

Comparativo de los resultados obtenidos de gas asociado en mantos de carbón a partir de diferentes tipos de muestreo en la cuenca del Sinifaná (Antioquia, Colombia)

Astrid Blandón-Montes^{1*} ; Jorge Martín Molina-Escobar² ;
Luis Dethere Caro-González³ 

¹Departamento de Materiales y Minerales, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia. (*) asblando@unal.edu.co

²Departamento de Geociencias y Medio Ambiente, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia. jmmolina@unal.edu.co

³Departamento de Procesos Litoféricos, Universidad Autónoma Nacional de México, Ciudad de México, México. lcaro@geologia.unam.mx

Resumen

El objetivo de este trabajo fue comparar los contenidos de gas asociado al carbón, obtenidos a partir de diferentes tipos de muestreo: de canal por ply; núcleos de perforación lateral y vertical en la Mina San Fernando en el Municipio de Amagá – Antioquia, Colombia. Estas muestras se sometieron a los análisis de desorción de gas, cromatografía de gases, porosidad, permeabilidad y adsorción a alta presión. Los carbones estudiados se clasifican como sub-bituminosos A y bituminosos altos en volátiles C, de acuerdo a la norma ASTM D388-19a clasificación de carbones por rango. Los contenidos promedios de gas total desorbido en las muestras variaron entre 0,2 y 33,7 ft³/ton; los cuales son valores bajos con respecto a las demás zonas carboníferas de Colombia y del mundo. La composición del gas fue principalmente metano (C1) con una variación de 92,2% a 98,98%, dióxido de carbono (CO₂) el cual varió entre 0,30% y 4,27%, y cantidades menores a 1,0% de otros hidrocarburos. A una presión de 1500 psi, las isotermas de adsorción de CH₄ para los diferentes tipos de muestreos variaron entre 45 y 340 ft³/ton. De acuerdo con los resultados, se puede establecer que existe una variabilidad lateral a profundidad de los contenidos de gas metano y con una tendencia a disminuir en los Mantos 2 y 3. Esto se observó en todos los mantos que se han estudiado. También se encontró variabilidad vertical en la perforación vertical, en las 5 muestras tomadas de canal por ply de los frentes de explotación, y en las perforaciones laterales. Al comparar los resultados con los de estudios anteriores, los contenidos de gas en general son bajos (menores a 60 ft³/ton). De otro lado, se puede determinar de una manera sencilla y a bajo costo en muestras que se tomen en los frentes de explotación.

Palabras clave: Gas asociado al carbón; Zona carbonífera; Minas subterráneas.

Forma de citar: Blandón-Montes, A.; Molina-Escobar, J.M.; Caro-González, L.D. (2025). Comparativo de los resultados obtenidos de gas asociado en mantos de carbón a partir de diferentes tipos de muestreo en la cuenca del Sinifaná (Antioquia, Colombia). *Boletín de Geología*, 47(1), 129-150. <https://doi.org/10.18273/revbol.v47n1-2025006>

Comparative results obtained for coal bed methane from different types of sampling in the Sinifaná basin (Antioquia, Colombia)

Abstract

The objective of this work was to compare the coal bed methane obtained from different types of sampling: channel by ply, lateral, and vertical drilling cores at the San Fernando Mine in the Municipality of Amagá – Antioquia, Colombia. These samples were subjected to gas desorption, gas chromatography, porosity, permeability and high-pressure adsorption analyses. The studied coals are classified as subbituminous A coal and high-volatile C bituminous coal, according to the ASTM D388-19a standard classification of coal by rank. The average of total gas desorbed in the samples varied between 0.2 and 33.7 ft³/ton, which are low values compared to the other coal mining areas of Colombia and the world. Gas composition was primarily methane (C1) ranging from 92.2% to 98.98%, carbon dioxide (CO₂) ranging from 0.30% and 4.27%, and amounts typically less than 1.0% other hydrocarbons. At a pressure of 1500 psi, the CH₄ adsorption isotherms for the different types of samples varied between 45 and 340 ft³/ton. According to the results, it can be established that there is a lateral variability in depth of the methane gas contents and with a tendency to decrease in coal seam 2 and 3. Vertical variability was also found in the vertical drilling and in the samples taken from the channel per ply of the exploitation front faces. When comparing the results with those of previous studies, the gas contents were generally low (less than 60 ft³/ton). On the other hand, it can be determined in a simple way and at a low-cost manner in samples taken from the exploitation front faces.

Keywords: Coal bed methane; Coal zone; Underground mines.

Introducción

Dentro de los estudios que se han efectuado en la Cuenca del Sinifaná con respecto al potencial de gas asociado al carbón se tiene el de [Graciano y Arango \(1996\)](#), en el cual se obtuvieron contenidos de metano *in-situ* en frentes de explotación de siete minas, los cuales variaron entre 7 y 35 ft³/ton. Posteriormente [ANH\(2011\)](#), hizo la Valoración del Potencial Exploratorio de CBM en la Cuenca Carbonífera de Amagá mediante la toma de muestras a partir de 4 perforaciones exploratorias verticales de hasta 529,0 metros de profundidad, con la utilización de registros geofísicos. Los contenidos de gas total asociados a los mantos de carbón variaron entre 10,97 y 61,08 ft³/ton. La determinación del contenido de gas se realizó por medio del método directo, utilizando canisters de desorción y un sistema de desplazamiento volumétrico de acuerdo con la norma [ASTM D7569-10](#). Por último, [Blandón y Caro \(2013\)](#) y [Caro-González \(2013\)](#) evaluaron las asociaciones de litotipos y su relación con la capacidad de generación y almacenamiento de gas asociado al carbón en muestras tomadas en frentes de explotación en 5 minas de la cuenca del Sinifaná y utilizando canisters de desorción y un sistema de desplazamiento volumétrico de acuerdo con la norma [ASTM D7569-10](#). Los resultados indican bajos contenidos de gas metano (con respecto a los de otras cuencas colombianas y del mundo), los cuales varían entre 0,1 y 27,0 ft³/ton. Igualmente, se encontró que los factores geológicos tales como: paleocanales de arenisca, vetas de arcillolita, plegamientos localizados, zonas deformadas, fallas, diaclasas, fracturas e intrusiones ígneas ([McCulloch et al., 1975](#); [Beamish y](#)

[Crosdale, 1998](#); [Gurba y Weber, 2001](#); [Thielemann et al., 2001](#); [Cooper, 2006](#); [Guo et al., 2007](#); [Ulery, 2008](#); [Wang et al., 2008](#); [Sarana y Kar, 2011](#); [Fu et al., 2012](#); [Yao y Liu, 2012](#); [Fisne y Esen, 2014](#)) y especialmente el tipo de falla, son fundamentales en la presencia o no de gas asociado al carbón ([Nagelhout y Roest, 1997](#); [Cao et al., 2001](#); [Wang, 2007](#); [Wang et al., 2008](#); [Ilg et al., 2012](#); [Karacan y Goodman, 2012](#); [Sam, 2012](#)). De otro lado, y de acuerdo a la experiencia de los mineros y las observaciones de los resultados de los análisis en varios estudios, el grado y tipo de fracturamiento también tiene gran influencia en el almacenamiento de gas, ya que dependiendo del tipo de falla se puede escapar o entrapar el gas, generando alto riesgo en el caso que se encuentre almacenado en este tipo de estructuras, las cuales al ser cortadas por las labores mineras permiten la salida abrupta y en grandes cantidades de gas, para lo cual muchas veces no se está preparado; esto debido a que normalmente son sitios muy localizados y en la mayoría de las minas no se detecta ningún problema previo o no se le presta la debida atención.

Así mismo, en las zonas de fallas el carbón se encuentra finamente triturado adicionando que el polvo de carbón generado en estos lugares presente un menor tamaño de grano y por ende mayor susceptibilidad a la combustión espontánea, creando de esta manera las condiciones óptimas para que se presente una explosión combinada de metano y polvo de carbón.

En la [Tabla 1](#), se puede apreciar la variación de los contenidos de gas en otras cuencas carboníferas del país.

Tabla 1. Contenidos de gas asociados a los mantos de carbón de algunas zonas carboníferas de Colombia. Tomado de [SGC \(2017\)](#).

Año	Área	Pozos	Profundidad (m)	Contenido de gas (ft ³ /ton)
2011	Tausa – Cucunubá	Sutatausa 1 Cucunubá 3	400 300	11 - 73
2012	Guachetá – Samacá	Ráquira 1 Samacá 2	400 300	2 - 37
2013	Tasco – Socotá	Socotá 1 Socotá 2	425 510	23 - 253
2014	Umbita – Rondón	Umbita 1 Chinavita 1	520 580	13 - 308
2015	El Carmen de Chucuri	Carmen de Chucuri 1 y 2	600	15 - 662
2016	Landázuri – Vélez	Landázuri 1 y 2	600	6 - 734

Para este estudio, la gran mayoría de la información se obtuvo en el desarrollo del proyecto “Determinación del grado de explosividad del polvo de carbón y cuantificación del contenido de gas metano en los mantos de carbón de la cuenca del Sinifaná”, [Blandón et al. \(2015\)](#), el cual nació de la necesidad de identificar las condiciones que favorecen la probabilidad de ocurrencia

de las explosiones de polvo de carbón y gas metano en las minas subterráneas de carbón de la cuenca.

La [Tabla 2](#) resume algunas de las características de los mantos estudiados, en donde se puede ver que los carbones se clasifican como sub-bituminosos A y bituminosos Altos en volátiles C de acuerdo a la norma [ASTM D388-19a](#).

Tabla 2. Resultados de análisis próximos, temperatura y tiempo de ignición de muestras de núcleos de perforación a lo largo de mantos de carbón en diferentes minas de la cuenca del Sinifaná. Tomado de [Blandón et al. \(2015\)](#).

Muestra	Humedad (%)			Cenizas (%)	Materias volátiles (%)	Carbono fijo (%)	Azufre total (%)	Poder calorífico (cal/g)	Temperatura de ignición/ minutos
	Superficial	Residual	Total						
150108	2,86	9,01	11,61	2,91	43,16	44,92	0,38	6453	200/8
150080	0,76	10,96	11,64	3,31	41,65	44,08	0,37	6296	227/13
150132	0,62	10,47	11,03	2,83	39,80	46,90	0,37	6212	181/8
150133	3,68	9,73	13,05	3,98	39,22	47,07	0,36	6054	220/12
150118	4,40	10,17	14,12	2,98	41,26	45,59	0,41	6314	221/11
150109	3,55	9,42	12,64	2,52	40,80	47,26	0,44	6373	177/9
150203	2,69	9,65	12,08	7,15	39,44	43,76	0,42	6020	201/10
150261	3,90	7,37	10,98	2,66	43,81	46,16	0,59	6709	204/9
150113	3,64	9,15	12,46	9,47	36,67	44,71	0,32	5410	200/10
150110	4,20	8,60	12,44	3,33	39,95	48,12	0,35	6320	211/8
150081	0,92	11,84	12,65	2,42	39,97	45,75	0,27	6278	230/12
150114	3,92	9,39	12,94	2,40	40,53	47,68	0,34	6446	188/10
150134	2,75	10,69	13,15	2,35	40,32	46,64	0,25	6187	180/10
150229	2,98	9,46	12,16	2,20	43,38	44,96	0,32	6493	210/7
150130	1,09	11,35	12,32	2,61	37,55	48,49	0,24	6029	200/11
150087	0,46	12,65	13,05	2,35	37,97	47,03	2,27	6070	212/12
150083	0,67	7,91	8,53	3,42	41,29	47,38	0,37	6547	197/12
150082	0,41	8,14	8,52	3,27	39,11	49,48	0,44	6518	242/11
150090	1,11	10,84	11,83	1,92	40,15	47,09	0,41	6355	187/12

Comparativo de los resultados obtenidos de gas asociado en mantos de carbón a partir de diferentes tipos de muestreo en la cuenca del Sinifaná (Antioquia, Colombia)

Continuación Tabla 2.

Muestra	Humedad (%)			Cenizas (%)	Materias volátiles (%)	Carbono fijo (%)	Azufre total (%)	Poder calorífico (cal/g)	Temperatura de ignición/ minutos
	Superficial	Residual	Total						
150089	0,91	10,30	11,12	1,93	41,10	46,67	0,43	6419	199/10
150112	3,85	8,64	12,16	2,46	40,91	47,99	0,42	6419	222/13
150117	3,10	9,01	11,83	2,24	40,56	48,19	0,39	6466	223/10
150116	2,97	9,08	11,78	2,70	39,72	48,5	0,60	6308	203/10
150115	2,12	7,22	9,19	2,61	47,58	42,58	0,55	6773	193/12
150111	3,54	5,04	8,40	3,31	29,76	61,89	0,53	6959	230/13
150250	3,11	7,23	10,12	2,81	41,40	48,56	0,44	6696	188/13
150251	2,74	5,09	7,69	6,00	39,85	49,06	1,33	6636	199/13
150249	2,33	6,92	9,09	3,97	40,95	48,16	0,47	6599	173/9
150248	3,78	6,45	9,99	3,22	40,46	49,88	0,44	6684	202/13
150247	2,47	5,55	7,88	2,98	45,42	46,05	0,52	6967	190/4

De la [Tabla 2](#) se puede observar que el porcentaje de humedad residual varía entre 5,55 y 12,65; el porcentaje de cenizas varían entre 1,92 y 9,47; el porcentaje de materias volátiles varían entre 29,76 y 45,42; el porcentaje de carbono fijo va desde 46,05 hasta 61,89; el contenido de azufre esta entre 0,25 y 2,27; el poder calorífico va desde 5410 hasta 6959 calorías/gramo; la temperatura de ignición varía entre 173 y 242°C y el tiempo que tarda en empezar la ignición va desde 4 a 13 minutos. Todo lo anterior indica que existe una variación importante a lo largo de los mantos de carbón, lo que implica comportamientos igualmente diferentes en las propiedades tales como la composición química, la composición maceral, el contenido de gas etc. Los carbones de acuerdo a la clasificación internacional por rango, caen en la categoría de carbones sub-bituminosos

A, las muestras 150087, 150113, 150130 y 150134 y bituminosos altos en volátiles C, todas las demás muestras de la [Tabla 2](#).

Lamentablemente, en la historia reciente de las explosiones en minas de carbón a nivel tanto regional como nacional, se han perdido vidas humanas, como se puede evidenciar en la [Tabla 3](#). Estos acontecimientos y sus consecuencias incentivan a la investigación y formulación de proyectos en este sentido. Sin embargo, debe quedar claro que los contenidos de gas se deben determinar continuamente y no son valores permanentes en el tiempo, puesto que dependen en gran medida de las características intrínsecas de cada manto explotado, de la profundidad a la cual se realizan los muestreos, de las condiciones geológicas específicas y de muchos otros factores.

Tabla 3. Reporte de accidentes relevantes por explosión en minas subterráneas de carbón en Colombia.

Año	Día/Mes	Mina	Ubicación	Fatalidades
1977	14/07	Industrial Hullera	Amagá	86
2007	03/02	La Preciosa	Sardinata	32
2009	06/08	Carminales	Fredonia	3
2009	18/10	San Roque	Sardinata	9
2010	16/06	San Fernando	Amagá	73
2011	27/01	La Preciosa	Sardinata	21
2015	05/01	Carbones Acevedo	Angelópolis	4
2017	23/06	Pueblo Viejo	Cucunubá	13
2021	30/05	Diamante 5	Socha	9
2021	24/08	Carbonera	Topaga	12
2022	26/02	La Chapa	Tasco	15
2022	30/05	La Mestiza	Zulia	15
2023	14/03	El Cajón	Sutatausa	21
2023	20/04	El Roble, Cóndor y el Manto	Cucunubá	7

Desarrollo metodológico

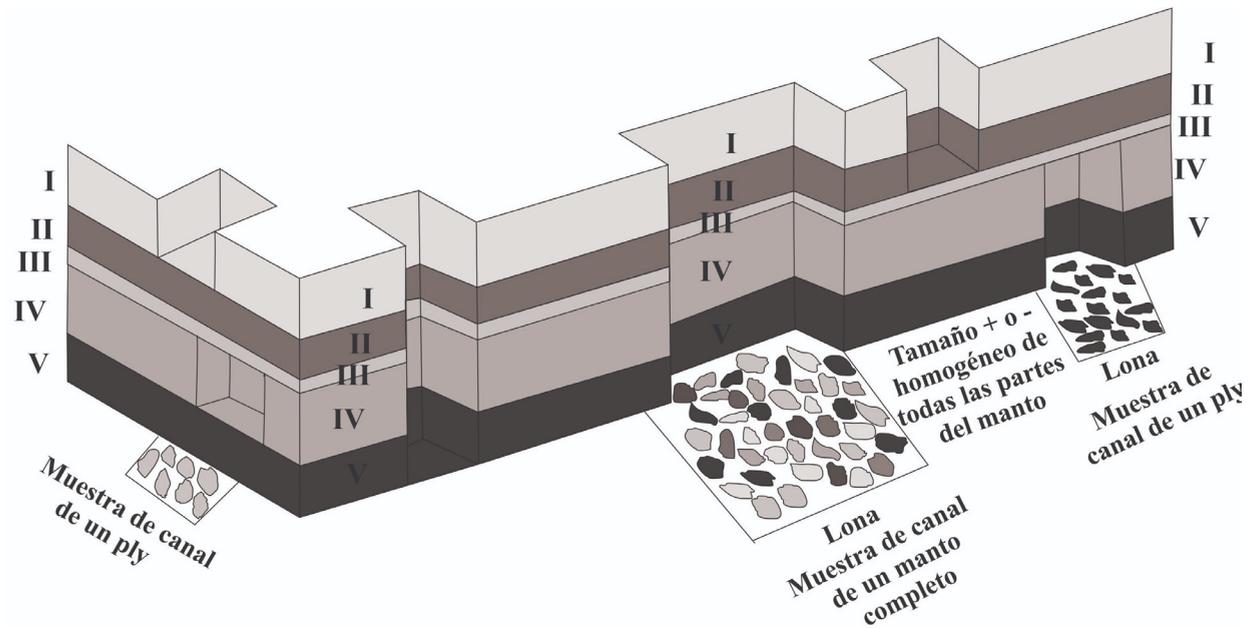
Metodología para el trabajo en campo

Lo primero que se hizo fue seleccionar las minas distribuidas en las diferentes zonas de la cuenca del Sinifaná, luego se escogieron los sitios de muestreo de canal por ply, las perforaciones laterales y la vertical en frentes de explotación. A las muestras que se obtuvieron se les hicieron las pruebas de desorción, composición del gas, porosidad, permeabilidad y adsorción a alta presión.

Muestreo de canal por ply del manto de carbón:

este se hizo en frente activo de explotación dentro de la mina para tomar el carbón lo más fresco y menos contaminado posible (Caro *et al.*, 2015).

Se identificaron los diferentes ply que conforman el manto mediante la metodología de muestreo en canal (Figura 1). Se procedió a realizar un corte perpendicular al manto (de aproximadamente 30 cm x 10 cm de profundidad), intentando tomar la muestra de cada ply, para lo cual se utilizó una lona para recibir el material resultante de la fragmentación por percusión contra el manto, tal como se muestra en la Figura 1. Luego este carbón se homogenizó y posteriormente, se procedió a efectuar el cuarteo que permitió tomar dos muestras representativas del material. Una de ellas se llevó al canister para los análisis de desorción de gases y la otra se empacó para llevar al laboratorio y efectuar sus respectivos análisis de porosidad, permeabilidad y absorción a alta presión.



I, II, III, IV, y V = Ply (Variación vertical del manto)

Nota: Por cada 20 a 30 cm de espesor del manto se toman de 2 a 3 kg de muestra

Figura 1. Esquema de muestreo de canal por ply. Modificado de Ramírez (1991).

Metodología para la descripción detallada de mantos de carbón

Para realizar una adecuada descripción de un manto de carbón se escogió una zona limpia y fresca del manto (frente de explotación), al momento de tenerlo expuesto

se comenzó la descripción de parámetros tales como los bandeamientos, el brillo, la fractura, la dureza, los colores, el espesor, etc. La descripción de los mantos de carbón se realizó por ply (variación vertical, Tabla 4).

Tabla 4. Descripción de mantos por ply. Modificado de Thomas (2002).

Litotipo	Descripción	Composición
Vitreno	Carbón negro muy brillante, en capas delgadas, fractura cúbica, capas densas con fractura concoidea	Maceral vitrinita con menos del 20% de liptinita
Clareno	Capas finamente estratificadas de vitreno, dureno y en algunos casos fuseno semibrillante	Variable
Dureno	Gris a negro, opaco, superficie de fractura rugosas	Principalmente macerales de los grupos de la liptinita y la inertinita
Fuseno	Negro, lustre sedoso, opaco, friable y blando	Principalmente macerales del grupo de la inertinita
Carbón Cannel	Negro, opaco, lustre graso, fractura concoidea	Principalmente esporinitas
Carbón Boghead	Negro a pardo, opaco, homogéneo, fractura concoidea, el lustre puede ser graso	Predominantemente alginitas

Procedimiento para realizar las perforaciones

En la Figura 2A se tiene un bosquejo ilustrativo en planta, sin escala, de la ubicación de los puntos en donde se hicieron las perforaciones en la mina SF.

Para evaluar el contenido de gas metano en los mantos de carbón, se hizo la medición de gases desorbidos de núcleos de perforación. A continuación, se describe el procedimiento utilizado:

Lugar de la perforación. Se ubicó el manto que se muestreó dentro de la mina subterránea y luego

se construyó un nicho (para colocar el equipo de perforación) de las siguientes dimensiones:

- Ancho 2,8 m.
- Alto 2,2 m.
- Longitud 5,0 m.

Inicio de la perforación. En la Figura 2B se puede observar cómo se diseñaron las perforaciones en los frentes de explotación del manto dentro de la mina.

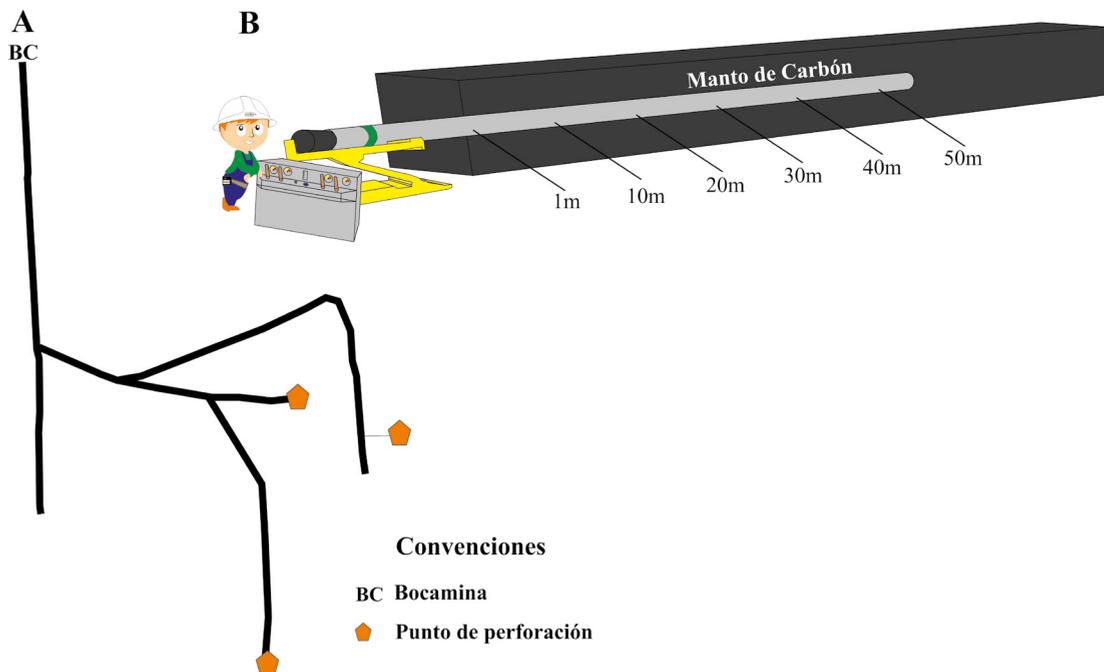


Figura 2. A. Bosquejo ilustrativo en planta, sin escala, de la Mina SF con la ubicación de los puntos de perforación. Modificado de Blandón *et al.* (2015). B. Representación de la perforación lateral a lo largo del manto de carbón. Modificado de Jaramillo-Zapata (2017).

Seguimiento y muestreo al manto de carbón

Este se hizo con base en la norma [ASTM D7569-10](#). Así, en los dos primeros metros de perforación se tomaron testigos de carbón, los cuales se introdujeron en un canister e inmediatamente se llevaron y se sumergieron en el baño maría a (40°C) donde se inició el proceso de desorción de gas y se tomaron los datos del contenido del mismo. Posteriormente, cada que se completaron diez metros de perforación se tomó un testigo (10 m, 20 m, 30 m etc.) y se sigue el procedimiento descrito anteriormente hasta finalizar la perforación. El diámetro utilizado en la perforación fue HQ – diámetro interior 63,5 mm.

Los testigos de carbón se empaclaron en cajas porta núcleos, luego se llevaron a superficie y de allí se trasladaron a la Facultad de Minas de la Universidad Nacional para su preservación.

Metodología para las pruebas de cromatografía de gases

La determinación de la composición química de los gases se llevó a cabo en el Laboratorio de Ciencias de la Energía de la Escuela de Procesos y Energía, de la Facultad de Minas, Sede Medellín. Se utilizó un micro cromatógrafo de gases Agilent modelo 3000.

Metodología para las pruebas de adsorción en carbones y rocas

Las pruebas se hicieron en el Laboratorio de Análisis

Petrofísicos Especiales de la Facultad de Minas de la Universidad Nacional de Colombia y con base en la metodología desarrollada por [Lopera et al. \(2013\)](#).

El equipo utilizado para construir las curvas de adsorción cuenta con una unidad de inyección de gas metano (presión máxima de inyección de 1800 psi), un horno, un sistema de medida de caída de presión y un medidor de flujo volumétrico. La [Figura 3A](#) describe en detalle los equipos y el montaje utilizado:

La celda de adsorción está basada en la ley de Boyle, donde una cantidad de moles de gas es insertada en una celda de volumen constante que contiene la muestra de análisis. La cantidad de gas adsorbido por la muestra podrá ser determinada usando la ley de gases reales basada en los cambios de presión de la celda que contiene la muestra.

El porta muestras empleado fue una celda fabricada especialmente para la medida de adsorción de gas en diferentes formaciones, ya sean muestras consolidadas o no consolidadas, amorfas, o en forma de tapones. En la [Figura 3B](#) se presenta el montaje empleado. La muestra es insertada en la cámara y sometida al contacto con el gas metano a diferentes presiones de inyección.

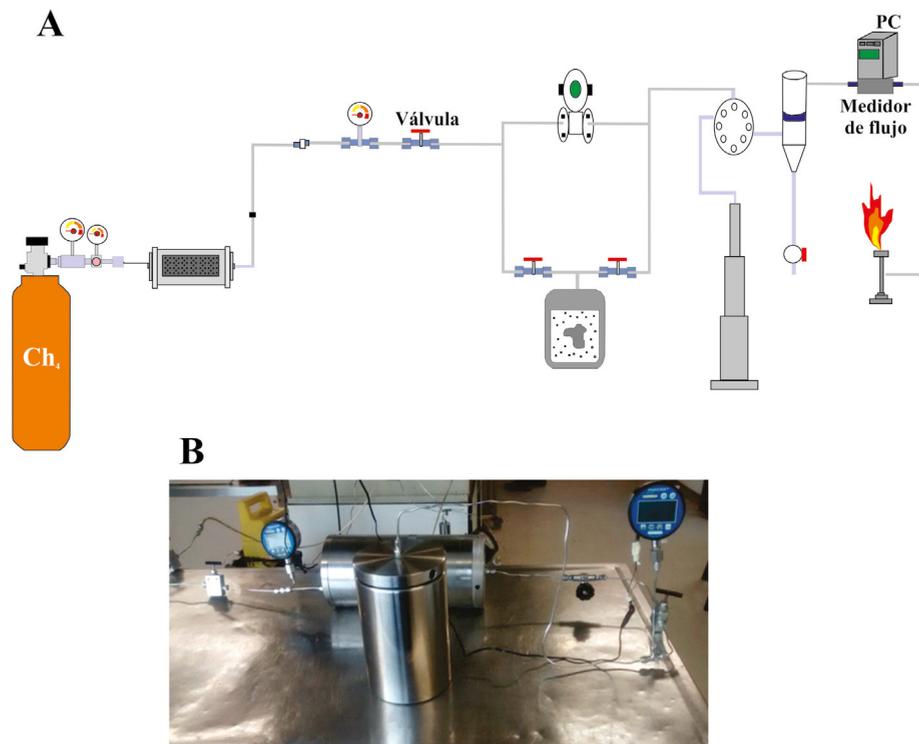


Figura 3. A. Montaje experimental para las pruebas de adsorción a alta presión. B. Montaje para pruebas de adsorción de gas en formaciones. Tomado del Laboratorio de Análisis Petrofísicos Especiales, Universidad Nacional de Colombia sede Medellín.

Metodología para determinar las propiedades petrofísicas de los carbones y rocas

Dentro de las propiedades que se determinaron fueron la porosidad y permeabilidad, las cuales se efectuaron en núcleos de perforación de 5 cm de largo. Dichas propiedades se determinaron en el Laboratorio Análisis Petrofísicos Especiales de la Facultad de Minas de la Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín y aplicando procedimientos desarrollados por [Lopera et al. \(2013\)](#).

Resultados y discusión

Litología de los mantos estudiados

Muestras de canal por ply del Manto 1 en la Mina SF: en la [Figura 4A](#) y [4B](#) se tiene la descripción de cada ply muestreado en el Manto 1, localizado en el frente cabecera tajo colchón #3 del tambor ventilación y en el frente cabeceras del panel 2N, tambor exploración respectivamente.

Como se puede ver, de los sitios muestreados en la mina SF el Manto 1 presenta variaciones laterales hacia la parte superior del manto, pues mientras en un lado se encuentra deformado, en otro se observa fractura concoidea, lo anterior puede indicar efectos tectónicos localizados (ver [Figura 4A](#) y [4B](#) comparación del Manto 1 en la Mina SF).

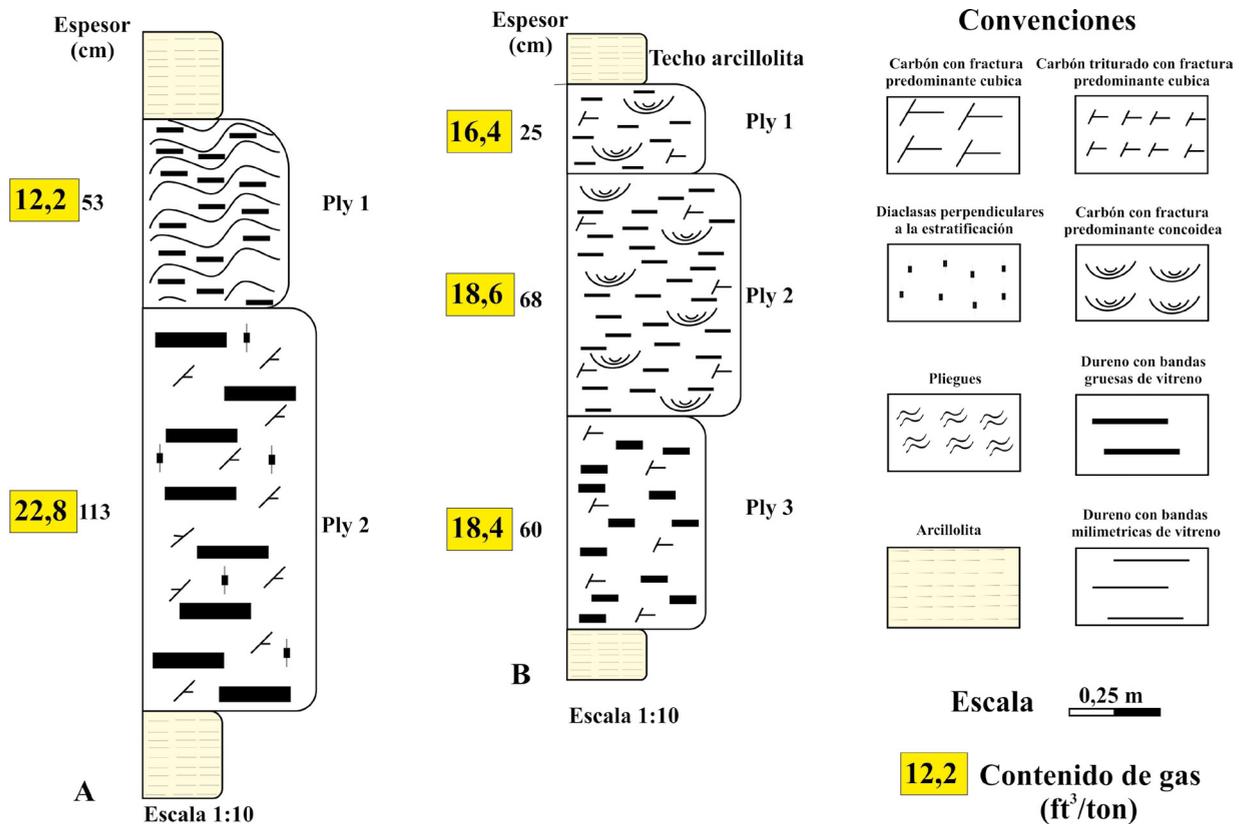


Figura 4. Comparación de las características del Manto 1 en la Mina SF. **A.** SF-M1 #3 y **B.** SF-M1 2N. Modificado de [Blandón y Caro \(2013\)](#).

Muestras de núcleos de perforación lateral

Manto 2 en la Mina SF. La [Figura 5](#) muestra la variación lateral del Manto 2 de la Mina SF hasta una profundidad lateral de 32,29 m.

Este manto se caracteriza por la presencia de durenos con diferentes cantidades de vitreno tanto en lentes como en bandas de distintos tamaños, también se observa fractura concoidea de tamaños variables y diaclasamiento

principalmente cubico hasta los 19 metros, de la zona perforada. A partir de aquí se encuentra el carbón con un diaclasamiento más pronunciado y ya no se observa la fractura concoidea, muy posiblemente debido a lo pequeño de los plies, se pudo pasar a perforar en otro ply diferente. A lo largo de la perforación se tomaron muestras para desorción de gases a las profundidades de 0,75, 1,75, 9,75, 24,79 y 30,29 m.

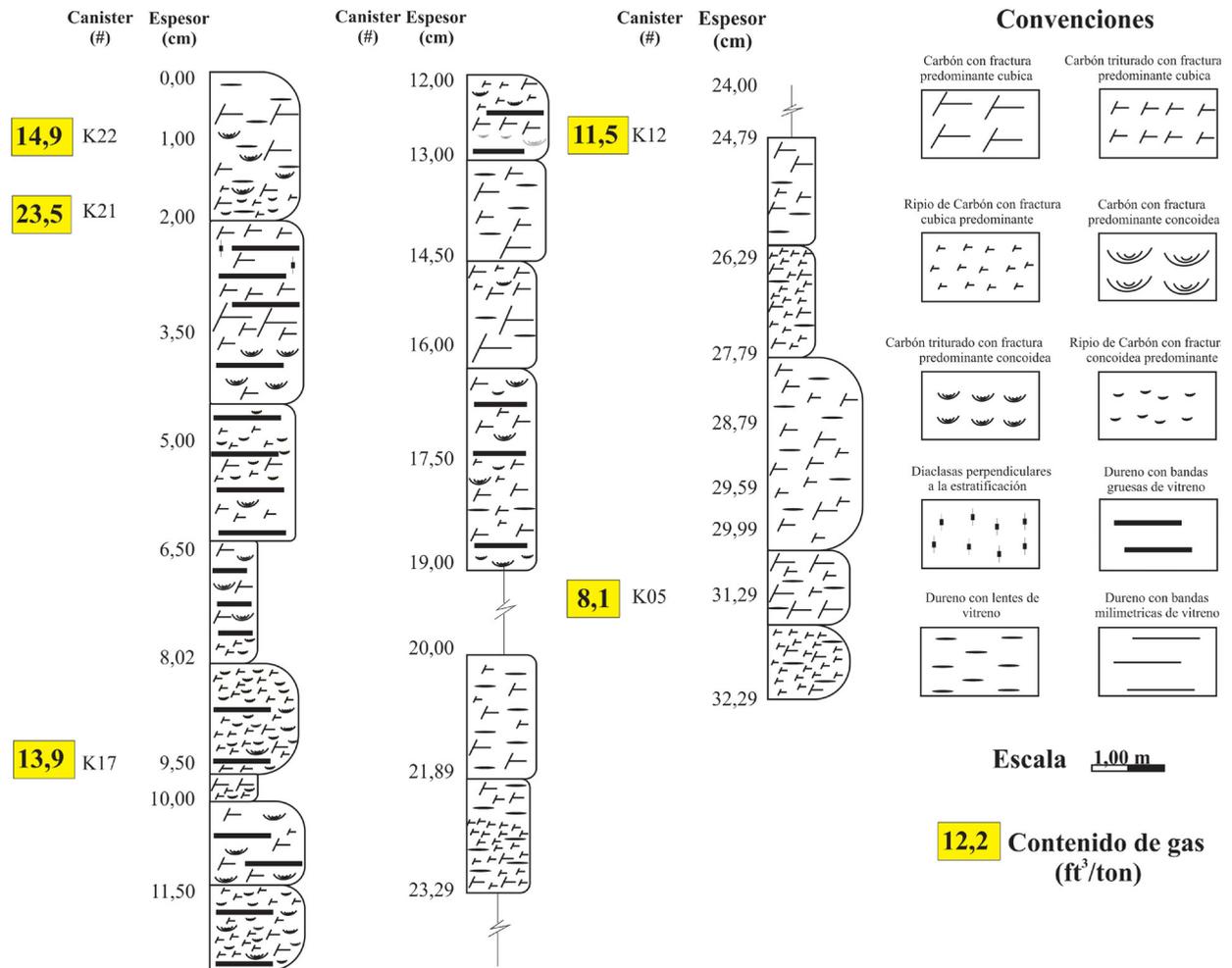


Figura 5. Columna estratigráfica de la perforación lateral en el Manto 2 Mina SF. Modificado de Blandón *et al.* (2015).

Manto 3 en la Mina SF. En la perforación sobre el Manto 3 se recolectaron 3 muestras correspondientes a los canisters K90, KP10 y K94 (Figura 6). Este último en el límite carbón-estéril.

El Manto 3 se caracteriza por presentar principalmente dureno con bandas gruesas y lentes de vitreño. En la primera parte del manto aproximadamente a los 4 metros, se tiene fractura concoidea y cubica, de aquí hasta el final del manto, solo hay fracturamiento

cubico. Se destaca que a partir de los 9 metros y hasta aproximadamente 12 metros se tiene un fracturamiento intenso y de aquí hasta aproximadamente los 15 metros, se observa cizallamiento en la roca, lo que podría estar indicando la presencia de una falla. A partir de los 19 metros, se encontró el contacto con una arenisca que inicialmente tiene bandas y lentes de carbón y luego se vuelve limpia. Esto se presentó debido a que por efectos de operación la perforación terminó cortando el piso del manto, ver Figura 6.

Comparativo de los resultados obtenidos de gas asociado en mantos de carbón a partir de diferentes tipos de muestreo en la cuenca del Sinifaná (Antioquia, Colombia)

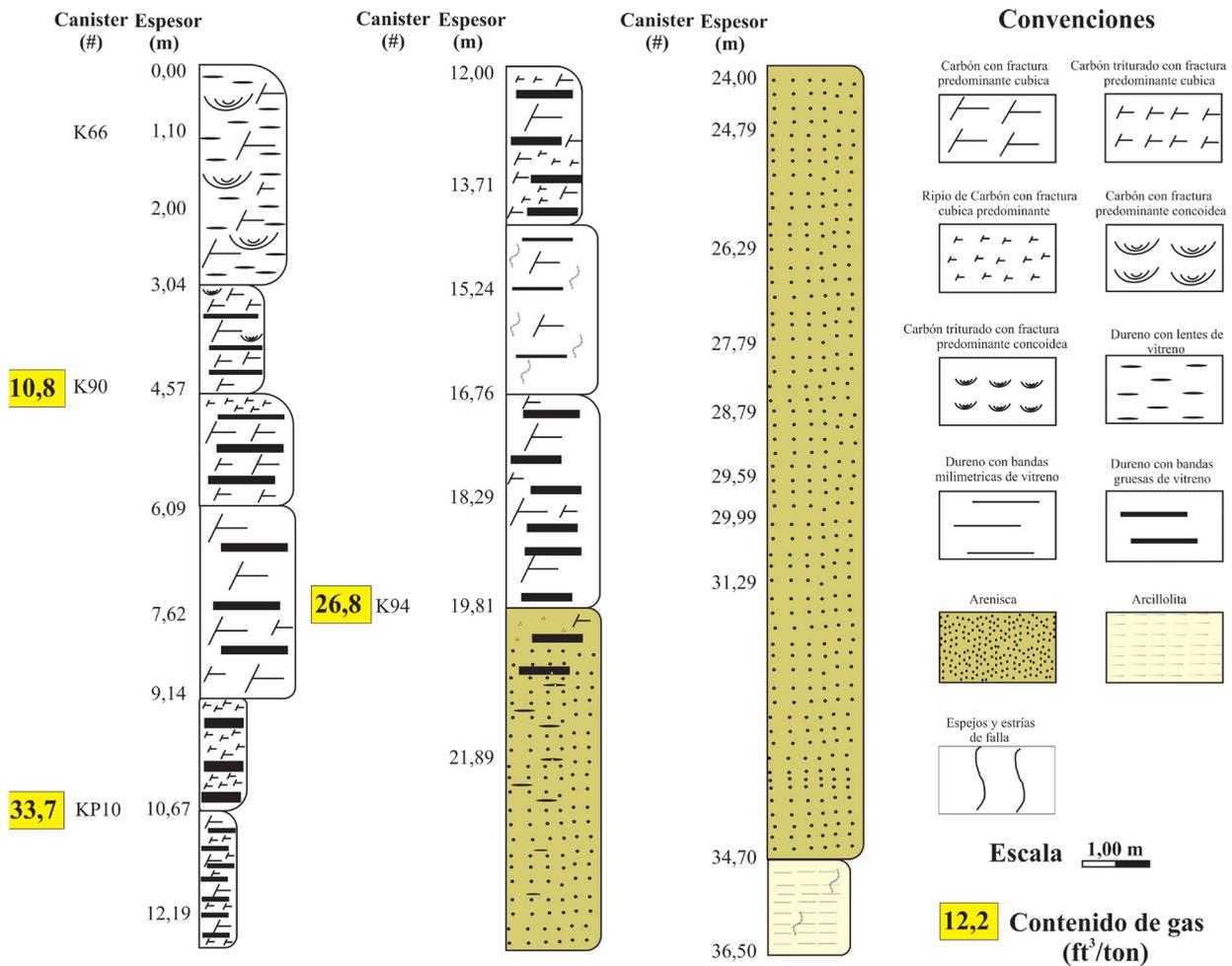


Figura 6. Columna estratigráfica de la perforación lateral sobre el rumbo del Manto 3. Modificado de Blandón *et al.* (2015).

Muestras de núcleos de perforación vertical, la cual empezó en la columna estratigráfica debajo del Manto 3 en la Mina SF: la perforación vertical alcanzó una profundidad de 85,4 metros, ver Figura 7, en la cual se atravesaron 4 mantos con espesores mayores a 60 cm. A 1,95 metros del piso del Manto 3, se tiene un manto de 62 cm de espesor; el siguiente manto se encuentra a 28,7 metros de profundidad y tiene un espesor de 60 cm; el siguiente manto está a 41,6 metros de profundidad y tiene un espesor de 75 cm. El último manto que se encontró está a una profundidad de 67 metros y tiene un espesor de 70 cm. El resto de la columna está

representada por arcillolitas, areniscas y limolitas. Es característica la presencia de siderita diseminada o en grandes cantidades en las arcillolitas y limolitas respectivamente. A 67,8 metros de profundidad, se encuentra una zona de aproximadamente 5,2 metros, en donde se evidencian espejos y estrías de fallas. De acuerdo con lo anterior, y considerando la secuencia estratigráfica del miembro Sabaletas de la Formación Amagá en esta zona, es posible decir que en el sitio en donde se hizo la perforación no se tienen mayores expectativas en cuanto a encontrar mantos de mayor espesor hacia profundidad.

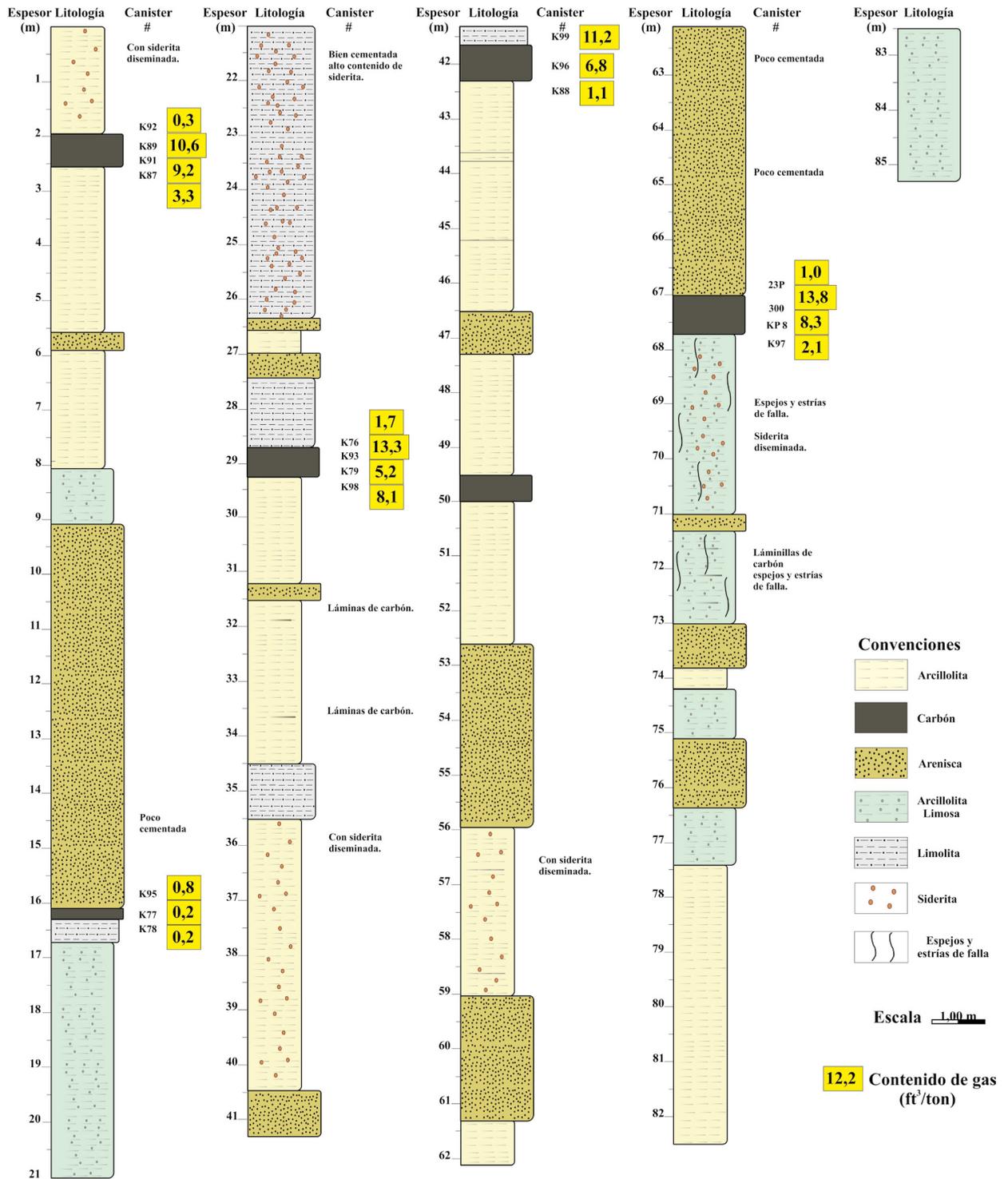


Figura 7. Columna estratigráfica de la perforación vertical a partir del piso del Manto 3 en la Mina SF. Modificado de Blandón et al. (2015).

Contenido de gas

Muestras de canal por ply del Manto 1 en la Mina SF: en la [Tabla 5A](#) aparecen los resultados del contenido de gas del Manto 1 en la Mina SF, y en la [Figura 8A](#), la comparación de los resultados en los dos puntos en donde se tomaron las muestras. Como se puede observar en la [Figura 8A](#), aunque las muestras se tomaron en el mismo manto, los contenidos de gas varían, entre 12,1 ft³/ton y 22,7 ft³/ton, lo cual está de acuerdo con los valores obtenidos por [ANH \(2011\)](#), en perforaciones verticales a profundidades entre 247 y 529 metros. Lo anterior significa que a pesar de que las muestras, se tomaron a diferente profundidad y utilizando distintos tipos de muestreo, el contenido de gas de los carbones es similar.

Manto 2 en la Mina SF. En la [Tabla 5B](#) aparecen los resultados de los contenidos de gas de las muestras de carbón del Manto 2 en la Mina SF.

Los contenidos de gas metano, en la perforación principal en el Manto 2 variaron entre 8,1 y 23,5 ft³/ton.

Manto 3 en la Mina SF. En la [Tabla 5C](#), aparecen los resultados de las pruebas de desorción de las muestras de núcleo de perforación del Manto 3 en la Mina SF.

Los contenidos de gas varían entre 10,8 ft³/ton y 33,7 ft³/ton. Para este caso es de notar que los valores más altos fueron para las muestras de los canisters número KP10 y K94, a pesar de que este último es un carbón en contacto con una arenisca con lentes de carbón ([Tabla 3C](#)).

En la [Figura 8B](#) se presenta la comparación de los resultados del contenido de gas en las perforaciones laterales en los Mantos 2 y 3; aquí se puede observar como a menos de 10 metros de profundidad lateral dentro de los mantos de carbón se tienen los mayores valores de gas desorbido, confirmando de esta manera que a mayor profundidad no se tienen valores mayores y para conocer la cantidad de gas que puede tener un manto de carbón es suficiente con obtener la muestra en un frente de explotación, pues aunque los mantos son distintos los contenidos de gas siguen siendo similares a los que se obtuvieron en los frentes de explotación.

Tabla 5. Resultados del contenido de gas de cada ply del Manto 1 de la Mina SF. Tomado de [Blandón y Caro \(2013\)](#). Núcleos de perforación del Manto 2 en la Mina SF. Tomado de [Blandón et al. \(2015\)](#). Núcleos de perforación en el Manto 3. Tomado de [Blandón et al. \(2015\)](#).

Manto 1			
Litología	Manto y ply	Canister	Contenido de gas (ft ³ /ton) (lac)
Carbón	M1-1	K18	12,1
Carbón	M1-2	K1	22,7
Carbón	M1-1	K22	16,3
Carbón	M1-2	K10	18,5
Carbón	M1-3	K6	18,3
Manto 2			
Litología	Profundidad lateral (m)	Canister	Contenido de gas (ft ³ /ton) (lac)
Carbón	0,75	K22	14,9
Carbón	1,75	K21	23,5
Carbón	9,75	K17	13,9
Carbón	24,79	K12	11,5
Carbón	30,29	K05	8,1
Manto 3			
Carbón	4,57	K90	10,8
Carbón	11,25	KP10	33,7
Carbón-Estéril	19,60	K94	26,8

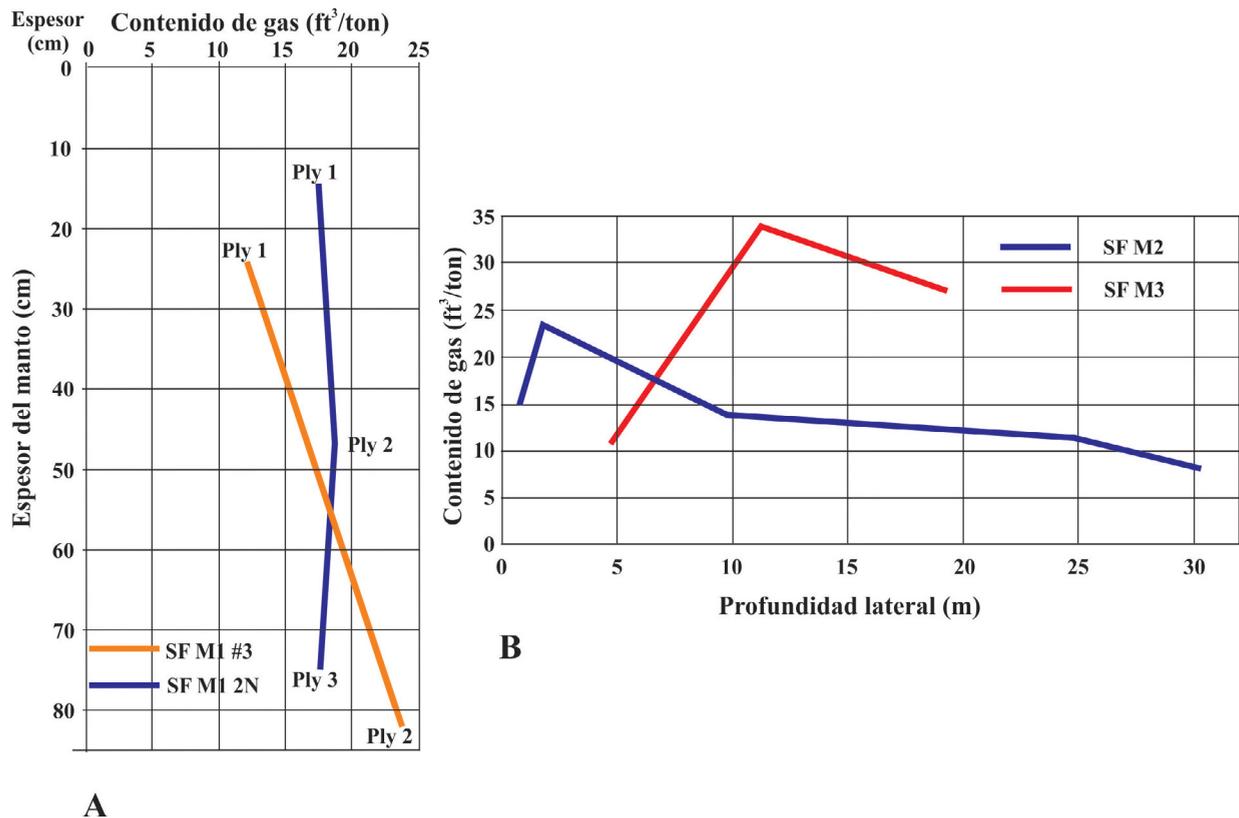


Figura 8. A. Variación vertical en el contenido de gas en muestras de canal por ply en frentes de explotación en el Manto 1 en la Mina SF. Tomado de Blandón y Caro (2013). B. Variación lateral en el contenido de gas en muestras de perforación en los mantos 2 y 3 de la Mina SF. Tomado de Blandón et al. (2015).

Muestras de núcleo de perforación vertical por debajo del Manto 3 de la Mina SF: en la [Tabla 6](#), aparecen los resultados del contenido de gas para algunas de las muestras de núcleo del pozo vertical en la Mina SF y en la [Figura 9](#), la comparación de los resultados del contenido de gas tanto en los carbones como en las rocas.

En la perforación vertical el contenido de gas para los carbones fue de 0,2 a 13,8 ft³/ton. Estos resultados están de acuerdo con los obtenidos por ANH (2011), en donde se tomaron muestras de perforaciones verticales a más de 247 metros de profundidad. Para las rocas los contenidos de gas variaron entre 0,2 y 11,2 ft³/ton.

Al comparar los contenidos de gas en carbones y en rocas se observa que en general en los carbones son mayores que para las rocas, sin embargo, existen algunas rocas que presentan mayores contenidos de gas que algunos de los carbones. Igualmente se observa una relación inversamente proporcional, es decir que las rocas cercanas a los mantos de carbón que tienen mayor contenido de gas, presentan los valores más bajos lodolita K92 (0,3 ft³/ton), limolita K76 (1,7 ft³/ton) y arcillolita 23P (1,0 ft³/ton) de la misma manera, los carbones que se encuentran cerca de las rocas que tienen los mayores contenidos de gas, son los que presentan los valores más bajos (carbones K79 y K96), ver [Tabla 6](#).

Tabla 6. Resultados del contenido de gas para algunas de las muestras de núcleo de perforación del pozo vertical en la Mina SF. Tomado de Blandón *et al.* (2015)

Litología	Profundidad vertical (m)	Canister	Contenido de gas (ft ³ /ton) (lac)
Lodolita	1,95	K92	0,3
Carbón	2,10	K89	10,6
Carbón	2,45	K91	9,2
Lodolita	2,80	K87	3,3
Arenisca	16,10	K95	0,8
Carbón	16,30	K77	0,2
Lutita	16,70	K78	0,2
Limolita	28,70	K76	1,7
Carbón	28,94	K93	13,3
Carbón	29,25	K79	5,2
Arcillolita	29,60	K98	8,1
Lodolita	41,30	K99	11,2
Carbón	41,64	K96	6,8
Lodolita	41,89	K88	1,1
Arcillolita	58,40	23P	1,0
Carbón	58,75	300	13,8
Carbón	59,10	KP8	8,3
Lodolita	59,45	K97	2,1

Es de anotar que no se observa un aumento del contenido de gas con la profundidad, ni en los carbones ni en las rocas, indicando que existen otros factores más

influyentes en el contenido de gas, como son los aspectos geológicos locales, en especial los geomecánicos y estructurales.

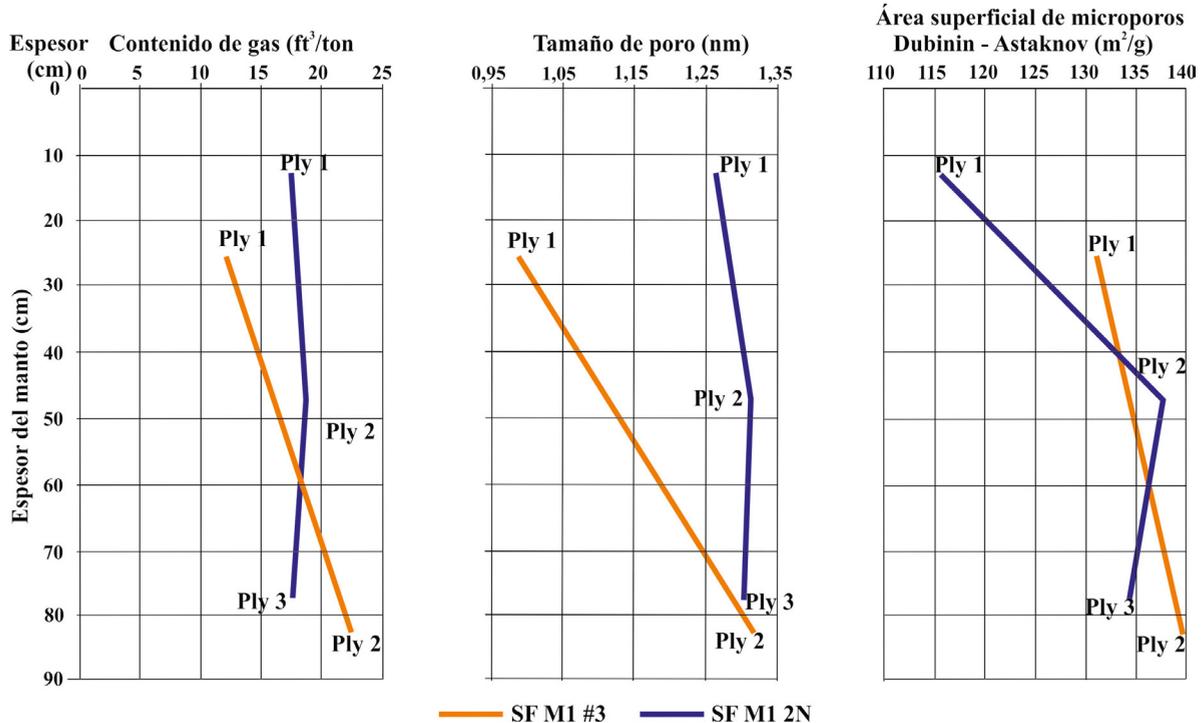


Figura 9. Variación vertical en el contenido de gas en muestras de núcleo de perforación de carbones y rocas en la Mina SF. Tomado de Blandón *et al.* (2015).

Cromatografía de gases

Muestras de canal por ply del Manto 1: el resultado del análisis de la composición del gas muestra que este está compuesto principalmente por metano (C_1) con una concentración de 92,2% (Canister 10). Bajas cantidades de otros hidrocarburos gaseosos tales como etano y propano C_2 y C_3 (0 a 0,3) y bajas cantidades CO_2 (1,1), ver [Tabla 7A](#).

De acuerdo a los resultados y según el índice de hidrocarburos ([Bernard et al., 1978](#); [Strapóć et al., 2008](#)) definido por la relación entre $20 < C_1/(C_2+C_3) > 1000$, muestran que son una mezcla de metano termogénico (de baja evolución térmica) y de metano biogénico.

Muestras de núcleo de perforación lateral:

Manto 2. En la [Tabla 7B](#) los resultados de cromatografía de gases de muestras de núcleos de perforación del Manto 2 de la Mina SF.

Los resultados de la cromatografía de gases en las muestras del Manto 2, muestran un porcentaje mínimo

de metano de 95,16% y máximo de 98,98%, dióxido de carbono entre 0,30% y 4,27%, etano entre 0,57% y 0,91%, y sin reportes para monóxido de carbono ni para propano.

Manto 3. Para las muestras de la perforación lateral no se hicieron análisis de cromatografía de gases.

Muestras de núcleo de perforación vertical por debajo del Manto 3: en la [Tabla 7C](#) se tienen los resultados de cromatografía de gases de las muestras de la perforación vertical por debajo del Manto 3 de la Mina SF.

Los resultados de la cromatografía de gases en las muestras de núcleo de la perforación vertical por debajo del Manto 3, muestran un porcentaje mínimo de metano de 94,32% y máximo de 98,52%, dióxido de carbono entre 1,30% y 5,47%, etano entre 0,11% y 0,23%, monóxido de carbono entre 0,06 y 0,23 y sin reportes para propano. Se nota que a mayor profundidad el contenido de metano disminuye y el de CO_2 aumenta. De acuerdo con los resultados y según el índice de hidrocarburos ([Bernard et al., 1978](#); [Strapóć et al., 2008](#)), muestran que son una mezcla de metano termogénico (de baja evolución térmica) y de metano biogénico.

Tabla 7. Resultados de cromatografía de gases de muestras de: **A.** Manto 1 de la Mina SF. Modificado de [Blandón y Caro \(2013\)](#). **B.** Núcleos de perforación del Manto 2 de la Mina SF. Modificado de [Blandón et al. \(2015\)](#). **C.** Núcleos de la perforación vertical por debajo del Manto 3 de la Mina SF. Modificado de [Blandón et al. \(2015\)](#).

A. Manto 1 de la Mina SF							
Muestra	Ply	Litología	Metano (%)	CO_2 (%)	Etano (%)	Propano (%)	Contenido de gas (ft ³ /ton) (lac)
K10	SF-M1-2N-P02	Carbón	92,2	1,1	0,3	0,1	18,5
B. Núcleos de perforación del Manto 2 de la Mina SF							
Muestra	Profundidad lateral (m)	Litología	Metano (%)	CO_2 (%)	Etano (%)	Propano (%)	Contenido de gas (ft ³ /ton) (lac)
K22	0,75	Carbón	95,16	4,27	0,57	0,00	14,9
K21	1,75	Carbón	98,98	0,3	0,72	0,00	23,5
K12	19,75	Carbón	96,9	2,19	0,91	0,00	11,5
C. Núcleos de la perforación vertical por debajo del Manto 3 de la Mina SF							
Muestra	Profundidad lateral (m)	Litología	Metano (%)	CO_2 (%)	Etano (%)	Propano (%)	Contenido de gas (ft ³ /ton) (lac)
K91	2,45	Carbón	98,52	1,3	0,12	0,00	9,2
K300	58,75	Carbón	96,36	3,18	0,23	0,00	13,8
KP8	59,1	Carbón	94,32	5,47	0,11	0,00	8,3

Porosidad y permeabilidad

Muestras de canal por ply del Manto 1: con base en los datos de Blandón y Caro (2013), en la Figura 10 se muestra la relación existente entre el contenido de gas, el tamaño de poro y el área superficial de microporos

de acuerdo con Dubinin-Astaknov, en el M1 de la Mina SF. Como se puede ver en la Figura 10, hay una relación casi directa entre el contenido de gas y el tamaño de poro e igualmente con el área superficial de microporos, lo que sugiere que estos parámetros juegan un papel dominante en la retención de gas.

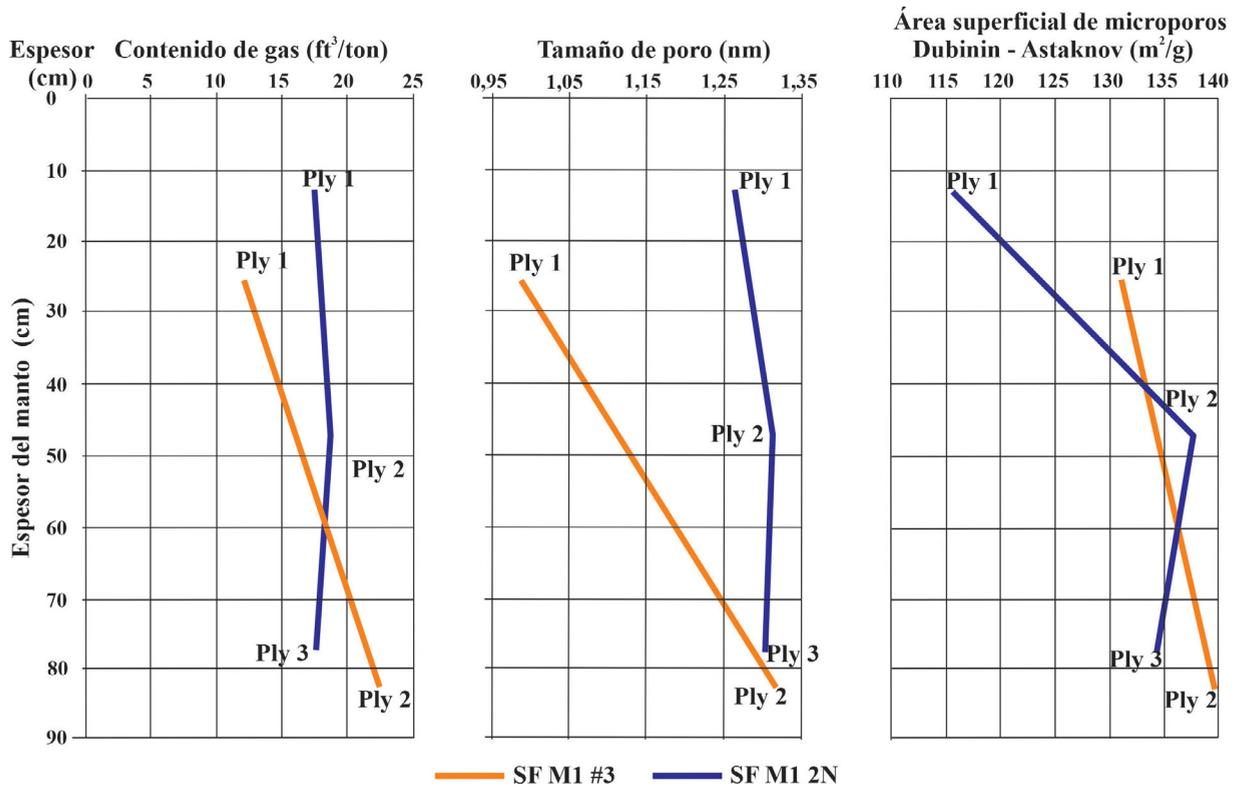


Figura 10. Relación entre el contenido de gas, el tamaño de poro y el área superficial de microporos de acuerdo con Dubinin-Astaknov en el M1 Minas SF. Modificado de Blandón y Caro (2013).

Muestras de núcleo de perforación lateral:

Manto 2. La Tabla 8A presenta los resultados de las pruebas de porosidad, permeabilidad y los tiempos que se demora la desorción del 63,2% del gas contenido en las muestras de núcleo del Manto 2 de la Mina SF.

Como se puede ver de los resultados de la tabla, aunque las porosidades y permeabilidades son similares, los tiempos de desorción, son diferentes, esto quiere decir que para entender el comportamiento del gas en los mantos de carbón no es suficiente tener la porosidad y permeabilidad, sino también, los datos de microporosidad como se demostró en Caro-González (2013).

Manto 3. Los datos de porosidad están del orden de 1,4% a 4,3% para los canisters K66 y K90 respectivamente. Los resultados de capacidad de flujo o permeabilidad (mD) se encuentran entre 1,4 y 27,8. Pero para estos dos tipos de pruebas los mayores valores son para el canister a mayor profundidad lateral de igual manera para los contenidos de gas metano. En este caso en especial donde la porosidad y la permeabilidad son bajos, el contenido de gas es cero, pero no se descarta problemas en la perforación (Tabla 8B).

Tabla 8. Resultados de análisis de porosidad, permeabilidad y los tiempos de desorción del 63.2% del contenido de gas de muestras de: **A.** Núcleos de perforación del Manto 2 de la Mina SF. Modificado de Blandón *et al.* (2015). **B.** Núcleos de perforación del Manto 3 Mina SF. Modificado de Blandón *et al.* (2015).

A. Núcleos de perforación del Manto 2 de la Mina SF						
Canister	Profundidad lateral (m)	Gas desorbido	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Tiempo de desorción en horas	Tiempo en días
		(ft ³ /ton)				
K21	1,75	23,5	5,95	82,701	667,1	27,8
K17	9,75	13,9	5,87	88,445	2153,6	89,7
B. Núcleos de perforación del Manto 3 Mina SF						
K66	1,1	0	1,4	1,4	ND	ND
K90	4,57	10,8	4,3	27,8		

Muestras de núcleo de perforación vertical: los valores de porosidad encontrados varían desde 0,6% a 10,6%, siendo los más bajos correspondientes a dos carbones, sin embargo, también existen lodolitas, limolitas y arcillolitas con valores igualmente bajos, pero los más altos mayores a 3,8% hasta 10,6% corresponden a lodolitas y arcillolitas, [Tabla 9](#). Estos valores están dentro de los rangos esperados para porosidad secundaria en carbones.

La posibilidad de liberación de gas absorbido es función de la capacidad del flujo del manto. Así en sistemas con alta capacidad de flujo generada por efectos postdiagenéticos se liberará más gas que en aquellos con baja capacidad de flujo.

El contenido de gas en la mina es función de la capacidad de flujo del manto, el cual está directamente

relacionado con la porosidad secundaria. Esta capacidad de flujo está determinada por el grado de diaclasamiento y fracturamiento del manto.

Los valores de capacidad de flujo obtenidos están en un rango entre 0,03 mD y 132 mD, que son valores comunes para yacimientos no convencionales. Es de anotar que igual que para la porosidad, las permeabilidades mayores se presentan en algunas de las lodolitas y arcillolitas, pero también hay lodolitas y arcillolitas con muy bajas permeabilidades 0,03 a 8,8 mD. Lo anterior indica como ya se había mencionado antes, que no es suficiente con conocer la permeabilidad, para entender el comportamiento del gas en los mantos de carbón y en las rocas asociadas a este, ya que existen muchas variables de carácter geológico, petrográfico que tienen gran influencia en la presencia o no de gas en los mantos de carbón y en las rocas asociados a estos.

Tabla 9. Porosidad y permeabilidad para las muestras de núcleo de carbones y rocas en la perforación vertical por debajo del Manto 3 Mina SF. Modificado de Blandón *et al.* (2015).

Canister	Litología	Profundidad vertical (m)	Gas desorbido (ft ³ /ton)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)
K92	Lodolita	1,95	0,3	2,30	4,10
K91	Carbón	2,45	9,2	0,60	0,10
K87	Lodolita	2,80	3,3	6,02	15,20
K78	Lutita	16,70	0,2	2,03	8,80
K76	Limolita	28,70	1,7	1,34	0,08
K79	Carbón	29,20	5,2	3,80	32,80
K98	Arcillolita	29,60	8,1	3,90	54,80
K99	Lodolita	41,30	11,2	10,60	104,60
K88	Lodolita	41,80	1,1	4,70	132,30
KP04	Arcillolita	58,40	1,0	2,04	5,60
KP8	Carbón	59,10	8,3	0,80	6,60
K97	Lodolita	59,45	2,1	0,90	0,03

Pruebas de adsorción a alta presión

Muestras de canal por ply del Manto 1: las isothermas de adsorción de CH₄ a alta presión de las muestras de carbón se presenta en la [Figura 11](#). Se observa que los

valores medidos por medio de la técnica de canisters de desorción son muy bajos en comparación con la capacidad real de adsorción. Los resultados indican en todos los casos que las muestras no están saturadas ([Caro-González, 2013](#)).

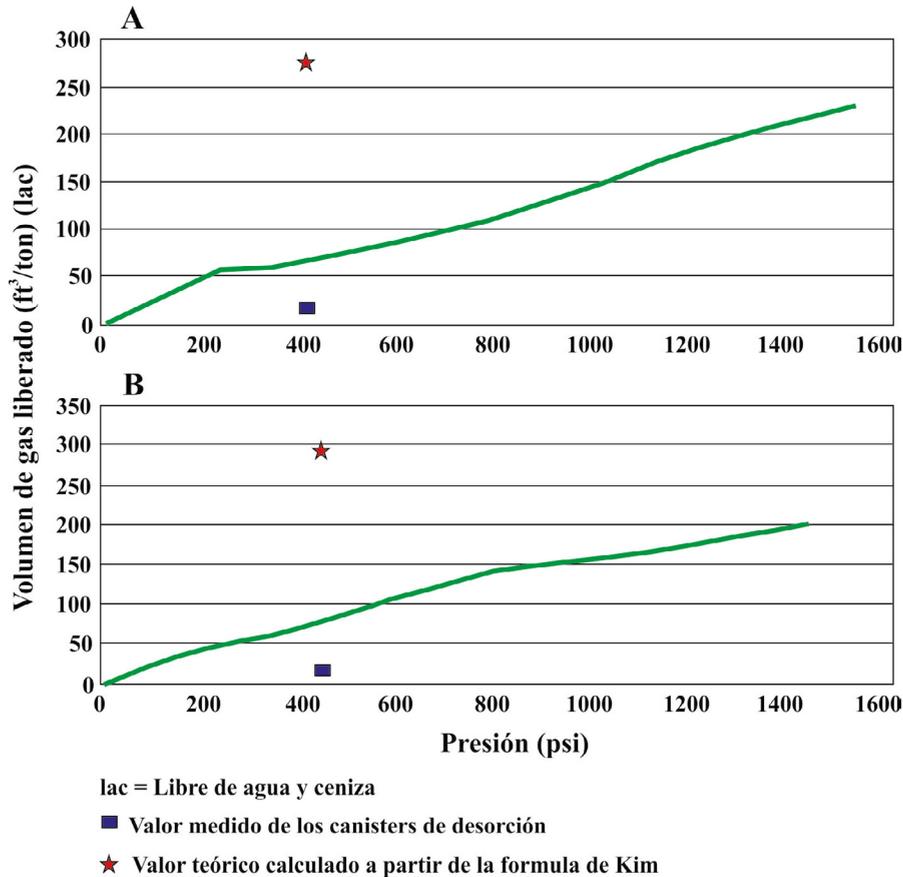


Figura 11. Isothermas de adsorción a alta presión de metano. A. Mina SF M1 #3 (Canister 1). B. Mina SF M1 2N (Canister 10).

Muestras de núcleo de perforación lateral:

Manto 2. En la [Figura 12A](#) se puede observar que a una presión menor de 1000 psi la capacidad de adsorción de las muestras de carbón tomadas del núcleo de perforación del Manto 2 de la Mina SF son menores a 60 ft³/ton. y la máxima capacidad de adsorción se alcanzaría a más de 1700 psi y esta varía entre aproximadamente 120 ft³/ton y 165 ft³/ton.

Manto 3. La isoterma de adsorción a alta presión muestra capacidades máximas de adsorción de 250 ft³/ton para presiones alrededor a 1700 psi ([Figura 12B](#)).

Muestras de núcleo de perforación vertical: los resultados de las pruebas de adsorción a alta presión, [Figura 12C](#), indican que las muestras analizadas presentan baja capacidad de adsorción, pues a una

presión de 1000 psi, no sobrepasa los 40 ft³/ton. También se observa que la muestra de carbón que presenta mayor capacidad de adsorción (115 ft³/ton a 1700 psi) se encuentra a poca profundidad (2,45 m) del piso de la mina, mientras que otra muestra de carbón que se encuentra a mayor profundidad (59 m), tiene una capacidad de adsorción menor (95 ft³/ton a 1700 psi).

En la [Figura 12C](#), se separan perfectamente las muestras que corresponden a carbones (canister K91 y KP8) de las muestras que son arcillolitas y limolitas (canister K92, K99 y K97). Las muestras de carbón presentan mayor capacidad de adsorción que las arcillolitas y lodolitas, especialmente a presiones por encima de los 1400 psi. Así, las diferencias son significativas, ya que pasan de una máxima adsorción de 45 ft³/ton en las arcillolitas y lodolitas a 110 ft³/ton en los carbones.

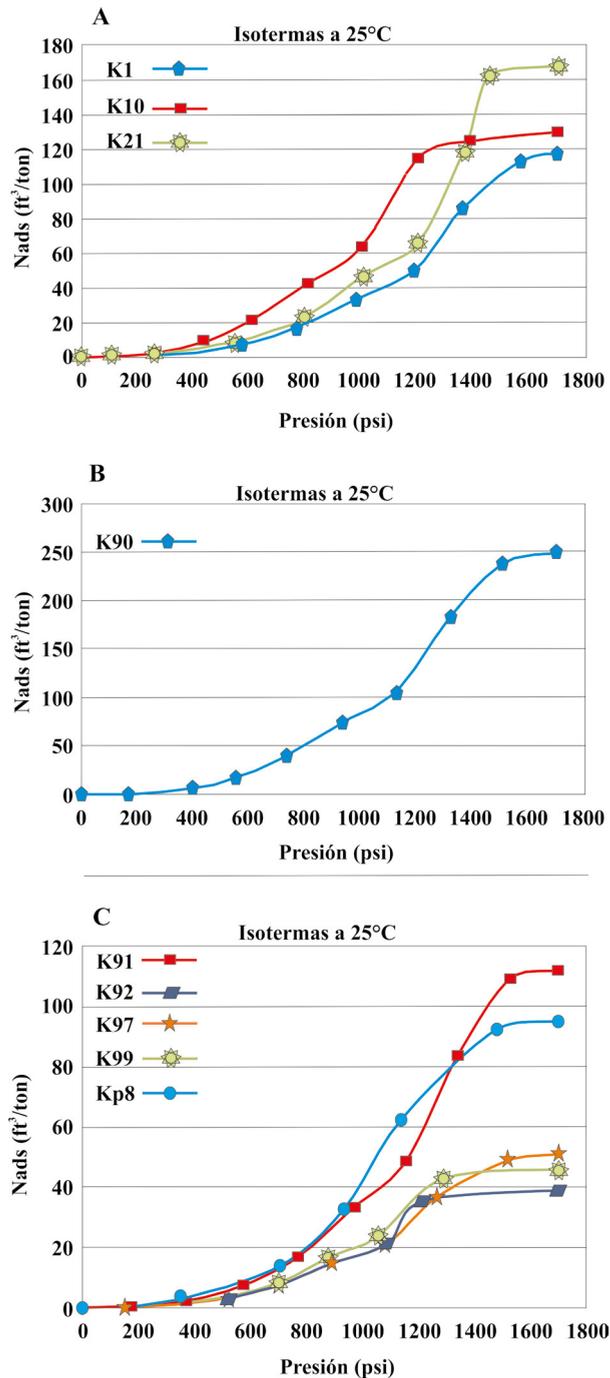


Figura 12. Curvas de adsorción a alta presión de muestras de núcleo de perforación de: **A.** Manto 2 de la Mina SF. **B.** Manto 3, Mina SF. **C.** Perforación vertical debajo del manto 3 en la Mina SF. Nads = Cantidad de gas que es adsorbido por la muestra al punto Pest (presión de estabilización). Modificado de Blandón *et al.* (2015).

Conclusiones

Características litológicas de los mantos

Se observaron diferencias importantes en la variación vertical y lateral de los mantos de carbón, en cuanto al contenido de gas y la capacidad de adsorción.

La perforación vertical llevada a cabo hacia el piso del Manto 3 de la Mina SF indica que los mantos hacia profundidad son pocos y delgados (menos de 1 metro de espesor).

En general la mayoría de los mantos estudiados se clasifican como sub-bituminosos A, pues no presentan aglomeración ni hinchamiento, son ricos en vitrinitas, y pobres en inertinitas.

Contenido de gas en los mantos de carbón

La perforación lateral a lo largo del Manto 3 indica que este manto es el de mayor contenido de gas ya que supera los 30 ft³/ton, posiblemente porque esta menos fallado. Igualmente, tiene el mayor contenido de gas en una muestra de arenisca con lentes de carbón. Por lo tanto, dadas estas condiciones es necesario implementar medidas para el manejo seguro del gas.

La distribución del contenido de gas dentro de los mantos estudiados de la cuenca del Sinifaná, en los frentes de explotación indica que en el ply al centro del manto se concentra la mayor cantidad de gas y en los extremos la menor. El contenido en gas en los plies externos depende directamente del espesor, y el volumen de micro y mesoporos, el tipo de roca y de contacto.

Los resultados indican que las muestras que se tomaron en los frentes de explotación en las minas de la cuenca del Sinifaná, presentaron contenidos de gas muy parecidos a los que se tomaron a menos de dos metros de profundidad y a medida que se fue profundizando en el manto los contenidos de gas fueron disminuyendo, debido posiblemente a la migración hacia el frente de explotación.

Es de anotar que en varios mantos en donde se hizo el mismo procedimiento, los resultados permitieron concluir que, para el caso de los carbones estudiados en la cuenca del Sinifaná, los contenidos de gas que se obtuvieron de los frentes de explotación fueron más acordes con la realidad que los que se obtienen de núcleos de perforación a profundidades mayores de 30 metros, debido posiblemente a la migración que se presenta hacia el frente de explotación. Por lo tanto, y de acuerdo al presente estudio, se considera que para el caso de la seguridad en las minas estudiadas

de la cuenca del Sinifaná, no es necesario perforar a profundidades mayores a 2 metros en el frente de explotación para conocer el verdadero contenido de gas asociado a los mantos de carbón. Así, sería suficiente con hacer muestreos de canal en varios sitios de la mina e introducir la muestra en un recipiente cerrado (canister) para determinar la cantidad de gas que desorbe el carbón. Cabe anotar que el carbón es heterogéneo tanto vertical como lateral e igualmente las condiciones geológicas son determinantes en la presencia o no de gas, por tanto, con un solo muestreo en el manto no es suficiente para determinar el contenido de gas. Igualmente, este tipo de estudio es necesario hacerlo en cada una de las cuencas carboníferas con el fin de poder determinar las variables que pueden afectar la presencia de gas en los mantos de carbón.

Cromatografía de gases

Los gases de los carbones estudiados están compuestos principalmente de metano (mayor al 92%), seguido por el contenido de CO₂ el cual varía entre 0,30 y 5,47%; se nota que los valores de CO₂ aumentan hacia profundidad lateral. Se corrobora para el caso de las muestras estudiadas que el origen del gas encontrado es mixto, es decir, tanto de origen termogénico como biogénico. Como las muestras se tomaron directamente sobre los mantos y respaldos perforados. Los análisis de cromatografía de gases, se obtuvieron, directamente de estas muestras, o sea, existe una reducida probabilidad que provengan de rocas o carbones más profundos a excepción de los respaldos.

Adsorción a alta presión

Los datos de adsorción a alta presión muestran valores máximos de 250 ft³/ton a una presión aproximada de 1500 psi.

El comportamiento de las curvas de adsorción presenta un patrón común, el cual permite observar que a bajas presiones (600 psi) la diferencia entre valores de adsorción es mínima; en tanto que a altas presiones (>1500 psi) las diferencias entre valores de adsorción son máximas.

Las capacidades máximas de adsorción de gas metano para las muestras analizadas se encuentran en un rango entre 35 ft³/ton y 250 ft³/ton a 1500 psi, las cuales se pueden comparar con las capacidades máximas de adsorción de metano de carbones americanos. Sin embargo, como los mantos estudiados están a profundidades someras (menores a 400 m), las presiones de determinación de la adsorción a 400 psi, darían capacidades de adsorción del orden de 5 ft³/ton a aproximadamente 70 ft³/ton.

Se encontró variación tanto lateral como vertical en la mayoría de los parámetros analizados, lo cual indica que no se puede generalizar a la hora de evaluar el contenido de gas en los mantos de carbón.

De acuerdo con todas las posibles relaciones entre los diferentes parámetros que se utilizan para evaluar los carbones, se encontró que no existe una norma que permita tener una idea clara del comportamiento del gas en los distintos mantos de carbón.

Porosidad, permeabilidad y pruebas de adsorción a alta presión realizada en las minas de la Cuenca del Sinifaná

Los valores de porosidad y capacidad de flujo obtenidos para un mismo manto son heterogéneos. Así, es importante tener presente que es necesario buscar criterios para determinar porosidades y capacidades de flujo a escalas mayores (a las de un núcleo de perforación de poco espesor como normalmente se hacen a nivel de laboratorio) que den cuenta del volumen total de gas que puede llegar a la mina por unidad de tiempo.

Los carbones estudiados de las muestras tomadas por ply en los frentes de explotación en el Manto 1, tienen alto porcentaje de microporos y muy bajo contenido de mesoporos, lo que se refleja en su alta capacidad de almacenamiento y baja transmisibilidad de gas. Por lo cual la migración del gas depende en gran medida del fracturamiento y sistemas de diaclasas. Por esta razón fue posible encontrar gas utilizando este sistema de muestreo.

La relación existente entre el volumen de microporos y el contenido de gas es directa, lo cual puede indicar que este parámetro juega un papel dominante en la retención del gas.

Agradecimientos

El grupo de investigación Materia Orgánica Sedimentaria y Análisis de Imagen de la Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, representado por los estudiantes y los profesores de las áreas de Minas, Petróleos, Química y Geología, agradecen a Minciencias, la Gobernación de Antioquia, y al Sistema General de Regalías por el apoyo financiero a los proyectos, sin el cual estos no se habrían podido llevar a cabo. A la Mina SF por el apoyo técnico y logístico que hizo posible las actividades de perforación y toma de las muestras. A todos los integrantes del Laboratorio de Carbones por su valiosa colaboración y en general a todas las personas que directa o indirectamente ayudaron a llevar a buen término los objetivos planteados en el proyecto.

Referencias

- ANH (2011). Valoración del potencial exploratorio para CBM en las áreas carboníferas de Amagá y Boyacá - Cundinamarca, UPTC – EAFIT y la ANH (UPTC *et al.* 2011).
- ASTM D388-19a. Standard classification of coals by rank. ASTM International, West Conshohocken, PA, 2019. <https://doi.org/10.1520/D0388-19a>
- ASTM D7569-10. Standard practice for determination of gas content of coal direct desorption method. ASTM International, West Conshohocken, PA, 2010. <https://doi.org/10.1520/D7569-10>
- Blandón, A.; Caro, L.D. (2013). Informe final proyecto “Evaluación de las asociaciones de litotipos en la generación y almacenamiento de Gas Asociado al Carbón (GAC) en los carbones de la Formación Amagá entre los municipios de Amagá y Angelópolis”. Colciencias y La Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín. 143p.
- Blandón, A.; Molina, J.; Caro, L. (2015). Informe final proyecto “Determinación del grado de explosividad del polvo de carbón y cuantificación del contenido de gas metano en los mantos de carbón de la cuenca del Sinifaná” mediante convenio 2013-AS-17-0002 entre la Gobernación de Antioquia y la Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín. 642 p.
- Beamish, B.B.; Crosdale, P.J. (1998). Instantaneous outbursts in underground coal mines: an overview and association with coal type. *International Journal of Coal Geology*, 35(1-4), 27-55. [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(97\)00036-0](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(97)00036-0)
- Bernard, B.B.; Brooks, J.M.; Sackett W.M. (1978). Light hydrocarbons in recent Texas continental shelf and slope sediments. *Journal of Geophysical Research: Oceans*, 83(C8), 4053-4061. <https://doi.org/10.1029/JC083iC08p04053>
- Cao, Y.; He, D.; Glick, D.C. (2001). Coal and gas outbursts in footwalls of reverse faults. *International Journal of Coal Geology*, 48(1-2), 47-63. [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(01\)00037-4](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(01)00037-4)
- Caro-González, L.D. (2013). Evaluación de las asociaciones de litotipos en la generación y almacenamiento de gas asociado al carbón (GAC) en los carbones de la Formación Amagá entre los municipios de Amagá y Angelópolis. Tesis de maestría. Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia.
- Caro, L.D.; Blandón, A.; Molina, J.M. (2015). Variación vertical y lateral del contenido de gas metano asociado a los mantos de carbón. *Revista Ciencias de la Tierra*, 38, 49-59. <https://doi.org/10.15446/rbct.n38.47142>
- Cooper, J.R. (2006). Igneous intrusion and thermal evolution in the Raton Basin, CO-NM: Contact metamorphism and coal-bed methane generation. M.S. thesis, University of Missouri, Columbia.
- Fisne, A.; Esen, O. (2014). Coal and gas outburst hazard in Zonguldak Coal Basin of Turkey, and association with geological parameters. *Natural Hazards*, 74, 1363-1390. <https://doi.org/10.1007/s11069-014-1246-9>
- Fu, G.; Hu, M.; Han, Y. (2012). Controlling of faults to gas accumulation of volcanic rock in depression basin: an example from Xujiaweizi Depression of Songliao Basin. *Jilin University Earth Science*, 42(1), 1-8.
- Graciano, J.C.; Arango, J.C. (1996). Determinación del contenido de Grisú IN-SITU para la cuenca carbonífera Amagá-Angelópolis (Suroeste Antioqueño). Tesis, Universidad Nacional de Colombia. Medellín.
- Guo, Y.S.; Lin, B.Q.; Wu, C.S. (2007). Main causes and preventing strategies to gas explosion accidents in low gas mines. *China Safety Science Journal*, 17(5), 53-57.
- Gurba, L.W.; Weber, C.R. (2001). Effects of igneous intrusions on coalbed methane potential, Gunnedah Basin, Australia. *International Journal of Coal Geology*, 46(2-4), 113-131. [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(01\)00020-9](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(01)00020-9)
- Ilg, B.R.; Hemmings-Sykes, S.; Nicol, A.; Baur, J.; Fohrmann, M.; Funnell, R.; Milner, M. (2012). Normal faults and gas migration in an active plate boundary, southern Taranaki Basin, offshore New Zealand. *AAPG Bulletin*, 96(9), 1733-1756. <https://doi.org/10.1306/02011211088>
- Jaramillo-Zapata, J.E. (2017). Evaluación petrográfica y geoquímica de muestras de núcleo en una perforación horizontal en carbones de la Formación Amagá para identificar la variación lateral de la materia orgánica, contenido y calidad de los hidrocarburos presentes. Tesis, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia.

- Karacan, Ö.; Goodman, G. (2012). Analyses of geological and hydrodynamic controls on methane emissions experienced in a Lower Kittanning coal mine. *International Journal of Coal Geology*, 98, 110-127. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.04.002>
- Lopera, S.; Blandón, A.; Mesa, S.; Mejía, V. (2013). Una metodología experimental para evaluar la adsorción de gas metano en mantos de carbón. ACIPET, 4-5.
- McCulloch, C.M.; Diamond, W.P.; Bench, B.M.; Deul, M. (1975). Selected geologic factors affecting mining of the Pittsburgh Coalbed. Report of Investigations No. 8093. US Dept. of Interior, US Bureau of Mines, Pittsburgh, PA.
- Nagelhout, C.C.; Roest, J.P.A. (1997). Investigating fault slip in a model of an underground gas storage facility. *International Journal of Rock Mechanics Mining Sciences*, 34(3-4). [https://doi.org/10.1016/S1365-1609\(97\)00051-8](https://doi.org/10.1016/S1365-1609(97)00051-8)
- Ramírez, P. (1991). *Introducción a la caracterización de carbones*. Universidad Nacional de Colombia.
- Sam, H.S. (2012). The influence of faulting on hydrocarbon migration in the kupe area, south Taranaki basin, New Zealand. MSc. Thesis, Victoria University of Wellington, Wellington.
- Sarana, S.; Kar, R. (2011). Effect of igneous intrusive on coal microconstituents: study from an Indian Gondwana coalfield. *International Journal of Coal Geology*, 85(1), 161-167. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2010.11.006>
- SGC. (2017). Actividades de exploración en la investigación de gas metano asociado al carbón en Colombia. Departamento de Boyacá y Santander. Grupo GMAC Recursos Energéticos. Servicio Geológico Colombiano.
- Strapoć, D.; Mastalerz, M.; Schimmelmann, A.; Drobniak, A.; Hedges, S. (2008). Variability of geochemical properties in a microbially dominated coalbed gas system from the eastern margin of the Illinois Basin. *International Journal of Coal Geology*, 76(1-2), 98-110. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2008.02.002>
- Thielemann, T.; Krooss, B.M.; Littke, R.; Welte, D.H. (2001). Does coal mining induce methane emissions through the lithosphere/atmosphere boundary in the Ruhr Basin, Germany? *Journal of Geochemical Exploration*, 74(1-3), 219-231. [https://doi.org/10.1016/S0375-6742\(01\)00186-8](https://doi.org/10.1016/S0375-6742(01)00186-8)
- Thomas, L. (2002). *Coal Geology*. John Wiley & Sons Ltd.
- Ulery, J.P. (2008). Explosion hazards from methane emissions related to geologic features in coal mines. Information Circular No. 9503, U.S. Department of Health and Human Services, Centers for Disease Control and Prevention, National Institute for Occupational Safety and Health, Pittsburgh, PA.
- Wang, X. (2007). Analysis of main controlling geologic factors on coalbed methane in Liujia coal mining area. *China Coalbed Methane*, 4, 26-30.
- Wang, Z.C.; Zhao, W.Z.; Li, Z.Y.; Jiang, X.F.; Li, J. (2008). Role of basement faults in gas accumulation of Xujiache Formation Sichuan Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 35(5), 541-547. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(09\)60087-2](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(09)60087-2)
- Yao, Y.B.; Liu, D.M. (2012). Effects of igneous intrusions on coal petrology, pore-fracture and coalbed methane characteristics in Hongyang, Handan and Huaibei coalfields, North China. *International Journal of Coal Geology*, 96-97, 72-81. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.03.007>

Fecha de recibido: 29 de abril de 2024

Fecha de aceptado: 08 de noviembre de 2024
