

**EVALUACIÓN DEL CONTENIDO DE GAS EN MANTOS DE CARBÓN PARA UN  
POZO ESTRATIGRÁFICO DE LA FORMACIÓN CERRITO, CUENCA SINÚ, EN  
EL DEPARTAMENTO DE CÓRDOBA**

**JORGE STEVEN ROBALLO FUENTES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA QUÍMICA  
BUCARAMANGA  
2010**

**EVALUACIÓN DEL CONTENIDO DE GAS EN MANTOS DE CARBÓN PARA UN  
POZO ESTRATIGRÁFICO DE LA FORMACIÓN CERRITO, CUENCA SINÚ, EN  
EL DEPARTAMENTO DE CÓRDOBA**

**JORGE STEVEN ROBALLO FUENTES**

**Trabajo presentado como requisito para optar al título de Ingeniero Químico**

**Director**

**KEVIN LEANDRO ROSAS**

**Ingeniero químico**

**Codirector**

**GUSTAVO NAVAS GUZMAN**

**M.Sc. Ingeniería química**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA QUIMICA  
BUCARAMANGA**

**2010**

## DEDICATORIA

*A Dios,  
a mis padres Ana Inés y Hernando,  
a mi hermano Sergio,  
a mi Tía Carmen,  
y a todas aquellas personas que de alguna forma contribuyeron para  
que pudiera alcanzar esta meta.*

## **AGRADECIMIENTOS**

*Expreso sinceros agradecimientos a los ingenieros Gustavo Navas Guzmán, Andrés Calderón y Álvaro Andrés Ramírez, quienes con su apoyo, confianza, amistad y valiosa colaboración permitieron realizar este trabajo.*

*Al Ing. Kevin Leandro Rosas, por dirigir y contribuir con sus sugerencias en el desarrollo de este proyecto.*

*A todos los compañeros del grupo GAC del Instituto Colombiano del Petróleo, por el soporte humano y técnico brindados.*

*Al Instituto Colombiano del Petróleo, por facilitarme todas las herramientas logísticas, técnicas y administrativas que permitieron llevar feliz término este trabajo.*

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Evaluar, mediante la implementación de una metodología, el contenido de gas asociado al carbón para los mantos de un pozo estratigráfico ubicado sobre la cuenca Sinú, en el departamento de Córdoba.

### **OBJETIVO ESPECÍFICOS**

- Analizar la relación entre el contenido de gas, la profundidad y el porcentaje de cenizas y humedad del carbón.
- Determinar la composición química e isotópica del gas desorbido con el fin de establecer su proceso de generación.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	1
1. CONCEPTOS TEÓRICOS.....	3
1.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADO AL CARBÓN .....	3
1.2 ALMACENAMIENTO DEL GAS Y AGUA EN EL CARBÓN.....	5
1.3 DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE GAS EN EL CARBÓN .....	6
1.4 MÉTODOS PARA LA ESTIMACIÓN DEL GAS PERDIDO.....	7
1.4.1 Método Directo.....	7
1.4.2 Método De Smith And Williams.....	8
1.4.3 Método De Amoco (Curva De Ajuste).....	10
1.5 GENERACIÓN DEL GAS ASOCIADO A LOS MANTOS DE CARBÓN .....	10
2. DESARROLLO EXPERIMENTAL.....	12
2.1 REACTIVOS Y EQUIPOS .....	12
2.1.1 Reactivos .....	12
2.1.2 Equipos .....	12
2.2 METODOLOGÍA EXPERIMENTAL.....	13
2.2.1 Diseño Del Canister De Desorción .....	13
2.2.2 Diseño Del Mecanismo Para La Toma De Muestras De Gas .....	16
2.2.3 Diseño Del Baño De Calentamiento .....	16
2.2.4 Determinación Del Contenido De Gas En El Carbón.....	18
2.2.5 Toma De Muestras De Gas Y De Carbón.....	20
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS .....	21

3.1 DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE GAS EN EL CARBÓN .....	21
3.2 ANÁLISIS PRÓXIMO .....	24
3.3 COMPOSICIÓN QUÍMICA DEL GAS DESORBIDO .....	27
3.4 COMPOSICIÓN ISOTÓPICA DEL GAS DESORBIDO.....	28
4. CONCLUSIONES .....	33
5. RECOMENDACIONES .....	35
BIBLIOGRAFIA.....	36
ANEXOS.....	40

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Esquema De La Matriz De Carbón Y El Sistema De Fracturas Naturales .....	4
Figura 2. Proceso de transporte del gas en los yacimientos de carbón. A). Flujo del fluido a través de las fracturas naturales y redes <i>Cleat</i> causadas por descenso de la presión al perforar el yacimiento. B). Desorción de gas en las interfaces <i>Cleat</i> /Matriz dentro de las fracturas naturales causados por el diferencial de presión. C). Difusión del gas a través de los microporos del carbón. Esta difusión es causada por un gradiente de concentración .....	6
Figura 3. Representación del método directo .....	8
Figura 4. Factor de Corrección del volumen para el Método de Smith and Williams .....	9
Figura 5. Diagrama de Bernard para clasificar el gas natural usando la combinación $C1/(C2+C3)$ , y la composición del isotopo de carbono en el metano $\delta^{13}CCH_4$ .....	11
Figura 6. Proceso de desarrollo metodológico.....	13
Figura 7. Curva típica de desorción ilustrando el gas perdido, el gas medido y el gas residual como componentes del contenido total de gas.....	22
Figura 8. Curvas de desorción obtenidas durante el seguimiento a los 6 mantos del pozo estratigráfico.....	23
Figura 9. Variación del contenido de gas con la profundidad para los 6 mantos. .	24
Figura 10. Relación entre el porcentaje de humedad y cenizas y el contenido de gas en el carbón. ....	26
Figura 11. Relación entre el contenido de humedad y cenizas y la profundidad. .	27
Figura 12. Variación de la composición química del gas desorbido en los 6 mantos.....	28

Figura 13. Porcentaje de metano por encima del 78% molar y una señal $\delta^{13}\text{C}$ del metano menor a -60‰, sugiere el predominio de gases de origen biogénico en los mantos del pozo estratigráfico.....	29
Figura 14. Método de Bernard comúnmente usado para diferenciar entre gases biogénicos o termogénicos. ....	30
Figura 15. Mecanismos posibles que dan origen a los gases, de acuerdo con la señal isotópica del carbono en el metano y el dióxido de carbono. ....	31
Figura 16. Relación $\delta^{13}\text{C}_1$ vs $\delta\text{DC}_1$ , donde se muestra el posible mecanismo de generación del metano en los gases de los mantos de carbón en la Cuenca del Sinú.	32

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Reactivos empleados.....	12
Tabla 2. Equipos utilizados.....	12

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO 1. VISTA SUPERIOR DEL CANISTER DE DESORCION.....	41
ANEXO 2. COMPONENTES DEL TAPÓN DEL CANISTER .....	42
ANEXO 3. VISTA DE LA PARTE INFERIOR DEL CANISTER, MOSTRANDO EL TAPÓN Y LOS TORNILLOS QUE LO SOSTIENEN. ....	43
ANEXO 4. MECANISMO PARA LA TOMA DE MUESTRAS DE GAS.....	44
ANEXO 5. VACUTAINERS EMPLEADOS EN LA TOMA DE MUESTRAS DE GAS	45
ANEXO 6. DISEÑO DEL SISTEMA DE CALENTAMIENTO.....	46
ANEXO 7. SISTEMA DE DESPLAZAMIENTO VOLUMETRICO .....	57
ANEXO 8. JAR MILL.....	58
ANEXO 9. JERINGA PARA GASES AGILENT GT DE 50 ML.....	59
ANEXO 10. RESULTADO DE LOS ANALISIS PROXIMOS REALIZADOS A LAS MUESTRAS DE CARBÓN.....	60

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN DEL CONTENIDO DE GAS EN MANTOS DE CARBÓN PARA UN POZO ESTRATIGRÁFICO DE LA FORMACIÓN CERRITO, CUENCA SINÚ, EN EL DEPARTAMENTO DE CÓRDOBA\*.

**AUTOR:** JORGE STEVEN ROBALLO FUENTES\*\*.

**PALABRAS CLAVES:** Gas asociado al carbón, Formación cerrito, Canister, Gas desorbido, Baño de calentamiento, composición isotópica.

La creciente demanda energética y los problemas ambientales de la actualidad han impulsado la búsqueda de combustibles alternativos. Por tal motivo, el gas asociado al carbón surge como una fuente de energía limpia y abundante. Sin embargo, en Colombia este tema es nuevo y los trabajos realizados referentes a este campo son escasos, por lo cual es necesario implementar una metodología que permita evaluar el contenido de gas en el carbón para las diferentes cuencas carboníferas de Colombia.

En este trabajo se llevo a cabo la perforación de un pozo estratigráfico, desde el cual se extrajeron muestras de carbón en forma de núcleos, a las cuales se les determino el contenido de gas asociado mediante el uso del método directo USBM. Para llevar a cabo este análisis, se implemento una metodología en la cual se diseñaron varios equipos que permitieron llevar a cabo la recolección y tratamiento de las muestras de carbón. También se tomaron muestras de carbón a las cuales se les realizaron análisis próximo con el fin de estudiar la relación entre los contenidos de gas y los resultados de estos análisis. Adicionalmente, se tomaron muestras de gas a las que se le realizo análisis de composición química e isotópica.

Los contenidos de gas obtenidos en este estudio varían entre 9 y 93 scf/ton, encontrándose que los carbones con mayores contenidos de gas estaban a mayor profundidad presentando menores porcentajes de humedad y cenizas. Las muestras de gas analizadas estaban compuestas por metano (78-87%), etano (0.04%), nitrógeno (11-19%) y dióxido de carbono (2%); así mismo los análisis isotópicos muestran que los gases colectados son predominantemente biogénicos como lo demuestran la alta concentración de metano y las señales isotópicas de carbono en el metano menores a -60 partes por mil.

---

\* Trabajo de grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería Química. Director: Ing. Kevin Leandro Rosas, Co-director: M.sc Gustavo Navas Guzmán.

## ABSTRACT

**TITLE:** EVALUATION OF THE GAS CONTENT ON COALBEDS FOR A STRATIGRAPHIC WELL FROM THE CERRITO FORMATION, SINÚ BASIN, DEPARTMENT OF CORDOBA\*.

**AUTHOR:** JORGE STEVEN ROBALLO FUENTES\*\*.

**KEYWORDS:** Coalbed methane, Cerrito formation, Canister, Desorbed gas, Water bath, isotopic composition.

The growing energetic demand together with the environmental problems of the present time has thrust the search for alternative fuels. For such a motive, the coalbed methane arises as a source of abundant clean energy. However, this topic is new in Colombia and the work done related to this field is scarce, therefore is necessary to implement a methodology that allows to evaluate the gas content of the coalbeds for the different coal basins in Colombia.

In this work, the perforation of a stratigraphic well was performed, from which coal samples were extracted in the form of cores; the gas content on this samples was determined through the USBM direct method. For the purpose of the analysis, a methodology was implemented, in which several equipment was designed that allowed the sample collection and treatment of the coal cores. Also, coal samples were taken for proximate analysis with the objective of study the relation between the gas content and the humidity and ash percentages of the samples. Additionally, gas samples were taken and tested for chemical and isotopic composition.

The gas contents obtained in this study vary between 9 and 93 scf/ton, and it was found that the coals with higher gas contents were deeper and presented lower humidity and ash percentages. The analyzed gas samples were composed of methane (78-87%), ethane (0, 04%), nitrogen (11-19%) and carbon dioxide (2%). The isotopic analysis showed that the collected gas was predominantly biogenic as demonstrated by the high concentration of methane and the carbon isotopic signs in the methane lower than -60 parts per thousand.

---

\* Degree project.

\*\* Physicochemical Engineering Faculty. Chemical Engineering School. Director: Ing. Kevin Leandro Rosas, Co-director: M.sc Gustavo Navas Guzmán.

## INTRODUCCIÓN

La medición del contenido de gas en los mantos de carbón comenzó como un esfuerzo altruista para hacer las minas subterráneas seguras de las explosiones, las cuales habían sido el némesis de los mineros por más de dos siglos. Este esfuerzo fue más que exitoso y el proceso del gas asociado al carbón es ahora una empresa autosostenible y rentable. El proceso también reduce las pérdidas de vidas en explosiones mineras, las emisiones de gases invernaderos de las minas, la polución del aire al ser un combustible más limpio y disminuye la dependencia de los combustibles fósiles importados al utilizar los recursos carboníferos nacionales <sup>[1]</sup>

Aunque se ha producido gas asociado al carbón en los Estados Unidos desde los años 30, sólo a partir de la década de los 80 los proyectos de investigación y desarrollo comenzaron a mostrar el enorme potencial de este recurso energético <sup>[1]</sup>. Debido a la creciente demanda energética y a los problemas ambientales de la actualidad, el potencial para la producción de metano proveniente de los mantos de carbón (o CBM por sus siglas en inglés) ha dado lugar a un interés creciente en esta tecnología. Como consecuencia, se han establecido métodos directos para la estimación del contenido de gas en muestras de carbón, entre los cuales se encuentran: el método directo USBM <sup>[2]</sup>, el método de Smith and Williams <sup>[3]</sup> y el método de Amoco <sup>[4]</sup>.

Actualmente el método más usado para estimar el contenido de gas en el carbón es el método directo. Este divide el contenido total de gas en tres componentes: gas perdido, gas medido y gas residual. Cada componente es generalmente medido o estimado por un procedimiento diferente, y la combinación de éstas proporciona el contenido total de gas en la muestra.

En Colombia, INGEOMINAS ha realizado estudios para la evaluación del contenido de gas en mantos de carbón, perfilando 4 cuencas carboníferas con mayor potencial de CBM: El Cerrejón (Guajira), La Jagua – La Loma (Cesar), El Alto San Jorge (Córdoba) y la región Cundiboyacense <sup>[5]</sup>. Sin embargo, las estimaciones realizadas por INGEOMINAS son el resultado de métodos indirectos, basados en el rango del carbón, los cuales son limitados geográficamente y pueden no tener en cuenta las variaciones en cuanto a presión, temperatura y calidad del carbón de un sitio a otro, limitando la validez de los datos reportados <sup>[5]</sup>.

Dentro del programa de fuentes de energía no convencionales del ICP, el gas asociado al carbón es un recurso que se encuentra en etapa de exploración. Debido a que los estudios relacionados con el CBM en Colombia son escasos, fue necesario implementar una metodología para la evaluación de este recurso, incluyendo el diseño y construcción de algunos equipos implicados en la realización de estos análisis.

La evaluación del contenido de gas en el carbón se realizó en diversos pozos estratigráficos, repartidos en las 4 cuencas carboníferas mencionadas anteriormente. En el presente trabajo se analizan los resultados de la evaluación de un pozo estratigráfico ubicado en el departamento de Córdoba, en el cual, se determina el contenido de gas asociado a los mantos, su relación con el porcentaje de cenizas y humedad resultante de análisis próximos; así mismo se determinó la composición química del gas desorbido y adicionalmente, se realizó un análisis de composición isotópica del gas con el fin de determinar su proceso de generación.

Los resultados del presente trabajo están siendo implementados en la evaluación del CBM para las demás cuencas carboníferas del país.

## 1. CONCEPTOS TEÓRICOS

### 1.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADO AL CARBÓN

Durante la formación y maduración de los yacimientos de carbón se generan cantidades considerables de hidrocarburos, especialmente de gas natural. Debido a la elevada capacidad de adsorción del carbón, los hidrocarburos son retenidos principalmente en su estructura microporosa, difiriendo de los reservorios convencionales de gas o petróleo debido a que se comporta como roca generadora y como roca reservorio.

Este tipo de yacimientos se caracteriza por presentar un sistema de doble porosidad: microporos (Porosidad Primaria) y macroporos (Porosidad Secundaria-*Cleat*):

- **Sistema de porosidad primaria:** El sistema de porosidad primaria de la matriz de carbón, en estos reservorios, está formado por poros muy finos o “microporos”, con permeabilidad extremadamente baja. Estos microporos representan una extensa superficie interna, aproximadamente el 95% del área superficial total <sup>[6]</sup>, sobre la cual se puede adsorber gran cantidad de gas. Debido a la baja permeabilidad, el sistema de porosidad primaria es impermeable al gas e inaccesible al agua. Sin embargo, el gas desorbido puede fluir a través de este sistema mediante el proceso de difusión. El sistema de porosidad primaria o microporos son los que determinan la porosidad en el carbón.

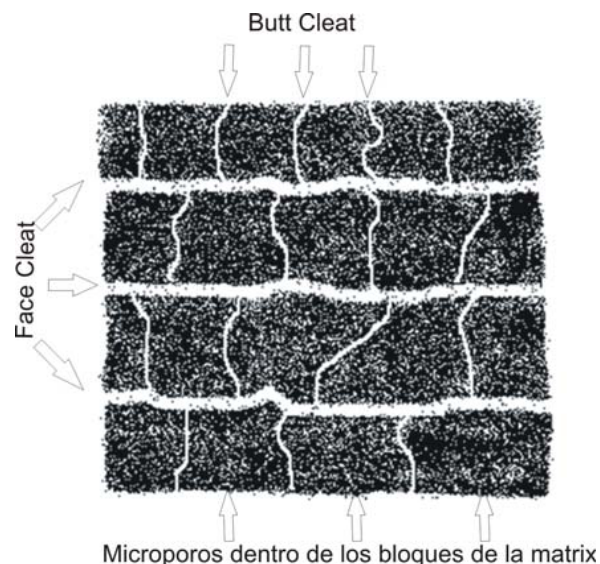
• **Sistema de porosidad secundaria:** Está conformado por redes de fracturas naturales, grietas y fisuras (macroporos) inherentes a todos los carbones. Los macroporos, conocidos como “cleats”, son los responsables de la permeabilidad al flujo de fluidos y actúan como conductos hacia los pozos productores. Las principales características de este sistema de redes son las siguientes:

a. **Face cleat:** conceptualmente se muestra en la Figura 1, es continua a lo largo de todo el reservorio y tiene la capacidad de drenar grandes áreas.

b. **Butt cleat:** el área de contacto es mucho más pequeña en el reservorio y por lo tanto su capacidad de drenaje es limitada.

Además de las *cleats*, también se pueden presentar sistemas de fracturas provocadas por actividad tectónica. El flujo de agua y gas hacia el pozo se produce dentro de estos dos sistemas, que combinados representan la permeabilidad global medida a partir de los ensayos de pozos [7].

Figura 1. Esquema De La Matriz De Carbón Y El Sistema De Fracturas Naturales [7].



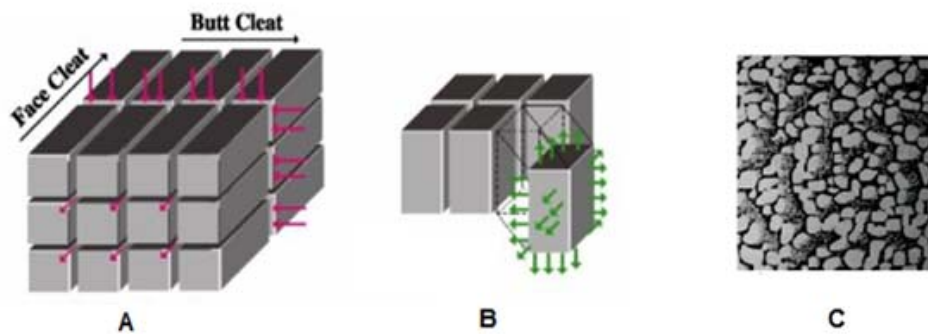
## 1.2 ALMACENAMIENTO DEL GAS Y AGUA EN EL CARBÓN

El gas puede almacenarse en el carbón mediante dos mecanismos: por adsorción en la superficie interna de la matriz (porosidad primaria) y en menor proporción como gas libre en el *sistema de fracturas cleat* (porosidad secundaria). Debido a que la porosidad del sistema de fracturas *cleat* es baja, su contribución al contenido total de gas es despreciable.

El agua es almacenada en el carbón de dos formas: como agua libre en el sistema *cleat* y como agua ligada (*bound*) en la matriz del carbón. El agua ligada (*bound*) en el carbón es un subproducto del proceso de carbonificación, no es móvil y no se ha demostrado que afecte de manera significativa el recobro del gas desde la matriz. En contraste, el agua libre contenida en el sistema *cleat* es móvil a altas concentraciones (mayores al 40%) <sup>[8]</sup>.

El gas adsorbido en el carbón es liberado cuando es reducida la presión en el yacimiento. La desorción se inicia cuando se crea un diferencial de presión entre el yacimiento y la perforación del mismo. El proceso del movimiento del gas en el carbón se muestra en la Figura 2.

Figura 2. Proceso de transporte del gas en los yacimientos de carbón. A). Flujo del fluido a través de las fracturas naturales y redes *Cleat* causadas por descenso de la presión al perforar el yacimiento. B). Desorción de gas en las interfaces *Cleat*/Matriz dentro de las fracturas naturales causados por el diferencial de presión. C). Difusión del gas a través de los microporos del carbón. Esta difusión es causada por un gradiente de concentración <sup>[9]</sup>.



### 1.3 DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE GAS EN EL CARBÓN

El contenido total de gas en el carbón es el volumen de gas por unidad de masa de carbón usualmente reportado en unidades de scf/ton (Standard Cubic Feet per Ton).

La determinación del contenido de gas de una muestra de carbón obtenida de un yacimiento requiere estimar tres componentes: gas perdido, gas desorbido y gas residual. El *gas perdido*, es el volumen de gas que es liberado por la muestra desde el momento en que se inicia la perforación del manto hasta que la muestra es llevada a la superficie y sellada en el canister. El *gas medido*, es el volumen de gas que es liberado por la muestra dentro del canister, el cual es medido como una función del tiempo, la temperatura y la presión. El *gas residual*, es el volumen de gas que permanece adsorbido en el carbón al final de la prueba de desorción. El volumen de gas total está representado por la suma de cada uno de los componentes mencionados.

## 1.4 MÉTODOS PARA LA ESTIMACIÓN DEL GAS PERDIDO

Se han desarrollado tres métodos para determinar el gas perdido: método directo de **U.S. Bureau of mines**, el método de **Smith y Williams** y el método de **Amoco**. Todas las anteriores técnicas se basan en la solución de una ecuación diferencial parcial que describe la difusión a temperatura constante y uniforme <sup>[9]</sup>. El primer método (método directo) fue diseñado para corazones obtenidos del manto por métodos convencionales de perforación y los dos últimos para ripios de perforación. Pero el *Método Directo* es el más ampliamente utilizado para la determinación del gas perdido <sup>[10]</sup>.

### 1.4.1 Método Directo

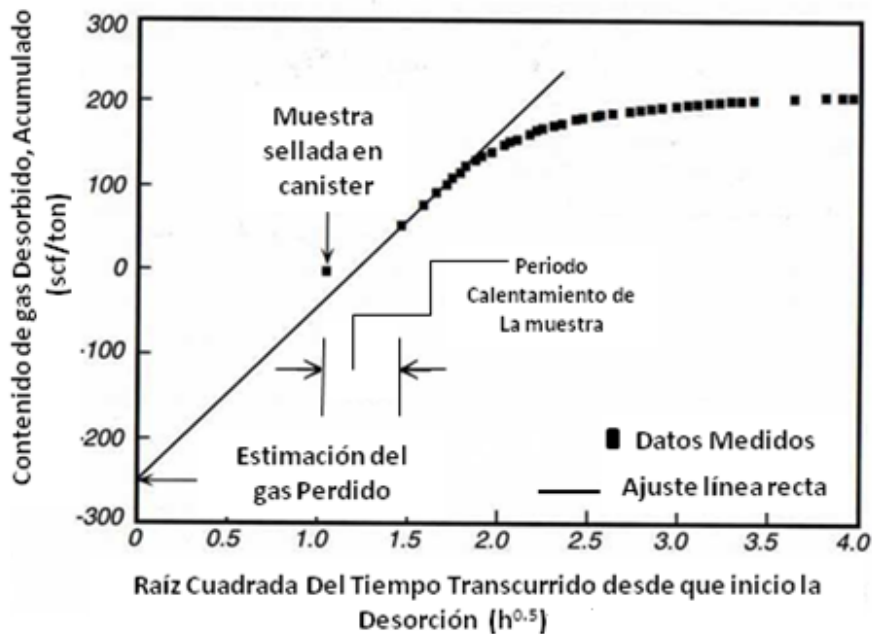
Con el fin de determinar el gas adsorbido se debe obtener un núcleo representativo del manto de carbón en un *canister* para posteriormente llevarlo al laboratorio a condiciones de temperatura del yacimiento. El método consiste en graficar el volumen de gas desorbido versus la raíz cuadrada del tiempo, sobre un eje de coordenadas cartesianas, para luego extrapolar el volumen de gas desorbido a tiempo cero, como lo indica la figura 3. Investigaciones anteriores <sup>[10]</sup> han demostrado que este método funciona adecuadamente en capas de carbón poco profundas, con bajas presiones y bajas temperaturas, cuando la pérdida de gas representa entre el 5% y el 10% del contenido total de gas adsorbido en el carbón. Sin embargo, en estratos de carbón con altas presiones, el volumen de gas perdido puede superar el 50% del contenido total de gas adsorbido en la muestra.

El método se basa en la siguiente ecuación <sup>[10]</sup>:

$$\Delta G_{cm} = \left( 203.1 G_{ci} \sqrt{\frac{D}{r^2}} \sqrt{t} \right) - G_{cl} \quad \text{Ec.1}$$

La ecuación 1, implica que la medición del gas desorbido, después de convertirlo a contenido de gas, es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo desde el inicio de la desorción. El intercepto tiempo cero es igual al contenido de gas perdido.

FIGURA 3. Representación del método directo [2].



#### 1.4.2 Método De Smith And Williams

El método S & W asume que la presión decrece linealmente tan pronto el corte de perforación se desprende del fondo y llega a la superficie a presión atmosférica. Se fundamenta en dos relaciones en términos de tiempos adimensionales, basados en el tiempo requerido para desprender un corte (*downhole time*), el tiempo que gasta el corte en llegar a superficie antes de ser sellado en un canister

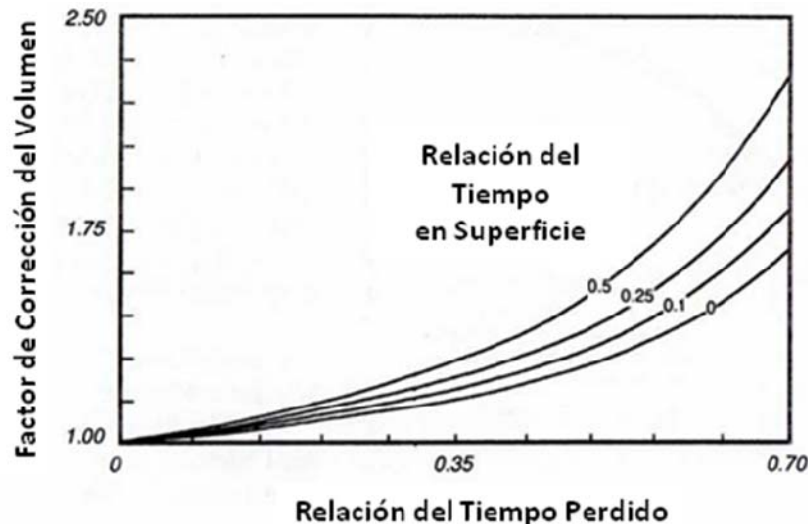
(*surface time*) y el tiempo requerido para recolectar el 25% del gas desorbido (25% *desorbed gas time*) [3]. Las siguientes son las dos relaciones:

$$\text{SurfaceTimeRatio}(STR) = \frac{\text{SurfaceTime}}{\text{DownHoleTime} + \text{SurfaceTime}} \quad \text{Ec.2}$$

$$\text{LostTimeRatio}(LTR) = \frac{\text{DownHoleTime} + \text{SurfaceTime}}{25\% \text{DesorbedGasTime}} \quad \text{Ec.3}$$

Estas dos relaciones de tiempo son usadas para obtener un factor de corrección, el cual es multiplicado por el volumen de gas desorbido. Con el resultado de esta operación se obtiene el contenido total de gas en el carbón. En la Figura 4 se muestra el factor de corrección. Para cortes de perforación, el gas residual fue asumido como muy pequeño y no fue incluido en la función de STR y LTR. El volumen de gas perdido es la diferencia entre el volumen de gas medido y el volumen de gas calculado.

Figura 4. Factor de Corrección del volumen para el Método de Smith and Williams [3].



### 1.4.3 Método De Amoco (Curva De Ajuste)

Amoco desarrollo una metodología para estimar el volumen de gas perdido. El método de Amoco también se basa en las mismas aproximaciones empeladas en el *Método Directo* y en el *Método Smith & Williams*. El método se basa en la siguiente ecuación <sup>[4]</sup>:

$$\Delta G_c(t) = G_{ci} \left[ 1 - \frac{6}{\pi^2} e^{\left( -\pi^2 \frac{D}{r^2} t \right)} \right] - G_{cL} \quad Ec. 4$$

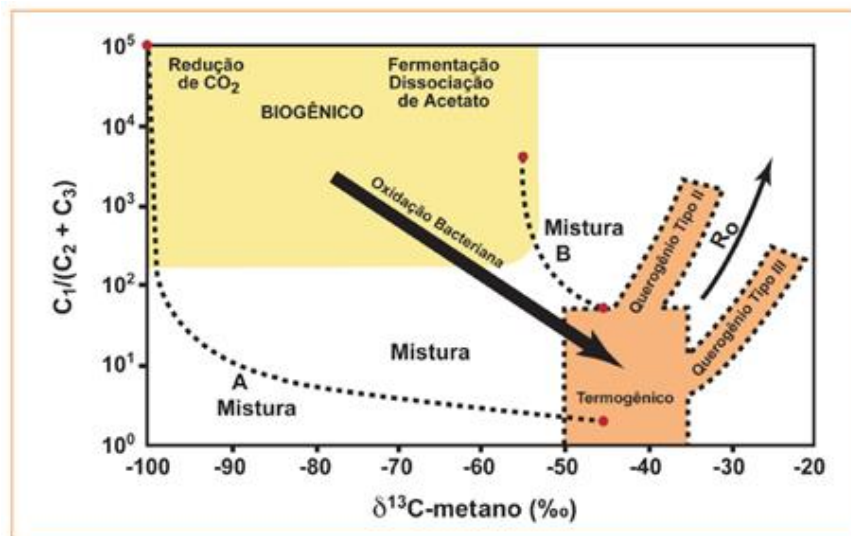
Las tres variables desconocidas  $G_{ci}$ ,  $\frac{D}{r^2}$  y  $G_{cL}$  son determinadas por regresión lineal. El contenido de gas residual no se tiene en cuenta. El método de *Amoco* puede ser aplicado en núcleos convencionales, *sidewallcore* y cortes de perforación.

## 1.5 GENERACIÓN DEL GAS ASOCIADO A LOS MANTOS DE CARBÓN

El gas es generado en el carbón por dos procesos: biogénico y termogénico. El gas biogénico esta principalmente conformado por metano (gas seco) y CO<sub>2</sub> y es producido por la acción de los microorganismos en la descomposición de la materia orgánica, generándose comúnmente en zonas pantanosas. Los requerimientos para la generación de cantidades significativas de gas biogénico son: ambientes anóxicos, baja concentración de sulfatos, bajas temperaturas y abundante materia orgánica. Se calcula que el 20% de las reservas totales de gas en el mundo provienen de fuentes biogénicas <sup>[11]</sup>. Los gases termogénicos son formados durante la catagénesis de la materia orgánica, a temperaturas entre 50 y 150 °C y presiones que exceden los 300 bar, caracterizados principalmente por la presencia de altas concentraciones de hidrocarburos pesados (gas húmedo) <sup>[12]</sup>.

Los isotopos de un componente específico son la huella fiable para caracterizar y distinguir los diferentes tipos de gas natural. La composición química e isotópica, es una herramienta geoquímica usada para determinar la procedencia del gas analizado. El método de Bernard es el más utilizado para esta caracterización. Bernard estableció un diagrama en la cual, los gases termogénicos tienen una razón  $C_1/(C_2+C_3)$  menores a 100 o aún menor que 60 y los gases biogénicos presentan valores de  $C_1/(C_2+C_3)$  mayores a 1000. Los valores intermedios reflejan mezclas de gas biogénico con gases termogénicos [12]. El diagrama de Bernard se muestra en la figura 5.

Figura 5. Diagrama de Bernard para clasificar el gas natural usando la combinación  $C_1/(C_2+C_3)$ , y la composición del isótopo de carbono en el metano  $\delta^{13}C_{CH_4}$  [12].



## 2. DESARROLLO EXPERIMENTAL

### 2.1 REACTIVOS Y EQUIPOS

#### 2.1.1 Reactivos

#### 2.1.2

Tabla 1. Reactivos empleados.

Reactivo	Formula química	Especificaciones
Helio	He	Grado UAP: 99.999% de pureza
Metilnaranja	C <sub>14</sub> H <sub>14</sub> N <sub>3</sub> NaO <sub>3</sub> S	Merck; 100%
Agua destilada	H <sub>2</sub> O	Ninguna

#### 2.1.2 Equipos

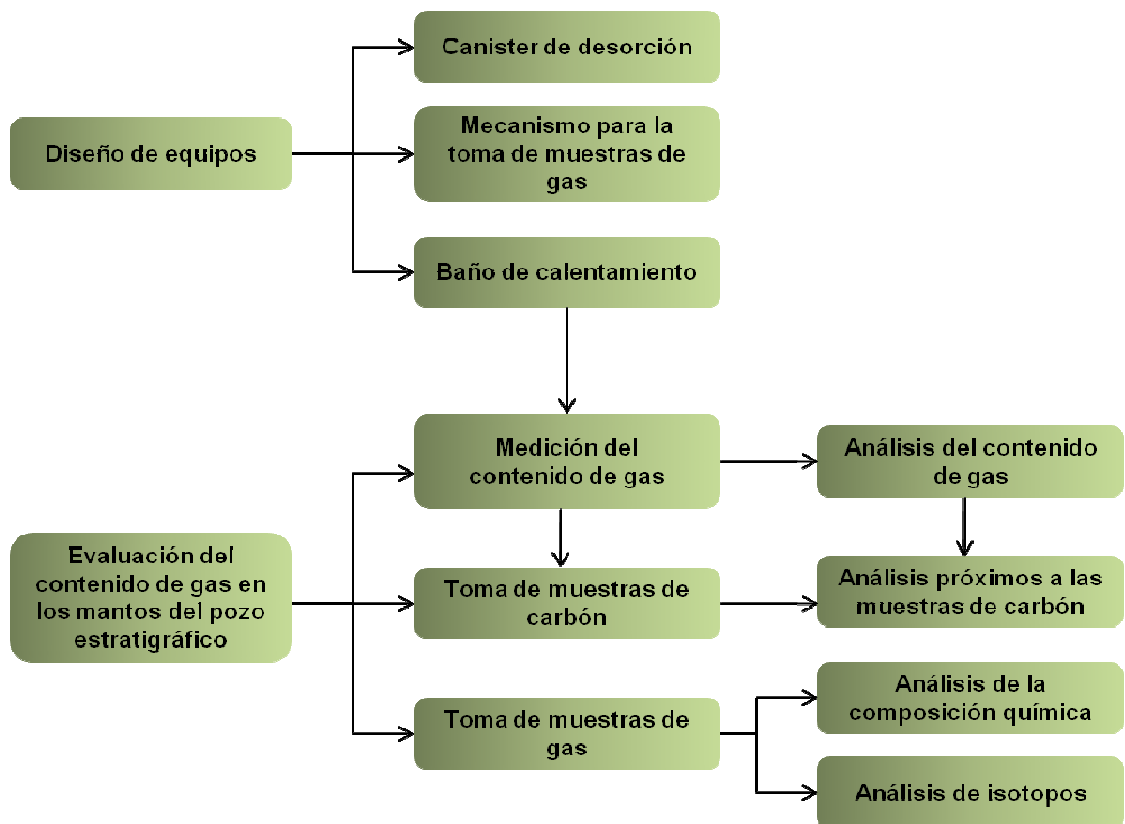
Tabla 2. Equipos utilizados.

Equipo	Aplicación
Canister de desorción	Almacenamiento del gas desorbido por la muestra de carbón
Baño de calentamiento con agua recirculante	Mantener condiciones isotérmicas en los canisters
Termómetro digital con sonda metálica Hanna Instruments HI 98509	Medición de la temperatura interna de los canisters
Barómetro digital Fisher Scientific 02-400	Medición de la presión y la temperatura del ambiente
Balanza OHAUS EB-30	Medición de la masa de los canisters y muestras de carbón
Manómetro Swagelok PGI-63C-PG30-LA01	Medición de la presión
Sistema de desplazamiento volumétrico	Medición del volumen de gas desorbido
Jeringa para gases Agilent GT-50 GT con sistema de válvula Luer Lock	Realizar vacío al sistema para la toma de muestras de gas.
Jar Mill junto con los rodillos mecánicos	Pulverización de la muestra para la medición del gas residual.

## 2.2 METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

El desarrollo de la metodología puede agruparse principalmente en dos etapas, que se relacionan entre sí como lo muestra la figura 6 y que se describen a continuación:

Figura 6. Proceso de desarrollo metodológico.



### 2.2.1 Diseño Del Canister De Desorción

Teniendo en cuenta que el diámetro de la sarta de corazonamiento es determinado por la profundidad del pozo a perforar y conocidas dichas

profundidades, se usó en la perforación tubería HQ, cuyo diámetro es 3,75 in. Con base en lo anterior, el canister se construyó con tubería de PVC de Schedule 40 y accesorios como tapones y uniones de diámetro nominal de 4 in. El PVC se escogió como material para la construcción de los canisters debido a su alta resistencia a la presión (200 psi), bajo peso reflejado en fácil

manipulación, bajo costo en comparación con otros materiales, además es un material inerte lo cual evita la contaminación de la muestra. La longitud de la tubería de PVC seleccionada para la construcción del canister fue de 27 in, con el fin de almacenar muestras de 2 ft de longitud. Esta dimensión se basó en trabajos anteriores realizados por la empresa estadounidense USGS, cuya experiencia abarca más de 30 años en este tema <sup>[13]</sup>.

En uno de los extremos de la tubería se acopló el tapón usando un pegante especial para material de PVC, y de igual forma se acopló la unión al otro extremo de la tubería. Al tapón de la parte superior se le realizaron dos perforaciones, las cuales se roscaron con un machuelo NPT de 1/4 in. En uno de estos agujeros se instaló un termopozo, fabricado en cobre, con una longitud de 10 cm y un diámetro interno de 2.5 mm, que permite medir la temperatura interna del canister; en el otro agujero se instaló un racor macho NPT de 1/4 in, así mismo una válvula de bola con un conector rápido macho de 1/4 in, todos con roscas NPT. La válvula permite liberar el gas desorbido por la muestra para su correspondiente medición. El conector rápido se instaló con el fin de facilitar la conexión del canister al sistema de desplazamiento volumétrico y de esta forma realizar mediciones más rápidas, posibilitando el monitoreo de varios canisters al mismo tiempo. El canister se muestra en el anexo 1.

Debido a la necesidad de que la muestra quedara herméticamente sellada en el canister, se diseñó un sistema de tapón que permite ser retirado del canister para

facilitar la introducción de la muestra. Este tapón está conformado por dos piezas circulares fabricadas en PVC; una de ellas posee un diámetro de 11 cm y un espesor de 1 cm, esta pieza descansa en el borde interno de la unión de PVC de la parte inferior del canister; la otra pieza posee un diámetro de 9.5 cm y un espesor de 1 cm. En ambas piezas, una de las caras fue desbastada 1 cm desde la parte exterior hacia la parte interior, con un ángulo de 45°; también se realizó una perforación en el centro de las piezas con una broca de 3/8 in. Un anillo de caucho, de 6.5 cm de diámetro interno, espesor de pared de 1.5 cm y altura de 1.5 cm, se situó entre las dos piezas de PVC. Este anillo fue desbastado por ambas caras 1 cm desde el interior hacia el exterior, conservando el mismo ángulo de inclinación de las piezas de PVC, de forma que ambas piezas encajaran en el interior de éste. Un tornillo de 3/8 in de cabeza con cuadrante, de 2 in de longitud, fue deslizado a través de las piezas de PVC y el anillo de caucho. El extremo del tornillo con el cuadrante se dejó fijo en una de las piezas de PVC, en el otro extremo se instaló una arandela de PVC y se enroscó una tuerca de mariposa. La propiedad de sellado del tapón surge al ajustar la tuerca de mariposa, en este momento, las dos piezas de PVC oprimen el anillo de caucho haciendo que este se expanda. Una vez instalado el tapón en el canister, la expansión del anillo de caucho crea el sello hermético contra las paredes del canister. Los componentes del tapón se muestran en el anexo 2.

Con el fin de comprobar la hermeticidad de los canisters, se realizaron pruebas presurizándolos con aire y se encontró que a una presión cercana a 5 psi el tapón era expulsado. Por tal motivo, se instaló en la unión de la parte inferior del canister 6 tornillos con cabeza de mariposa, los cuales sostienen el tapón y evitan que éste sea expulsado. Con esta variante, se presurizaron los canister hasta 30 psi, encontrándose que éstos cumplen con la característica hermética requerida para los correspondientes análisis. La variante a la base del canister se muestra en el anexo 3.

### **2.2.2 Diseño Del Mecanismo Para La Toma De Muestras De Gas**

La economía de las exploraciones y el desarrollo de programas para la explotación del gas asociado al carbón, pueden verse afectados significativamente cuando existe la presencia de gases no pertenecientes a la familia de los hidrocarburos, por tal motivo, es necesario conocer la composición química del gas desorbido por el carbón. Teniendo en cuenta que el volumen de gas desorbido por la muestra no es constante, y que en muchas ocasiones este volumen no supera los 50 ml, se diseñó una metodología para la toma de muestras de gas mediante el uso de vacutainers <sup>[14]</sup>. Los vacutainers (Ver Anexo 5) son viales de vidrio de 10 ml sellados al vacío mediante una septa que permite ser atravesada con una aguja sin perder su propiedad de sello. Para su uso, se adaptó un mecanismo al sistema de desplazamiento volumétrico, el cual brinda gran versatilidad en la toma de muestras de gas. El mecanismo se construyó casi en su totalidad con accesorios para líneas de gases marca *Swagelok*, conformado por una unión en cruz con rosca OD de ¼ in, dos válvulas de aguja con el mismo tipo de rosca, un conector rápido de bronce hembra de ¼ in, un reductor de ½ in a ¼ in, un reductor de ½ in a 1/16 in, un adaptador de rosca OD de ½ in a rosca NPT de ¼ in, una aguja de uso clínico desechable, una manguera plástica de 1/8 in de diámetro y 1 metro de longitud, con férula y rosca OD en cada uno de sus extremos. El mecanismo para la toma de muestras de gas se muestra en el anexo 5.

### **2.2.3 Diseño Del Baño De Calentamiento**

La determinación del contenido de gas en el carbón debe realizarse a las condiciones isotérmicas en que se encuentra el carbón en el reservorio, teniendo especial cuidado en mantener estas condiciones a lo largo de todo el análisis. Para cumplir con este requerimiento, se diseñó un sistema de calentamiento portable, de gran capacidad y fácil manipulación, pensando principalmente en

cuatro aspectos: (1) almacenamiento de los canisters; (2) sistema de calentamiento; (3) homogenización de la temperatura en el tanque; y (4) control de temperatura. Para el primer punto, se escogió un tanque plástico Ajovert de 1000 litros, de 96 cm de diámetro y 106 cm de altura. La ventaja de este tanque es que posee gran capacidad de almacenamiento, además el material del que está fabricado lo hace resistente a la corrosión, teniendo en cuenta que la desorción total de una muestra de carbón puede tardar entre 3 y 8 meses <sup>[15]</sup>. En el segundo punto, se optó por utilizar resistencias eléctricas sumergibles para el calentamiento del fluido (agua) debido a que el sistema se instalaría en el pozo, donde la alimentación eléctrica es suministrada por una planta. Se realizaron los cálculos correspondientes para conocer la potencia de las resistencias, encontrando que es necesaria una potencia de 10000w para calentar el volumen de agua que se encuentra en el tanque. De acuerdo a los cálculos, se instalaron dos resistencias eléctricas sumergibles de 5000 w cada una, en un tanque metálico adyacente al principal, de 20 cm de diámetro y 60 cm de longitud, con entrada y salida lateral de 1 in; este tanque se aisló usando lana de vidrio de 3 cm de espesor. Para solucionar el tercer aspecto, se instaló una bomba de 0.5 HP en la parte inferior de ambos tanques. La idea es que la bomba succione el agua desde la parte inferior del tanque principal, descargue el flujo al tanque lateral de calentamiento, por medio de una tubería galvanizada de 1 in de diámetro, y distribuya el agua en la parte superior del tanque usando tubería galvanizada de 1 in en forma de arco.

El sistema de control, correspondiente al aspecto 4, está conformado por un controlador de temperatura con señal de termocupla tipo J y salida para relé de estado sólido. La termocupla, instalada en la mitad del tanque, mide la temperatura al interior, mostrando el registro en el panel del controlador.

Todo el sistema fue configurado para operar con una tensión eléctrica de 220 v, 60 Hz y un consumo de potencia de 11kw. El diseño detallado del sistema de calentamiento y el plano eléctrico del sistema se puede observar en el anexo 6.

#### **2.2.4 Determinación Del Contenido De Gas En El Carbón**

El contenido de gas fue determinado mediante la medición del gas desorbido por la muestra de carbón dentro del canister usando los métodos descritos por Diamond and Schatzel <sup>[16]</sup>. Los corazones de carbón, obtenidos desde el pozo, fueron confinados en los canisters e introducidos en el sistema de calentamiento, el cual se encontraba previamente a las condiciones de temperatura del reservorio. El volumen de gas desorbido fue medido, mediante el uso del sistema de desplazamiento volumétrico (Ver Anexo 7), cada 15 minutos durante las primeras 9 horas contadas a partir del momento en el que el canister fue sellado. Para cada medición, se registraron los siguientes datos: (1) hora y fecha correspondiente al dato; (2) temperatura del ambiente; (3) presión barométrica; (4) Temperatura interna del canister y (5) volumen de gas desorbido. Los datos recopilados durante el intervalo de tiempo de las primeras 9 horas fueron usados para estimar el gas perdido, el cual se define como el volumen de gas desorbido por la muestra desde el momento en que es corazonada en el reservorio hasta que llega a la superficie y es sellada en el canister, mediante el uso del método directo <sup>[2]</sup>. Se usó este método debido a que es el más preciso para estimar el volumen de gas perdido en comparación con otros métodos <sup>[17]</sup> (por ejemplo, Smith and Williams y Amoco). Una vez transcurrido el periodo de las 9 horas, se aumentó el intervalo para la toma de datos a 30 minutos, 1 hora, 3 horas, 6 horas o más, con el fin de que el volumen de gas medido en cada lectura fuera aproximadamente de 40 ml <sup>[18]</sup>. Después de que las muestras han desorbido suficiente gas y los trabajos en el sitio del pozo han finalizado, los canisters fueron transportados al laboratorio ubicado en Piedecuesta-Santander, en donde se

continuaron con las mediciones. En el laboratorio, las mediciones se llevaron a cabo diariamente y después semanalmente hasta que el carbón en los canisters fue completamente desorbido. Trabajos anteriores <sup>[19]</sup> sugieren una rata de desorción de 5 cm<sup>3</sup> por día por una semana, para finalizar con las mediciones del canister y pasar a la medición del gas residual. Cuando el carbón en el canister fue completamente desorbido, cada canister fue pesado y posteriormente llenado con agua destilada para luego ser pesado nuevamente. Estos datos fueron usados para calcular la masa y el volumen de la muestra de carbón y el *headspace* del canister, el cual se define como el volumen vacío entre la muestra de carbón y la pared del canister. Estos datos y los datos recolectados en el pozo y en el laboratorio, se usaron para calcular el contenido de gas en scf/ton. Todos los contenidos de gas fueron reportados en scf/ton (*Standard Cubic Feet per Short Ton*; un scf de gas es definido como un pie cúbico reportado a condiciones estándar de temperatura y presión, que son 60°F y 14.696 psi)

Para la medición del gas residual, se tomaron aproximadamente 250g del carbón que se encontraba dentro del canister, el cual se introdujo en un Jar Mill (Ver Anexo 8). El Jar Mill se pesó vacío y después con la muestra, para calcular la masa de la muestra que se introdujo. La muestra se dejó pulverizando en los rodillos (Ver Anexo 8) por cerca de 4 horas. Posteriormente se procedió a medir el volumen de gas residual usando el sistema de desplazamiento volumétrico.

En conclusión, el contenido total de gas (scf/t) para cada canister fue estimado mediante la suma de: (1) el gas perdido determinado usando el método directo, dividido entre la masa del carbón en el canister; (2) el gas medido (volumen de gas determinado en el laboratorio) dividido entre la masa del carbón en el canister; y (3) el gas residual (volumen de gas remanente en la muestra al finalizar la desorción en el canister) dividido entre la masa de carbón que se introdujo al Jar Mill.

### **2.2.5 Toma De Muestras De Gas Y De Carbón**

La evaluación del contenido de gas en el carbón también incluye conocer la composición química del gas que se está midiendo. Para tal fin se tomaron muestras de gas en vacutainers mediante el uso del mecanismo descrito en el apartado 3.2.2 de este trabajo. Previo a la toma de la muestra de gas, se realizó vacío al sistema empleando una jeringa para gases Agilent GT de 50 ml con sistema de válvula Luer Lock (Ver Anexo 9). Una vez el sistema se encuentra con vacío, se llenó todo el mecanismo con helio y se deja burbujear en el sistema de desplazamiento volumétrico por cerca de 5 segundos. Se conectó el sistema al canister mediante el conector rápido y se equilibró, manipulando la válvula superior, de modo que el nivel de agua interno y externo de la probeta fuera el mismo, finalmente se tomó el dato de volumen de gas desorbido. Una vez que el gas se encontraba en el sistema de desplazamiento volumétrico, se acopló un vacutainer al mecanismo, mediante la aguja, y se abrió la válvula lateral del sistema, observando la succión producida por el vacío del vacutainer en el nivel del fluido del sistema de desplazamiento volumétrico, quedando de esta forma la muestra almacenada en el vacutainer.

En cuanto a las muestras de carbón, se tomaron aproximadamente 10 cm del núcleo, directamente de la sarta de corazonamiento, envolviéndolas en papel aluminio para conservar mejor sus propiedades físico-químicas. A estas muestras se realizaron análisis próximos con el fin de determinar el contenido de humedad, cenizas, material volátil y carbono fijo.

### **3. RESULTADOS Y ANÁLISIS**

#### **3.1 DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE GAS EN EL CARBÓN**

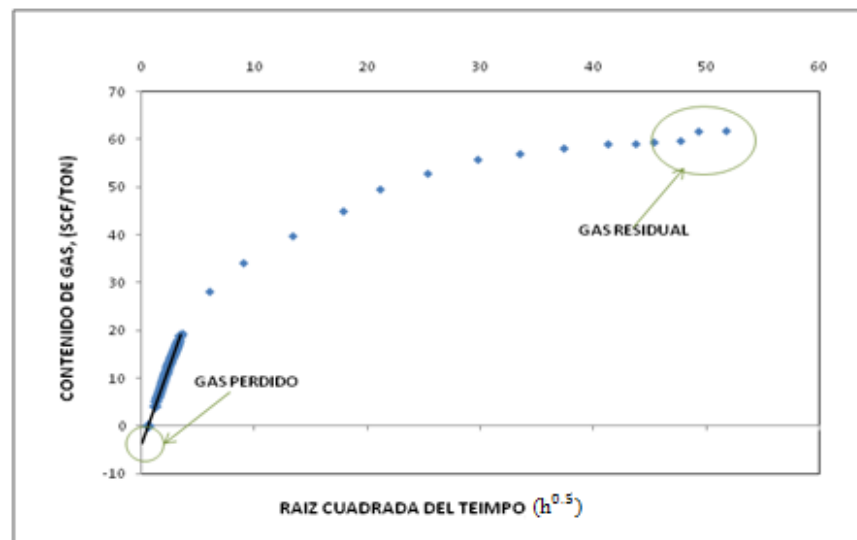
Los datos se recopilaron a partir de la perforación de un pozo estratigráfico ubicado en el departamento de Córdoba. El pozo se corazonó desde el inicio de la perforación hasta una profundidad de 300 metros, en el cual se encontraron 12 mantos de carbón con espesores entre 0.3 m y 1.2 m. Se evaluaron sólo 6 mantos debido a que los restantes no cumplían con las características requeridas para este estudio. En algunos mantos, el espesor estaba por debajo de 0.4 m, en este caso no se consideró como un manto sino como una cinta, las cuales no son atractivas para realizar este tipo de estudio; en otros casos, el núcleo de carbón, representativo del manto, no se tomó debido a que éste salía del pozo muy fracturado, elevando la tasa de desorción e incurriendo en errores en el momento del cálculo del gas perdido.

La curva típica obtenida para cada canister se muestra en la figura 7. En la gráfica, se señala el gas perdido, determinado mediante el método directo, donde se observa la linealidad de los datos en el periodo de las primeras 9 horas de desorción, corroborando la validez del método. El gas residual se muestra al final de la curva, en la cual se aprecia un incremento considerable en la tasa de desorción debido al rompimiento de la matriz del carbón causado por la pulverización de la muestra.

El comportamiento de la desorción se monitoreo en los canister por un periodo comprendido entre 2 y 5 meses, de acuerdo al criterio de parada establecido previamente. La figura 8 ilustra la variación del contenido de gas para los

diferentes mantos. Allí se observa que el contenido de gas varía entre 7 scf/ton y 88 scf/ton, incluyendo el gas residual. El gas perdido obtenido para estos mantos varió entre 2 scf/ton y 8 scf/ton, obteniéndose valores de contenido total de gas entre 9 scf/ton y 93 scf/ton. La variación en el contenido de gas puede deberse a diferencias en la profundidad y a los contenidos de cenizas y humedad presentes en cada manto [20].

**Figura 7. Curva típica de desorción ilustrando el gas perdido, el gas medido y el gas residual como componentes del contenido total de gas.**

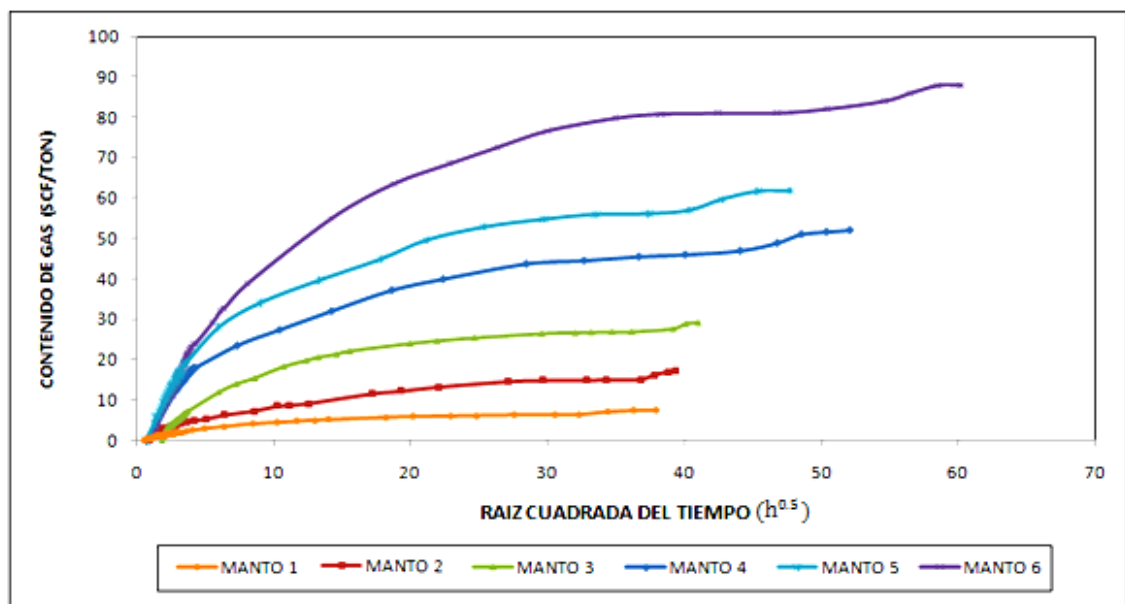


El criterio de parada, para concluir con las mediciones del gas desorbido, se aprecia en la tendencia horizontal de la curva, antes de la determinación del gas residual.

En las curvas del manto 4 y 5, se aprecia un mayor tiempo de desorción en el manto con menor contenido de gas. Este comportamiento se debe a que el manto 5 se encontraba más fracturado en el momento de introducirlo al canister y por consiguiente su permeabilidad aumentó, por lo que la desorción del gas toma

menos tiempo. Una permeabilidad baja representa mayor oposición al flujo de fluidos, complicando la producción de gas. Esta propiedad física puede llegar a determinar si la explotación de un yacimiento de gas asociado al carbón es económicamente viable.

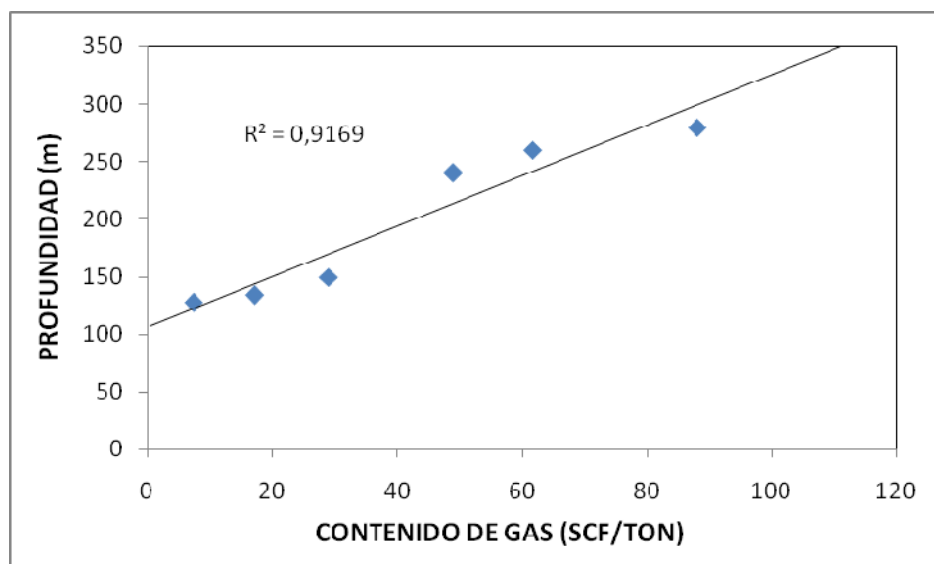
**Figura 8. Curvas de desorción obtenidas durante el seguimiento a los 6 mantos del pozo estratigráfico.**



La profundidad es otra variable que afecta considerablemente el contenido de gas en el carbón. En la figura 9 se muestra la variación del contenido de gas en relación con la profundidad de cada manto. En esta figura se observa que el contenido de gas incrementa con la profundidad del manto, mostrando un comportamiento similar a los reservorios convencionales de gas natural <sup>[21]</sup>. En ambos casos, la profundidad está estrictamente relacionada con la presión a la que está sometido el reservorio. En los reservorios de gas asociado al carbón, mayores profundidades incrementan el contenido de gas debido a la influencia de la presión sobre la capacidad de adsorción del carbón. Adicionalmente, las

condiciones a las que están sometidos los carbones más profundos promueven los procesos de maduración en la generación de metano y el aumento en el rango del carbón, representados en mayores contenidos de gas. Altas presiones en el reservorio actúan como fuerza impulsora y favorecen la producción de gas. Por lo tanto, los carbones más profundos tienen mayor potencial para ser mejores productores de gas.

**Figura 9. Variación del contenido de gas con la profundidad para los 6 mantos.**



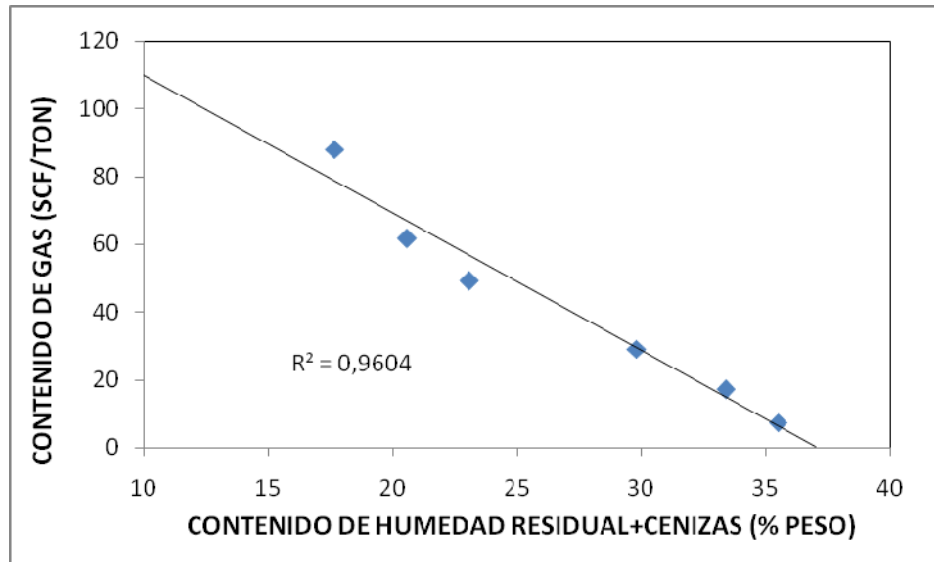
### 3.2 ANÁLISIS PRÓXIMO

Análisis próximo fueron realizados a las muestras de carbón tomadas en el pozo, a las cuales se le determinó el contenido de humedad, cenizas, material volátil y carbono fijo mediante las normas ASTM D-3173<sup>[22]</sup>, ASTM D-3174<sup>[23]</sup>, ASTM D-3175<sup>[24]</sup>. Los resultados obtenidos de los análisis próximos se muestran en el anexo 10.

El porcentaje de humedad obtenido no varió considerablemente, con valores entre 12 y 16%. El porcentaje de cenizas estuvo entre 4 y 23%, perteneciendo el valor más bajo al manto que se encontraba a mayor profundidad. El material volátil estuvo entre 15 y 28%, siendo mayor en los mantos con mayor contenido de gas. El carbono fijo, obtenido por diferencia a 100 de la suma, en porcentaje, de humedad, cenizas y volátiles, estuvo entre 49 y 53 %.

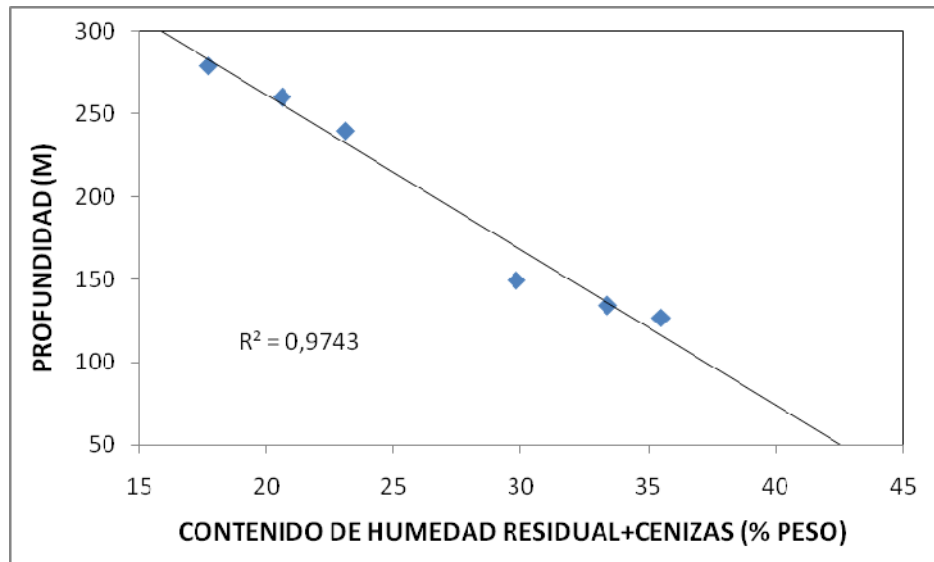
El contenido de humedad y cenizas en el carbón está estrechamente relacionado con el contenido de gas, tal como lo muestra la figura 10. Allí se observa que el contenido de gas decrece linealmente con el aumento en el porcentaje de humedad y cenizas. Este comportamiento se debe a que las cenizas actúan como material diluyente desplazando el carbón puro, contribuyendo de manera negativa a la adsorción del gas, ya que esta toma lugar en la materia orgánica. Adicionalmente, la humedad forma parte de la composición del carbón y a diferencia de la ceniza que se comporta como material diluyente, compite por lugares de adsorción con otras moléculas y reduce la capacidad de almacenamiento de moléculas diferentes a las de agua.

**Figura 10. Relación entre el porcentaje de humedad y cenizas y el contenido de gas en el carbón.**



Por otra parte, si se analiza la relación entre el contenido de humedad y cenizas y la profundidad, se puede notar que carbones más profundos poseen contenidos de humedad y cenizas menores, tal como lo muestra la figura 11. La profundidad está estrechamente relacionada con el grado de maduración del carbón, y a su vez este define el rango del carbón. Carbones de alto rango poseen menor contenido de cenizas, se encuentran a mayor profundidad y los contenidos de gas asociados son altos.

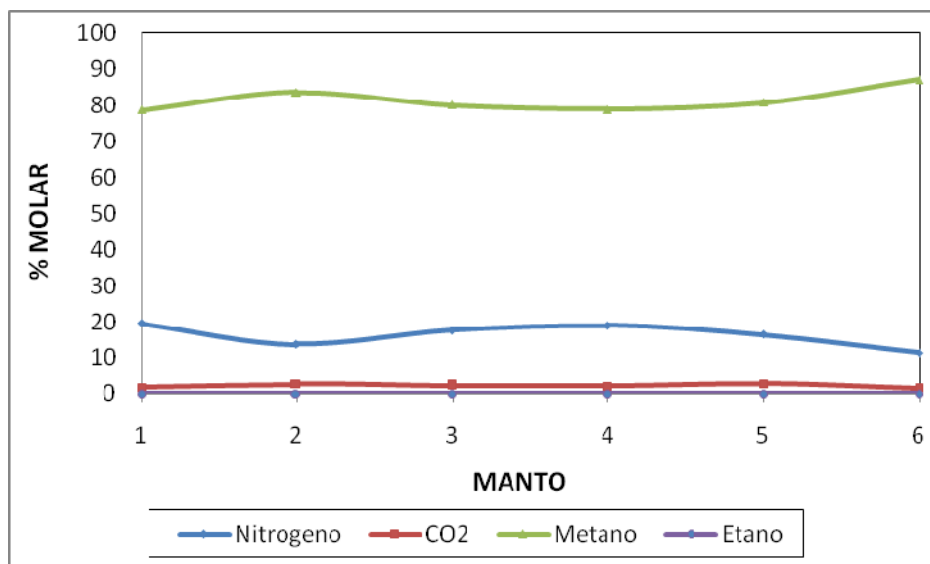
Figura 11. Relación entre el contenido de humedad y cenizas y la profundidad.



### 3.3 COMPOSICIÓN QUÍMICA DEL GAS DESORBIDO

Las muestras de gas fueron tomadas durante el periodo de las primeras 9 horas de desorción, tomando una muestra de gas por cada canister. Los análisis se realizaron usando un cromatógrafo de gases, con detectores FID y TCD, mediante la norma ASTM D-1945 <sup>[25]</sup>. Los análisis indican que las muestras de gas de todos los mantos poseen altos contenidos de metano y bajos contenidos de etano, así mismo componentes inorgánicos como nitrógeno y dióxido de carbono. La composición de metano ( $C_1$ ) varía entre 78% y 87%; etano ( $C_2$ ) en bajos porcentajes cercanos a 0.04%; nitrógeno entre 11% a 19% y  $CO_2$  que se mantuvo constante en todos los mantos, con valores alrededor de 2%. El poder calorífico del gas estuvo entre 970 y 1000 BTU/ft<sup>3</sup>. La figura 12, muestra la variación de la composición química del gas desorbido de los mantos presentes en el pozo.

Figura 12. Variación de la composición química del gas desorbido en los 6 mantos.



Observando las curvas del metano y el nitrógeno se encuentra una relación inversa entre sus composiciones, la cual se mantiene a lo largo de todos los mantos, es decir, aumentos en la composición del metano generan disminuciones en la composición del nitrógeno, este comportamiento puede deberse a que los gases no se adsorben independientemente y compiten por los mismos espacios de adsorción <sup>[26]</sup>.

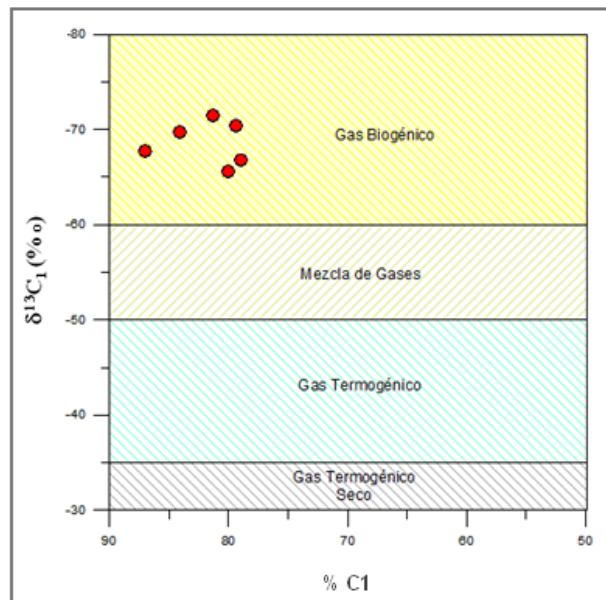
### 3.4 COMPOSICIÓN ISOTÓPICA DEL GAS DESORBIDO

El análisis de las muestras de gas, para determinar su composición isotópica, se realizó en Weatherford<sup>®</sup> Laboratories en Canadá. Para este tipo de análisis se utilizó un cromatógrafo de gases GC-IRMS (Isotope Ratio Mass Spectrometer). La notación de los isotopos está dada por el símbolo delta ( $\delta$ ) y son analizados para determinar la procedencia del gas, la cual puede ser biogénica o termogénica.

Los gases biogénicos son generalmente caracterizados por bajas composiciones isotópicas de metano (gas seco), con valores de  $\delta^{13}\text{C}$  más negativos que  $-60\text{‰}$ . Por el contrario, los gases termogénicos, habitualmente tienen valores de  $\delta^{13}\text{C}$  menos negativos que  $-50\text{‰}$ , caracterizados también por altas concentraciones de hidrocarburos pesados (gas húmedo). La actividad biogénica generalmente no genera hidrocarburos pesados, los cuales son más fuertemente adsorbidos que el metano [27].

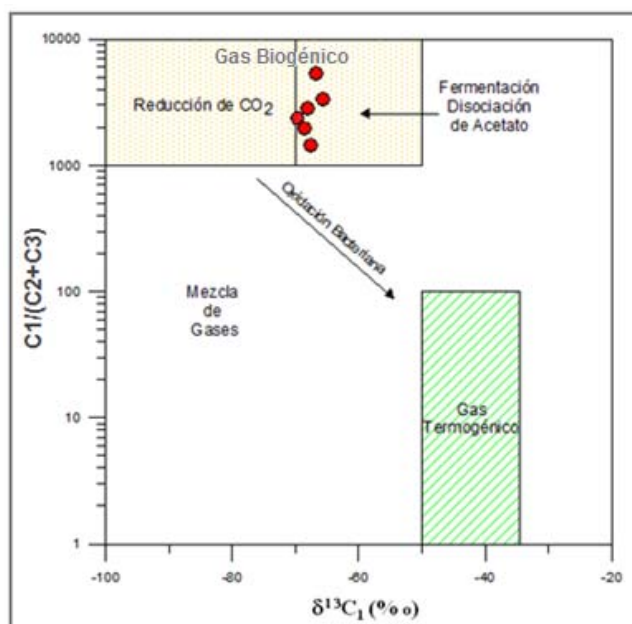
De acuerdo a los análisis, los gases colectados son predominantemente biogénicos como lo demuestra la alta concentración de metano ( $>78\%$  molar del total de los gases) y señales isotópicas de carbono en el metano  $\delta^{13}\text{C}$  menores a  $-60\text{‰}$ , como lo muestra la figura 13.

**Figura 13. Porcentaje de metano por encima del 78% molar y una señal  $\delta^{13}\text{C}$  del metano menor a  $-60\text{‰}$ , sugiere el predominio de gases de origen biogénico en los mantos del pozo estratigráfico.**



Sin embargo, la presencia de pequeñas cantidades de las especies gaseosas C2 puede interpretarse como aporte posible de petróleo termogénico. El método de Bernard <sup>[28]</sup>, es usado comúnmente para determinar la procedencia del gas, mostrando los mecanismos posibles que dan origen a los gases. El método de Bernard se muestra en la figura 14.

**Figura 14. Método de Bernard comúnmente usado para diferenciar entre gases biogénicos o termogénicos.**



Bernard afirma que gases con relaciones  $C1/(C2+C3)$  superiores a 1000, relacionados con valores  $\delta^{13}C$  menores que  $-55\text{‰}$ , proceden de fuentes biogénicas <sup>[28]</sup>. De acuerdo a lo anterior, los gases analizados en este pozo proceden de fuentes biogénicas, cuyo origen corresponde a un mecanismo de fermentación.

Una vez establecido el proceso de formación del gas, que en este caso es biogénico, se compara la composición isotópica del carbono en el metano ( $\delta^{13}C_1$ )

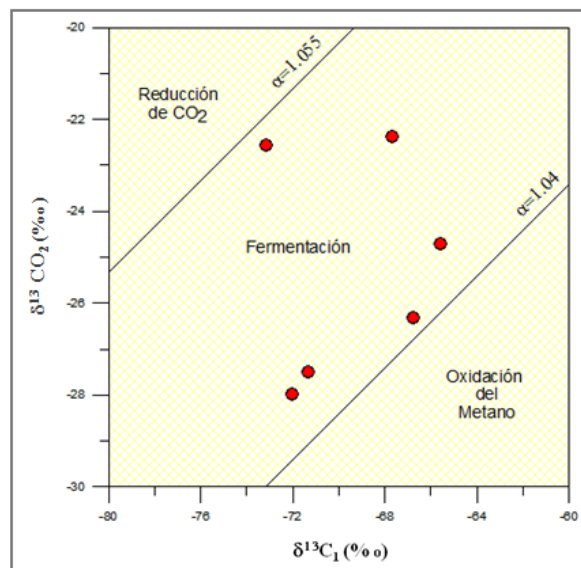
y el  $\text{CO}_2$  ( $\delta^{13}\text{CO}_2$ ), la cual es muy útil para diferenciar el metano bacteriano formado por diferentes mecanismos. Esta comparación se conoce como fracción del isótopo de carbono, señalado como  $\alpha_{\text{CO}_2-\text{CH}_4}$ . Se calcula con la siguiente fórmula:

$$\alpha_{\text{CO}_2-\text{CH}_4} = \frac{(\delta^{13}\text{CO}_2 + 10^3)}{(\delta^{13}\text{C}_1 + 10^3)} \quad \text{Ec. 5}$$

Valores de  $\alpha_{\text{CO}_2-\text{CH}_4}$  de 1.05 a 1.10, indica mecanismos de reducción de carbonatos; 1.035 a 1.06, mecanismos de fermentación de la materia orgánica y de 1.03 a 1.001 mecanismos de oxidación [29].

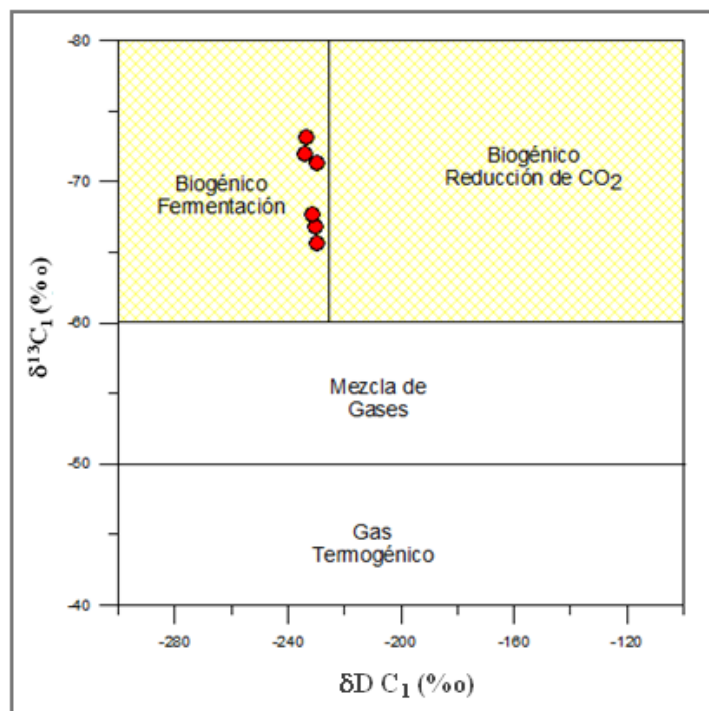
Para nuestro caso, los valores obtenidos varían entre 1.04 y 1.05, lo cual indica procesos metanogénicos o procesos biogénicos que producen  $\text{CO}_2$  y  $\text{CH}_4$  a partir de la fermentación de la materia orgánica, como se muestra en la figura 15.

**Figura 15. Mecanismos posibles que dan origen a los gases, de acuerdo con la señal isotópica del carbono en el metano y el dióxido de carbono.**



Adicionalmente, se determinó la composición isotópica del deuterio en el metano, obteniendo valores entre -234‰ y -193‰. Señales isotópicas del  $\delta^{13}\text{C}_1$  menores de -60‰ aparecen simultáneamente con señales  $\delta^{13}\text{DC}_1$  menores de -225‰, sugiriendo que en el área existen procesos de fermentación que son los productores del metano biogénico [30], como lo muestra la figura 16.

**Figura 16. Relación  $\delta^{13}\text{C}_1$  vs  $\delta\text{DC}_1$ , donde se muestra el posible mecanismo de generación del metano en los gases de los mantos de carbón en la Cuenca del Sinú.**



Los resultados obtenidos indican que los gases adsorbidos en los mantos del pozo estratigráfico tienen una procedencia biogénica, mostrando una tendencia muy marcada en todas las figuras analizadas, indicando que el metano es producido por procesos de fermentación.

#### 4. CONCLUSIONES

- Los equipos diseñados permitieron llevar a cabo la recolección de las muestras de carbón y gas de manera exitosa, cumpliendo con las necesidades técnicas requeridas en este tipo de estudio.
- El contenido de gas obtenido en los mantos de carbón de este pozo estratigráfico es muy bajo (93 scf/ton) comparado con los valores establecidos en la industria para pozos explotables (>250 scf/ton), por lo cual este pozo no presenta viabilidad económica para continuar con estudios más profundos.
- Los carbones mas fracturados poseen una permeabilidad alta, como se evidencia en los menores tiempos requeridos para realizar una desorción completa del gas, por consecuencia se introduce alta incertidumbre en la estimación del gas perdido conllevando a resultados poco confiables.
- El contenido de gas está relacionado de forma directa con la profundidad, obteniendo mayores valores en los carbones más profundos. El aumento en la profundidad incrementa la presión a la que está sometido el reservorio, afectando de manera positiva la adsorción del gas en el carbón.
- Debido a que los diferentes gases no se adsorben independientemente en la superficie de los poros del carbón y además compiten por lugares de adsorción, las composiciones de metano y nitrógeno en el gas desorbido están inversamente relacionadas. En cuanto a la composición del CO<sub>2</sub> y el etano no

presenta variaciones considerables en el gas desorbido de los mantos estudiados.

- Los análisis isotópicos realizados a los gases de los diferentes mantos del pozo estratigráfico revelan su generación biogénica, siendo el gas formado por procesos de fermentación de la materia orgánica.

## 5. RECOMENDACIONES

- Se recomienda tener especial cuidado con la longitud del núcleo de carbón que se desea introducir al canister. Núcleos de carbón menores a 2 ft aumentan el headspace en el canister, incurriendo en errores que pueden sub o sobre estimar el contenido de gas en el carbón.
- El volumen de gas desorbido es una variable muy sensible al cambio de temperatura, por consiguiente se recomienda un estricto control de la temperatura del baño con el fin de mantener condiciones isotérmicas a lo largo de todo el análisis.
- Se recomienda un muestreo de gas desorbido más exhaustivo con el propósito de analizar la variación de la composición química del gas a lo largo de todo el periodo de desorción.
- Durante la medición del volumen de gas desorbido se presentan cambios en la temperatura ambiente o en la presión barométrica que pueden causar volúmenes negativos en esta medición, teniendo un fuerte impacto en la corrección realizada por la expansión o contracción de los gases en el headspace del canister, por lo cual se recomienda abrir lentamente la válvula, previniendo en caso de presentarse volúmenes negativos, la entrada de grandes volúmenes de aire al canister.

## BIBLIOGRAFIA

- [1]. ROGERS, R.; RAMURTHY, K.; RODVELT, G.; MULLEN, M. Coalbed methane: Principles and practices, United States, Oktibbeha publishing, LLC, Starkville, (2007), Pp. 1-7.
- [2]. DIAMOND, W.P., AND LEVINE, J.R. Direct Method Determination of the Gas Content of Coal: Procedures and Results, United States Bureau of Mines, (1981), Pp.36. RI 8515
- [3]. SMITH, D.M; AND WILLIAMS, F.L. Direct method of determining the methane content of coal A-Modification, Fuel, Vol. 63, (1984), Pp 425-427.
- [4]. YEE, D. SEIDLE, J.P AND HANSON, W.P. Gas sorption on coal and measurements of gas content. Hydrocarbons from coal, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma, (1993), Pp. 203-218.
- [5]. BALLESTEROS, M. Revista Ingeominas al día. 2 ed. Bogotá, (2008), Pp. 4-27.
- [6]. SHI, J.Q; DURUCAN, S. A bidisperse pore diffusion model for methane displacement desorption in coal by CO<sub>2</sub> injection, Fuel, Vol. 82, (2003), Pp. 1219-1229.
- [7]. NELSON, C.R. Chemistry of coal weathering. Coal Science and Technology, Vol. 14, (1989).

[8]. AMORINO, C.; BENCINI, R.; CARA, R.; CINTI, D.; DERIU, G.; FANDINÒ, V.; GIANNELLI, A.; MAZZOTTI, M.; OTTIGER, S.; PIZZINO, L.; PINI, R.; QUATTROCCHI, F.; SARDU, R.G.; STORTI, G.N. CO<sub>2</sub> geological storage by ECBM techniques in the Sulcis area. Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia, Laboratory of Fluid Geochemistry, (2005).

[9]. MCLENNAN, J.D. SCHAFFER, P.S. PRATT, T.J. A guide to determining coalbed gas content. Chicago, Illinois. Management Group, (1995), Pp. 2.2.

[10]. MAVOR, M.J; PRATT, T.J. Improved Methodology for determining total gas content. Comparative evaluation of the accuracy of gas-in-place estimates and review of lost gas models. Gas Research Institute, Volume II, (1994). Topical report N° GRI-94/0429.

[11]. RICE, D. Composition and origins of coalbed gas. United States Geological Survey. Chapter 7, (1986), Pp 159-183.

[12]. WITHICAR, M.J. Correlation of natural gases with their sources. Centre for Earth and Ocean Studies. University of Victoria, (1988), Pp. 261-283.

[13]. BARKER, C.E; DALLEGGE, T.A; CLARK, A.C. Coal desorption equipment and a spreadsheet for analysis of lost and total gas from canister desorption measurements. United States Geological Survey, (1998). Report 02-496.

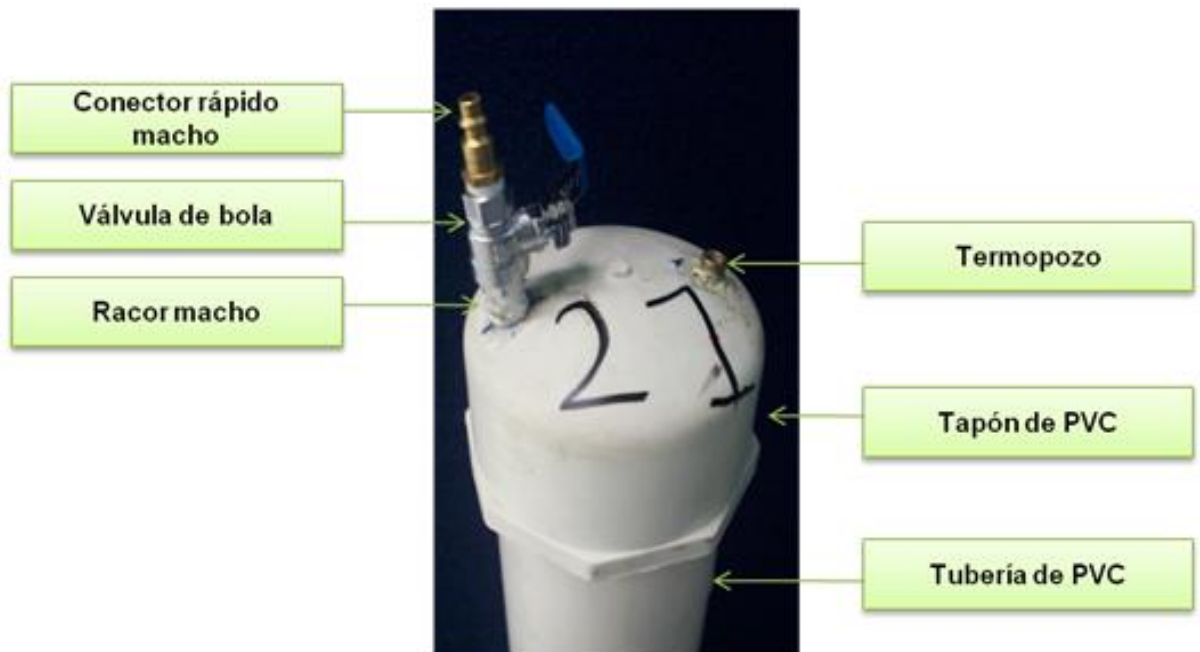
[14]. CARLSOM, J.W; FALKIE, T.V. Use of Vacutainers for Collection of Mine Atmosphere Samples. Bureau of mines report of investigations, United States, (1975).

- [15]. FARAJ, B; HATCH A. Mechanism of Hydrogen Generation in Coalbed Methane Desorption Canisters: Causes and Remedies. GTI E&P Services, Canada, (2004).
- [16]. DIAMOND, W.P; SCHATZEL, S.J. Measuring the gas content of coal: A review, in Flores, R.M. ed., Coalbed Methane: From Coal-Mine Outbursts to A Gas Resource: International Journal of Coal Geology. Vol. 35, (1998), Pp. 311-331.
- [17]. MAVOR, M.J., AND NELSON, C.R. Coalbed reservoir gas in-place analysis. Gas Research Institute, (1997), Pp. 3.1-3.20. GRI Report No.GRI-97/0263.
- [18]. BERTARD, C.; BRUYET, B. AND GUNTHER, J. Determination of desorbable gas concentration of coal (direct method). International Journal of Rock Mechanics and Mining Science, Vol. 7, (1970), Pp. 43-65.
- [19]. MCCULLOCH, C.M., LEVINE, J.R., KISSEL, F.N., AND DEUL, MAURICE. Measuring the methane content of bituminous coalbeds. United States Bureau of Mine, Pp. 22. (1975). Report of Investigation 8043.
- [20]. STRICKER, G.D; FLORES, R.M. Gas Desorption and Adsorption Isotherm Studies of Coals in the Powder River Basin, Wyoming and Adjacent Basins in Wyoming and North Dakota. United States Geological Survey, (2006).
- [21]. CLOSE, J.C AND ERWIN, T.M. Significance and determination of gas content data as related to coalbed methane reservoir evaluation and production implications. Coalbed methane symposium, Alabama, (1989).
- [22]. Norma ASTM D-3173. Standard Test Method for Moisture in the Analysis Sample of Coal and Coke.

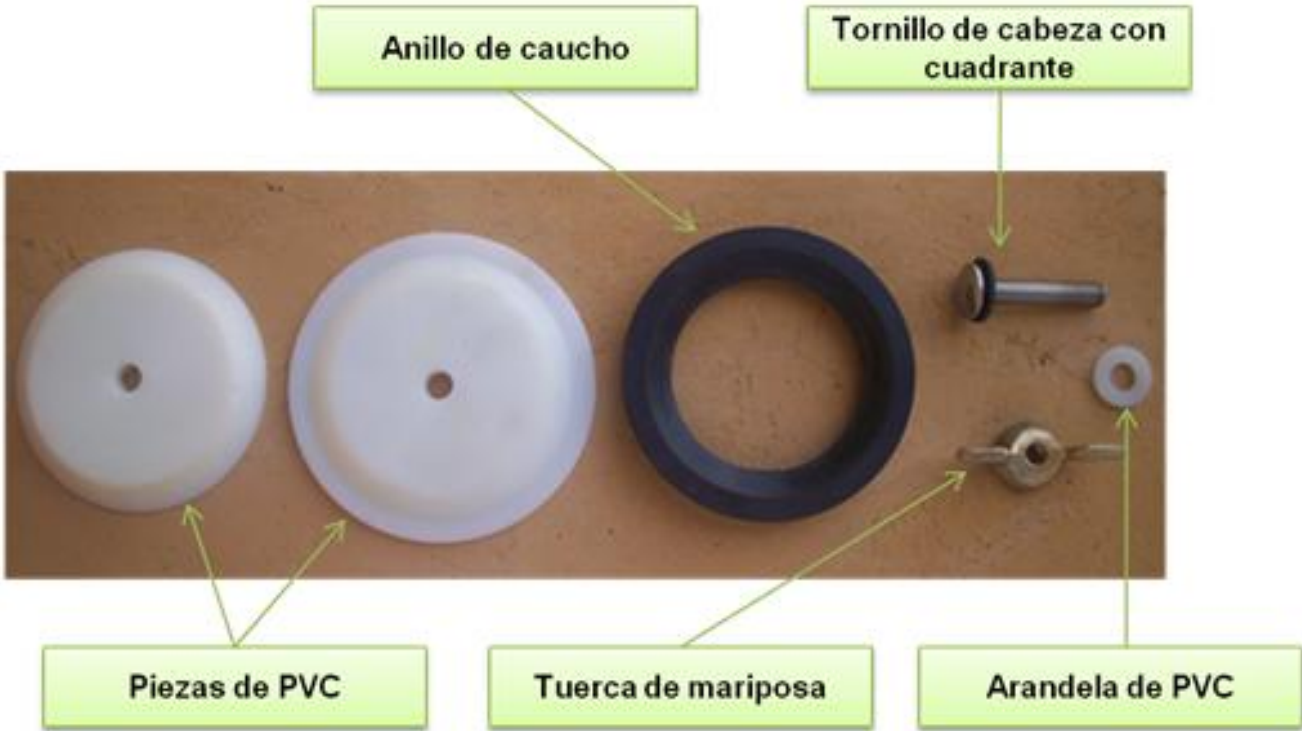
- [23]. Norma ASTM D-3174. Standard Test Method for Ash in the Analysis Sample of Coal and Coke from Coal.
- [24]. Norma ASTM D-3175. Standard Test Method for Volatile Matter in the Analysis Sample of Coal.
- [25]. Norma ASTM D-194. Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography.
- [26]. MARROQUÌN, I.D. AND HART, B.S. Seismic attribute-based characterization of coalbed methane reservoirs: an example from Fruitland Formation, San Juan Basin, New Mexico, AAPG Bull. (2004).
- [27]. RYAN, B; BICKFORD, G.C AND NIEMANN, M. Cumulative coal thickness and coalbed gas potential in the Comox coal basin. BC Ministry of Energy and Mines. Pp. 157-175. (2005).
- [28]. SANTOS, E.V. Geoquímica de gases: uma nova tecnologia em avaliação de sistemas petrolíferos, Petrobras, Vol. 12, (2004). Pp. 357-383.
- [29]. WHITICAR, M.J., FABER, E., AND SCHOELL, M. Biogenic methane formation in marine and freshwater environments: CO<sub>2</sub> reduction vs. Acetate fermentation, isotope evidence. *Geochimica et Cosmochimica*, Vol. 50, (1986), Pp. 693-709.
- [30]. SCHOELL, M. The hydrogen and carbon isotopic composition of the methane from natural gases of various origins. *Geochimica et Cosmochimica*, Vol. 44, (1980), Pp. 649-661.

# **ANEXOS**

## ANEXO 1. VISTA SUPERIOR DEL CANISTER DE DESORCION



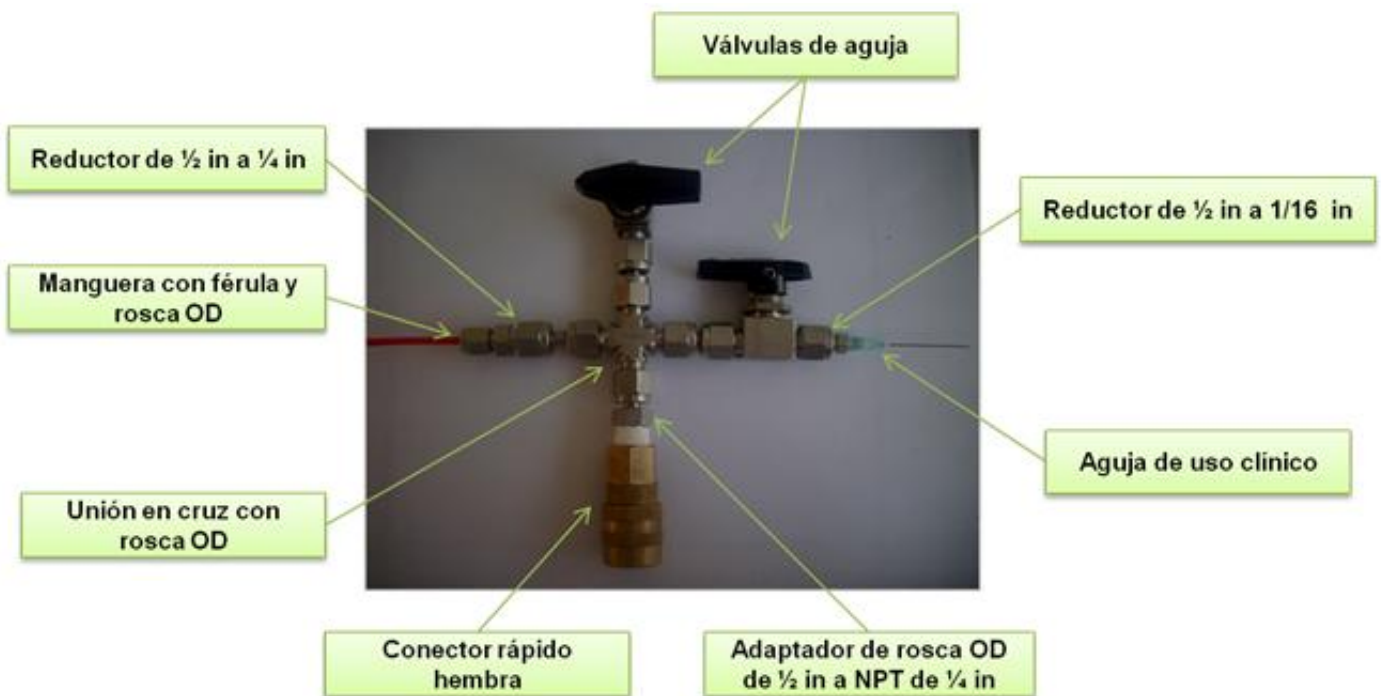
**ANEXO 2. COMPONENTES DEL TAPÓN DEL CANISTER**



**ANEXO 3. VISTA DE LA PARTE INFERIOR DEL CANISTER, MOSTRANDO EL TAPÓN Y LOS TORNILLOS QUE LO SOSTIENEN.**



## ANEXO 4. MECANISMO PARA LA TOMA DE MUESTRAS DE GAS



## ANEXO 5. VACUTAINERS EMPLEADOS EN LA TOMA DE MUESTRAS DE GAS



## ANEXO 6. DISEÑO DEL SISTEMA DE CALENTAMIENTO

### CALCULO DE LA POTENCIA DE LAS RESISTENCIAS

Para calcular la energía que se requiere para calentar el agua, se utilizó la siguiente ecuación:

$$Q = mC_p(T_2 - T_1) + m_{pvc}C_{p_{pvc}}(T_2 - T_1) + m_cC_{p_c}(T_2 - T_1) \quad Ec. 6$$

$$Q = (T_2 - T_1) [m_a C_{p_a} + m_{pvc} C_{p_{pvc}} + m_c C_{p_c}] \quad Ec. 7$$

Debido a que los canisters están contruidos en PVC, se usaron sus propiedades físicas para realizar los cálculos correspondientes. Debido a que los canisters, llenos con carbón, estaban en el tanque, y suponiendo un escenario pesimista, se tomó la misma temperatura inicial para el agua, los canisters y el carbón.

La capacidad del tanque es de 37 canisters, y la masa promedio de un canister es de 3.3 Kg, por lo que se tiene una masa de PVC de 122 Kg.

La masa promedio de carbón que se introduce a un canister es de 2.5 Kg; multiplicando este valor por el numero de canisters que se pueden introducir en el baño, se tiene una masa de carbón de 93 Kg.

Pensando en reducir el consumo energético del sistema y para disminuir la potencia que debe ser entregada por la planta eléctrica, se optó por introducir los canisters al tanque, aun estando vacios. De esta forma se disminuye el volumen de agua que debe ser calentado por el sistema.

El volumen aproximado de cada canister se calcula a continuación:

$$\varnothing = 11 \text{ cm}$$

$$L = 70 \text{ cm}$$

$$V = \frac{\pi \varnothing^2}{4} L V = 6652 \text{ cm}^3$$

Entonces se tiene que el volumen aproximado de un canister es de 6,65 litros.

Multiplicando este valor por el número de canisters que se pueden introducir al tanque, se obtiene un volumen aproximado de 246 litros. Como el tanque es llenado hasta que el nivel de agua se encuentre en el inicio de la curvatura del tapón de PVC de la parte superior del canister, quedan aproximadamente 10 cm de la altura total del tanque sin llenar con agua. Tomando el diámetro superior del tanque y el dato anterior se calculó el volumen del tanque que no será llenado con agua:

$$\varnothing = 130 \text{ cm}$$

$$L = 10 \text{ cm}$$

$$V = \frac{\pi \varnothing^2}{4} L$$

$$V = 1327320 \text{ cm}^3$$

Por lo que se tiene un volumen aproximado de 133 litros.

Sumando el volumen calculado anteriormente y el volumen ocupado por los 37 canisters, y restándolo de la capacidad total del tanque, se tiene que el volumen de agua a calentar es de 621 litros. Por consiguiente equivale a 621 Kg de agua. Teniendo en cuenta que la temperatura del reservorio se encuentra entre 30 y 35°C, y suponiendo que el sitio donde se instalara este sistema tiene una

temperatura de 20°C, se calculo la energía necesaria para calentar el agua, los canisters y el carbón desde una temperatura de 20 a 40°C.

Los calores específicos del agua, el PVC <sup>[20]</sup> y el carbón <sup>[21]</sup> se muestran a continuación:

$$C_{p_a} : 4.2 \text{ KJ/Kg K.}$$

$$C_{p_{pvc}} : 1.5 \text{ KJ/Kg K.}$$

$$C_{p_c} : 1.38 \text{ KJ/Kg K.}$$

Reemplazando estos valores en la ecuación 6:

$$Q = (313 - 293)[621 * 4.2 + 122 * 1.5 + 93 * 1.38]$$

$$Q = 58390.8 \text{ KJ}$$

El tiempo escogido para el cálculo de la potencia es de 2 horas. Este valor se ajusta a los tiempos requeridos en el pozo para preparar los elementos requeridos en la realización de la prueba, además, con este tiempo se obtiene un valor de potencia que puede ser suministrado por una planta de tamaño moderado.

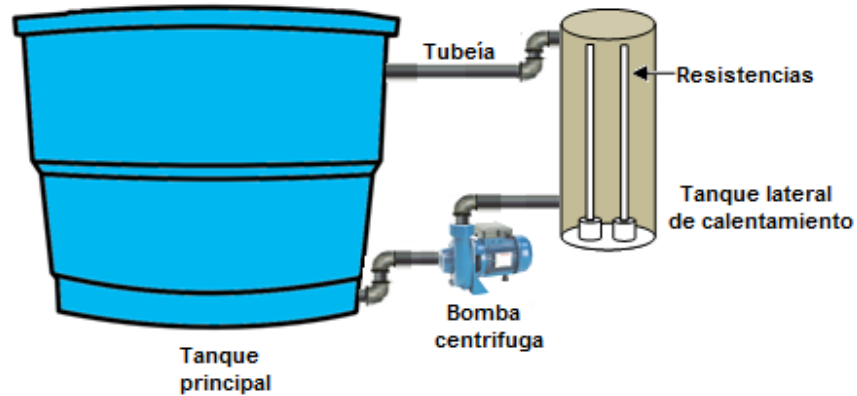
$$P = \frac{Q}{t}$$

$$P = \frac{58390.8 \text{ KJ}}{7200 \text{ s}}$$

$$P = 8.1 \text{ Kw}$$

Por lo tanto, si se utilizan 2 resistencias de 5000w cada una, se tendrán 10000w que serán suficientes para calentar todos los componentes del baño.

## CALCULO DE LA POTENCIA DE LA BOMBA.



Para el cálculo de la potencia que debe suministrar la bomba, se usó la ecuación del balance de energía de Bernoulli, mostrada a continuación:

$$\frac{1}{2}(v_2^2 - v_1^2) + g(z_2 - z_1) + \int_{P_1}^{P_2} \frac{1}{\rho} dp = \hat{W}_m - 2v^2 \frac{f}{D} \sum_i L_i - \sum_i \left( \frac{1}{2} v^2 e_v \right)_i \quad \text{Ec. 7}$$

El balance de energía se realizó tomando como punto 1 el nivel de agua en el tanque y como punto 2 la descarga en la parte superior del tanque principal.

Con base en reglas heurísticas, la velocidad de un fluido recomendado para una tubería es de 3 a 5 ft/s. Tomando esta regla, se realizaron los cálculos para una velocidad de 5 ft/s y un diámetro de tubería de 1 in.

$$V = 5 \frac{\text{ft}}{\text{s}} \left( \frac{0.3048 \text{ m}}{1 \text{ ft}} \right)$$

$$V = 1.524 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Calculando el número de Reynolds:

$$Re = \frac{DV\rho}{\mu} = \frac{0.0254 \text{ m} * 1.524 \frac{\text{m}}{\text{s}} * 1000 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}}{10^{-5} \text{ P}}$$

$$Re = 38709.6$$

Este valor de Reynolds indica que el flujo es turbulento.

Considerando que la tubería es rugosa, se usó la expresión de Nikuradse <sup>[22]</sup>, para calcular el factor de fricción  $f$ .

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left( \frac{\epsilon}{3.71 D} \right)$$

Para el hierro galvanizado, la rugosidad es de 0,24 <sup>[22]</sup>. Reemplazando este valor en la ecuación anterior:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left( \frac{0.24 \text{ mm}}{3.71 * 25.4 \text{ mm}} \right)$$

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 5.19$$

$$f = 0.037$$

La contribución por pérdidas en la tubería recta será:

$$2v^2 \frac{f}{D} \sum_1 L_i = \frac{2 * 1.21^2 * 0.037}{0.0254} (0.90) = 3.83 \frac{\text{m}^2}{\text{s}^2}$$

Los accesorios usados en la tubería y el correspondiente factor de pérdidas por fricción se muestran a continuación:

N° de accesorios	Accesorio	e <sub>v</sub>
5	Codo redondeado de 90°	0.8
2	Contracción brusca	0.45
2	Expansión brusca	1

La contribución por pérdidas en accesorios será:

$$\sum_i \left( \frac{1}{2} v^2 e_v \right) = \frac{1}{2} * 1.21^2 * (5 * 0.8 + 2 * 0.45 + 2 * 1) = 3.58 \frac{m^2}{s^2}$$

De la ecuación de Bernoulli, se obtiene que:

$$\frac{1}{2} (v_2^2 - v_1^2) = \frac{1}{2} (1.524^2) = 1.16 \frac{m^2}{s^2}$$

$$\int_{P_1}^{P_2} \frac{1}{\rho} dp = 0, \text{ debido a que } P_1 = P_2 = P_{\text{atmosférica}}.$$

Reemplazando los valores en la ecuación de Bernoulli:

$$1.16 + 9.8(0.96 - 0.86) + 0 = \hat{W}_m - 3.83 - 3.58$$

$$\hat{W}_m = 9.55 \frac{m^2}{s^2}$$

$$P = \hat{W}_m \rho Q$$

$$Q = VA = 1.524 \frac{m}{s} \left( \frac{\pi * 0.0254^2 m^2}{4} \right) = 7.72 * 10^{-4} \frac{m^3}{s}$$

$$P = 9.55 \frac{m^2}{s^2} * 1000 \frac{Kg}{m^3} * 7.72 * 10^{-4} \frac{m^3}{s}$$

$$P = 7.37 \text{ w} \left( \frac{1 \text{ hp}}{746 \text{ w}} \right)$$

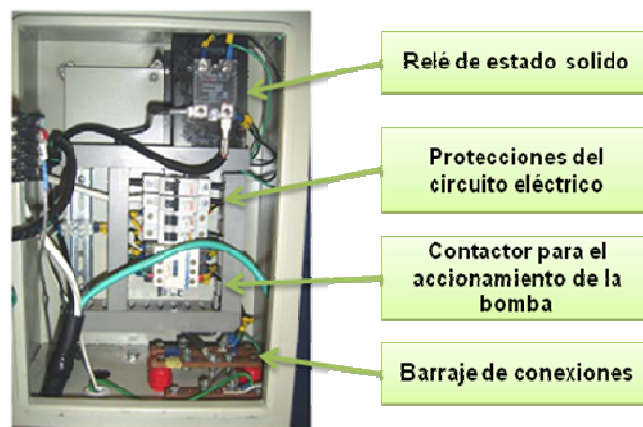
$$P = 0.01 \text{ hp}$$

Este cálculo demuestra que se necesita una potencia mínima para el bombeo del agua. Sin embargo, uno de los objetivos de la instalación de la bomba es la homogenización de la temperatura, por consiguiente se instaló una bomba de 0.5

hp, la cual no incrementa considerablemente el consumo energético del sistema y crea un movimiento que logra la homogenización deseada.

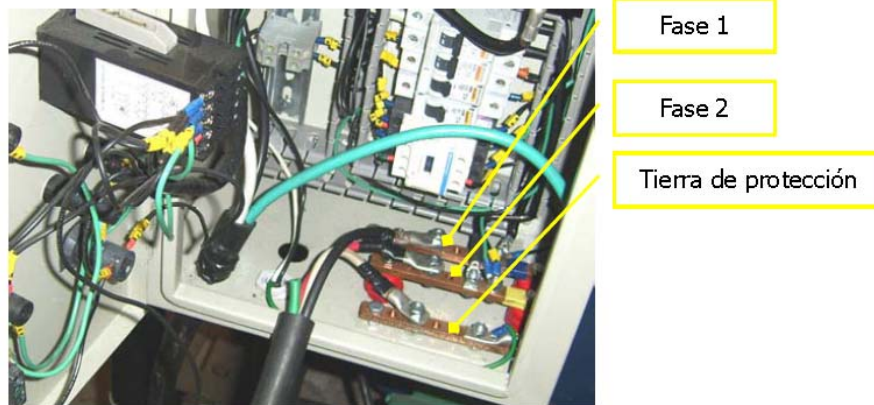
El sistema eléctrico y electrónico del baño está conformado por el sistema de potencia, el sistema de control electrónico y las protecciones para el accionamiento de la bomba y el energizado de las resistencias. El sistema de potencia la conforma el motor eléctrico de la bomba de 375 w, dos resistencias de 5000 w, los pulsadores y los pilotos de señalización.

Cada dispositivo posee un control independiente, conformado por un controlador de temperatura con señal de termocupla tipo J y salida para relé de estado sólido, tal como se muestra a continuación:



En la figura, se observa la disposición de los diferentes componentes eléctricos de control, en la parte superior se aprecia el relé de estado sólido, en la parte inferior, el barraje de conexiones, protegido mediante una guarda en acrílico; al medio se observan el contactor para el accionamiento de la motobomba, seguido por las protecciones, disyuntores termomagnéticos de 6A para proteger el circuito de control, la motobomba de 16 A y las resistencias de calentamiento de 63 A.

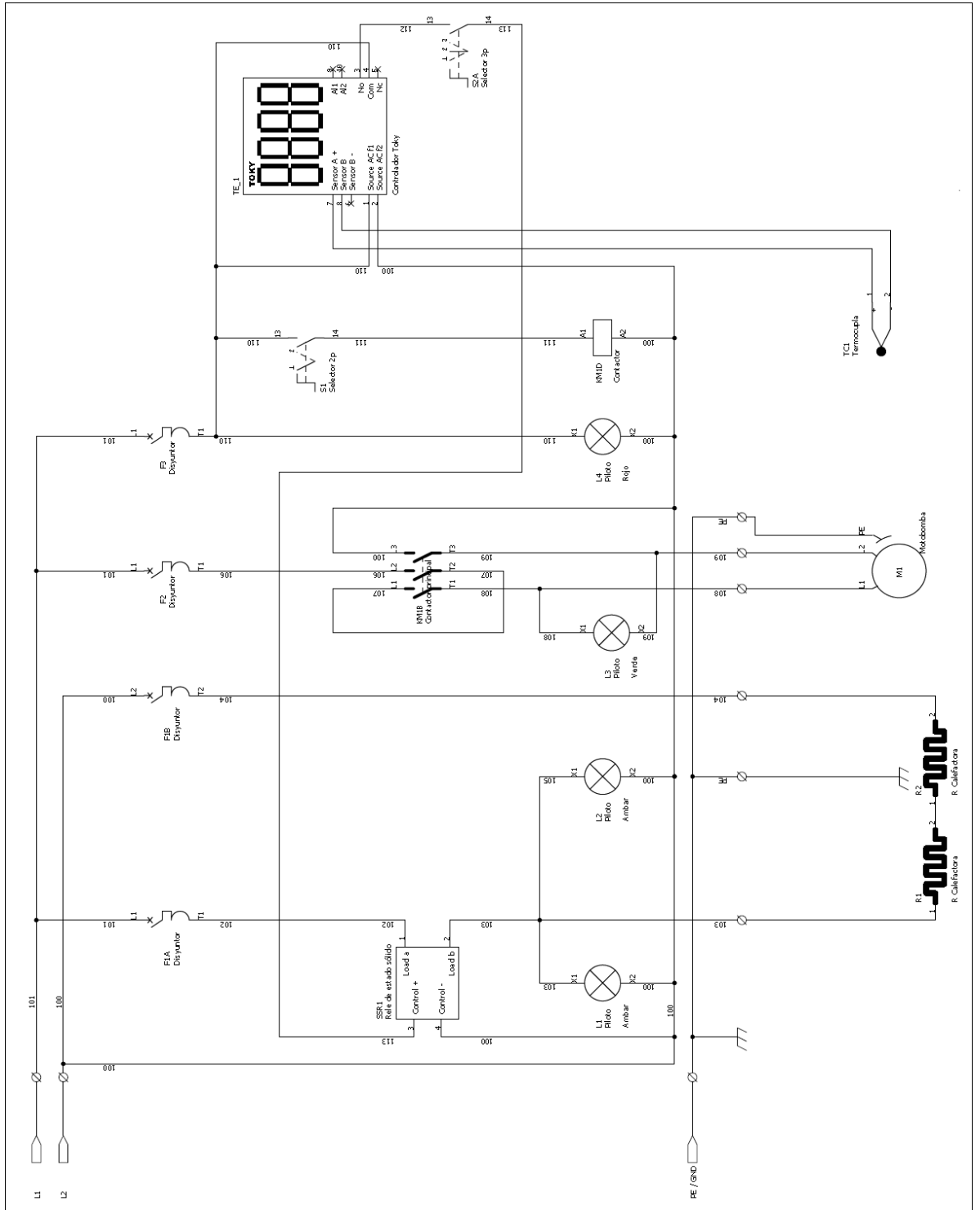
El equipo se debe conectar a una red eléctrica monofásica de 220V, 60Hz, con capacidad de 12 KVA empleando un conductor eléctrico flexible tipo portátil ST-C 3X#6AWG aislado con material termoplástico y chaqueta común elastomérica retardante a la llama, con capacidad mínima de 65A. La conexión se realiza en el barraje de acometida del equipo, empleando terminal tipo ojo y asegurándolo a éste mediante tornillos con tuerca, arandela y wasa, tal como se muestra a continuación:



## ESPECIFICACIONES TECNICAS DEL SISTEMA ELECTRICO

<b>MOTOR</b>	
Marca	Siemens
Modelo	1RF3 093-2YB99
Voltaje	110 / 220 V
Potencia	0.5 HP
<b>RESISTENCIAS CALEFACTORES</b>	
Marca	Resistencias Santander
Voltaje	110 V
Potencia	5 Kw
<b>PROTECCIONES (DISYUNTOR TERMOMAGNÉTICO)</b>	
Marca	Merlín Gerin
Modelo	K60-11371, K60- 11360, K60- 11358)
Corriente	63 A, 16 A y 6A
<b>CONTACTOR</b>	
Marca	Telemecanique
Modelo	LC1D09M7
Corriente	9 A
Bobina	220 V

El montaje del sistema eléctrico y electrónico del baño estuvo a cargo de un ingeniero electrónico del ICP, el plano se muestra a continuación:



El sistema de calentamiento ensamblado se muestra a continuación:





## ANEXO 8. JAR MILL

El Jar Mill es un tipo de molino de bolas en acero inoxidable con una válvula, un sistema de conexión rápida, similar a la del canister, y un O-ring de caucho adaptado en la tapa con el fin de obtener hermeticidad y posibilitar la medición del volumen de gas desorbido. El Jar Mill se muestra a continuación:



Los rodillos en los cuales se hace girar el Jar Mill se muestra a continuación:



## ANEXO 9. JERINGA PARA GASES AGILENT GT DE 50 ML

La jeringa para gases Agilent GT posee un sistema de salida con válvula llamada Luer Lock, que permite con solo oprimir un botón sellar la entrada o salida del gas en la jeringa. Con esta variante, esta jeringa es ideal para realizar el vacío necesario al sistema de toma de muestras de gas, ya que en el sitio donde se perforo el pozo es complicada el uso de una bomba de vacío. El vacío logrado con la jeringa es cercano a 25 inHg, el cual es similar al proporcionado por una bomba de vacío. La jeringa se muestra a continuación:



El sistema de válvula Luer Lock se puede detallar en la siguiente figura:



**ANEXO 10. RESULTADO DE LOS ANALISIS PROXIMOS REALIZADOS A  
LAS MUESTRAS DE CARBÓN**

Los resultados de los análisis próximos están reportados como % en peso. Estos se muestran a continuación:

<b>MANTO</b>	<b>HUMEDAD</b>	<b>CENIZAS</b>	<b>MATERIAL VOLATIL</b>	<b>CARBÓN FIJO</b>
1	12,5	23	15	49,50
2	15,8	17,6	17,32	49,28
3	16,9	12,9	20,14	50,06
4	15,9	7,2	26,06	50,84
5	15,5	5,1	26,05	53,35
6	12,8	4,9	28,84	53,46

## NOMENCLATURA

$\Delta G_{cm}$ : Medida del contenido del gas desorbido, scf/ton.

$G_{ci}$ : Contenido inicial o total de gas (excluyendo el gas residual), scf/ton.

$G_{cL}$ : Contenido de gas perdido, scf/ton.

$D$ : Coeficiente de difusión,  $\text{cm}^2/\text{s}$ .

$r$ : Radio de la muestra, cm.

$t$ : Tiempo, segundos.

$\Delta G_c$ : contenido de gas desorbido, scf/ton.

$Q$ : Energía calorífica necesaria para calentar el agua, J.

$m_a$ : Masa del agua, Kg.

$m_{pvc}$ : Masa del canister de PVC, Kg.

$m_c$ : Masa del carbón en el canister, Kg.

$C_{pa}$ : Calor específico del agua, KJ/Kg K.

$C_{p_{pvc}}$ : Calor específico del PVC, KJ/Kg K.

$C_{pc}$ : Calor específico del carbón, KJ/Kg K.

$T_2$ : Temperatura a la que se desea calentar el agua, K.

$T_1$ : Temperatura actual del agua, K.

$f$  = factor de fricción.

$\epsilon$  = rugosidad absoluta, mm.

$D$  = diámetro de la tubería, mm.