

GEOQUÍMICA DE HIDROCARBUROS DE LA SUBCUENCA BAJA GUAJIRA, COLOMBIA

Mario García González¹; Ricardo Mier Umaña¹; Luis E. Cruz Guevara¹

RESUMEN

En el presente artículo se proponen los sistemas petrolíferos en la Subcuenca de la Baja Guajira: 1) El Sistema formaciones (Frm.) del Cretácico Superior- Frm. Castilletes y 2) el Sistema Frm. Siamana- Frm. Macarao- Frm. Castilletes. Los modelos geoquímicos en dos dimensiones, calibrados con datos de madurez termal, indican que los hidrocarburos se han generado en la base de la secuencia estratigráfica y han migrado hacia la superficie. El factor crítico que determinó la acumulación del gas en los campos Chuchupa y Ballena, fue la presencia de capas sellos hacia el tope de la Formación Castilletes. La revisión de la información de pozos en la Subcuenca de la Baja Guajira indica una relativa ausencia de estratos con baja permeabilidad, lo cual explica la escasa ocurrencia de campos de gas en la subcuenca.

El análisis de la información geoquímica y de los resultados de los modelos geoquímicos permite pronosticar que el área con la mejor prospectividad para hidrocarburos en la Subcuenca de la Baja Guajira se encuentra hacia el noroeste de la cuenca, en la región costa afuera, en donde se pronostica la presencia de varias cocinas de hidrocarburos.

Palabras clave: Geoquímica, Baja Guajira, hidrocarburos, sistema petrolífero, Tmax, %Ro.

HIDROCARBON GEOCHEMISTRY OF THE BAJA GUAJIRA SUB-BASIN, COLOMBIA

ABSTRACT

This paper proposes two petroleum systems in the Baja Guajira Sub-basin: 1) The Upper Cretaceous Formation-Castilletes Formation system and 2) The Siamana Formation- Macarao Formation-Castilletes Formation system. Geochemical models in two dimensions, calibrated with thermal maturity data, indicate that hydrocarbons have been originated at the base of the stratigraphic sequence and have migrated upward. The critical factor in determining the formation of the Chuchupa and Ballena gas field was the presence of sealing beds in the top of the Castilletes Formation. Well information from the Baja Guajira Sub-Basin reveals a relatively absence of low permeable strata explaining the scatter occurrence of gas field in the Guajira Sub-Basin.

The geochemical information along with the geochemical models allow to locate the best prospective area for hydrocarbons, which is located toward the norwest of the Baja Guajira Sub-basin in the offshore region, where it is expected the presence of several hydrocarbon kitchens.

Keywords: Geochemistry, Baja Guajira, hydrocarbon, petroleum system, Tmax, %Ro.

¹ Grupo de Investigaciones en Geología de Hidrocarburos y Carbones, Escuela de Geología. Profesor Universidad Industrial de Santander, mgarciag@uis.edu.co

INTRODUCCIÓN

Los campos de gas en la Subcuenca de la Baja Guajira han sido y continúan siendo la principal fuente de gas natural para Colombia. El Campo Chuchupa es el principal campo de gas en la subcuenca con reservas iniciales de gas que varían entre 5 y 5.6 TCF. (1 TCF = 1×10^{12} pies cúbicos de gas) (Rivera *et al.*, 2009). El origen del gas en este y otros campos de gas en la Subcuenca de la Baja Guajira no es claro y es tema de discusión. Katz and Williams (2003) proponen un origen bacterial para los yacimientos de gas de la Cuenca de la Guajira, Rangel *et al.* (2003) proponen un origen bacterial para los campos de Ballena y Riohacha, y un origen mezclado (bacterial y térmico) para el Campo Chuchupa, igualmente Ramírez *et al.* (2003) plantean un origen termal y mezclado para los campos de gas antes mencionados.

Esta discusión tiene importantes implicaciones en la exploración de nuevos campos de gas en la Cuenca de la Guajira en Colombia, ya que los campos de gas biogénico están restringidos a acumulaciones relativamente someras y asociados a depocentros con sedimentos muy ricos en materia orgánica. De otra parte los campos de gas termogénico están asociados a

cocinas de gas profundas a partir de las cuales el gas migra hacia trampas a diferentes profundidades, es decir que la prospectividad de la Cuenca de la Guajira varía sustancialmente según sea el origen de los gases.

En este trabajo se realizó una recopilación de la información geoquímica existente de la Subcuenca de la Baja Guajira, la cual fue reinterpretada junto con nuevos datos geoquímicos de muestras de roca de la Serranía de Cosinas, generándose un nuevo modelo geoquímico que permite ampliar las fronteras de la exploración de hidrocarburos en la Cuenca de la Guajira.

LOCALIZACIÓN

En el presente trabajo se adopta la subdivisión de cuencas sedimentarias de Colombia presentada por Barrero *et al.*, (2007) en la cual se denomina Subcuenca de la Baja Guajira a la parte sur de la “Onshore Guajira Basin” de Barrero *et al.* (2005-2006), limitada al norte por el sistema de fallas de Cuisa, al sur por la falla de Oca, hacia el oeste limita con el Mar Caribe, que hace parte de la denominada Cuenca de la Guajira Costa Afuera y hacia el este su límite es el Golfo de Venezuela, Cuenca del Golfo de Venezuela según Almarza (1997) (FIGURA 1).



FIGURA 1. Mapa de la Península de la Guajira mostrando los rasgos fisiográficos y tectónicos que caracterizan y delimitan la Subcuenca de la Baja Guajira. 1) Sierra Nevada de Santa Marta, 2) Serranía de Perija, 3) Serranía de Cosinas, 4) Serranía de Jarara, 5) Serranía de Macuira, 6) Cuenca de Cesar-Ranchería, 7) Subcuenca de Portete y 8) Subcuenca de Cocinetas. Modificada de Rubio *et al.* (1998).

ANTECEDENTES EXPLORATORIOS Y HALLAZGO DE HIDROCARBUROS

La exploración petrolera en esta subcuenca se inició con la perforación del pozo Ranchería-1 en 1948; a

la fecha han sido perforados 18 pozos exploratorios y se han descubierto tres campos productores de gas: Ballena y Riohacha localizados en la región costera, y el campo Chuchupa localizado en el área costa afuera de la cuenca (FIGURA 1).

El campo de gas Santa Ana, localizado en plataforma marina en el extremo noreste de la Subcuenca de la Alta Guajira, no se explota actualmente. En la parte central de esta subcuenca, varios pozos como: Almeja-1, Aruchara-1, Calamar-1 y Epehin-1, presentaron manifestaciones de gas durante su perforación.

Los reservorios con acumulaciones de gas se encuentran en la Formación Siamana de edad Mioceno medio, en los Campos Ballena y Rihacha y en los niveles arenosos de la secuencia del Mioceno en el Campo Chuchupa.

Estratigrafía

La cartografía de las unidades geológicas aflorantes en la Península de La Guajira se encuentra en el mapa geológico de Raasveldt (1963) y en los mapas geológicos publicados por el INGEOMINAS (Mercado, 1999 y Gómez *et al.*, 2007 a y b) donde aparece la cartografía de las unidades geológicas en un sentido crono estratigráfico.

Los estudios más completos de la estratigrafía y sedimentología de las unidades presentes en la Península de La Guajira aparecen compilados en las memorias del mapa geológico del Departamento de La Guajira de Rodríguez y Londoño (2002) y Mercado (2003). Las formaciones presentes en la Subcuenca de la Baja Guajira comprenden un rango de edades que va desde el Jurásico Inferior hasta el reciente, abarcando ambientes de depósito continentales y marinos. Ver columna estratigráfica (FIGURA 2).

GEOQUÍMICA

Caracterización geoquímica de las rocas fuente

La caracterización geoquímica de las roca fuente se hace con base en tres criterios: 1) la cantidad de materia orgánica determinada mediante análisis de carbono orgánico total (TOC), 2) la calidad de materia orgánica indicada por el tipo o tipos de kerógenos presentes en la rocas fuente determinados mediante análisis microscópicos y mediante el índice de hidrógeno (HI), y 3) el grado de maduración termal determinado mediante la reflectancia de la vitrinita (R_o %) y el parámetro temperatura máxima (Tmax).

En la Serranía de Cosinas se obtuvieron muestras de afloramiento a las cuales se les hicieron los análisis de pirolisis: TOC, Tmax y HI (TABLA 1). Estos resultados indican que la cantidad de materia orgánica es relativamente baja (entre 0.4 a menos de 1.5%). El tipo de kerógeno presente de acuerdo con el ambiente

de depositación corresponde a una mezcla de kerógenos tipos II y III, además los datos de HI son muy bajos, indicando que el potencial de generación de aceite es igualmente bajo restringiéndose a gas seco.

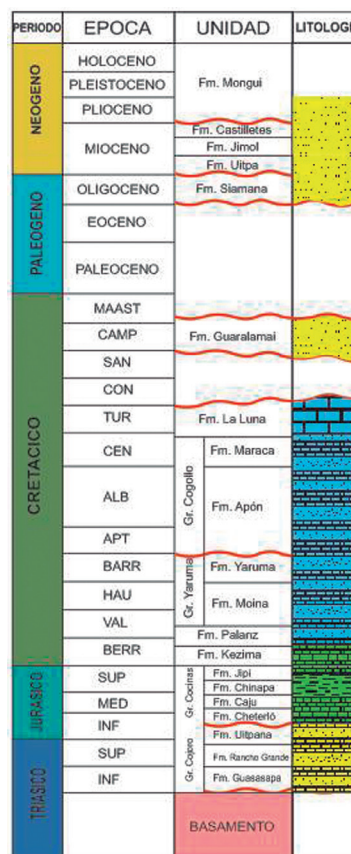


FIGURA 2. Columna estratigráfica generalizada de la Subcuenca de la Baja Guajira elaborada con base en información de los trabajos de Raasveldt (1963), Rodríguez y Londoño (2002) y Mercado (2003).

TABLA 1. Resultados de los análisis de pirolisis: TOC, Tmax y HI de muestras de roca en afloramiento (Serranía de Cosinas).

FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN	TOC	Tmax	HI
Grupo Yuruma	intramicrita	0,07	448	35,01
Grupo Yuruma	intramicrita	0,13	400	79,73
Grupo Yuruma	intramicrita	0,12	414	23,21
Grupo Cogollo	intramicrita	0,04	461	55,55

Los datos de R_o de las muestras de afloramientos recolectadas en la Serranía de Cosinas (TABLA 2) presentan valores de R_o que varían como sigue: el Grupo Cogollo presenta valores de R_o entre 1.18 y 1.21%; el

Grupo Yuruma del Cretácico Inferior presenta valores de R_o entre 1.24 y 1.31%; y la Formación Chinapa del Jurásico, presenta valores de R_o entre 1.4%. Los anteriores valores muestran una clara tendencia de incremento de la reflectancia de vitrinita (R_o) con la edad lo cual indica que las formaciones más antiguas estuvieron sepultadas a mayores profundidades y por tanto expuestas a mayores temperaturas. Así mismo los valores de R_o encontrados en la muestras de la Serranía de Cosinas son claramente superiores a los encontrados en las formaciones de edad Paleógena y Neógena de la Subcuenca de la Baja Guajira, indicando que la secuencia Cretácica y Jurásica estuvo enterrada a profundidades cercanas a los 4,000 metros y fue levantada hasta su posición actual en la Serranía de Cosinas. Los eventos de levantamientos con sus correspondientes enfriamientos de la Serranía Cosinas se discuten en García *et al.* (2009 y 2010).

TABLA 2. Datos de %Ro en muestras de afloramiento de la Serranía de Cocinas.

MUESTRA	FORMACIÓN	% Ro	Desv. Estándar
PALEÓGENO OLIGOCENO			
E5M3	Fm Siamana	1,08	0,18
CRETÁCICO SUPERIOR			
E10M1	Grupo Cogollo	1,18	0,23
E10M2	Grupo Cogollo	1,18	0,15
E16M1	Grupo Cogollo	1,21	0,24
E9M1	Grupo Cogollo	1,19	0,28
CRETÁCICO INFERIOR			
E11M1	Grupo Yuruma	1,24	0,15
E1M2	Grupo Yuruma	1,28	0,18
E17M1	Grupo Yuruma	1,31	0,29
JURÁSICO SUPERIOR			
E3M1	Fm Chinapa	1,4	0,19

Los diagramas de TOC, HI y Ro versus la profundidad respectivamente, del pozo Calamar-1 localizado costa afuera en la Subcuenca de la Baja Guajira (FIGURAS 3, 4 y 5). Los resultados de TOC muestran valores entre 0.5 y 2% con gran dispersión, los valores de HI son muy bajos fluctuando entre 40 y 120 mg HC/g Roca. Los valores de R_o muestran una clara tendencia de incremento del R_o con la profundidad.

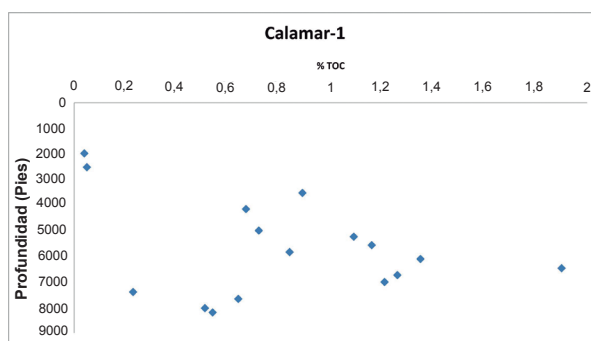


FIGURA 3. Diagramas de TOC vs. Profundidad en el pozo Calamar-1. Nótese la gran dispersión de los datos.

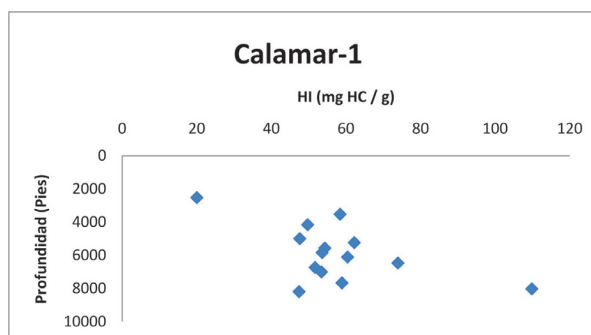


FIGURA 4. Diagrama de HI vs. Profundidad en el pozo Calamar-1. Nótese la dispersión de datos.

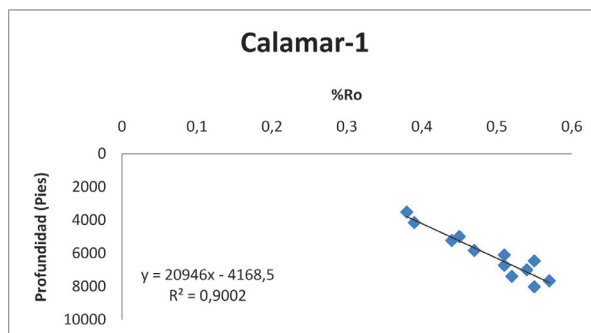


FIGURA 5. Diagrama % Ro vs. Profundidad en el pozo Calamar 1. Nótese la clara tendencia de incremento de Ro con profundidad.

En resumen, los resultados de TOC y HI no permiten establecer la identificación clara de un nivel de rocas fuente de hidrocarburos con excelentes características de roca fuente. En los pozos costa afuera Calamar-1 y Pavón-1, tampoco es posible identificar un nivel con buenas características de roca generadora de hidrocarburos. Los bajos valores de TOC y HI

indican que las rocas generadoras de hidrocarburos en la secuencia Neógena y Paleógena han tenido una moderada capacidad de generación de hidrocarburos en la Subcuenca de la Baja Guajira. Los valores de R_o si exhiben una clara tendencia de incremento de la reflectancia de vitrinita con relación a la profundidad indicando que es factible encontrar cocinas de generación de hidrocarburos a profundidades mayores de 6,000 pies (FIGURA 5).

Los datos de R_o de los pozos de la Subcuenca de la Baja Guajira fueron agrupados de acuerdo a su edad (TABLA 3) y graficados en mapas con el objeto de construir mapas de R_o los cuales ilustran las tendencias generales de aumento y disminución de valores de R_o (FIGURA 6). Es de anotar sin embargo una gran dispersión de los datos de R_o de los pozos, a diferencia de los datos de R_o de las muestras de afloramiento que presentan un incremento de la reflectancia con la edad de la roca (TABLA 2).

TABLA 3. Datos de R_o en muestras tomadas de pozos de la Subcuenca de la Baja Guajira y en el offshore de la subcuenca.

POZO	Profundidad (pies)	Edad	n	R_o (%)	Desv. Est.
Maicao-1	3700	Mioceno tardío	20	0.48	0.066
Almeja-1	5500	Mioceno medio	8	1.26	0.701
Ballena- 2	4650	Mioceno tardío	3	0.58	0.043
Riohacha- 1	5920	Mioceno tardío	4	1.14	0.992
Mero -1	7150	Mioceno medio	4	0.49	0.096
Chuchupa -1	5020	Mioceno tardío	10	0.54	0.165
Aruchara - 1	7160	Mioceno tardío	7	0.87	0.714
Ballena - 1	5200	Mioceno medio	6	0.60	0.169
Pavón - 1	2710	Mioceno medio	5	1.14	0.244
Tiburón - 1	5370	Mioceno tardío	7	0.44	0.102
Chuchupa - 6	4820	Mioceno tardío	4	0.59	0.377
Chuchupa - 5	4780	Mioceno medio	3	1.26	0.406
Ranchería -1	1509	Mioceno tardío	5	0.79	0.193
Sorpresa - 1	5690	Mioceno temprano	6	1.22	0.327
Manaure -1	1810	Mioceno medio	3	0.97	0.241

El mapa de contornos de valores de R_o del Mioceno temprano (FIGURA 6), muestra que la cocina de generación de hidrocarburos se encuentra hacia el noreste de la subcuenca en el área costa afuera.

MODELAMIENTO GEOQUÍMICO DE LA SUBCUENCA DE LA BAJA GUAJIRA

El modelamiento geoquímico se desarrolló con base en los siguientes parámetros:

- 1) La historia de subsidencia, la cual es derivada de la información estratigráfica de la Subcuenca de la Baja Guajira y del pozo Calamar-1. La metodología empleada incluye las correcciones por decompactación, la paleobatimetría según los lineamientos de Angevine *et al.* (1990). Los espesores de las secciones erosionadas del Mioceno y del Cretáceo Superior fueron calculados con base

en los paleogradientes derivados de los análisis de huellas de fisión en apatitos.

- 2) La historia paleotermal de la subcuenca fue reconstruida con base en información del régimen actual y pasado de la subcuenca. Los datos del régimen actual de la subcuenca se derivan de las temperaturas de fondo de pozos, con los cuales se calculó el gradiente geotérmico actual y el flujo de calor actual de la subcuenca. La historia paleotermal se reconstruyó empleado datos de reflectancia de vitrinita y datos de huellas de fisión en apatitos y zircones como se discute en García *et al.* (2009 y 2010). Los resultados obtenidos permitieron identificar los principales eventos de subsidencia y calentamiento de la subcuenca, así como también los principales eventos de levantamientos con sus respectivos eventos de enfriamiento en la Subcuenca de la

Baja Guajira como se discute a detalle en García *et al.* (2009 y 2010).

- 3) El cálculo de las tasas de transformación de las reacciones kerógeno a petróleo y petróleo a gases se obtuvieron empleando el software Petromod versión 11, en el cual se utilizaron los parámetros cinéticos del kerógeno tipo II disponibles en la base de datos del programa.

El modelo geoquímico 1D del pozo Calamar-1 se ilustra en las FIGURAS 7, 8 y 9. La historia de subsidencia del pozo Calamar 1 (FIGURA 7), se inicia con la depositación en el Cretácico Superior de la Frm. Guaralamai, la cual se encuentra discordante sobre el basamento, continua durante el Eoceno, depositación de la Frm. Macarao, a partir del Oligoceno se observa una alta tasa de subsidencia.

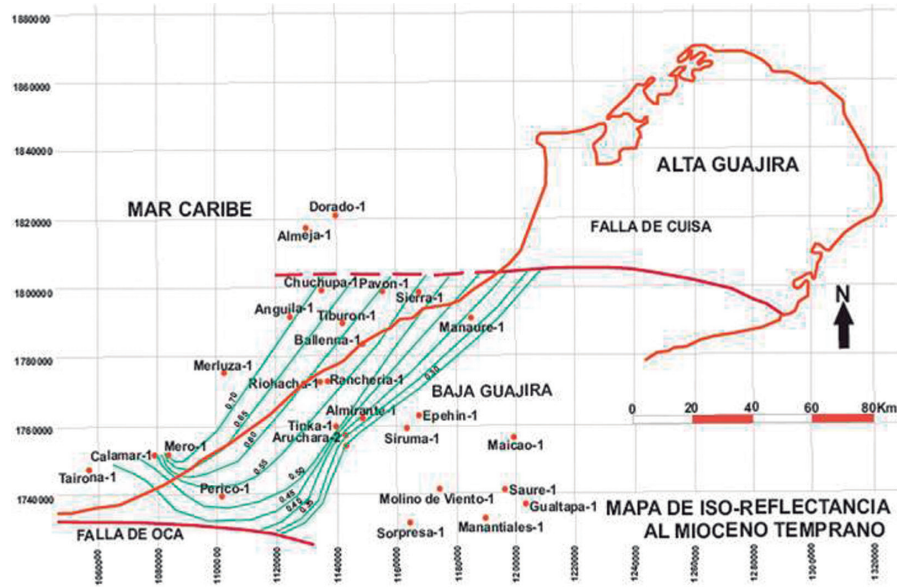


FIGURA 6. Mapa de contornos de valores de porcentaje de Ro en el Mioceno temprano de la Subcuenca Baja Guajira. Tomado de García *et al.* (2009 y 2010). Nótese el incremento de valores de 0.3% en el área continental hasta 0.7% en el área costa afuera de la subcuenca.

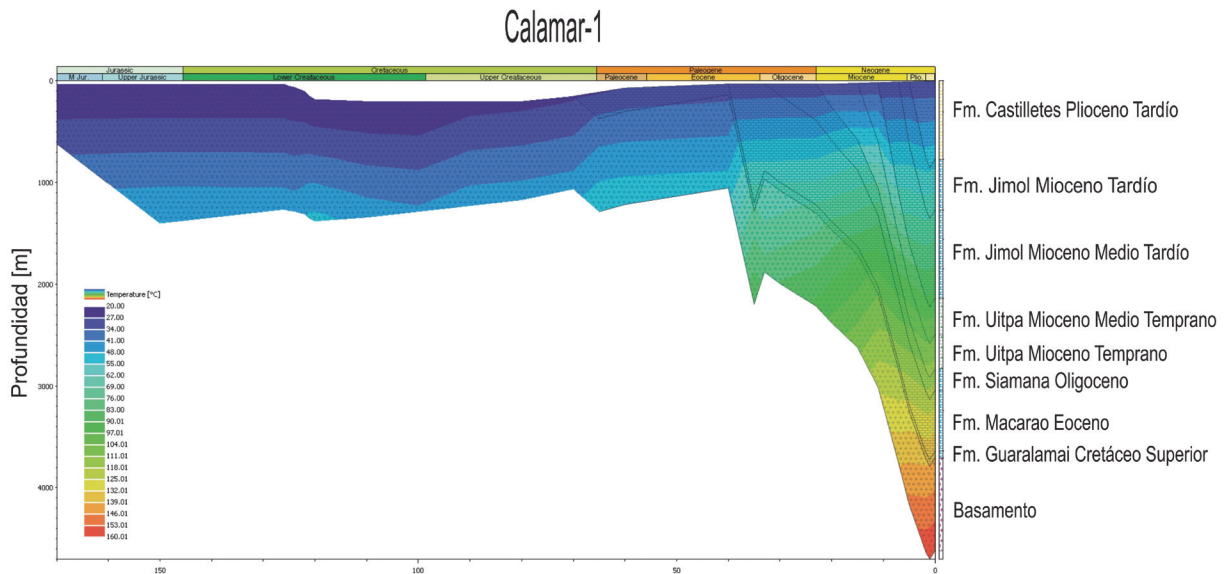


FIGURA 7. Diagrama de tiempo-temperatura del pozo Calamar-1 en la Subcuenca de la Baja Guajira. La calibración del modelo se basó en datos de Ro, temperaturas de fondo y huellas de fisión en apatitos. Nótese que la Formación Guaralamai alcanzó temperaturas de 130oC.

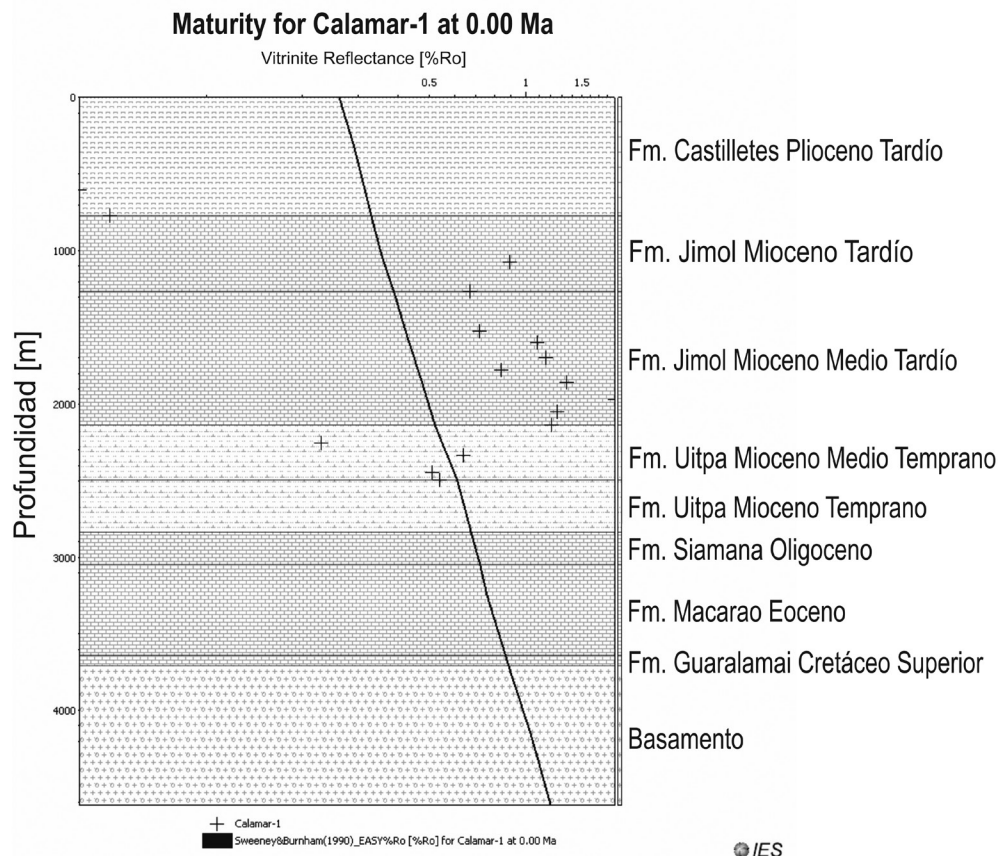


FIGURA 8. Calibración del modelo 1D con medidas de reflectancia de la vitrinita (Ro) a diferentes profundidades del Pozo Calamar-1. La línea negra corresponde a la tendencia calculada para el incremento de Ro con la profundidad.

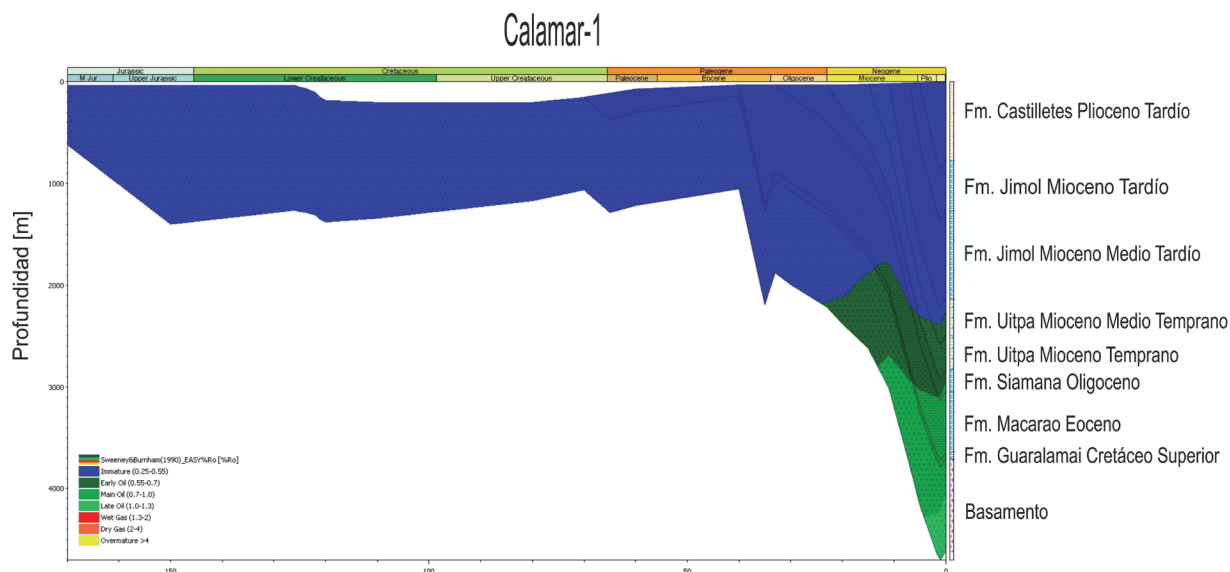


FIGURA 9. Modelo Geoquímico 1D del pozo Calamar-1. Nótese que las formaciones generadoras Guaralamai, Macarao y Siamana están en la ventana de generación de petróleo. La formación Uitpa está en la fase temprana de la ventana de generación.

Los datos de Ro medidos en el Pozo Calamar 1 y la curva de Ro calculada con el software Petromod (FIGURA 8). Los resultados indican una correspondencia entre los datos calculados y medidos de la Formación Uitpa. Así mismo se observa correspondencia entre datos calculados y medidos de Ro para las muestras de Paleoceno y Cretáceo Superior. Los análisis de las muestras de pozos del Mioceno muestran una gran dispersión, por lo cual estos datos no fueron tenidos

en cuenta para la reconstrucción de la reflectancia de vitrinita.

Los modelos geoquímicos en dos dimensiones (2D) permiten ilustrar las rutas de migración de hidrocarburos y de los estados de maduración de las rocas generadoras, por esta razón se elaboró un modelo geoquímico 2D con base en el perfil sísmico (FIGURA 10) y su localización (FIGURA 11).

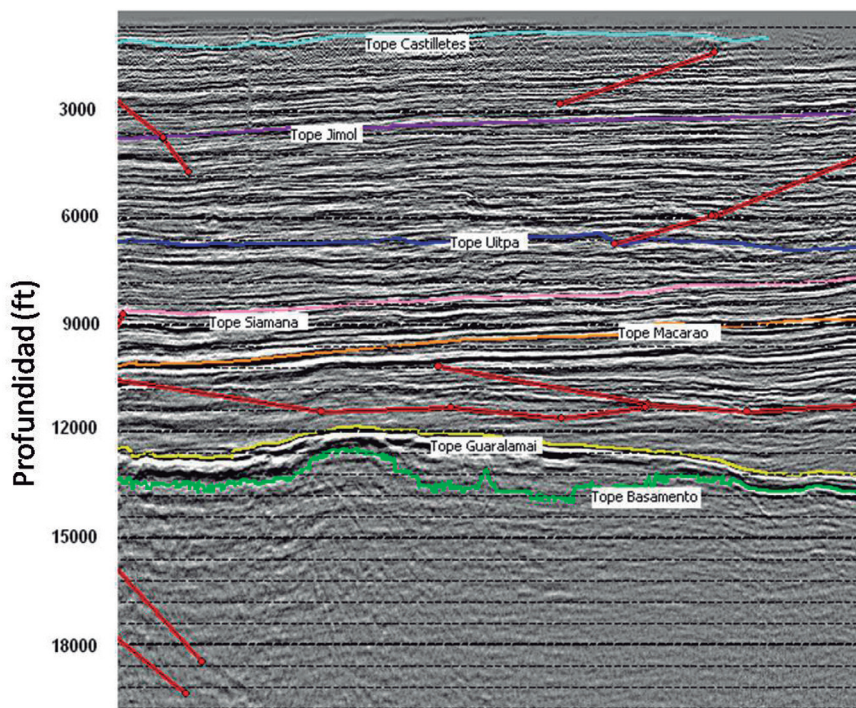


FIGURA 10. Perfil sísmico obtenido de la línea sísmica L-1973-25 en dirección E-W ilustrando la sedimentación en la plataforma continental desde el Cretáceo Superior hasta el Pleistoceno con una acumulación de 13,000 pies de sedimentos. La distancia horizontal del perfil corresponde a 35 km. La localización del perfil se incluye en la figura 11. Tomado de García *et al.* (2009 y 2011).

La conversión a profundidad de la línea sísmica L-1973-25 se llevó a cabo siguiendo el procedimiento propuesto en programa SeisVision-2007 de la plataforma GeoGraphix Discovery. El cual emplea una grilla de velocidades con base en información del registro VIP de pozos cercanos a la línea antes mencionada. El perfil sísmico muestra la plataforma continental con una secuencia sedimentaria que va desde el Cretácico Superior (Formación Guaralamai), hasta la Formación Castilletes del Pleistoceno. El espesor de la secuencia sedimentaria es de aproximadamente 13,000 pies.

El modelo de temperaturas (FIGURA 12), fue calculado con los parámetros de calibración anteriormente discutidos, el resultado indica que la base de la secuencia sedimentaria presenta una

temperatura entre 140 y 150°C, de otra parte la Formación Uitpa a 7,000 pies está en un rango de temperaturas entre 90 y 120°C.

La migración de hidrocarburos (FIGURA 13), está indicada por flechas verdes y rojas que muestran la migración del petróleo y gas respectivamente. El resultado indica que los hidrocarburos son generados en las formaciones Guaralamai, Siamana y Uitpa, igualmente estos hidrocarburos migran hacia la superficie llegando a las formaciones Jimol y Castilletes. De acuerdo al modelo geoquímico 2D, el factor crítico para la formación de campos de gas y petróleo en la plataforma continental de la Guajira lo constituye la presencia de una roca sello, pues de otra manera el gas alcanza la superficie.

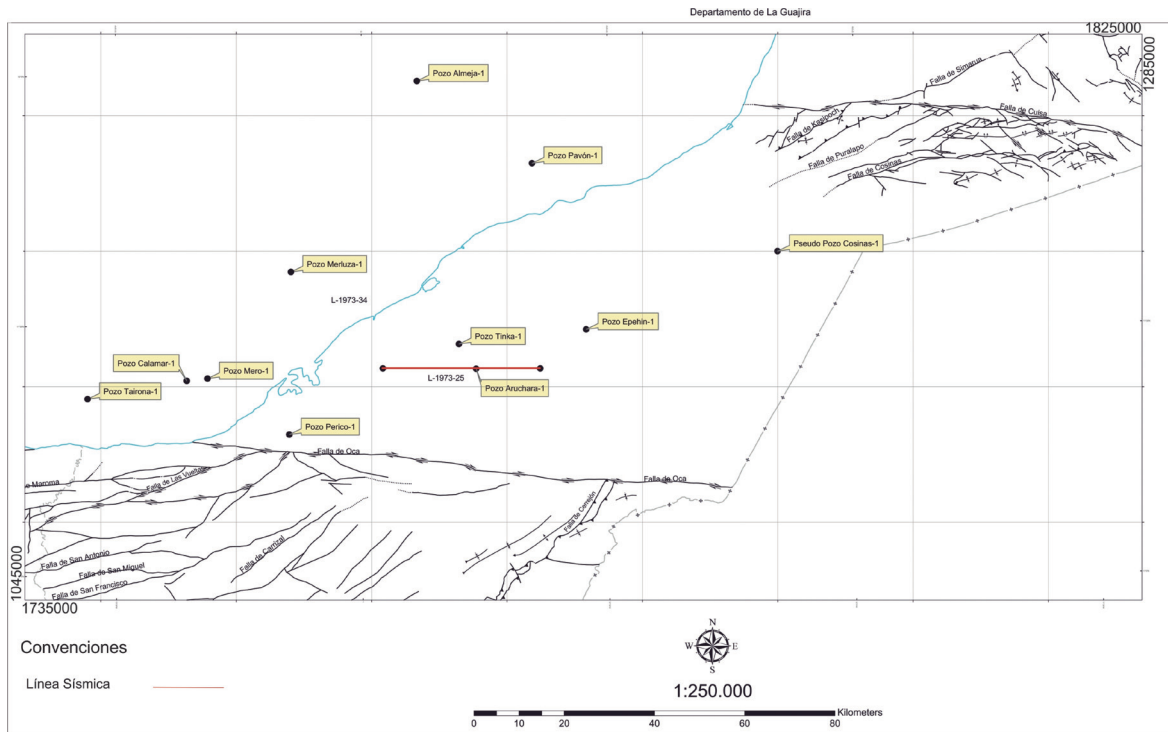


FIGURA 11. Localización de pozos perforados y del perfil sísmico L-1973-25 en la Subcuenca de la Baja Guajira. Tomado de García *et al.* (2009 y 2010).

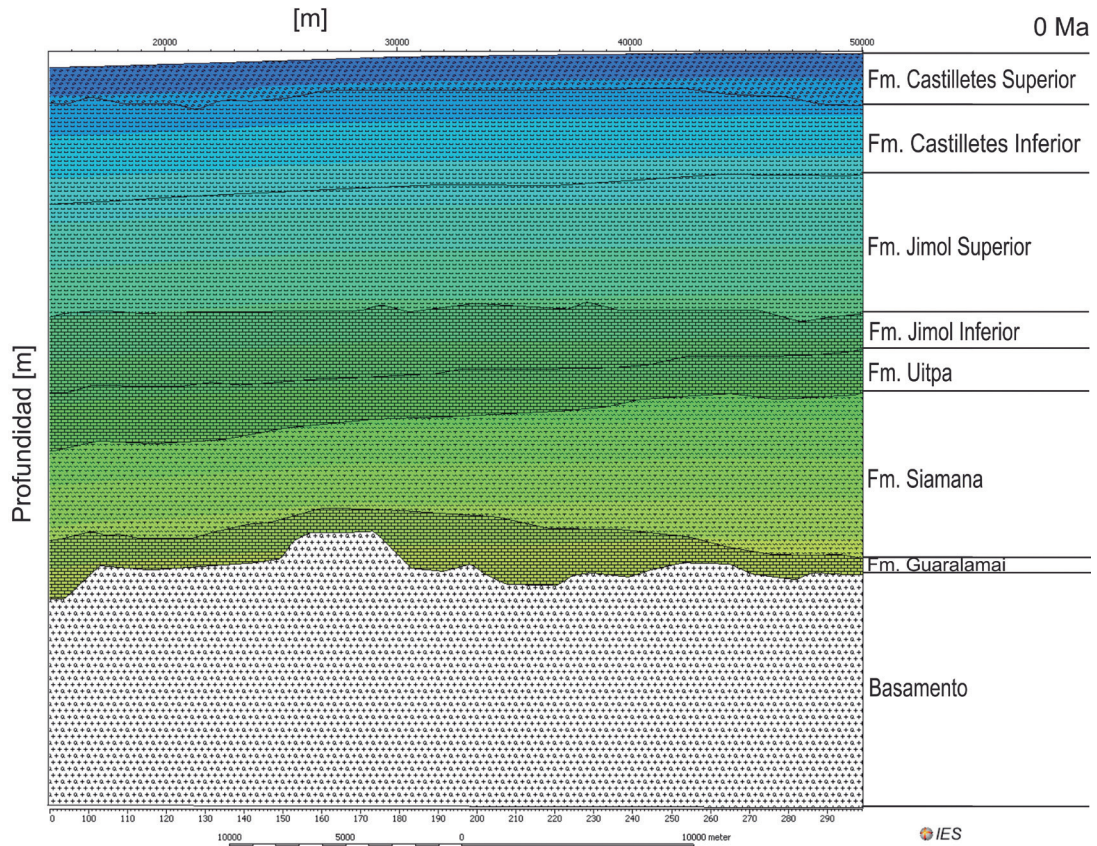


FIGURA 12. Modelo variación de la temperatura en profundidad para el perfil sísmico L-1973-25, Subcuenca de la Baja Guajira.

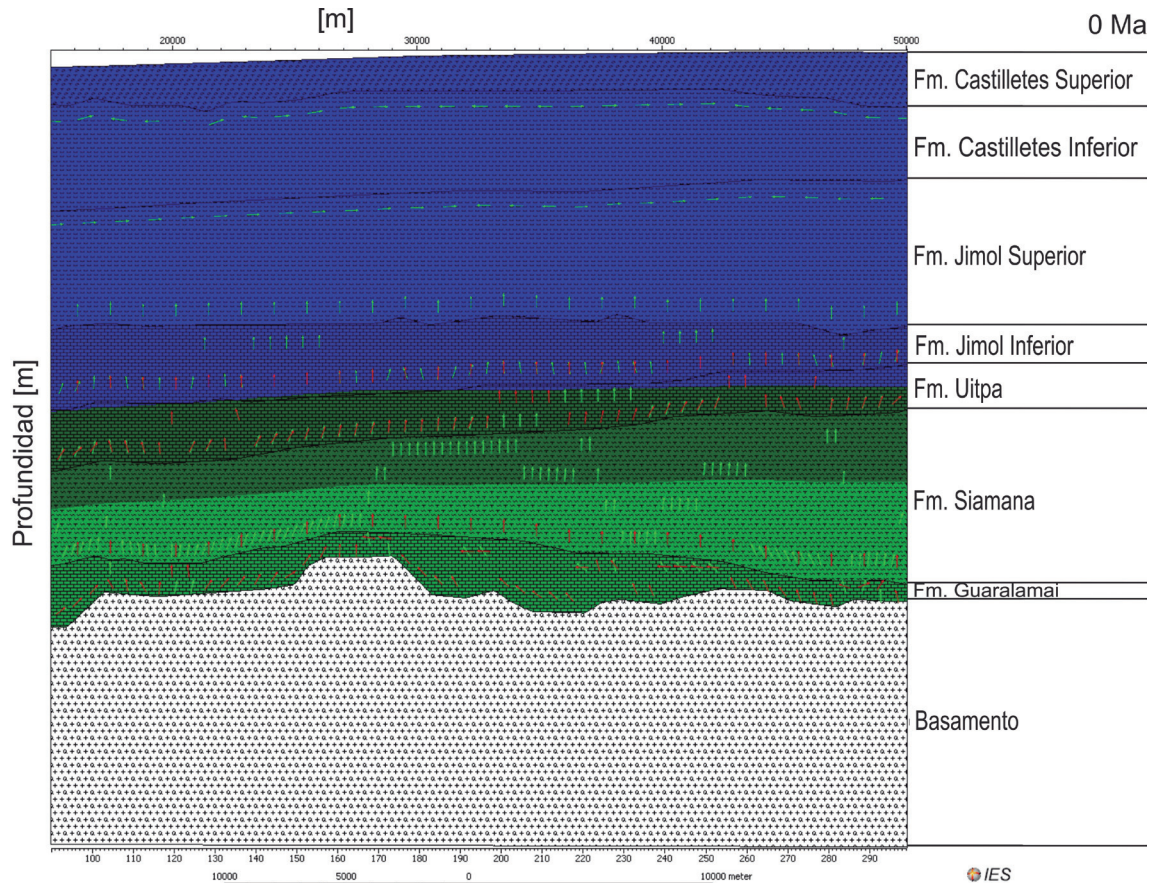


FIGURA 13. Modelo geoquímico 2D del perfil sísmico L-1973-25 de la Subcuenca de la Baja Guajira ilustrando los niveles de maduración termal y las rutas de migración de hidrocarburos.

Los modelos geoquímicos de la Subcuenca de la Baja Guajira indican que los gases presentes en los campos Chuchupa y Ballena tendrían un origen termal a partir cocinas profundas situadas hacia el occidente de la Subcuenca de la Baja Guajira, en donde existen rocas generadoras del Cretácico Superior y del Paleógeno. Los modelos anteriormente presentados están calibrados a diferencia de los modelos especulativos de Ramírez (2007) lo cuales no tenían calibración con datos de Ro de las muestras del Cretáceo como tampoco de datos de huellas de fisión.

Este modelo implica que los campos de gas de Chuchupa y Ballena, con yacimientos de gas en la Formación Castilletes, se formaron por migración del gas a partir de cocinas profundas. La composición isotópica promedio del isótopo $\delta^{13}C$ en metano de los campos Chuchupa y Ballena es de -54.50 (‰) y -62.33 (‰) respectivamente (Rangel *et al.*, 2003). Esta composición isotópica de acuerdo a Schoell (1983) corresponde a gases de origen mixto entre termogénico y biogénico. El origen de los

gases en función de la composición isotópica del $\delta^{13}C_1$ en metano (FIGURA 14) y de la razón de las cantidades de metano con respecto a etano y propano según la razón $C_1/(C_2+C_3)$. De acuerdo a estos parámetros, empleados por (Wiese and Kvenvolden, 1993), los gases de la Subcuenca de la Baja Guajira presentan una mezcla entre gases termogénicos y biogénicos.

A partir de la información geoquímica de rocas fuente y de gases, como también de los modelos geoquímicos expuestos en el presente trabajo se propone la existencia de dos sistemas petrolíferos: 1) El Sistema Frm. del Cretácico Superior- Frm. Castilletes y 2) el Sistema Frm. Siamana- Frm. Macarao- Frm. Castilletes, los cuales han generado hidrocarburos. Los sistemas petrolíferos Frm. Jimol- Frm. Uitpa y Frm. Castilletes- Frm. Castilletes, propuesto por Ramírez *et al.* (2003) no son factibles, ya que las formaciones Jimol, y Castilletes no se encuentran en la ventana de generación de hidrocarburos de acuerdo a los modelos geoquímicos del presente trabajo.

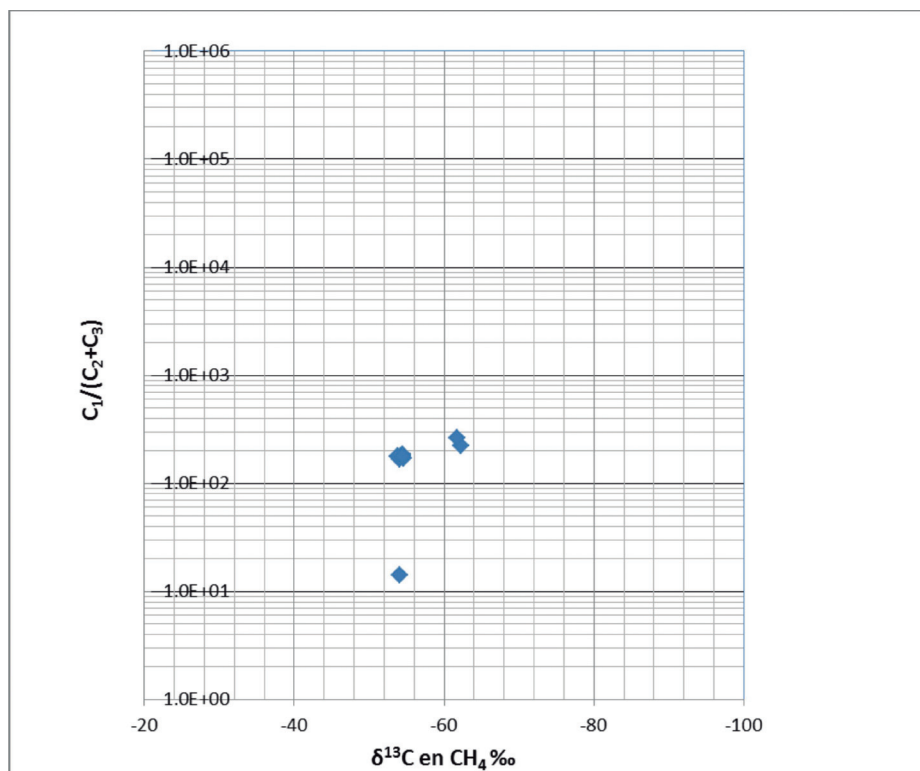


FIGURA 14. Diagrama de la relación entre la concentración del isotopo estable $\delta^{13}\text{C}$ en metano en función de concentraciones de metano etano y propano según la razón $C_1/(C_2+C_3)$. Muestras de gas de la Subcuenca de la Baja Guajira según datos analíticos de Rangel *et al.* (2003). Nótese que las muestras de gas están en el campo de mezcla entre gases termogénico y biogénicos. Modificada de Wiese and Kvenvolden (1993).

El resultado del modelo geoquímico 2D, indica que el petróleo y el gas han migrado desde la base de la secuencia hacia la superficie alcanzando la Formación Castilletes. El modelo de migración de gas indica que el factor crítico para la formación de campos de gas en la Subcuenca de la Baja Guajira es la presencia de rocas sello, pues de otra manera los gases alcanzarían la superficie del fondo marino donde se dispersarían.

CONCLUSIONES

Las muestras de roca de afloramientos en la Serranía de Cosinas permitieron comprobar la existencia de rocas fuente en el Grupo Yuruma y Grupo Cogollo con niveles de maduración termal equivalente a la ventana de generación de húmedos (R_o 1.3-2%). El mapa contornos de R_o indica una tendencia de incremento de valores de R_o hacia el noroeste donde estarían localizadas las cocinas de hidrocarburos de la Subcuenca de la Baja Guajira.

Los modelos geoquímicos 1D y 2D de la Subcuenca de la Baja Guajira, calibrados con datos de temperaturas de fondo de pozos (BHT), reflectancia de vitrinita (R_o)

y huellas de fisión en apatitos y zircones, permitieron obtener resultados que indican como las secuencias del Cretáceo Superior y del Paleógeno alcanzaron la ventana de generación de hidrocarburos. En donde la Formación La Luna, alcanzó la ventana de generación de gas húmedo y de gas seco en las áreas más profundas en la región noroeste en área costa afuera de la subcuenca.

El modelo geoquímico 2D indica que los hidrocarburos generados en las formaciones La Luna, Guaralamai y Macarao migran hacia la superficie llegando hasta las formaciones Castilletes y Mongui. De acuerdo al resultado del modelo geoquímico 2D, el factor crítico para la formación de campos de gas y petróleo en la plataforma continental de la Subcuenca de la Baja Guajira, lo constituye la presencia de una roca sello.

Con base en los resultados obtenidos en el presente trabajo, se propone la existencia de dos sistemas petrolíferos en la Subcuenca de la Baja Guajira: 1) El Sistema Frm. del Cretácico Superior- Frm. Castilletes y 2) el sistema Frm. Siamana- Frm. Macarao- Frm. Castilletes.

Los sistemas petrolíferos Frm. Jimol- Frm. Uitpa y Frm. Castilletes- Frm. Castilletes no son factibles de acuerdo a los modelos geoquímicos mostrados en el presente trabajo, en donde estas formaciones no han entrado a la ventana de generación de hidrocarburos.

Los nuevos datos y modelos geoquímicos del presente trabajo permiten explicar la presencia de importantes aportes de gas termogénico en los campos de la Subcuenca de la Baja Guajira. Esta interpretación contradice la de Katz and Williams (2003) quienes asignan un origen bacteriano a los yacimientos de gas de la Guajira, sin embargo los nuevos datos de Ro de rocas del Cretáceo en la Serranía de Cosinas prueban que existen rocas generadoras de hidrocarburos en la ventana de gas.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento a la Agencia Nacional de Hidrocarburos por el apoyo financiero que permitió la realización de los análisis de laboratorio empleados en el presente artículo. Igualmente, agradecemos los aportes del evaluador para la edición final de este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

Angevine, C. L., Heller, P. L. and Paola, C. 1990. Quantitative Sedimentary Basin Modeling: AAPG shortcourse notes, Series No. 32, 247p.

Almarza, R. 1997. Campos petrolíferos de Venezuela, Golfo de Venezuela, PDVSA-Intervep.

Barrero, D., Aguiar, Y., Robledo, A., Hernández, C., Martínez, J., Rojas, O., Valencia, E., Álvarez, M. and Ojeda, Y. 2005- 2006. High potential lightly explored basin, Onshore Guajira Basin. ANH, Bogotá.

Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. and Martínez, J. 2007. Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. ANH, Bogotá.

García-González, M., Cruz-Guevara, L. E., Mier-Umaña, R., et. al. 2009. Evolución térmica de la Subcuenca de la Baja Guajira. Informe interno N° 56 de 2008 UIS-ANH. En: www.anh.gov.co

García-González, M., Cruz-Guevara, L. E., Mier-Umaña, R., et. al. 2010. Evolución térmica de la Subcuenca de la Baja Guajira. Boletín de Geología, Universidad Industrial de Santander, 32(2): 55-71.

Gómez, J., Nivia, A., Montes, N., Jiménez, D., Sepúlveda, M., Gaona, T., Osorio, J., Diederix, H., Mora, M. y Velásquez, M. 2007 a. Atlas geológico de Colombia, plancha 5-01, Escala 1: 500.000, INGEOMINAS.

Gómez, J., Nivia, A., Montes, N., Jiménez, D., Sepúlveda, M., Gaona, T., Osorio, J., Diederix, H., Mora, M. y Velásquez, M. 2007 b. Atlas geológico de Colombia, plancha 5-02, Escala 1: 500.000, INGEOMINAS.

Katz, B. and Williams, K. 2003. Biogenic gas potential offshore Guajira Peninsula, Colombia. In: Bartolini, C. Buffer, R. T. and Blickwede, J. eds. The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, Basin formation, and plate tectonics. AAPG Memoir 79: 961-968.

Mercado, M. 1999. Mapa Geológico del Departamento de La Guajira, Escala 1:250000, INGEOMINAS.

Mercado, M. 2003. Mapa Geológico del Departamento de La Guajira, Escala 1:250000. Memoria Explicativa, INGEOMINAS.

Raasveldt, H. C. 1963. Mapa geológico de las planchas A-14, A-15, A-16, B-14, B-15 Guajira. Serv. Geol. Nal.

Ramírez, V., Rangel, A. and Hernández, R. 2003. Thermogenic hydrocarbon processes in the Guajira basin – A petroleum systems approach. Memorias VIII Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas, Cartagena, pp. 277-284.

Ramírez, V. 2007. Stratigraphic framework and petroleum systems modeling, Guajira Basin, northern Colombia. University of Alabama. Dept. of Geological Sciences. M.Sc. Thesis 169p.

Rangel, A., Katz, B., Ramírez, V. and Vaz dos Santos Neto, E. 2003. Alternative interpretations as to the origin of the hydrocarbons of the Guajira Basin, Colombia. Marine and Petroleum Geology, 20: 129-139.

Rivera, N., Meza, N., Muñoz, J., Joya, P. and Mora, C. 2009. Incremental reserves and production potential from horizontal wells in Chuchupa field, Colombia. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA. Abstract SPE 124675.

Rodríguez, G. y Londoño, A. 2002. Memorias del mapa geológico del Departamento de La Guajira, geología, recursos minerales y amenazas potenciales. INGEOMINAS.

Rubio, R., Ramírez, V., Rubiano, J., Garnica, M., Moreno, N., Plata, J., Mantilla, M., Gatsby, E., López, O., Martínez, I., Zegarra, M., Díaz, O. y Meza, J. 1998. Evaluación regional, Cuenca de la Baja Guajira. Informe final. Vicepresidencia adjunta de exploración gerencia de estudios regionales. Informe interno, ECOPETROL.

Schoell, M. 1983. Genetic Characterization of Natural Gases. AAPG Bulletin, 67: 2225-2238.

Wiese, K. and Kvenvolden, K. 1993. Introduction to Microbial and Thermal Methane. In: The Future of Energy Gases, US Geological Survey Professional Paper 1570: 13-20.

Trabajo recibido: Agosto 23 de 2011
Trabajo aceptado: Noviembre 18 de 2011