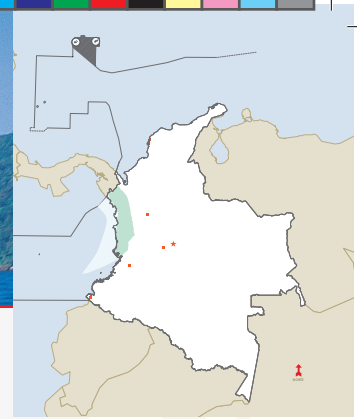




# Chocó



COLOMBIA:  
The perfect environment for Hydrocarbons

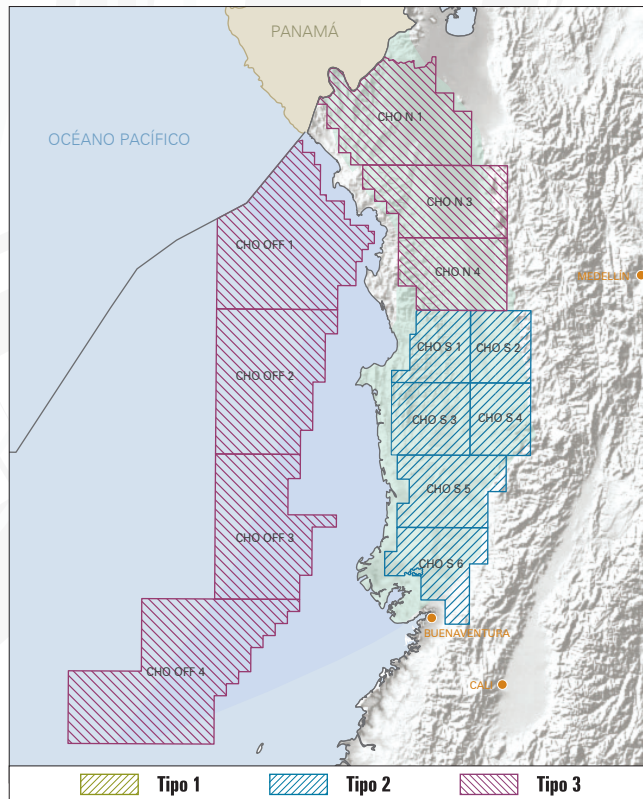


FIGURA 1. Mapa de ubicación del área y de los bloques.

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

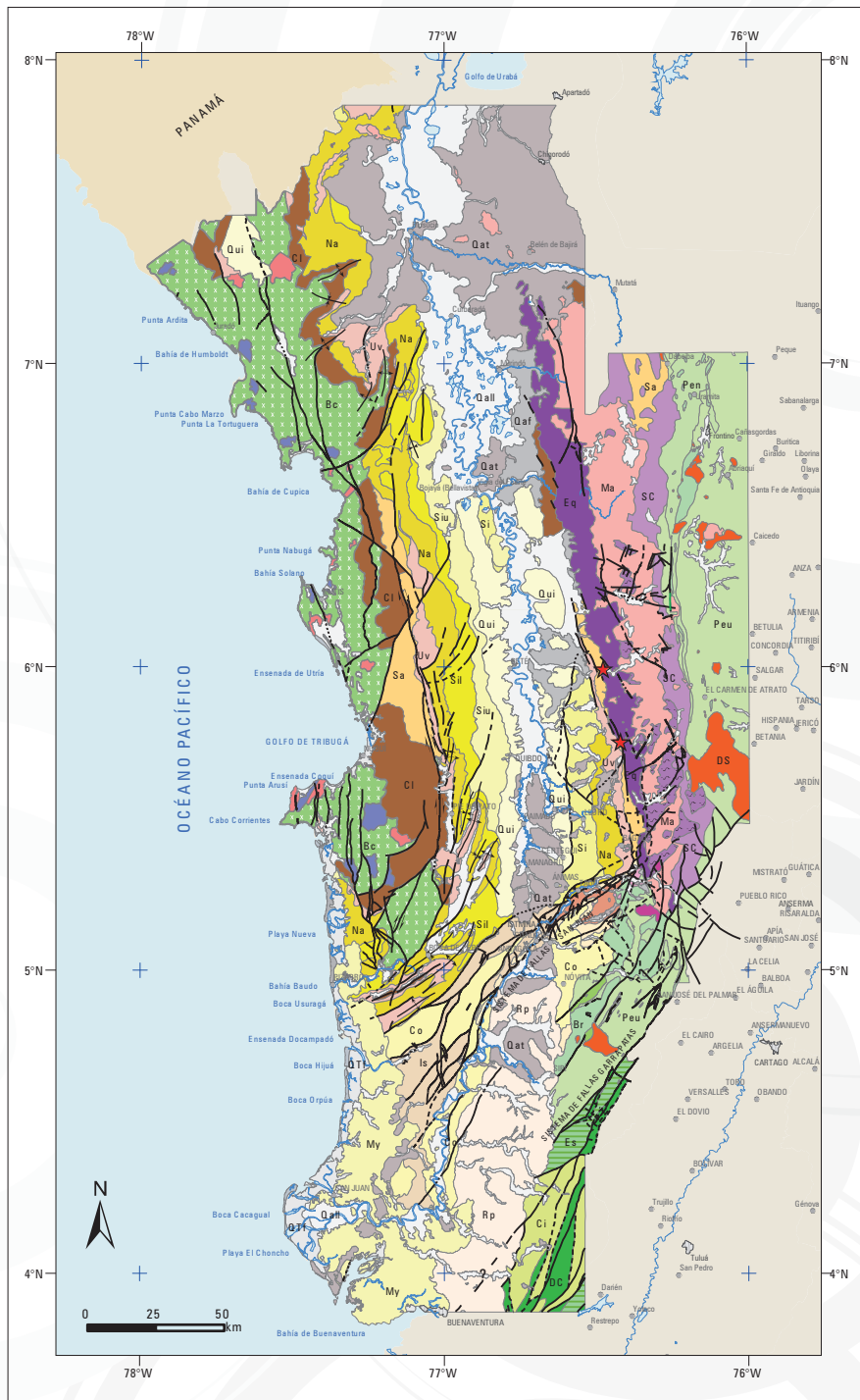


FIGURA 2. Mapa Geológico. (Modificado de IGAC- Ingeominas, 2006, Schmidt-Thome *et al*, 1992 y Utah Minerals, 1980).

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

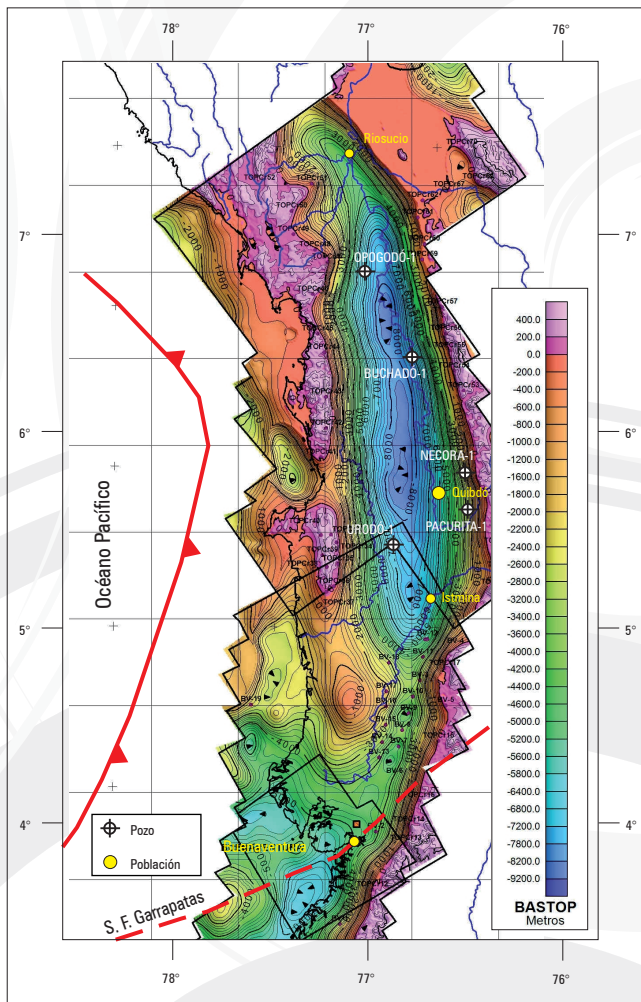


FIGURA 3. Interpretación Aerogravimétrica para la Cuenca Chocó. Tope del basamento pre-cenozoico. Inversión 3D del residuo controlado. ANH, 2007.

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, ARENSICAS Y CONGLOMERADOS	
	MUNGUIDÓ	1300	LODOLITAS, LUTITAS Y ARENSICAS. CALIZAS EN LA PARTE SUPERIOR.	(R) (R) (S)
MIOCENO	SIERRA	500	LODOLITAS CALCAREAS HACIA EL DEOCENTRO Y CONGLOMERADOS Y ARENSICAS HACIA EL BORDE ORIENTAL.	(R)
	NAPIPI	700	LODOLITAS GRIS - OSCURO A NEGRAS, FOSILIFERAS CON INTERCAPAS DE ARENSICAS.	(S)
	UVA	1300	LODOLITAS Y CALIZAS HACIA EL DEOCENTRO, Y CONGLOMERADOS Y ARENSICAS HACIA LOS BORDES	(R) (S)
OLIGOCENO				(R) (S)
EOCENO	SALAJUÍ	1900	CALIZAS Y MARGAS CON INTERCALACIONES DE CHERT Y LODOLITAS. AL TOPE SE PRESENTAN INTERCALACIONES ARENSOSAS.	(S) (S) (S)
	CLAVO	900	ARENSICAS Y CALIZAS CON INTERCALACIONES DE LODOLITAS, CHERT Y LIMOLITAS	(R) (S)
PALEOCENO				
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 ARENSICAS LÚTICAS	

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



•• Carta de eventos

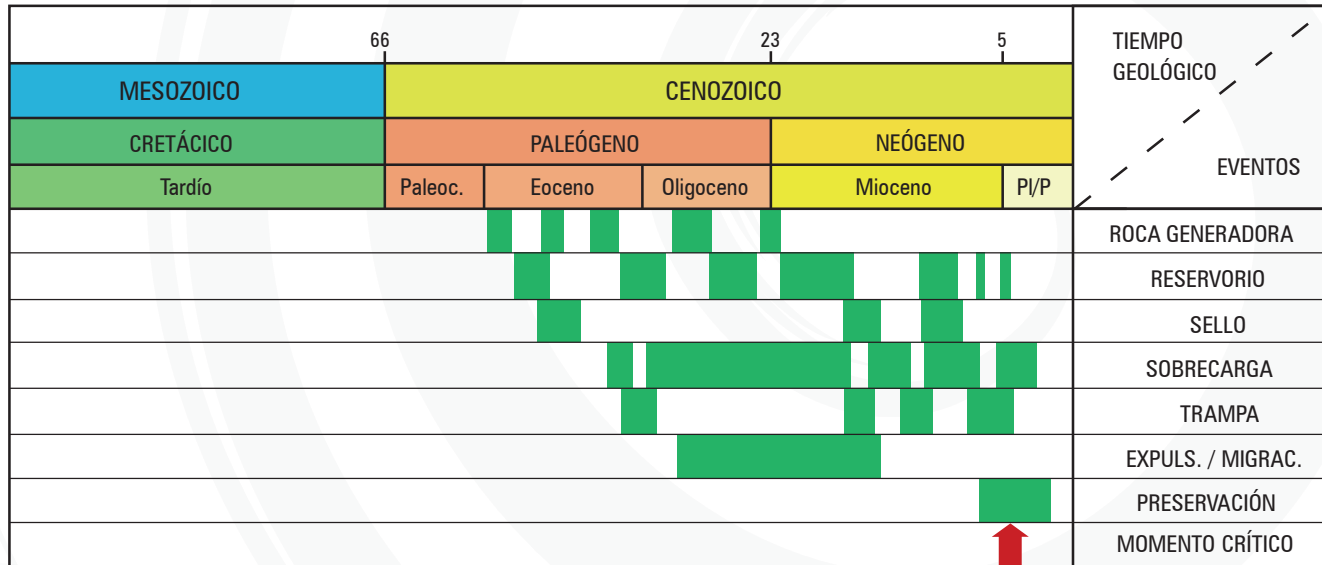


FIGURA 5. Modelamiento geoquímico de la Subcuenca Atrato.

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, sobretodo 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	ESPOSOR (m)	LITOLOGÍA	SISTEMA PETROLIFERO	TOC	SCI
PLIOCENO- PLEISTOCENO	ATRATO	1000	2500	ARENISCAS			
				CONGLOMERADO BASAL, ARENISCAS Y LODOLITAS			
MIOCENO SUPERIOR	MUNGUIDÓ	4500	4500	ARENISCAS, ARENISCAS CONGLOMERATICAS Y LIMOLITAS	(R)		
				ARENISCAS, CONGLOMERADOS, ARCILLOLITAS Y CALIZAS	(R) (S)		
MIOCENO INFERIOR	SAN JUAN	CONGIL LA MOJARRA	4500	CONGLOMERADOS	(R)		
				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)		
PALEOCENO-EOCENO	IRÓ	4300	4300	ARENISCAS CON INTERCALACIONES DE LODOLITAS CALIZAS Y LODOLITAS CON INTERCALACIONES DE ARENISCAS IMPURAS.	(R) (S)		
				ARENISCAS CON INTERCALACIONES DE LODOLITAS CALIZAS Y LODOLITAS CON INTERCALACIONES DE ARENISCAS IMPURAS.	(R) (S)		
CRETÁCICO	CANAS GORDAS	?	?	DIABASAS, BASALTOS, Y TOBAS BÁSICAS QUE INCLUYEN SEDIMENTITAS VARIAS			
				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

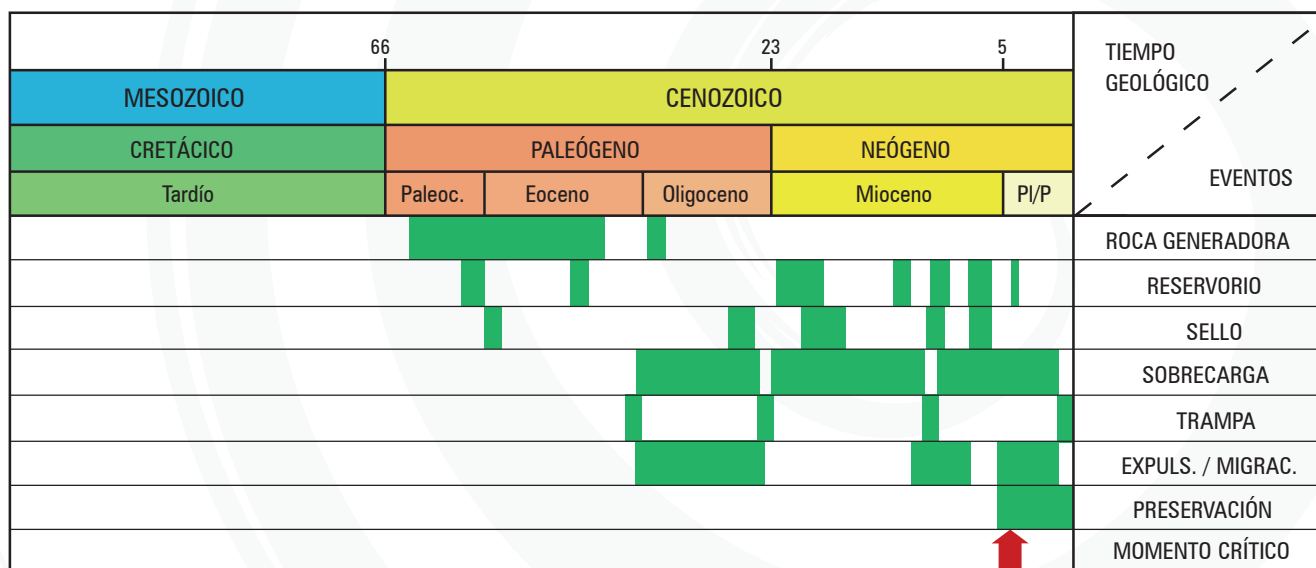


FIGURA 7. Modelamiento geoquímico de la Subcuenca San Juan.

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 entrampamientos 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**

- a. Trampas combinadas (estructurales y estratigráficas) asociadas con posibles progradaciones que provienen del sur de la Subcuenca San Juan.
- b. 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

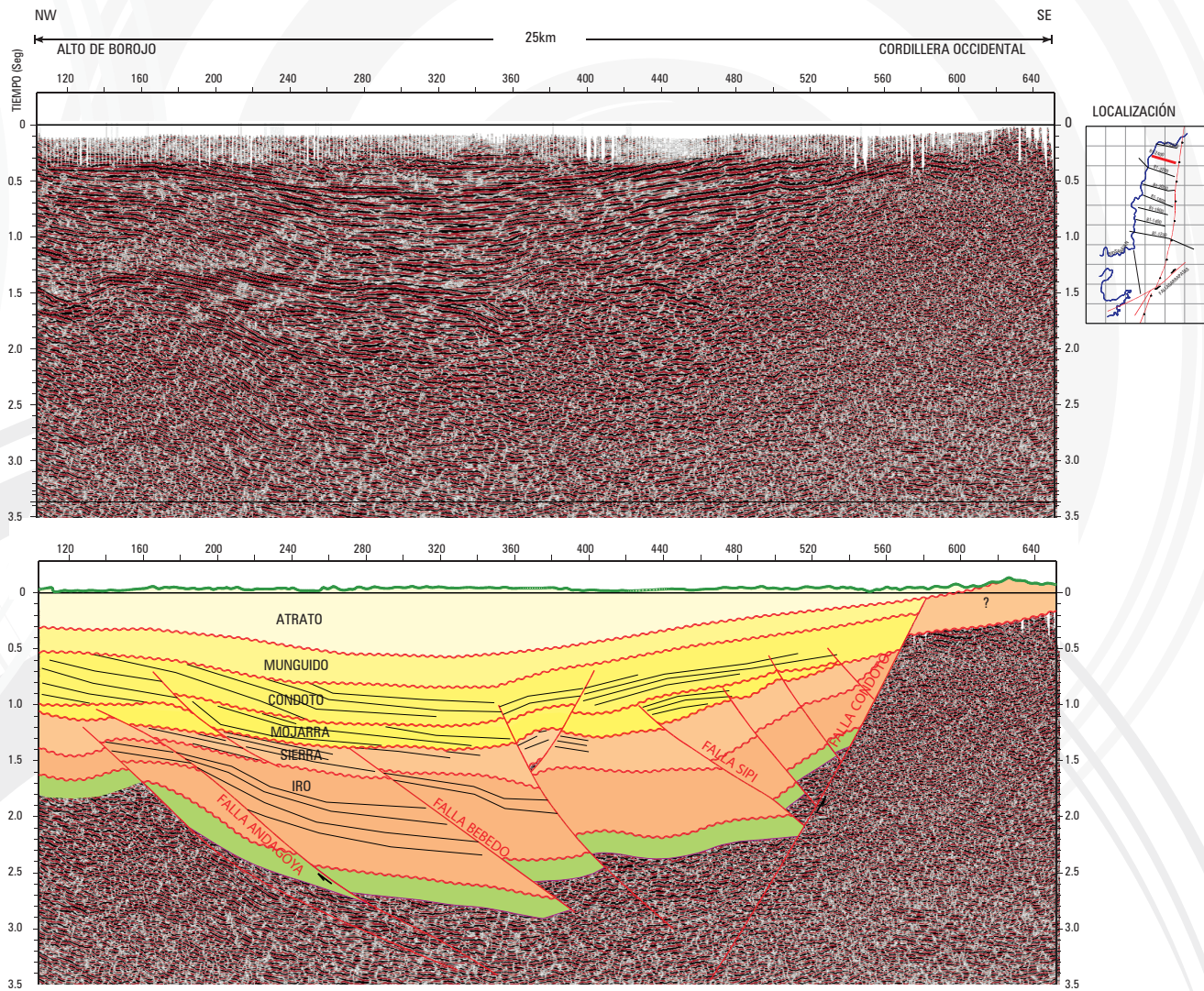


FIGURA 8. Interpretación de la línea sísmica SJ-81-2400-VF. Sector norte del bloque CHO S 5. (PETROBRAS, 2001).

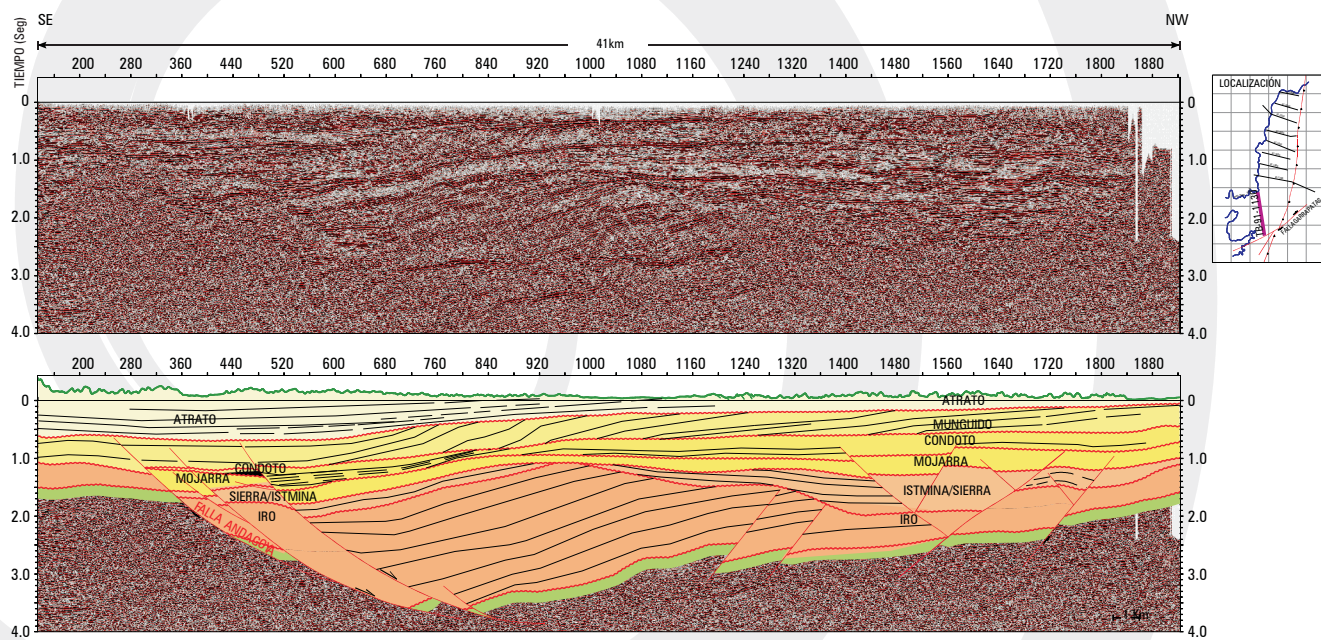


FIGURA 9. Interpretación de la línea sísmica TB-91-1130-VF. Sector occidental del bloque CHO S 6. (PETROBRAS, 2001).





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

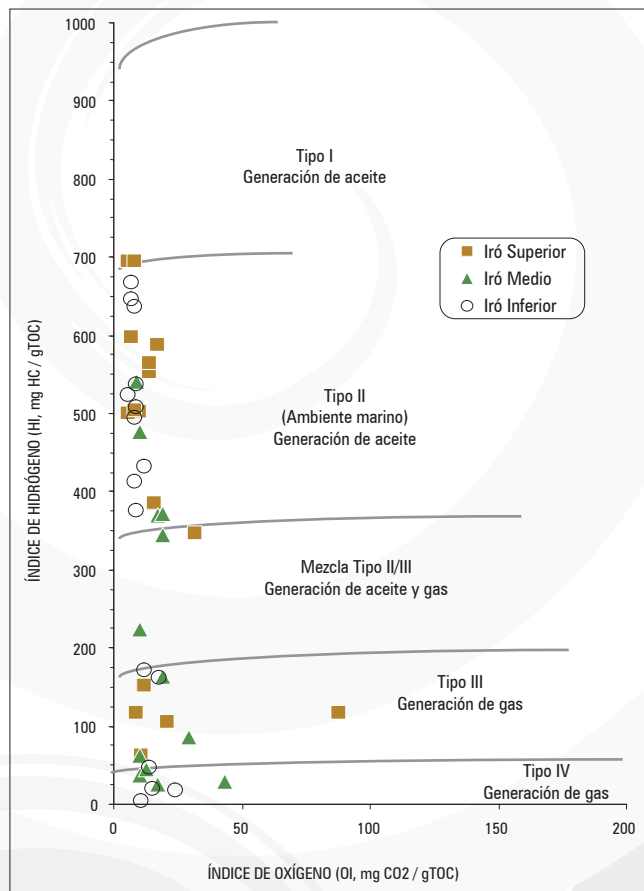


FIGURA 10. Diagrama de Van Krevelen Formación Iró.



# Guajira

COLOMBIA:  
The perfect environment for Hydrocarbons

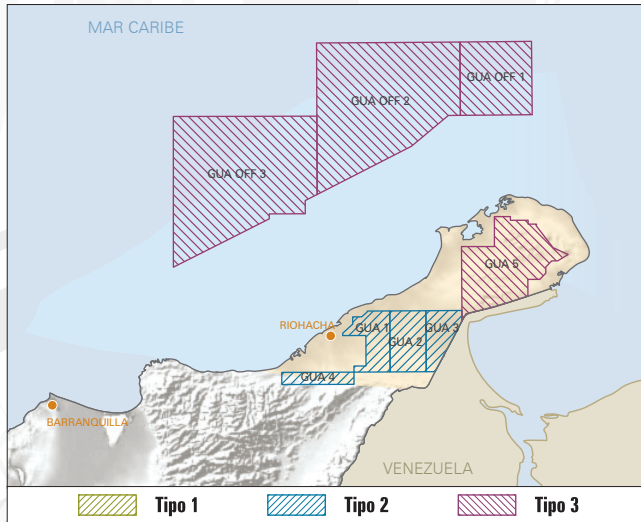


FIGURA 1. Mapa de ubicación del área y de los bloques.

## 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

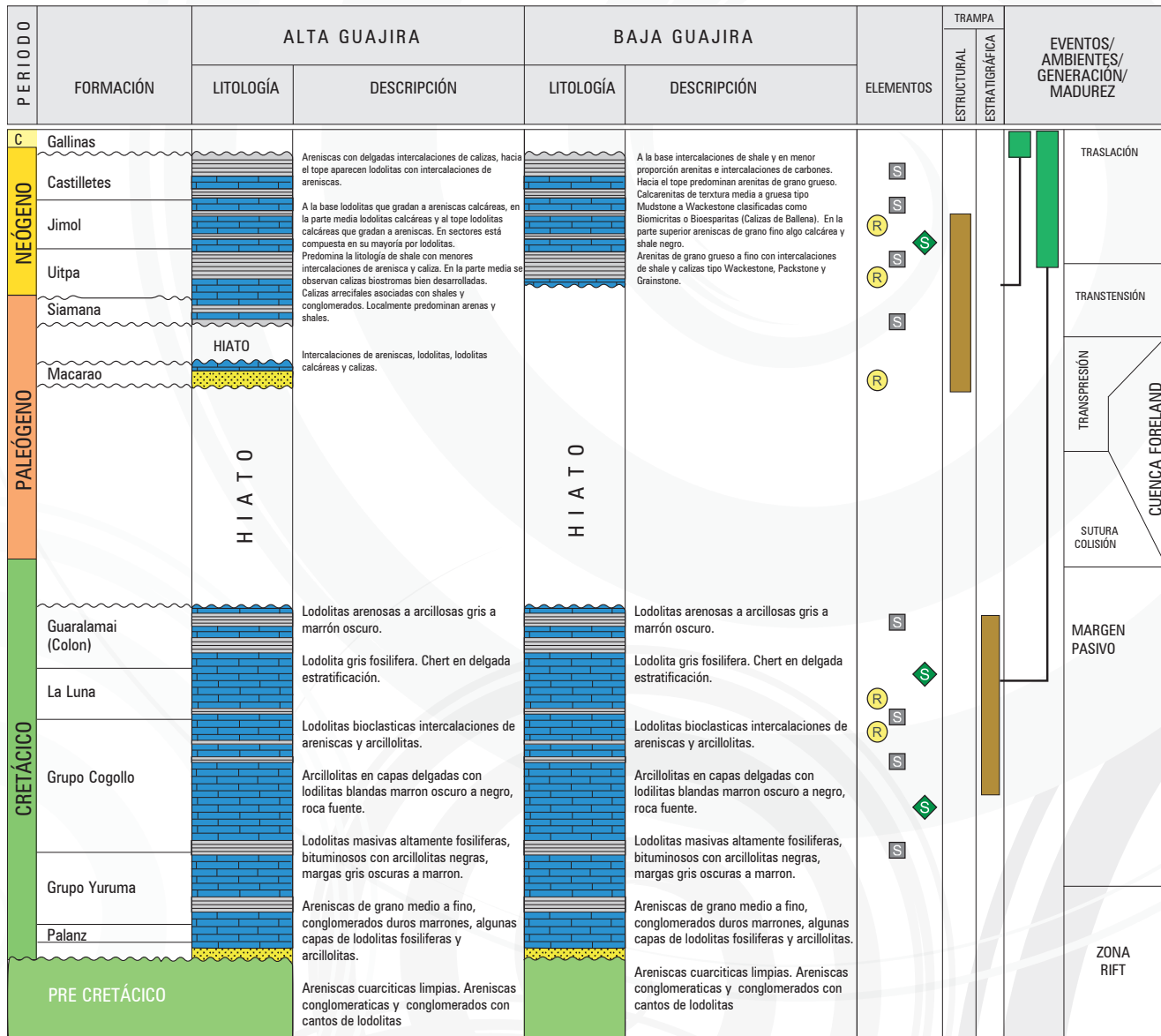


FIGURA 2. Carta cronoestratigráfica generalizada de las subcuencas Alta y Baja Guajira. Modificado de ANH, 2007.

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

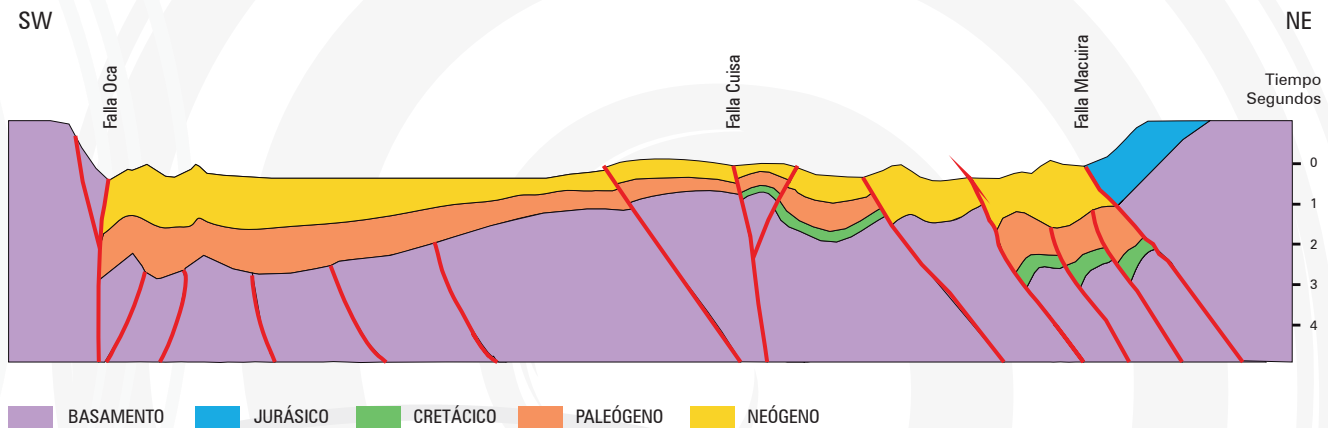


FIGURA 3. Sección estructural de las subcuencas Alta y Baja Guajira. Modificado de ANH, 2007.

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

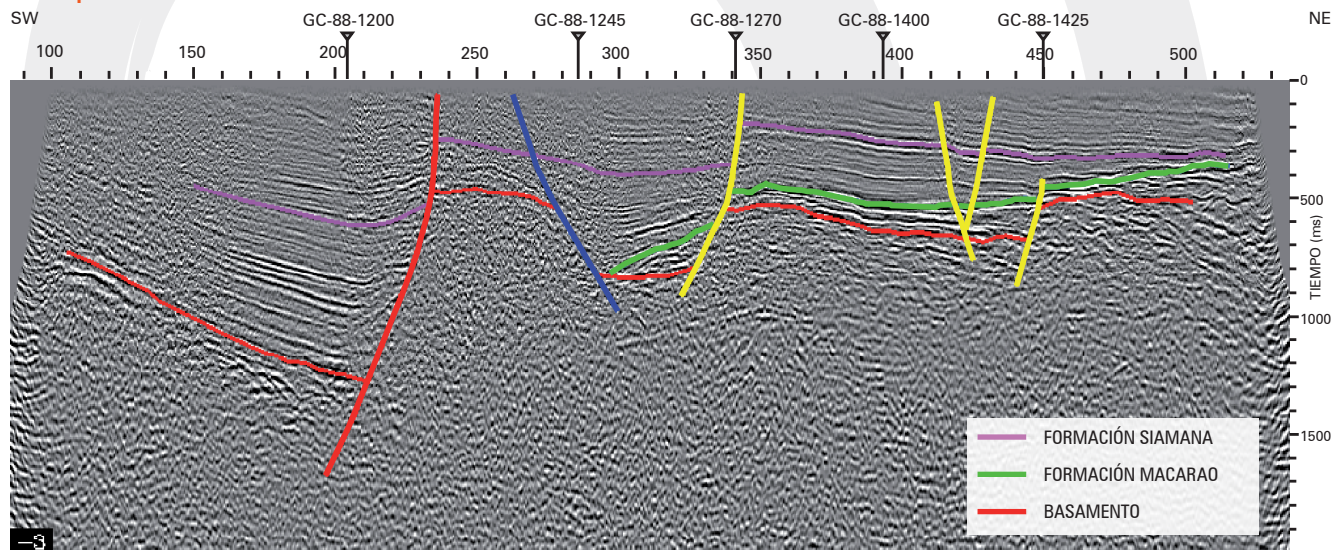


FIGURA 4. Línea sísmica GC-88-1100. Imagen sísmica interpretada. Se observan fallas extensionales de alto ángulo de buzamiento que afectan basamento. Tomado de Fajardo, A. y Rubiano, J. 1998.

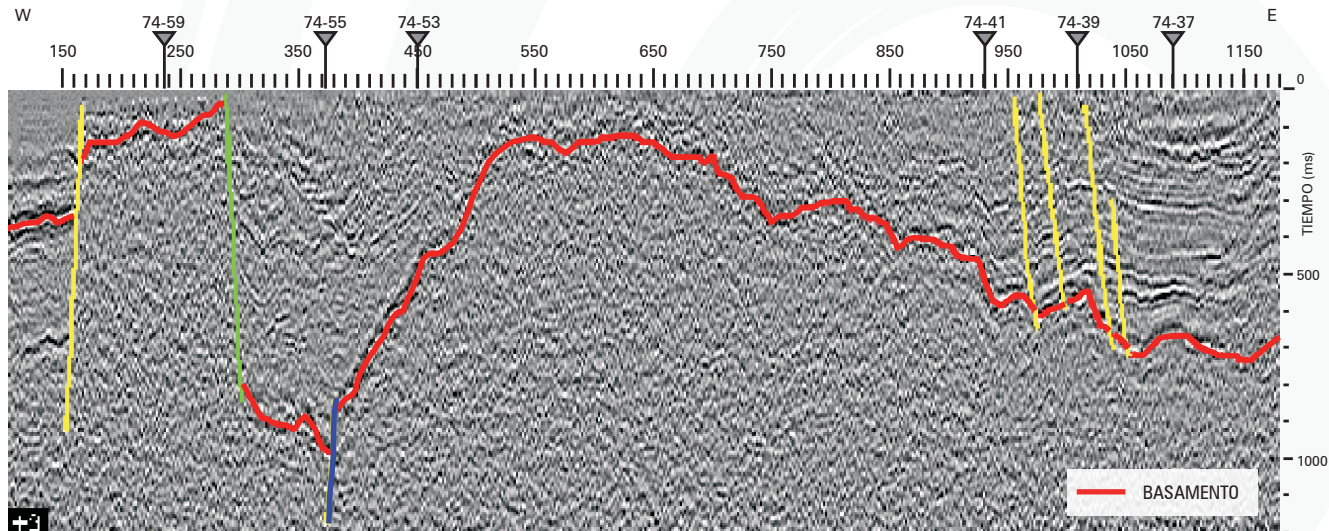


FIGURA 5. Línea sísmica L-74-34. En la Depresión Portete, en el extremo oriental se esperan rocas de la Formación Siamaná, sin embargo los horizontes sísmicos no fueron reconocidos por carencia de información de pozo y pobre resolución sísmica. Tomado Fajardo, A. y Rubiano, J. 1998.

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 – d13C 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

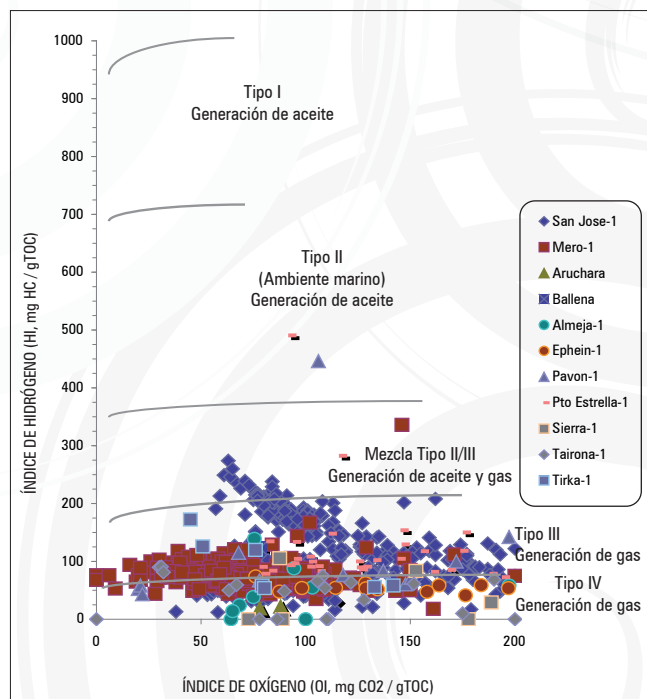


FIGURA 6. Diagrama de Van Krevelen con muestras analizadas de pozos de la Cuenca Guajira.

# Llanos Orientales

COLOMBIA:  
The perfect environment for Hydrocarbons

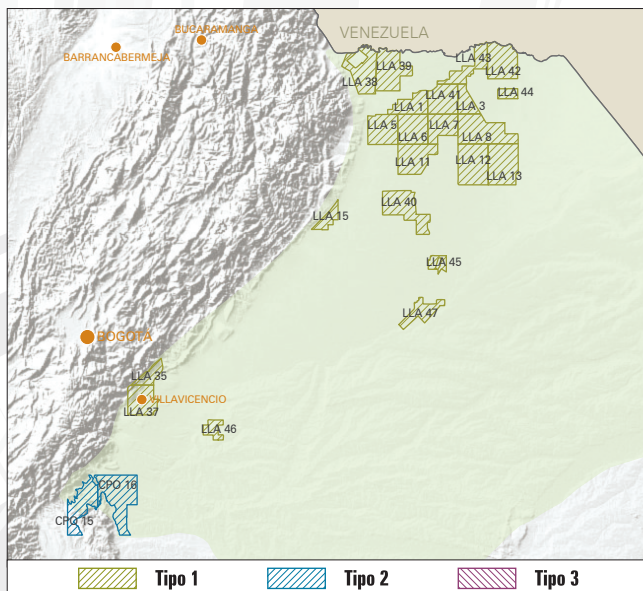


FIGURA 1. Mapa de localización de los bloques.

## Generalidades

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

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

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

## ASPECTOS CLAVE

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

## Geología del petróleo

### Evidencia de Hidrocarburos

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

### Roca Generadora

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

### Migración

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

### Roca Reservorio

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



• • Columna estratigráfica generalizada

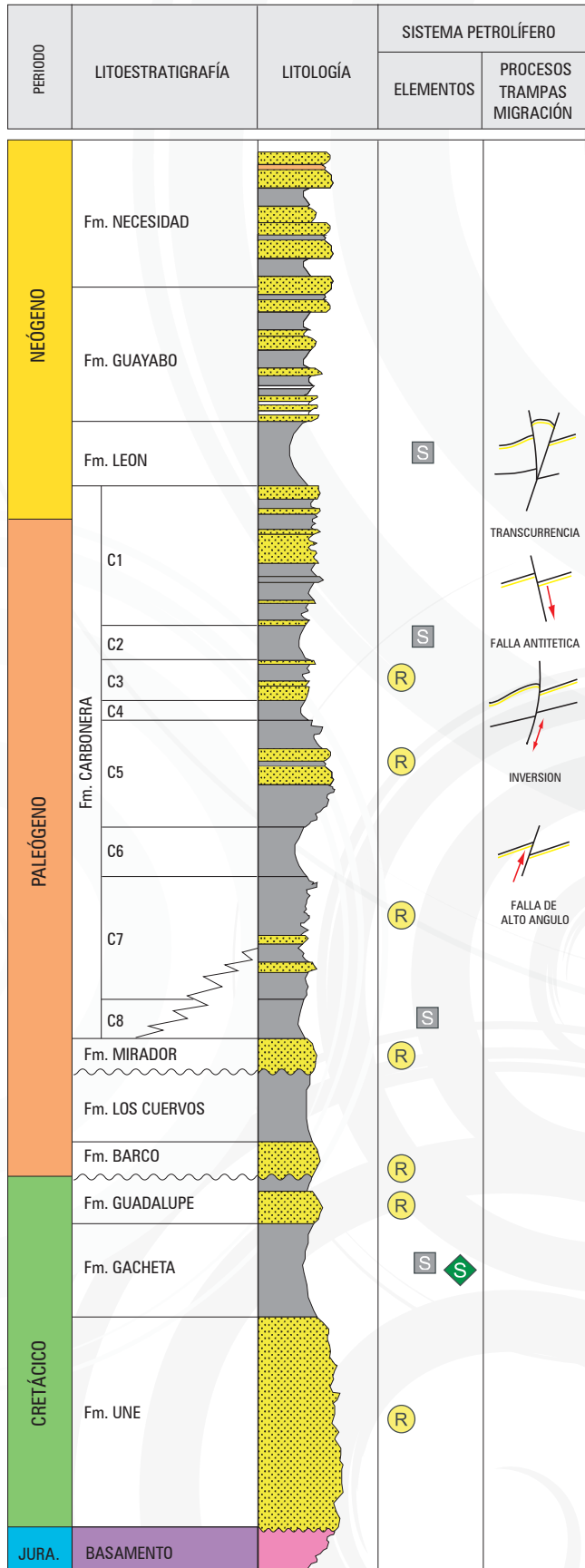


FIGURA 2. Columna estratigráfica generalizada. Tomado de B&M Exploration Ltda. 2008.

### Roca Sello

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

### Trampas

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

### Sísmica representativa

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

### Geoquímica

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

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

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

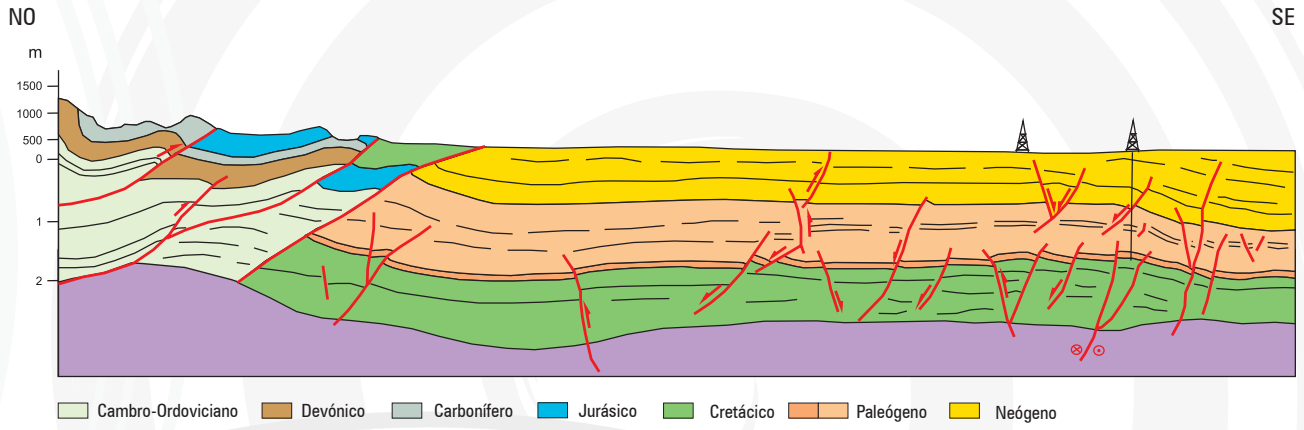
### Prospectividad

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

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



• • Sección transversal esquemática



Tomado de: Cuencas Sedimentarias Colombianas, ANH 2007.

• • Líneas sísmicas

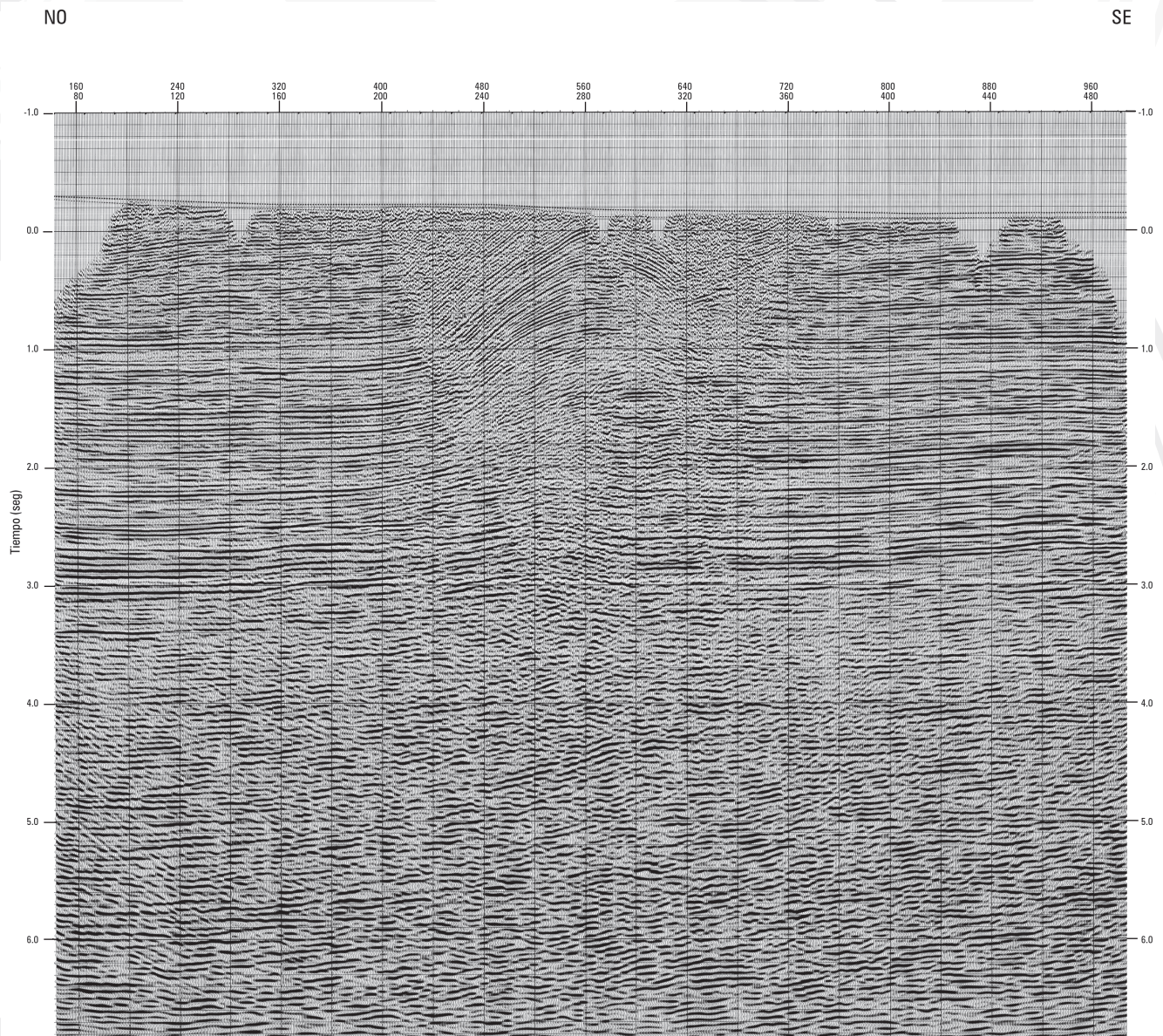


FIGURA 4. Línea sísmica MVI-1997-850\_190773\_MIG\_I-I. Sector oriental del bloque LLA 35.



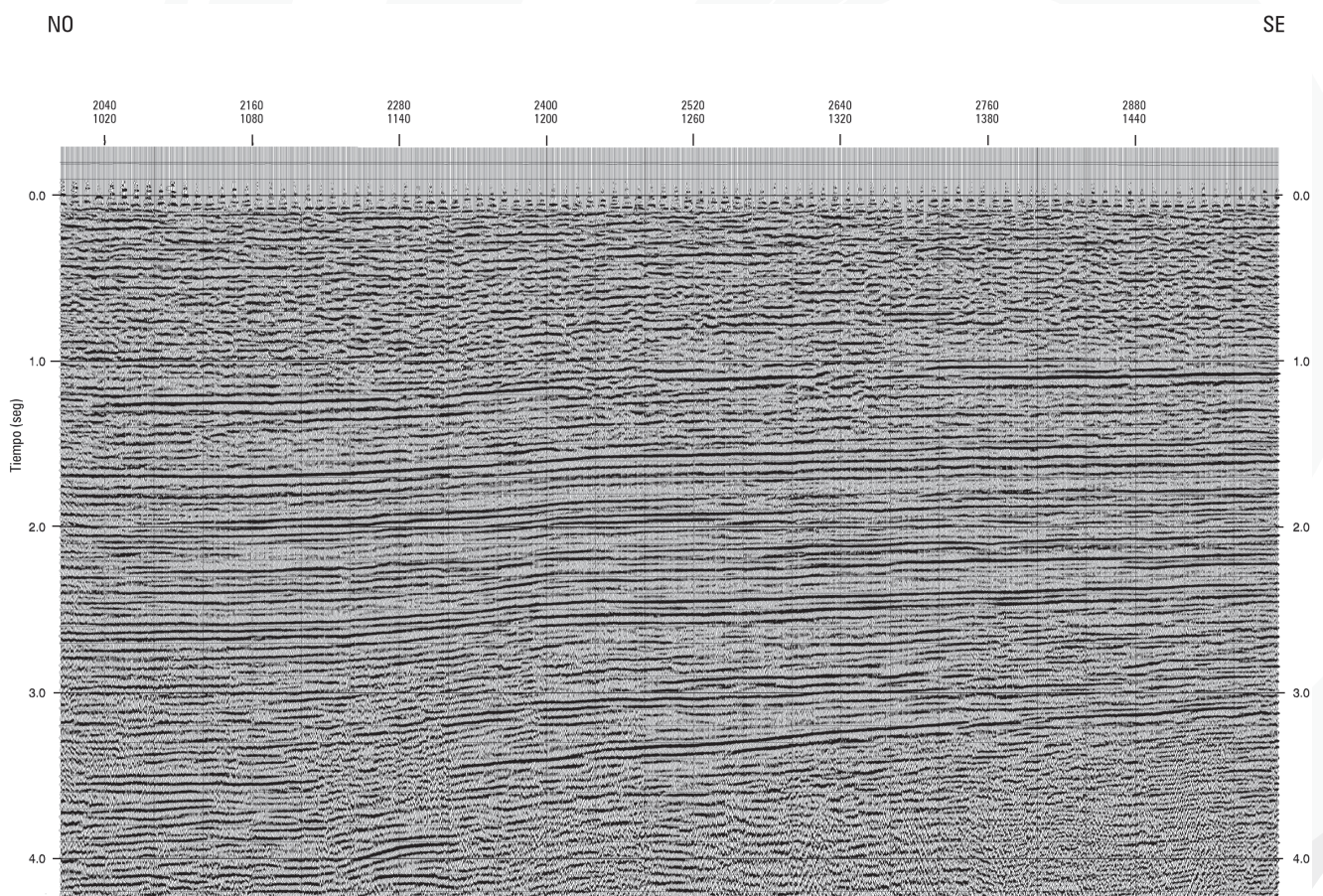


FIGURA 5. Línea sísmica CL-1985-111.1\_143878\_STACK\_I-I. Sector suroccidental del bloque LLA 11.

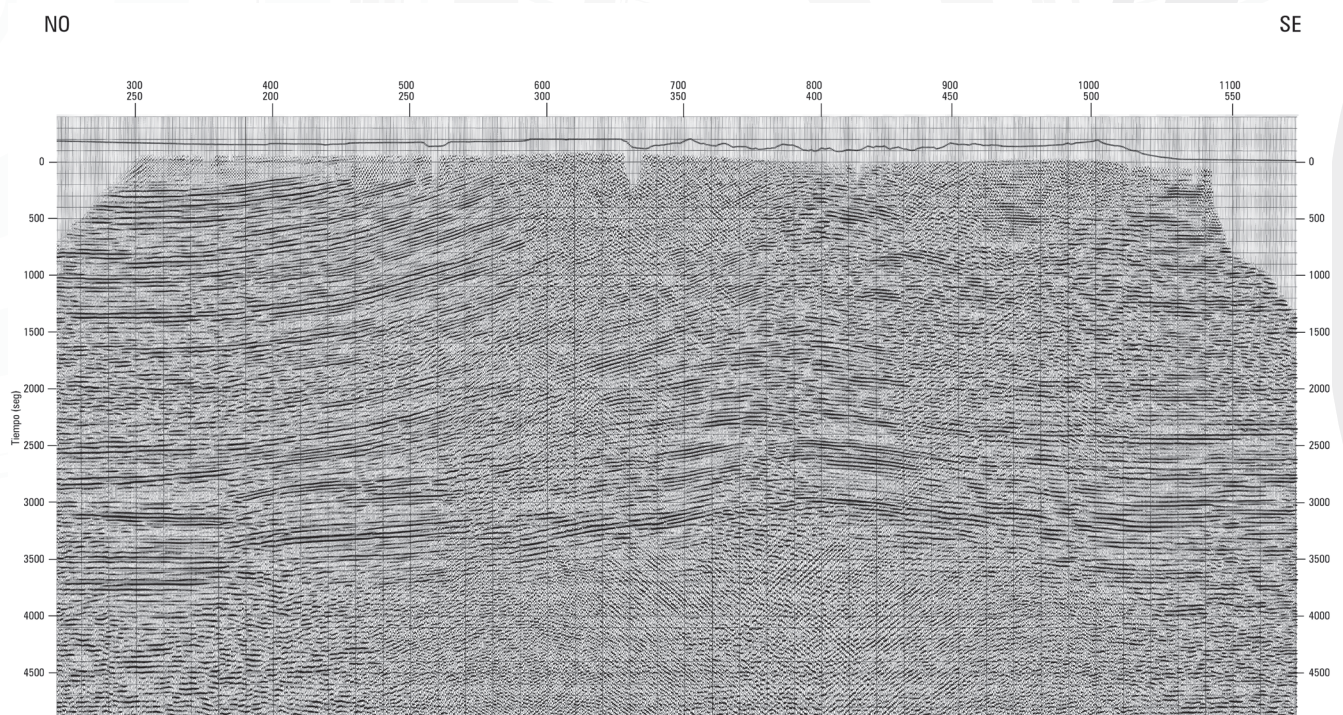


FIGURA 6. Línea sísmica ASL-1996-1290\_194495\_STACK\_I-I. Sector suroccidental del bloque LLA 5.





# Los Cayos

Colombia,  
el riesgo  
es que te quieras  
quedar.

COLOMBIA:  
The perfect environment for Hydrocarbons

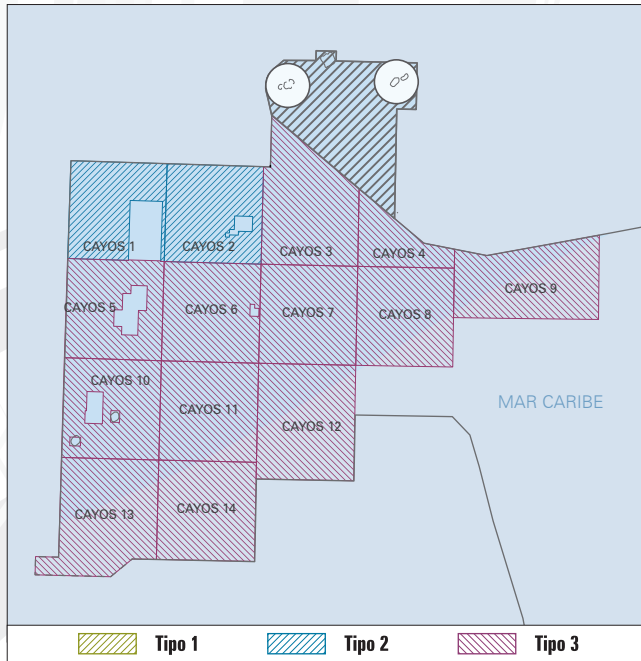


FIGURA 1. Mapa de ubicación del área y de los bloques.

## 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

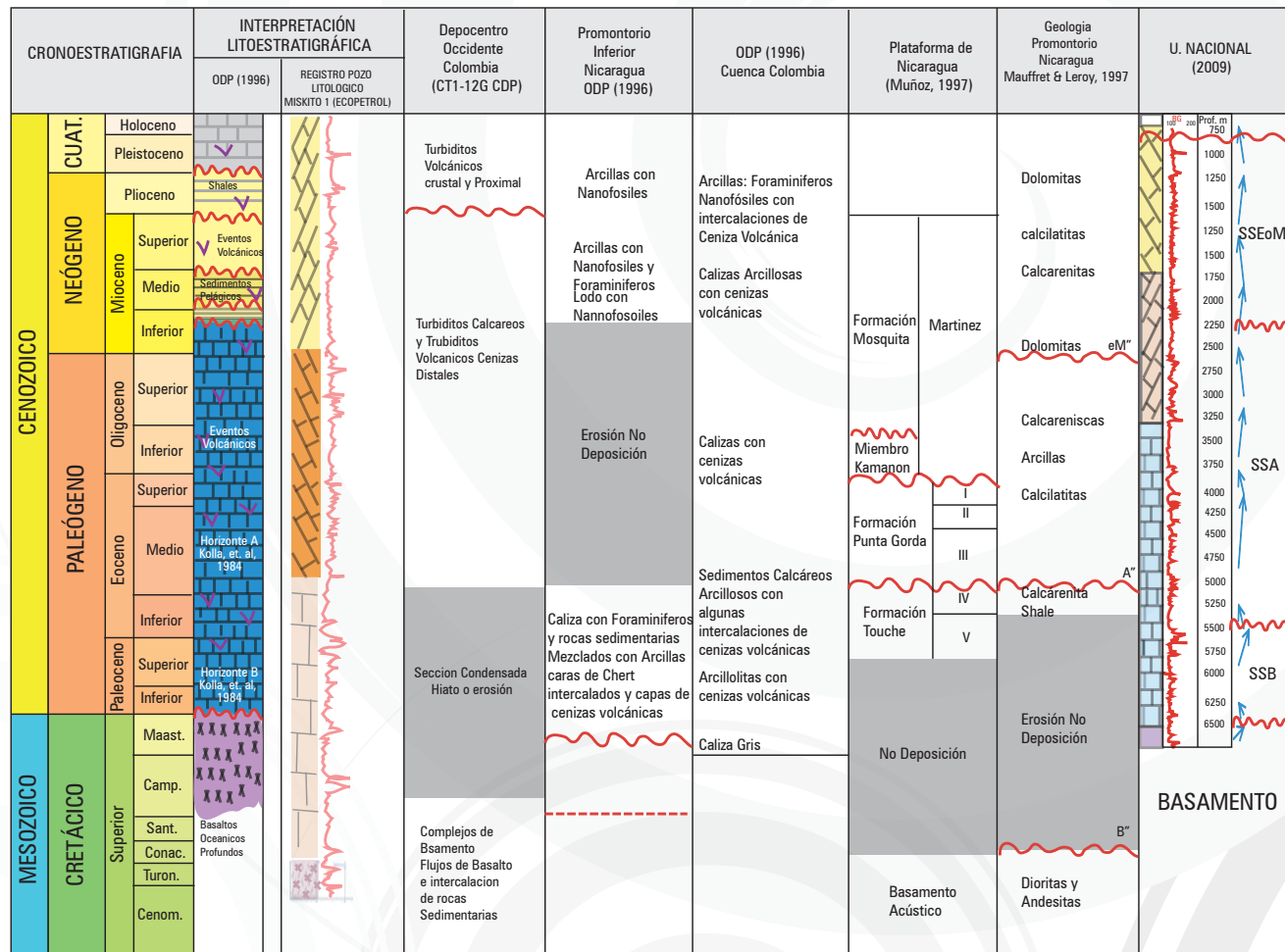


FIGURA 2. Interpretaciones litoestratigráficas a partir de la información sísmica correspondientes al área de Los Cayos.

En los sinclinales limitados por los altos de basamento es posible la existencia de shales marinos profundos que actúan 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

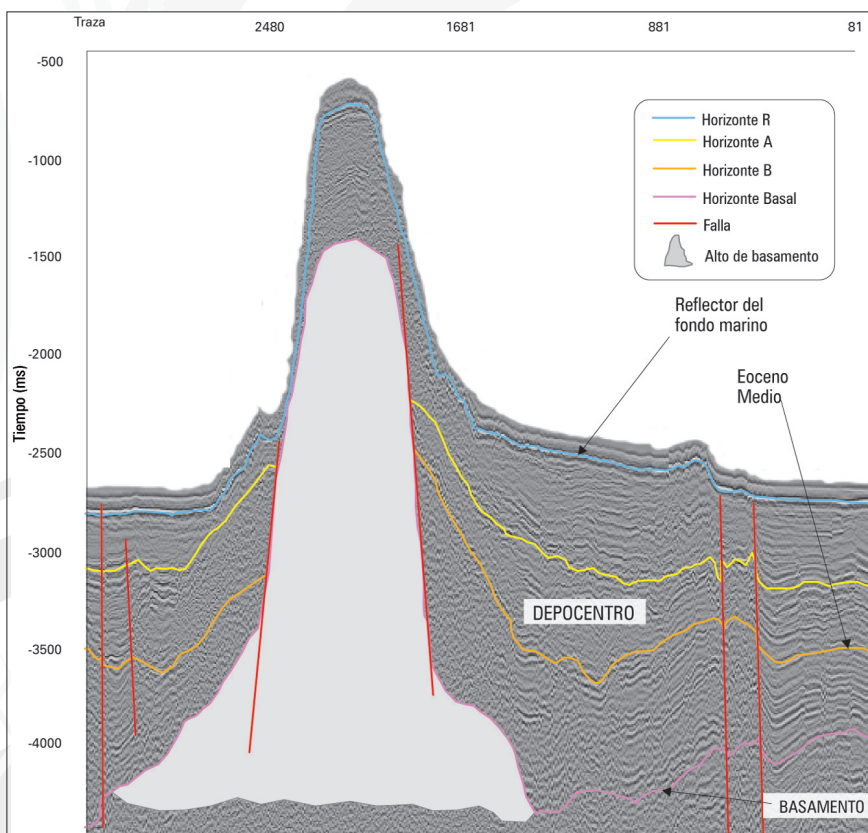


FIGURA 3. Línea sísmica Cayos Sur 77-21 en la que se observa el estilo estructural de tectónica de bloques limitados por fallas de alto ángulo de carácter normal. Los truncamientos o acuñamientos de la secuencia sedimentaria contra las fallas y los altos de basamento volcánico configuran plays estratigráfico-estructurales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

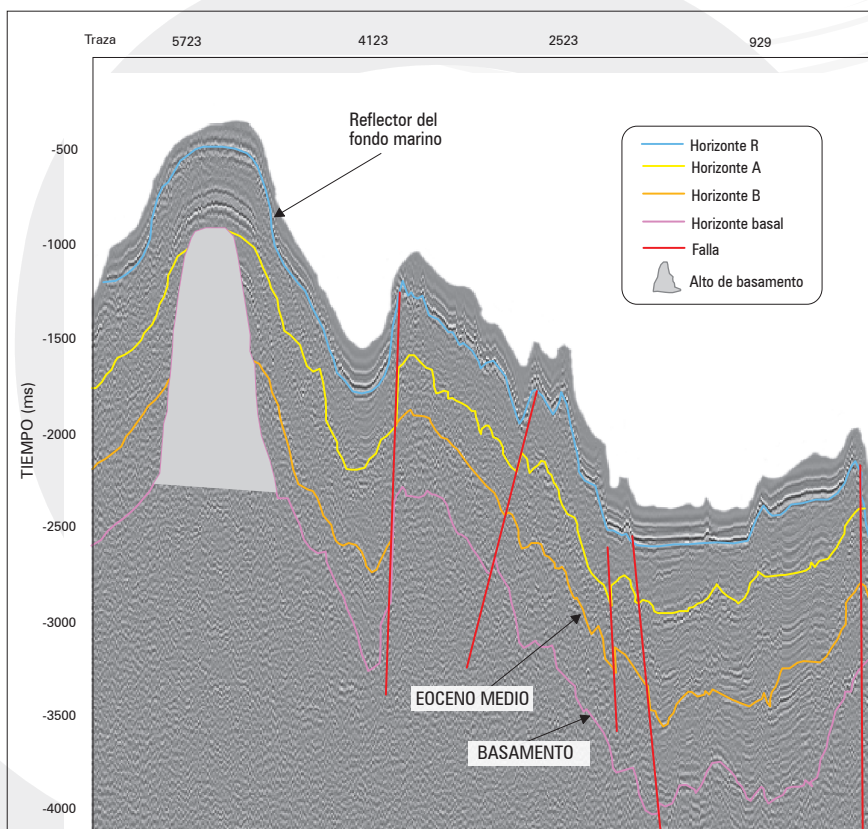


FIGURA 4. Línea sísmica Cayos Sur 77-16. Sector norte de los bloques CAYOS 5 y CAYOS 6.



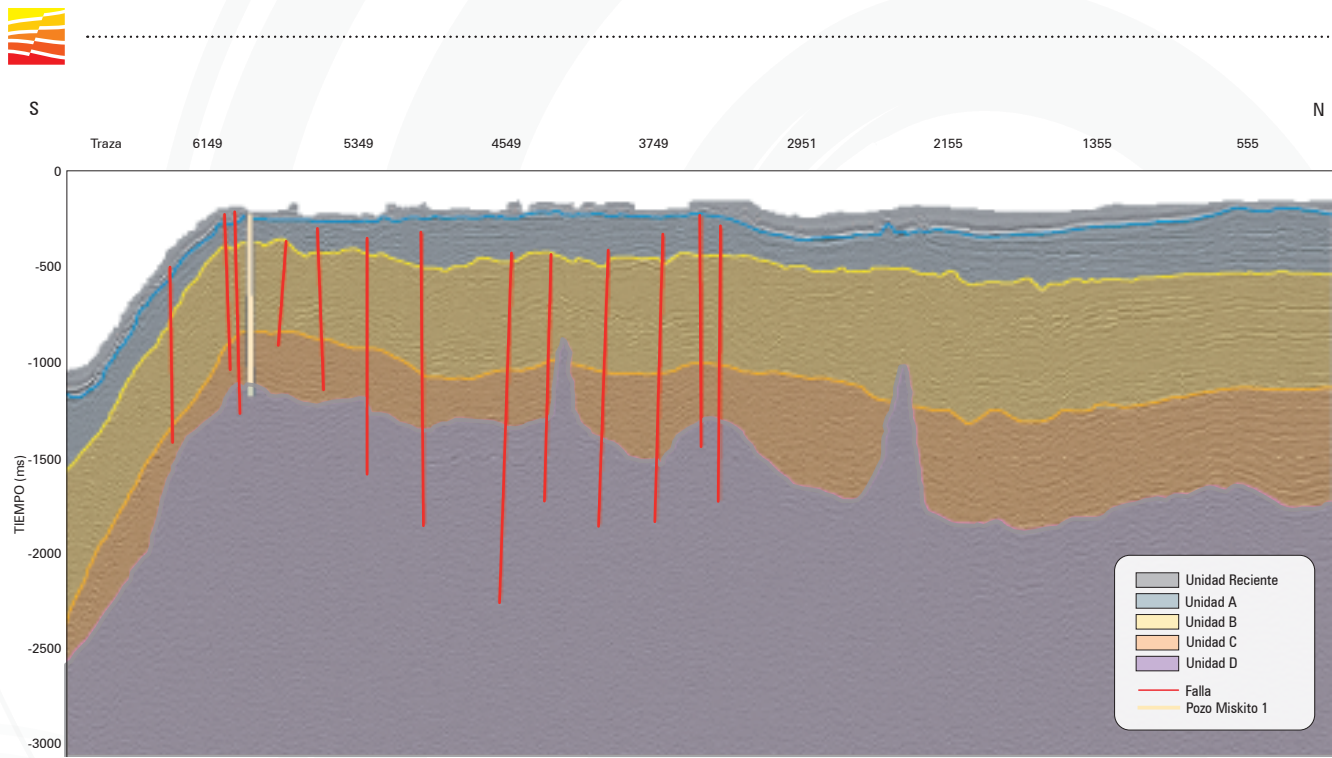


FIGURA 5. Correlación sismoestratigráfica con el pozo Miskito-1 en la línea sísmica W79-01A. Sector norte del bloque CAYOS 1.

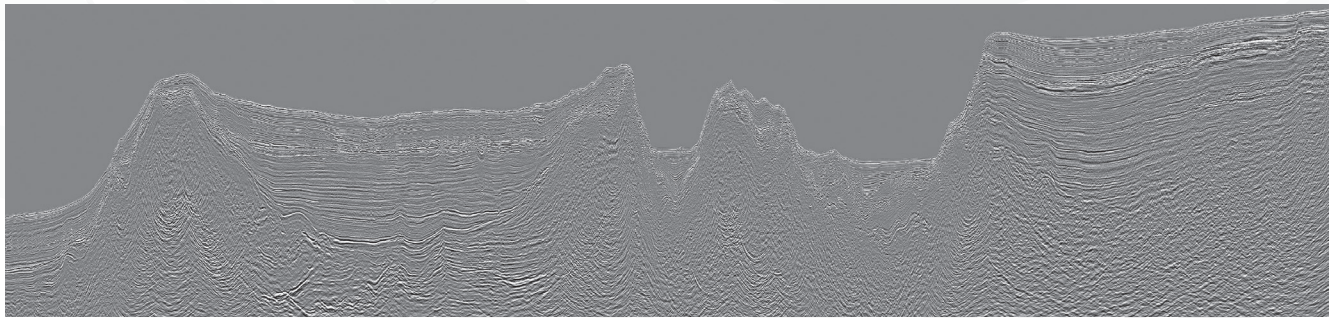


FIGURA 6. Línea sísmica Los Cayos Multicliente PGS-ANH.0013011-MC2D.

• • Diagrama de Van Krevelen

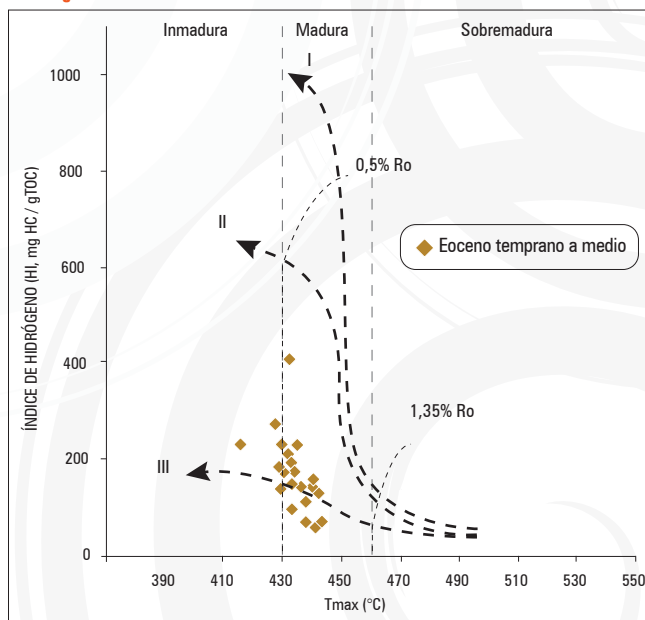


FIGURA 7. Gráfico de Índice de Hidrógeno vs Tmáx. de las las muestras estudiadas en el pozo Perlas-3. Muestra el grado de madurez alcanzado por las rocas y su variada calidad para generar hidrocarburos.

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

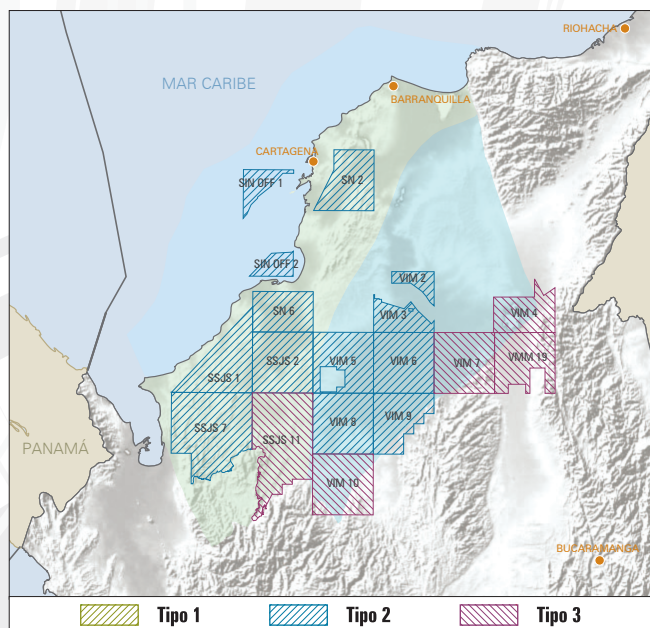


FIGURA 1. Mapa de ubicación del área y de los bloques.

## 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: 29576 km<sup>2</sup> / 2957648 Ha</li> <li>Sinú-San Jacinto: 39645 km<sup>2</sup> / 3964459 Ha</li> <li>VIM: 38017 km<sup>2</sup> / 3801740 Ha</li> </ul>
<b>Área disponible</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sinú-San Jacinto: 21189 km<sup>2</sup> / 2118902 Ha</li> <li>VIM: 20795 km<sup>2</sup> / 2079563 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

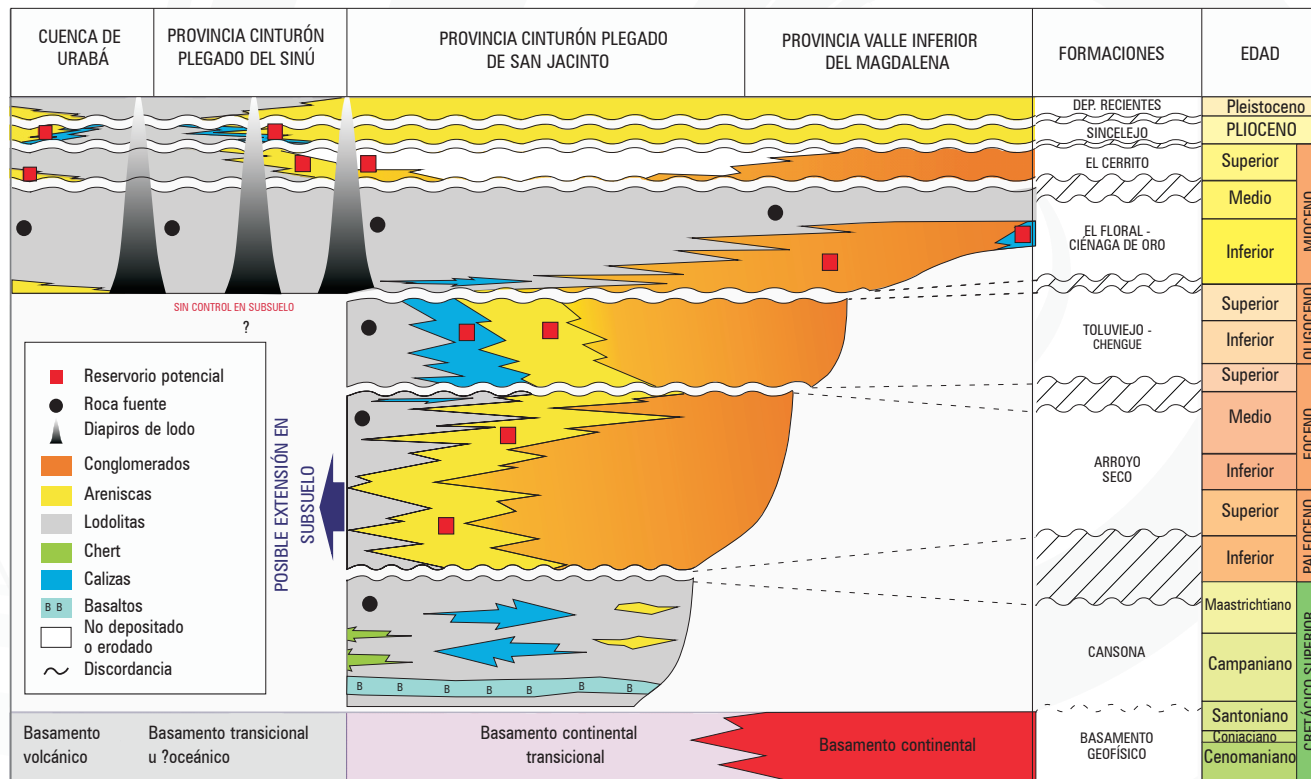


FIGURA 2. Carta cronoestratigráfica para el sector Sinú-San Jacinto-VIM, modificado por Universidad de Caldas, 2009.

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

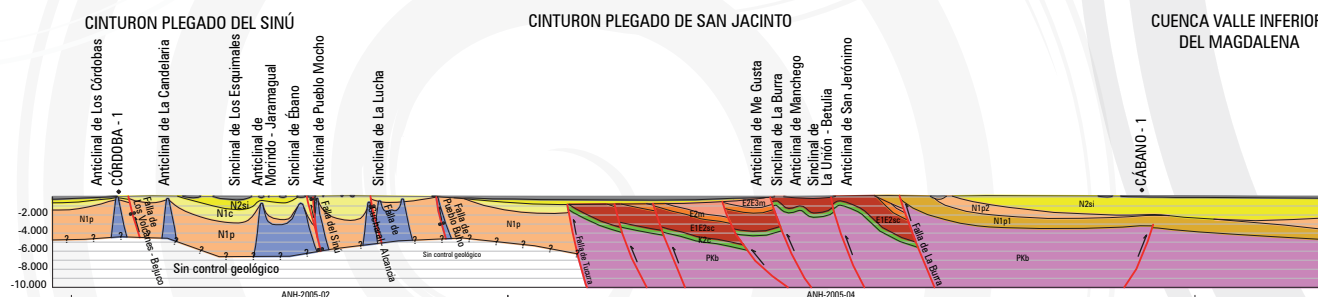


FIGURA 3. Sección estructural B-B' que muestra un estilo estructural de bloques extensionales en la Cuenca Valle Inferior del Magdalena y un cinturón de pliegues y cabalgamientos en el Cinturón Plegado de San Jacinto.

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 tazas 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

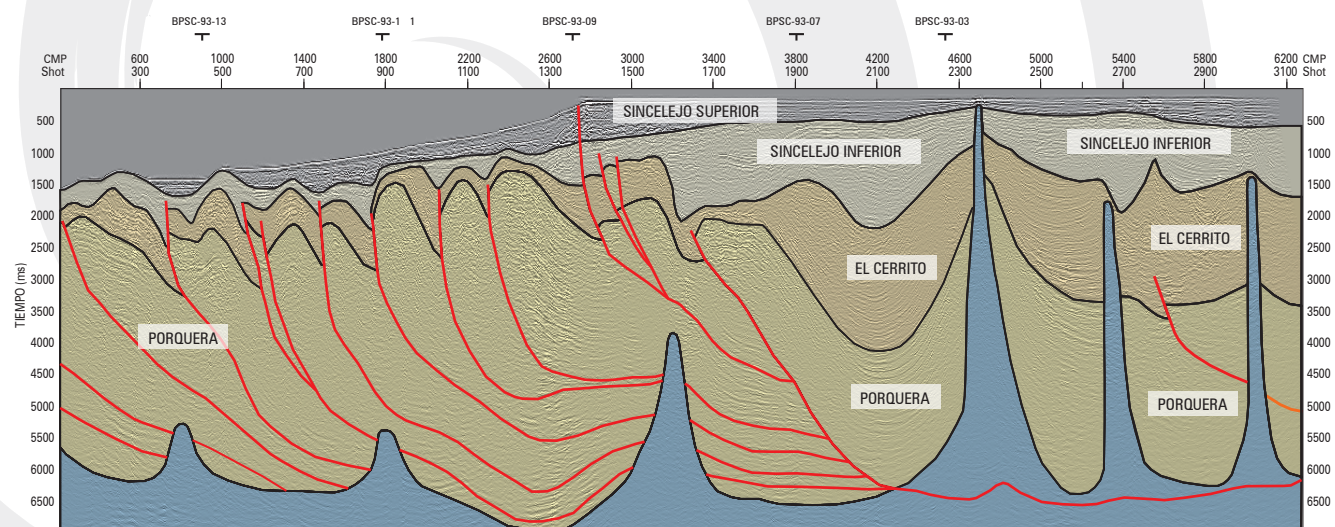


FIGURA 4. Línea sísmica BPSC-93-32 empleando los horizontes de la Universidad de Caldas, 2008. Sector occidental del bloque SIN OFF 2.

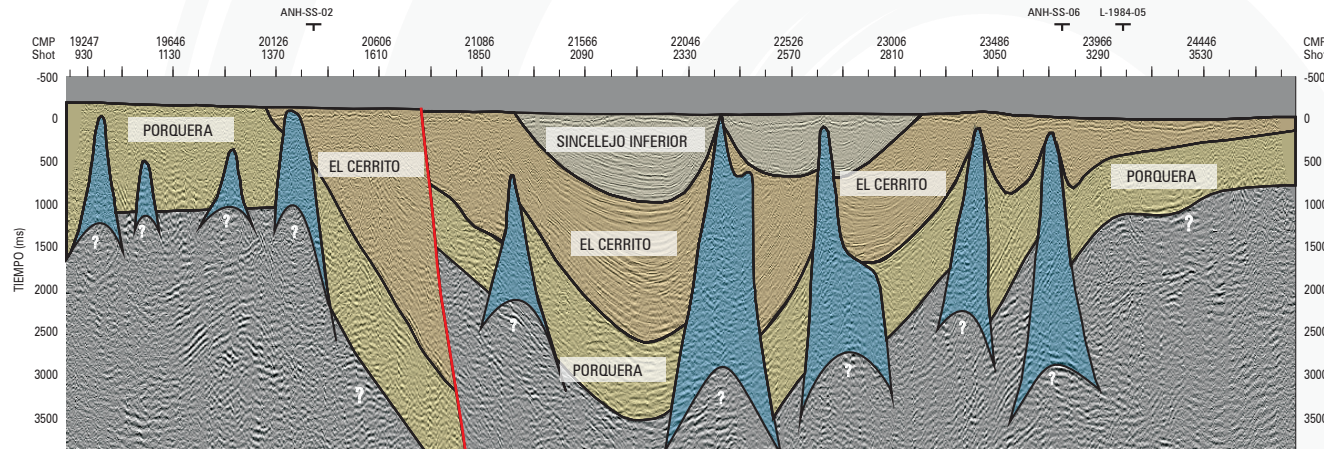


FIGURA 5. Línea sísmica ANH-05-01 (línea de rumbo). Note los acuñamientos de las unidades contra los diapiros de lodo, los cuales atraviesan los sinclinales amplios, propios del CPS. Universidad de Caldas, 2008.

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

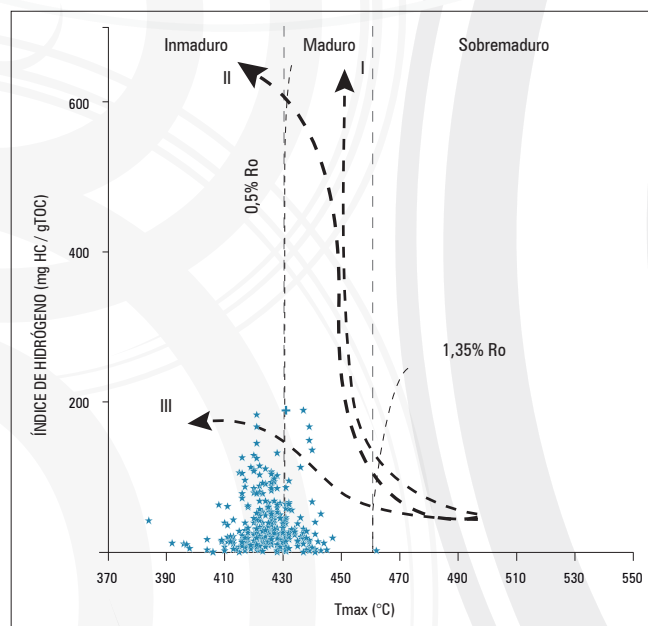


FIGURA 6. Diagramas de Van Krevelen modificado (CPSJ y CPS). Universidad de Caldas, 2008.



# Tumaco

COLOMBIA:  
The perfect environment for Hydrocarbons

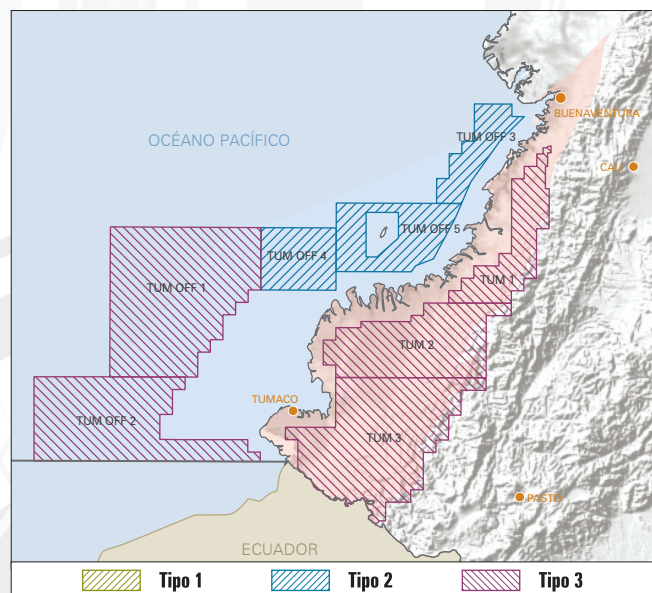


FIGURA 1. Mapa de ubicación del área y de los bloques.

## 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 costa 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. cobertera 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 10800 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 (lodo-litas) 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

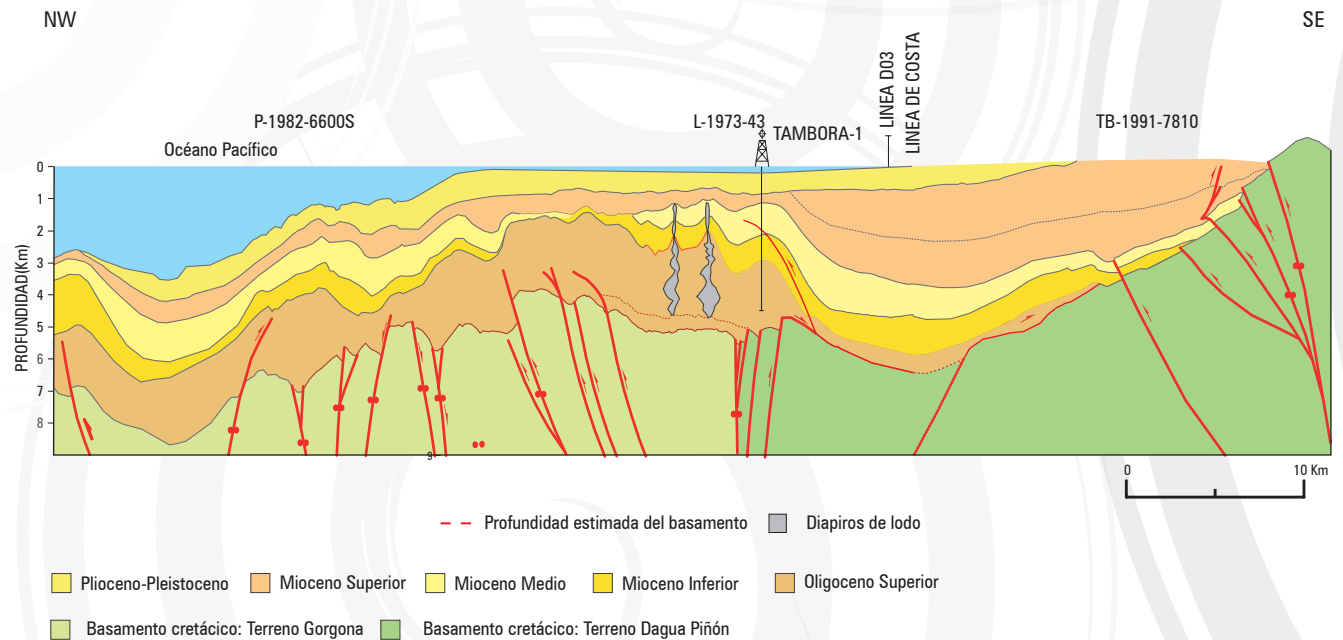


FIGURA 2. Sección esquemática al norte de la cuenca Tumaco, en cercanías al pozo Tambora-1.

• Interpretación de líneas sísmicas

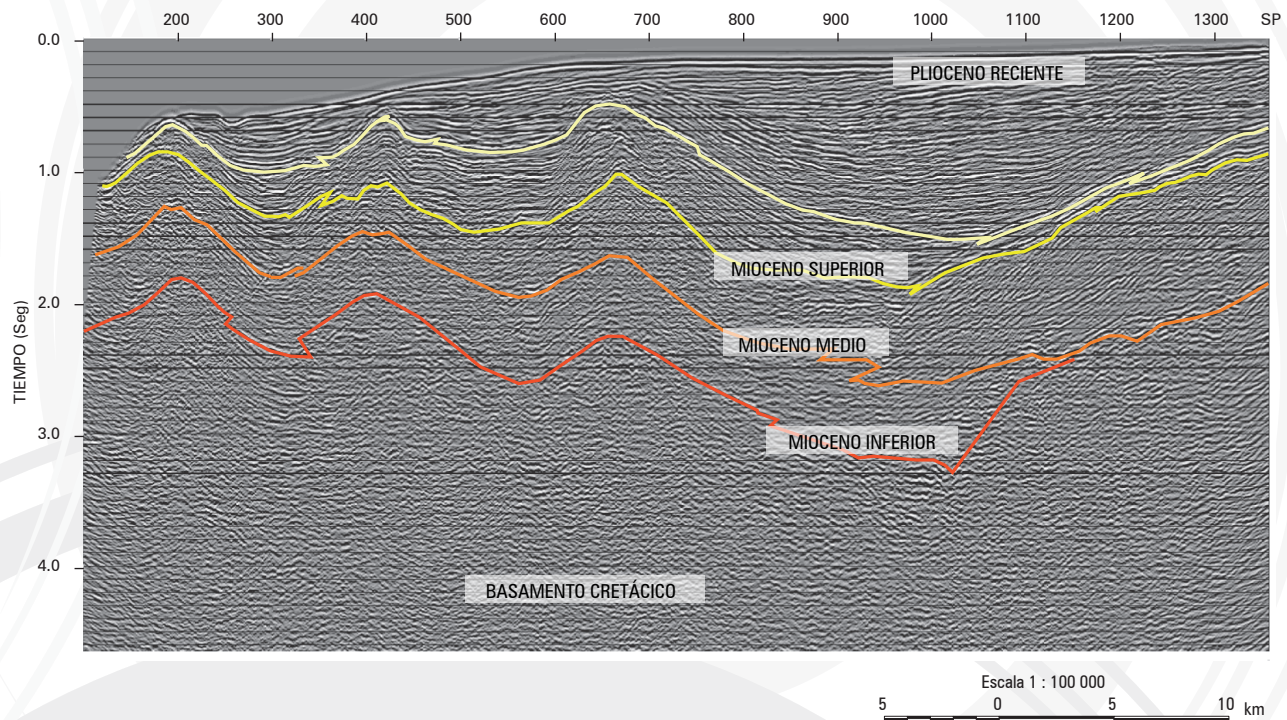


FIGURA 3. Interpretación de la sección sísmica P-1982-4025S localizada costa afuera al norte del Municipio de Tumaco. Se interpretan tres anticlinales asociados con cabalgamientos antitéticos a una superficie principal con vergencia oriental. Sector oriental del bloque TUM OFF 4.

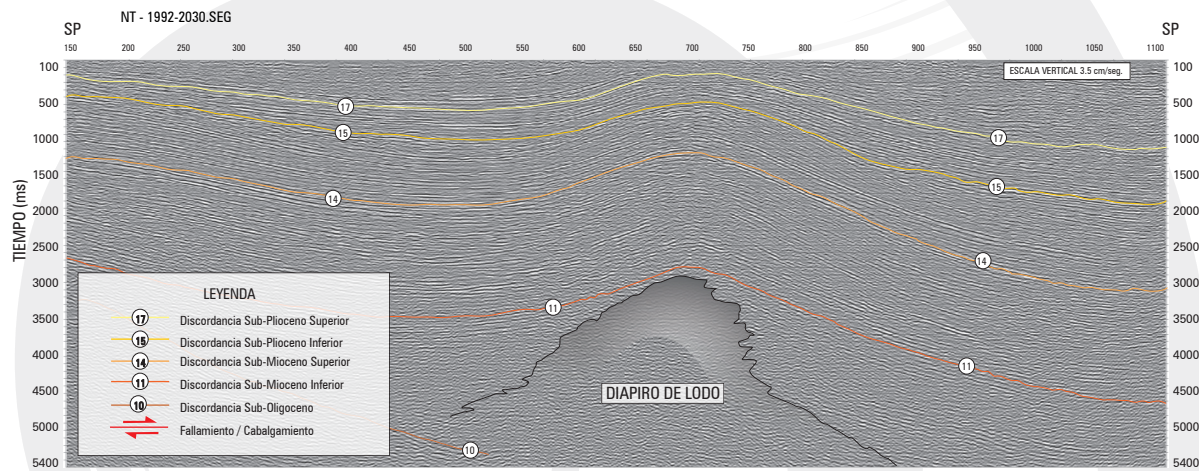


FIGURA 4. Interpretación de la sección sísmica NT-1992-2030 localizada costa adentro al noreste del Municipio de Tumaco. Interpretación de un pliegue asociado con diapirismo de lodo o, posiblemente, reactivación tectónica local en el basamento (?). Sector occidental del bloque TUM 3.

**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



## •• Diagramas de Van Krevelen

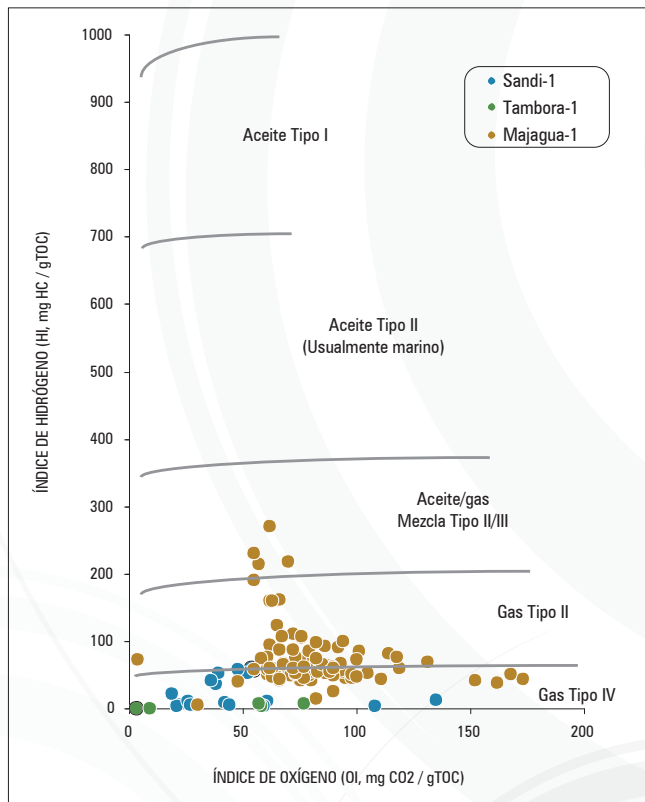


FIGURA 5. Diagrama de Van Krevelen.

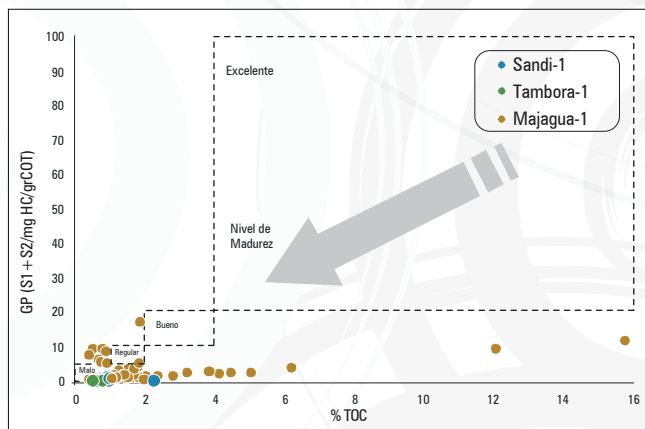


FIGURA 6. Potencial genético Vs. TOC.

II/III, e incluso algunas muestras se localizan en el área 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

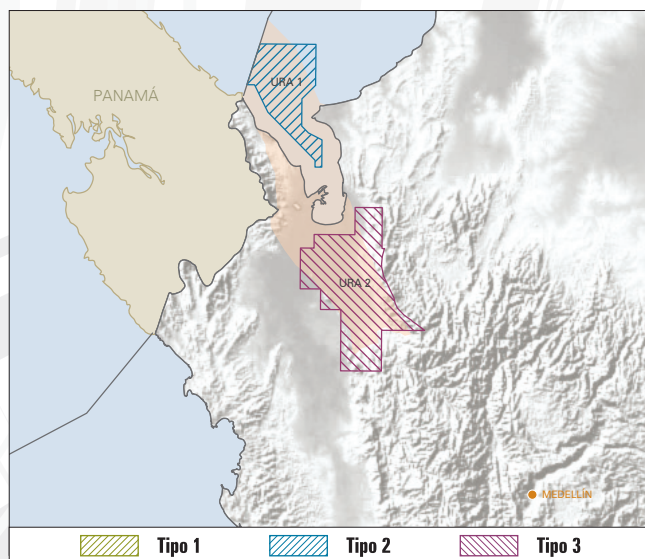


FIGURA 1. Mapa de ubicación del área y de los bloques.

## 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

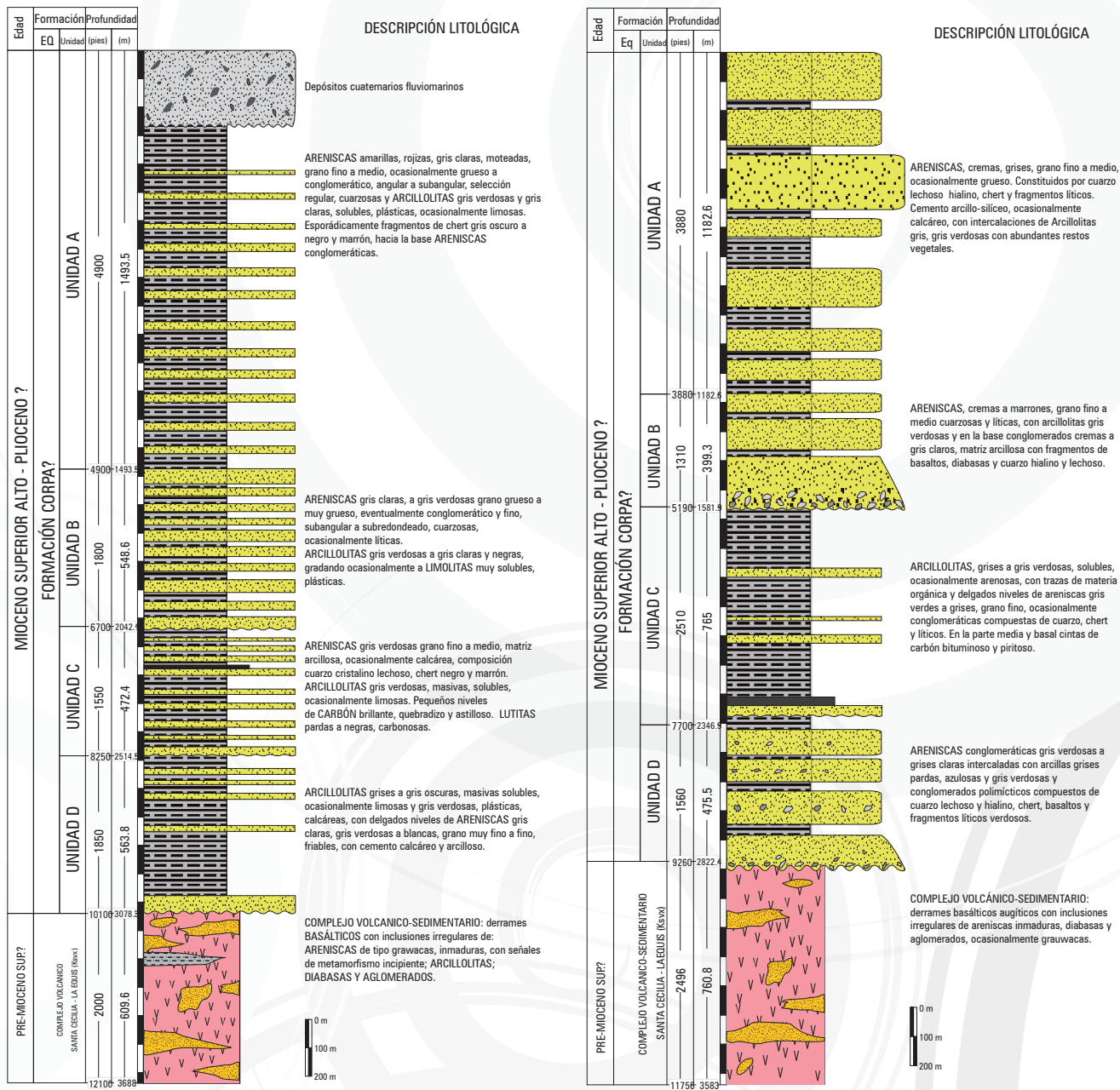


FIGURA 2. Columna litológica de los pozos Apartadó-1 y Chigorodó-1. Modificada de ECOPETROL, 1982a.

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.

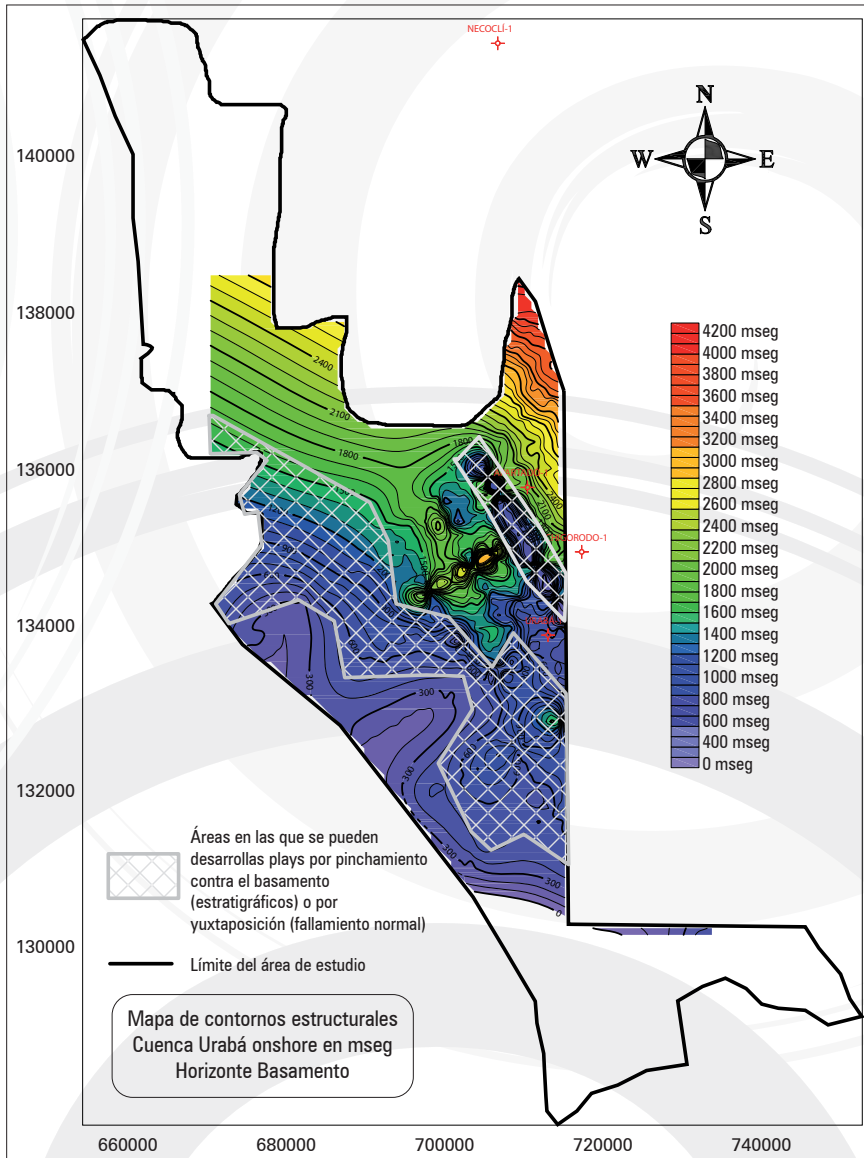
**Sísmica representativa**

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



**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 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

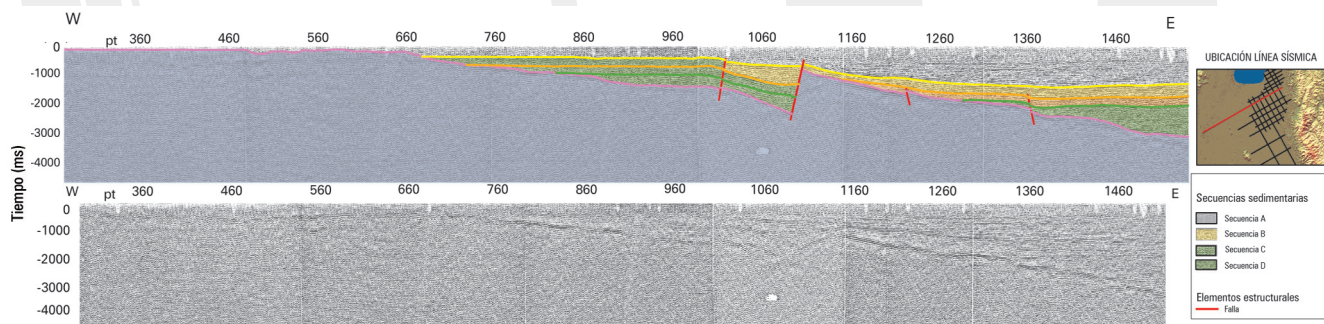


FIGURA 4. Interpretación de línea sísmica 79-18, con el trazado de los horizontes sísmicos a partir de las discordancias o límites. Abajo, línea sin interpretar. Sector noroccidental del bloque URA 2.

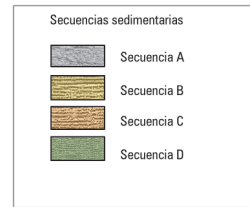
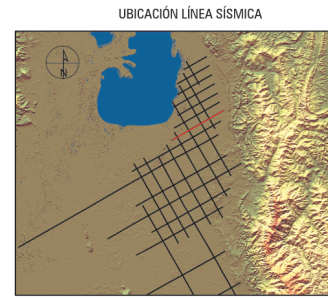
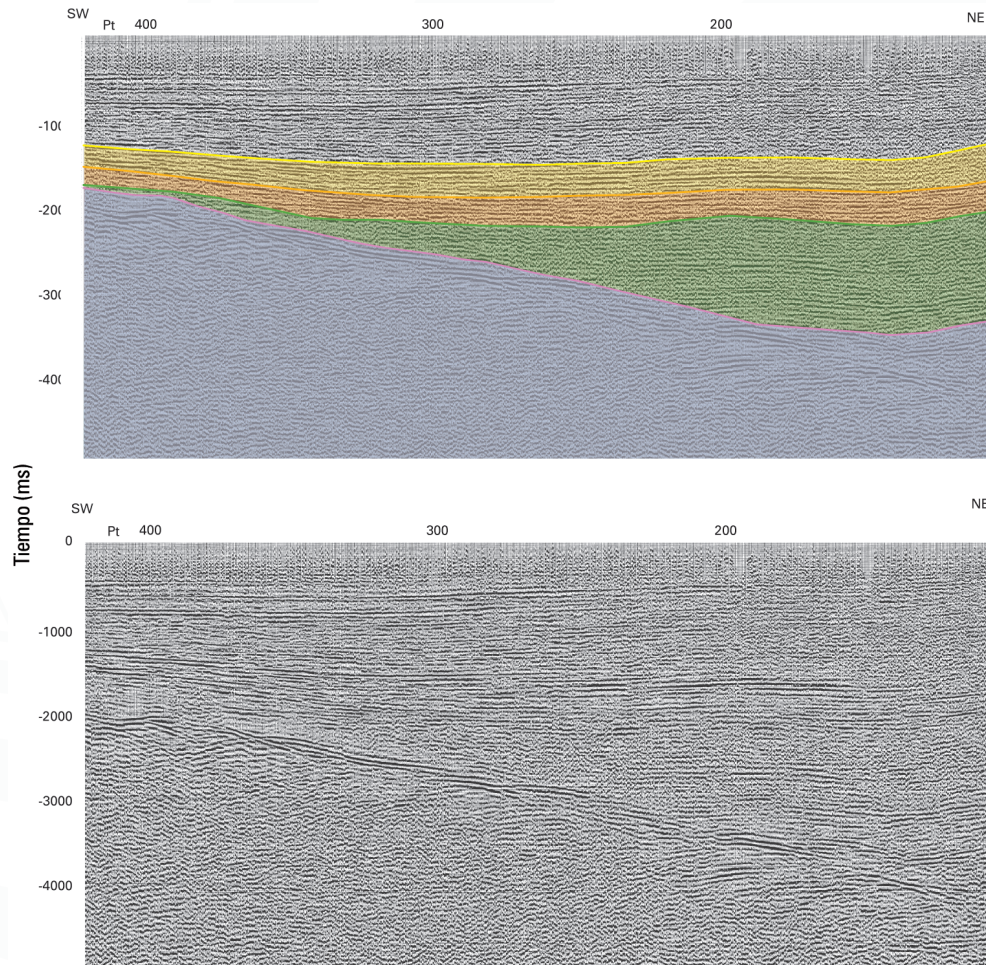


FIGURA 5. Interpretación de línea sísmica 79-18-5 con el trazado de las secuencias sísmicas a partir de las discordancias o límites. Abajo, la línea sin interpretar. Sector norte del bloque URA 2.

• • Diagrama de Van Krevelen

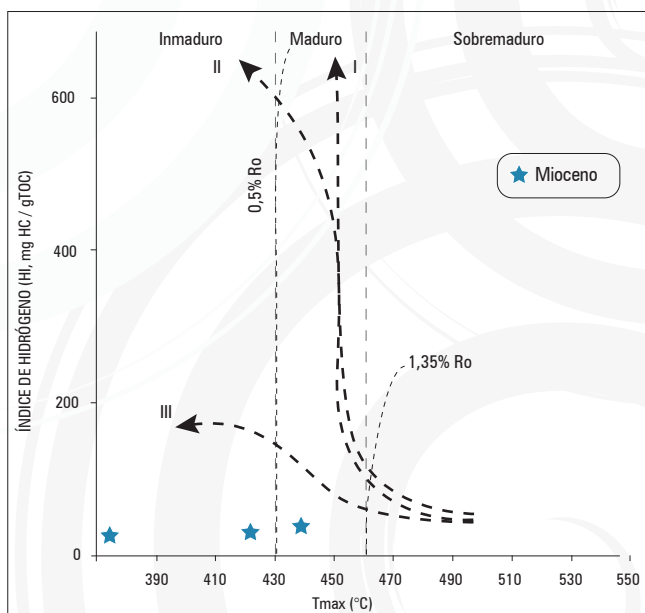


FIGURA 6. Gráfico de Índice de Hidrógeno vs. Tmax de las muestras estudiadas en el pozo Necoclí-1.