 6). El kerógeno tipo II predomina en la cuenca; sin embargo las muestras podrían ser afectadas por la madurez termal (Figura 7). El TOC

de la mayoría de muestras es menor a 2%, aunque algunas muestras de las formaciones La Luna y Aguas Blancas varían entre 2 y 4%. La mayoría de las muestras muestran potencial de hidrocarburos de pobre a bueno, con valores bajo 10 mg HC/gRoca.

Basados en los parámetros de calidad de generación HI y S2, las formaciones La Luna y Aguas Blancas muestran las mejores características de roca generadora.

## Prospectividad

Hasta ahora se han identificado dos tipos principales de prospectos: 1) Pliegues asociados con fallas de cabalgamiento, que contienen calizas fracturadas en las formaciones La Luna, Molino y el Grupo Cogollo; 2) Sinclinales que contienen unidades portadoras de carbón.

El potencial exploratorio de la Cuenca Cesar-Ranchería se estima entre 10700 MBP (alto) y 800 MBP (bajo).

### •• Diagramas de Van Krevelen

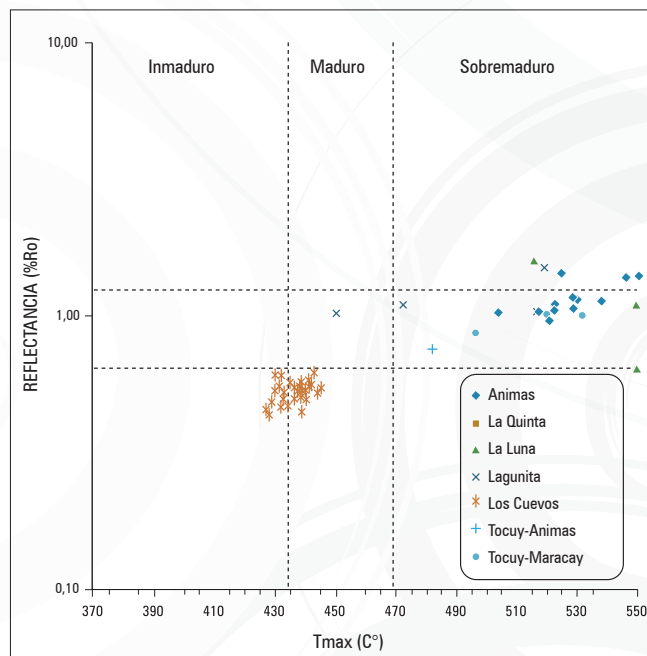


FIGURA 6. Gráfico T<sub>max</sub> Vs Reflectancia de la vitrinita. Modificado de Gems (2007).

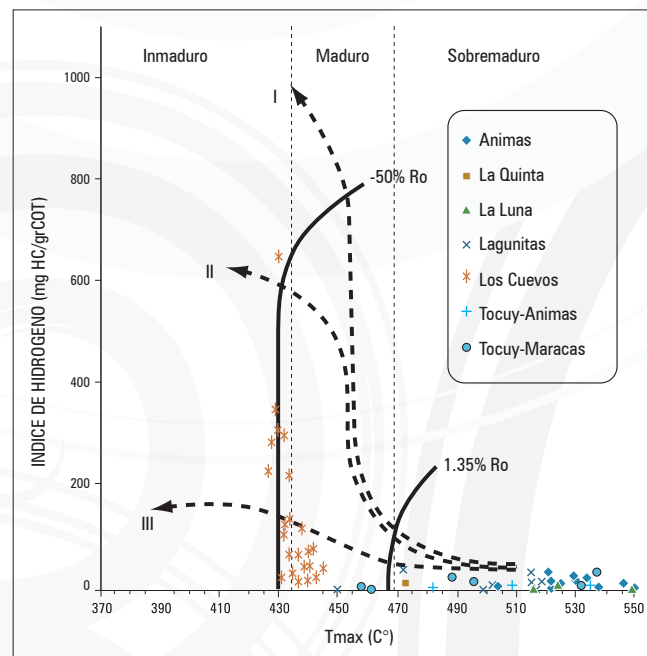
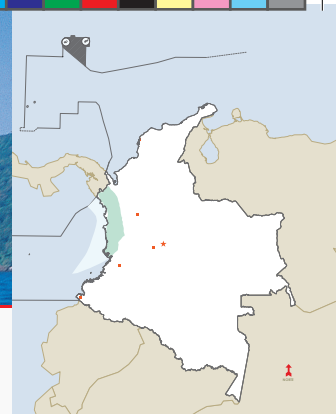


FIGURA 7. Gráfico de T<sub>max</sub> vs. HI. Modificado de Gems (2007).





COLOMBIA:  
The perfect environment for Hydrocarbons

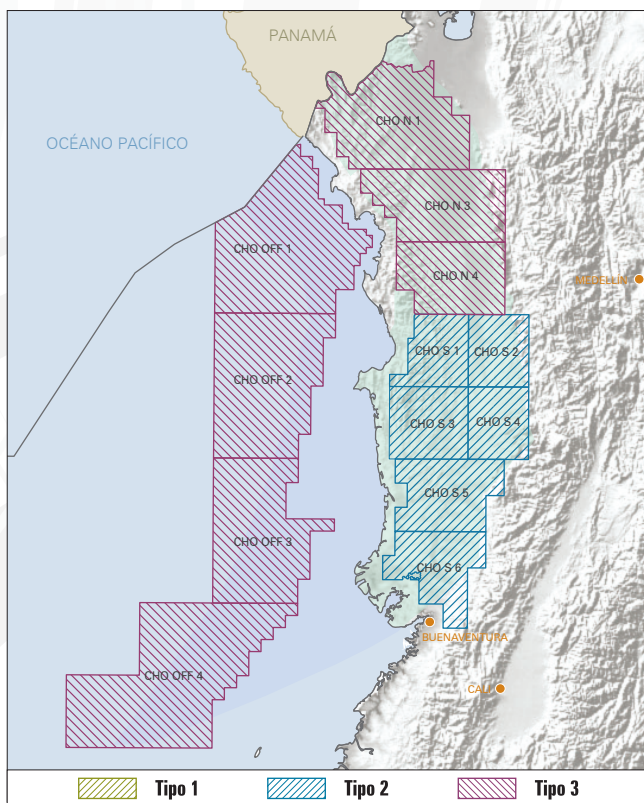


FIGURA 1. Mapa de ubicación del área y de los bloques.

Desde el punto de vista regional, la Cuenca Chocó, constituye una extensa depresión geomorfológica localizada entre la Cordillera Occidental y la Serranía de Baudó (Figura 1), que se extiende por el norte desde la frontera con Panamá, y por el sur hasta la Falla de Garrapatas, en la región de Buenaventura. El Cinturón Deformado de Istmina, que al mismo tiempo representa un alto del basamento, permite diferenciar entre una Subcuenca Atrato al norte, y una Subcuenca San Juan al sur (Figura 2).

## Subcuenca Atrato

### Generalidades

La Subcuenca Atrato constituye la parte septentrional de la Cuenca Chocó (*sensu* ANH, 2007) y está delimitada al norte por la frontera internacional con la República de Panamá, al oriente por el piedemonte occidental de la Cordillera Occidental, al oeste por la Serranía de Baudó y el Océano Pacífico, y al sur por el Cinturón Deformado de Istmina.

### ASPECTOS CLAVE

<b>Cuenca</b>	▶ Chocó costa adentro y costa afuera
<b>Tipo de cuenca</b>	▶ Subcuenca Atrato: Arco frontal ▶ Subcuenca San Juan: Paleodelta del Cenozoico?
<b>Área de la cuenca</b>	▶ Chocó Costa adentro 38 582 km <sup>2</sup> / 3 858 198 Ha ▶ Chocó Costa afuera 37 773 km <sup>2</sup> / 3 777 330 Ha
<b>Área disponible</b>	▶ 73 675 km <sup>2</sup> / 7 367 597 Ha
<b>Pozos perforados</b>	▶ Subcuenca Atrato: 5
<b>Espesor máx. cobertera productiva</b>	▶ Subcuenca Atrato: 10 000 m ▶ Subcuenca San Juan: 7 000 m
<b>Sísmica 2D</b>	▶ Programas Atrato: Atrato 1982 - Tutunendo 1981 ▶ Programas San Juan: San Juan 1981 - Urodó 1972 - AHN 2005
<b>Roca Generadora</b>	▶ Subcuenca Atrato: Salaquí y Clavo (?) ▶ Subcuenca San Juan: Iró
<b>Roca Reservorio</b>	▶ Subcuenca Atrato: Sierra-Munguidó ▶ Subcuenca San Juan: Condoto-Iró-Istmina
<b>Roca Sello</b>	▶ Subcuenca Atrato: Miembros superiores de Napipí y Sierra ▶ Subcuenca San Juan: Istmina-Condoto
<b>Tipo de hidrocarburo</b>	▶ Potencialmente petróleo y gas

La secuencia sedimentaria prospectiva para hidrocarburos data del Paleógeno y se acumuló sobre un basamento cretácico, compuesto por rocas básicas oceánicas y sedimentitas (calizas, lutitas oscuras y cherts) depositadas en ambientes de plataforma distal y de talud. Se postula que el terreno oceánico que forma el basamento migró desde finales del Cretácico y colisionó, adosándose al borde continental del NW de Suramérica hasta cerrar la comunicación entre el Océano Pacífico y el Mar Caribe. Durante el Cenozoico, el Cinturón Deformado de Istmina se comportó como una plataforma somera, que acumuló sedimentitas ricas en materia orgánica, cherts y calizas al parecer arrecifales.

La Subcuenca Atrato presenta un estilo estructural de arco frontal (*forearc*). Estructuralmente la Subcuenca Atrato está delimitada al occidente por la presencia de fallas de crecimiento? que ponen en contacto el "Complejo de Baudó" con diferentes unidades sedimentarias. Al este está limitada por un sistema de fallas rectilíneas con orientación preferencial norte-sur, que pone en contacto parte de la

• • Mapa geológico

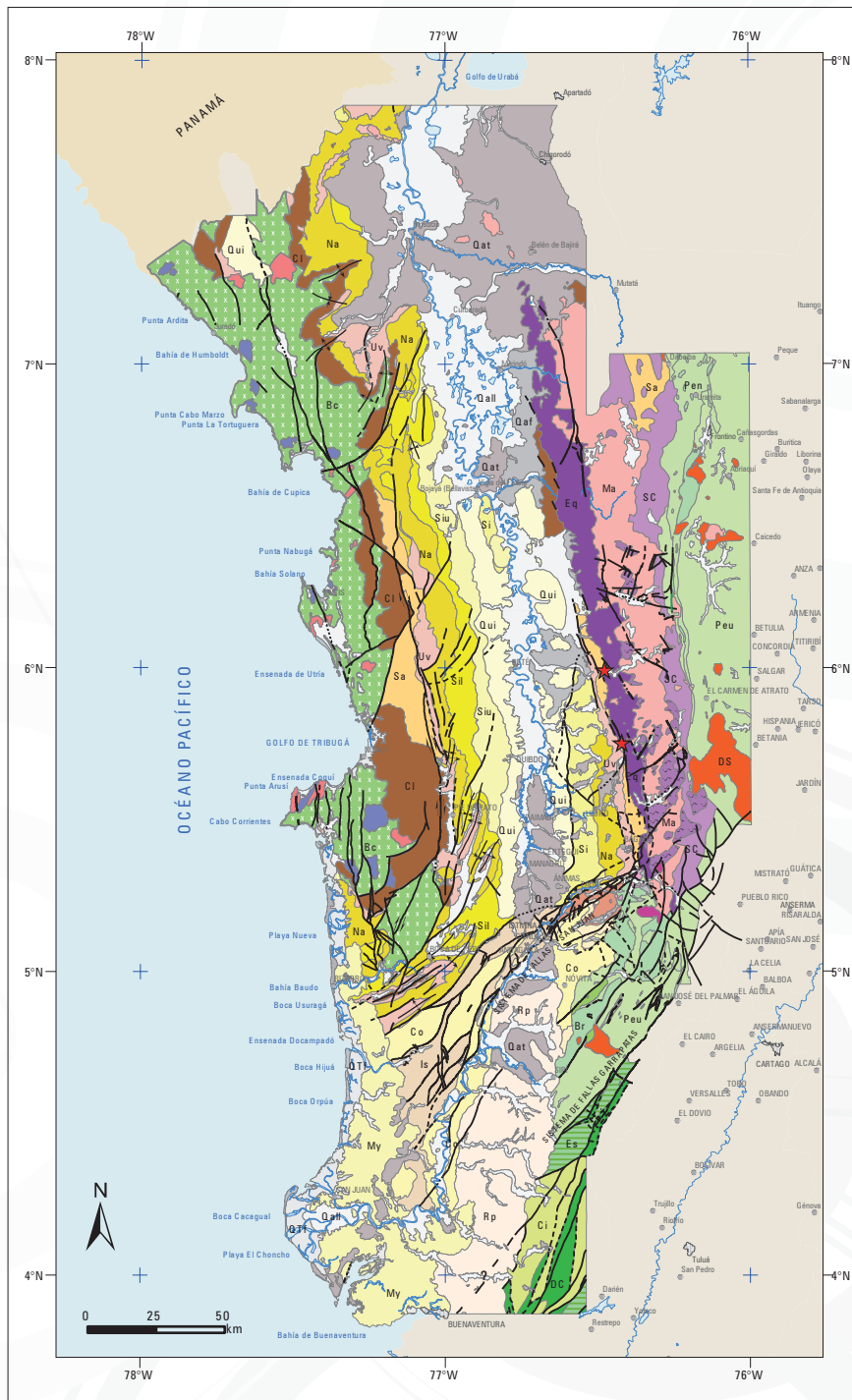


FIGURA 2. Mapa Geológico. (Modificado de IGAC- Ingeominas, 2006, Schmidt-Thome et al, 1992 y Utah Minerals, 1980).

secuencia sedimentaria con unidades ígneas del Arco Magmático de Mandé. Al sur con el Alto Estructural de Istmina-Condoto y hacia el norte la subcuenca se continúa en Panamá con el nombre de Cuenca Chucunaque-Tuira.

**Geología del petróleo**  
**Evidencia de Hidrocarburos**

En la Subcuenca del Atrato se han perforado cinco pozos exploratorios: Buchadó-1, Pacurita-1, Nécora-1, Opogadó-1 y Urodó-1; en el pozo Buchadó-1, se

encontraron manifestaciones de aceite y gas. Así mismo, en superficie se encuentran numerosos rezumaderos de aceite y gas, que atestiguan la existencia de un sistema petrolífero activo.

Dado que el grado de conocimiento en la Subcuenca Atrato es en muchos aspectos insuficiente, los nuevos datos derivados de la aerogeofísica sugieren una alta probabilidad de que existan extensas zonas de cocina para la materia orgánica en aquellos sectores (alargados en la dirección norte-sur), donde las rocas generadoras han alcanzado profundidades superiores a 5000 m (Figura 3).

**Roca Generadora**

Aunque no se tienen resultados concluyentes, se considera que las formaciones Clavo y Salaquí son los equivalentes laterales de la Formación Iró de la Subcuenca de San Juan. De ser así, y dadas las evidentes similitudes litofaciales observables, es de esperar que las formaciones Clavo y Salaquí tengan un potencial generador parecido al de la Formación Iró. La Formación Salaquí, que es la más parecida a Iró, se describe como una secuencia compuesta por calizas silíceas, gris claras a marrón claro, intercaladas con capas delgadas e irregulares de chert negro y con margas en los intervalos menos silíceos (Figura 4).

**Migración**

La presencia de rocas generadoras en las subcuencas San Juan y Atrato está documentada con base en la caracterización geoquímica de la Formación Iró, en el sector del alto Istmina-Condoto. Del modelamiento de generación de hidrocarburos (1D, pseudo-pozo) basados en esta formación y cronoestratigráficamente correlacionable con las formaciones Salaquí y Clavo, se infiere que estas alcanzaron importantes procesos de generación y expulsión de hidrocarburos durante el Mioceno tardío-Plioceno (Figura 5).

La ocurrencia de estructuración premiocena tardía y la posibilidad de trampas estratigráficas en la Subcuenca

•• Mapa aerogravimétrico

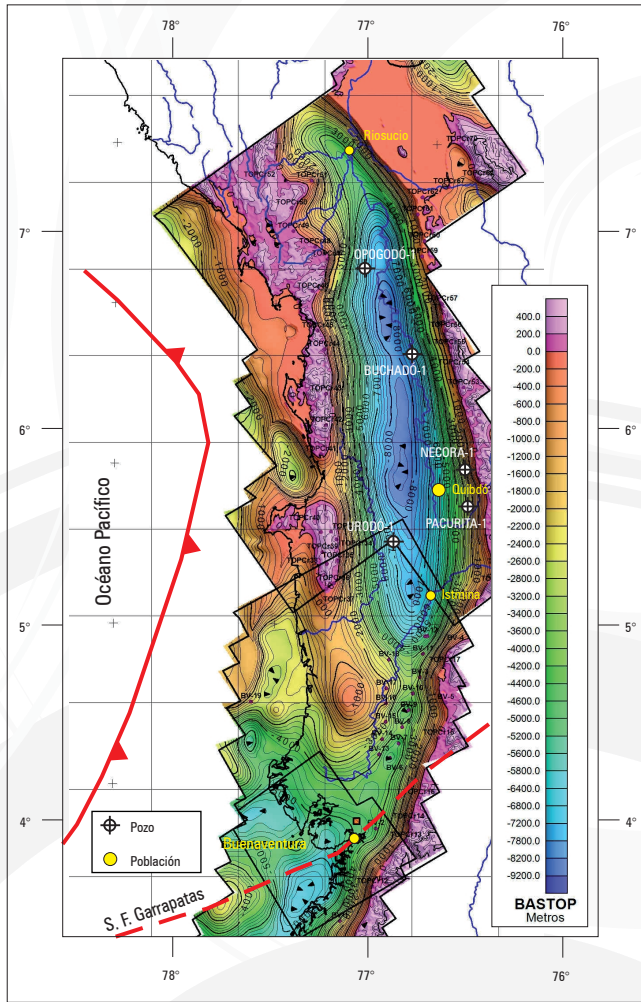


FIGURA 3. Interpretación Aerogravimétrica para la Cuenca Chocó. Tope del basamento pre-cenozoico. Inversión 3D del residuo controlado. ANH, 2007.

Atrato, genera un escenario de bajo riesgo por sincronismo para posibles acumulaciones económicas de hidrocarburos en unidades del pre-Mioceno superior, y aún más jóvenes.

**Roca Reservorio**

Las unidades con mayor posibilidad de contener reservorios en la Subcuenca Atrato son las formaciones Uva, Napipí y Sierra, que incluyen importantes intervalos arenoso-conglomeráticos, en especial en el costado oriental. Al parecer, en el lado occidental, la secuencia cenozoica contiene un mayor volumen de rocas marinas (calizas, cherts y lodolitas oscuras), lo cual significa la existencia de potenciales trampas en zonas fracturadas y una mayor capacidad de generación de hidrocarburos.

**Roca Sello**

Los principales sellos corresponden a niveles lutíticos en las formaciones Napipí y Sierra- Munguidó. Por ejemplo, hacia el tope de la Formación Sierra ocurren arcillolitas limosas y limolitas arcillosas, calcáreas y carbonosas,

•• Columna estratigráfica generalizada

EDAD	FORMACIÓN	ESPESOR (m)	LITOLOGÍA	SISTEMA PETROLÍFERO
PLIOCENO	QUIBDO	700	LODOLITAS, ARENSCAS Y CONGLOMERADOS	
	MUNGUIDÓ	1300	LODOLITAS, LUTITAS Y ARENSCAS. CALIZAS EN LA PARTE SUPERIOR.	(R) (R) (S)
MIOCENO	SIERRA	500	LODOLITAS CALCÁREAS HACIA EL DEOCENTRO Y CONGLOMERADOS Y ARENSCAS HACIA EL BORDE ORIENTAL.	(R)
	NAPIPI	700	LODOLITAS GRIS - OSCURO A NEGRAS, FOSILÍFERAS CON INTERCAPAS DE ARENSCAS.	(S)
	UVA	1300	LODOLITAS Y CALIZAS HACIA EL DEOCENTRO, Y CONGLOMERADOS Y ARENSCAS HACIA LOS BORDES	(R) (S) (R)
OLIGOCENO	SALAQUÍ	1900	CALIZAS Y MARGAS CON INTERCALACIONES DE CHERT Y LODOLITAS. AL TOPE SE PRESENTAN INTERCALACIONES ARENSOSAS.	(S) (S) (S)
EOCENO	CLAVO	900	ARENSCAS Y CALIZAS CON INTERCALACIONES DE LODOLITAS, CHERT Y LIMOLITAS	(R) (S)
	PALEOC			
CRETÁCICO	STA. CECILIA LA EQUIS	?	DIABASAS, BASALTOS, Y TOBAS BÁSICAS QUE INCLUYEN SEDIMENTITAS VARIAS	
	CANAS GORDAS	?	LUTITAS OSCURAS, MARGAS Y CHERTS. CALIZAS, LUTITAS, CHERTS, LIMOLITAS Y ARENSCAS LÚTICAS	

FIGURA 4. Estratigrafía y elementos del probable sistema petrolífero en la Subcuenca del Atrato. Modificado y complementado de Suárez, 2007.



•• Carta de eventos

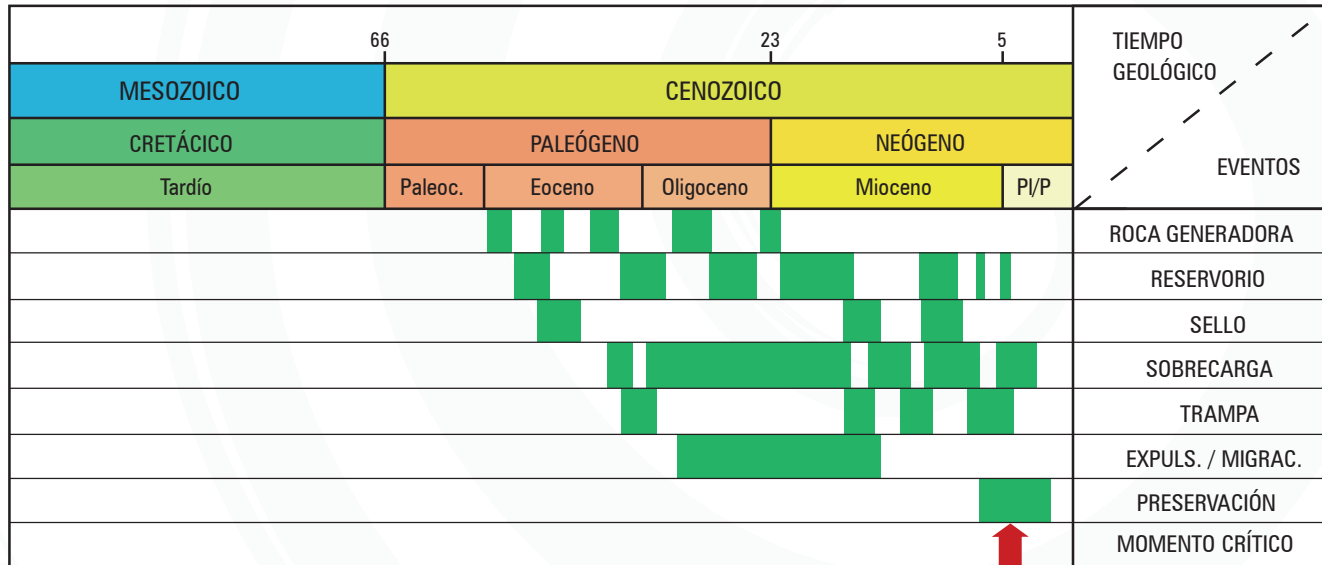


FIGURA 5. Modelamiento geoquímico de la Subcuenca Atrato.

que bien pueden representar buenas rocas sello. Así mismo, en la Formación Napipí se encuentran arcillolitas calcáreas grises, a veces carbonosas, que también pueden llegar a ser barreras para la migración.

**Trampas**

En la Subcuenca Atrato son de esperar los siguientes tipos de entrapamientos:

- a. Trampas estratigráficas dentro de la Formación Salaquí y la Formación Uva, al acuñarse contra ambos flancos de la cubeta de sedimentación.
- b. Trampas estructurales, tales como anticlinales asociados con fallamiento inverso al occidente del Río Atrato, en el sector occidental de la cuenca.
- c. Trampas estructurales, asociadas con posibles diapiros de lodo, sobre todo en el centro y flanco occidental de la subcuenca.

**Sísmica representativa**

En esta cuenca, los programas sísmicos más representativos son: L-1972, SJ-1981, QA-82, ANH-CHBN-2005.

**Geoquímica**

En el pozo Buchadó-1 se registra una evaluación de madurez en el intervalo de 1247 a 4736 metros. En este nivel la roca muestra una madurez baja, confirmada por bajos valores de T<sub>máx</sub>, con rango entre 417 °C a 435 °C, y valores de reflectancia de vitrinita de 0,34 a una profundidad de 6090 pies. Los valores de vitrinita alcanzan hasta 0,46 en las profundidades entre 4664 y 4694 metros.

La sección Eoceno-Mioceno se encuentra desde inmadura hasta la ventana de generación de aceite con valores en el índice de coloración de esporas entre 3,0 y 5,5; valores de reflectancia de vitrinita (R<sub>o</sub>) entre 0,23 y 0,61; además de valores de T<sub>máx</sub> en pirólisis en el rango de 417 °C y 439 °C que reflejan la baja madurez de las posibles rocas generadoras de la Subcuenca Atrato.

En general se reporta baja madurez térmica en las rocas estudiadas, pero es importante subrayar que la Subcuenca Atrato tiene un nivel de estudio en el tema geoquímico muy pobre y hay una probabilidad alta de que existan zonas de generación en sitios donde las rocas generadoras hipotéticas

de la Subcuenca Atrato hayan alcanzado mayores profundidades.

**Prospectividad**

Con base en el modelo geológico y geoquímico obtenido y de acuerdo con los resultados del balance de masas calculado, en la Subcuenca Atrato existen expectativas de recursos por descubrir del orden de 850 MBPE.

**Nota**

La ANH tiene proyectada la perforación de un pozo estratigráfico convencional a más de 3048 metros en el sector del Bajo Atrato, con recuperación de núcleos y toma de registros de pozo.

## Subcuenca San Juan

### Generalidades

La Subcuenca San Juan ocupa aproximadamente el cuarto meridional de la Cuenca Chocó y se extiende desde Istmina, en el norte, hasta Buenaventura, en el sur. La cobertera productiva de la Subcuenca San Juan está integrada por sedimentos predominantemente marinos, depositados durante el Cenozoico, que reposan sobre un basamento cretácico, dominado por basaltos oceánicos y sedimentitas acumuladas en ambientes marinos de aguas profundas. Una característica destacada de la Subcuenca San Juan es la ausencia de afloramientos propios de la Serranía de Baudó, que desaparece al norte del Río Docampadó. Desde el punto de vista estructural, la Subcuenca de San Juan consiste de dos regiones con diferente grado de deformación (Figura 2):

- Un sector noroccidental, ocupado por el "Cinturón Deformado de Istmina" (CDI), que es una zona surcada por intrincadas fallas de dirección aproximada SW-NE, divergentes hacia el Océano Pacífico, que dan lugar a una cuña tectónica afectada por fallamiento rumbo-deslizante, dextro y siniestro-laterales, que generan pliegues en *echelon*, con direcciones próximas a SW-NE. El CDI está limitado al norte por un conjunto complejo de fracturas ondulosas (Sistema de Fallas de Istmina-Docampadó, que marca el límite con la Subcuenca Atrato), al sur por las Fallas de San Juan.
- Un sector suroriental, comprendido entre las Fallas de San Juan y Garrapatas, con deformación poco evidente y topografía baja a llana, dominado en superficie por afloramientos de formaciones miocenas. Allí los escasos pliegues hasta ahora evidenciados muestran orientación próxima a norte-sur y arreglo también en *echelon*.

De acuerdo con los mapas gravimétricos presentados por CARSON (2008) el CDI está asociado con un alto de basamento que destaca bien en el subsuelo el occidente del Valle Medio del San Juan. Este último corre hacia el sur, por el costado occidental de una franja sedimentaria, cuyos espesores máximos, próximos a 4500 m, se encuentran en dos pequeños depocentros localizados en la mitad sur del Valle Medio del Río San Juan. Al sur de los anteriores, la cobertera gana en espesor, de manera que en la zona de Buenaventura y el sector oeste del delta del Río San Juan, alcanza más de 6000 m (Figura 3).

### Geología del Petróleo

#### Evidencia de Hidrocarburos

Las evidencias de hidrocarburos en la Subcuenca San Juan se refieren principalmente a manaderos reportados

#### •• Columna estratigráfica generalizada

EDAD	GRUPO	FORMACIÓN	ESPESOR (m)	LITOLOGÍA	SISTEMA PETROLIFERO	TOC	SCI
PLIOCENO-PLEISTOCENO	ATRATO	1000	2500	ARENISCAS			
				CONGLOMERADO BASAL, ARENISCAS Y LODOLITAS			
MIOCENO SUPERIOR	MUNGUIDÓ	4500	500	ARENISCAS, ARENISCAS CONGLOMERATICAS Y LIMOLITAS	(R)		
				ARENISCAS, CONGLOMERADOS, ARCILLOLITAS Y CALIZAS	(R)	(S)	
MIOCENO INFERIOR	SAN JUAN	ISTMINA	4300	CONGLOMERADOS	(R)	0.35% - 0.70% - PROMEDIO 0.57%	2.5 - 5 PROMEDIO 3.75
				LIMOLITAS Y ARCILLOLITAS CON ALGUNOS NIVELES DE CONGLOMERADOS Y ARENISCAS	(S)	(S)	
OLIG	SIERRA	500	4300	CALIZAS, ARENISCAS Y LODOLITAS	(R)		
				CALIZAS Y MARGAS CON INTERCALACIONES DE CHERT Y LODOLITAS. AL TOPE PRESENTA NIVELES DE ARENISCAS.	(R)	(S)	0.22% - 13.6% - PROMEDIO 3.8%
PALEOCENO-EOCENO	IRÓ	4300	?	ARENISCAS CON INTERCALACIONES DE LODOLITAS CALIZAS Y LODOLITAS CON INTERCALACIONES DE ARENISCAS IMPURAS.	(R)		3-8 PROMEDIO 5.5
				DIABASAS, BASALTOS, Y TOBAS BÁSICAS QUE INCLUYEN SEDIMENTITAS VARIAS			
CRETÁCICO	CANAS GORDAS	?	?	LUTITAS OSCURAS, MARGAS Y CHERTS.			
				CALIZAS, LUTITAS, CHERTS, LIMOLITAS Y ARENISCAS LÍTICAS			

FIGURA 6. Estratigrafía y elementos del probable sistema petrolífero en la Subcuenca San Juan. Modificado y complementado de Suárez, 2007.



• • Carta de eventos

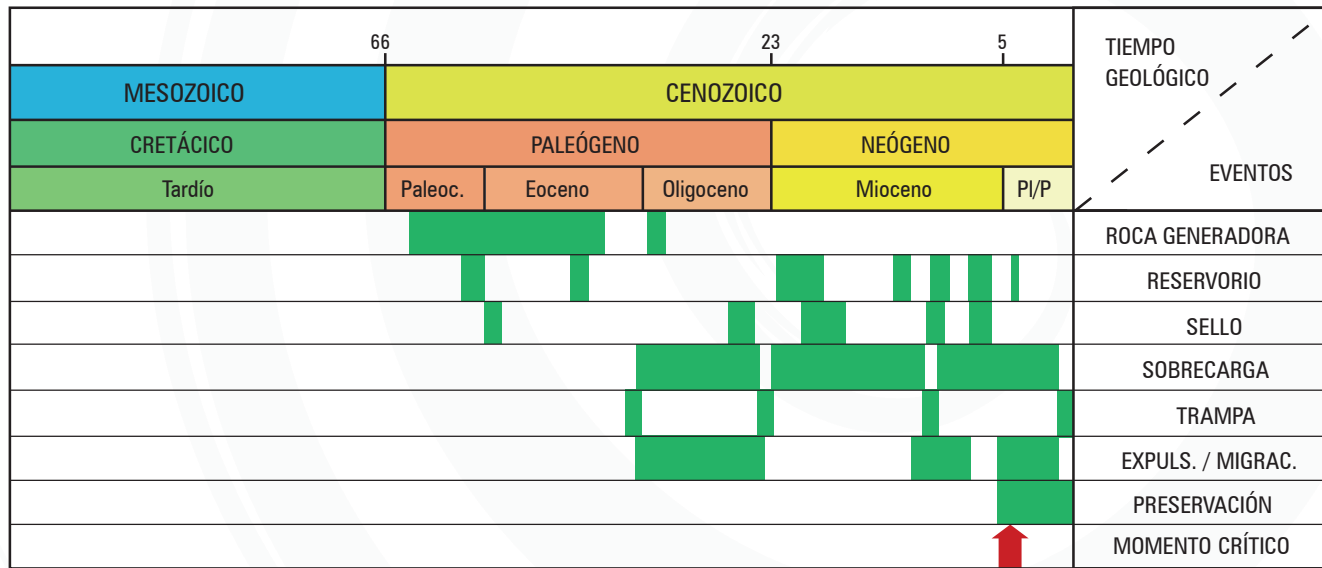


FIGURA 7. Modelamiento geoquímico de la Subcuenca San Juan.

cerca a Condoto, en ambos costados del Valle Medio del San Juan, en proximidades de Buenaventura, y en el sector costa afuera del Delta del Río San Juan. Así mismo, muchas de las rocas cenozoicas expuestas en el extremo nororiental del CDI, al noreste de Condoto, muestran impregnaciones y venas rellenas con asphaltita y neme.

### Roca Generadora

La fuente principal para la generación de hidrocarburos en la Subcuenca San Juan es la Formación Iró. El espesor de esta formación no se conoce con certeza, pero a partir de la sísmica se estima que varía entre unos 650 y 1200 m, y se la divide en tres segmentos: Inferior, Intermedio y Superior (Figura 6).

El Segmento Inferior y el Superior se componen de calizas en capas delgadas a medias, con intercalaciones importantes de chert, lutitas bituminosas y areniscas finogranulares. El Segmento Intermedio consta de areniscas de grano medio a fino con interposiciones pelíticas oscuras (lutitas y limolitas).

### Generación y Migración

Con base en los resultados de modelamiento de generación de hidrocarburos (1D), es posible proponer que la parte inferior de la Formación Iró en la Cuenca San Juan alcanzó importantes procesos de generación y expulsión de hidrocarburos durante el Mioceno tardío-Plioceno (Figura 7). Los volúmenes teóricos de hidrocarburos expulsados de la Formación Iró, podrían superar los volúmenes obtenidos hasta ahora en otras cuencas productoras en Colombia.

La estructuración en el pre-Mioceno tardío y la posibilidad de generación de hidrocarburos durante el Mioceno tardío-Plioceno, genera un escenario de bajo riesgo por sincronismo para posibles entrapamientos en unidades de edad pre-mioceno tardía y unidades más jóvenes.

### Roca Reservorio

La secuencia litológica cenozoica de la Subcuenca San Juan presenta numerosas posibilidades de rocas reservorio, tales como:

Calizas y cherts fracturados en los segmentos Inferior y Superior de

la Formación Iró, areniscas de grano medio en la parte media de la Formación Iró; areniscas de grano medio a grueso en las formaciones Istmina y Condoto; conglomerados y brechas sedimentarias de la Formación Conglomerados de La Mojarra.

### Roca Sello

Principalmente, intervalos lutíticos y francamente arcillosos en las formaciones Istmina y Condoto, así como sellos intraformacionales en lutitas arcillosas de la Formación Iró.

### Trampas

- Trampas combinadas (estructurales y estratigráficas) asociadas con posibles progradaciones que provienen del sur de la Subcuenca San Juan.
- Trampas estructurales, generadas por plegamiento-fallamiento normal durante el Paleógeno, invertido durante el Neógeno, y por ende fallas de crecimiento.

### Sísmica representativa

En esta cuenca, los programas sísmicos más representativos son:



• Interpretación de líneas sísmicas

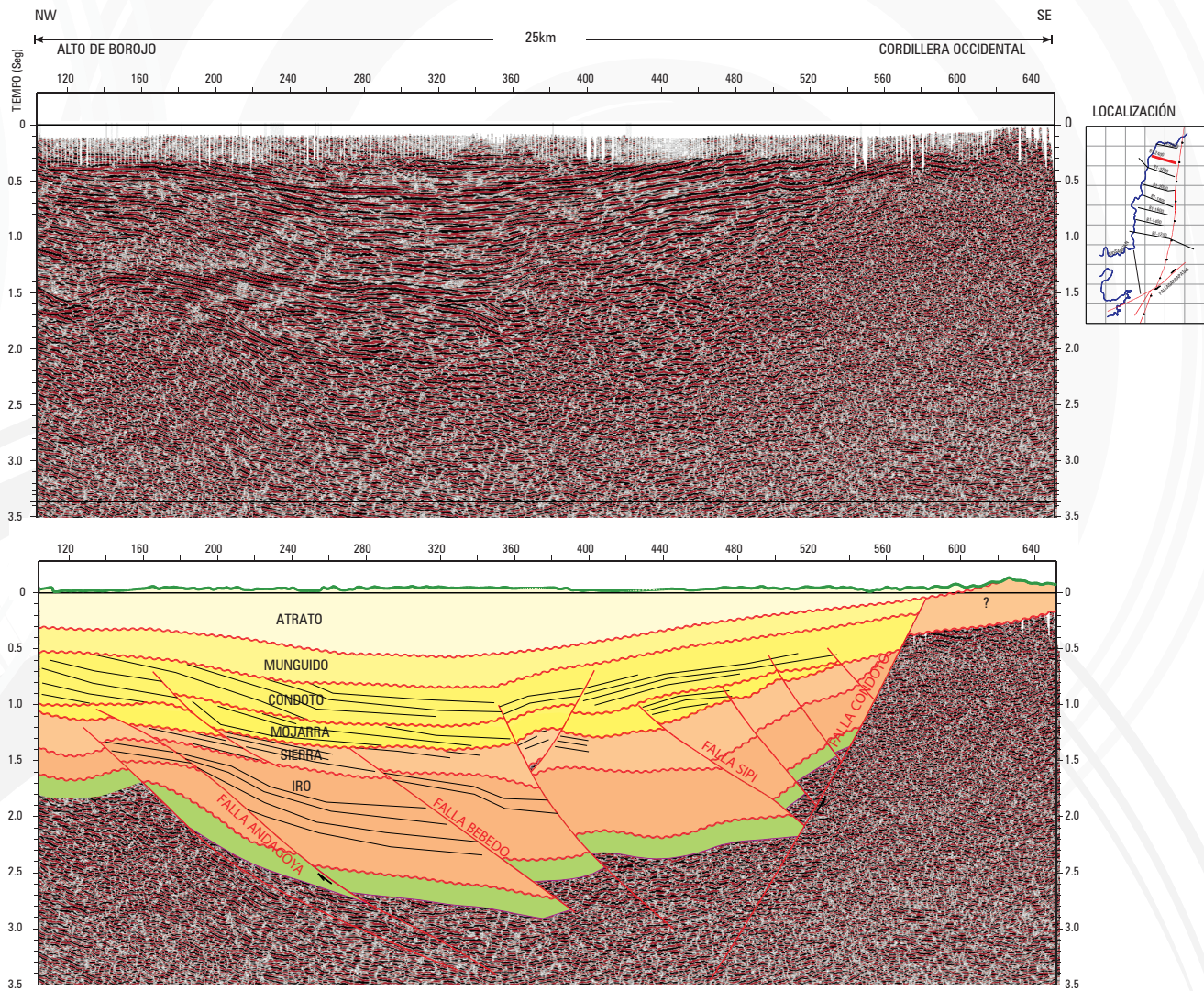


FIGURA 8. Interpretación de la línea sísmica SJ-81-2400-VF. Sector norte del bloque CHO S 5. (PETROBRAS, 2001).

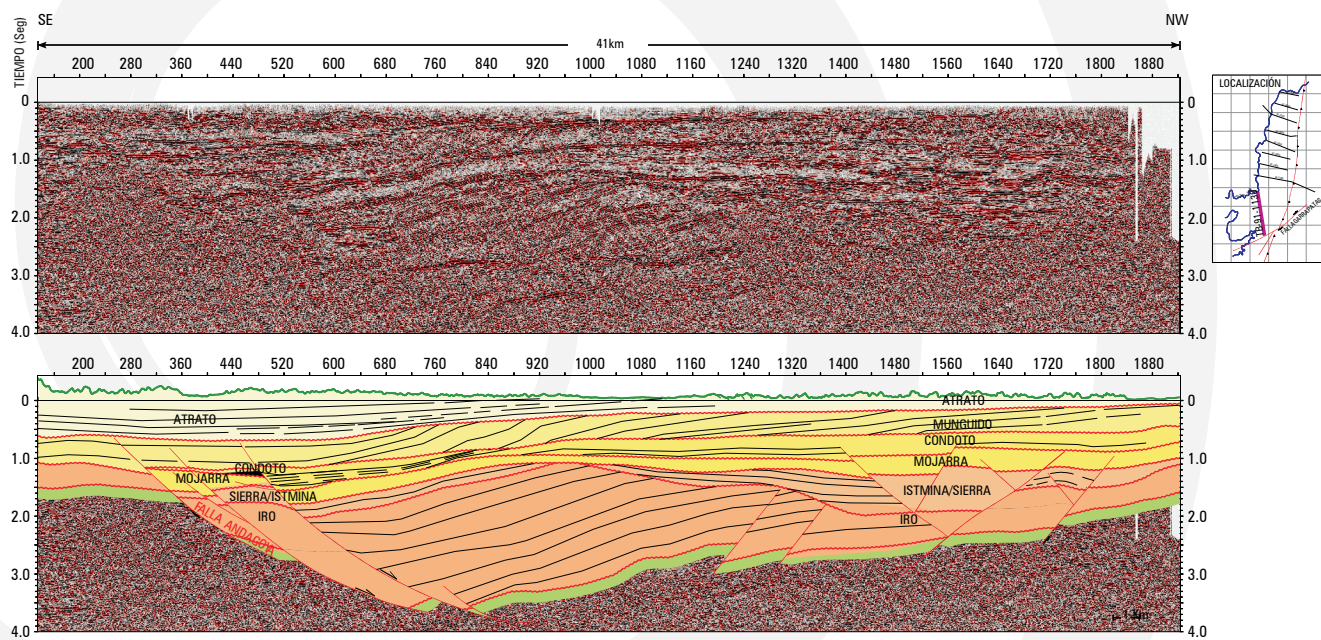


FIGURA 9. Interpretación de la línea sísmica TB-91-1130-VF. Sector occidental del bloque CHO S 6. (PETROBRAS, 2001).





ANH-CH-B-06 (en adquisición) y SJ-81(Figura 8); y la línea: TB-1981-11301 (Figura 9).

## Geoquímica

Los análisis geoquímicos han permitido comprobar la existencia de abundantes intervalos de rocas generadoras de hidrocarburos en la Formación Iró, que constituye la base de la secuencia cenozoica en la Subcuenca San Juan. Estos intervalos presentan alto contenido de materia orgánica y predominio de kerógeno de Tipo II, con gran cantidad de contenido de hidrógeno. Las características geoquímicas de cada uno de los segmentos se resumen así:

- Segmento Superior. Kerógeno de tipo II. TOC entre 0,12 a 23,95% con un promedio de 7,55%. Índice de Hidrógeno (IH) de 405 mg HC/gr.
- Segmento Intermedio. Kerógeno de tipo III. TOC promedio de 2,1%. Capacidad promedio de generación de 9 mg Hc/gRoca. IH, 201 mg HC/gr.
- Segmento Inferior. Kerógeno con predominio de tipo II TOC próximo a 5%. Potencial generador de 23 mg Hc/gRoca. IH de 332 mg HC/gr.

En resumen, es claro que la Formación Iró (en sus Segmentos Superior, Medio e Inferior) presenta un potencial generador entre favorable y excelente (Figura 10).

## Prospectividad

Con base en el modelo geológico y geoquímico obtenido, y de acuerdo con los resultados del balance de masas calculado, en la Subcuenca San Juan existen expectativas de recursos por descubrir del orden de los 600 MBPE (P50).

El potencial exploratorio de toda la Cuenca Chocó se estima entre 1450 MBP (alto) y 500 MBP (bajo).

## Nota

En la actualidad la ANH está adquiriendo 338 km de sísmica 2D mediante el programa Chocó-Buenaventura 2D. Así mismo se proyecta perforar un pozo estratigráfico delgado de 1000 metros y posteriormente, en el mismo punto, profundizar hasta de 3000 metros mediante un pozo estratigráfico convencional, ambos con recuperación de núcleos y toma de registro.

### •• Diagrama de Van Krevelen

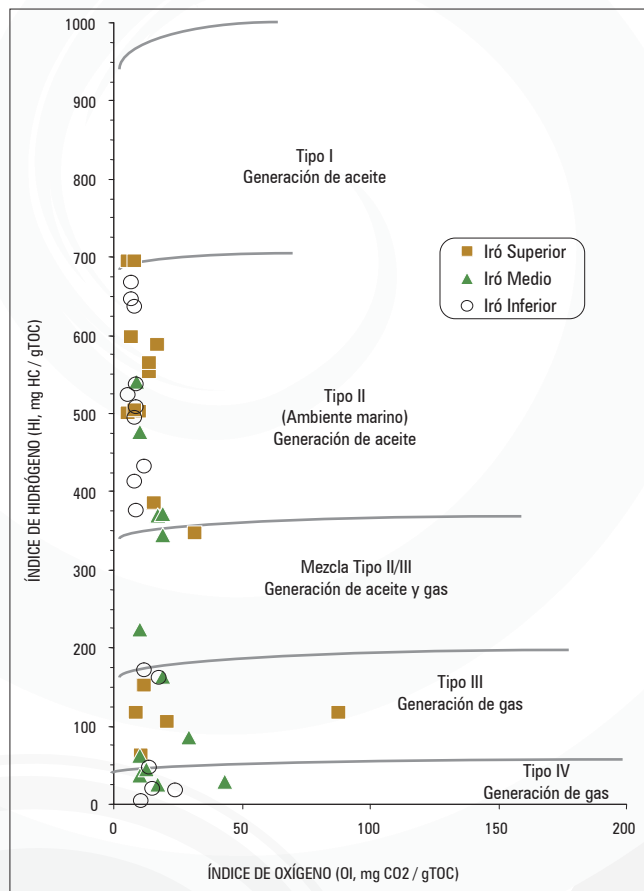


FIGURA 10. Diagrama de Van Krevelen Formación Iró.



# Cordillera Oriental

COLOMBIA:  
The perfect environment for Hydrocarbons

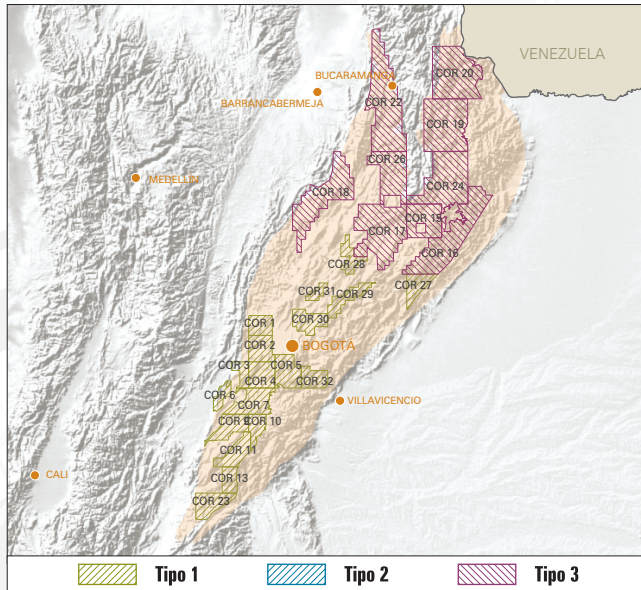


FIGURA 1. Mapa de ubicación del área y de los bloques.

## 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.

## 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

## 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

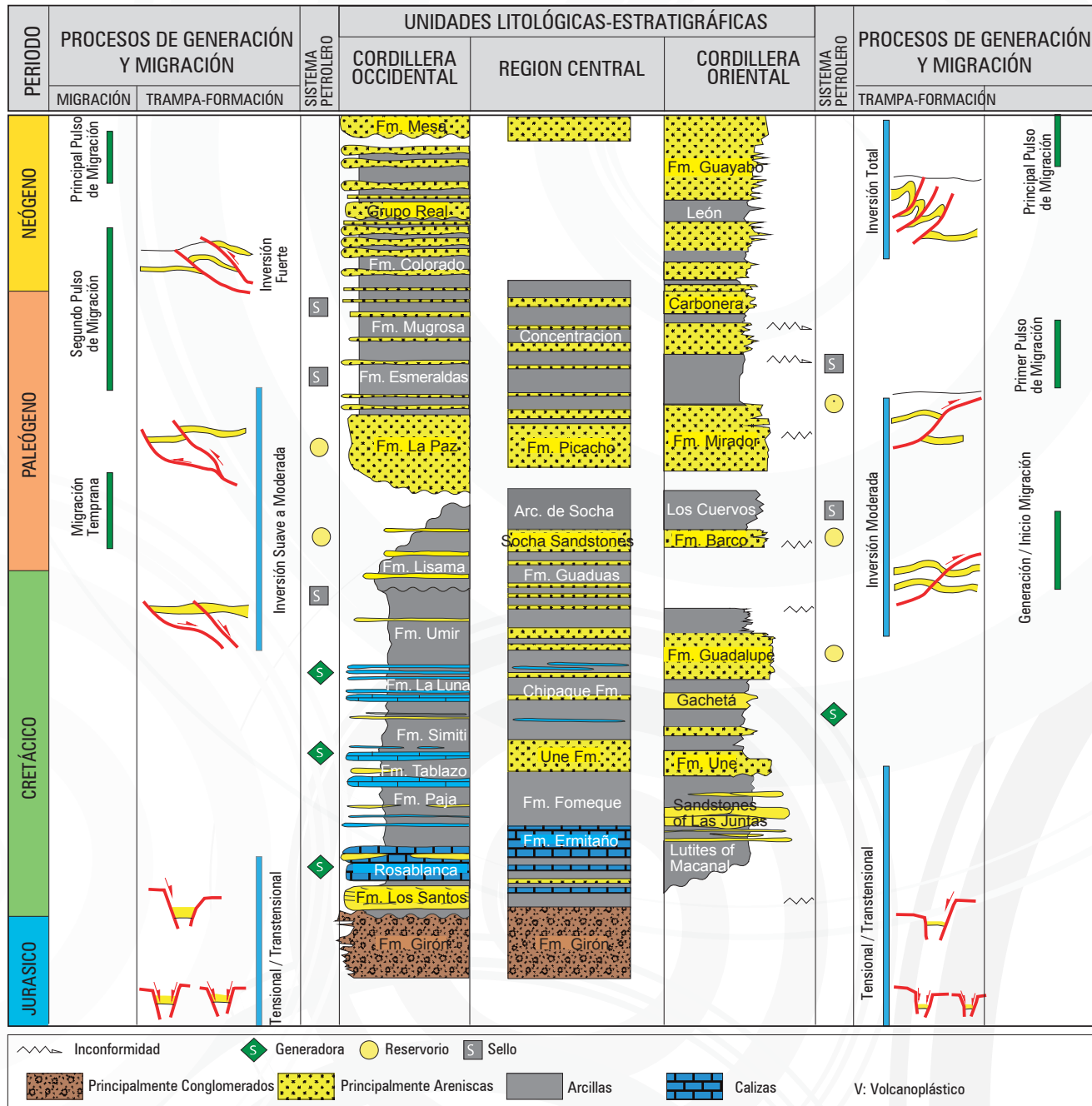


FIGURA 2. Columna estratigráfica generalizada. Modificado de varias fuentes.

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

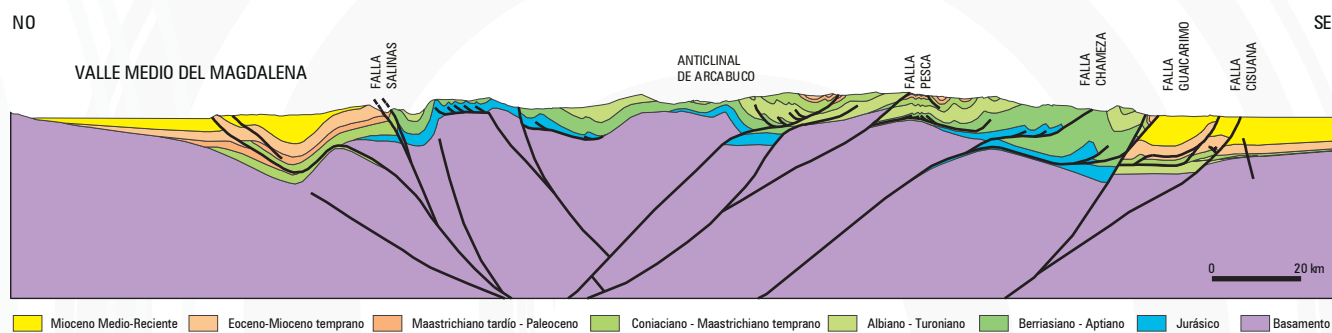


FIGURA 3. Sección transversal esquemática. Modificado de Cooper *et al.* 1995.

**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

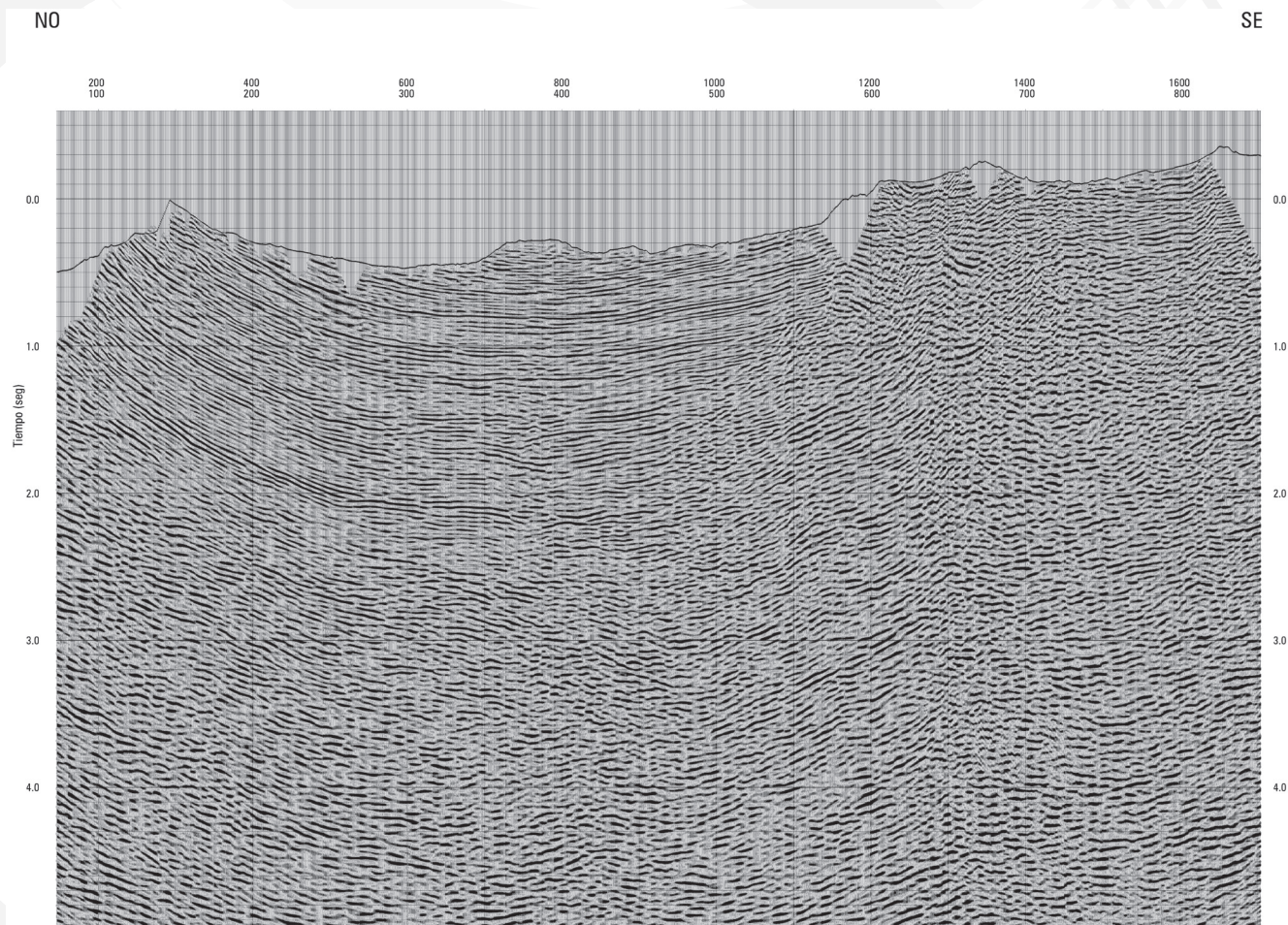


FIGURA 4. Línea sísmica FUSA-2000-1810\_202348\_MIG\_I-I. Sector nororiental del bloque COR 4.



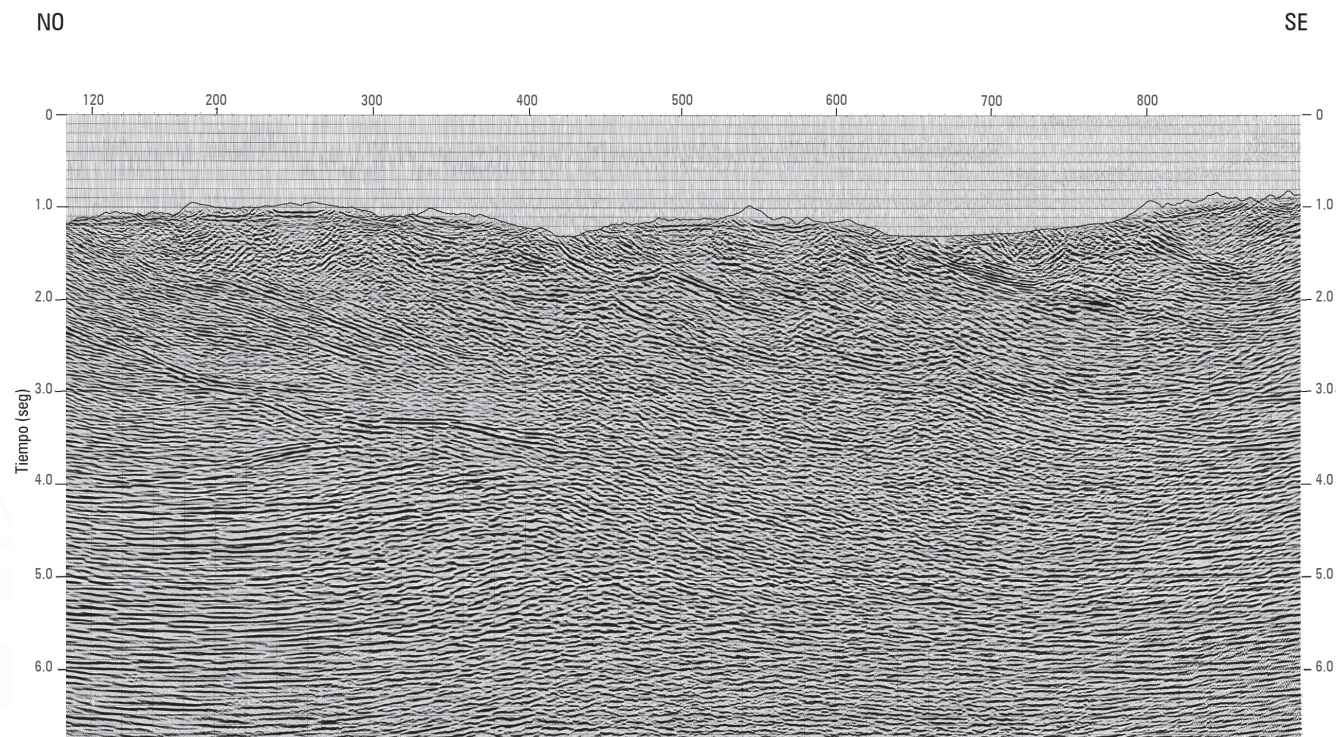


FIGURA 5. Línea sísmica GAT-1996-31\_191167\_MIG\_I-I. Sector norte del bloque COR 22.

## 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).



# Guajira

COLOMBIA:  
The perfect environment for Hydrocarbons

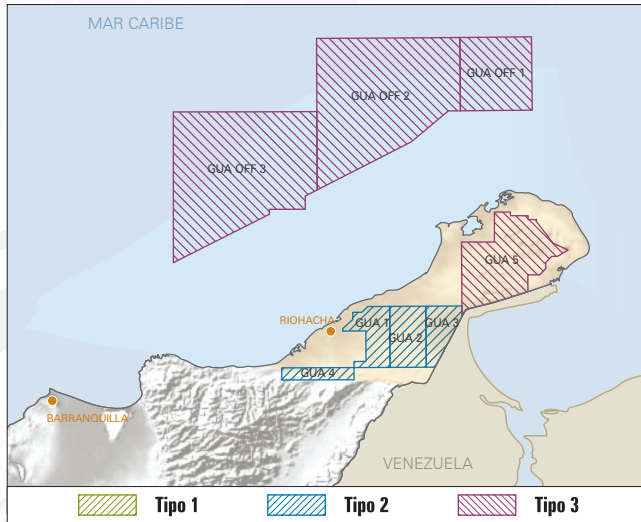


FIGURA 1. Mapa de ubicación del área y de los bloques.

## Generalidades

La Cuenca Guajira se encuentra localizada en el extremo norte continental y marino de Colombia (Figura 1). Está afectada por 2 fallas regionales de rumbo, que limitan las placas Caribe y suramericana. La falla de rumbo dextralateral de Cuisa, separa las subcuencas de la Alta Guajira y Baja Guajira. La tectónica asociada corresponde a fallas rumbo deslizantes, identificándose en la Alta Guajira las depresiones de Chimare, Portete y Cocinetas. El sector oeste de la Baja Guajira presenta una relación estrecha con las características geológicas y de producción de la Guajira costa afuera, en tanto que el sector oriental está asociado a las condiciones geológicas presentes en el Golfo de Maracaibo.

La Cuenca Guajira, está conformada por varios bloques corticales o terrenos geológicos distintos en edad y composición, que permiten postular cuatro grandes ciclos tectónicos: dos de los ciclos pueden definirse entre las orogénias de Grenville y Caledoniana, ocurridas durante el Proterozoico y Paleozoico. Un tercer ciclo se define entre la orogenia Alleghaniana y el inicio de la subducción bajo Suramérica durante el Mesozoico y un cuarto ciclo cierra con el levantamiento de los Andes durante el Cenozoico.

Las evidencias de hidrocarburos gaseosos están soportadas por las acumulaciones de los pozos Santa Ana-1 y Aruchara-1 y la producción de los campos Chuchupa, Ballena y Riohacha. Los *plays* asociados a estas manifestaciones corresponden a trampas de tipo estratigráfico y estructural.

## ASPECTOS CLAVE

<b>Cuenca</b>	▶ Guajira costa adentro y costa afuera
<b>Tipo de cuenca</b>	▶ Cuenca asociada a fallamiento de rumbo. (depresiones de Alta Guajira) ▶ Cuenca de margen pasivo (Norte de Alta Guajira) ▶ Transpresional (Este de Baja Guajira)
<b>Área de la cuenca</b>	▶ Guajira Costa adentro 13 778 km <sup>2</sup> / 1 377 892 Ha ▶ Guajira Costa afuera 52 860 km <sup>2</sup> / 5 286 085 Ha
<b>Área disponible</b>	▶ 28 920 km <sup>2</sup> / 2 892 085 Ha
<b>Pozos perforados</b>	▶ Guajira Costa adentro 29 ▶ Guajira Costa afuera 48
<b>Espesor máx. cobertera productiva</b>	▶ 6800 m
<b>Sísmica 2D</b>	▶ 15 programas (190 2D Líneas)
<b>Campos descubiertos de gas</b>	▶ Guajira Costa adentro 2 ▶ Guajira Costa afuera 3
<b>Roca Generadora</b>	▶ La Luna-Colón-Cogollo/Castilletes/Jimol
<b>Roca Reservorio</b>	▶ Macarao-Siamaná / Jimol-Uitpa
<b>Roca Sello</b>	▶ Macarao-Siamaná / Jimol-Uitpa
<b>Tipo de hidrocarburo</b>	▶ Gas termogénico y petróleo

## Geología del petróleo

### Evidencia de Hidrocarburos

La Cuenca Guajira cuenta con varios descubrimientos importantes de gas, entre los que se destacan los campos Chuchupa (~3500 GPCG), Ballena (~1257 GPCG), Riohacha (~92 GPCG), y el área de Santa Ana (400 GPCG-15 MPCGD). La evaluación de carácter regional adelantada por parte de Ecopetrol (1998), apunta a un potencial de hidrocarburos por descubrir de 2800 MMBPE, con 70% de gas y 30% de petróleo.

### I. Subcuenca Alta Guajira

#### Roca generadora

Se identifica capacidad de generar hidrocarburos en los shales, limolitas calcáreas y calizas de la Formación La Luna (Figura 2), identificada en los corazones del Pozo PGG-1 y al este de la Depresión de Cocinetas en Venezuela, también se identifica potencial en unidades del Paleógeno y Neógeno, con kerógeno predominante tipo III, es decir generador de gas.

#### Roca Reservorio

Los reservorios principales corresponden a las calizas y areniscas de las formaciones Macarao y Siamaná iden-



•• Carta estratigráfica

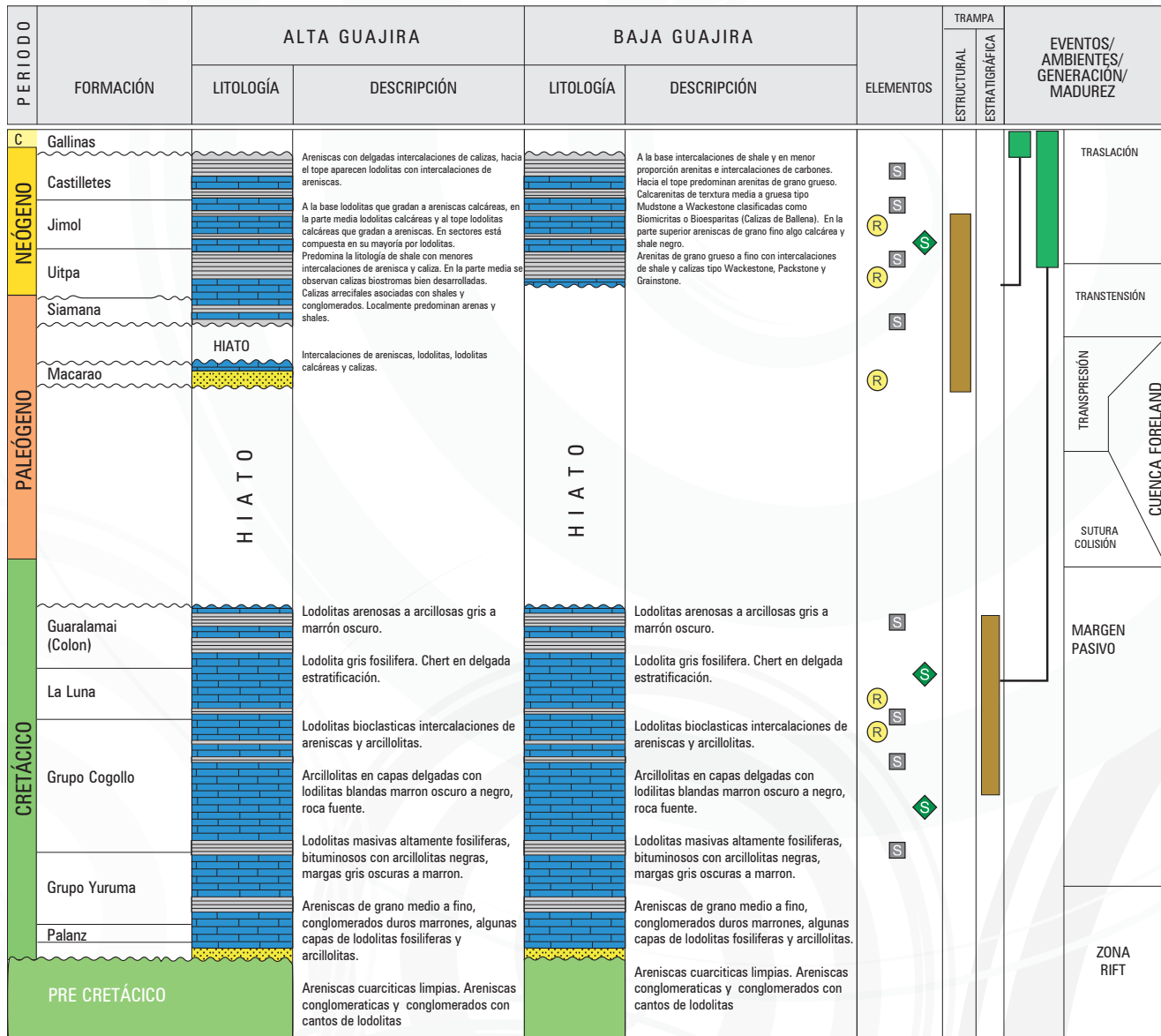


FIGURA 2. Carta cronoestratigráfica generalizada de las subcuencas Alta y Baja Guajira. Modificado de ANH, 2007.

tificada en los pozos Cocinetas-1 y Guajira-1 alcanzando espesores entre 200 y 300 m.

**Roca Sello**

Los sellos corresponden a las lodolitas calcáreas y lodolitas de la base de la Formación Siamaná, con espesores que varían entre 90 y 300 metros.

**Migración**

Para la parte costa adentro, muchas de las estructuras fueron formadas durante el Paleógeno tardío-Neógeno temprano. La migración secundaria de hidrocarburos ocurrió poco después de la primera fase de estructuración en el Neógeno tardío.

En lo que respecta a la cuenca costa afuera la generación y migración de hidrocarburos se incrementó por la

configuración estructural, la cual se enfocó en patrones de migración de una fuente termogénica temprana en la parte profunda costa afuera hacia los reservorios Chuchupa, Ballena y Riohacha.

**Trampas**

Principalmente la trampa corresponde a un monoclin al con buzamiento hacia el sur cuyo cierre al norte lo constituye una falla extensional con vergencia al sur y el cierre al oeste y al este lo conforma el acuñaamiento de la Formación Macarao contra un alto de basamento (Figura 3).

**II. Subcuenca Baja Guajira Roca Generadora**

En esta subcuenca se han detectado hidrocarburos provenientes de intervalos de unidades del Paleógeno y

•• Sección esquemática

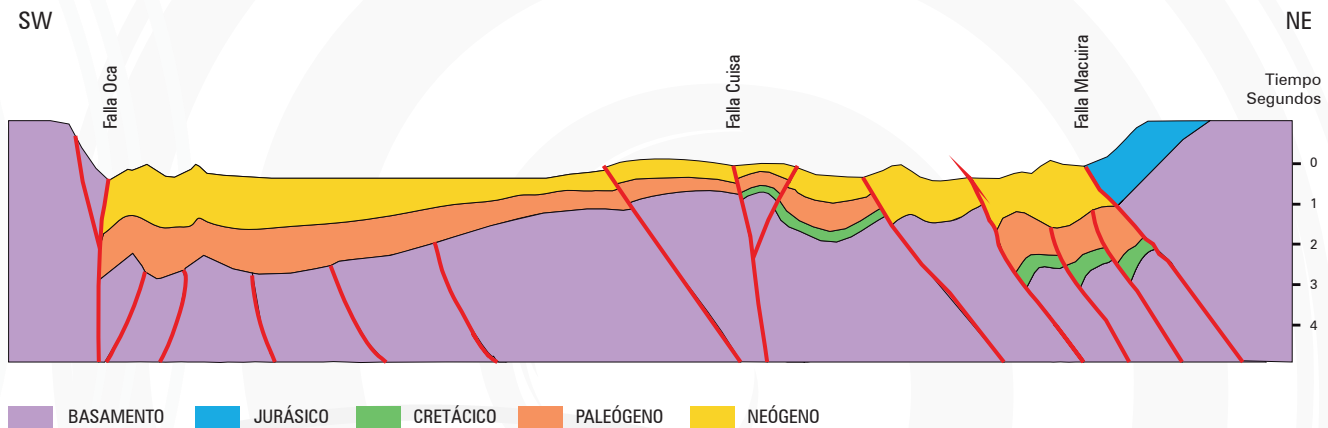


FIGURA 3. Sección estructural de las subcuencas Alta y Baja Guajira. Modificado de ANH, 2007.

del Neógeno (Campo Chuchupa-Ballena) y se propone también la existencia de hidrocarburos de la Formación La Luna al este de la misma.

**Roca Reservorio**

Las rocas con características buenas de reservorio corresponden a arenitas y calizas de las formaciones Jimol y Uitpa, depositadas en ambientes de plataforma, con espesores reportados de entre 120 y 550 metros.

**Roca Sello**

El sello lo constituyen las intercalaciones de lodolitas y shales de plataforma de las formaciones Jimol y Uitpa.

**Trampas**

Existen dos tipos de trampas, estratigráficas y estructurales, las de tipo estratigráfico están determinadas por onlap de

secuencias sedimentarias sobre el basamento, y las de tipo estructural son generadas por reactivación de un sistema de fallas pre-neógeno ubicado al sur de esta subcuenca (Figura 3).

**Sísmica representativa**

En esta cuenca, los programas sísmicos más representativos son: L-1974, L-973, GC-1988 y A-1988 (Figuras 4 y 5).

**Geoquímica**

Costa adentro, a partir de la interpretación geoquímica de TOC y datos de pirolisis-Rock Eval sobre 10 muestras tomadas en 2 pozos, y 62 muestras para petrografía orgánica tomada de 3 pozos se obtiene un potencial de generación que varía de pobre a bueno en la cuenca (< 10 mg HC/g Roca). Los parámetros de generación indican que la secuencia estratigráfica analizada es productora de gas (Figura 6).

•• Interpretación de líneas sísmicas

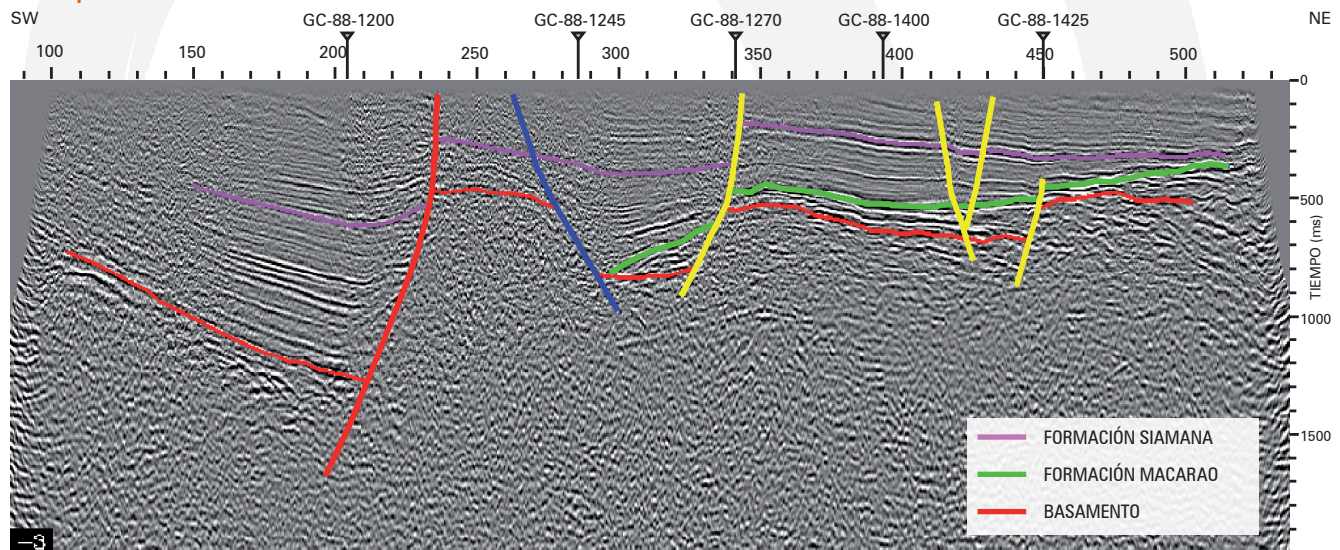


FIGURA 4. Línea sísmica GC-88-1100. Imagen sísmica interpretada. Se observan fallas extensionales de alto ángulo de buzamiento que afectan basamento. Tomado de Fajardo, A. y Rubiano, J. 1998.

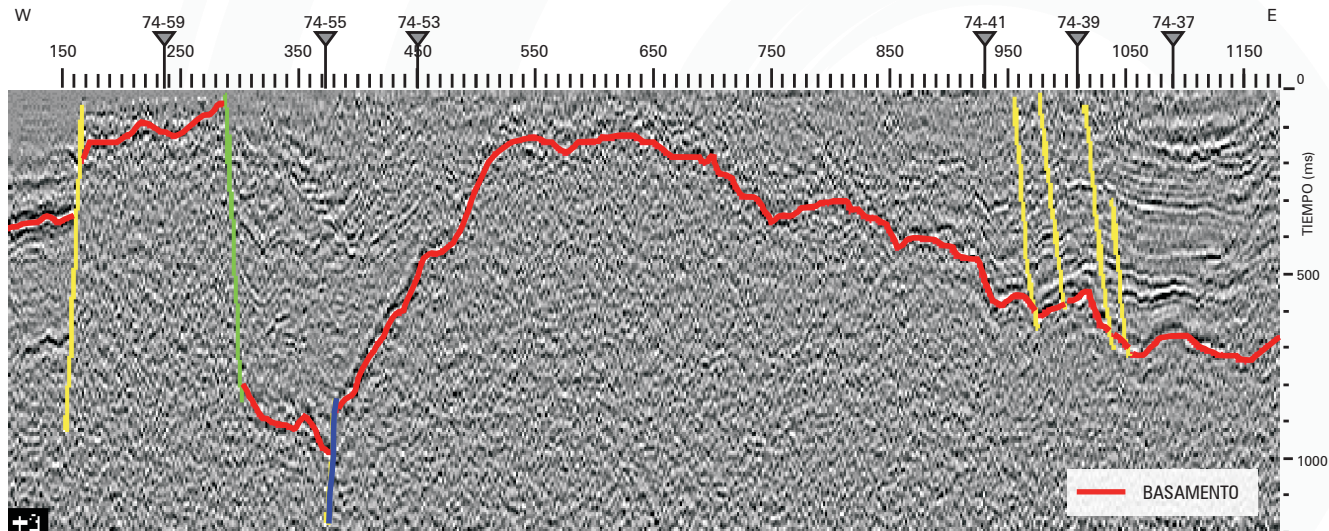


FIGURA 5. Línea sísmica L-74-34. En la Depresión Portete, en el extremo oriental se esperan rocas de la Formación Siamaná, sin embargo los horizontes sísmicos no fueron reconocidos por carencia de información de pozo y pobre resolución sísmica. Tomado Fajardo, A. y Rubiano, J. 1998.

En la parte costa adentro, el diagrama C2+ Vs d13C CH4 (ppt) y la relación con madurez de materia orgánica, sugieren que las muestras de gas, principalmente corresponden a gas biogénico. El diagrama C2/C3 Vs d13C C2 – d13 C3 (%PDB) muestra que los gases podrían alcanzar un alto estado de evolución termal, en el cual ha ocurrido *cracking* secundario de hidrocarburos.

En la parte costa afuera de la cuenca el diagrama C2+ Vs d13C CH4 (ppt) y la relación con madurez de materia orgánica, sugiere que las muestras de gas, principalmen-

te corresponden a una mezcla de gases (termogénico con posible aporte biogénico).

## Prospectividad

La capacidad productora de la cuenca está soportada por los análisis geoquímicos que muestran un potencial de generación tanto de gas de origen termogénico en unidades paleógenas y neógenas, presente en los campos Chuchupa, Ballenas; como de aceites, posiblemente de origen cretácico, como el obtenido en las muestras del pozo Aruchara-1, en las muestras de *Piston Core* del sector *costa afuera*, en los micro rezumaderos del sector sur de la Subcuenca Baja Guajira y en los núcleos impregnados de crudo de la Formación La Luna en un pozo exploratorio cercano a la cuenca del lado venezolano en el sector este de la Baja Guajira.

Las principales trampas asociadas a la cuenca son de tipo estratigráfico, por efecto del solapamiento de los sedimentos paleógenos sobre el basamento. Sin embargo, de acuerdo con los modelos estructurales existentes, es posible encontrar trampas de tipo estructural asociado a las grandes fallas de rumbo que generan tectónica de bloques, como la observada en el área de Cocinetas.

Se identifican posibilidades adicionales de prospección, relacionadas a la recarga de hidrocarburo desde una cocina cretácica localizada al este de la cuenca como lo sugiere la información de los pozos perforados en el lado venezolano de ésta.

El potencial exploratorio de toda la región Caribe se estima entre 64 912 MBP (alto) y 226 MBP (bajo).

### • • Diagrama de Van Krevelen

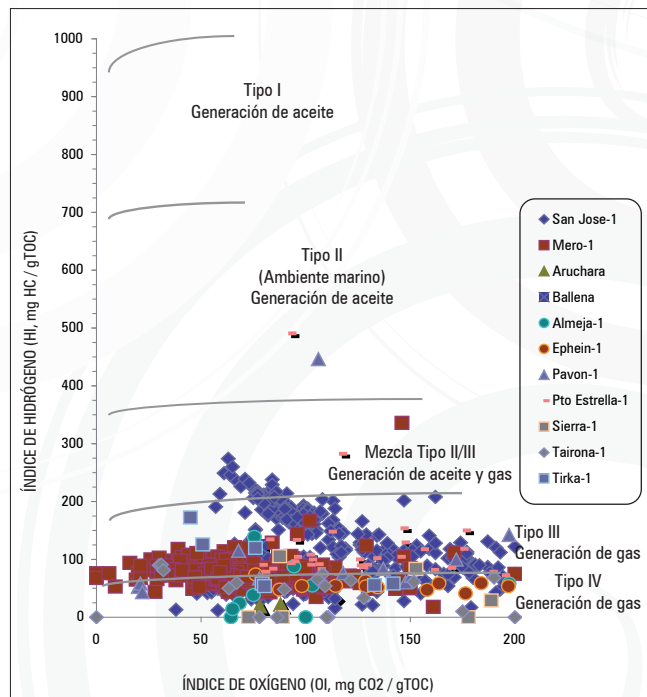


FIGURA 6. Diagrama de Van Krevelen con muestras analizadas de pozos de la Cuenca Guajira.



# Los Cayos

Colombia,  
el riesgo  
es que te quieras  
quedar

COLOMBIA:  
The perfect environment for Hydrocarbons

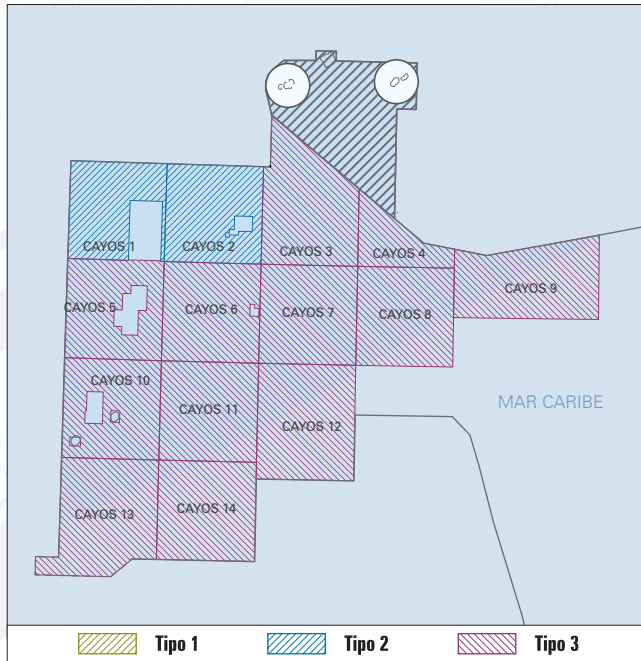


FIGURA 1. Mapa de ubicación del área y de los bloques.

## Generalidades

La Cuenca Los Cayos se localiza en el Mar Caribe Colombiano (Figura 1). Limita al W con Nicaragua (meridiano 82), y al N con el área conjunta entre Colombia y Jamaica. Tiene una superficie total de 126591 km<sup>2</sup>, de las cuales aproximadamente 100 km<sup>2</sup> corresponden a zonas emergidas.

## Geología del petróleo

### Evidencias de Hidrocarburos

En la Cuenca Los Cayos, existen evidencias de hidrocarburos que corresponden a muestras de aceite (gilsonita) y gas reportadas en la base de los pozos Miskito 1 y 2 (1300-1800 metros), en calcarenitas, shales y margas del Eoceno medio.

### Roca Generadora

Las calizas bioclásticas encontradas en los pozos Miskito están intercaladas con shales calcáreos, lodolitas y micritas, las cuales pueden actuar como roca generadora para hidrocarburos (Figura 2).

Existe información geoquímica del pozo Perlas-3, perforado en la Plataforma Nicaragüense, que indica la existencia de facies generadoras en rocas del Eoceno inferior

## ASPECTOS CLAVE

<b>Cuenca</b>	▶ Los Cayos
<b>Tipo de cuenca</b>	▶ Transpresional
<b>Área de la cuenca</b>	▶ 144 755 km <sup>2</sup> / 14 475 500 Ha
<b>Área disponible</b>	▶ 144 755 km <sup>2</sup> / 14 475 500 Ha
<b>Pozos perforados</b>	▶ 2
<b>Sísmica 2D</b>	▶ 2007 km
<b>Roca Generadora</b>	▶ Eoceno temprano a medio: Shales calcáreos, lodolitas y micritas
<b>Roca Reservorio</b>	▶ Eoceno medio a Mioceno: Calizas bioclásticas con diagénesis y fracturadas
<b>Roca Sello</b>	▶ Eoceno Medio a Reciente. Shales calcáreos, lodolitas y evaporitas
<b>Tipo de hidrocarburo</b>	▶ Potencialmente petróleo y gas

a medio, con buenos a excelentes valores de TOC (>1,0%) y potencial generador S2 (>2 mgHC/gRoca). Estas rocas de acuerdo con los datos de madurez (T<sub>máx</sub>) alcanzan la ventana de generación de aceite aproximadamente a 3350 metros de profundidad.

### Roca Reservorio

La secuencia sedimentaria perforada por los pozos Miskito-1 y 2 muestra el desarrollo de facies bioclásticas (biocalcarenita, intracalcarenita y calcarenita) intercaladas con shales calcáreos, lodolitas, micritas, y algunos niveles de evaporitas, que sugieren su depositación en un ambiente de margen de plataforma de energía baja a moderada. En estos pozos no se encontraron facies siliciclásticas (arenitas y/o conglomerados), lo que implica una posición distal con respecto a las zonas de aporte de material terrígeno.

Lo anterior indica que las unidades que podrían actuar como reservorio corresponderían a los niveles de calizas bioclásticas del Eoceno medio al Mioceno en los pozos Miskitos; efectos diagenéticos y mecánicos pueden aumentar las porosidades secundarias de estas rocas.

### Roca Sello

Los shales calcáreos, lodolitas, micritas y evaporitas perforados en los pozos Miskitos, pueden actuar como sellos para las acumulaciones de hidrocarburos. Sus espesores varían entre 3 y 60 metros.



• • Carta estratigráfica

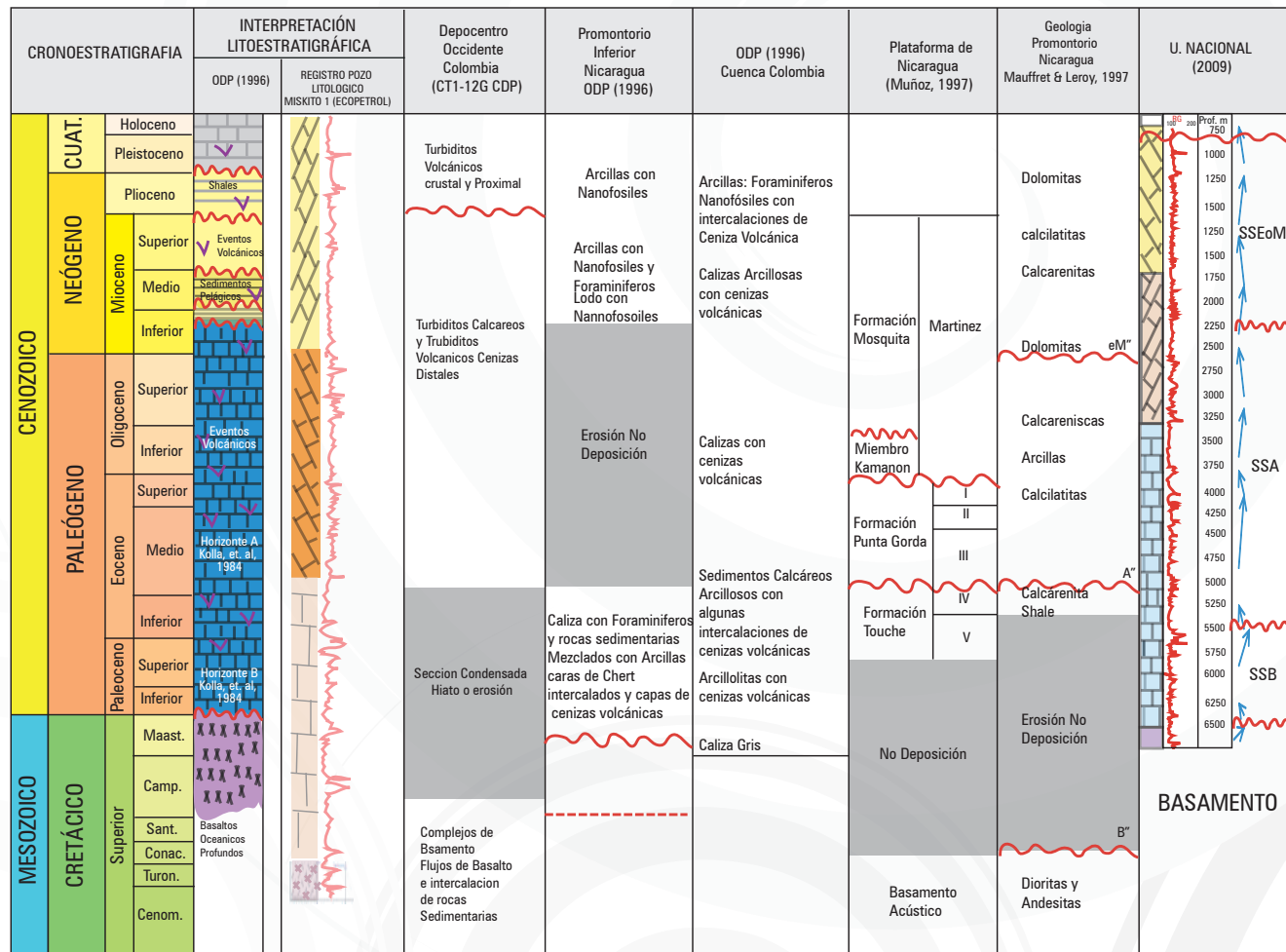


FIGURA 2. Interpretaciones litoestratigráficas a partir de la información sísmica correspondientes al área de Los Cayos.

En los sinclinales limitados por los altos de basamento es posible la existencia de shales marinos profundos que actúen como fuente y roca sello para los hidrocarburos, considerando su ubicación en el talud de la plataforma nicaragüense.

**Trampas**

La información sísmica y batimétrica de la Cuenca Los Cayos, indica un estilo estructural de tectónica de bloques, en el cual los altos de origen volcánico constituyen las islas y cayos, y los bloques bajos depocentros con espesas secuencias sedimentarias (Figura 3).

En algunos de los altos estructurales como en la zona de los pozos Miskitos, depósitos de calizas en estructuras de arrecifes y atolones con poco enterramiento se pueden considerar como una oportunidad exploratoria para gas

biogénico, similares a los campos Chuchupa y Ballena en el área de la Guajira.

Los bajos estructurales en la secuencia sedimentaria, formada posiblemente en ambientes turbidíticos, pueden ser favorables para la generación de gas termogénico. Hacia los flancos de los sinclinales, en las terminaciones *onlap* de estas secuencias sedimentarias, se pueden dar condiciones favorables de acumulación de hidrocarburos en trampas de carácter estructural-estratigráfico.

**Sísmica representativa**

En esta cuenca, algunos de los programas sísmicos más representativos son: Cayos Norte 1977, Cayos Sur 1977, Cayos Sur 1979, Cayos Sur 1982, Cayos Oeste 1979 y Cayos Oeste 1982 (Figuras 4 y 5). Programa Multicliente Wavefield Inseis 2005,

Programa Multicliente PGS, 2008, actualmente en fase final de procesamiento (Figura 6).

**Geoquímica**

Las muestras analizadas del Pozo Perlas-3 exhiben valores de índice de Hidrógeno entre 50 y 400 mg HC/g TOC. Los valores de madurez T<sub>máx</sub> están en la ventana de madurez temprana para la generación de hidrocarburos. El tipo de kerógeno varía entre II y III indicando presencia de niveles de roca con aporte de materia orgánica marina y terrestre, respectivamente (Figura 7).

**Prospectividad**

En el área de Los Cayos, la información geoquímica indica la presencia de facies generadoras en las rocas del Eoceno inferior a medio de la plataforma de Nicaragua. Además se han



• • Interpretación de líneas sísmicas

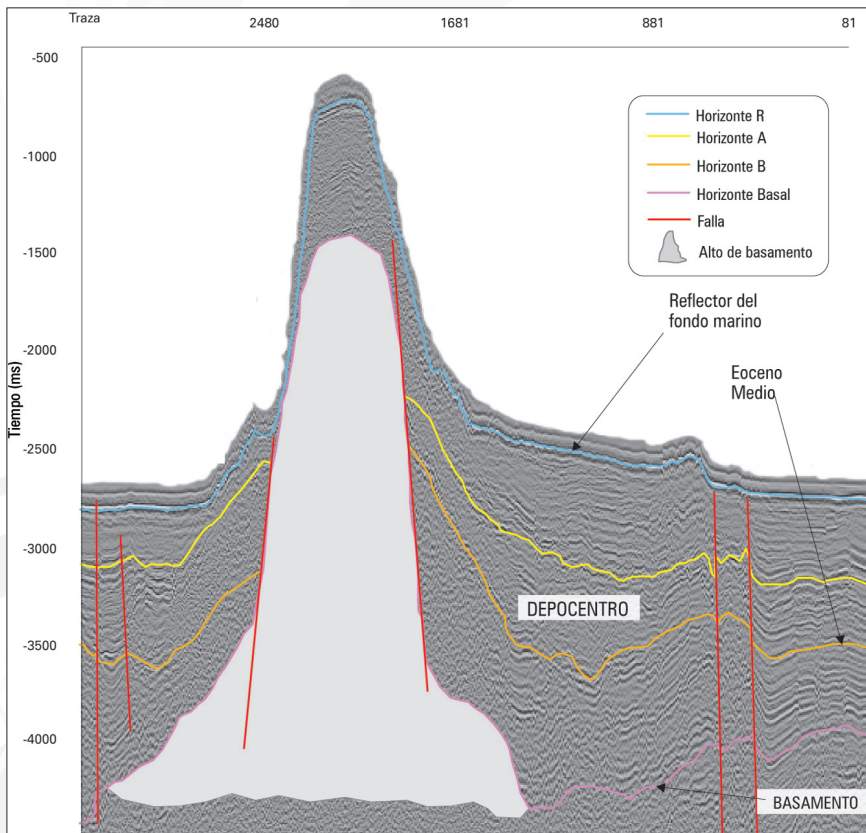


FIGURA 3. Línea sísmica Cayos Sur 77-21 en la que se observa el estilo estructural de tectónica de bloques limitados por fallas de alto ángulo de carácter normal. Los truncamientos o acuñamientos de la secuencia sedimentaria contra las fallas y los altos de basamento volcánico configuran plays estratigráfico-estructurales en los depocentros (bajos estructurales). Bloque CAYOS 2.

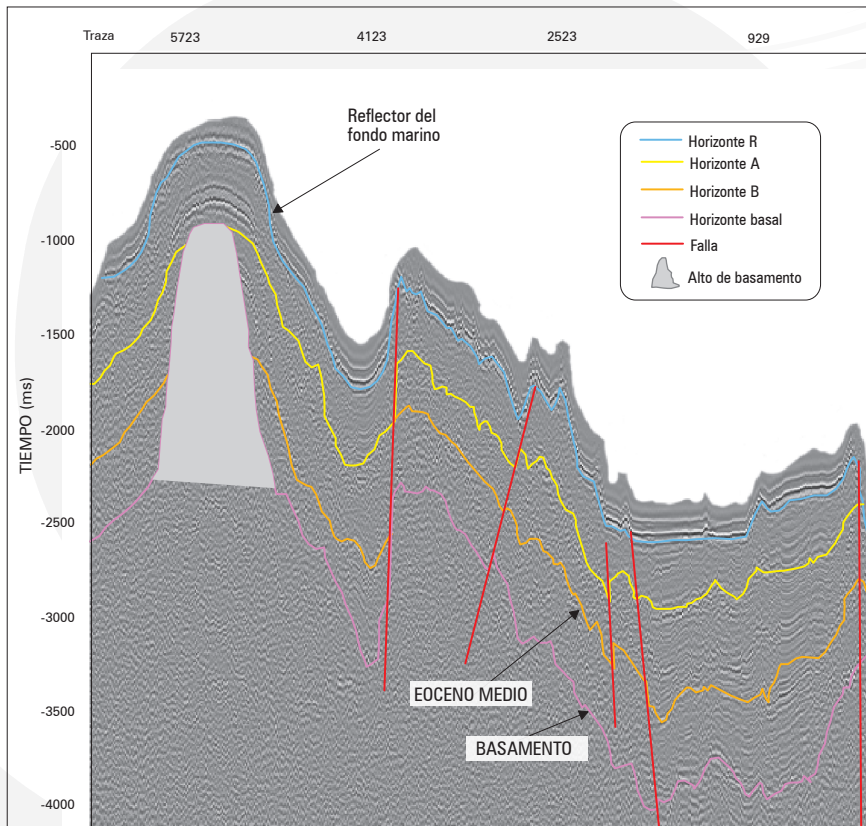


FIGURA 4. Línea sísmica Cayos Sur 77-16. Sector norte de los bloques CAYOS 5 y CAYOS 6.



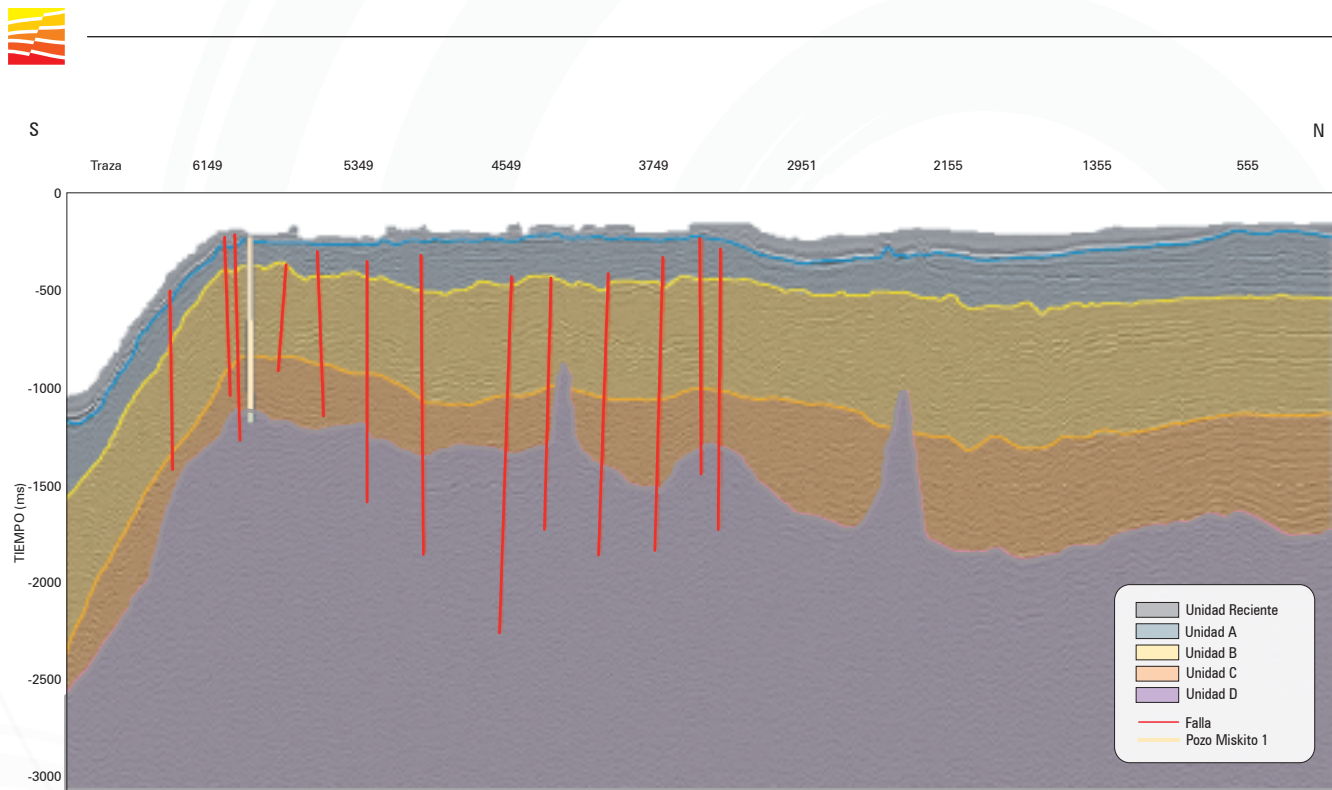


FIGURA 5. Correlación sismoestratigráfica con el pozo Miskito-1 en la línea sísmica W79-01A. Sector norte del bloque CAYOS 1.

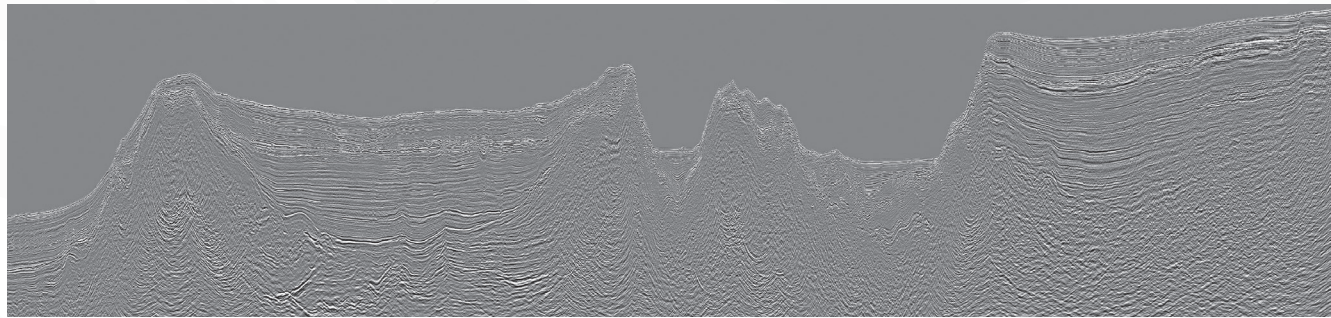


FIGURA 6. Línea sísmica Los Cayos Multicliente PGS-ANH.0013011-MC2D.

• • Diagrama de Van Krevelen

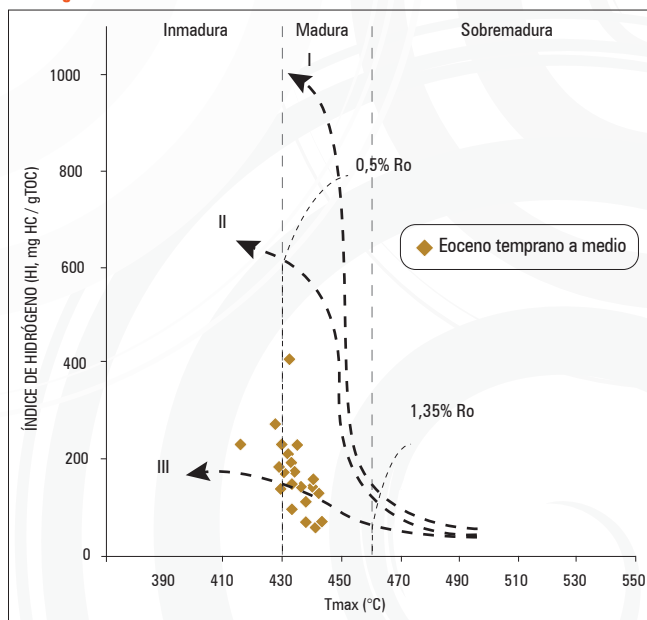


FIGURA 7. Gráfico de Índice de Hidrógeno vs T<sub>máx.</sub> de las las muestras estudiadas en el pozo Perlas-3. Muestra el grado de madurez alcanzado por las rocas y su variada calidad para generar hidrocarburos.

encontrado muestras con contenidos de aceite y gas en los pozos Miskito-1 y 2. Los pozos muestran la presencia de una secuencia calcárea con la depositación de calizas bioclásticas como la principal facies reservorio. Adicionalmente, desde el punto de vista de la sísmica se observan estructuras sinclinales profundas; las cuales pudieron haber estado lo suficientemente enterradas para producir hidrocarburos; estructuras que a pesar de su potencialidad no han sido perforadas.

# Sinú-San Jacinto- Valle Inferior del Magdalena

COLOMBIA:  
The perfect environment for Hydrocarbons

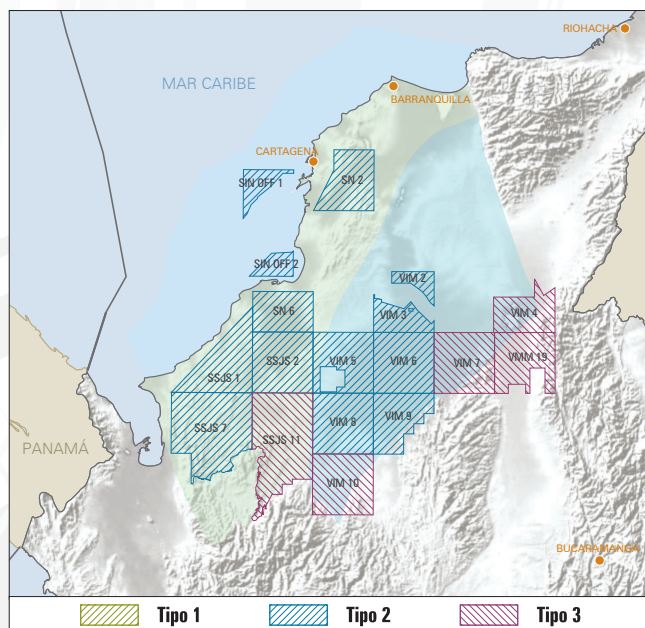


FIGURA 1. Mapa de ubicación del área y de los bloques.

## Generalidades

El área especial Sinú-San Jacinto-Valle Inferior del Magdalena comprende parte de tres provincias tectónicas identificadas de este a oeste como la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, Cinturón Plegado de San Jacinto y Cinturón Plegado del Sinú, cubriendo un área aproximada de 46300 km<sup>2</sup> (Figura 1). Tectónicamente estas provincias presentan una historia geológica y un estilo estructural muy diferentes. El Valle Inferior del Magdalena es una cuenca con tectónica distensiva producto de transtensión, los *plays* identificados corresponden a pliegues compresivos, truncamientos del reservorio por fallas, sobrelape del reservorio contra el basamento y altos de basamento; el Cinturón Plegado de San Jacinto es caracterizado por tectónica transpresiva que genera fallas inversas de escama gruesa, los *plays* identificados corresponden con pliegues compresivos, truncamientos de los reservorios por fallas y localmente rellenos de canales en valles de incisión; y por último, el Cinturón Plegado del Sinú es producto de procesos estructurales y tectónicos no muy claros; el cual ha sido afectado por intenso diapirismo de lodo. Los *plays* identificados corresponden a pliegues asociados a etapas tempranas de formación de diapiros de lodo que no rompen completamente la secuencia, truncamientos de los reservorios contra los diapiros y discordancias sindeposicionales.

## ASPECTOS CLAVE

<b>Cuenca</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Valle Inferior del Magdalena (Subcuenca de San Jorge)</li> <li>Cinturón Plegado de San Jacinto</li> <li>Cinturón Plegado del Sinú (continental y costa afuera)</li> </ul>
<b>Tipo de cuenca</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Valle inferior del Magdalena: Transtensional.</li> <li>Cinturón Plegado de San Jacinto: Transpresional</li> <li>Cinturón Plegado del Sinú: Prisma acrecionario</li> </ul>
<b>Área de la cuenca</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sinú costa afuera: 29 576 km<sup>2</sup> / 2 957 648 Ha</li> <li>Sinú-San Jacinto: 39 645 km<sup>2</sup> / 3 964 459 Ha</li> <li>VIM: 38 017 km<sup>2</sup> / 3 801 740 Ha</li> </ul>
<b>Área disponible</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sinú-San Jacinto: 21 189 km<sup>2</sup> / 2 118 902 Ha</li> <li>VIM: 20 795 km<sup>2</sup> / 2 079 563 Ha</li> </ul>
<b>Pozos perforados</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sinú costa afuera: 19</li> <li>Sinú-San Jacinto: 160</li> <li>Valle inferior del Magdalena: 271</li> </ul>
<b>Sísmica 2D</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2102</li> </ul>
<b>Campos descubiertos de petróleo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Valle inferior del Magdalena: 4</li> </ul>
<b>Campos descubiertos de gas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sinú-San Jacinto: 2</li> <li>Valle inferior del Magdalena: 8</li> </ul>
<b>Roca Generadora</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Cansona-Arroyo Seco-San Cayetano-Maralú-Chengue-El Floral -Porquera-Ciénaga de Oro-Carmen y equivalentes</li> </ul>
<b>Roca Reservorio</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>San Cayetano-Arroyo Seco-Maco-Toluviejo-La Risa-San Jacinto-Pavo-Ciénaga de Oro-Floresanto-Pajuil y equivalentes</li> </ul>
<b>Roca Sello</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Arroyo Seco-San Cayetano-Maralú-Chengue-El Floral-Porquera-Ciénaga de Oro-Carmen y equivalentes</li> </ul>
<b>Tipo de hidrocarburo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gas condensado y petróleo</li> </ul>

## Geología del petróleo

### Evidencia de Hidrocarburos

En el Área Sinú-San Jacinto-Valle Inferior del Magdalena las evidencias de hidrocarburos son muchas, en especial en las zonas de los cinturones plegados del Sinú y San Jacinto, en donde han sido reportados más de cien rezumaderos de gas y aceite.

### Roca Generadora

En el Valle Inferior del Magdalena, la Formación Ciénaga de Oro presenta intercalaciones de lutitas de origen fluvial a transicional marino que actúan como rocas fuente, de acuerdo con los datos geoquímicos disponibles. En los cinturones plegados del Sinú y San Jacinto, existen secuencias gruesas

• • **Carta cronoestratigráfica**

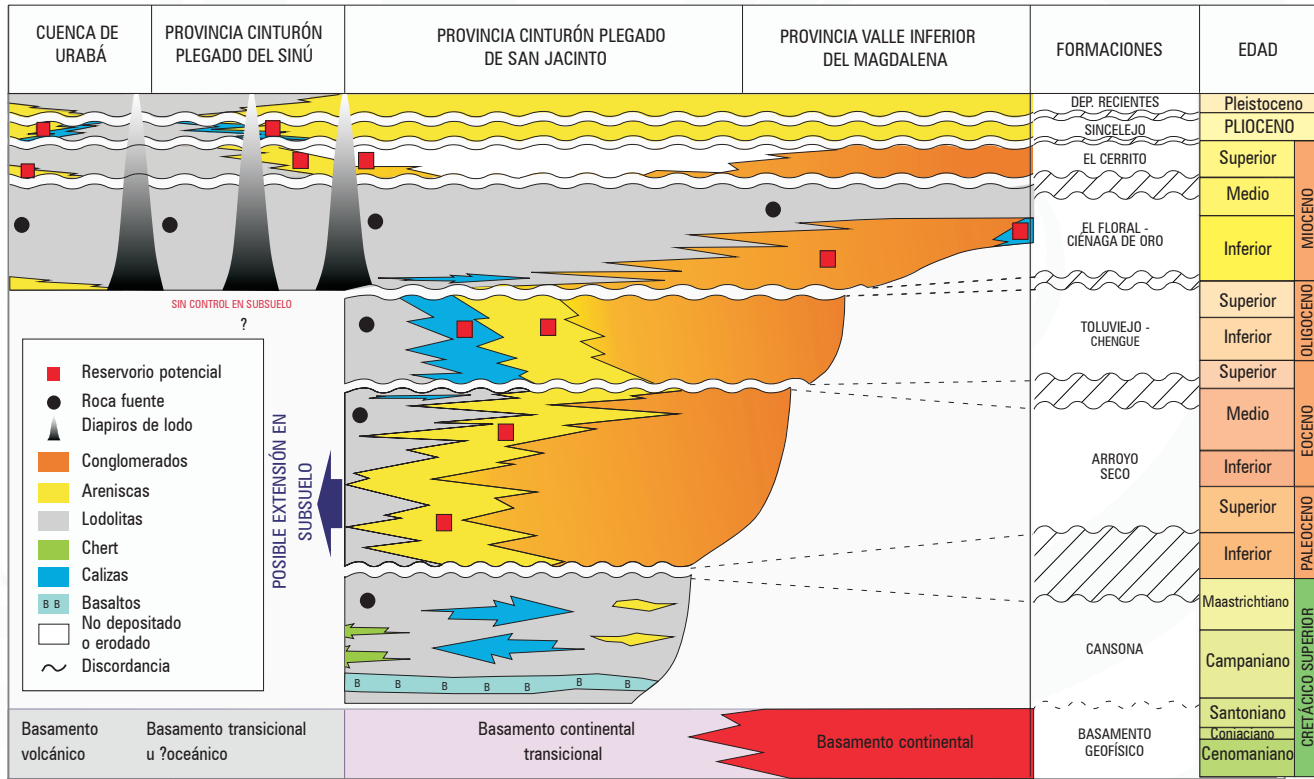


FIGURA 2. Carta cronoestratigráfica para el sector Sinú-San Jacinto-VIM, modificado por Universidad de Caldas, 2009.

de lutitas marinas cenozoicas de las formaciones Maralú, Chengue y Carmen, que pueden actuar de acuerdo con los datos geoquímicos como rocas generadoras, y sellos para los reservorios y sus acumulaciones. Infrayaciendo toda la secuencia, se encuentra la Formación Cansona de edad Cretácica tardía, compuesta principalmente por lutitas marinas, la cual también es una potencial roca generadora (Figura 2).

**Migración**

En la Cuenca Sinú-San Jacinto la migración de hidrocarburos a lo largo de fracturas está documentada por los abundantes rezumaderos de petróleo y gas. Para el Valle Inferior del Magdalena, puntos de roca fuente activos en fase de generación/expulsión están presentes en un área extensiva en la llamada subcuenca Plato; entre los pozos Guamito-1 al noreste y Pijiño-1 al sur. La gravedad API para

crudo generado en la cuenca varía entre 30° a 52°. Varios parámetros geoquímicos indican que la mayoría del petróleo se ha generado en un ambiente siliciclástico proximal relativamente dióxico. Cuatro diferentes patrones de migración han sido propuestos: 1) Área Cicuco-Boquete. 2) Área Momposina. 3) Área Guepaje y 4) Región Apure. Mucha de la migración ha ocurrido a lo largo de la red de fracturas y los planos de falla.

**Roca Reservorio**

Las rocas reservorio en el Valle Inferior del Magdalena, son una secuencia espesa de areniscas de origen fluvial a deltaico de la Formación Ciénaga de Oro. En el Cinturón Plegado de San Jacinto, las principales rocas reservorio son las areniscas cenozoicas de origen marino-deltaico de las formaciones San Jacinto, Maco y San Cayetano. Localmente,

• • **Sección transversal esquemática**

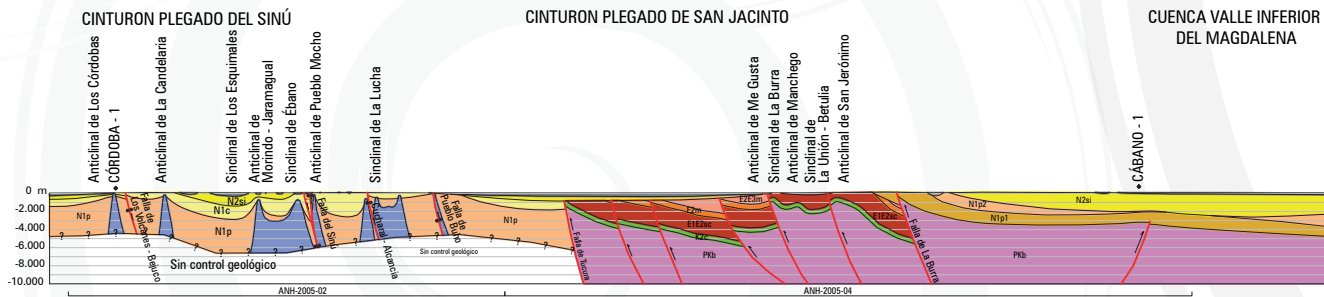


FIGURA 3. Sección estructural B-B' que muestra un estilo estructural de bloques extensionales en la Cuenca Valle Inferior del Magdalena y un cinturón de pliegues y cabalgamientos en el Cinturón Plegado de San Jacinto.

las calizas fracturadas de las formaciones La Risa y Tolúviejo pueden ser potenciales reservorios adicionales. En el Cinturón Plegado del Sinú, las principales rocas reservorio son las areniscas cenozoicas de origen marino-deltaico de las formaciones Pajuil, Floresanto, Pavo y Maco. Localmente, las calizas fracturadas de la Formación La Risa pueden ser potenciales reservorios adicionales. Y en la zona costa afuera de la Cuenca de Sinú, el objetivo como reservorio podrían ser calizas coralinas, dadas las condiciones de depósito favorables que se observan en la provincia, una bahía con descargas de agua dulce y moderadas tasas de sedimentación.

### Roca Sello

En el Valle Inferior del Magdalena, la Formación Ciénaga de Oro presenta intercalaciones de lutitas de origen fluvial a transicional marino que actúan como sellos locales para las acumulaciones. En el caso de los cinturones plegados del Sinú y San Jacinto, las lutitas marinas cenozoicas de las formaciones Maralú, Chengue y Carmen, pueden actuar como sellos para los reservorios y sus acumulaciones.

### Trampas

En el Valle Inferior del Magdalena, las trampas corresponden con pliegues compresivos relacionados con el Sistema de Fallas de Romeral, truncamientos del reservorio por fallas asociadas a eventos compresivos y extensivos en la cuenca, sobrelape del reservorio contra el basamento y altos de basamento en los que se desarrollan facies calcáreas o siliciclásticas gruesas. En el Cinturón Plegado de San Jacinto, las trampas corresponden a pliegues compresivos relacionados con el Sistema de Fallas de Romeral de longitudes que varían entre 2 y 30 km de acuerdo con la cartografía de superficie, truncamientos de los reservorios por fallas asociadas a episodios compresivos en el cinturón plegado y localmente rellenos de canales en valles de

incisión. En el Cinturón Plegado del Sinú, las trampas corresponden con pliegues asociados a etapas tempranas de formación de diapiros que no rompen completamente la secuencia. Un aspecto favorable de este tipo de pliegues, es que de acuerdo a la geología de superficie son apretados pero lateralmente extensos, con longitudes entre 5 y 20 km aproximadamente, truncamientos de los reservorios contra los diapiros, y truncamientos por discordancias sindeposicionales causadas por la deformación asociada al desplazamiento vertical de los diapiros de lodo (Figura 3).

### Sísmica representativa

En esta cuenca, los programas sísmicos más representativos son: ANH-SS-2005, ANH-TR-4ª, CA-1990, BC-1972, BC-1975, SJ-1970, ANH-SS-08, ANH-SSS-08, entre otros (Figuras 4 y 5).

### Geoquímica

En la Cuenca Sinú-San Jacinto predominan aceites livianos, con gravedades API superiores a 40°. Se ha encontrado aceite en reservorios cenozoicos, en los campos Floresanto y Perdices. Los aceites de esta cuenca, aunque no han sido encontrados en cantidades comerciales, son de excelente calidad y no han sido afectados por biodegradación (Figura 6).

### Prospectividad

En el área especial Sinú-San Jacinto-Valle Inferior del Magdalena, los datos geoquímicos indican la presencia de rocas con potencial para generar hidrocarburos depositadas durante el Cretácico Tardío al Oligoceno, las cuales han generado de manera activa hidrocarburos, como lo evidencian los campos de gas y condensado en el Valle Inferior del Magdalena y la abundante presencia de rezumaderos en los cinturones plegados del Sinú y San Jacinto. Es

#### • Interpretación de líneas sísmicas

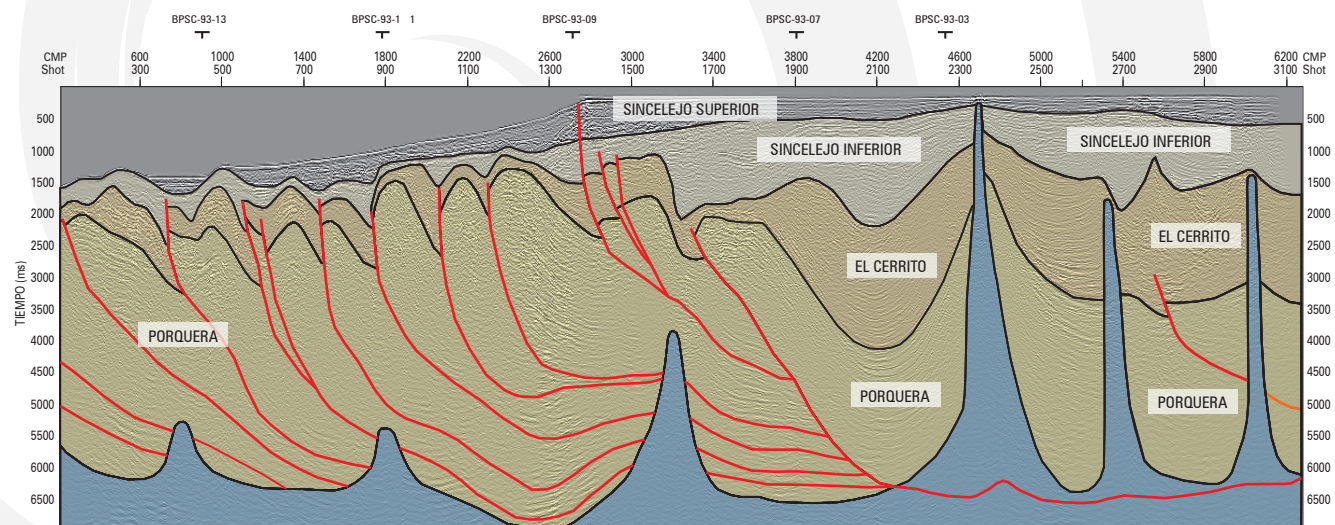


FIGURA 4. Línea sísmica BPSC-93-32 empleando los horizontes de la Universidad de Caldas, 2008. Sector occidental del bloque SIN OFF 2.

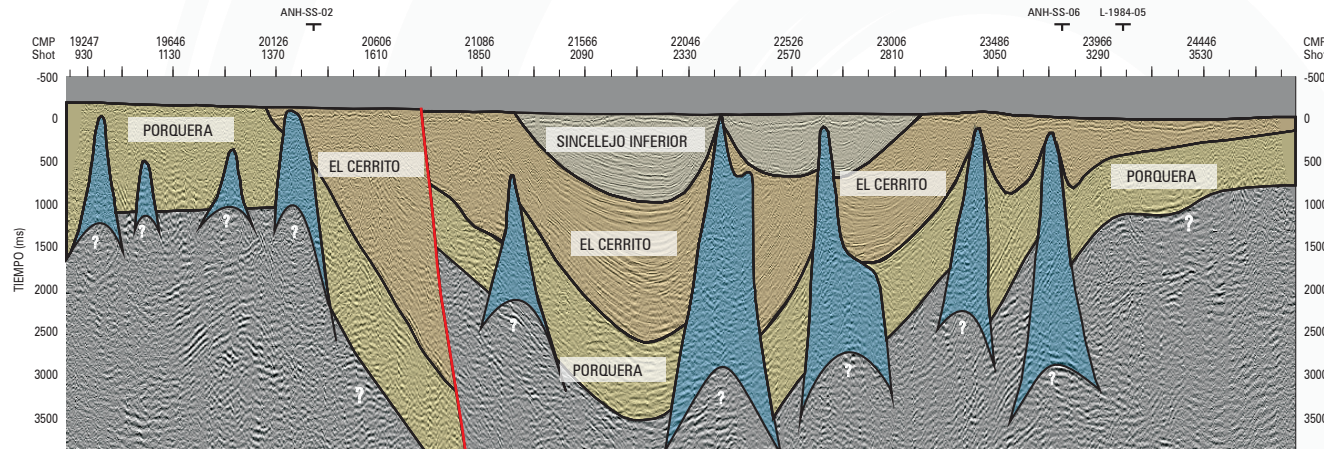


FIGURA 5. Línea sísmica ANH-05-01 (línea de rumbo). Note los acuñamientos de las unidades contra los diapiros de lodo, los cuales atraviesan los sinclinales amplios, propios del CPS. Universidad de Caldas, 2008.

clara la presencia de múltiples niveles de areniscas y conglomerados con buenas características como reservorio depositados durante el Paleoceno tardío al Mioceno medio. De igual manera, existen geometrías favorables para la acumulación de hidrocarburos que incluyen, entre otros, pliegues por fallamiento inverso, pliegues por diapirismo de lodo, truncamientos por fallas normales contra basamento, truncamientos y discordancias sindeposicionales en los flancos de diapiros de lodo, y depósitos calcáreos y clásticos en altos de basamento que hasta el momento constituyen el *play* más exitoso y explorado.

Existe una oportunidad exploratoria adicional en el Valle Inferior del Magdalena, relacionada con la presencia de carbones en la Formación Ciénaga de Oro, y la posibilidad de gas metano asociado a los mismos.

Existen nuevas expectativas exploratorias, de acuerdo con los resultados obtenidos en el "Estudio integrado de los núcleos y registros obtenidos de los pozos someros tipo *slim holes* en la Cuenca Sinú", realizado por la Universidad de Caldas (2009), para la ANH, de los cuales se resaltan algunos aspectos importantes a continuación:

El volumen de posibles rocas almacenadoras resulta mucho más importante que lo asumido anteriormente.

Según la geoquímica, la materia orgánica de las facies pelíticas de las Fms. Arroyo Seco, Tolúviejo, Chengue, El Floral y Ciénaga de Oro, es suficiente para generar importantes volúmenes de aceite y gas.

Los resultados lito y bioestratigráficos obligan a modificar los modelos de evolución previamente postulados para la Cuenca de Sinú-San Jacinto, de un ambiente oceánico fluctuante entre profundo y somero, por uno somero con influencia deltaica y aportes de un basamento ígneo-metamórfico con afinidad continental. Los nuevos modelos paleoambientales de las formaciones cenozoicas incrementan el potencial de hidrocarburos y el interés exploratorio en la Cuenca de Sinú-San Jacinto.

La Formación Arroyo Seco (Kerógeno tipo II, marino) presenta el mayor potencial para la generación de hidro-

carburos. El resto de la secuencia cenozoica es más proclive a generar gas (Kerógeno tipo III, húmico terrestre).

Se presentaron flujos de gas en los pozos P5, P7, P8-1, P8-2, P11, P10, P13, con presencia de hidrocarburos líquidos en el pozo P11 a los 246.0 metros. El flujo de gas dificultó la perforación y fue causal de abandono de algunos pozos.

Las profundidades alcanzadas estuvieron entre 20 y 673 metros, teniendo un promedio de 353 metros para los 18 pozos perforados.

### Nota

A la fecha la ANH finalizó la adquisición de 265 km de sísmica 2D mediante el programa Sinú-San Jacinto 08.

#### • Diagrama de Van Krevelen

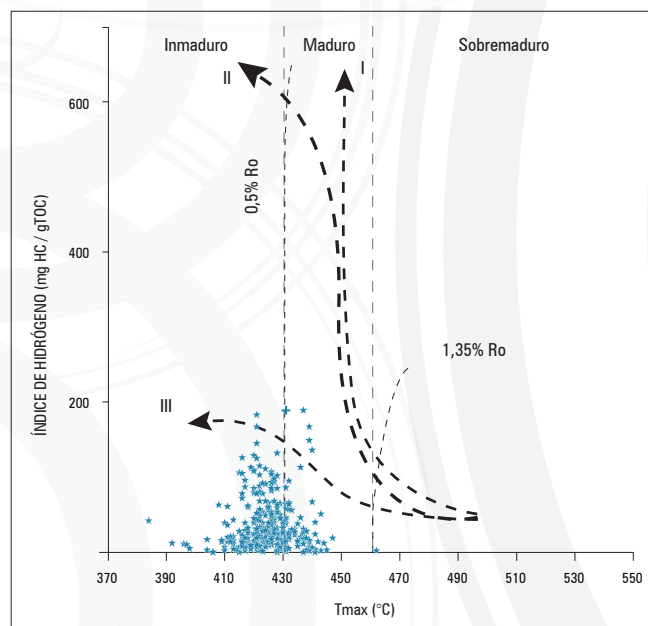


FIGURA 6. Diagramas de Van Krevelen modificado (CPSJ y CPS). Universidad de Caldas, 2008.



# Tumaco

COLOMBIA:  
The perfect environment for Hydrocarbons

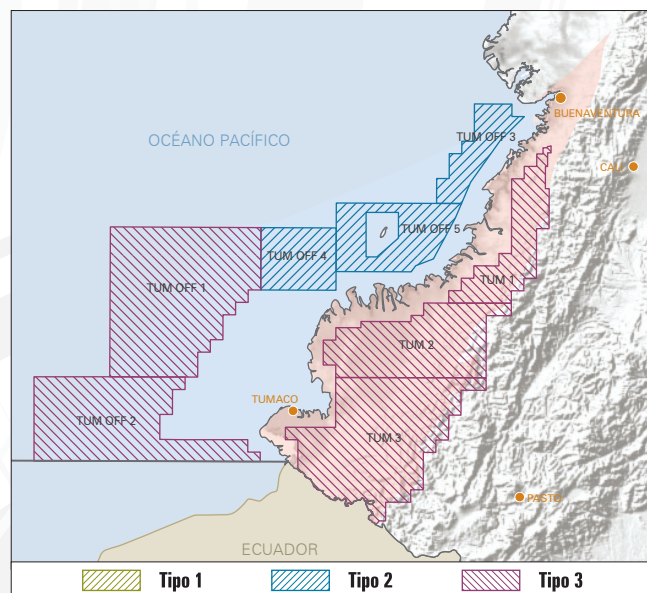


FIGURA 1. Mapa de ubicación del área y de los bloques.

## Generalidades

La Cuenca Tumaco, hace parte de la región fisiográfica del Norte de Ecuador-Sur de Colombia (Figura 1). La Cuenca es alargada en dirección aproximada N30°E y asimétrica: la margen occidental, presenta mayor pendiente que su flanco este, y se profundiza y se hace más amplia hacia el suroeste.

Mediante interpretación sísmica, gravimétrica y magnetométrica, fue claramente identificado un cinturón de altos estructurales, del que forma parte el paleoalto de Remolino Grande; este cinturón separa la cuenca Tumaco en dos sectores que presentan diferentes estilos estructurales: 1) Cuenca interna ubicada mayoritariamente costa adentro de tipo transpresivo y 2) Cuenca externa, ubicada en su totalidad costa afuera, de tipo compresivo (Figura 2). Estructuralmente la cuenca está delimitada por la Falla de Garrapatas al norte; al este por el Sistema de Fallas Occidental de la Cordillera Occidental y por la Trinchera Colombo-Ecuatoriana en el Océano Pacífico. En términos generales la Cuenca Tumaco es una estructura antearco que contiene una megasecuencia premiocénica y tres secuencias postmiocénicas tempranas. Estas fueron en su gran mayoría depositadas en ambientes marinos de plataforma y talud continental, sobre un basamento compuesto por rocas metasedimentarias y volcánicas de edad cretácica.

## ASPECTOS CLAVE

<b>Cuenca</b>	▶ Tumaco osta adentro y costa afuera
<b>Tipo de cuenca</b>	▶ Arco frontal
<b>Área de la cuenca</b>	▶ Tumaco costa adentro 23 732 km <sup>2</sup> / 2 373 242 Ha ▶ Tumaco costa afuera 34 553 km <sup>2</sup> / 3 455 269 Ha
<b>Área disponible</b>	▶ 42 971 km <sup>2</sup> / 4 297 116 Ha
<b>Pozos perforados</b>	▶ Tumaco costa adentro 3 ▶ Tumaco costa afuera 2
<b>Espesor máx. cobertura productiva</b>	▶ 10 800 m
<b>Sísmica 2D</b>	▶ Pacífico-73, Pacífico-82, Tumaco-91, Tumaco-92, Sisteur-2000
<b>Roca Generadora</b>	▶ Limolitas y areniscas de grano fino del Oligoceno
<b>Roca Reservorio</b>	▶ Rocas calcáreas, areniscas y conglomerados del Mioceno
<b>Roca Sello</b>	▶ Lodolitas del Mioceno Tardío
<b>Tipo de hidrocarburo</b>	▶ Potencialmente petróleo y gas

De acuerdo a datos gravimétricos, la profundidad máxima al basamento puede alcanzar los 10 800 m para la cuenca costa adentro.

## Geología del petróleo

### Evidencia de Hidrocarburos

La Cuenca Tumaco indica tener los elementos necesarios para ser un objetivo importante en la exploración de hidrocarburos. La presencia de muestras de hidrocarburos en los pozos Remolino Grande-1, Majagua-1 y Chagüi-1 indica que la roca generadora pudo haber alcanzado la maduración térmica necesaria para producir petróleo y gas. Estas evidencias se encontraron en tres de los cinco pozos perforados:

- Majagua-1, produjo *shows* de gas en limolitas y areniscas de grano fino del Oligoceno-Mioceno.
- Chagüi-1, produjo *shows* de aceite en limolitas del Mioceno.
- Tambora-1, produjo gas y asfalto en las rocas clásticas del Cenozoico.

Para fines de correlación se han definido cuatro unidades cronoestratigráficas en el intervalo Oligoceno tardío a Plioceno temprano, las cuales están limitadas por discordancias. Desde la más joven a la más antigua son: (1) el Mioceno tardío a Plioceno temprano; (2) el Mioceno medio a Mioceno tardío; (3) el Mioceno medio y (4) el



Oligoceno tardío a Mioceno medio basal. La sucesión ambiental de deposición indica: (a) una secuencia profunda (talud) de edad Oligoceno a Mioceno medio y, (b) una secuencia más joven (talud a plataforma) de edad Mioceno medio a Mioceno tardío y secuencias más jóvenes.

### Roca generadora

La presencia de rocas generadoras en la Cuenca Tumaco, está documentada con base en la caracterización geoquímica de las unidades del intervalo Oligoceno, conformadas por limolitas y areniscas de grano fino.

### Migración

De acuerdo con los modelos 1D realizados (pseudopozo Tumaco), intervalos que hayan alcanzado profundidades superiores a los 6100 metros, entraron en la ventana de generación de aceite.

El modelo 1D sugiere que los tiempos de expulsión más importantes se produjeron entre los últimos 3

a 7 millones de años. La presencia de trampas estructurales como pliegues asociados a fallas de propagación, sistemas de fallas rumbo-deslizantes, estructuras de diapiros de lodo y estructuras en flor, entre otros, anteriores al tiempo de expulsión, combinadas con la presencia de rocas sello (lodolitas) de edad Mioceno tardío, puede generar las condiciones necesarias para la configuración de *plays*.

### Roca Reservorio

Los principales reservorios corresponden a rocas calcáreas, areniscas y conglomerados asociadas al intervalo del Mioceno.

### Roca Sello

Se consideran como probables rocas sello los estratos lodosos con intercalaciones de areniscas y limolitas del Mioceno tardío.

### Trampas

Los hidrocarburos generados han migrado y posiblemente han sido en-

trampados en anticlinales asociados a diapiros de lodo, pliegues *roll-over* asociados a fallas listricas normales; cierres amplios asociados a pliegues de propagación de fallas; anticlinales relacionados con cabalgamientos y numerosas trampas estratigráficas.

### Sísmica representativa

A nivel regional se han adquirido dos programas sísmicos: PACÍFICO-73 y PACÍFICO-82. En 1992, ECOPEL realizó el proyecto sísmico Tumaco-90, en el cual se registraron 290 km distribuidos en cinco líneas costa adentro: NT-90-1100, NT-90-1820, NT-90-2870, NT-90-6230 y NT-90-1200 (Figuras 3 y 4).

En los años 2000 y 2005, los cruceros SISTEUR y AMADEUS adquirieron sísmica de reflexión marina multicanal a profundidad y datos sísmicos de amplio ángulo usando Sísmómetro de Fondo Oceánico (*Ocean Bottom Seismometer*), a lo ancho de la margen norte de Ecuador y el sur de Colombia.

### Sección transversal esquemática

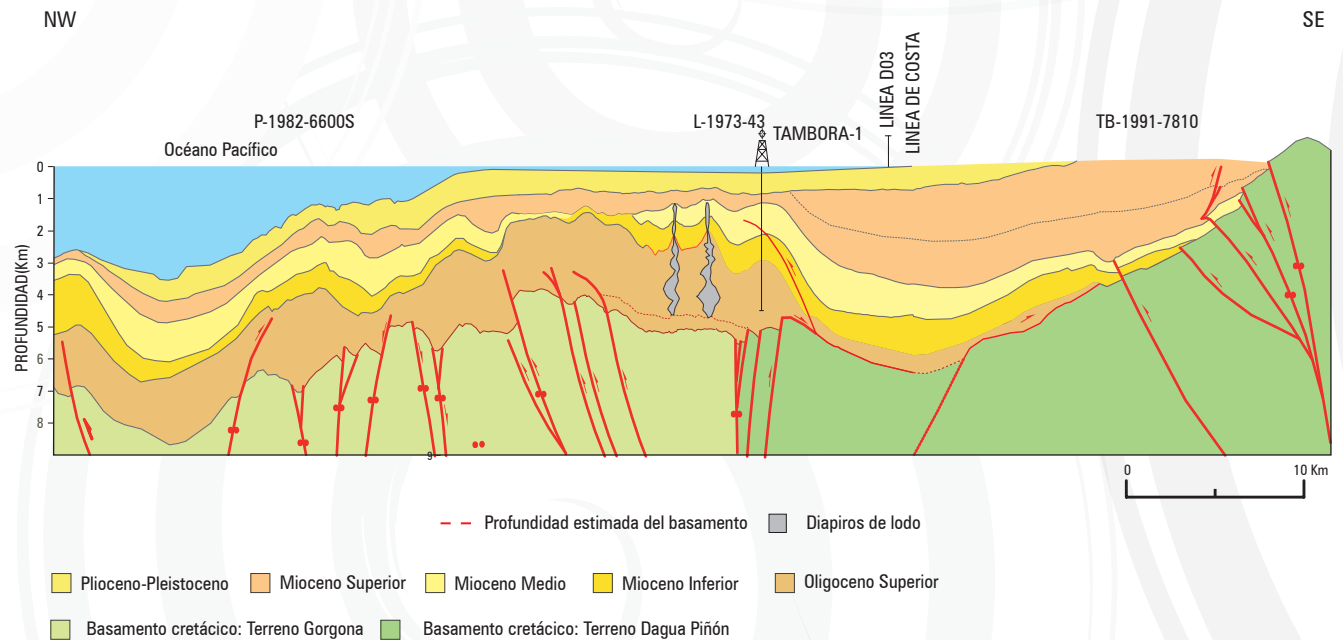


FIGURA 2. Sección esquemática al norte de la cuenca Tumaco, en cercanías al pozo Tambora-1.

• • Interpretación de líneas sísmicas

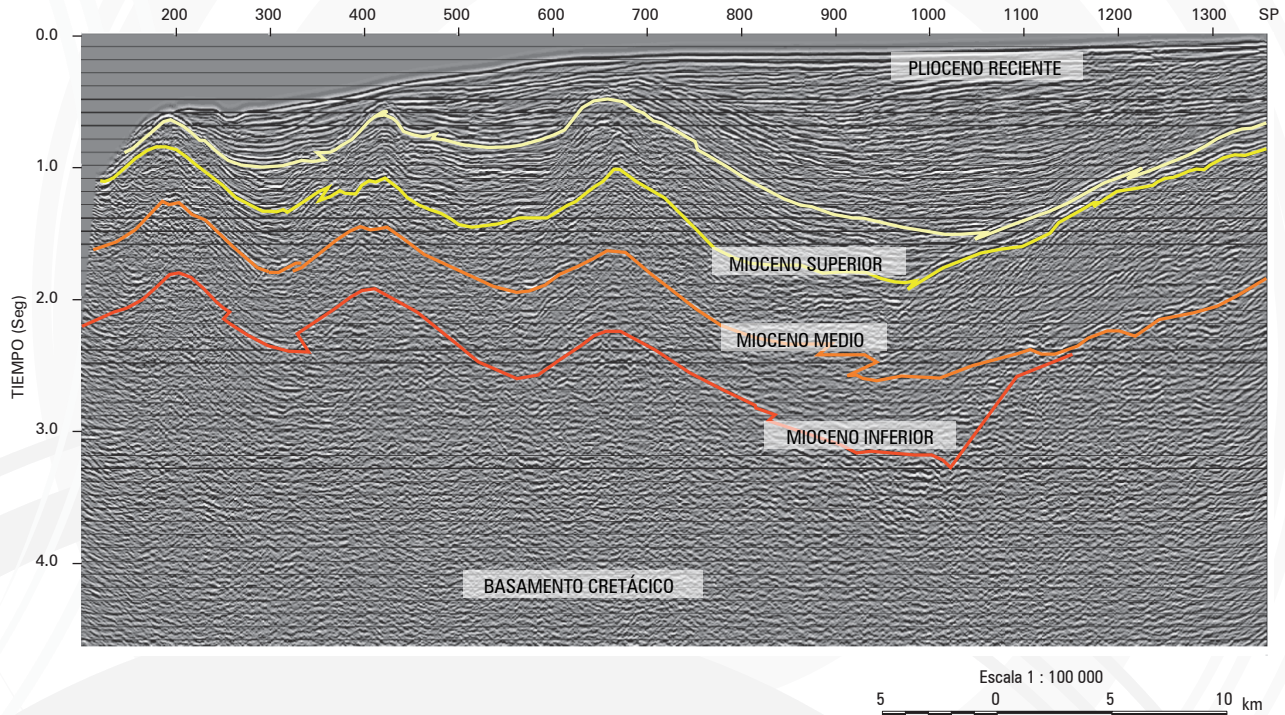


FIGURA 3. Interpretación de la sección sísmica P-1982-4025S localizada costa afuera al norte del Municipio de Tumaco. Se interpretan tres anticlinales asociados con cabalgamientos antitéticos a una superficie principal con vergencia oriental. Sector oriental del bloque TUM OFF 4.

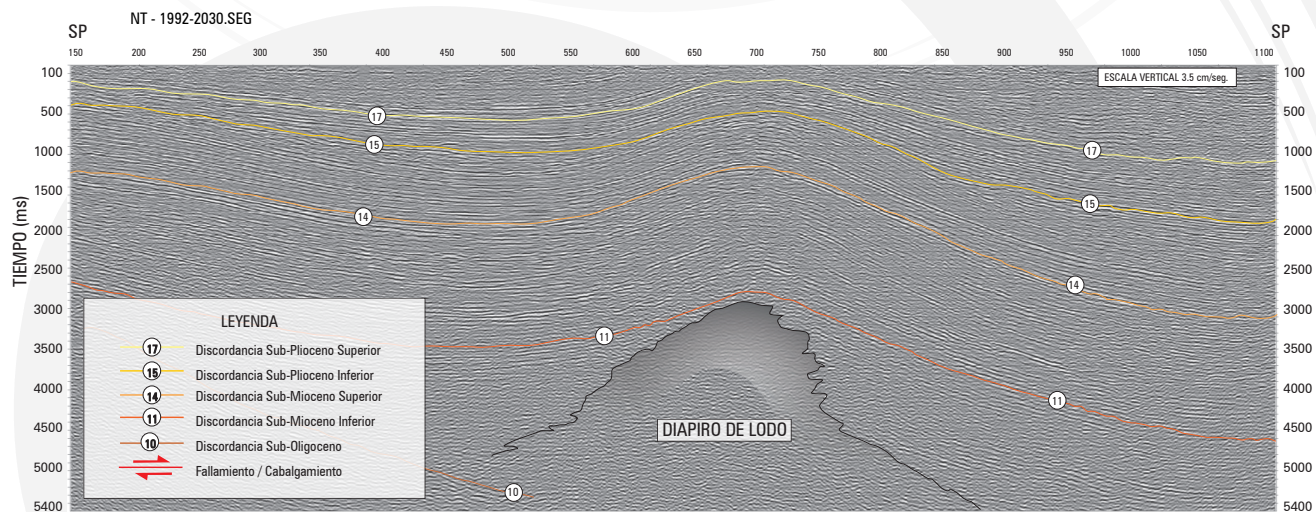


FIGURA 4. Interpretación de la sección sísmica NT-1992-2030 localizada costa adentro al noreste del Municipio de Tumaco. Interpretación de un pliegue asociado con diapirismo de lodo o, posiblemente, reactivación tectónica local en el basamento (?). Sector occidental del bloque TUM 3.

### Geoquímica

El estudio geoquímico indicó que la secuencia analizada en los diferentes pozos se encuentra en general inmadura, con excepción de algunas muestras que se ubican en el inicio de la ventana de generación de aceite.

El resultado del análisis de geoquímica orgánica indica que el tipo de kerógeno predominante en toda la secuencia es III, sin embargo, algunas muestras indican mezcla II/III, e incluso algunas muestras se localizan en el área



### •• Diagramas de Van Krevelen

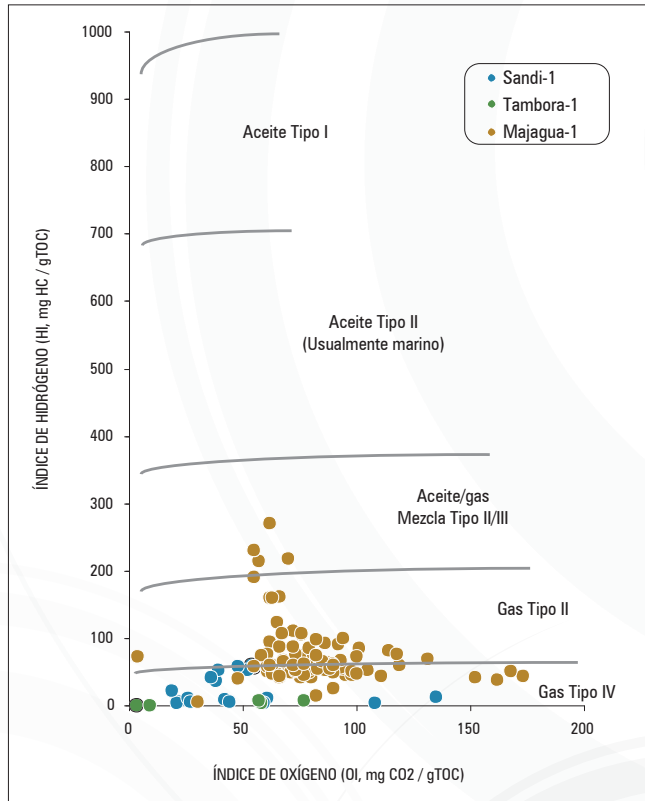


FIGURA 5. Diagrama de Van Krevelen.

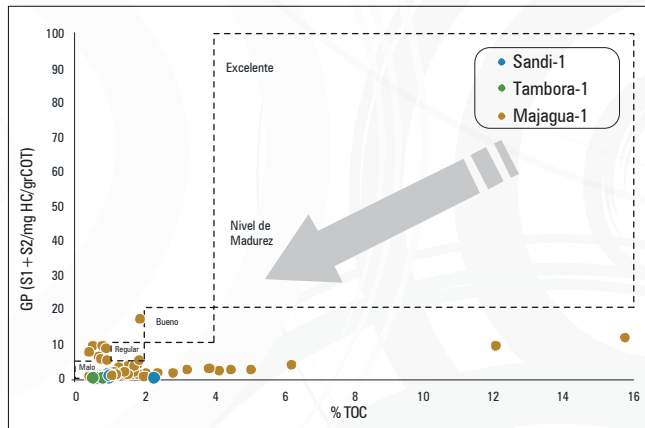


FIGURA 6. Potencial genético Vs. TOC.

de kerógeno tipo II, generador principalmente de aceite.

A pesar de que el potencial generador varía de bajo a medio, algunas muestras presentan un TOC excelente (2 a 16%), por lo tanto, es muy factible que el intervalo generador (Oligoceno-Mioceno), registrado en el pozo Majagua-1, tenga un potencial alto para generar hidrocarburos líquidos y gaseosos (Figura 5 y 6).

La tasa de transformación es bastante alta e importante en el pseudo-pozo Tumaco (Línea sísmica NT-1990-2870), si las facies geoquímicas caracterizadas se conservan hacia este punto, debe generarse hidrocarburos líquidos en esta parte profunda de la cuenca.

### Prospectividad

La Cuenca se profundiza y se hace más amplia hacia el suroeste. Su depocentro principal se encuentra cerca de la Bahía Tumaco un poco más hacia el este (costa adentro) donde alcanza profundidades cercanas a 9 km según datos obtenidos por métodos aeromagnetogravimétricos.

Se han perforado los pozos Remolino Grande-1, Chagui-1 y Majagua-1. El pozo Chagui-1 se perforó sobre un anticlinal producido por diapirismo, presentó manifestaciones de aceite y gas; la bioestratigrafía del pozo Majagua-1 indica que se perforó el intervalo Mioceno; por último el pozo Remolino Grande-1 se perforó sobre un alto del basamento y presentó manifestaciones de hidrocarburos líquidos en los núcleos de pared.

La presencia de trampas estructurales como pliegues asociados a fallas de propagación, sistemas de fallas rumbo-deslizantes, estructuras de diapiros de lodo y estructuras en flor entre otros, antes de que ocurriera el tiempo de expulsión, combinado con la presencia de rocas sello (lodolitas) de edad Mioceno tardío, sugiere que la cuenca ofrece interesantes oportunidades exploratorias.

### Nota

La ANH tiene proyectada la perforación de dos pozos estratigráficos convencionales con profundidades aproximadas de 3000 metros. Así mismo se está desarrollando el mejoramiento de la cartografía de superficie apoyada con la perforación de 3 pozos estratigráficos someros tipo *Slim holes*.



COLOMBIA:  
The perfect environment for Hydrocarbons

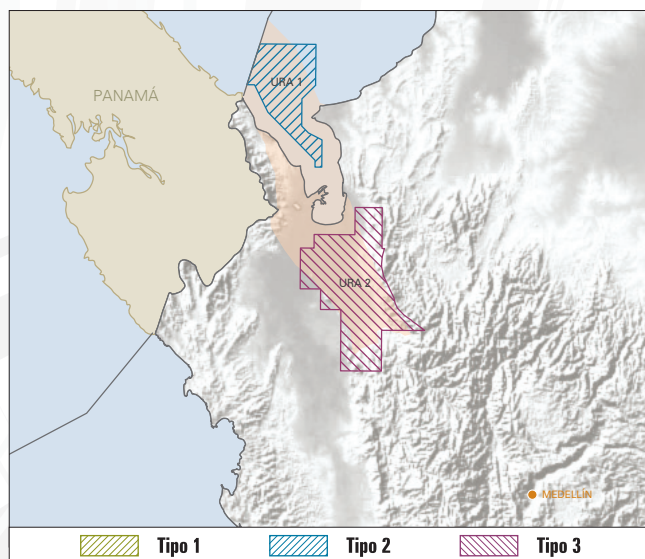


FIGURA 1. Mapa de ubicación del área y de los bloques.

## Generalidades

La Cuenca Urabá se localiza en el extremo noroccidental de Colombia en los límites con Panamá (Figura 1). Cubre una superficie total de 9417 km<sup>2</sup> y comprende dos ambientes fisiográficos: un sector marino ubicado en el golfo del mismo nombre con un área de 4150 Km<sup>2</sup> y un sector costa adentro con dos subambientes con características geológicas y fisiográficas diferentes. El primero está formado por una morfología plana conformada por llanuras fluvio-marinas y marismas con un área de 3740 km<sup>2</sup>. El segundo subambiente comprende una morfología montañosa compuesta por rocas sedimentarias e ígneas ubicadas en los bordes oriental y occidental de la cuenca. El área libre de la Cuenca Urabá se localiza en la parte terrestre, con un área de 3630 km<sup>2</sup>.

## Geología del petróleo

### Roca Generadora

En los pozos Apartadó-1 y Chigorodó-1 se perforaron lutitas con características de roca generadora. La información geoquímica del pozo Necoclí-1, perforado al norte de la Cuenca de Urabá, sobre tres muestras analizadas, indica la presencia de rocas generadoras de edad Mioceno. Aunque los valores de reflectancia de la vitrinita (%Ro) apuntan a que estas rocas están inmaduras, la extrapolación de los datos de madurez sugiere que las rocas pueden alcanzar la ventana de generación de aceite a una profundidad entre 2300 y 2800 metros.

## ASPECTOS CLAVE

Cuenca	▶ Urabá
Tipo de cuenca	▶ Flexural
Área de la cuenca	▶ 9449 km <sup>2</sup> / 944 895 Ha
Pozos perforados	▶ 5
Área disponible	▶ 6649 km <sup>2</sup> / 66 4981 Ha
Sísmica 2D	▶ 678 Km
Roca Generadora	▶ Lutitas del Mioceno
Roca Reservorio	▶ Areniscas cenozoicas
Roca Sello	▶ Arcillolitas cenozoicas
Tipo de hidrocarburo	▶ Petróleo

### Roca Reservorio

La secuencia sedimentaria perforada por los pozos costa adentro Apartadó-1 y Chigorodó-1, corresponde a una sucesión monótona de areniscas intercaladas con arcillolitas localmente limosas. Las rocas siliciclásticas varían de cuarzoarenitas a arenitas líticas, de tamaño de grano fino a conglomerático. ECOPETROL (1982) con base en criterios litológicos, electro-faciales y sísmicos subdividió informalmente la secuencia de estos pozos, en cuatro unidades denominadas A, B, C y D (Figura 2). Los niveles de areniscas de estas unidades pueden eventualmente actuar como reservorios de hidrocarburos.

### Roca Sello

La secuencia perforada por los pozos Apartadó-1 y Chigorodó-1 contiene arcillolitas intercaladas con areniscas lo que conformaría sellos locales para las acumulaciones.

### Trampas

La información sísmica de la Cuenca Urabá muestra que el basamento está inclinado regionalmente hacia el noreste, creando por flexión espacio para acomodar sedimentos en esa dirección. El basamento aflora hacia el margen suroeste de la cuenca.

Fallas normales de bajo desplazamiento y vergencia variable que truncan la secuencia sedimentaria contra el basamento, son interpretadas a partir de la sísmica. Estas estructuras conforman trampas estratigráfico-estructurales, que afectan la parte inferior de la sucesión estratigráfica.

• • Columnas estratigráficas pozos Apartadó-1 y Chigorodó-1

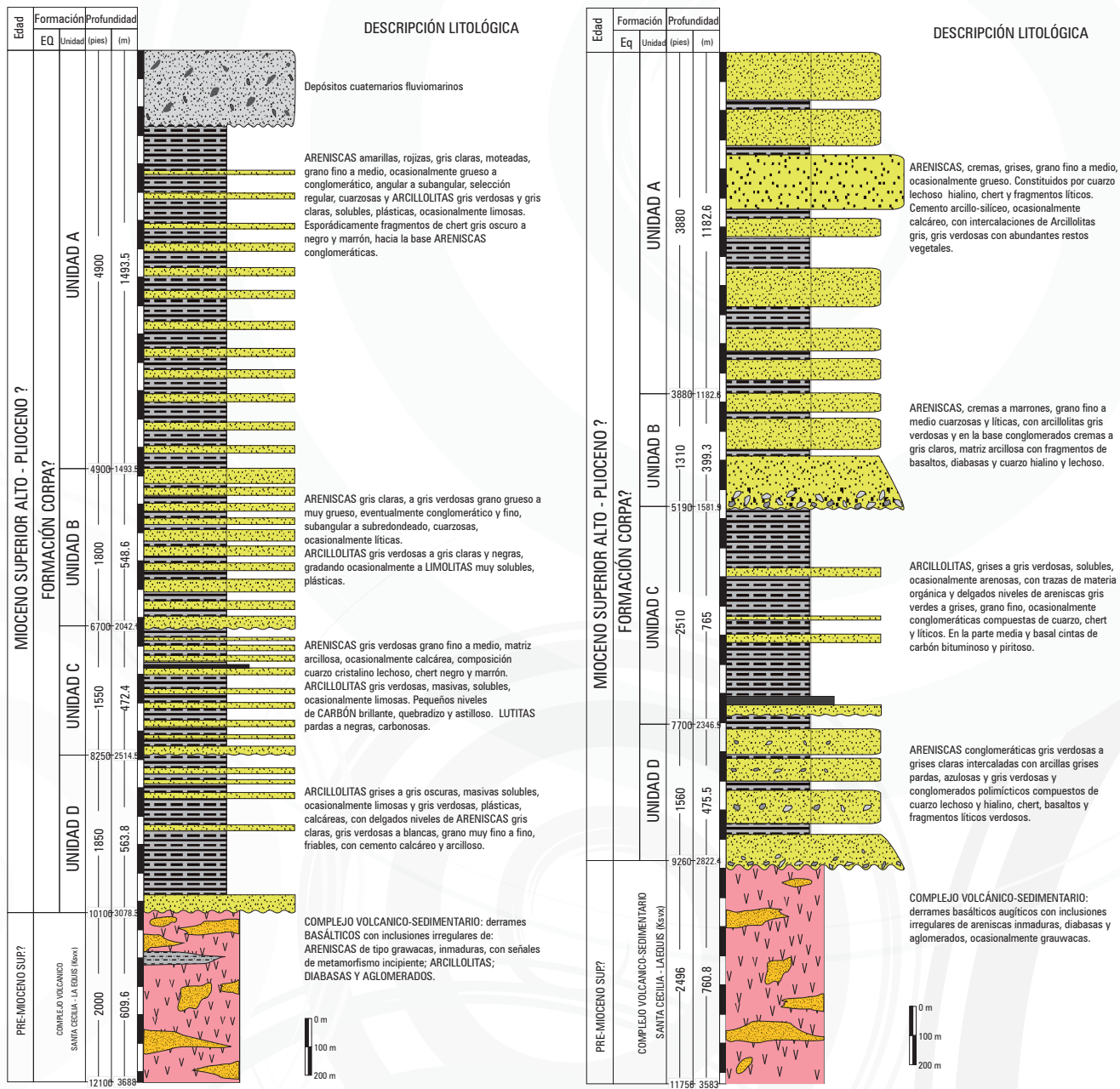


FIGURA 2. Columna litológica de los pozos Apartadó-1 y Chigorodó-1. Modificada de ECOPETROL, 1982a.

La somerización de la cuenca hacia el suroeste permite el acuñamiento de las rocas más jóvenes contra el basamento. Esta geometría favorece la presencia de trampas estratigráficas. El mapa de contornos estructurales muestra la distribución de *plays* en la cuenca, de acuerdo con lo observado en la sísmica (Figura 3). Éstos corresponden con geometrías asociadas a acuñamientos de la secuencia sedimentaria contra el

basamento (trampas estratigráficas), en especial hacia el margen suroeste de la cuenca y truncamientos contra el basamento por fallamiento normal (trampas estratigráfico-estructurales). En la parte costa afuera de la Cuenca Urabá, las trampas corresponden con pliegues asociados a fallas inversas con control estratigráfico, acuñamientos y posibles crecimientos coralinos desarrollados contra la pendiente estructural del basamento.

**Sísmica representativa**

En esta cuenca, los programas sísmicos más representativos son: L-1979, Bajo Atrato-79, Urabá 79 (Figuras 4 y 5).

**Geoquímica**

Se ha realizado una compilación de información geoquímica que incluye datos de pirólisis Rock-Eval y TOC de 3 muestras de zanja del pozo Necoclí-1 cuya profundidad no supera los 1850 metros de profundidad (Figura 6).

•• Mapa de contornos estructurales

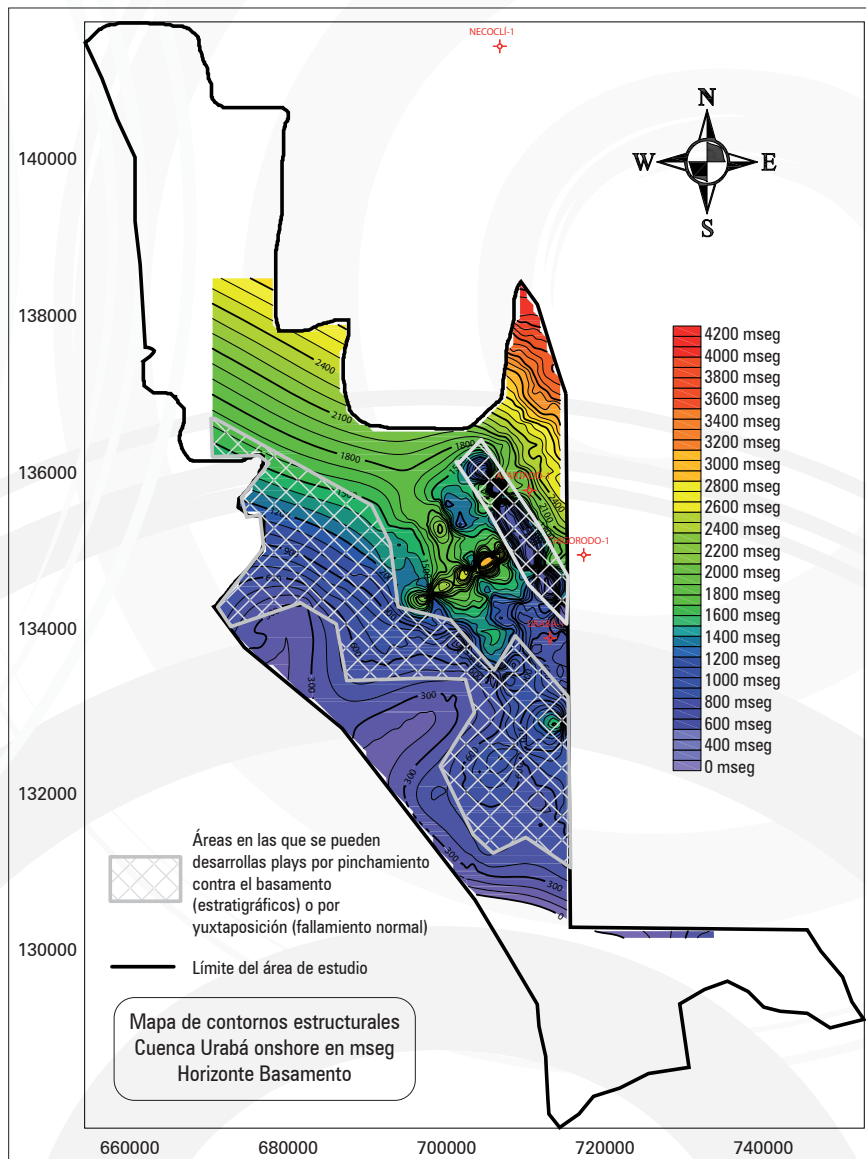


FIGURA 3. Distribución de plays de acuerdo con la información sísmica. Las áreas delimitadas en gris corresponden con las zonas en las que se pueden observar geometrías asociadas a acuñamientos contra el basamento y/o truncamientos contra el basamento por fallas normales.

•• Interpretación de líneas sísmicas

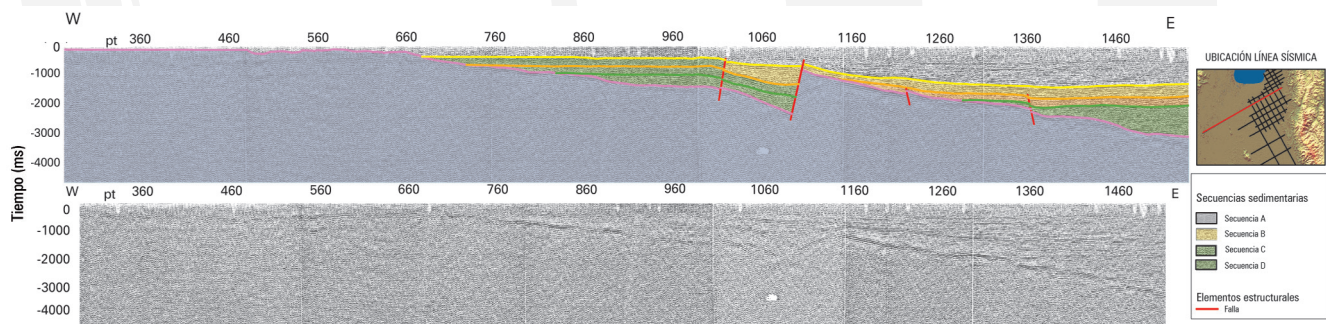


FIGURA 4. Interpretación de línea sísmica L-1979-18, con el trazado de los horizontes sísmicos a partir de las discordancias o límites. Abajo, línea sin interpretar. Sector noroccidental del bloque URA 2.

Prospectividad

Los pozos permiten identificar la presencia de areniscas a lo largo de la secuencia sedimentaria, que serían reservorios. De otro lado las arcillolitas intercaladas en la secuencia podrían actuar como sellos locales. Las fallas normales crean trampas estratigráfico-estructurales por truncamiento contra el basamento, con posibilidad de formar trampas estratigráficas por traslape sobre el basamento hacia el suroeste.

La generación de hidrocarburos se ha planteado con modelos basados en la información existente. Para esta cuenca puede postularse la posibilidad de generación de gas biogénico a partir de rocas inmaduras.

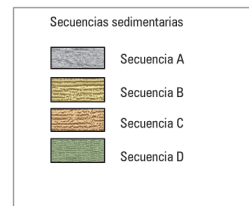
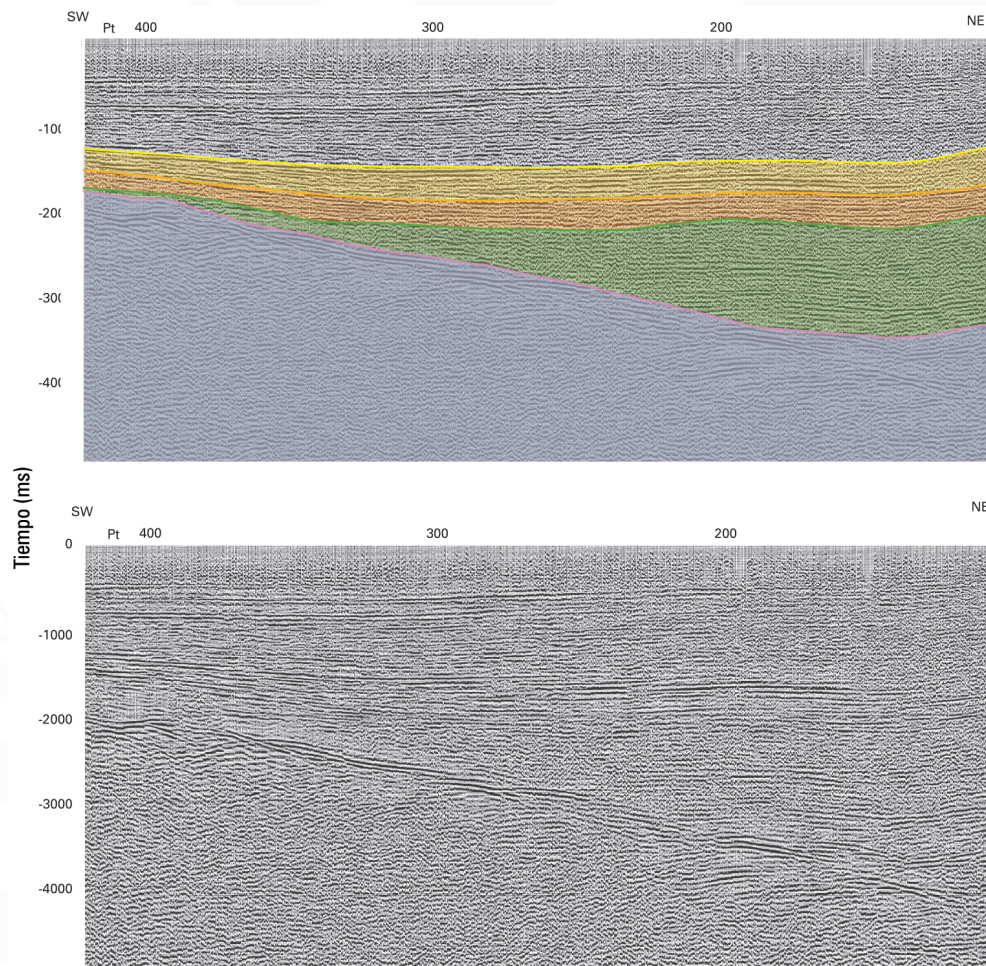


FIGURA 5. Interpretación de línea sísmica L-1979-18.5 con el trazado de las secuencias sísmicas a partir de las discordancias o límites. Abajo, la línea sin interpretar. Sector norte del bloque URA 2.

• • Diagrama de Van Krevelen

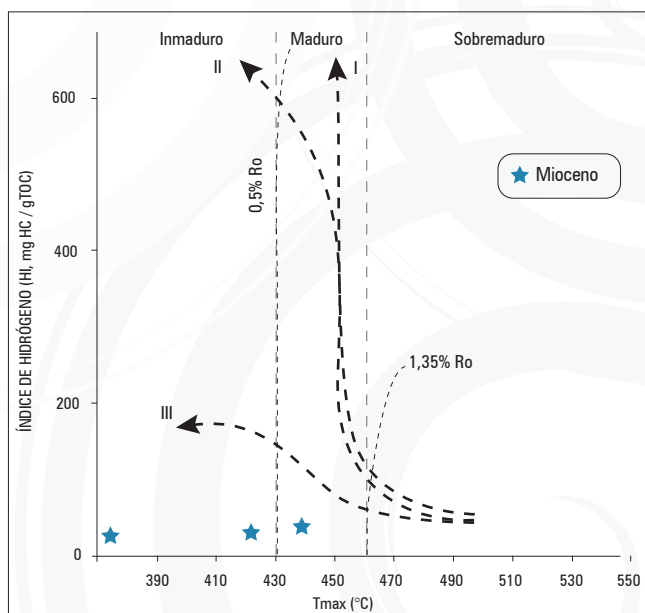


FIGURA 6. Gráfico de Índice de Hidrógeno vs. Tmax de las muestras estudiadas en el pozo Necoclí-1.



# Valle Medio del Magdalena

COLOMBIA:  
The perfect environment for Hydrocarbons

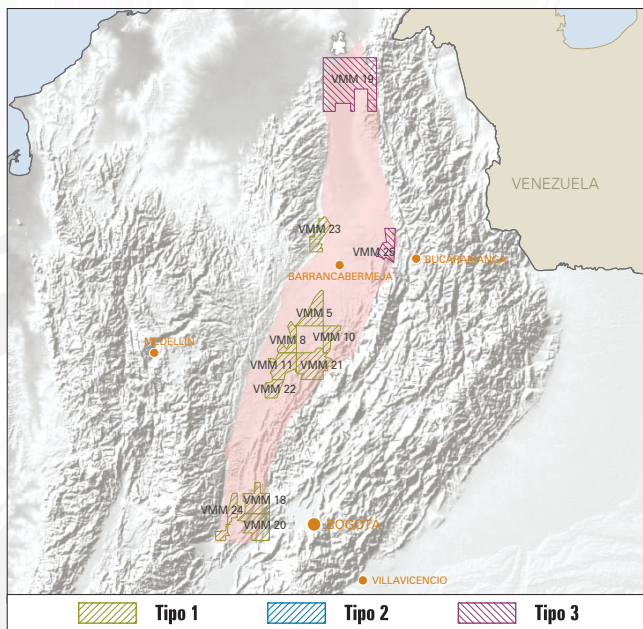


FIGURA 1. Mapa de ubicación del área y de los bloques.

## 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

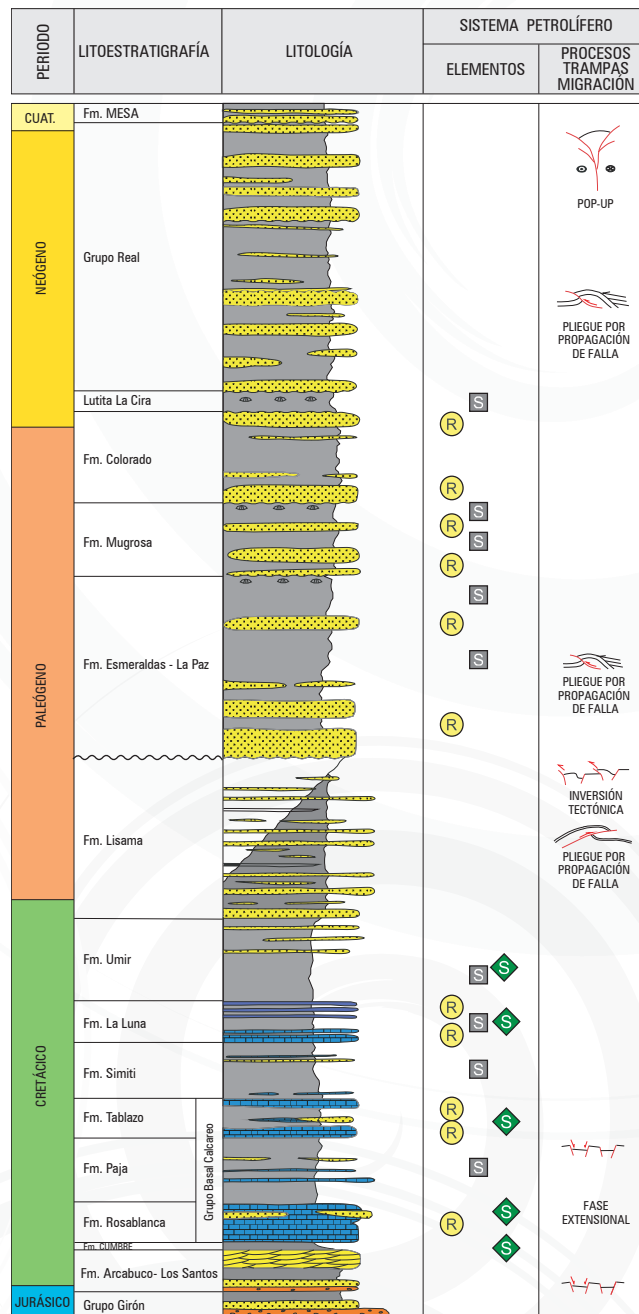


FIGURA 2. Columna estratigráfica generalizada. Tomado de B&M Exploration Ltda. 2008.

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

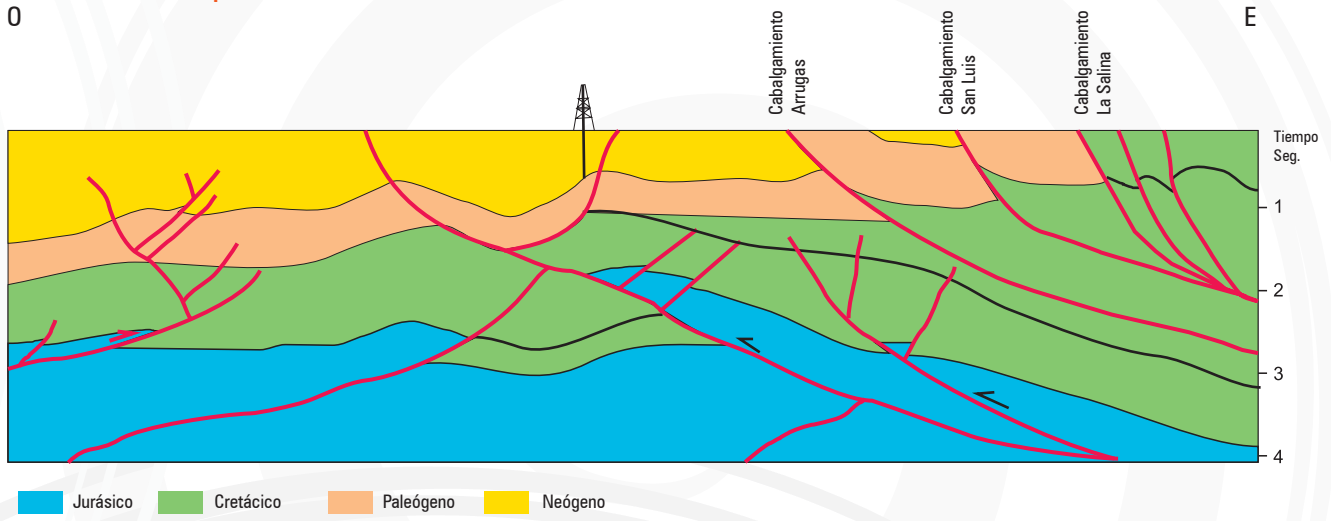


FIGURA 3. Sección transversal esquemática. Tomado de: Cuencas Sedimentarias Colombianas, ANH 2007.

•• Líneas sísmicas

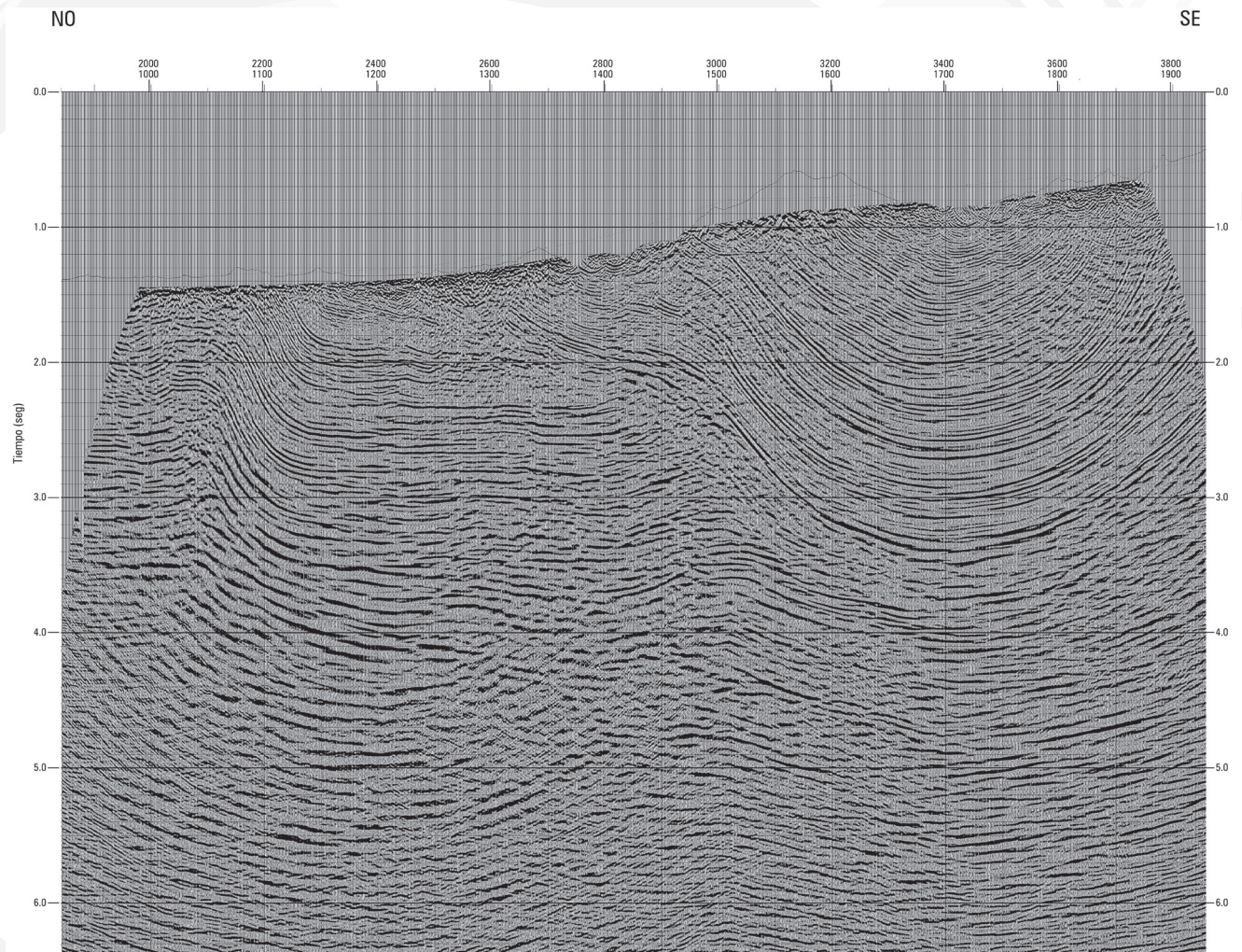


FIGURA 4. Línea sísmica CBI-2007-100\_56093\_M\_I-IPSTM, en el área de San Juan de Río Seco-Cundinamarca. Sector sur del bloque VVM 18.



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).

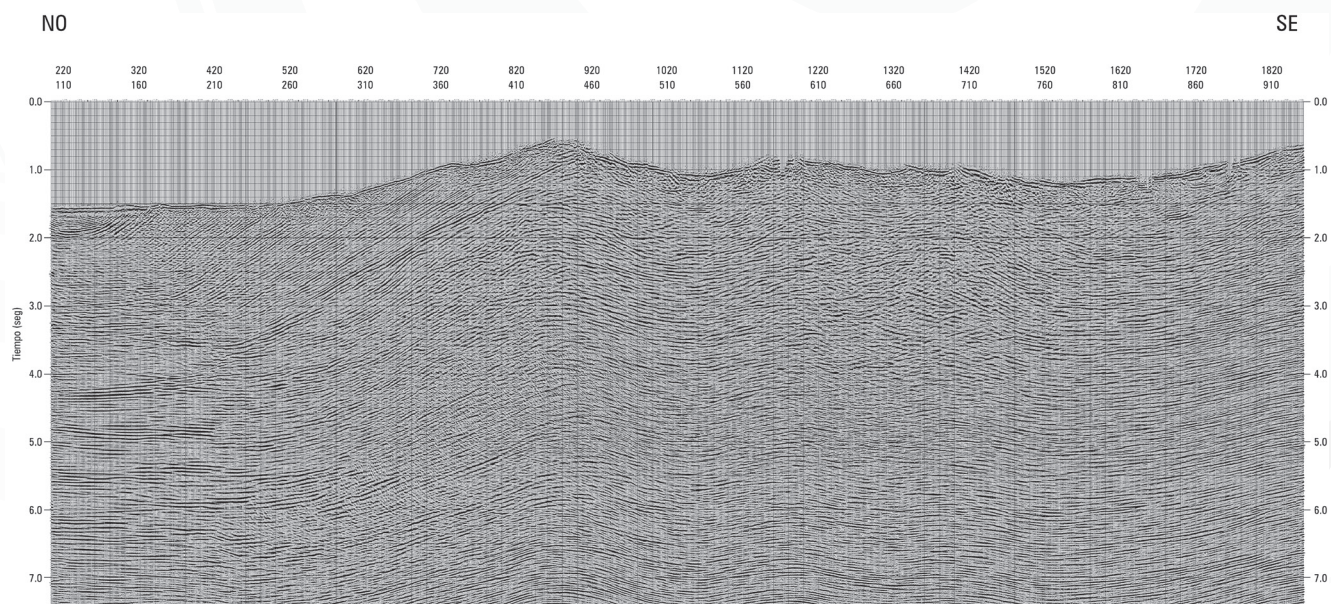


FIGURA 5. Línea sísmica LAT-1996-40\_190759\_M\_I-IPSTM\_PEPSAINT\_2007\_613172. Sector oriental del bloque VMM 21 y sector occidental del bloque COR 18.

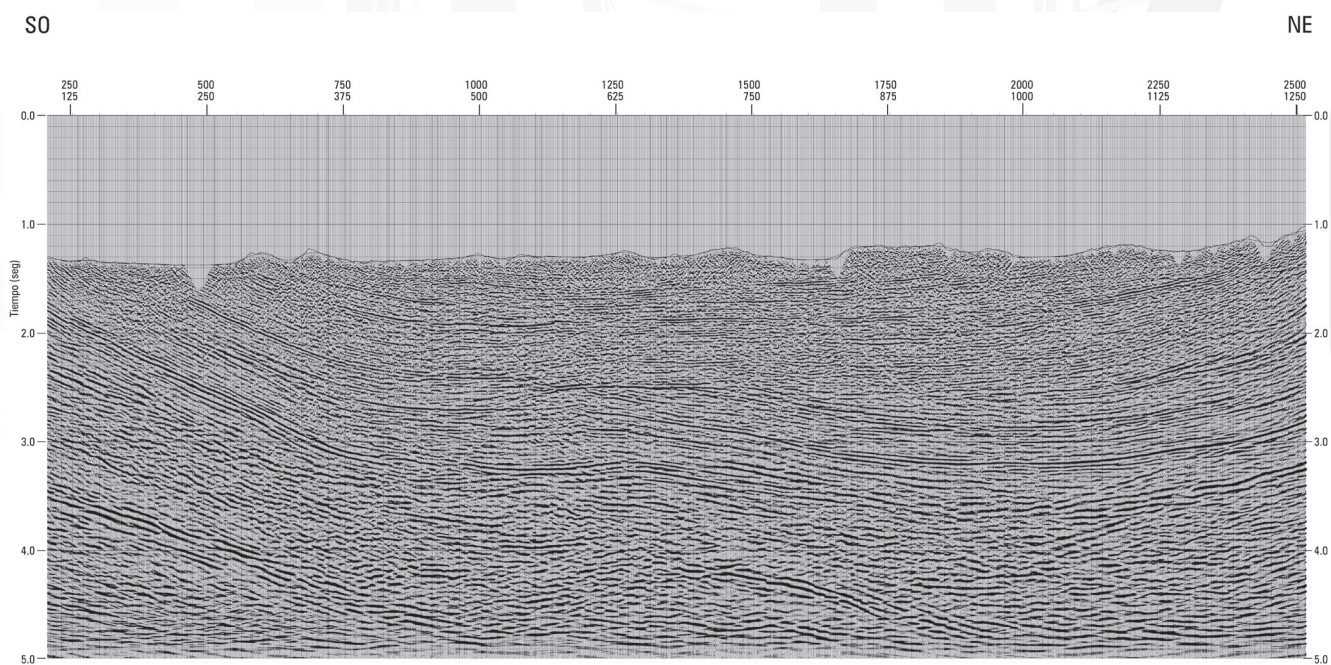


FIGURA 6. Línea sísmica HCCA-1997-07\_190524\_MIG\_I-I\_PETROSEIS\_2007\_611649. Sector occidental del bloque VMM 20.



# Vaupés-Amazonas

COLOMBIA:  
The perfect environment for Hydrocarbons

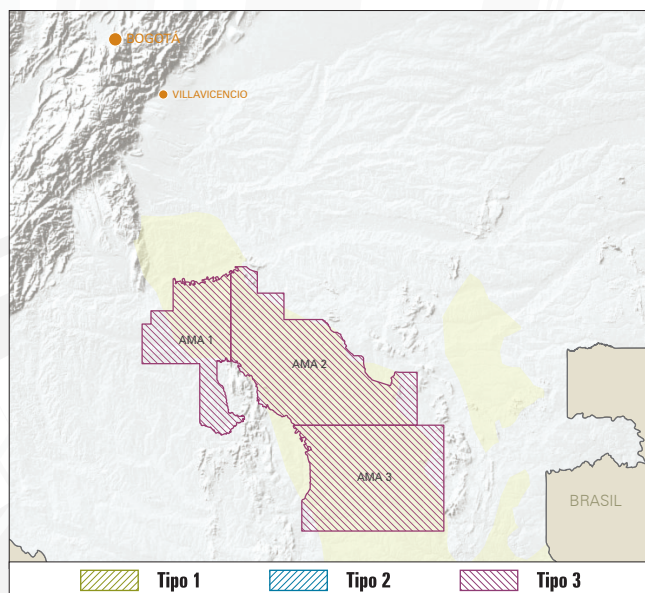
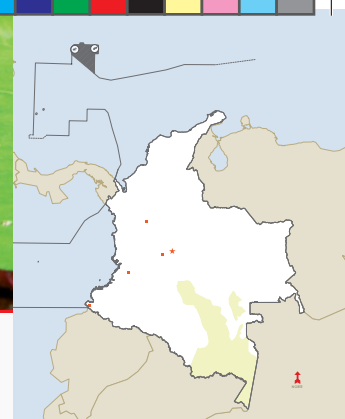


FIGURA 1. Mapa de ubicación del área y de los bloques.

## Generalidades

La Cuenca Vaupés-Amazonas es una cuenca intracratónica con un área de aproximadamente 155 000 km<sup>2</sup>, localizada en el extremo sureste de Colombia (Figura 1). Se encuentra limitada al norte por el río Guaviare y el Alto del Vaupés; hacia el sur por los ríos Amazonas y Putumayo los cuales se encuentran en el límite de la cuenca Solimões de Brasil; al occidente limita con los altos de Iquitos y Yarí; y hacia el este se encuentra el Complejo Migmatítico del Mitú y la frontera con Brasil. Tres depocentros han sido identificados en la Cuenca Vaupés-Amazonas: Chiribiquete, Vaupés y Amazonas Sur.

El registro estratigráfico de la Cuenca Vaupés-Amazonas está representado por metamorfitas del Complejo Migmatítico del Mitú, sobre el cual se encuentra en forma discordante la Formación Piraparaná del Proterozoico, suprayacida en forma discordante por la Formación Araracuara del Ordovícico. El Paleozoico Superior está representado por las Calizas de Berlín y las areniscas superiores del Pérmico. No hay registro Mesozoico, y el Cenozoico lo constituye una secuencia de arcillolitas con intercalaciones de capas de lignitos pertenecientes al Neógeno y al tope se encuentran depósitos aluviales y arenas eólicas del Holoceno (Figura 2).

El estilo estructural de la Cuenca Vaupés-Amazonas está caracterizado por grandes planicies sin expresiones geomorfológicas notables, las fallas y lineamientos se presentan en dos direcciones predominantes; la primera NNE-SSW de

## ASPECTOS CLAVE

Cuenca	▶	Vaupés-Amazonas
Tipo de cuenca	▶	Intracratónica
Área de la cuenca	▶	154 867 km <sup>2</sup> / 15 486 731 Ha
Área disponible	▶	42 292 km <sup>2</sup> / 4 229 202 Ha
Pozos perforados	▶	4
Sísmica 2D	▶	1500 km
Roca Generadora	▶	Calizas del Paleozoico Superior Formación Gacheta al NW
Roca Reservorio	▶	Areniscas del Paleozoico Superior Areniscas de la Formación Carbonera al NW
Roca Sello	▶	Shales del Paleozoico Superior Shales de la Formación Carbonera al NW
Tipo de hidrocarburo	▶	Crudos pesados, medianos y gases

probable edad proterozoica, que delimita bloques levantados y hundidos a modo de valles tipo *rift* intracontinentales; y la segunda, con dirección NW-SE, probablemente originada en el Proterozoico Inferior y con reactivación en el Cenozoico.

Los estudios sísmicos y gravimétricos han permitido la identificación de las subcuencas de Chiribiquete y Vaupés, y otro depocentro en el área sur del Amazonas colombiano. El depocentro de Chiribiquete, localizado al centro de la cuenca, tiene una profundidad promedio de 2000 metros y está separado por el Alto de Apaporis del depocentro del Vaupés con una profundidad de 4000 m aproximadamente limitando al oriente con el Complejo Migmatítico de Mitú.

El pozo estratigráfico Vaupés-1 alcanzó una profundidad de 1600 metros, de los cuales 1500 metros corresponden a areniscas precámbricas y 60 metros a gabros. En la región nororiental de la cuenca en límites con la Cuenca de los Llanos Orientales se han perforado tres pozos; Chafurray-1, SA-1 y SA-8 los cuales presentaron manifestaciones de crudos pesados en la Formación Carbonera.

Se propone la existencia de tres sistemas petrolíferos en la Cuenca Vaupés-Amazonas. 1) El sistema del Paleozoico Inferior, 2) El sistema Paleógeno-Neógeno, y 3) El sistema Chipaque-Carbonera.

## Geología del petróleo

### Evidencia de Hidrocarburos

La Cuenca Vaupés-Amazonas tiene como análoga la Cuenca de Solimões, al sur, en el Brasil, donde se ha probado positivamente acumulaciones de hidrocarburos (Figura 3).



## •• Columna estratigráfica generalizada

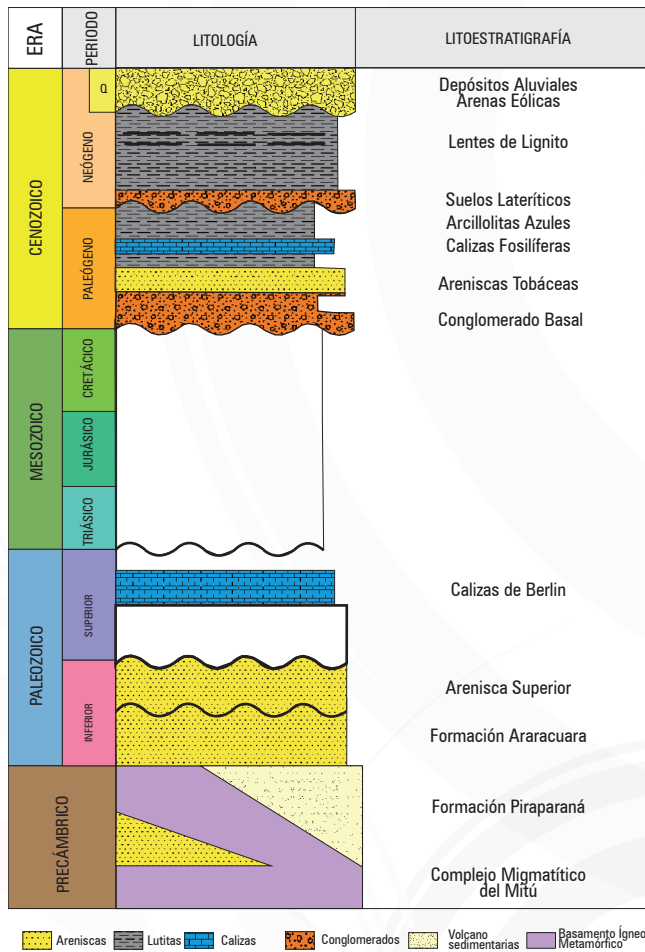


FIGURA 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Amazonas. Modificado de Córdoba *et al.* (1992).

Los pozos Chafurray-1, SA-1, y SA-8 presentan muestras de hidrocarburos en la Formación Carbonera, cerca al límite con la Cuenca Llanos Orientales. En afloramientos no hay reportados rezumaderos de crudo o gas para la Cuenca Vaupés-Amazonas, lo que no descarta la presencia de estos, ya que más al sur en la Cuenca de Solimões en Brasil, existen reportes de rezumaderos de crudos asociados con fallas.

### Roca Generadora

Algunos estudios especulan sobre las posibilidades que pueden tener los niveles arcillosos ricos en materia orgánica en el tope de la Formación Araracuara, así como los niveles de calizas devónicas, al oeste de Araracuara, que podrían constituir una roca fuente. Igualmente, la caliza de Berlín, de edad Devónico Superior, también podría ser una roca generadora. Hasta el momento no se han analizado muestras representativas del Paleozoico Superior de la Amazonía Colombiana que demuestren algún potencial como roca generadora.

Algunos autores reportan la presencia de mantos de carbón tipo lignito, en las áreas de Chiribiquete, Araracu-

ra y Leticia, en consecuencia estas áreas presentan algún potencial de gas asociado a carbón.

Para la zona noroeste se propone la Formación Gacheta como generadora de hidrocarburos, el cual está más relacionado con el sistema petrolífero Gacheta-Carbonera, de la Cuenca Llanos Orientales.

### Migración

El modelo tectónico de subsidencia termal de la cuenca intracratónica con la presencia de estructuras tipo graben indica que la maduración de los hidrocarburos se da como resultado del hundimiento de la cuenca y el consiguiente incremento de la temperatura. En la cuenca amazónica colombiana la migración del petróleo y/o gas se daría a lo largo de las fallas como se ha observado en la Cuenca de Solimões, en Brasil.

Para el sector noroeste se asume que la migración debió ser similar a la franja de crudos pesados de la cuenca de los Llanos Orientales, los hidrocarburos migraron a lo largo de las fallas hasta la parte norte de la cuenca Vaupés-Amazonas.

### Roca Reservorio

En general, se considera que en la Cuenca del Amazonas las areniscas de la Formación Araracuara y la "Unidad Areniscas del Terciario Superior" son las que presentan mejores características de roca almacenadora.

Se han estudiado rocas reservorio de edad Precámbrica pertenecientes a la Formación Piraparaná a partir de núcleos de perforación obtenidos en el pozo Vaupés-1. Estas rocas reservorios consisten en sublitoarenitas feldespáticas, cuarzoarenitas y subarcosas que en el intervalo entre 120 y 600 metros de profundidad presentan porosidades entre 2% y el 11%.

Hacia el noroeste se proponen los niveles arenosos de la Formación Carbonera, los cuales presentan porosidades favorables para la acumulación de hidrocarburos.

### Roca Sello

Las formaciones arcillosas del Cenozoico podrían constituir una capa sello para la cuenca amazónica de Colombia. Otros intervalos que servirían como niveles sello son los paleosuelos que frecuentemente se encuentran en las discordancias, como los identificados en el Paleozoico Inferior y Superior de la Cuenca del Amazonas.

Hacia el noroeste se proponen los niveles de shales de la Formación Carbonera, como sellos locales.

### Trampas

La interpretación sísmica del programa RÍOS 91, el cual se adquirió a lo largo de los ríos Amazonas, Putumayo y Caquetá muestra estructuras sub-horizontales en las cuales se pueden observar acuñamientos (*onlap*) indicativos de trampas estratigráficas. Estos acuñamientos se observan en las discordancias al tope de la secuencia paleozoica superior, como también al tope de la secuencia pre-Paleozoica.

• • Correlación estratigráfica

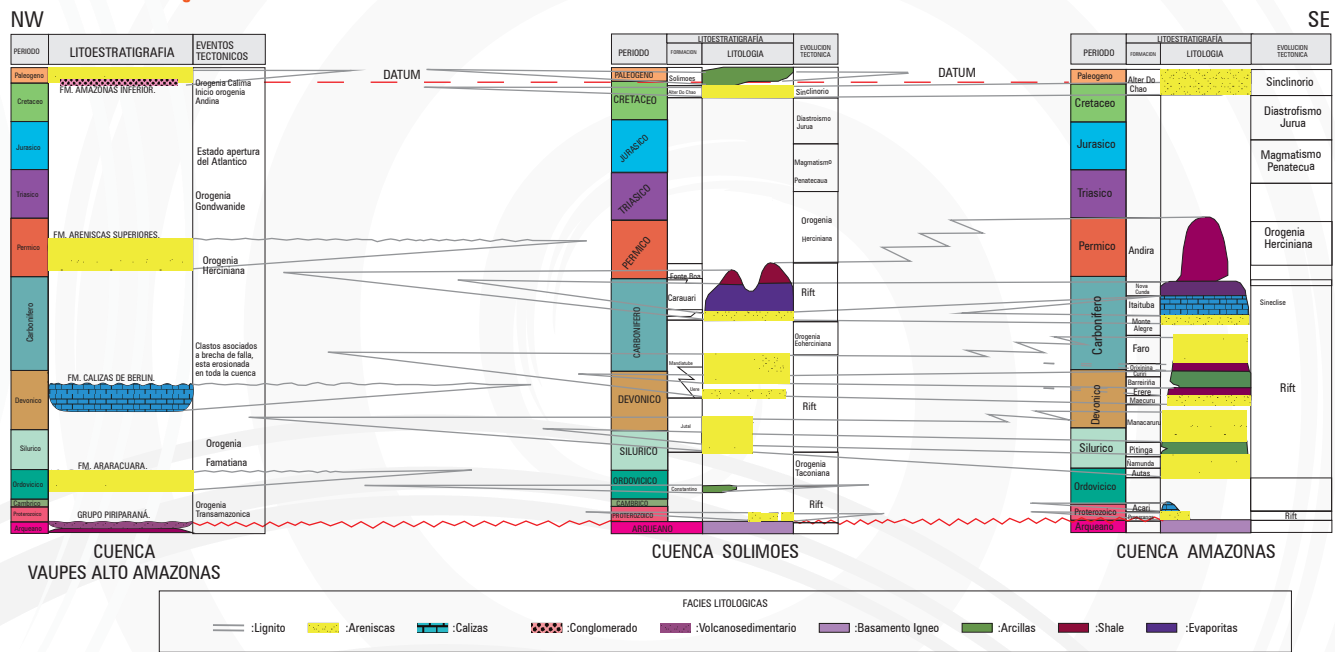


FIGURA 3. Correlación estratigráfica entre las cuencas Vaupés-Amazons (Colombia), Solimões (Brasil) y Bajo Amazonas (Brasil). Nótese cómo la secuencia sedimentaria se va acunando hacia el este. En el bajo Amazonas del Brasil la secuencia es más espesa y completa, mientras que en Colombia gran parte de la secuencia se ha erosionado. Esta figura ilustra cómo la Cuenca Vaupés-Amazons ha estado aislada de la Cuenca Solimões por altos estructurales.

En la zona noroeste se presentan también trampas estructurales asociadas a fallas normales, tal como en los campos adyacentes de la zona sur de los Llanos Orientales (Valdivia, Almagro, etc.).

**Sísmica representativa**

Dentro de la información sísmica adquirida en el programa RIOS 91 se observan reflectores subhorizontales, en una secuencia monótona, escasamente alterada por algún falla-

miento importante. Se diferencia el basamento cristalino de las secuencias suprayacentes gracias a las reflexiones altas y amplitud considerable que estos paquetes muestran (Figuras 4 y 5).

**Geoquímica**

El modelo geoquímico 1D (Figura 6), indica que la secuencia del Paleozoico Superior presenta generación, migración y acumulación de hidrocarburos. Estos resultados son la base para plantear la hipótesis del potencial de hidrocarburos del área de

• • Líneas sísmicas

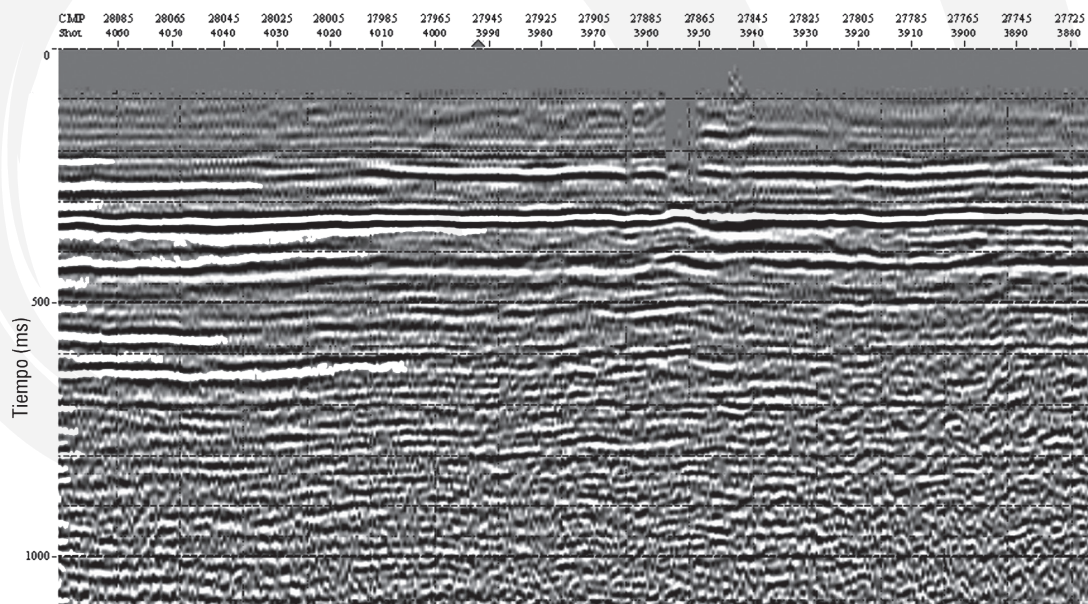


FIGURA 4. Línea sísmica migrada RP-1991-08, en dominio de tiempo del Río Putumayo.

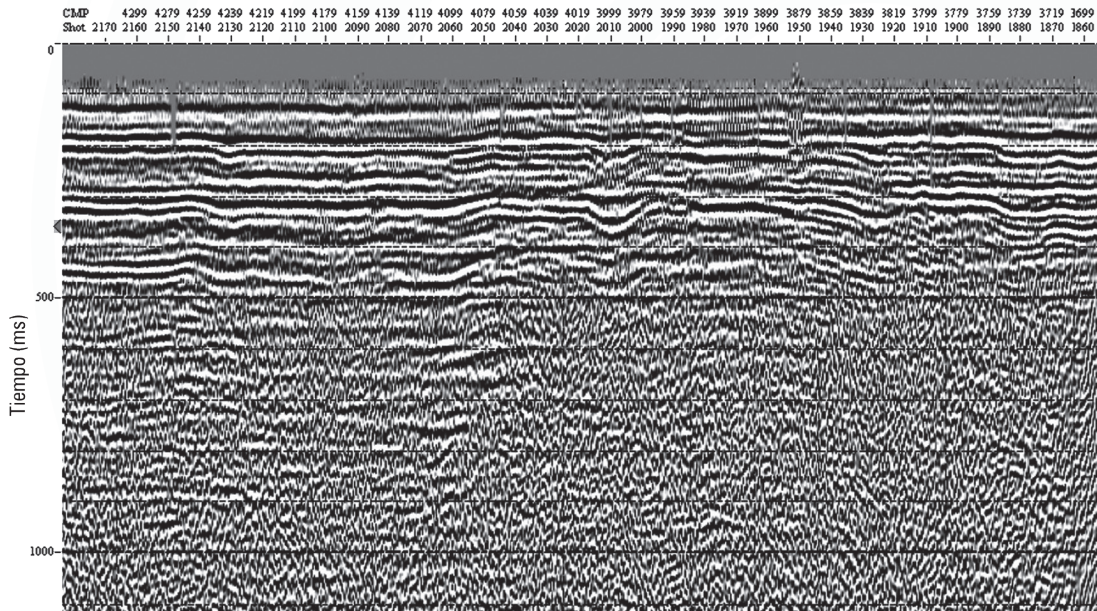


FIGURA 5. Línea sísmica migrada RC-1991-02, en dominio del tiempo, del Río Caquetá.

• • **Modelo geoquímico 1D**

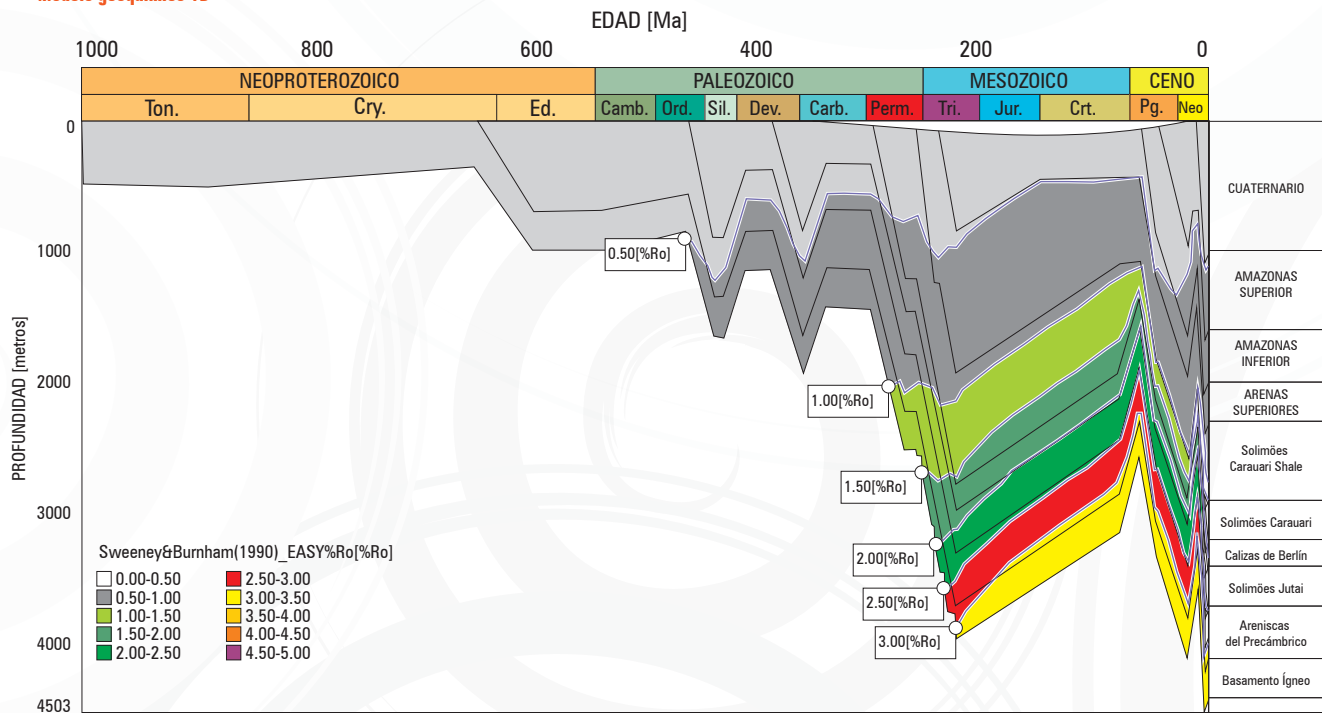


FIGURA 6. Modelo geoquímico 1D mostrando la variación del porcentaje Ro con la profundidad y el tiempo para el pseudopozo Leticia-1. El porcentaje actual de Ro en el pozo está en el rango 0,35%–0,65%. Las calizas de la formación Carauari se encuentran en ventana de generación de hidrocarburos desde el Triásico inferior, hace 247 M.a. aproximadamente, hasta el presente.

Leticia, los cuales fueron generados por el sistema petrolífero del Paleozoico Superior identificado en la cuenca de Solimões.

**Prospectividad**

En el sector noroeste de la Cuenca Vaupés-Amazonas, en cercanías al límite con la Cuenca de los Llanos Orientales, los pozos Chafurray-1, SA-1 y SA-8 han presentado manifestaciones de crudo pesado en las areniscas de la Formación Carbonera.

La interpretación sísmica del programa RÍOS 91 ilustra la continuación en Colombia de la secuencia estratigráfica de la Cuenca de Solimões de Brasil. Consecuentemente, la zona sur del área de la Cuenca Vaupés Amazonas, es la más prometedora para localizar un sistema activo con acumulaciones de crudo y gas en el Paleozoico.

Otras posibles áreas prospectivas para gas asociado a carbón son los depocentros del Vaupés y Chiribiquete.