



Boletín de Geología

ISSN: 0120-0283

bolgeo@uis.edu.co

Universidad Industrial de Santander

Colombia

Mojica, Lucila; Mariño, Jorge
ESTADO DE LA EXPLORACIÓN Y POSIBILIDADES DE GAS ASOCIADO AL CARBÓN (GAC) EN
BOYACÁ (COLOMBIA)

Boletín de Geología, vol. 35, núm. 2, julio-diciembre, 2013, pp. 31-43

Universidad Industrial de Santander

Bucaramanga, Colombia

Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=349631997002>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org

redalyc.org

Sistema de Información Científica

Red de Revistas Científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal

Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso abierto

ESTADO DE LA EXPLORACIÓN Y POSIBILIDADES DE GAS ASOCIADO AL CARBÓN (GAC) EN BOYACÁ (COLOMBIA)

Lucila Mojica ¹; Jorge Mariño ²

RESUMEN

En el Departamento de Boyacá se reconoce la presencia del gas asociado al carbón en las minas a causa de las frecuentes explosiones. Debido a dichos accidentes y a la necesidad de conocer mejor este recurso no-conventional, se decidió recopilar toda esta información y se analizaron los resultados de contenidos de gas en varios bloques en tres áreas. Para la toma de las muestras y para el análisis de la información se siguió el método de la USBM y se determinaron por separado el gas perdido, el gas desorbido y el gas residual. Los contenidos promedios en el Área Checua-Lenguaza están entre 2 y 88 pie³/ton, en el área Tunja-Paipa-Duitama, entre 2-65 pie³/ton y en Sogamoso-Jericó se encontraron entre 1-275 pie³/ton. Los mayores contenidos se encontraron en la parte norte del Área Sogamoso-Jericó (Tasco-Socotá) a profundidades que sobrepasan los 300 m. La variabilidad en los contenidos y las bajas reservas promedio de 27 Giga Pies³ por área, hacen que sea necesario incrementar las reservas y conocer mejor los contenidos de gas; por lo que se recomienda perforar pozos adicionales para evaluar mejor el contenido a diferentes profundidades y en grandes estructuras, especialmente sinclinales.

Palabras clave: carbón, rango, metano, *canister*, Guaduas, Boyacá.

EXPLORATION STATUS AND COAL BED METHANE (CBM) POSIBILITIES IN BOYACA (COLOMBIA)

ABSTRACT

In the Boyacá Province is well known the presence of coal bed gas due to the frequent explosion, as a result of those accidents and to the need of having a better knowledge of this non-conventional resource, the coal bed gas information was gathered and analyzed from three areas. For sample taking and information analysis, the USBM method was followed. The average contents in the Checua-Lenguazaque areas are between 2 and 88 scf/ton, in the Tunja-Paipa-Duitama area are found between 2-65 scf/ton, and in the Sogamoso-Jerico area the content are found between 1-275 scf/ton. The higher contents are found in the northern part of the Sogamoso-Socotá Area (Tasco-Socotá) at depths exceeding 300 m. The content variability and the low reserves of about 27 Giga scf per area, induce to increase the reserves and increase the understanding of the gas contents; for that, it is recommended to drill additional wells to better assess the content at different depths and on large structures, especially synclines.

Keywords: coal, rank, methane, canister, Guaduas, Boyacá.

¹ Universidad EAFIT, Medellín, Colombia. lmojica@eafit.edu.co

² Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, Escuela de Ingeniería Geológica, Sogamoso, Colombia. jorge.marino@uptc.edu.co

INTRODUCCIÓN

La zona carbonífera de Boyacá es una de las más ricas en carbón en Colombia por contar con una variedad de carbones que van desde metalúrgicos hasta térmicos, con alto poder calorífico y bajos en azufre y cenizas. Las reservas de carbón en Boyacá son considerables y superan los 1.720,21 millones de toneladas (Luna *et al.*, 2004). Los mantos de carbón fluctúan entre seis y 12, con espesores de mantos explotables entre 0,5 y 2 m.

Hasta hace poco tiempo, no eran muchas las mediciones de GAC (CBM) que se habían adelantado en el Departamento de Boyacá. Los primeros estudios se hicieron en frentes mineros superficiales con contenidos de gas muy bajos, valores entre 1 y 6 pies³/ton (Fonseca y López, 2003, Pitre y Noppe, 2003), estos estudios fueron muy superficiales y no se utilizaron perforaciones que permitieran obtener muestras con coberteras superiores a los 300 metros. Más recientemente, se han adelantado estudios de gas asociado al carbón que incluyeron muestreos en frentes de minas o perforaciones que permiten conocer contenidos y composición del gas a diferentes profundidades (Mojica, 2010; Mariño, 2010; Carlier y Camargo, 2012; SGC-UPTC, 2012).

El objetivo de la presente investigación es recopilar la información de gas asociado al carbón que se ha venido ejecutando por los autores y otros investigadores en diferentes proyectos, a partir de muestreos en frentes de mina y perforaciones en Boyacá en los últimos años, analizar los contenidos de gas y su relación con otras variables como la estratigrafía, las estructuras geológicas, el espesor del manto de carbón, contenidos de gas, saturación de gas en los carbones a partir de isothermas de adsorción, y calidad y rango de los carbones considerados en el desarrollo. Dicha recopilación provee un repaso de la información que está disponible, su distribución y por consiguiente, demostrar qué datos se necesitan para un mejor entendimiento de la posible distribución del gas en Boyacá, y para formular un modelo significativo de exploración para el gas asociado al carbón. Los contenidos de gas no solamente son importantes para considerar las posibilidades de utilizar dichos gases como domiciliarios e industriales, sino también como parte del planeamiento minero especialmente desgasificación, a fin de disminuir los riesgos de accidentes y los costos de ventilación. Por los frecuentes accidentes de explosiones por gas y por la buena calidad de los carbones, se espera que los carbones tengan buen potencial de gas asociado con relación a otras regiones del país donde la calidad del carbón es menor. Los datos disponibles de medición

de gas en los carbones boyacenses, especialmente hacia el norte del departamento, indican que la zona podría tener potencial para estudios adicionales de exploración.

MARCO GEOLÓGICO

La unidad geológica portadora de los carbones en Boyacá es la Formación Guaduas, de edad Cretácico-Terciaria, reconocida como una sucesión principalmente lodolítica con algunos niveles areníticos y carbón, la cual hace parte de la Cuenca Cordillera Oriental. El potencial de gas metano es confirmado por la detección constante en los frentes de explotación de minas de carbón y por los constantes accidentes relacionados con explosiones en las minas de carbón. En el departamento se han adelantado varios estudios regionales con el fin de conocer el volumen de reservas y sobre la calidad del carbón (Arias *et al.*, 1997; Duarte y Mariño, 1991, Amaya *et al.*, 2010, Renzoni, 2006). El INGEOMINAS (ahora Servicio Geológico Colombiano - SGC) ha recopilado y resumido dicha información en un documento denominado “Tareas para el desarrollo del carbón en Colombia” (Renzoni, 2006) en el que resume y sectoriza lo que se conoce sobre el carbón boyacense (FIGURA 1).

La Formación Guaduas presenta características estratigráficas diferentes a ambos lados de la Falla de Soapaga y de sur a norte. Al oriente de la falla se observan varios cambios estratigráficos: la Frm. Guaduas yace sobre la Frm. Ermitaño, tiene un espesor menor de 480 m, un número inferior de capas de carbón y está suprayacida por la Frm. Areniscas de Socha (FIGURA 2).



FIGURA 1. Ubicación de las áreas carboníferas que fueron estudiadas en Boyacá. En la parte SW del departamento el área Checua-Lenguazaque, en la parte central el área Tunja-Paipa-Duitama, y en la parte oriental el área Sogamoso-Jericó. Adaptado de INGEOMINAS (Luna *et al.*, 2004).

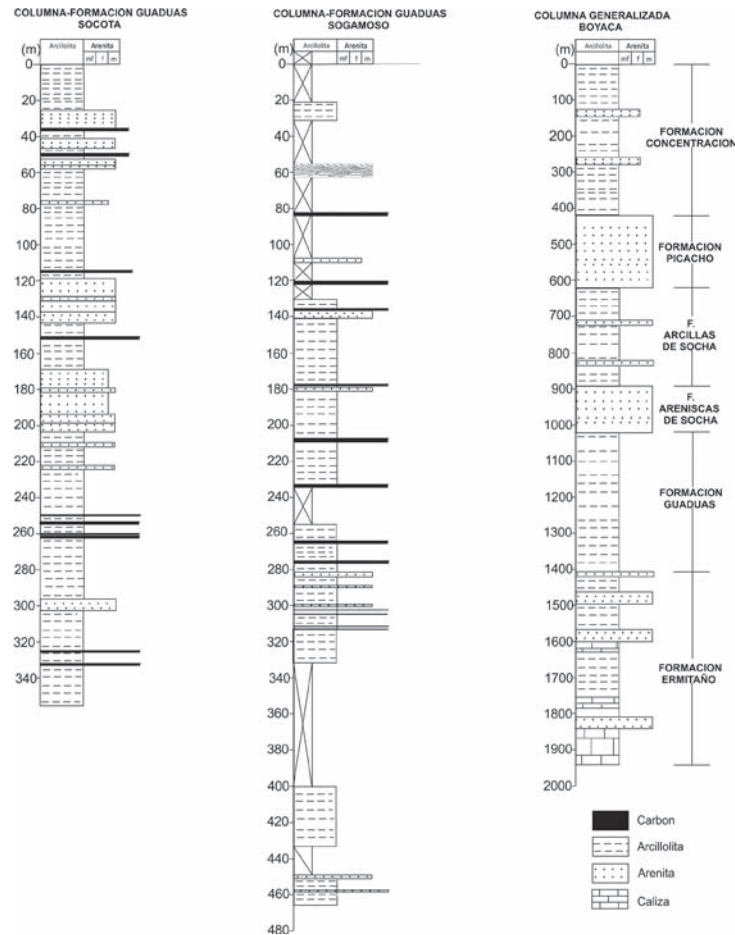


FIGURA 2. A la izquierda, estratigrafía de la Formación Guaduas en Sogamoso y Socotá. A la derecha, estratigrafía regional.

Al occidente de la Falla de Soapaga, la Formación Guaduas refleja las características de la unidad en Cundinamarca, donde presenta dos niveles carboníferos y más de 1.000 m de espesor; adicionalmente, tiene más mantos de carbón, los que en el área de Samacá son alrededor de diez. Al occidente, la Formación Guaduas yace entre la Arenisca Tierna del Guadalupe Superior y la Formación Cacho.

En la Cordillera Oriental de Colombia se han reconocido cuatro eventos mayores de deformación o pulsos que han afectado las rocas terciarias. El primero y el último son los que más han afectado a la Formación Guaduas. El primer pulso que se presentó en el Cretácico tardío-Paleoceno temprano afectó la depositación y explica la diferencia de espesor causado por las fallas. En el último pulso que se presentó en el Mioceno tardío-Plioceno la Cordillera Oriental se levantó y se erosionó parcialmente, las fallas extensionales se invirtieron y se desarrollaron nuevas estructuras compresionales. Lo anterior, posiblemente fracturó y acercó los carbones

presentes en la Formación Guaduas a la superficie, causando desorción parcial del gas. La deformación y el levantamiento aún permanecen activos (Dengo and Covey, 1993; Cooper *et al.*, 1995).

El Servicio Geológico Colombiano ha dividido la zona carbonífera de Boyacá en diez áreas carboníferas (Luna *et al.*, 2004) y solamente en tres áreas se conocen resultados de exploración de gas asociado al carbón: 801 (continuación de Checua–Lenguazaque), 803 (Tunja–Paipa–Duitama) y 804 (Sogamoso – Jericó) (FIGURA 1).

Área carbonífera Checua–Lenguazaque (801)

El área comprende los municipios de Samacá y Ráquira y corresponde a la continuación norte del Sinclinal Checua–Lenguazaque, que se prolonga desde Cundinamarca hasta los alrededores de Samacá, donde se presenta su cierre, causando intenso fracturamiento. El sinclinal es una estructura amplia, asimétrica, cuyo

eje presenta una dirección N45°E, con buzamientos promedios, en el flanco occidental, de 40° y en el oriental entre 55° y 60°. Sobre el cierre del sinclinal en Samacá los estratos son prácticamente horizontales, con buzamientos menores a 10°. En esta zona la Formación Guaduas tiene más de 1.000 m de espesor y se reconocen hasta 12 mantos de carbón. La formación se divide en cinco niveles o miembros de los cuales solo los niveles 2 y 3 contienen los carbones económicamente explotables. La humedad de equilibrio relativamente de los carbones en Checua-Lenguazaque está entre 2,95% y 4,21%, materia volátil 25,19%, carbono fijo 61,25%, ceniza 10%, y azufre 0,8% (Luna et al., 2004).

Área carbonífera Tunja-Paipa-Duitama (802)

La estructura principal del área es el Sinclinal Tunja-Paipa, con dirección suroeste-noreste. Asociados a esta estructura se desarrollan pliegues anticlinales y sinclinales con dirección similar. En el área la formación se ha dividido en tres miembros que de base a techo se conocen como miembros Inferior (110 m), Medio (210 m) y Superior (210 m). El miembro Medio contiene los carbones y está comprendido desde el manto pequeño hasta un banco de arenisca de grano medio, con un espesor de 30 m, que aflora en la mayor parte del área y que sirve como nivel guía. Esta unidad está compuesta por arcillolitas grises, intercaladas con areniscas de grano fino y hasta nueve mantos de carbón. El potencial del área es de 292'668.623 toneladas, que comprende los recursos y reservas en las categorías de medidos, indicados e inferidos. El contenido de humedad promedio del área carbonífera 802 es 9,48%, el contenido de materia volátil es 38,03%, carbono fijo 41,09%, ceniza 11,40%, y azufre 1,53% (Arias et al., 1997).

Área carbonífera Sogamoso – Jericó (804)

El área se extiende sobre la parte centro - nororiental del Departamento de Boyacá, entre Cuítiva en el sur y Jericó en el norte (FIGURA 1). El espesor de la Formación Guaduas disminuye de 480 m en Sogamoso a 350 m en Socotá (FIGURA 2). En el área la zona ha sido dividida en dos conjuntos: Superior, constituido por una serie continua de intercalaciones de limonitas, lutitas grises, arenitas de cuarzo y entre seis y ocho mantos de carbón explotables, con un espesor de 300 m; en el Inferior no se encuentran mantos de carbón de suficiente espesor para desarrollar minería y consta de lodolitas y arcillolitas grises oscuras a negras prevalecientes sobre intercalaciones de arenitas.

Hacia la parte noreste (Tasco-Jericó) predominaron los ambientes mareales y fluviales, hacia la parte sur se encuentran facies más marinas que pasan

progresivamente a llanuras mareales, llanuras de inundación aluvial y canales meandriformes (Amaya et al., 2010). La presencia de un solo nivel carbonífero hacia la parte oriental de Boyacá podría indicar que solo se preservó el nivel inferior y que el superior fue posiblemente erosionado, pero también podría estar relacionado con subsidencia diferencial a ambos lados de la Falla de Soapaga (Sarmiento, 1992) (FIGURA 2).

La cobertera sedimentaria es baja (<300 m) porque en la mayor parte de los afloramientos las formaciones suprayacentes han sido erosionadas. El contenido de humedad promedio del área Sogamoso-Jericó es 4,29%, el contenido de materia volátil es 30,19%, carbono fijo 55,96%, ceniza 9,57% y azufre 1,23% (Arias et al., 1997).

METODOLOGÍA

El estudio se realizó en varias etapas: 1) Se recopiló la información existente antes de 2010, 2) En el año 2010 se determinó una zona en la que se adelantó un proyecto piloto para medir el contenido del gas en un pozo profundo, en Tasco, donde se probaron las metodologías y los equipos. 3) Finalmente, se adicionaron los resultados de otros estudios adelantados a partir de 2010.

Para el proyecto piloto de 2010, no se contaba con suficientes equipos de desorción por lo que se construyeron equipos adicionales siguiendo el modelo de Barker et al. (1991), después se escogió el sector de Tasco para adelantar la perforación y el muestreo, posteriormente se realizaron las mediciones de acuerdo a un proceso riguroso de muestreo y determinación de contenidos de gas, simulando las condiciones del yacimiento (Mariño, 2010; Mojica 2010). Finalmente los resultados se adicionaron a los obtenidos en otros estudios (Fonseca y López, 2003, Pitre y Noppe, 2003, Carlier y Camargo 2012; SGC-UPTC 2012) y se hicieron las conclusiones y recomendaciones respectivas. Adicionalmente, se hicieron algunos análisis de cromatografía para determinar el contenido químico de los gases y análisis de isothermas de adsorción para determinar el grado de saturación de los carbones.

Áreas y bloques evaluados para Gas Asociado al Carbón

Con el fin de utilizar los estudios existentes, se trató de delimitar las áreas o bloques presentes de acuerdo con los límites establecidos por el INGEOMINAS (SGC). En el Área Carbonífera Checua-Lenguazaque se analizaron 20 frentes de mina y se muestrearon dos pozos en Ráquira y Samacá. En el Área Carbonífera

Tunja-Paipa-Duitama se analizaron muestras de pozo de las poblaciones de Cucaita, Soracá, Chivatá, Tunja y Paipa (FIGURA 1). En el área carbonífera Sogamoso-Jericó se analizaron muestras en 11 poblaciones. En Sogamoso se muestreó un pozo y frentes de minas en seis bloques de sur a norte, que están bien delimitados estructural o geográficamente: Bloque Chiguatá, Bloque Carichana–Pedregal, Bloque Límites–Maryluz, Bloque Morcá, Bloque Matayegua y Bloque Sanoha. También se analizaron muestras de pozo de las poblaciones de Cúitiva, Corrales, Tasco, Paz de Rio, Socha y Socotá. En cada pozo se muestrearon entre seis y ocho mantos. No existe nomenclatura formal ni correlación regional entre los mantos de carbón de los diferentes sectores, por lo que no fue posible reportar contenidos de gas por manto sino por profundidad.

Procedimiento de medición de gas utilizado

Para la toma de las muestras y medición del gas se siguieron protocolos específicos que indican los procedimientos a seguir, antes de salir al campo, durante el muestreo en campo y al regreso al laboratorio tal como lo sugiere el método convencional desarrollado por la Oficina de Minas de EE.UU (USBM) (Diamond and Levine, 1981, Mojica 2010). Una vez que la muestra de carbón fue tomada del frente de mina o de la perforación, se introdujo inmediatamente al cánister y se selló herméticamente (FIGURA 3). El proceso de medición comprendió tres métodos diferentes teniendo en cuenta que el contenido total del gas asociado al carbón es la sumatoria de tres componentes así:

Gas perdido: gas que corresponde al escapado del carbón, entre el tiempo en que el manto de carbón es penetrado por la broca y el tiempo en que la muestra es introducida y sellada dentro del cánister.

Gas desorbido: gas que está adsorbido en la matriz del carbón, determinado empleando los cánisters, en los cuales las muestras de carbón son introducidas y selladas, posteriormente este cánister es conectado a la bureta, para así medir la desgasificación del carbón, abriendo la válvula que permite la salida del gas que es medido por el desplazamiento del agua en una columna volumétrica en la bureta a temperatura ambiente y presión atmosférica (FIGURA 4).

Gas residual: gas que permanece absorbido en la matriz del carbón, después que se ha completado la prueba de desorción. Este se extrae pulverizando la muestra en un molino hermético y midiendo la cantidad de gas con el sistema de bureta utilizado en la determinación del gas desorbido.



FIGURA 3. Toma de la muestra de carbón de perforación e introducción en el cánister.



FIGURA 4. Cánister de PVC (cámara hermética), con manómetro y adaptador para termocupla en su tapa, ensamblado con el manómetro tipo bureta y con todos los implementos necesarios para medición del gas desorbido mediante desplazamiento de una columna de agua.

Las mediciones para el gas desorbido se hicieron periódicamente hasta que menos de 10 cc de gas fueron recuperados cada día durante una semana (Law and Rice, 1993). En la mayoría de los casos las muestras desorbieron gas por más de dos meses (Mariño, 2010). La FIGURA 5 muestra la desorción en cm^3 acumulados de una muestra que se midió cada día, por 20 días. Obsérvese el incremento en el contenido hasta alcanzar 65 cm^3 en el día 20. Por estándares internacionales, los cálculos se representan en pie^3/ton , y se grafica el contenido acumulado contra la raíz cuadrada del

tiempo, los cálculos también se hicieron en cm^3/gr , y se midió hasta que los contenidos diarios eran cercanos a cero y por lo tanto la curva de gas acumulado se vuelve horizontal con el tiempo (FIGURA 6). Para efectos de comparaciones y correlaciones con resultados obtenidos en otras cuencas o áreas evaluadas a diferentes presiones y temperaturas, fue necesario corregir cada lectura de desorción de gas a condiciones de presión y temperatura estándar (STP) (Diamond and Levine, 1981).

El gas total se determinó sumando los contenidos de gas perdido, desorbido y residual. Finalmente, se calculó el gas total libre de materia mineral utilizando la fórmula de Parr para remover humedad, cenizas y azufre, por lo que los contenidos de gas libre de materia mineral son ligeramente superiores al gas total (Thomas, 2002). El gas total libre de materia mineral ayuda a determinar el grado en el cual el material que no es carbón está influenciando el contenido real de gas en el carbón.

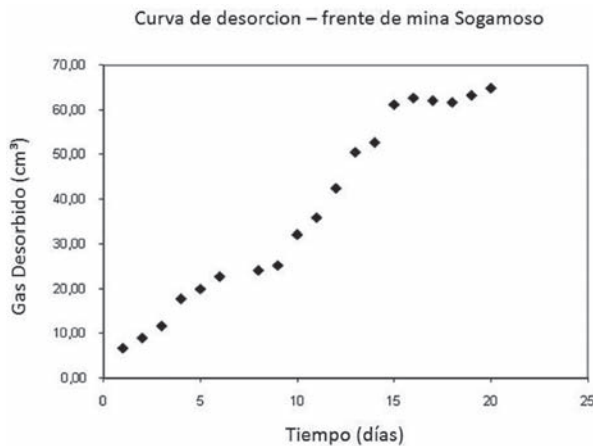


FIGURA 5. Curva de desorción obtenida durante la medición de una muestra de frentes de mina en Sogamoso, se calcula el gas desorbido acumulado (cc) contra el tiempo (días) (Fonseca y López, 2003).

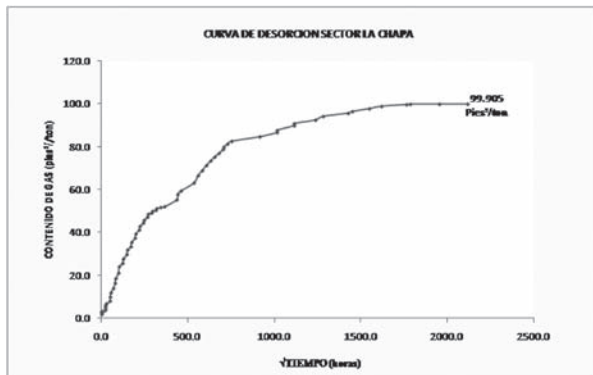


FIGURA 6. Curva de desorción en la muestra N.1 de pozo del Municipio de Tasco. El contenido acumulado en pie^3/ton se grafica contra la raíz cuadrada del tiempo en horas (Mojica, 2010).

Contenido químico del gas

El contenido químico del gas se determinó utilizando un cromatógrafo de gases marca Agilent, diseñado especialmente para gases de hidrocarburos y que opera descomponiendo la muestra a alta temperatura para luego determinar su contenido con diferentes detectores mediante el uso de estándares.

Isotermas de adsorción

La cantidad de gas actualmente presente en el carbón no necesariamente indica la capacidad de almacenamiento, por la cual se utilizaron la isotermas de adsorción, que son ensayos en los que se inyecta y se extrae gas en la muestra de carbón a temperatura constante para determinar la cantidad de gas contenido en el carbón, en función de la presión del depósito (Moore, 2004; Demir *et al.*, 2004). La relación entre el gas medido con los equipos de desorción cánisters y la cantidad de gas determinado con las isotermas de adsorción, determinan la saturación de gas en los mantos de carbón. Los ensayos de cromatografía e isotermas se hicieron sobre cuatro muestras del Pozo Tasco.

RESULTADOS

Volúmenes de gas

El cálculo del contenido de gas en los bloques evaluados resulta de la suma del cálculo de las tres categorías de gas: gas perdido, gas medido y gas residual; los resultados se presentan en la TABLA 1 con los promedios que se han encontrado por área y por municipio y por profundidad. En algunos pozos (Tasco, Paz de Rio, Socha y Socotá) no se reportan los contenidos de gas total libre de materia mineral debido a que no se contaba con los análisis inmediatos para poder hacer la corrección. En los pozos del Área de Checua-Lenguazaque fue posible identificar los mantos por lo que los contenidos se reportan por manto (TABLA 2). En los frentes de mina se reporta el promedio de varios frentes. Aunque en Ráquira, Samacá y Sogamoso se han hecho muestreos en frentes de minas de varios bloques, solo se reporta el promedio de todas las mediciones, que son relativamente bajas porque el muestreo se realizó en frentes mineros relativamente superficiales. En cada caso se graficó el contenido acumulado contra la raíz cuadrada del tiempo en horas, tal como lo muestra la FIGURA 6; en dicha figura, las 2.100 horas acumuladas en que se midió la desorción del cánister equivalen a cerca de dos meses de desorción, hasta que el gas emitido por el carbón fue cercano a cero. En algunos casos, como en Sogamoso y Tasco, no se midió gas residual por no contarse con un molino hermético. Algunos de los valores de gas

perdido y residual son relativamente bajos y esto se explica porque muchas muestras son relativamente superficiales con contenidos bajos por desgasificación

natural, pero también porque no todas las mediciones se hicieron manteniendo las muestras a la temperatura del yacimiento.

TABLA 1. Tabla de contenidos promedios de las áreas de Checua-Lenguazaque, Tunja-Paipa-Duitama y Sogamoso-Jericó.

Municipio	Profundidad (m)	Gas perdido (pie ³ /ton)	Gas desorbido (pie ³ /ton)	Gas residual (pie ³ /ton)	Gas total (pie ³ /ton)	Gas total Libre de materia mineral (pie ³ /ton y cm ³ /gr)	
Ráquira	(Frente mina) 0-300	0,5-0,3	3-29	4-12	3-44	3-54	0,08-1,53
	(pozo) 97-171	0,1-0,7	2-24	2-15	3-26	7-88	0,19-2,49
Samacá	(Frente mina) 0-300	0,4-1,3	2-15	2-9	4-19	4-22	0,11-0,62
	(pozo) 100-335	2-10	2-24	2-7	2-40	2-40	0,05-1,13
Chivatá	150-300	0	3-12	0-14	6-22	7-33	0,19-0,93
Tunja	75-250	0-0,3	0-2	0	0-2	0-2	0-0,05
Cucaita	35-250	0-19	2-28	2-29	7-49	8-65	0,22-1,84
Soracá	150-350	0-1	1-5	0-9	3-10	3-15	0,08-0,42
Paipa	100-145	0	0,1	0	0,1	0,1	0,002
Socotá	400-650	0-18	2-210	0-28	2-275	-	0,05-7,78
Socha	78-300	0-5	0-16	0-7	0-29	-	0-0,82
Paz de Rio	500-800	0-9	0-162	0-2	0-165	-	0-4,67
Tasco	100-680	0,1	0-100	-	50-100	-	1,41-2,83
Corrales	250-350	1-3	1-53	0	1-56	5- 69	0,14-1,95
Sogamoso	(Frente mina) 0-50	0,04-0,06	0,2-1,8	-	0-2	-	0-0,05
	(pozo) 150-450	0-1	0,5-5	-	1-6	1-6	0,02-0,17

TABLA 2. Tabla de contenidos promedio de gas por manto en el Pozo Ráquira (SGC-UPTC, 2013). Área Checua-Lenguazaque.

Manto	Espesor (m)	Profundidad (m)	Gas Perdido pies ³ /Ton	Gas Desorbido pies ³ /Ton	Gas Residual pies ³ /Ton	Gas Total pies ³ /Ton	Gas Total Libre Cenizas (pies ³ /ton)
Vidriosa	0,40	97,68	0,14	10,39	15,00	25,59	87,94
7 Bancos-1	2,70	126,40	0,65	12,00	9,30	21,95	24,26
7 Bancos-2	2,70	129,30	0,34	6,30	3,25	9,89	10,93
Piedro 2	1,20	140,50	0,98	8,46	4,50	13,94	19,55
Cisquera 2	1,50	171,00	0,04	4,10	2,47	6,61	7,41

En algunos bloques como Chiguatá (Sogamoso), el tiempo de medición fue de 20 días, que fueron suficientes para notar el potencial de gas de la muestra; si en dicha muestra se grafica el contenido de gas acumulado contra el tiempo, se nota la estabilización del contenido a partir del día 15, y el contenido total de gas para la muestra corresponderá al último número acumulado o 65 cm³ (FIGURA 5).

En el pozo del municipio de Tasco, el tiempo de medición fue de 65 días; la prueba de desorción se terminó cuando la medición diaria disminuyó a 3 cm³; en esta muestra los contenidos de gas son mayores debido a que la muestra fue extraída a gran profundidad y la

muestra desorbió significativamente hasta el día 58, a partir del cual las mediciones de contenido son cercanas a cero. El contenido final corresponde a la última lectura acumulada de ≈ 100 pie³/ton. La determinación del gas desorbido total corresponde entonces a la sumatoria de todos los pequeños volúmenes medidos durante la prueba de desorción (FIGURA 6 y TABLAS 1 y 2).

Cromatografía

La cromatografía de cuatro muestras del pozo Tasco indica que el contenido promedio del gas asociado al carbón en Boyacá es principalmente metano con un porcentaje cercano al 90% y con porcentajes apreciables

de CO₂, etano y nitrógeno que pueden estar cerca al 5%. Hasta ahora los contenidos de H₂S han sido cero, a pesar de que en algunas localidades del norte de Boyacá se sospecha la presencia de dicho gas.

Isotermas de adsorción

Se presentan las curvas o isotermas de adsorción de muestras de carbones tomadas en los mantos 1, 2, 3 y 4, recolectados en el Pozo Tasco en la parte centro-norte del Área Sogamoso-Jericó (FIGURA 7). La relación entre los contenidos promedios que fluctuaron entre 50 y 275 pie³/ton (TABLA 1) y los resultados de los contenidos de gas obtenidos a partir de los ensayos de isotermas de adsorción que fluctuaron entre 500 y 600 pie³/ton, indican que la saturación de los carbones está entre el 10% y el 45%, con un promedio de 30%.

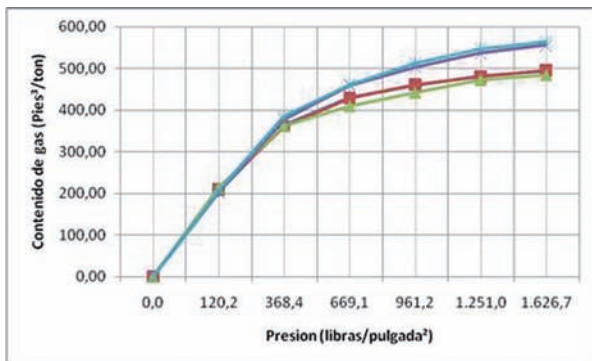


FIGURA 7. Isoterma de adsorción de los cuatro mantos más inferiores en el pozo Tasco, Área Sogamoso-Jericó.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

El análisis se centra en el objetivo principal del estudio que es examinar los contenidos de las muestras en diferentes bloques y municipios de las diferentes áreas con el fin de determinar cuáles podrían ser más atractivos para un eventual proyecto piloto; también se hace un análisis sobre el rango del carbón y el contenido de gas encontrado. Después se hace un análisis general sobre la relación entre los contenidos de gas y la evolución geológica, y se analizan los resultados de cromatografía e isotermas. También se determina cuál sería el área más favorable para desarrollar exploración adicional y, finalmente se comparan los resultados con los obtenidos en otras áreas donde se ha hecho exploración de gas.

Análisis de los contenidos de gas de las tres áreas

El análisis del contenido de gas se hizo por áreas carboníferas de occidente a oriente (FIGURA 1).

Los resultados y análisis no se presentan por manto, debido a que en la mayoría de las áreas no hay una buena nomenclatura ni correlación de los mantos con excepción del área Checua-Lenguazaque.

Área Checua-Lenguazaque

Los contenidos encontrados en los frentes de minas fluctúan entre 2 y 54 pie³/ton a profundidades entre 0 y 300 m. En los pozos, los contenidos, a profundidades entre 100 y 335 m, fluctuaron entre 3 y 88 pie³/ton (TABLAS 1 y 2). En el Pozo Ráquira, los contenidos alcanzaron los 88 pie³/ton, siendo superiores a los contenidos encontrados en el Pozo Samacá los que no sobrepasaron los 40 pie³/ton (SGC-UPTC, 2012).

En los pozos de esta área se esperaban mayores contenidos de gas porque el rango de los carbones es bituminoso medio a bajo en volátiles, los bajos contenidos de gas se pueden explicar a partir de la cercanía a la superficie de los carbones y a partir del intenso fracturamiento, especialmente en el Pozo de Ráquira, por la influencia del cierre del sinclinal de Checua-Lenguazaque (Arias *et al.*, 1997)

Área Tunja-Paipa-Duitama

Los contenidos encontrados en las perforaciones adelantadas en Chivatá, Tunja, Cucaita, Soracá y Paipa son muy bajos y fluctúan entre 0 y 65 pie³/ton a profundidades entre 35 y 350 m; los pozos con mayores contenidos se encontraron en Chivatá y Cucaita con 33 y 65 pie³/ton, respectivamente, en las mejores muestras. Los bajos contenidos de gas se pueden explicar a partir de la cercanía de los carbones a la superficie y a partir del intenso fracturamiento en la zona, producto de la prolongación de la Falla de Boyacá, lo que igualmente ha impedido el desarrollo de una industria extractiva de carbón en las cercanías a Tunja (Carlier y Camargo, 2012).

Área Sogamoso-Jericó

Los valores encontrados en los frentes de minas de carbón del Municipio de Sogamoso son bajos (0-2 pie³/ton) debido a que se muestreó en frentes de minas relativamente superficiales (TABLA 1). Los mayores contenidos de gas en Sogamoso se encontraron en los Bloques Chiguitá y Morcá con valores que están entre 1,9 y 1,6 pie³/ton y esto se explica porque estos bloques hacen parte de un sinclinal y están menos fallados. En los otros bloques, como Límites-Maryluz y Matayeguas, los contenidos son menores porque se encuentran afectados por una serie de fallas de rumbo que cortan

transversalmente a los estratos y están fracturados por otras fallas pequeñas que parecen tener influencia en los contenidos de gas; adicionalmente, la continuidad de la franja carbonífera de la Formación Guaduas en estos bloques es menor y esta interrumpida en la parte media occidental del área de estudio por la Falla Cusiana, que pone en contacto esta formación con la Formación Ermitaño (Fonseca y López, 2003; Pitre y Noppe, 2003).

En una perforación hacia el sur de Sogamoso, que alcanzó los 150 m, se encontraron valores entre 1 y 6 pie³/ton, lo que se considera bajo para dichas profundidades y se explica por el intenso fallamiento, ya que se encontraron repeticiones en los mantos; pero también por errores de procedimiento, ya que las muestras permanecieron mucho tiempo en las cajas antes de introducirse a los cánisters. En general, los valores de gas encontrados en Sogamoso están entre 0,2 y 6 pie³/ton (TABLA 1) y son bajos si se comparan con carbones del mismo rango (bituminosos alto volátiles) y profundidades de alrededor de 50 m o más, medidos en Cesar-Ranchería en el Caribe Colombiano y en otras partes del mundo, donde se obtuvieron valores cercanos a 100 pie³/ton (Geomet, 1993; Law and Rice, 1993).

En Corrales, los contenidos de gas están entre 5 y 69 pie³/ton, a profundidades entre 250 y 350 m con el gas desorbido representando más del 90%. Estos valores también se consideran bajos para las profundidades alcanzadas. Para el Municipio de Tasco, los valores encontrados están entre 50-100 pie³/ton a profundidades que alcanzaron los 600 m, lo que muestra un incremento significativo con respecto a los bloques ubicados en Sogamoso. En estas muestras no se midió gas residual y los valores de gas perdido están muy bajos, por lo que los valores reales podrían objetivamente estar cerca a 150 pie³/ton. En Tasco-Paz de Río se encontraron valores totales entre 0-165 pie³/ton; los valores de gas residual se consideran bajos y en general los valores de todas las muestras deberían estar por encima de 100 pie³/ton porque el rango de los carbones es bituminoso medio volátiles. En Socha se encontraron valores de contenido de gas que están entre 0-29 pie³/ton a profundidades entre 100 y 300 m. En Socotá se encontraron valores de gas que están entre 2-275 pie³/ton a profundidades entre 400 y 600 m. Los contenidos de gas superiores a 200 pie³/ton se consideran aceptables para las condiciones de la zona debido a la profundidad y al incremento del rango hacia el norte en que el rango de los mantos más inferiores es bituminoso medio volátil (TABLA 1).

En general, Los contenidos de gas en el área de Sogamoso-Socotá evidencian un aumento de sur a norte, lo que concuerda con el aumento del rango del carbón hacia

el norte, donde se encuentran carbones de rango medio a bajo volátiles, que son coquizables. Generalmente, el aumento del rango del carbón se relaciona directamente con el incremento en el contenido de gas. En esta área, el rango del carbón y la reflectancia de la vitrinita se relacionan así: en la zona de Sogamoso, el rango del carbón es bituminoso alto volátil con valores de reflectancia de la vitrinita de 0,45-0,65%, mientras que en la parte norte, cerca a Socotá, el rango del carbón es bituminoso medio volátil, con valores de reflectancia de la vitrinita de 1-1,2%, y con propiedades coquizables (Luna *et al.*, 2004). Estos valores de vitrinita están sobre los valores mínimos (0,6-0,8%), a partir de los cuales se pueden generar grandes volúmenes de gas termogénico (Moore, 2004). El aumento del rango de los carbones hacia el norte coincide no solamente con el aumento en el contenido de gas, sino también con la mayor subsidencia de la cuenca hacia el norte donde se encuentra el depocentro de la Cuenca del Cocuy (Fabre, 1983).

Análisis general del contenido de gas

La mayor parte de las muestras analizadas en la Zona carbonífera de Boyacá fueron superficiales, con profundidades menores a 300 m, por lo que se sospecha que gran parte del gas ya se ha escapado, tal como sucede en carbones que se están explotando en minas superficiales (Law and Rice, 1993). El bajo contenido de gas también se podría explicar por el hecho de que, probablemente, parte del gas se perdió durante el desenterramiento o levantamiento producto del último pulso orogénico que se presentó en el Mioceno Tardío-Plioceno; durante dicha orogenia, los carbones no solamente se fracturaron, sino que también se acercaron a la superficie, sufriendo desorción natural del gas (Dengo and Covey, 1993; Cooper *et al.*, 1995). La actividad minera, que en algunos casos alcanza los 500 m de profundidad, ha producido desgasificación natural debido a las labores mineras como uso de explosivos, pero debido principalmente al bombeo del agua en los frentes mineros, porque esto causa disminución de la presión hidrostática, factor que es el mayor causante de la retención y concentración del gas en los carbones. El rango del carbón (bituminoso) indica que en el pasado se dieron las presiones y temperaturas necesarias para generar mayores contenidos de gas, pero que posiblemente la Orogenia Andina y las condiciones hidrogeológicas causaron la disminución de las presiones y por lo tanto, la posible liberación del gas absorbido. Debido al efecto confinante que ejerce la presión hidrostática sobre las superficies del carbón, que evita que el gas generado y acumulado en el manto sea liberado, se deben adelantar estudios hidrogeológicos para determinar el efecto del fracturamiento sobre

la permeabilidad secundaria y sobre la recarga hidrogeológica, lo que produce confinamiento en las partes bajas y concentración del gas (Moore, 2004).

La relación de 0,3 o 30% entre el gas medido con los equipos de desorción cánisters y los ensayos de isotermas de adsorción muestran que la saturación de gas de los carbones boyacenses está cerca al 30%, lo que indica que los carbones están subsaturados con cerca del 1/3 de su capacidad de almacenamiento, por lo que se podría concluir que gran parte del gas se ha desorbido naturalmente, posiblemente debido a factores asociados a la despresurización relacionada con el intenso fracturamiento de la zona, producto del más reciente pulso de la Orogenia Andina (Dengo and Covey, 1993; Cooper *et al.*, 1995). Este es un factor que se debe analizar con mayor detalle, con ayuda de huellas de fisión, vitrinita u otros indicadores de la historia térmica de la cuenca, ya que podría ser parte de la explicación de los bajos contenidos de gas encontrados hasta ahora.

Aunque los pocos resultados de cromatografía indican que el contenido de metano está cercano al 90%, se requieren ensayos adicionales por áreas y zonas. Para conocer el origen del gas se deben hacer análisis isotópicos de carbono, oxígeno e hidrógeno, a fin de determinar si el origen es biogénico o termogénico. Del presente estudio no se pudo inferir ninguno de los dos orígenes; si se tuviese un origen biogénico prevaleciente, al menos algunos contenidos de muestras superficiales (menos de 150 m) serían altos, pero no fue así (Moore, 2004). El origen termogénico se puede inferir a partir de encontrar un incremento con la profundidad, pero dicha tendencia no se encontró en ninguno de los pozos, especialmente en los más profundos. Por lo anterior, no se pudo inferir ningún origen específico de los gases asociados al carbón en Boyacá.

Determinación de los sectores más favorables

A fin de determinar las áreas o sectores más favorables para adelantar un proyecto de explotación económica de gas asociado al carbón, no solamente se debe tener en cuenta el contenido de metano en las muestras, sino también otros factores como reservas de carbón, cobertera, condiciones hidrogeológicas, densidad minera, mantos de carbón, vías de acceso e infraestructura, y densidad bibliográfica (Thomas, 2002).

Después de considerar los anteriores factores, se concluyó que el área carbonífera Sogamoso-Jericó es el área más favorable porque presenta los mejores rangos y los mayores contenidos de gas. Hacia la parte sur del

área, los contenidos de gas son muy bajos, pero hacia la parte norte se encuentran contenidos superiores a 100 y 200 pie³/ton que merecerían exploración adicional. Estos valores relativamente altos se explican porque las profundidades de muestreo superaron los 300 m y porque la calidad de los carbones hacia el norte de Boyacá es mejor, y está soportada en su carácter coquizable. Adicionalmente, las condiciones geológicas son más favorables por la presencia de grandes estructuras, especialmente sinclinales, como los sinclinales de Mesa Alta, Chicamocha y Ruku, que presentan buena exposición de los flancos y por lo tanto, posibilidades de recarga de agua subterránea, favoreciendo la concentración de gas. Los pocos datos que se tienen de isotermas de adsorción indican que los carbones boyacenses no están saturados, por lo tanto la capacidad de almacenamiento es mayor que la ocupada por el gas. Los valores de contenido de gas en las otras dos áreas, Checua-Lenguazaque y Tunja-Paipa-Duitama, son bajos para un posible prospecto comercial.

Comparación con otras áreas

En la industria de los hidrocarburos se considera un campo gigante de gas cuando las reservas son iguales o superiores 1 TCF (1x10¹²pies³ de gas) (Thomas, 2002). En las áreas mencionadas se calcularon reservas, a partir de los contenidos promedios de gas y de los cálculos de reservas del Servicio Geológico Colombiano (Luna *et al.*, 2004), y se obtuvieron 30 Gigas para el Área Sogamoso-Jericó y 23 Gigas para el Área Tunja-Paipa-Duitama con cálculos muy generales y considerando las áreas como bloques continuos y homogéneos, lo que en la realidad no es así. Estos cálculos de reservas son bajos y el potencial de gas en los bloques no presenta grandes perspectivas como para pensar en una posible fase de explotación a gran escala.

Este valor de 1 TCF en realidad solo da una idea de un gran campo de gas, pero en esta apreciación no es tenida en cuenta en el área de la zona evaluada ni el espesor de los mantos. Por lo anterior, no se pueden descartar las áreas evaluadas y mucho menos valorarlas a partir de puntos de medición muy separados entre sí, como en este caso que se tiene en promedio un pozo o punto de medición por municipio. Es recomendable hacer, en las áreas con mayores contenidos de gas, mediciones de mejor calidad, con ensayos sobre corazones y sobre muestras más profundas.

Como la parte norte del área Sogamoso-Jericó se ha encontrado como la más favorable para la búsqueda de gas, los contenidos del Pozo Tasco también se estimaron usando la formula de Kim (1977). Dicha

fórmula teórica calcula la capacidad de almacenamiento en carbones libres de cenizas y a cualquier profundidad a partir de análisis inmediatos. Los contenidos teóricos de gas fueron significativamente mayores (300-450 pie³/ton) a los valores medidos en el pozo (50-100 pie³/ton). Podría haber varias razones para las diferencias encontradas entre los valores calculados (Kim) y los medidos (cánisters). La principal es que la fórmula de Kim calcula la máxima capacidad de almacenamiento, mientras que los valores de los ensayos de isoterma de adsorción del área Sogamoso-Jericó indican que los carbones del área no están saturados. La comparación anterior muestra que dichos carbones podrían acomodar el doble o triple del gas que está presente.

Para el sector norte del área, entre Tasco y Socotá, los contenidos son alentadores, ya que sobrepasan los 200 pie³/ton a más de 500 m de profundidad, por lo que se debe considerar ampliar la exploración con pozos adicionales para evaluar el contenido a diferentes profundidades y en grandes estructuras, especialmente sinclinales porque permiten la recarga de agua y la concentración del gas, estos valores se acercan a valores de 200 pie³/ton encontrados a 500 m de profundidad en la Formación Los Cuervos, en el Cesar (Geomet, 1993).

Las curvas de desorción deben permitir encontrar una relación entre el contenido de gas y la profundidad, incluyendo areniscas y *shales* adyacentes a los mantos de carbón (Moore, 2004). Los cromatogramas deben permitir determinar los porcentajes de metano respecto de otros gases, y los porcentajes de algunos gases igualmente peligrosos como el H₂S. La siguiente fase de exploración debe identificar si existen los contenidos, volúmenes, infraestructura y, en general, factibilidad socio-económica para desarrollar un proyecto piloto de prueba con miras a un proyecto económicamente explotable y sostenible. Debido a que se ha notado que en Colombia la profundidad es el factor que más prevalece en el contenido de gas (Mariño, 2010), se debe asegurar que las profundidades de esos nuevos pozos sobrepasen los 300 m a fin de asegurar la suficiente presión y contenido de gas (Moore, 2004).

CONCLUSIONES

Los contenidos de gas medidos en los bloques evaluados están influenciados en gran medida por los aspectos geológicos predominantes en la zona, tales como los pliegues y en especial las fallas de rumbo, que sirven de vía de liberación del gas, haciendo que el contenido de gas en los carbones sea reducido drásticamente, como se notó en Sogamoso-Corrales y en los alrededores de Tunja-Paipa. Solamente en la parte norte del área

Sogamoso-Jericó (Tasco-Socotá) los contenidos son suficientemente altos (2-275 pie³/ton a profundidades entre 400 y 600 m) para considerar posibilidades comerciales y estudios adicionales.

Se han encontrado volúmenes estimados de gas de 30 Gigas para el área Sogamoso-Jericó y 23 Gigas para el área Tunja-Paipa-Duitama, con cálculos muy generales y considerando las áreas como bloques continuos y homogéneos. Dichas reservas se consideran bajas.

El rango del carbón (bituminoso) indica que en el pasado se dieron las presiones necesarias para generar gas metano, pero la Orogenia Andina causó la erosión de la cobertera y por lo tanto, la disminución de las presiones, dando como resultado la posible liberación del gas absorbido. Se requiere más información de isoterma de adsorción y más información sobre la evolución térmica y estructural de la cuenca.

Uno de los factores más determinantes en la evaluación de un área con potencial de gas es la presencia de agua, debido al efecto confinante que ejerce la presión hidrostática sobre las superficies del carbón que evita que el gas generado y acumulado en el manto sea liberado. Los frentes mineros donde se tomaron las muestras han sido drenados por mucho tiempo y en consecuencia, se sospecha que gran parte del gas se ha perdido. Estudios posteriores deben estar acompañados por estudios geotécnicos y de hidrogeología para considerar estos aspectos.

Se recomienda impulsar la realización de exploración adicional, especialmente en el área Sogamoso-Jericó, para determinar el potencial de gas de los carbones en cada uno de los bloques, a partir de mayor información y con mayor grado de certeza. El número de mediciones debe ser la mayor cantidad posible por bloque y por manto con el fin de obtener un promedio y las tendencias generales de las mediciones por manto. Los ensayos deben ser realizados sobre núcleos. Las profundidades para la toma de dichos núcleos no deben ser menores a 300 m.

La baja cobertera, junto con el intenso fracturamiento podrían explicar la baja saturación del carbón (30%) y los bajos contenidos en zonas superficiales.

La diferencia de contenidos entre muestras de los frentes de mina y las muestras de corazón tomadas de las perforaciones es significativa, porque el gas se ha escapado de los frentes mineros en gran cantidad debido a la pérdida de presión de la muestra por las labores mineras.

AGRADECIMIENTOS

Esta investigación fue financiada por COLCIENCIAS-Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia (UPTC), como parte del apoyo al Laboratorio Gases, Carbón, Gas Asociado al Carbón y Shale Gas (Contrato RC N° CT 669/2009). Se reconoce el apoyo de los estudiantes Freddy Noppe, Detmer Pitre, Jessel Fonseca y Luis Carlos López en la recolección de muestras y mediciones de contenido de gas, y Ángela Mojica por el apoyo en las mediciones en el laboratorio. Se reconoce el apoyo de la UPTC y el Servicio Geológico Colombiano (SGC) al proyecto conjunto de investigación del gas asociado al carbón (contratos 017 de 2011 y 025 de 2012).

REFERENCIAS

- Amaya, E., Mariño, J., y Jaramillo C. 2010. Litofacies y ambientes de acumulación de la Formación Guaduas en la parte central de la Cordillera Oriental – implicaciones paleogeográficas. *Boletín de Geología, UIS*, 32 (1): 13-25.
- Arias, E., Beltrán, C., Gómez, V., Hernández, N., Rosas, A., y Tibaduiza, G. 1997. Programa Normalización de Recursos y Reservas de carbón (Departamento de Boyacá). *ECOCARBÓN*.
- Barker, C., Johnson, R., Crysdale, B., and Clark, A. 1991. A field and laboratory procedure for desorbing coal gases. United States Department of the Interior Geological Survey. USGS Open-File Report 91-563.
- Carlier, E., y Camargo, R. 2012. Descripción litoestratigráfica y medición de volumen de gas metano asociado al carbón (GMAC) en núcleos de perforación en el pozo Chivatá-1 Municipio de Chivatá, Departamento de Boyacá. Trabajo de grado. UPTC Sogamoso, Ingeniería Geológica. Biblioteca UPTC.
- Cooper, M., Addison, F., Barker, C., Álvarez, R., Coral, M., Graham, R., Hayward, A., Howe, S., Martínez, J., Naar, J., Peñas, R., Pulham, J., y Taborda, A., 1995. Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. *AAPG Bulletin*, 79 (10): 1421–1443.
- Demir, I., Morse, D., Scott, D., Elrick, S., and Chenoweth, C. 2004. Delineation of the coalbed Methane Resources of Illinois. *Illinois Petroleum. Illinois State Geological Service*.
- Dengo, C.A., and Covey, M.C. 1993. Structure of the Eastern Cordillera of Colombia: Implications for trap styles and regional tectonics: *AAPG Bulletin*, 77: 1315–1337.
- Diamond, W.P, and Levine, J.R. 1981. Direct Method Determination of the gas content of coal: Procedures and results RI 8515 U.S. Bureau of mines.
- Duarte, C., y Mariño, J. 1991. Utilización de las areniscas guías en la búsqueda y exploración de mantos de carbón. Caso Formación Guaduas – Sogamoso (Boyacá). *Memorias V Congreso Nacional de Ciencia y Tecnología del Carbón*. Valledupar, Cesar.
- Fabre, A. 1983. La subsidencia de la Cuenca del Cocuy (Cordillera Oriental Colombiana) durante el Cretáceo y el Terciario Inferior. *Geología Norandina* No. 8, Bogotá.
- Fonseca, J., y López L. 2003. Determinación del bloque con mejores de posibilidades del gas asociado al carbón en la zona carbonífera ubicada al nororiente del Municipio de Sogamoso. Trabajo de grado. UPTC Sogamoso-Ingeniería Geológica. Biblioteca UPTC.
- Geomet, INC.1993. Proposal for association contract Coal seam Methane project Cesar-Ranchería area Colombia. *ECOPETROL*. Bogotá.
- Kim, A.G. 1977. Estimating methane content of bituminous coalbeds from adsorption data. Report of investigations, United States Bureau of Mines, RI 8245.
- Luna, L., Rodriguez, E., Sánchez, C., Renzoni, G., Hernández, H., Maldonado, J., Alba, C., y Sanabria, A. 2004. El Carbón Colombiano - Recursos, Reservas y Calidad, *Publicaciones Geológicas Especiales*. Ingeominas, Bogotá.
- Law, B.E., and Rice, D.D. 1993. Hydrocarbons from Coal. Tulsa, Oklahoma, American Association of Petroleum Geologists, *AAPG Studies in Geology* 38: 159-184.
- Mariño, J.E. 2010. Estudios preliminares del gas asociado al carbón (GAC o CBM) en Boyacá. Trabajo de ascenso en el escalafón. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, Tunja, Colombia.
- Mojica, L. 2010. Manual para la medición de gas asociado al carbón (CBM) mediante pruebas de desorción con el equipo cánister – Aplicación. Proyecto de grado UPTC – Sogamoso. Ingeniería Geológica. Biblioteca UPTC.

Moore, T. 2004. General introduction to coal bed methane. In: First annual Illinois Basin coalbed symposium. The Midwest PTTC Center. Evansville, Indiana.

Pitre, D., y Noppe, H. 2003. Determinación del bloque con mejores posibilidades del gas asociado al carbón en el sector SE de Sogamoso. Trabajo de grado. Sogamoso-Ingeniería Geológica. Biblioteca UPTC

Renzoni, G. 2006. Tareas para el desarrollo del carbón en Colombia. <http://aplicaciones1.ingominas.gov.co/sicat/html/ConsultaBasica.aspx>

Sarmiento, G. 1992. Estratigrafía y medios de depósito de la Formación Guaduas. Boletín Geológico, INGEOMINAS, 32 (1): 1-44.

SGC-UPTC. 2012. Exploración de recursos energéticos, la exploración de gas metano asociado al carbón (GMAC o CBM) en un polígono de 200 km², en los municipios de Guachetá, Ráquira y Samacá en los departamentos de Cundinamarca y Boyacá. Proyecto de investigación conjunta entre el Servicio Geológico Colombiano SGC y la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia UPTC (Dirección de Investigaciones).

Thomas, L. 2002. Coal Geology. Jhon Wiley and Sons, LTD. England.

Trabajo recibido: diciembre 17 de 2012

Trabajo aceptado: noviembre 07 de 2013