

EVALUACIÓN GEOLÓGICA Y PROSPECTIVIDAD DE LA CUENCA CAUCA-PATÍA, COLOMBIA

(Geological evaluation and prospectivity, Cauca – Patía basin, Colombia)

Gustavo Hincapie J.*, José María Jaramillo**, José Vicente Rodríguez***, Roberto Aguilera***, Hermann Bermúdez***, Sandra Ortiz***, Juan Guillermo Restrepo***, Juan Pablo Marín*, Andrés Pardo Trujillo****, María Rosa Cerón****, Elvira Cristina Ruiz*

*Universidad de Caldas, Departamento de Ciencias Geológicas, Manizales, Colombia, gustavo.hincapie@ucaldas.edu.co

**Gmas Ltda, Bogotá, Colombia, jjaramillo@laef.com

***Consultores, Colombia

****Agencia Nacional de Hidrocarburos, Bogotá, Colombia, ggc@anh.gov.co,

(Recibido el 15 de julio de 2009 y aceptado el 03 de septiembre de 2009)

Resumen:

La Cuenca Cauca-Patía es una depresión intermontana entre las cordilleras Central y Occidental, en Colombia. El Alto de Popayán limita las Subcuencas Cauca, al norte, y Patía, al sur. La primera está cubierta por depósitos cuaternarios aluviales; al suroeste, aflora una franja de rocas sedimentarias paleógenas. En la Subcuenca Patía afloran rocas Paleógenas y Neógenas plegadas y falladas. Está limitada por fallas regionales inversas y de rumbo. Al interior, muestra fallas inversas del Mioceno Tardío con vergencia occidental. Esta cuenca fue formada por colisión y acreción de terrenos oceánicos al margen occidental de la Placa Sudamericana, durante el Mesozoico y Cenozoico.

Las Formaciones Chimborazo, Ferreira, Mosquera, Cinta de Piedra y algunos niveles de la Formación Guachinte (Paleoceno Tardío-Mioceno Medio) son unidades clásticas de grano grueso, que pueden ser potenciales rocas almacenadoras. Las Formaciones Aguacalera, Peñamorada y Chimborazo (Cretácico Superior-Eoceno Inferior) poseen buenas características para generar hidrocarburos (%TOC > 1, índice de Hidrógeno > 300 mgHC/gTOC) y kerógeno tipo II. Al sur de la cuenca hay dos rezumaderos de aceite en la quebrada Mataceca, municipio de Mercaderes. Depósitos volcánico-clásticos de las formaciones Galeón y La Paila y, localmente, niveles de arcillas en los reservorios, podrían ser sello regional.

La Subcuenca Patía presenta trampas asociadas a pliegues por propagación de falla. La Subcuenca Cauca tiene tectónica de bloques, que afecta al basamento; las trampas consisten en pinchamientos de unidades contra el basamento, y truncamientos por fallas normales o inversas reactivadas. Para la Subcuenca Cauca, el gas metano asociado con los carbones de la Formación Guachinte constituye otra oportunidad exploratoria.

Palabras clave: cuenca, roca generadora, roca almacenadora, roca sello, hidrocarburos, trampas.

Abstract:

The Cauca-Patía Basin (CPB) is an intermountain depression which separates Colombia's Central and Western mountain chain. The Alto de Popayán borders the Cauca Subbasin, to the north, and from the Patía Subbasin, to the south. The former is mainly covered by quaternary alluvial deposits. In the southwest margin there is an outcrop of sedimentary rocks from the Palaeogene. On the contrary, in the the Patía Subbasin mainly appear folded and faulted rocks from the Palaeogene and the Neogene. Margins are formed by regional reverse and strike slip faults. Towards the inner part of the CPB, inverse faults of the Late Miocene with westward vergence are generally found. The CPB was formed by the collision and accretion of oceanic terrains on the west margin of the South American Plate during the Mesozoic and Cenozoic periods.

Chimborazo, Ferreira, Mosquera and Cinta de Piedra Formations, as well as some levels of the Guachinte Formation (Late Palaeocene to the Mid Miocene) are grain-coarse clastic units (sandstones and conglomerates) which can be potential reservoir rocks. Aguacalera, Peñamorada and Chimborazo Formations (Upper Cretaceous and Lower Eocene) have levels of good characteristics to generate hydrocarbons. (%TOC > 1 and Hydrogen index values > 300 mgHC/gTOC) and type II kerogen. To the south of the basin there are two oil seeps in the Mataceca creek, Mercaderes town. Volcaniclastic deposits from Galeón and La Paila Formations, and locally, levels of intra-formational clays which are present in all reservoirs may be regional seal.

Traps associated to folds due to fault propagation folding are observed in the Patía Subbasin. In the case of the Cauca Subbasin, the structural style is associated to block tectonics which affects the basement. The types of traps are related to stratigraphic pinch outs and cut-offs against reactivated normal and inverse faults. There is an additional exploratory opportunity in the Cauca Subbasin related to the presence of carbons in the Guachinte formation; and the possibility of methane gas associated to the foresaid carbons.

Key words: basin, source rock, reservoir rock, seal rock, hydrocarbons, traps

1. INTRODUCCIÓN

La Cuenca Cauca-Patía (CCP) se encuentra localizada en el suroccidente colombiano y comprende parte de los departamentos de Risaralda, Caldas, Quindío, Valle del Cauca, Cauca y Nariño. Al norte se extiende hasta el municipio de Viterbo (Caldas), y al sur llega hasta el municipio de Buesaco (Nariño). El contorno del área de la cuenca incluye el abanico de Armenia (Ver figura 1).

Como objetivo general del proyecto, se realizó el inventario, interpretación y evaluación de la información geológica disponible en la CCP. Se hizo una evaluación geoquímica y estratigráfica del área; se interpretaron las líneas sísmicas adquiridas para la zona; se realizó una valoración estructural de la cuenca, a partir de los estudios geológicos de superficie y de la interpretación sísmica, y finalmente se valoró y analizó la información integrada para definir los sistemas petrolíferos y áreas potencialmente prospectivas (*Play concepts*)

2. ANTECEDENTES

En cuanto a la prospectividad, Campbell y Velasco (1965) evaluaron la Cuenca del Cauca, y concluyen que sus prospectos están limitados al Terciario.



Figura 1. Mapa de localización del área de estudio.

Pérez y Numpaque (1980) plantean que las formaciones Mosquera y Esmita constituyen buenos reservorios, y que la tectónica del área dio lugar a excelentes trampas. Además, indican que el petróleo encontrado en los manaderos está relacionado con el miembro limolítico de la Formación Esmita, y asociado a fallas.

Barrero y Laverde (1998) concluyen que el estilo estructural, la geometría de las estructuras, el espesor de sedimentos y la presencia de manaderos hacen más atractiva la zona del Patía, que la del Valle del Cauca, pero consideran toda la cuenca como atractiva, en términos generales, aunque con un alto riesgo y un potencial moderado.

Mantilla y Arias (2001) concluyen que el estilo estructural de la Subcuenca del Patía está caracterizado por un sistema imbricado de fallas de vergencia occidental, desarrollado principalmente durante el Mioceno. Además, dicen que presenta rocas con potencial generador en la secuencia inferior del río Guabas, en algunos niveles de la Formación Peña Morada, en la Formación Mosquera y en el miembro limolítico-fosilífero de la Formación Esmita.

El mejor reservorio está conformado por la sección inferior de la Formación Mosquera, seguido del miembro arenáceo de la Formación Esmita, y los mejores sellos están representados por la parte superior de la Formación Mosquera, y el miembro limolítico-fosilífero, por la Formación Esmita.

3. MARCO GEOLÓGICO

Las tres cadenas montañosas de los Andes colombianos se consideran como formadas a partir de la compleja interacción geodinámica de la esquina NW de la Placa Continental de Suramérica y las Placas Oceánicas Caribe y Nazca.

La deformación permanente generada por el choque de placas es acomodada hoy día en bloques tectónicos menores individuales, como el Bloque Andes del Norte y el Bloque Panamá-Baudó (cf. Ego *et al.*, 1996). La CCP está ubicada en la parte central del Bloque de los Andes del Norte, en una región que constituye un antiguo margen continental marcado por el Sistema de Fallas Cauca-Romeral. Fallas mayores de este sistema son los límites de complejos estructurales que, de oriente a occidente, son: Complejo Cajamarca, Complejo Quebradagrande, Complejo Amaime y Complejo Cordillera Occidental (cf. Maya y González, 1995). Los dos últimos complejos constituyen la mayoría del basamento de la CCP, y consisten en bloques imbricados de corteza oceánica formada en el Cretáceo y acrecionada a la Placa Suramericana (Sinton *et al.*, 1998; Pindell *et al.*, 2006; entre otros).

4. METODOLOGIA

Recopilación inicial de la información disponible para la cuenca; posterior análisis de dicha información por áreas del conocimiento; planteamiento de un modelo geológico a partir de datos de superficie (En las áreas con disponibilidad de información sísmica, se amarró la información superficial con profundidad; análisis de información geoquímica y planteamiento de los sistemas petrolíferos hipotéticos acorde con la información disponible, y determinación de áreas prospectivas.

5. RESULTADOS OBTENIDOS

La CCP se divide en la Subcuenca del Cauca, al norte, y la del Patía, al sur, y entre éstas, el Alto de Popayán.

La Subcuenca del Cauca está cubierta por sedimentos de edad Pleistoceno, poco deformados, y las estructuras, observables en la sísmica existente son, principalmente, pliegues asociados a fallas inversas, de vergencia hacia el oeste.

El Alto de Popayán tiene una delgada cobertera sedimentaria de la Formación Esmita (Eoceno), cubierta en forma discordante por depósitos volcánico-clásticos de edad Pleistoceno; en el sector más occidental, aflora una franja plegada con vergencia oriental de las unidades del Paleógeno: Formaciones Chimborazo, Guachinte y Ferreira.

En la Subcuenca Patía afloran, en superficie, depósitos sedimentarios de las formaciones Esmita, Mosquera y Peña Morada; adicionalmente, hay un gran número de pequeños cuerpos de pórfidos andesíticos y dacíticos, sobre todo en la mitad oriental. Las estructuras dominantes en la Subcuenca Patía son pliegues paralelos a los frentes montañosos, que pueden seguirse hasta por 50 km, asociados generalmente a fallas inversas con vergencia al oeste y de edad Mioceno Tardío.

Cinco discontinuidades dividen la sucesión de la CCP en intervalos que van del Cretáceo al Cuaternario y durante los cuales dominaron diferentes procesos geológicos (ver figura 2). Al Cretáceo corresponden los complejos Amaime y Cordillera Occidental, que constituyen el basamento y se consideran como un terreno alóctono formado en ambientes oceánicos de regiones del Pacífico oriental. Durante el Cretáceo y comienzos del Cenozoico, gran parte de estos terrenos fueron adosados al margen NW de Suramérica. En el Paleoceno (?) - Eoceno Medio, el registro sedimentario corresponde a abanicos aluviales y llanuras de inundación (formaciones Chimborazo y Peña Morada). Durante el Eoceno Medio - Mioceno Medio predominaron procesos fluviales (formaciones Guachinte, Ferreira, Mosquera, Cinta de Piedra y Esmita) con local influencia marina (formaciones Esmita y Vijos).

Del Mioceno Tardío al Plioceno, la actividad volcánica y tectónica fue importante en el control de la sedimentación (formaciones Galeón y La Paila); sin embargo, continuó la sedimentación fluvial. Manifestación del volcanismo de este tiempo son el gran número de pórfidos, sobre todo en la Subcuenca Patía. En el Cuaternario persistió la sedimentación fluvial con influencia volcánica (relleno aluvial y lahares) y, en el sector de la Subcuenca del Cauca, sedimentación lacustre en la Formación Zarzal.

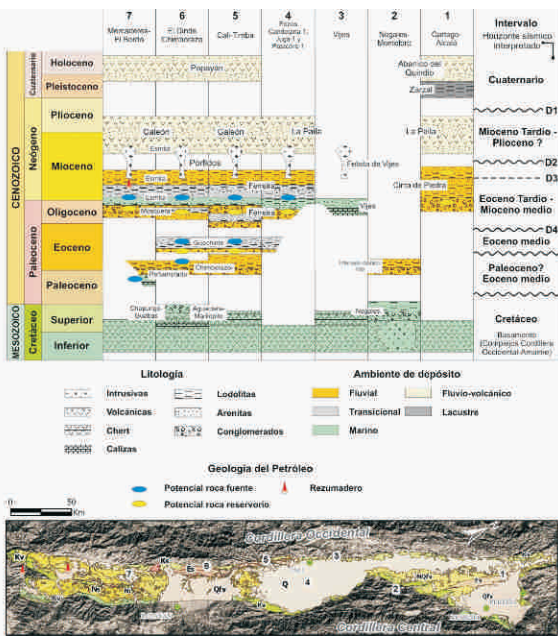


Figura 2. Esquema cronoestratigráfico en la CCP, en sentido aproximado N-S. Preliminarmente, se proponen cinco discordancias regionalmente significativas. De la correlación entre la geología de superficie y la sísmica, se proponen horizontes, D1 a D4, cuya posición se ilustra en el extremo derecho de la figura.

5.1 Interpretación sísmica

Para la Subcuenca Patía se tienen los programas sísmicos Patía 1981 (P-1981) y Cauca-Patía 1990 (CP-1990): un total de 619,6 km de líneas 2D. En la Subcuenca Cauca, la información consta de los programas Valle del Cauca 1979 (VC-1979) y Valle del Cauca 1980 (VC-1980): un total de 286,4 km de sísmica 2D, y tres pozos exploratorios A3 (Candelaria-1, Juga-1 y Patacoré-1).

En la Subcuenca Cauca se trazaron dos horizontes: Tope del intervalo Mioceno Tardío-Plioceno (?) (D1) y Tope del intervalo Eoceno Tardío-Mioceno medio (D2); estos horizontes fueron amarrados usando la información de los pozos Candelaria-1, Juga-1 y Patacoré-1. Para la Subcuenca Patía se trazaron dos horizontes: una discordancia al nivel medio superior de la Formación Esmita (D3) y una discordancia cercana al tope del Eoceno medio (D4). Se obtuvieron mapas estructurales en tiempo para los horizontes mencionados. (en la figura 3 se muestra el mapa estructural para el horizonte D2, y en la figura 4, el mapa estructural para el horizonte D4).

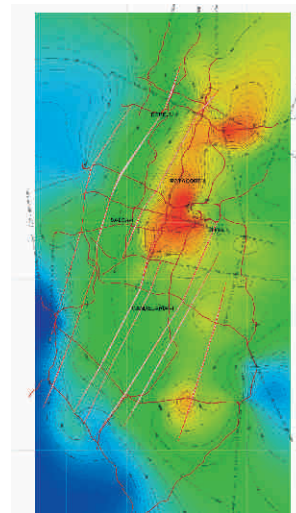


Figura 3. Mapa estructural en tiempo, para el horizonte D2, Subcuenca Cauca.

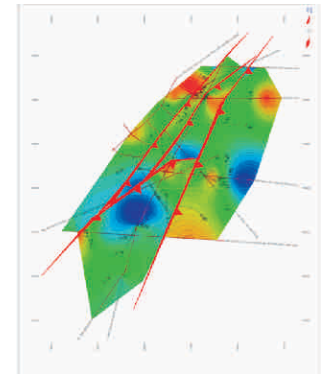


Figura 4. Mapa estructural en tiempo, para el horizonte D4, Subcuenca Patía.

5.2 Geoquímica

La CCP, debido a su escasa historia exploratoria, se puede considerar como una cuenca frontera. En la Subcuenca Patía se encuentran las únicas manifestaciones de hidrocarburos reportadas hasta el momento, que corresponden a dos rezumaderos de aceite en la quebrada Matacea, en inmediaciones del municipio de Mercaderes y en el sitio denominado Sachamates.

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

El grado de madurez de las muestras tomadas en campo va de inmaduro a sobremaduro para los datos de Tmax y reflectancia de Vitrinita (%Ro). Desafortunadamente, la escasa información de subsuelo en la cuenca, no permite definir si el mecanismo de maduración de las posibles rocas generadoras está asociado a enterramiento y, por lo tanto, si tendría un carácter regional, o si los cuerpos intrusivos del Mioceno han jugado un papel térmico importante, probablemente local, en la generación de hidrocarburos y sus manifestaciones en superficie, o si existe una combinación de estas condiciones.

Es probable que algunas de las muestras que tienen valores de IH y contenidos de materia orgánica bajos, típicos de kerógeno tipo III, den estos valores como resultado de la disminución de estos parámetros, por una transformación y expulsión de hidrocarburos, como resultado del grado de madurez alcanzado, aunque se requieren más datos para corroborar o descartar esta hipótesis.

5.3 Sistemas petrolíferos

Las rocas, fuentes potenciales en la CCP, corresponden a los niveles lutíticos del Cretáceo y de las formaciones Chimborazo, Guachinte y Esmita, en las cuales hay altos y muy altos contenidos de materia orgánica; además, presentan gran extensión y, en la parte central de la cuenca, están a profundidades de hasta 4.000 m. Objetivos principales, como reservorios en la CCP, son las arenitas de las formaciones Guachinte, Ferreira, Mosquera, Esmita y Cinta de Piedra.

Teniendo en cuenta que la CCP presenta un estilo estructural que evidencia una dinámica compresiva en el área, generando fallas inversas, predominantemente de ángulo alto a moderado, en ocasiones subparalelas a los estratos, que generan pliegues por propagación de falla, este es el tipo de *play* que se observa en la sísmica en la Subcuenca del Patía (Ver figura 5).

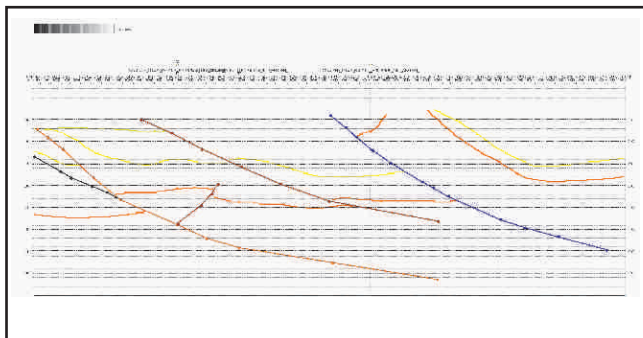


Figura 5. Línea sísmica CP-1981-1450, que muestra el desarrollo de pliegues por propagación de falla (Subcuenca del Patía).

En el caso de la Subcuenca del Cauca, el estilo estructural está más asociado a una tectónica de bloques que afectan el basamento, que se encuentra suprayacido por una sucesión estratigráfica poco deformada, que va desde el Eoceno hasta el Reciente. Los tipos de *plays* presentes están más relacionados con pinchamientos estratigráficos de las unidades contra el basamento, y con truncamientos por fallas normales o inversas, reactivadas en la cuenca (Ver figura 6).

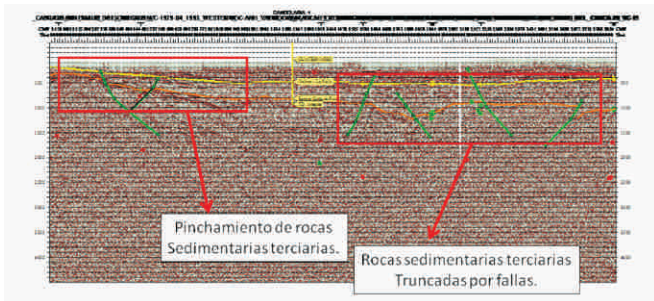


Figura 6. Línea sísmica VC-1979-03, que muestra la baja deformación de la secuencia sedimentaria por encima del basamento y el sobrelape o pinchamiento de la misma y el truncamiento por fallas normales e inversas de diverso ángulo y desplazamiento (Subcuenca del Cauca).

Un tipo de oportunidad exploratoria adicional en la Subcuenca del Cauca está relacionado con la posibilidad

de generación de gas metano en los carbones en la Formación Guachinte. Sin embargo, este es un *play* no convencional que requiere más información y estudio.

6. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

La escasa información sísmica y de pozos existente para la cuenca implica una importante limitación para evaluar la prospectividad, ya que ésta no cubre más de un 25% del área total estudiada, por lo que no es posible visualizar regionalmente elementos involucrados en la prospectividad, como la continuidad de los niveles con potencial para generar y acumular hidrocarburos; la continuidad y geometría de estructuras en el subsuelo, y la localización y extensión de depocentros que puedan estar asociados con cocinas para la generación de hidrocarburos, entre los principales.

Las manifestaciones de aceite en superficie, aunque arealmente restringidas a la parte sur, implican la existencia de algún mecanismo que permitió o permite la maduración de rocas con capacidad para generar hidrocarburos.

La escasa información de subsuelo allí, no permite definir si el mecanismo de maduración está asociado a enterramiento y, por lo tanto, tendría un carácter regional; o si los cuerpos intrusivos del Mioceno han jugado un papel térmico importante, probablemente local, en la generación de hidrocarburos, o una combinación de estas condiciones y el aporte relativo de cada una de ellas.

La información geoquímica existente y obtenida a partir de muestras de afloramiento indica que las unidades sedimentarias del Cretáceo Superior a Eoceno Inferior (Formaciones Aguaclara, Peñamorada y Chimborazo) tienen niveles con buenas características para generar hidrocarburos (%TOC > 1 y valores de índice de Hidrógeno > 300 mgHC/gTOC) y kerógeno de tipo II.

El grado de madurez de las muestras tomadas va desde inmaduro hasta sobremaduro, para los datos de Tmax y reflectancia de Vitrinita (%Ro); sin embargo, y debido a la ausencia de información precisa sobre la localización de las muestras analizadas, no es posible determinar si esta condición de madurez ha podido ser alcanzada por enterramiento o por la presencia de cuerpos intrusivos cerca de las zonas muestreadas. Es probable que algunas de las muestras con valores de IH y contenidos de materia orgánica bajos, típicos de kerógeno tipo III, den estos valores como resultado de la disminución de estos parámetros por una transformación y expulsión de hidrocarburos, como resultado del grado de madurez alcanzado.

Finalmente, y teniendo en cuenta los problemas de información antes mencionados, y el hecho de que la

mayor parte de la información existente corresponde a datos de campo y cartografía geológica, se presenta un mapa de distribución en superficie de las unidades, de acuerdo con su potencial como roca generadora, almacenadora o sello para las Sub-cuencas del Cauca y Patía (Ver figuras 7 y 8), que sirva para tener una mejor idea de la continuidad de los elementos del sistema petrolífero y complemente los escasos datos de subsuelo.

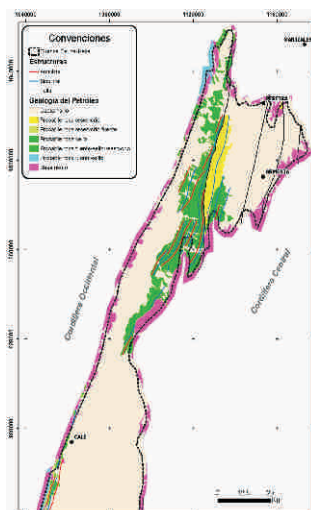


Figura 7. Mapa de distribución en superficie de unidades con potencial, como roca generadora, almacenadora o sello, con base en la cartografía de superficie. (Subcuenca del Cauca).

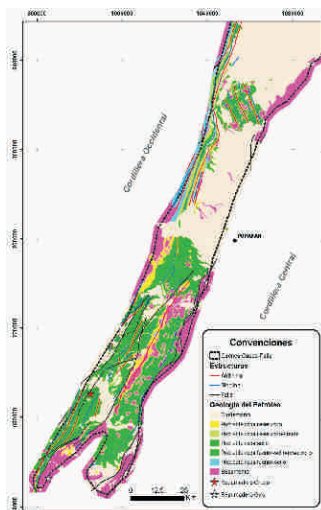


Figura 8. Mapa de distribución en superficie de unidades con potencial, como roca generadora, almacenadora o sello, con base en la cartografía de superficie. (Subcuenca del Patía).

No es posible establecer relaciones roca fuente – roca almacenadora, que permitan definir sistemas petrolíferos conocidos, debido a la falta de acumulaciones en la cuenca y a las discrepancias entre los resultados reportados por diversos autores, en los análisis de los rezumaderos, ya que mientras algunos como Vlierboom (1989) sugieren a partir de análisis de biomarcadores que este crudo ha sido formado en condiciones normales de madurez (%Ro entre 0.69 y 1), a partir de depósitos clásticos de frente deltáico, otros como Dow *et al.*, (1991) sugieren que éste se formó en condiciones de madurez temprana (%Ro entre 0.65 y 0.7), a partir de rocas depositadas en un ambiente óxico, salobre y pantanoso, a partir de materia orgánica terrestre (kerógeno tipo III).

En el primer caso, las rocas estarían posiblemente asociadas a sedimentos Cretácicos; en el segundo, a sedimentos Terciarios, razones por las cuales los sistemas petrolíferos que se pueden plantear serían hipotéticos.

Sistemas hipotéticos: Aguaclara-Chimborazo; Aguaclara-Ferreira; Aguaclara-Mosquera; Aguaclara-Cinta de Piedra; Aguaclara-Guachinte; Chimborazo; Chimborazo-Ferreira; Chimborazo-Mosquera; Chimborazo-Cinta de Piedra; Chimborazo-Guachinte; Peñamorada-Chimborazo; Peñamorada-Ferreira; Peñamorada-Mosquera; Peñamorada-Cinta de Piedra y Peñamorada-Guachinte.

7. CONCLUSIONES

La CCP puede ser dividida en tres sectores geológicamente diferentes: las Subcuencas de Cauca, al norte, y Patía, al sur; y entre éstas, el Alto de Popayán.

A pesar de las limitaciones en información, es posible reconocer varias discontinuidades en el registro estratigráfico, que pueden constituirse como la base de un armazón estratigráfico aplicable a toda la CCP y explicar la conformación y origen de la cuenca. Se definieron cinco discontinuidades, que dividen la sucesión de la CCP en intervalos que van del Cretáceo al Cuaternario, y durante los cuales dominaron diferentes procesos geológicos. Sólo en el extremo sur de la CCP han sido reportadas manifestaciones de hidrocarburos en superficie, que corresponden con dos rezumaderos de aceite en la quebrada Matacea, en inmediaciones del municipio de Mercaderes, y en el sitio denominado Sachamates.

La información geoquímica existente, y obtenida a partir de muestras de afloramiento, indica que las unidades sedimentarias del Cretáceo Superior a Eoceno Inferior (Formaciones Aguaclara, Peñamorada y Chimborazo) tienen niveles con buenas características para generar hidrocarburos (%TOC > 1 y valores de índice de Hidrógeno > 300 mgHC/gTOC) y kerógeno de tipo II.

Los datos de madurez termal muestran la existencia de rocas maduras a sobremaduras, en afloramientos, en la cuenca de las formaciones antes mencionadas. Sin embargo, no es posible establecer si esta madurez ha sido alcanzada por enterramiento o flujo de calor asociado a los cuerpos intrusivos miocenos presentes en la cuenca.

Las Formaciones Chimborazo, Ferreira, Mosquera y Cinta de Piedra, y algunos niveles de la Formación Guachinte, son unidades clásticas de grano grueso (areniscas y conglomerados), que van del Paleoceno Tardío al Mioceno Medio, y pueden ser potenciales rocas almacenadoras. Las unidades que serían el sello regional corresponden a los depósitos volcanoclásticos de las formaciones Galeón y La Paila; y localmente, niveles de arcillas intraformacionales que están presentes en todos los reservorios con diferentes espesores.

En la Subcuenca del Patía se observan trampas asociadas a pliegues por propagación de falla. En el caso de la Subcuenca del Cauca, el estilo estructural es de tectónica de bloques, que afecta al basamento; las trampas corresponden a pinchamientos estratigráficos contra el basamento, y truncamientos por fallas normales y/o inversas reactivadas. Hay otra oportunidad exploratoria adicional en la Subcuenca del Cauca, relacionada con la posibilidad de generación de gas metano en los carbones en la Formación Guachinte.

Existe una serie de sistemas petrolíferos hipotéticos, entre otros: Aguaclara-Chimborazo (.), Aguaclara-Ferreira (.), Aguaclara-Mosquera (.), Aguaclara-Cinta de Piedra (.) Aguaclara-Guachinte (.), Chimborazo (.), Chimborazo-Ferreira (.) y Chimborazo-Mosquera (.).

8.REFERENCIAS

- Barrero-Lozano, D.; Laverde, F.; Ruiz, C., and Alfonso, C.A. (2007). Oblique collision and basin formation in western Colombia: the origin evolution and petroleum potencial of Cauca – Patía Basin.
- Barrero-Lozano, D. and Laverde, F. (1998). Estudio integral de evaluación de la geología y potencial de hidrocarburos de la cuenca “intramontana” Cauca Patía. ILEX para Ecopetrol. Informe, 83 p.
- Campbell, C.J. and Velasco, G. (1965). The Geology and oil prospects of the Cauca Basin, Colombia. Sinclair and BP colombian Inc. internal report. 100 p.
- Core Laboratories. (1989). Oil seep characterization Cauca-Patía area. Job number 89056. 23 p.
- Ego, F.; Sébrier, M.; Lavenue, A.; Yepes, H., and Egues, A. (1996). Quaternary state of stress in the northern Andes and the restraining bend model of the ecuadorian Andes. *Tectonophysics* 259, 101–116.
- Geochem Laboratories Inc. (1981). Geochem Job No. 1834, Patía Basin.
- Mantilla, A. and Arias, J. (2001). Síntesis regional y caracterización estructural de la Subcuenca del Patía. OAKS Asociados Ltda. 74 p.
- Maya, M. and González, H. (1995). Unidades litodémicas en la Cordillera Central de Colombia. *Boletín Geológico INGEOMINAS*, 35, 43-57.
- Moreno, M. and Pardo, A. (2003). Stratigraphical and sedimentological constraints on western Colombia: implications on the evolution of the Caribbean plate, in C. Bartolini; R. T. Buffler, and J. Blickwede, (eds.), *The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: hydrocarbon habitats, basin formation and plate tectonics: AAPG Memoir 79*, pp. 891–924.
- Pérez, G. and Numpaque, L. E. (1980). Cuenca del Patía Superior. Informe geológico Ecopetrol. 33 p.
- Pindell, J.; Kennan, L.; Stanek, K. P.; Maresch, W. V., and Draper, G. (2006). Foundations of Gulf of Mexico and Caribbean evolution: eight controversies resolved. *Geologica Acta*, Vol. 4, No. 1-2, 303-341.
- Rangel, A.; Goncalves, F., and Escalante. C. (2002). Organic geochemical evaluation of the Patía Basin, Colombia: assessing the petroleum system of a frontier area. *CT&F – Ciencia, Tecnología y Futuro*, Vol. 2, No. 3, pp. 5-17.
- Sinton, C.W.; Duncan, R. A.; Storey, M.; Lewis, J., and Estrada, J. J. (1998). An oceanic flood basalts province within the Caribbean plate: earth and planetary science letters, v. 155, p. 221-235.
- Vlierboom, F.W. (1989). Geochemical evaluation of three outcrop samples and two surface seep samples, Cauca Patía, Colombia. 89 p.