

# Vertical and lateral variation of gas content associated with coal seams

Luis D. Caro, Astrid Blandón & Jorge M. Molina

*Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, Medellín, Colombia, lcarog@unal.edu.co, asblando@unal.edu.co, jmmolina@unal.edu.co*

Received: November 10th, 2014. Received in revised form: February 11th, 2014. Accepted: June 25th, 2015.

## Abstract

Vertical and lateral gas content variation associated within a coal seam and its relation to porosity and geology was researched. Several seams of high sub-bituminous and bituminous coal volatile C from Amaga formation were selected. Channel samples were taken and were subdivided into the different plies (lithotypes associations), performing proximal analysis; Petrographic (maceral counting and determining the vitrinite reflectance); furthermore desorption testing and porosity.

The higher gas content was in intermediate plies. It was possible to identify that the gas content, and micropores and mesopores has a direct relationship; also, there is a direct relationship between the content of liptinites macerals and gas content. In some cases, these relationships were not clear, since there is influence of geological factors such as the presence of faults favor migration and degassing of the mantles studied.

*Key words:* Coal seam, ply, coal bed methane, vertical and lateral variation.

# Variación vertical y lateral del contenido de gas metano asociado a los mantos de carbón

## Resumen

Se investigó la variación vertical y lateral del contenido de gas asociado dentro de un mismo manto de carbón y su relación a la porosidad y la geología. Varios mantos de carbón sub-bituminoso y bituminoso altos en volátiles C de la Formación Amagá fueron seleccionados. Se tomaron muestras de canal y fueron subdivididos en sus diferentes plies (asociaciones de litotipos), realizando análisis próximos completos; petrográficos (conteo maceral y determinación del poder reflector de la vitrinita); además pruebas de desorción y porosidad.

El mayor contenido de gas se presentó en los plies intermedios. Fue posible identificar que el contenido de gas en microporos y mesoporos tiene una relación directa; también existe una relación directa entre el contenido de macerales liptiniticos y el contenido de gas. En algunos casos estas relaciones no fueron claras, dado que allí hay influencia de factores geológicos, como la presencia de fallas favorecen la migración y desgasificación de los mantos estudiados.

*Palabras claves:* Mantos de carbón, ply, gas asociado, variación vertical y lateral.

## 1. Introducción

Los resultados obtenidos dentro de esta investigación contribuirán al entendimiento, conocimiento y desarrollo del gas asociado al carbón (GAC) como un recurso de energía no convencional, alternativa vital para la región por su cercanía a los principales centros poblados (a 70 km aproximadamente de Medellín). También servirá de modelo de estudio para otras zonas carboníferas del país, dada la importancia mostrada por este recurso en los portafolios económico-energéticos de varias naciones, principalmente debido al incremento global del consumo de gas para la generación de energía. Además, con la recuperación del GAC se contribuye al mejoramiento de la seguridad en las minas subterráneas de

carbón al reducir considerablemente, las probabilidades de ocurrencia de explosiones que podrían resultar en la pérdida de vidas y daños económicos considerables.

El GAC existe en tres estados básicos: como gas libre, como gas disuelto en agua en el carbón y como gas adsorbido sobre la superficie sólida del carbón [15]. El carbón es una mezcla de componentes orgánicos e inorgánicos heterogéneos que varían ampliamente en su composición química, permeabilidad, y otras características. Cada tipo de materia orgánica responde en forma diferente a la generación y producción de GAC. El potencial productor de GAC es el resultado de una mezcla de factores que varían de cuenca a cuenca tales como: rango del carbón, permeabilidad de las fracturas, migración de gas, distribución y espesor de los

mantos de carbón, estructuras geológicas, presión hidrostática, manejo del agua, entre otras.

El carbón es a la vez roca fuente y reservorio para del GAC. Para recuperarlo de los reservorios hay dos vías: la "primaria" (primary) y la "mejorada" (enhanced) [6]. La recuperación primaria del GAC se logra por medio de la disminución de la presión hidrostática por la liberación de agua del reservorio de carbón, de tal forma que el metano migre por medios permeables tales como fracturas y microporos [11]. La recuperación del metano es mayor o igual al 60%. De esta manera se puede afirmar que por la vía primaria, la recuperación del GAC depende en gran medida de las siguientes propiedades del carbón: tipo de carbón, espesor del estrato, tasa de desorción, permeabilidad, porosidad, coeficiente de difusión, saturación de agua; además de factores geológicos de la cuenca y factores ingenieriles relacionados con la producción de los pozos [12]. La recuperación "mejorada" del GAC se realiza por inyección de un gas en el carbón, para permitir la reducción de la presión parcial del metano y así incrementar la producción de GAC [7]. El gas inyectado debe ser inerte y de baja adsorción como el nitrógeno, o altamente adsorbente en el carbón como es el CO<sub>2</sub>. Este último ha cobrado especial interés en Estados Unidos, Canadá, Australia, China, y otros países de Europa, ya que permite almacenar CO<sub>2</sub> (un gas que contribuye al efecto invernadero) en mantos profundos de carbón que no son económicamente explotables, aumentando la producción de GAC.

## 2. Metodología

### 2.1. Descripción y toma de muestras

Se escogieron varias minas activas subterráneas de carbón localizadas al Suroccidente del Municipio de Medellín, Departamento de Antioquia y de las cuales hacen parte: Mina San Fernando, Mina Nechí, Mina Las Margaritas, Mina La Gómez, y Mina Piedras Blancas. Las muestras provenientes de estas minas corresponden a mantos de carbón en frentes activos de explotación, que pertenecen al Miembro Sabaletas de la Formación Amagá.

Una vez se tuvieron identificados los mantos y frentes a muestrear se procedió a la descripción macroscópica de la litología de cada manto para diferenciar cada uno de los plies, de acuerdo a las convenciones que se muestran en la Fig. 1.

Se tomaron las muestras de canal de cada ply de acuerdo al procedimiento definido por [3], con la precaución de no mezclarlos entre ellos.

Posteriormente, la muestra de carbón que se obtuvo se cuarteo de tal manera que una de las fracciones se almacenó rápidamente en los canisters (cilindros herméticos), y la otra se llevó al laboratorio para el desarrollo de los demás ensayos: Próximos completos (humedad, cenizas, materia volátil, carbono fijo, azufre total y poder calorífico), petrográficos (conteo maceral y determinación de la reflectancia de la vitrinita), pruebas de desorción y adsorción a baja presión. En total se obtuvieron 14 muestras, distribuidas de la siguiente forma (Tabla 1. Número de muestra por mina).

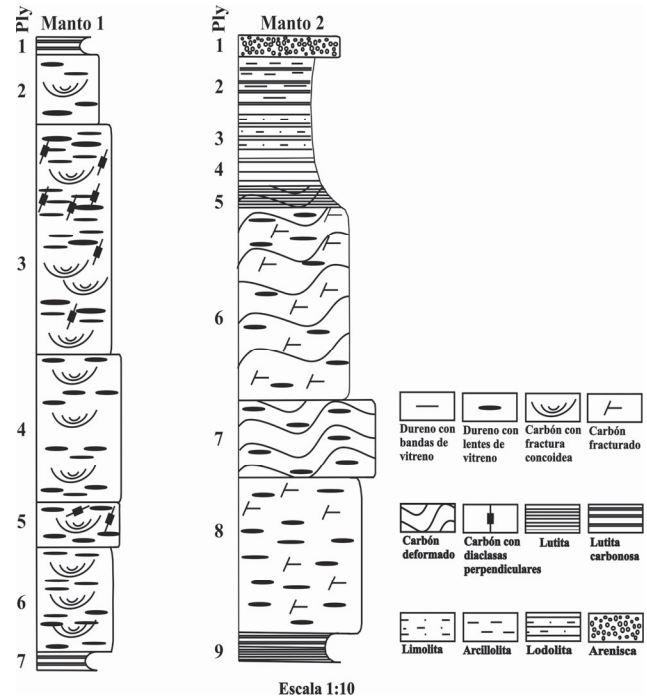


Figura 1. Simbología para el levantamiento macroscópica de los Ply. Fuente: Modificada de [3].

Tabla 1. Número de muestras por Mina.

Mina	Número de muestras
San Fernando	5
Nechi	3
Las Margaritas	2
La Gómez	2
Piedras Blancas	2
Total muestras	14

Fuente: Los autores.

La cantidad de carbón que se colocó en los canisters fue aproximadamente la misma para todas las muestras, para evitar diferencias en las condiciones de toma de la muestra. Este proceso se efectuó en el menor tiempo posible, con el objetivo de perder la menor cantidad de gas contenido en los diferentes plies de los carbones muestreados.

### 2.2. Análisis

#### 2.2.1. Próximos completos

Estos análisis se utilizan para determinar las propiedades y usos técnicos del carbón y se realizan de acuerdo con las normas ASTM D3172. Incluyen la determinación de: humedad, cenizas, materia volátil, carbono fijo, azufre total y el poder calorífico.

#### 2.2.2. Petrográfico

##### 2.2.2.1. Análisis de macerales

La importancia de este análisis radica en que permite relacionar el contenido de gas asociado con la composición maceral del carbón.

En total se elaboraron 14 secciones pulidas, correspondientes a cada una de las muestras de carbón de mantos pertenecientes a la Formación Amagá.

La clasificación de los macerales se hizo de acuerdo con la clasificación del International Committee for Coal and Organic Petrology [8].

Todas las muestras se observaron previamente en fluorescencia en un microscopio Nikon Eclipse LV100, adaptado a un computador y con una cámara CCD marca Pixera y equipado con objetivos de 20x y 50x, para ayudar a visualizar mejor los componentes orgánicos y establecer la variación y diferencias entre carbones de distintos rangos.

Para evaluar el contenido de los componentes orgánicos del carbón se contaron mínimo 500 puntos en cada pulido conforme a la norma ASTM D2799-11, en un microscopio Laborlux 11 Pol – Leitz. Los objetivos utilizados fueron de 32x y 50x de inmersión en aceite en luz blanca. Los resultados se expresan en %Vol.

#### 2.2.2.2. Reflectancia media de la vitrinita

Para las mediciones de Reflectancia (Ro) de las muestras se utilizó un microscopio Laborlux 11 Pol-Leitz MPV-3 acoplado con un fotómetro. Se utilizó aceite de inmersión marca Nikon con índice de refracción de 1.515, estándar de vidrio %Ro: 0.518 para calibrar el sistema y objetivo de inmersión en aceite de 32x.

En cada muestra se realizaron 100 medidas aleatorias sobre colotelinitas de acuerdo a la norma ASTM D7708-11.

#### 2.3. Procedimiento para la determinación del gas desorbido

Luego de tomar la muestra, esta se empaca lo más pronto posible en los canister, los cuales se han pesado previamente, y se vuelven a pesar para saber la cantidad de carbón que se introduce. Posteriormente se les adiciona agua en lo posible a la misma temperatura a la cual se encuentra el sitio en donde se toma la muestra de carbón. En este momento, también se toman datos de temperatura, humedad y presión atmosférica. Esto se hace de acuerdo a la norma ASTM D7669-10

Una vez se empaca la muestra en los canisters, estos se sellan herméticamente, se llevan lo más pronto posible a un baño maría, al cual se le controla la temperatura, para que sea igual a la que tenía la muestra en el sitio donde se tomó.

Para la medición de los gases que se desprenden del carbón, se conectan los canisters al sistema de medición volumétrica, Fig. 2. Este procedimiento se efectúa inicialmente a intervalos de tiempo cortos, tal como cada 10 minutos, 15 minutos, 30 minutos, 1 hora, 2 horas, y así sucesivamente hasta que al final se dejan varios días o meses hasta que muestren muy poco o ningún desprendimiento de gas.

#### 2.2.4. Procedimiento para el cálculo del gas perdido

El volumen de este gas, se puede calcular utilizando el método desarrollado por el U.S Bureau of Mines [9] a partir del trabajo de Bertard et al en 1970 [5] o el método propuesto por Smith y Williams [13].

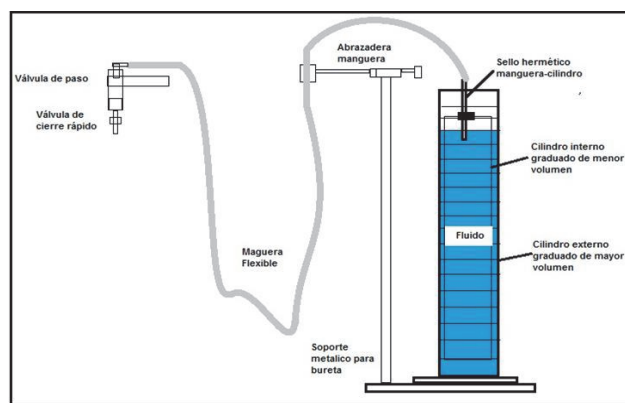


Figura 2. Equipo de desplazamiento volumétrico.  
Fuente: Modificado de [2].

#### 2.2.5. Procedimiento para el cálculo del gas residual

Se realiza de acuerdo con lo desarrollado por Mastalerz et al 2008 [10].

#### 2.2.6. Ensayos de adsorción a baja presión (determinación del área superficial, volumen de poros y distribución del tamaño de poros)

Los ensayos de adsorción de gas a baja presión se realizaron en un analizador de porosimetría y área superficial marca Micrometrics ASAP-2020. Para estos análisis las muestras de carbón se molieron lentamente en un mortero hasta que el tamaño de la muestra pasara la malla 60 (<250 micras), para posteriormente dividir las en dos fracciones representativas. De 1 a 2 gramos de cada una de estas fracciones se analizaron separadamente usando gases de Nitrógeno y Dióxido de Carbono para obtener información sobre las estructuras de poros, mesoporos (2-50 nm) y microporos (<2nm), siguiendo la clasificación de The International Union of Pure and Applied Chemistry.

Para cuantificar la cantidad de gas nitrógeno adsorbido en los carbones se redujo la temperatura de la muestra a la temperatura del nitrógeno líquido (77.35 °K a 101.3 kPa) permitiendo la entrada de gas nitrógeno adicional a la muestra. Se realizaron ambos análisis, tanto de adsorción como de desorción, y se utilizaron algunos de los datos de la adsorción (rama de la adsorción) para determinar el volumen de mesoporos.

Para la adsorción de CO<sub>2</sub>, la temperatura de la muestra se fijó a 273,1 °K. El volumen de microporos, área superficial específica y la distribución del tamaño de microporos se determinaron sobre la base de la cantidad de CO<sub>2</sub> adsorbido a diferentes rangos de presión.

Durante los análisis, un algoritmo de detección de equilibrio del software determina cuando el equilibrio había sido satisfactoriamente establecido entre las fases adsorbidas y no-adsorbidas antes de la colección de puntos de los datos de las isothermas. El intervalo de equilibrio (tiempo durante el cual la presión debe permanecer estable dentro de un rango muy pequeño) se fijó en 30 segundos, y la presión de

tolerancia se fijó en 0.6666 kPa (5mm Hg). Por consiguiente el tiempo de equilibrio varió de muestra a muestra.

Entre los parámetros calculados a partir de los análisis de adsorción de nitrógeno se encuentran: Área superficial de Brunauer-Emmett-Teller (BET), Volumen de mesoporos (rama de la adsorción) (Bopp-Jancso-Heinsinger (BJH), y el tamaño de los mesoporos. Complementariamente por medio del análisis de la adsorción de CO<sub>2</sub>, se calcularon: Área superficial de microporos (Dubinin-Radushkevich (D-R)), Capacidad de monocapa (D-R), Volumen de microporos Dubinin-Astakhov (D-A)), y el tamaño de los microporos.

Sobre la base de la adsorción de Nitrógeno y de CO<sub>2</sub>, también se generan la distribución de tamaños de meso y microporos.

### 3. Resultados

#### 3.1. Análisis próximos

Los resultados de los análisis próximos para las muestras estudiadas se pueden ver con detalle en la Tabla 2.

Tabla 2.  
Resultados de los análisis próximos de las muestras estudiadas

MINA	MANTO (#PLY #)	SAMPLE	HR (%)	CZ (%)	M.V (%)	M.V (lac)	CF (%)	S (total)	PC (Cal/gr)	PC lac (Cal/gr)
SAN FERNANDO	SF#3-M1-1	120230	12,55	3,58	38,01	45,32	45,86	0,38	6063	7229
	SF#3-M1-2	120226	12,49	3,26	40,4	47,95	43,85	0,34	6144	7293
	SF2N-M1-1	120229	11,31	4,02	41,85	49,43	42,82	0,44	6209	7333
SAN FERNANDO	SF2N-M1-2	120224	12,30	2,82	39,14	46,11	45,74	0,41	6152	7248
	SF2N-M1-3	120228	11,66	2,78	41,31	48,28	44,25	0,40	6305	7369
	N-M1-1	120300	11,28	3,89	39,79	46,91	45,04	0,37	6185	7291
NECHÍ	N-M1-2	120296	11,53	3,83	40,86	48,28	43,78	0,41	6203	7329
	N-M1-3	120297	10,97	3,64	41,81	48,96	43,58	0,27	6239	7306
	M-MS-1	120227	2,53	12,45	35,71	42,00	49,31	0,79	6827	8030
LAS MARGARITAS	M-MS-2	120225	2,07	4,76	40,21	43,16	52,96	0,68	7585	8141
LA GÓMEZ	LG-MS-1	120251	9,02	9,87	29,95	49,06	31,09	0,97	4112	5070
	LG-MS-2	120253	9,06	9,36	40,29	49,39	41,29	0,63	5983	7334
PIEDRAS BLANCAS	PB-MS-1	120327	7,57	22,13	32,31	45,96	37,99	0,99	5039	7168
	PB-MS-2	120330	6,83	6,00	42,55	48,81	44,62	0,64	6571	7538

HR = Humedad residual, Cz = Cenizas, M.V. = Materia volátil, CF = Carbono fijo, S = Azufre, PC = Poder calorífico, (lac) = (libre de agua y ceniza).

M1 #3 = Manto 1, frente 3, M1 2N = M1 frente 2Norte, N-M1 = Nechi Manto 1, M-MS = Mina las Margaritas Manto La Solapuda, LG = Mina La Gómez, PB = Mina Piedras Blancas.

Fuente: Los autores.

#### 3.1.1. M1 en las Minas: San Fernando y Mina Nechí

El contenido de humedad residual de los plies de carbones en el M1 en las Minas San Fernando y Nechí está entre 11.31% y 12.55% y entre 10.97% y 11.53% respectivamente. Los plies del M1 en la Mina Nechí contienen menor cantidad de humedad residual en comparación al M1 en la Mina San Fernando. Los plies 1 y 2 del M1 de la muestra SF-M1-#3 contienen la mayor cantidad de humedad. Los plies 1, 2 y 3 del M1 en las muestras SF-M1-2N, contienen valores intermedios de humedad.

Los plies del M1 en ambas minas se caracterizan por sus bajos porcentajes de cenizas (< 5% para todas las muestras). Los mayores contenidos de cenizas en este manto se registran en los plies 1 así: Muestra SF#3-M1-1 3,58%; muestra SF2N-M1-1 4,02% y muestra N-M1-1 3,89%.

Los contenidos de azufre son bajos (< 0.5%), en La Mina San Fernando se encuentran entre 0.34% y 0.44% y entre 0.27% y 0.41% en La Mina Nechí. En La Mina San Fernando los mayores contenidos de azufre los registran los ply 1, es decir, en los techos del manto (SF-M1-#3-1: 0.38% y SF-M1-2N-1: 0.44%). En el caso de La Mina Nechí el más alto contenido de azufre se registra en el ply 2 (N-M1-2: 0.41%).

El contenido de materia volátil (lac) varía entre 45.32% y 49.43% en la Mina San Fernando y entre 46.91% y 48.96% en la Mina Nechí.

#### 3.1.2. Manto La Solapuda (MS) En Las Minas: Las Margaritas, La Gómez y Piedras Blancas

El contenido de humedad residual de los plies de carbones en las Minas Las Margaritas, La Gómez y Piedras Blancas están entre: 2.07% - 2.53%, 9.02% - 9.06% y 6.83% - 7.57% respectivamente. El Manto La Solapuda en la Mina Las Margaritas es el que tiene la menor humedad residual.

Los porcentajes de cenizas varían dentro de los siguientes rangos: 4.76% - 12.45% en la Mina Las Margaritas, 9.36% - 9.87% para la Mina La Gómez y entre 6.00% - 22.13% para la Mina Piedras Blancas. Los plies 2 son los de menor contenido de cenizas.

Los contenidos de azufre son menores a 1% en las tres minas. Los contenidos varían entre: 0.68% - 0.79% para La Mina Las Margaritas, 0.63% - 0.97% para la Mina La Gómez y 0.64% - 0.99% para la Mina Piedras Blancas. Los plies 2 son los de menor contenido de azufre. Es de anotar que los contenidos de azufre para los plies de las minas La Gómez y Piedras Blancas son muy parecidos, verificando de esta manera la correlación existente entre este manto.

El porcentaje de materia volátil (lac) varían entre los siguientes intervalos: 42.00% - 43.16% en la Mina Las Margaritas, 49.06% - 49.39% en la Mina La Gómez y entre 45.96% - 48.81% para la Mina Piedras Blancas. Los menores contenidos de Materia Volátil se encuentran en los plies 1 de los mantos.

### 3.2. Análisis petrográfico

#### 3.2.1. Análisis Maceral

La composición petrográfica de las muestras estudiadas (sin materia mineral SMM), en general, es muy variable. Sin embargo se puede establecer que las muestras de los carbones

estudiados son ricos en vitrinita (principalmente colotelinitas) (> 60%) y liptinitas (principalmente esporinitas, cutinitas y liptodetrinitas) (> 13% y < 37%), y pobres en inertinitas (principalmente inertodetrinitas) (< 11%) (Tabla 3).

La materia mineral muestra un rango entre 0,2% y 15,9% (Tabla 3). La proporción mineralógica para las muestras representadas por los porcentajes de pirita, cuarzo, carbonatos, y arcillas, establece que los carbonatos se presentan en mayor cantidad seguido por pirita, arcilla y finalmente cuarzo. Existen porcentajes elevados de materia mineral para algunas muestras, lo que sugiere una posible contaminación al momento de tomarlas.

Tabla 3.  
Resultados de los análisis petrográficos

MINA	MANTO (#PLY #)	SAMPLE	MACERALES			Minerales	Ro %
			V (lmm)	L (lmm)	I (lmm)		
SAN FERNANDO	SF#3-M1-1	120230	73,0	20,3	6,7	1,4	0,55
	SF#3-M1-2	120226	61,5	29,7	8,8	0,2	0,51
	SF2N-M1-1	120229	62,4	26,6	11,1	0,6	0,51
	SF2N-M1-2	120224	66,8	26,5	6,7	1,2	0,52
	SF2N-M1-3	120228	68,5	23,7	7,8	0,4	0,51
NECHÍ	N-M1-1	120300	74,1	20,7	5,3	3,5	0,54
	N-M1-2	120296	60,1	32,5	7,4	2,2	0,54
	N-M1-3	120297	73,7	21,3	4,9	1,9	0,51
LAS MARGARITAS	M-MS-1	120227	72,8	22,3	4,9	5,8	0,79
	M-MS-2	120225	71,7	21,2	7,1	1,8	0,75
LA GÓMEZ	LG-MS-1	120251	71,4	27,2	1,4	15,9	0,54
	LG-MS-2	120253	82,4	13,9	3,6	3,0	0,52
PIEDRAS BLANCAS	PB-MS-1	120327	71,4	23,5	5,1	8,3	0,57
	PB-MS-2	120330	72,2	21,1	6,7	5,4	0,55

V (lmm) = Vitrinita (libre de materia mineral), L = Liptinita, I = Inertinita; M1 #3 = Manto 1, frente 3, M1 2N = M1 frente 2Norte, N-M1 = Nechi Manto 1, M-MS = Mina las Margaritas Manto La Solapuda, LG = Mina La Gómez, PB = Mina Piedras Blancas.

Fuente: Los autores.

#### 3.2.1.1 M1 en las Minas: San Fernando y Mina Nechí

Los porcentajes encontrados para el contenido de vitrinita (sin materia mineral) para el Manto 1 en las Minas San Fernando y Nechí corresponden a los siguientes intervalos 61.5% y 73.0% y 60.1% y 74.1% respectivamente. Los porcentajes encontrados para el contenido de liptinitas son: 20.3% y 29.7% y 20.7% y 32.5% respectivamente. Los porcentajes encontrados para el contenido de inertinitas son: 6.7% y 11.1% para la Mina San Fernando y entre 4.9% y 7.4% para La Mina Nechí.

Los contenidos de materia mineral se encuentran entre 0.2%-1.4% para La Mina San Fernando y entre 1.9% y 3.5% para La Mina Nechí.

#### 3.2.1.2. Manto La Solapuda en las Minas: Las Margaritas, La Gómez y Piedras Blancas

Los porcentajes encontrados para el contenido de vitrinita (sin materia mineral) para el Manto La Solapuda en las Minas Las Margaritas, La Gómez y Piedras Blancas corresponden a los siguientes intervalos 71.7% y 72.8%, 71.4% y 82.4%, y

entre 71.4% y 72.2% respectivamente. Los porcentajes encontrados para el contenido de liptinitas están entre: 21.2% y 22.3% para La Mina Las Margaritas, 13.9% y 27.2% para La Mina La Gómez y entre 21.1 y 23.5 para La Mina Piedras Blancas. Los porcentajes encontrados para el contenido de inertinitas están entre: 4.9% y 7.1%, 1.4% y 3.6%, 5.1% y 6.7% respectivamente.

Los contenidos de materia mineral se encuentran entre 1.8% y 5.8% para La Mina Las Margaritas, entre 2.9% y 15.8% para La Mina La Gómez y entre 5.4% y 8.3% para La Mina Piedras Blancas.

#### 3.2.2. Reflectancia de la Vitrinita

Los valores de las reflectancias, muestran muy poca variación. Se puede observar que entre el total del grupo de muestras, se tienen dos valores poblacionales diferentes, así: El primer grupo de muestras, pertenecientes a las minas San Fernando, Nechí, La Gómez, y Piedras Blancas presentan valores de Reflectancia entre 0.51% y 0.57% (Tabla 3.2.) lo cual sugiere que son Carbones Subbituminosos tipo A debido a que no aglomeran. El segundo grupo de muestras,

pertenecientes a la Mina Las Margaritas, presentan valores de Reflectancia entre 0.75% y 0.79% (Tabla 3.2), lo cual sugiere que son Carbones Altos en Volátiles tipo B.

### 3.2.2.1. M1 en las Minas: San Fernando y Mina Nechí

Los valores de Reflectancia para el Manto 1 (M1) en la mina San Fernando se encuentra entre 0.51% y 0.55% (Tabla 3.2) y en la Mina Nechí se encuentran entre 0.51% y 0.54% (Tabla 3.2). Ambos rangos de valores sugieren que son Carbones Sub-bituminosos tipo A, debido a que no aglomeran.

### 3.2.2.2. Manto La Solapuda en las Minas: Las Margaritas, La Gómez y Piedras Blancas

Los valores de Reflectancia para el Manto La Solapuda en la Mina Las Margaritas se encuentran entre 0,75% y 0,79% (Tabla 3.2), mientras que en las minas La Gómez y Piedras Blancas varían entre 0.52%-0.54% y 0.55%-0.57% (Tabla 3.2) respectivamente. De acuerdo a estos valores de Reflectancia para el Manto La Solapuda en la Mina Las Margaritas, este se puede clasificar como Alto en Volátiles tipo B. Sin embargo este manto en las Minas La Gómez y Piedras Blancas se clasificaría como Sub-bituminoso tipo A, debido a que no aglomeran. Estos resultados muestran que existe variación lateral en la exposición al efecto térmico que transformó la materia orgánica de los carbones.

### 3.3. Volumen del gas total: gas perdido, gas desorbido y gas residual

Para cada muestra fue necesaria la generación de las curvas de desorción de Gas Asociado al Carbón (GAC); La Fig. 3, correspondiente al ply 2 del Manto La Solapuda de la Mina Las Margaritas es un ejemplo de las curvas obtenidas.

El volumen de gas total para cada una de las muestras estudiadas se puede observar en la Tabla 3.2. No se encontró gas residual en ninguna de las muestras, esto es de esperarse

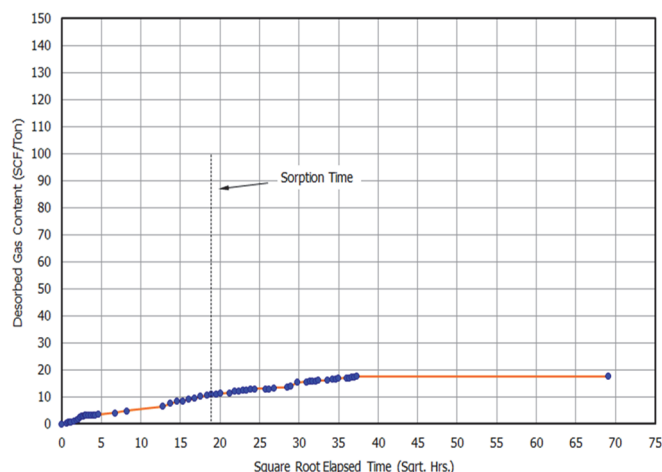


Figura 3. Curva acumulativa de desorción. Mina Las Margaritas, ply 2 del Manto La Solapuda.  
Fuente: Los autores.

Tabla 4.  
Promedio del volumen total de gas por manto.

Mina	Manto	Volumen Promedio de gas total por manto (pie <sup>3</sup> /ton)
San Fernando	M1-# 3	17.4
	M1-2N	17.7
Nechí	M1	6.3
Las Margaritas	MS	21.5
La Gómez	MS	1.7
Piedras Blancas	MS	1.3

M1 #3 = Manto 1, frente 3, M1 2N = M1 frente 2Norte, MS= Manto La Solapuda.

Fuente: Los autores.

debido al tipo de muestreo utilizado. El volumen de gas perdido de las muestras en estudio se encuentran entre: 0.1 – 0.3 scf/ton para la mina San Fernando y entre 0.2 – 0.4 scf/ton para la Mina Las Margaritas. Para el caso de las Minas restantes (La Gómez, Nechí y Piedras Blancas) los volúmenes reportados son nulos.

El volumen total promedio de gas para las minas se encuentran entre: 17.4 - 17.7 scf/ton (daf) en la Mina San Fernando; 6.3 scf/ton (daf) en la Mina Nechí, 21.5 scf/ton (daf) en la Mina Las Margaritas; 1.7 scf/ton (daf) en la Mina La Gómez; y 1.3 scf/ton (daf) en la Mina Piedras Blancas.

Los valores más altos se encuentran en las muestras de la Mina Las Margaritas, valores intermedios para las muestras de la Mina San Fernando y bajos para las Minas Nechí, La Gómez, y Piedras Blancas. El volumen total de gas por manto fue calculado como el promedio aritmético entre sus correspondientes plies.

De acuerdo a estos resultados (Tabla 4 y 5) se puede deducir: El mayor volumen total de gas (21.5 scf/ton daf) lo presenta el Manto Solapuda (MS) en la Mina Las Margaritas, este mismo manto presenta contenidos de 1.7 y 1.3 scf/ton (daf) en las Minas La Gómez y Piedras Blancas respectivamente. El manto 1 (M1) en la Mina San Fernando contiene un volumen total de gas entre 17.4 17.7 scf/ton (daf), mientras que en la mina Nechí es de 6.3 scf/ton (daf).

Lo anterior indica que también hay una variación lateral importante en el contenido de gas en el manto 1 de las minas San Fernando y Nechí.

### 3.4. Isotermas de adsorción a baja presión de n<sub>2</sub>, área superficial y características de mesoporos

Las isotermas de adsorción de N<sub>2</sub> a baja presión de las muestras de carbón corresponden a isotermas tipo IV de la Clasificación de Brunauer et al [10]. Este tipo de isotermas está relacionada con sólidos mesoporosos.

El área superficial BET para los carbones estudiados, varían de acuerdo con el siguiente rango (Tabla 3.5): entre 0.002 y 0.01403 m<sup>2</sup>/g para las muestras de la Mina San Fernando; entre 0.458 y 1.673 m<sup>2</sup>/g para las muestras de la Mina Las Margaritas.

El rango de volumen de mesoporos para las muestras estudiadas, varían entre: 0.000225 y 0.000276 cm<sup>3</sup>/g para las muestras en la Mina San Fernando; entre 0.001093 y

0.003995 cm<sup>3</sup>/g para las muestras en la Mina Las Margaritas; y en el caso de la Mina Nechí a la muestra que se le realizó el ensayo (N-M1-1) no registro ningún resultado.

### 3.5. Isotermas de adsorción a baja presión de CO<sub>2</sub> y distribución de microporos

Las isotermas de adsorción de CO<sub>2</sub> a baja presión de las muestras de carbón indican que las cantidades más altas de CO<sub>2</sub> adsorbido se encuentra, en la mayoría de las muestras, entre 14 y 18 cm<sup>3</sup>/g.

El rango de volúmenes de microporos (Tabla 6) varían de la siguiente manera: entre 0.045 y 0.055 cm<sup>3</sup>/g para las muestras

de la Mina San Fernando; entre 0.046 y 0.047 cm<sup>3</sup>/g para la Mina Nechí; y entre 0.046 y 0.048 cm<sup>3</sup>/g para las muestras de la Mina Las Margaritas.

El área superficial de microporos varía entre 114.48 y 141.08 m<sup>2</sup>/g para el manto 1 de la Mina San Fernando; varía entre 118.05 y 123.20 m<sup>2</sup>/g para el manto 1 de la Mina Nechí y varía entre 113.27 y 116.37 m<sup>2</sup>/g para el manto La Solapuda de la Mina Las Margaritas.

Al área superficial BET varía entre 87.41 y 121.00 m<sup>2</sup>/g para el manto 1 de la mina San Fernando y entre 89.07 y 94.68 m<sup>2</sup>/g para el manto 1 de la mina Nechí y entre 75.88 y 79.13 m<sup>2</sup>/g para el manto La Solapuda de la mina Las Margaritas.

Tabla 5.  
Resultados de la determinación del contenido de gas

MINA	MANTO (#/PLY #)	MUESTRA	# CANISTER	VOLUME DE GAS PERDIDO (USBM METHOD)			VOLUME DE GAS TOTAL (USBM METHOD)		
				%	(scf/ton)	(scf/ton) (lamm)	(scf/ton)	(scf/ton) (lac)	(scf/ton) (lamm)
SAN FERNANDO	SF#3-M1-1	120230	18	0,8	0,1	0,1	10,0	12,1	12,2
	SF#3-M1-2	120226	1	1,3	0,2	0,3	19,0	22,7	22,8
SAN FERNANDO	SF2N-M1-1	120229	22	1,0	0,1	0,2	13,5	16,3	16,4
	SF2N-M1-2	120224	10	0,5	0,1	0,1	15,6	18,5	18,6
	SF2N-M1-3	120228	6	1,2	0,2	0,2	15,4	18,3	18,4
NECHI	N-M1-1	120300	30	0,0	0,0	0,0	3,1	3,7	3,7
	N-M1-2	120296	35	0,0	0,0	0,0	7,9	9,3	9,4
	N-M1-3	120297	31	0,0	0,0	0,0	5,0	5,9	5,9
LAS MARGARITAS	M-MS-1	120227	23	1,0	0,2	0,2	18,7	23,6	24,0
	M-MS-2	120225	16	1,9	0,3	0,4	17,9	19,3	19,5
LA GOMEZ	LG-MS-1	120251	11	0,1	0,0	0,0	1,0	1,7	1,8
	LG-MS-2	120253	3	0,0	0,0	0,0	1,4	1,7	1,8
PIEDRAS BLANCAS	PB-MS-1	120327	15	4,4	0,0	0,1	1,1	1,6	1,7
	PB-MS-2	120330	27	4,9	0,0	0,0	0,9	1,0	1,0

Scf/ton = Pies cúbicos por tonelada, (lamm) = libra de agua y materia mineral, (lac) = libra de agua y ceniza; M1 #3 = Manto 1, frente 3, M1 2N = M1 frente 2Norte, N-M1 = Nechí Manto 1, M-MS = Mina las Margaritas Manto La Solapuda, LG = Mina La Gómez, PB = Mina Piedras Blancas.

Fuente: Los autores.

Tabla 6.  
Resultados de las isotermas de adsorción a baja presión de CO<sub>2</sub> y la distribución de microporos.

INA	MANTO (#/PLY #)	MUESTRA	AREA SUPERFICIAL BET (m <sup>2</sup> /g)	DUBININ-ASTAKNOV		AREA SUPERFICIAL			PORE VOLUME
				AREA SUPERFICIAL DE MICROPOROS (m <sup>2</sup> /g)	VOLUMEN DE MICROPOROS VOLUME (cm <sup>3</sup> /g)	AREA SUPERFICIAL BET (m <sup>2</sup> /g)	AREA SUPERFICIAL LANGMUIR (m <sup>2</sup> /g)	AREA SUPERFICIAL DE POROS POR ADSORCION ACUMULADA BJH (m <sup>2</sup> /g)	VOLUMEN DE POROS POR ADSORCION ACUMULADA BJH (cm <sup>3</sup> /g)
SAN FERNANDO	SF#3-M1-1	120230	121,84	131,05	0,052	0,014	0,020	N.A	N.A
	SF#3-M1-2	120226	101,24	141,08	0,055	0,028	0,039	0,033	0,00023
SAN FERNANDO	SF2N-M1-1	120229	87,41	114,48	0,045	0,067	0,099	0,055	0,00028
	SF2N-M1-2	120224	105,40	137,15	0,053	0,002	0,002	N.A	N.A
	SF2N-M1-3	120228	99,15	133,77	0,052	0,092	0,140	0,046	0,00028
NECHI	N-M1-1	120300	94,68	120,37	0,046	0,009	0,012	N.A	N.A
	N-M1-2	120296	91,09	123,20	0,048	NO DATA	NO DATA	NO DATA	NO DATA
LA MARGARITA	M-MS-1	120227	89,07	118,05	0,046	NO DATA	NO DATA	NO DATA	NO DATA
	M-MS-2	120225	79,13	116,37	0,047	1,673	2,754	1,283	0,00400
			75,88	113,27	0,046	0,458	0,751	0,324	0,00109

Fuente: Los autores.

#### 4. Análisis y discusión de resultados

Para la evaluación de los resultados, se tuvo en cuenta la correlación existente entre los mantos de carbón estudiados, así:

Manto 1 de las Minas Nechí y San Fernando.

Manto La Solapuda de las Minas Las Margaritas, La Gómez y Piedras Blancas

##### 4.1. Variación vertical del contenido de gas en los mantos de carbón

Los resultados obtenidos del contenido de gas en los mantos de carbón, en los cuales se muestrearon 3 plies, y su variación vertical se presentan en la Fig. 4.1. Estos resultados corresponden a las muestras del M1 2N de la Mina San Fernando y M1 de la Mina Nechí, respectivamente. En los dos casos se observa que el ply de mayor contenido de gas, es el ply intermedio que a su vez es el de mayor espesor, y los plies que se encuentran en contacto con las rocas adyacentes muestran menores contenidos de gas. En los otros mantos no fue posible esta deducción ya que presentaban solo 2 plies.

Los M1 (2N) de las Minas San Fernando y Nechí se correlacionan estratigráficamente, y en ambos casos el ply superior es el de menor contenido de gas (16,3 scf/ton (lac), y 3.7 scf/ton (lac) en San Fernando y Nechí respectivamente). En el caso del ply 1 del M1 (#3) de la Mina San Fernando (Fig. 4.1), el ply de menor contenido de gas es el superior, relacionado con el grado de deformación del carbón.

De esta manera se puede deducir que el espesor, y la deformación de los carbones inciden directamente en el contenido de gas de los mantos de carbón.

##### 4.2. Contenido de gas y propiedades del carbón

En la Fig. 5 partes A-E se muestra la relación existente entre el volumen de microporos (Fig. 5 partes A-B), el volumen de mesoporos (Fig. 5 partes C-E) y contenido de gas. Respecto a la relación existente entre el volumen de microporos y el contenido de gas para los mantos 1 en las minas San Fernando y Nechí (Fig. 5 parte A) y el manto La Solapuda (MS) en las minas Las Margaritas y La Gómez, se observa una relación directa, lo que sugiere que este parámetro juega un papel dominante en la retención de gas.

En el caso de la relación existente entre el volumen de mesoporos y el contenido de gas para los datos existente del Manto 1 en la mina San Fernando (Fig. 5 parte C) y manto la Solapuda (MS) en las minas las Margaritas y la Gómez (Fig. 5 parte D), se observa una con una muy fuerte correlación ( $r_2: \sim 0.9882$ ) y la otra con una tendencia, en ambos casos negativa. Sin embargo al momento de graficar los datos correspondientes al Manto La Solapuda de la mina las Margaritas, la tendencia cambia abruptamente y muestra una correlación positiva muy fuerte ( $r_2: 0.9723$ ). Esto sugiere que al igual que el volumen de microporos, el volumen de mesoporos

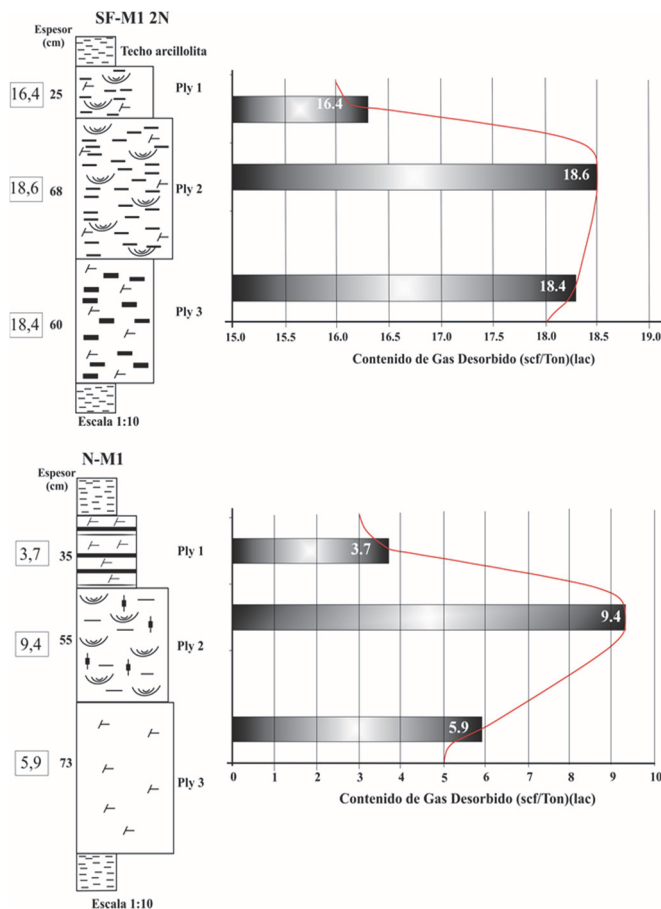


Figura 4. Variación vertical por ply del contenido de gas en los mantos de carbón. (A) M1 2N Mina San Fernando; (B) M1 Mina Nechí.

Fuente: Los autores.

juega un papel importante en la retención de gas, y el cambio de tendencia podría indicar una posible contribución de gas libre (no adsorbido) en las muestras de la mina las Margaritas [4]; sin embargo, tampoco se puede descartar que se produzca nuevo gas biogénico, y que este ocupe la matriz porosa, diaclasas y sistemas de fracturas [14] y [10].

Al comparar el contenido de MV (lac) y el poder calorífico, de los datos del manto M1 de las minas San Fernando y Nechí, (las cuales tienen rangos de madurez muy parecidos, es decir que las variaciones que se pueden observar corresponden al tipo de materia orgánica), se observa una relación directa para la mayoría de las muestras, de tal modo que a mayor contenido de materias volátiles, mayor es el poder calorífico (Fig. 6). El rango determinado a partir de la reflectancia media de la vitrinita y el contenido de materia volátil (libre de agua y ceniza), clasifica a estos carbones como sub-bituminosos tipo A. Lo anterior posiblemente porque las materias volátiles corresponderían en gran parte a hidrocarburos, que normalmente tiene un mayor poder calorífico (Fig. 6). Aunque la diferencia en el rango a partir de la Reflectancia media de la vitrinita es poca, se observó una relación inversa entre estos dos parámetros, es decir, que a mayor valor de la Reflectancia es menor el



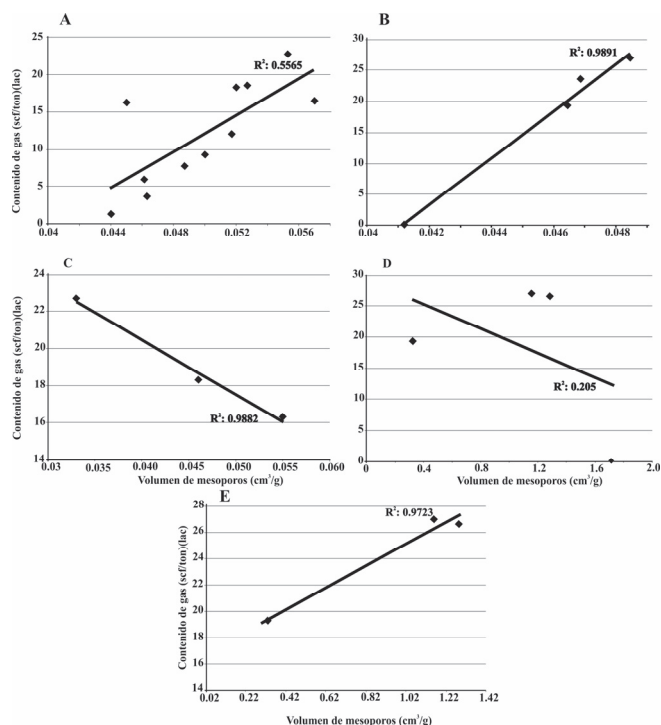


Figura 5. (A-B) Relación entre volumen de microporos y contenido de gas; (A) M1 Minas San Fernando y Nechí, (B) Manto Solapuda (MS) Minas las Margaritas y La Gómez. (C-D) Relación entre volumen de mesoporos y contenido de gas: (C) M1 Mina San Fernando, (D) Manto Solapuda (MS) Minas Las Margaritas y La Gómez, (E) Manto Solapuda (MS) Mina Las Margaritas. Fuente: Los autores.

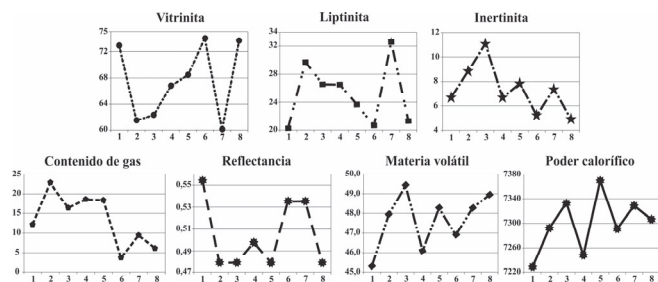


Figura 6. Comparación análisis próximos, petrográficos y del contenido de gas del Manto M1 de las Minas San Fernando y Nechí. Fuente: Los autores.

contenido de gas. Sin embargo, la relación, entre el contenido de inertinita y gas es directo, así, a mayor contenido de inertinita, mayor contenido de gas en la muestra (Figura 4.3)

En el Manto Solapuda (MS) de las minas Las Margaritas, La Gómez y Piedras Blancas, la reflectancia varía entre 0.52 y 0.79%, clasificando los carbones entre sub-bituminosos A y bituminosos altos en volátiles B. La materia volátil (lac) varía ente 42 y 49% y presenta una relación inversa con la reflectancia, e igualmente con el poder calorífico, ya que en este caso el contenido de materia

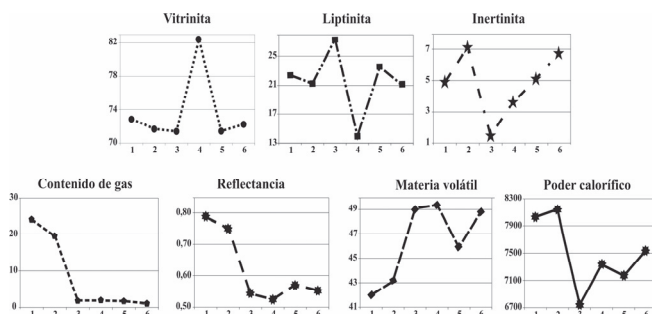


Figura 7. Comparación análisis próximos, petrográficos y del contenido de gas del Manto Solapuda (MS) de las Minas Las Margaritas, La Gómez y Piedras Blancas. Fuente: Los autores.

volátil está directamente relacionado al rango del carbón (Fig. 7, Tabla 3). El contenido de gas presenta una buena relación con la reflectancia de la vitritina, así a mayor rango mayor contenido de gas (Fig. 7).

La (Fig. 8) muestra la concordancia entre la fluorescencia, el rango, y el contenido de liptinitas. Además permite concluir sobre la relación directa entre el contenido de gas total y el contenido de liptinitas en las muestras del manto M1 en las Minas San Fernando y Nechí.

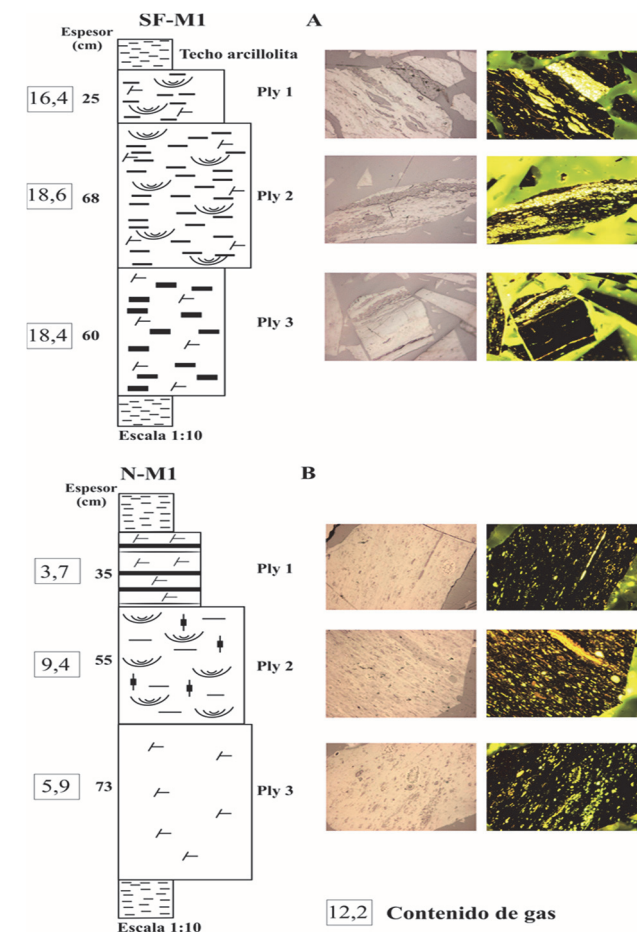


Figura 8. Microfotografías Manto M1 Minas Nechí (A) y San Fernando (B). (Condiciones: luz reflejada normal objetivo de 20x y 1/40 seg. y en luz reflejada fluorescente a 1.1seg.). Fuente: Los autores.

Al comparar los resultados de los análisis petrográficos con el contenido de gas y el área superficial de microporos, se encuentra una relación directa para todas las muestras entre el área superficial de microporos y el contenido de gas, lo cual indica que este parámetro es el más importante a tener en cuenta en la evaluación del carbón como roca fuente de gas.

En la mayoría de las muestras que presentan rangos de madurez muy similares (reflectancia de la vitrinita entre 0.51 y 0.55), y corresponden al mismo manto (manto 1 de las minas San Fernando y Nechí) se observa una misma tendencia entre los contenidos de liptinitas e inertinitas y el contenido de gas y el área superficial de microporos, Ver Fig.s 9. Para el caso del manto La Solapuda de las minas Las Margaritas, La Gómez y Piedras Blancas, el contenido de inertinitas tiene un comportamiento contrario, es decir que no tiene la misma tendencia que el contenido de gas y el área superficial de microporos. Para las muestras de la mina las Margaritas las cuales son de un rango mayor (reflectancia de la vitrinita entre 0.75 y 0.79), se observa que las vitrinitas tienen una tendencia similar al contenido de liptinita, gas y al área superficial de microporos Fig. 10, lo cual indica que a la hora de interpretar los datos es necesario separar, no solo los mismos mantos, sino también que éstos sean del mismo rango. Ya que la presencia de gas en un manto de carbón está relacionado con el rango. De otro lado, es importante tener en cuenta que el contenido de gas en los mantos de carbón no solo depende de las características del carbón, sino también de las condiciones geológicas de la cuenca, tales como la presencia de fallas y las deformaciones asociadas a los cuerpos intrusivos que afectan los mantos de carbón.

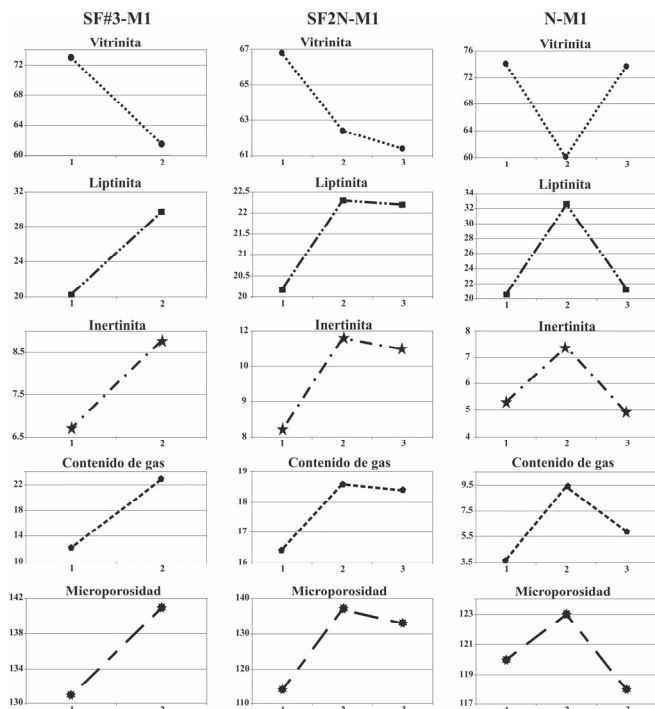


Figura 9. Comparación análisis petrográficos, del contenido de gas y el área superficial de microporos para el manto 1 de las minas San Fernando (SF) y Nechí (N). Fuente: Los autores.

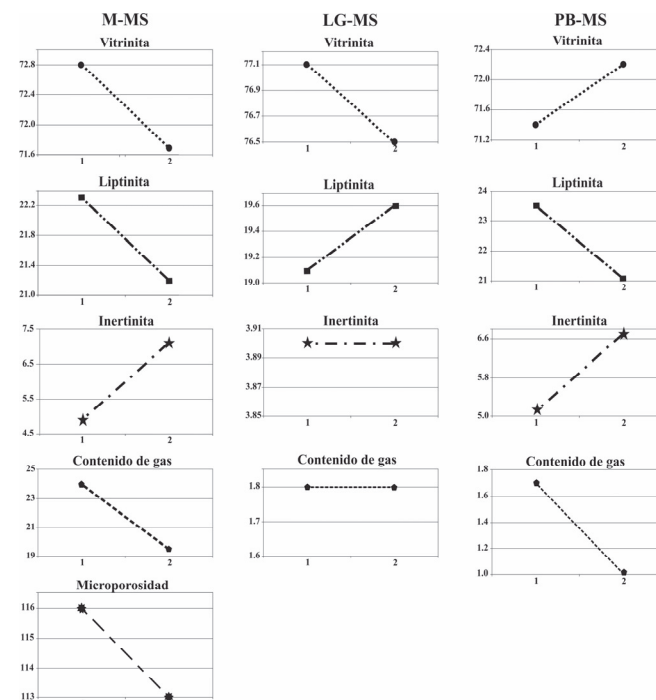


Figura 10. Comparación análisis petrográficos, del contenido de gas y el área superficial de microporos para el Manto La Solapuda (MS) de las Minas Las Margaritas (M), La Gómez (LG) y Piedras Blancas (PB). Fuente: Los autores.

En el caso de las fallas estas pueden permitir la migración del gas a través de ellas (permeables), o pueden entrapar este (impermeables). Para el caso de las Minas La Gómez y Piedras Blancas en donde los contenidos de gas fueron muy bajos, una posible explicación es la migración del gas a través de fallas permeables. Y en el caso de los plis deformados en donde el contenido de gas es menor, este se pudo haber perdido debido a dicha deformación.

### 5. Conclusiones

- En general la mayoría de los mantos estudiados se clasifican como sub-bituminosos A, pues no presentan aglomeración ni hinchamiento, y son altos en volátiles tipo B, son ricos en vitrinitas, y liptinitas y pobres en inertinitas.
- La distribución del contenido de gas dentro de los mantos muestra que en el ply al centro del manto se concentra la mayor cantidad de gas, mientras que en los extremos se tiene la menor. El contenido en gas en los plis externos depende directamente del espesor, y el volumen de micro y mesoporos.
- 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.
- Los carbonos estudiados tienen alto porcentaje de microporos y muy bajo contenido de mesoporos que son los encargados de la transmisibilidad de gas. Por ello, para que el gas migre, depende en gran medida del

- fracturamiento y sistemas de diaclasas Por esta razón fue posible encontrar gas utilizando este sistema de muestreo.
- e. La relación existente entre el volumen de microporos y el contenido de gas es directa, lo cual nos indica que este parámetro tiene un papel dominante en la retención del gas.
  - f. De acuerdo a 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, ya que el contenido de gas depende no solo de las características particulares de cada manto de carbón, sino también de las condiciones geológicas de la cuenca, tal como la presencia de fallas y de la influencia de los cuerpos intrusivos.

## Bibliografía

- [1] Annual Book of ASTM Standards, ASTM., Standard practice for determination of gas content of coal—direct desorption method. D7569-10.
  - [2] Annual Book of ASTM Standards, ASTM., Standard test method for microscopical determination of the maceral composition of coal. D2799-11
  - [3] Blandón, A., Contribución de la materia orgánica sedimentaria a la determinación del palaeoambiente y del potencial de generación de hidrocarburos en los carbones de la Formación Amagá, Colombia. Terre et Environnement, University of Geneva, Switzerland, 183 P. 2007.
  - [4] Bustin, R.M., Free Gas Storage in Matrix Porosity: A Potentially Significant Coalbed Resource in Low Rank Coals. Proceedings International Coalbed Methane Symposium, 1999.
  - [5] Diamond, W.P., Schatzel, S.J., Garcia, F. and Ulery, J.P., The modified direct method: A solution for Obtaining accurate coal desorption Measurements. National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH), Office for Mine Safety and Health Research, Pittsburgh Research Laboratory, 1996.
  - [6] Flores, M.R., Coalbed methane: From hazard to resource. International Journal of Coal Geology 35, pp. 3-26, 1998. DOI: 10.1016/S0166-5162(97)00043-8
  - [7] Gentzis, T., Subsurface sequestration of carbon dioxide—an overview from an Alberta (Canada) perspective. International Journal of Coal Geology 43, pp. 287-305, 2000. DOI: 10.1016/S0166-5162(99)00064-6
  - [8] ICCP, Int. Handbook Coal Petr. suppl. to 2<sup>nd</sup> ed. ICCP. 1998. The new vitrinite classification (ICCP System 1994). Fuel 77, pp. 349-358. 2001.
  - [9] Kissell, F.N., McCulloch, C.M. and Elder, C.H., The direct method of determining methane content of coalbeds for ventilation design. US Bur. Mines, Rep. Invest. 7767, 17 P, 1973.
  - [10] Mastalerz, M, Drobniak, A. and Rupp, J., Meso- and Micropore characteristics of coal lithotypes: Implications for CO<sub>2</sub> adsorption. Energy & Fuels, 22 (6), pp. 4049-4061, 2008. DOI: 10.1021/ef800544g
  - [11] Noack, K., Control of gas emissions in underground coal mines. International. Journal of Coal Geology 35, pp. 57-82, 1998. DOI: 10.1016/S0166-5162(97)00008-6
  - [12] Pashin, J.C., Richard, H. and Grashanh, Jr., Structural control of coalbed methane production in Alabama Basin. International Journal of Coal Geology 38, pp. 89-113, 1998. DOI: 10.1016/S0166-5162(98)00034-2
  - [13] Smith, D.M. and Williams, F.L., Diffusion Models for gas production from coals: Application of methane content determination. Fuel, 63, pp. 251- 255, 1984. DOI: 10.1016/0016-2361(84)90046-2. DOI: 10.1016/0016-2361(84)90047-4
  - [14] Strapoč, D, Mastalerz, M., Eble, C., Schimmelmann, A., Effects of coal storage in air on physical and chemical properties of coal and on gas adsorption. Organic Geochemistry 38, pp. 267-287, 2007. DOI: 10.1016/j.orggeochem.2006.09.005
  - [15] U.S Department of Energy, Energy Information Administration (EIA), 2004. [Online]. Available at: www.eia.doe.gov.
- L.D Caro**, recibió el título de Ingeniero Geólogo en 2006, de la Universidad Nacional de Colombia. Antes de iniciar sus estudios de Maestría se desempeñó como Geólogo de exploración en Carbón en varios proyectos en las diferentes cuencas del país. Se desempeñó como técnico del laboratorio de Carbones de la Universidad Nacional de Colombia entre el 2012 y 2013. Recibió su título de MSc. en Ingeniería, Materiales y Procesos de la Universidad Nacional de Colombia en 2014. Actualmente desempeña el cargo de Coordinador de proyectos de Investigación de la Universidad Nacional de Colombia y es candidato a PhD en Geociencias de la Universidad Nacional de Colombia.
- A. Blandón**, recibió el título de Ingeniera Geóloga en 1983, de la Universidad Nacional de Colombia. Es MSc. en 1989 en Ciencia y Técnica del Carbón de la Universidad Nacional de Colombia y PhD en el 2007, de la Universidad de Ginebra, Suiza. Profesional de la División de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía de agosto de 1983 a febrero de 1986. Profesional de la Sección de Geoquímica Orgánica del Instituto Colombiano del Petróleo, Piedecuesta Santander de agosto de 1983 a noviembre de 1990. Coordinadora del Laboratorio de carbones, de la Facultad de Minas, desde enero 2007. Actualmente desempeña el cargo de Profesora Asociada del Departamento de Materiales y Minerales de la Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín desde enero 31 de 1991.
- J.M. Molina**, recibió el título de Ingeniero de Minas y Metalurgia en 1989 de la Universidad Nacional de Colombia, MSc. en Ingeniería de Geosistemas, en 1997 de la Universidad de Tokio, Japón y PhD. en Recursos Naturales y Medio Ambiente en 2008 de la Universidad Politécnica de Cataluña, España. Se ha desempeñado, como: trabajo en producción y consultoría en minas subterráneas y superficie de oro y carbón 1989-1993. Subdirector Nacional de Minería, de Planeación y Georecursos de INGEMOMINAS. Actualmente desempeña el cargo de Profesor Asociado de la Facultad de Minas, del Departamento de Geociencias y Medio Ambiente, de la Facultad de Minas, Universidad Nacional desde Noviembre de 2003 en temas de carbones, explosiones, seguridad minera, cierre de minas, entre otros.