

**PROPUESTA TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA SELECCIÓN DE
MEDIDORES DE GAS A TEAS DE LA SUPERINTENDENCIA DE
OPERACIONES HUILA TOLIMA (SOH)**

ANGELA JULIETH SERRANO IÑIGUEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2013

**PROPUESTA TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA SELECCIÓN DE
MEDIDORES DE GAS A TEAS DE LA SUPERINTENDENCIA DE
OPERACIONES HUILA TOLIMA (SOH)**

ANGELA JULIETH SERRANO IÑIGUEZ

**Monografía para Optar el Título de Especialista Gerencia de
Hidrocarburos**

DIRECTOR

ING. NESTOR MAURICIO TRIVIÑO ALVAREZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2013**

A Dios, mi guía.

A mi familia, quienes me ayudaron y apoyaron para alcanzar un logro más en mi
carrera profesional y vida personal.

A mis Jefes y Compañeros de trabajo, por su comprensión y apoyo incondicional en
aquellos días de ausencia laboral.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	13
1.OBJETIVOS	14
1.1OBJETIVO GENERAL	14
1.2OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	14
2.GENERALIDADES DEL GAS NATURAL.....	15
3.METODOS USADOS PARA LA MEDICIÓN DE GAS NATURAL	15
3.1MEDIDOR DE PRESIÓN DIFERENCIAL	16
3.2TURBINA.....	18
3.3ULTRASÓNICO	20
3.4CORIOLIS	22
3.5MÁSICO POR DISPERSIÓN TÉRMICA	24
4.SELECCIÓN DE MEDIDORES	26
4.1CALIDAD DEL GAS	26
4.2REQUISITOS INSTALACIÓN.....	29
4.3DESEMPEÑO Y LIMITACIONES DE LOS MEDIDORES.....	31
5.COMPOSICIÓN DEL GAS E INFRAESTRUCTURA DE LAS TEAS EN LAS FACILIDADES DE LA SOH.....	32

5.1 CALIDAD Y CANTIDAD DE GAS DE QUEMA EN LA SOH.....	32
5.2 ESTADO DE LAS INSTALACIONES EN LA SOH	34
6. PROPUESTA DE SELECCIÓN DEL MEDIDOR.....	35
7. CONCLUSIONES.....	38
8. RECOMENDACIONES	39
BIBLIOGRAFÍA	40

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1. Placa de orificio, concéntrica, excéntrica y segmentada	17
Fuente: http://proton.ucting.udg.mx/dpto/maestros/mateos/clase/Modulo_05/detectores/orificio/index.html	17
Figura 2. Componentes sistema de medición Tipo Orificio	18
Fuente: Norma API. Manual of Petroleum Measurement Standard	18
Figura 3. Medidor de turbina	19
Figura 4. Representación esquemática del medidor de turbina axial para gas	19
Fuente: Capítulo 14 del Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles de ECOPETROL	19
Figura 5. Medidor Ultrasónico	21
Fuente: Norma API. Manual of Petroleum Measurement Standard	21
Figura 6. Medidor Ultrasónico	22
Figura 7. Movimiento de Rotación del Medidor Coriolis	22
Fuente: Manual of Petroleum Measurement Standard	22
Figura 8. Medidor Tipo Coriolis	23
Fuente: Capítulo 14 del Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles de ECOPETROL	23
Figura 9. Medidor Dispersión Térmica.....	25
Fuente: http://medirvariables.blogspot.com/2009/11/tecnologias-de-medicion-de-flujo.html	25
Figura 10. Composición típica gas natural	27
Figura 11. Diagrama presión absoluta, relativa y atmosférica	27
Tabla 1. Requisitos de Instalación de los Medidores	30
Tabla 2. Desempeño y Limitación de los Medidores.....	31
Tabla 3. Calidad de gas a Tea	32
Figura 12. Errores Asociados con Composiciones Fijas (API 14.10.4.3)	33
Tabla 4. Cantidad de gas a Tea en la SOH.....	34
Tabla 5. Instalaciones existentes en la SOH.....	35

Tabla 6. Comparativo de tecnologías de medición de gas 36
Tabla 7. Matriz selección medidor Ultrasónico y Dispersión Térmica 37
Figura 13. Cálculo costo anual del gas por diferencia en el poder calorífico... 39

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Requisitos de Instalación de los Medidores	30
Tabla 2. Desempeño y Limitación de los Medidores.....	31
Tabla 3. Calidad de gas a Tea	32
Tabla 4. Cantidad de gas a Tea en la SOH	34
Tabla 5. Instalaciones existentes en la SOH.....	35

RESUMEN

TITULO: PROPUESTA TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA SELECCIÓN DE MEDIDORES DE GAS A TEAS DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA TOLIMA (SOH)*

AUTOR: ANGELA JULIETH SERRANO IÑIGUEZ**

PALABRA CLAVE: Medición, Gas, Tea.

La medición de gas a Teas, además de ser un requisito exigido por el Ministerio de Minas y Energía (MM&E), es importante en la operación de los Campos Petroleros, teniendo en cuenta que su medición es necesaria e importante para la cuantificación y definición de proyectos que conlleven al uso y aprovechamiento de este recurso, encaminados a la eliminación de quema innecesaria. Así mismo, se convierte en un sistema de ayuda de emergencia de la planta, al permitir rastrear pérdidas por fugas en el proceso que pueden llegar a generar un riesgo de incendio.

Este documento recopila información de las tecnologías más usadas para la medición de gas natural, exponiendo su principio de operación, principales ventajas, desventajas, usos, desempeños y limitaciones, así como sus requisitos de instalación.

La selección del medidor deberá ser una actividad que se evalúe no solamente desde el punto de vista económico sino que también debe incluir el estudio de las condiciones existentes en la facilidad en donde se va instalar y el conocimiento de la composición del gas de quema y su variabilidad en el tiempo.

Finalmente, y de acuerdo a las tecnologías existentes, las necesidades operativas y las propiedades del gas de quema en las facilidades de la Superintendencia de Operaciones Huila – Tolima, se presenta una propuesta de selección del medidor aplicable, teniendo en cuenta los aspectos técnicos y económicos.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela De Ingeniería De Petróleos. Especialización En Gerencia De Hidrocarburos. Director: Néstor Mauricio Triviño Álvarez.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL-ECONOMIC PROPOSAL FOR SELECTION OF GAS METERS TEAS OF THE SUPERINTENDENT OF OPERATIONS HUILA TOLIMA (SOH)*

AUTHOR: ANGELA JULIETH SERRANO IÑIGUEZ**

KEY WORDS: Measurement, Gas, Tea.

Measuring gas Teas, as well as being a requirement by the Ministry of Mines and Energy (MM & E), It is important in the operation of Oilfield, considering that its measurement is necessary and important for the quantification and definition of projects involving the use and exploitation of this resource, aimed to eliminating unnecessary burning. Likewise, it turns into a system of emergency help; allowing to trace losses for escapes in the process that can generate a risk of fire o warning condition.

This document compiles information technologies used for measuring natural gas, exposing its operating principle, main advantages, disadvantages, uses, performance and limitations as well as the installation requirements in the camp.

The selection of the meter should be an activity that evaluates not only from the economic point of view but should also include the study of conditions at the facility where it will be installed and the knowledge of the composition of gas flaring and variability over time.

Finally, according to existing technologies, operational needs and the properties of gas flaring in the facilities of the Superintendent of Operations Huila - Tolima, a proposal for the applicable meter selection is presented, taking into account technical and economic aspects .

* Degree Work

** School of Petroleum Engineering. Specialization in Oil Management. Director: Néstor Mauricio Triviño Álvarez.

INTRODUCCIÓN

Desde hace unos años las leyes que reglamentan la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, han fortalecido su regulación y control con el fin de maximizar su recuperación final y evitar su desperdicio, tal como lo indica la RESOLUCION 181495 de 2009 en su Artículo 52; donde se prohíbe la quema, el desperdicio o emisión de gas a la atmósfera, exceptuando volúmenes de gas que por razones de seguridad deba quemarse o el gas operacional que sea inviable o antieconómico recuperarlo, en cuyo caso deberá justificarse técnicamente y aprobarse previamente por el Ministerio de Minas y Energía, para lo cual se debe contar con equipos de medición calibrados, certificados y reglamentados por el MM&E.

Actualmente, en la Superintendencia de Operaciones Huila – Tolima (SOH), la determinación del volumen de gas quemado se obtiene a través de balances de planta, debido a la falta de medidores de gas en líneas a tea, incurriendo en reportes de volúmenes con alta incertidumbre.

Este documento, presenta a la SOH una propuesta técnico-económica para la selección de la mejor tecnología aplicable a la medición de gas en sus teas, con el fin de cumplir el requerimiento del MM&E, así como minimizar la incertidumbre de la medición y por ende en el pago de regalías, pues todo gas que se queme independientemente de las condiciones o excepciones es objeto de pago de regalías.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Elaborar una propuesta técnico-económica para la selección de medidores de gas a teas para la Superintendencia de Operaciones Huila – Tolima (SOH), que brinde información veraz de los volúmenes de gas quemado y que cumpla con los requerimientos legales.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Realizar una revisión bibliográfica de las tecnologías existentes para la medición de gas, identificando los parámetros que se deben tener en cuenta para su selección, las condiciones requeridas para su instalación y sus costos.

- ✓ Conocer el volumen y las propiedades del gas quemado en la SOH, así como las condiciones actuales de las teas y el grado de exactitud requerido en la medición, con el fin de facilitar la selección del medidor.

- ✓ Elaborar una propuesta que permita la selección de los medidores en la SOH, según las tecnologías disponibles y las condiciones existentes, teniendo en cuenta los aspectos técnicos y económicos.

2. GENERALIDADES DEL GAS NATURAL

El hidrógeno y el carbono son los principales constituyentes de todos los combustibles fósiles y petroquímicos. Por esta razón, el petróleo y el gas natural se llaman comúnmente hidrocarburos. El petróleo y los condensados son considerados el estado líquido de los hidrocarburos y el estado gaseoso de los mismos es el gas natural.

El gas natural se define como un gas que se obtiene del subsuelo en forma natural. Casi siempre contiene una gran cantidad de metano acompañado de hidrocarburos más pesados como el etano, propano, isobutano, butano normal, etc. En su estado natural a menudo contiene una cantidad significativa de sustancias que no son hidrocarburos como el nitrógeno, bióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno, y siempre está saturado con agua.

La medición de gas natural es una operación importante en un proceso industrial, así como para las ventas y el control estadístico de la producción.

3. METODOS USADOS PARA LA MEDICIÓN DE GAS NATURAL

Los principales tipo de medidores usados para la medición de gas natural, son:

3.1 MEDIDOR DE PRESIÓN DIFERENCIAL

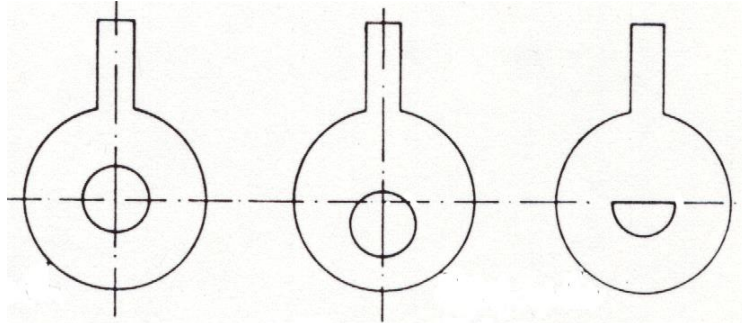
El principio básico de estos medidores es que cuando una corriente de fluido se restringe, su presión disminuye por una cantidad que depende de la velocidad de flujo a través de la restricción, por lo tanto la diferencia de presión entre los puntos antes y después de la restricción puede utilizarse para indicar la velocidad del flujo. Los medidores de presión diferencial más comunes son:

- Platina de Orificio
- Venturi
- Tobera
- Tubo Pitot

La placa de orificio es el elemento primario para la medición de flujo más sencillo, es una lámina plana circular con un orificio concéntrico, excéntrico o segmentado y se fabrica generalmente de acero inoxidable, la placa de orificio tiene una dimensión exterior igual al espacio interno que existe entre los tornillos de las bridas del montaje, el espesor del disco depende del tamaño de la tubería y la temperatura de operación.

Cuando una placa se coloca en forma concéntrica dentro de una tubería, esta provoca que el flujo se contraiga de repente conforme se aproxima al orificio y después se expande de repente al diámetro total de la tubería. La corriente que fluye a través del orificio forma una vena contracta y la rápida velocidad del flujo resulta en una disminución de presión hacia abajo desde el orificio.

Figura 1. Placa de orificio, concéntrica, excéntrica y segmentada



Fuente: http://proton.ucting.udg.mx/dpto/maestros/mateos/clase/Modulo_05/detectores/orificio/index.html

La placa Concéntrica sirve para líquidos, Excéntrica para gases y Segmentada para fluidos que contienen un alto porcentaje de gases disueltos.

La placa de orificio se usa comúnmente en líquidos limpios, gases y vapor, y es especialmente adecuada cuando no se tienen grandes limitaciones de caída de presión, especialmente en tamaños de tubería grandes (6" o mayor).

Ventajas en el uso de la placa de orificio

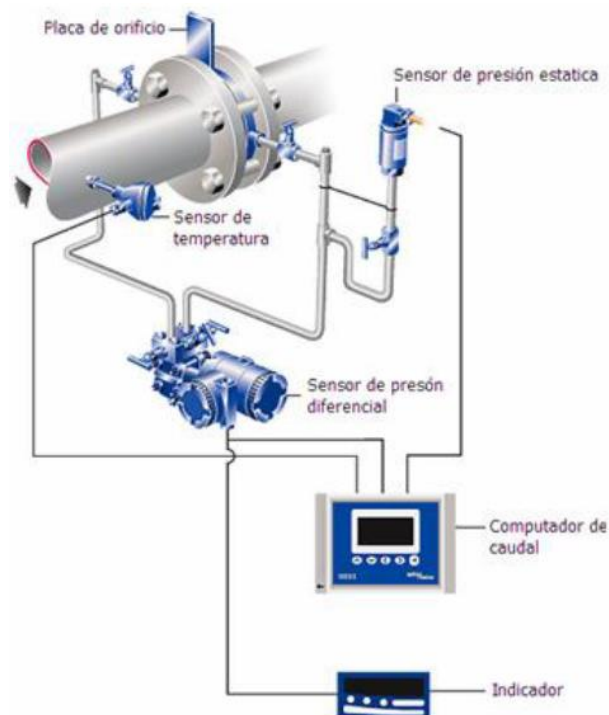
- Su sencillez de construcción, no incluyendo partes móviles
- Su funcionamiento se comprende con facilidad
- No son caros, particularmente si se instalan en grandes tuberías y se comparan con otros medidores
- Pueden utilizarse para la mayoría de los fluidos

Desventajas en el uso de la placa de orificio

- Es inadecuada en la medición de fluidos con sólidos en suspensión
- No conviene su uso en medición de vapores, se necesita perforar la parte inferior
- Produce las mayores pérdidas de presión en comparación con otros elementos primarios de medición de flujos
- La precisión suele ser menor que la de medidores más modernos

- No mide en baja presión / bajo flujo
- Incertidumbre muy alta en bajas velocidades

Figura 2. Componentes sistema de medición Tipo Orificio



Fuente: Norma API. Manual of Petroleum Measurement Standard

3.2 TURBINA

Es un aparato que mide velocidad, en el cual el flujo de gas es paralelo al eje del rotor y la velocidad de rotación del rotor es proporcional a la velocidad de flujo. El volumen de gas se determina contando las revoluciones del rotor. La turbina debe operar con perfil de velocidad uniforme para lo cual se debe acondicionar el sistema para eliminar remolinos y pulsaciones por presencia de filtros, codos, válvulas y otros accesorios.

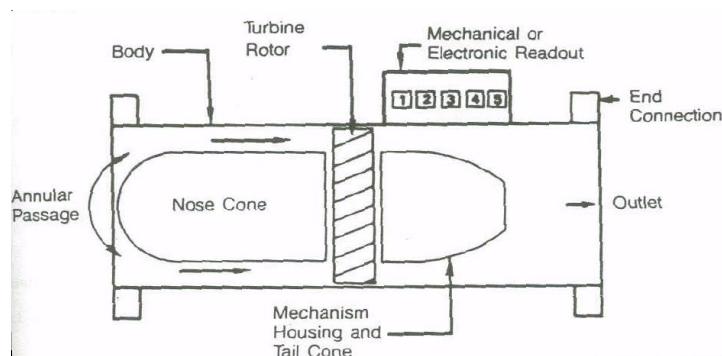
Figura 3. Medidor de turbina



Fuente: Norma NTC-ISO 10012

El gas que entra al medidor aumenta su velocidad al pasar a través del espacio anular formado por el cono de nariz y la pared interior del cuerpo del medidor. El movimiento del gas sobre las aspas del rotor, ubicadas angularmente, imparte una fuerza al rotor, ocasionando que éste gire. La velocidad rotacional ideal es directamente proporcional a la tasa de flujo. La velocidad rotacional real es función del tamaño y forma del pasaje anular y del diseño del rotor. Además, depende de la carga a la cual se somete el rotor, debido a la fricción mecánica interna, el arrastre de fluido y la densidad del gas.

Figura 4. Representación esquemática del medidor de turbina axial para gas



Fuente: Capítulo 14 del Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles de ECOPETROL

El medidor de flujo de turbina deriva su nombre de su principio de operación. Una rueda de turbina (o rotor) está fija en la ruta de flujo del fluido. Mientras el

fluido entra en el volumen libre entre las hojas del rotor, se desvía por el ángulo de las paletas e imparte una fuerza que causa que el rotor gire. La velocidad a la cual el rotor gira está relacionada, en un rango especificado, linealmente con la velocidad de flujo.

Ventajas del medidor tipo Turbina.

- Buena exactitud dentro del rango de operación del medidor
- Equipos electrónicos disponibles para lectores de flujo en corto tiempo y alta resolución
- Costos medios de inversión comparados con otros tipos de medidores
- Excelente rango de operación a altas presiones

Desventajas del medidor tipo Turbina.

- Revisión periódica de todos sus componentes para garantizar una buena exactitud
- Rango de operación a bajas presiones
- Requiere perfil de velocidad uniforme

3.3 ULTRASÓNICO

El medidor ultrasónico es un aparato que mide la velocidad del fluido por lo que su máximo desempeño se alcanza cuando la configuración de la tubería aguas arriba del medidor proporciona un perfil de flujo bien desarrollado a la entrada del medidor. Los transductores de ultrasonidos miden el flujo por diferencia de velocidades del sonido al propagarse éste en el sentido del flujo del fluido y en el sentido contrario. Los sensores están situados en una tubería de la que se conocen el área y el perfil de velocidades.

Figura 5. Medidor Ultrasónico



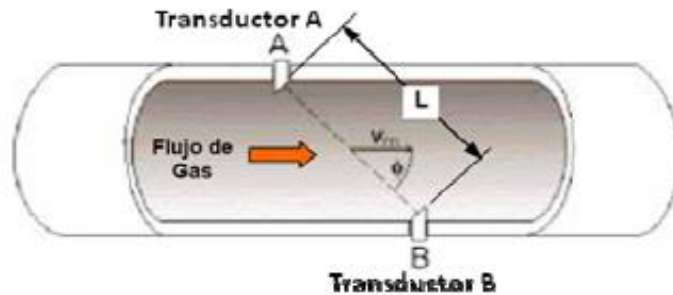
Fuente: Norma API. Manual of Petroleum Measurement Standard

Para minimizar los efectos de distorsión de flujo los fabricantes recomiendan la instalación de enderezadores de flujo en la tubería aguas arriba del medidor. Condiciones de chorro y remolino pueden ser causados por accesorios, válvulas parcialmente abiertas, reguladores de presión, equipos de compresión, etc. La longitud de tubería aguas arriba y aguas abajo del medidor varía de acuerdo a los criterios del fabricante pero generalmente se fijan de 5 a 10 diámetros nominales aguas arriba y 3 DN aguas abajo. Estos datos son considerados como mínimos y no son válidos cuando alta perturbación de flujo se presenta. El diámetro interno de la tubería de entrada y salida debe ser el mismo del spool de medición.

Los medidores ultrasónicos se diseñan para operar en sentido bidireccional, en estos casos el arreglo de tubería debe cumplir las especificaciones de instalación. El medidor permite el contenido de sólidos y/o líquidos en el gas en pequeñas cantidad sin daño en el equipo. La precisión de la medición se puede afectar ligeramente, dependiendo del tipo y tamaño de las partículas sólidas contenidas en el gas.

Los medidores ultrasónicos permiten velocidades extremas de gas como en casos de presurización o purga. Para evitar daños en los transductores las operaciones aguas abajo se deben hacer lentamente.

Figura 6. Medidor Ultrasónico

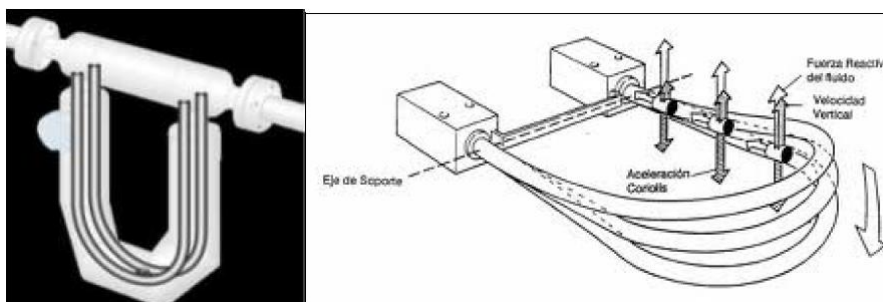


Fuente: Norma API. Manual of Petroleum Measurement Standard

3.4 CORIOLIS

Los medidores de Coriolis operan bajo el principio que si una partícula dentro de un cuerpo en rotación se mueve en una dirección hacia o fuera del centro de rotación, la partícula genera fuerzas inerciales que actúan sobre el cuerpo. El medidor mide el flujo másico censando la fuerza de Coriolis sobre un tubo o tubos que vibran en una frecuencia determinada. Los puntos de medición localizados a la entrada y salida del tubo oscilan en proporción a la vibración sinusoidal del tubo. Durante el flujo el conjunto tubo y masa de gas se afectan por la fuerza de Coriolis causando un cambio que son detectados por los sensores de entrada y salida, el cual es transmitido al medidor en señal que es directamente proporcional a la rata de flujo másico.

Figura 7. Movimiento de Rotación del Medidor Coriolis



Fuente: Manual of Petroleum Measurement Standard

Ventajas del medidor tipo Coriolis

- Por no poseer partes móviles son de fácil mantenimiento y su exactitud no es afectada por la erosión, corrosión o recubrimiento del sensor
- Son fáciles de instalar y de purgar
- Poseen una alta exactitud en la medición
- Proporcionan medición directa en línea para caudal másico y densidad, y también miden caudal volumétrico y temperatura.

Desventajas del medidor tipo Coriolis

- Su utilización en la medición de flujo de gases es limitada
- Su utilización es limitada en aplicaciones de medición de flujo en tuberías de diámetros superiores a 6 pulg. debido al tamaño de los sensores
- Son costosos, por lo que no se recomienda para aplicaciones sencillas en las cuales no se requiera de exactitud y en las que se pueda utilizar satisfactoriamente otro medidor
- Las constantes vibraciones pueden originar fallas en la soldadura del lazo

Figura 8. Medidor Tipo Coriolis



Fuente: Capítulo 14 del Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles de ECOPETROL

3.5 MÁSIKO POR DISPERSIÓN TÉRMICA

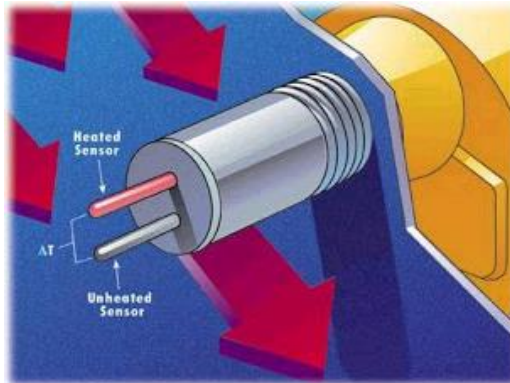
El flujo es medido por efecto del cambio de temperatura en un sensor calentado, cuando es expuesto a un medio que fluye. Un cilindro metálico, llamado termopozo, es calentado por medio de un heater interno que contiene un sistema preciso de regulación de potencia, para mantener una temperatura o potencia constante. Este cilindro está térmicamente aislado del sensor de temperatura de proceso. Dos RTDs se usan para medir las temperaturas del cilindro y del proceso.

El flujo que pasa entre los sensores, produce una variación en la diferencia de temperatura, de tal manera que esta diferencia es inversamente proporcional a la tasa de flujo existente. Es decir, al aumentar el flujo, la diferencia de temperatura se hace menor.

Se tienen entonces dos alternativas: 1) Mantener la diferencia de temperatura constante: En este caso, el flujo se computa partiendo del cambio de potencia en el heater, requerida para mantener la diferencia de temperatura entre los sensores. 2) Mantener la potencia del heater constante: Se tiene que la diferencia de temperatura misma será la base para el cálculo del flujo.

La idea básica de esta técnica es la medición de las propiedades de absorción de calor del fluido. Es usado exclusivamente para medir flujo de gas. El criterio para la absorción de calor es el calor específico C_p del gas, el cual en rangos normalmente encontrados en la industria es independiente de la presión y la temperatura. La cual es proporcional a la densidad y por lo tanto a la masa.

Figura 9. Medidor Dispersión Térmica



Fuente: <http://medirvariables.blogspot.com/2009/11/tecnologias-de-medicion-de-flujo.html>

Ventajas del medidor

- Medición/indicación directas del caudal másico de gases, incluso a caudales y presiones de gas muy bajos
- Rápida respuesta frente a cambios de flujo
- Rangeabilidad elevada 1000:1
- Excelente sensibilidad en el extremo inferior de la escala
- Sin piezas móviles
- Pérdidas de carga despreciables
- Costos de mantenimiento bajos

Desventajas del medidor

- Presentan una mantención regular frente a fluidos contaminados: humedad o sólidos en suspensión
- Algunos modelos son sensibles con respecto a la composición del gas (mezclas)
- Pueden alterar la medición frente a cambios bruscos de temperatura por efecto de transferencia térmica en los sensores
- Pueden leer flujo inverso, pero no señalar si es directo o no

4. SELECCIÓN DE MEDIDORES

La selección de un medidor de flujo para una aplicación dada depende de la importancia asociada con el problema de medición. Las condiciones básicas a analizar en el momento de entrar a seleccionar un medidor de gas natural para medición a teas, son:

- Calidad del gas natural a medir
- Condiciones operacionales: presión y temperatura, rango de flujo
- Facilidades locativas para su instalación: área disponible, seguridad, etc.
- Condiciones de desempeño requeridas por contrato, por mínima incertidumbre, por conveniencia técnica
- Consideraciones económicas: precio del equipo, costo de mantenimiento, costo de instalación, vida útil

4.1 CALIDAD DEL GAS

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos livianos en estado gaseoso, que en su mayor parte está constituida por metano y etano y en menor proporción por propano, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados. Generalmente, esta mezcla contiene impurezas tales como vapor de agua, gas carbónico y nitrógeno. Otras veces puede contener impurezas como sulfuro de hidrógeno, mercaptanos y helio.

PROPIEDADES

Composición Volumétrica: aunque su composición varía en función del yacimiento del que se saca, está compuesto principalmente por metano en cantidades que comúnmente pueden superar el 90 ó 95% y suele contener otros gases como nitrógeno, H₂S, helio y mercaptanos.

La composición típica del gas natural es:

Figura 10. Composición típica gas natural

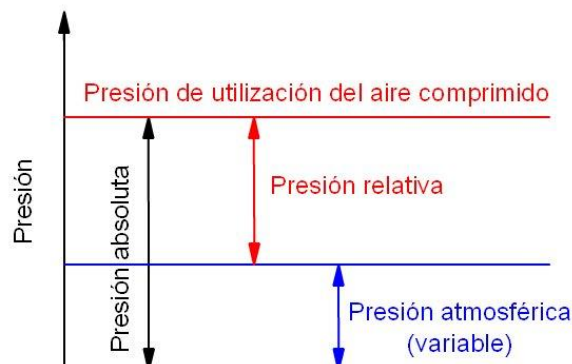
Hidrocarburo	Composición Química	Rango(en %)
Metano	CH ₄	91-95
Etano	C ₂ H ₆	2-6
Dióxido de Carbono	CO ₂	0-2
Propano	C ₃ H ₈	0-2
Nitrógeno	N	0-1

Fuente: <http://www.innergy.cl/quees.htm>

Presión: es una variable muy importante para la medición de gas natural, considerando que es un fluido muy compresible. El gas puede alcanzar diferentes valores de presión, bien sea por presión natural, presión propia de los pozos o de la formación productora de petróleo o por presión suministrada por los equipos de compresión de gas natural.

La presión es una propiedad intensiva que representa la fuerza normal por unidad de área. En la siguiente figura se observan las relaciones entre las diferentes presiones existentes

Figura 11. Diagrama presión absoluta, relativa y atmosférica



Fuente: http://www.portaleso.com/usuarios/Toni/web_neumatica/neumatica_indice.html

Temperatura: la temperatura del gas natural es una propiedad que generalmente varía con la del medio ambiente. Se manifiesta significativamente cuando el gas es comprimido para elevar su presión, por efecto de la compresión o contracción aumenta la energía cinética interna del mismo provocando un incremento de la temperatura del gas.

La temperatura es una magnitud escalar relacionada con la energía interna de un sistema termodinámico, definida por el principio cero de la termodinámica. Más específicamente, está relacionada directamente con la parte de la energía interna conocida como «energía cinética», que es la energía asociada a los movimientos de las partículas del sistema, sea en un sentido traslacional, rotacional, o en forma de vibraciones. A medida de que sea mayor la energía cinética de un sistema, se observa que éste se encuentra más «caliente»; es decir, que su temperatura es mayor.

La temperatura se mide con termómetros, los cuales pueden ser calibrados de acuerdo a una multitud de escalas que dan lugar a unidades de medición de la temperatura. En el Sistema Internacional de Unidades, la unidad de temperatura es el kelvin (K), y la escala correspondiente es la escala Kelvin o escala absoluta, que asocia el valor «cero kelvin» (0 K) al «cero absoluto», y se gradúa con un tamaño de grado igual al del grado Celsius.

Gravedad Específica: la gravedad específica para gases es la relación entre la densidad del gas medido a 60 grados Fahrenheit y la densidad del aire también a 60 grados Fahrenheit. Este medida sirve para poder saber cuan liviano es un gas respecto al aire. En general el gas natural es más liviano que el aire, porque cuando se expande asciende rápidamente, en consecuencia, la gravedad específica, de diversos gases naturales será menor que 1.0

Calor Específico: es una magnitud física que se define como la cantidad de calor que hay que suministrar a la unidad de masa de una sustancia o sistema termodinámico para elevar su temperatura en una unidad (kelvin o grado Celsius). En general, el valor del calor específico depende de dicha temperatura inicial. Se le representa con la letra “c” (minúscula).

De forma análoga, se define la capacidad calorífica como la cantidad de calor que hay que suministrar a toda la masa de una sustancia para elevar su temperatura en una unidad (kelvin o grado Celsius). Se la representa con la letra “C” (mayúscula). Por lo tanto, el calor específico es el cociente entre la capacidad calorífica y la masa, esto es $c = C / m$, donde m es la masa de la sustancia.

Poder Calórico: es la energía máxima que puede liberar la unión química entre un combustible y el comburente y es igual a la energía que mantenía unidos los átomos en las moléculas de combustible (energía de enlace), menos la energía utilizada en la formación de nuevas moléculas en las materias (generalmente gases) formada en la combustión. La magnitud del poder calorífico puede variar según como se mida. Según la forma de medir se utiliza la expresión poder calorífico superior (abreviadamente, PCS) y poder calorífico inferior (abreviadamente, PCI).

4.2 REQUISITOS INSTALACIÓN

Los principales requisitos de instalación para cada tipo de medidor, se detallan a continuación en la tabla 1.

Tabla 1. Requisitos de Instalación de los Medidores

Platina de Orificio	<ul style="list-style-type: none"> • El diámetro mínimo de la tubería debe de ser de 2” y el máximo de 50” • Presión y Temperatura del gas para obtener una medición confiable • El perfil de flujo para transferencia en custodia debe ser laminar y por ello de ser necesario instalar enderezadores • Se recomienda un tramo de tubería recta sin obstáculos antes y después del elemento primario de flujo
Turbina	<ul style="list-style-type: none"> • El perfil de flujo que entra al medidor debe tener una distribución uniforme • Los medidores de turbina no deben ser usados donde exista fluctuación en el flujo, interrupciones frecuentes o pulsaciones de presión • Deben ser instalados en plano horizontal para minimizar la interferencia de líquidos con la parte baja de la tubería. • Es necesario la instalación de filtros antes del medidor para garantizar un gas limpio y de esta manera proteger los internos del medidor
Dispersión Térmica	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere de varias unidades para cubrir todo el perfil de flujo • Generalmente se requiere 15 diámetros aguas arriba del medidor y 5 diámetros aguas abajo. • La sonda debe instalarse a 45° desde arriba, del lado o desde el fondo del tubo para minimizar la posibilidad de humedad condensada bajando por la sonda y tocando el sensor. Preferiblemente debe instalarse aguas abajo del Scrubber
Ultrasónico	<ul style="list-style-type: none"> • Sensibilidad al perfil de flujo puede mejorarse con varias trayectorias, típicamente se requiere 10 a 20 diámetros aguas arriba del medidor y 5 diámetros aguas abajo • Opción de instalación (intrusivo y no intrusivo)
Coriolis	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere instalación donde no existan niveles de vibración que puedan excitar la frecuencia de resonancia de los tubos de flujo. • No tienen requisitos para el acondicionamiento de caudal o colocación de tubos rectos

Fuente: Autora

4.3 DESEMPEÑO Y LIMITACIONES DE LOS MEDIDORES

Las principales características de los medidores, en cuanto a desempeño y limitaciones, se particularizan a continuación en la tabla 2.

Tabla 2. Desempeño y Limitación de los Medidores

Platina de Orificio	<ul style="list-style-type: none"> • Exactitud 2% a 5% • Rangeabilidad 5:1 • Muy sensible a los cambios de composición del gas • Cobertura restringida • Pérdida de presión permanente • Incertidumbre muy alta en bajas velocidades • No miden en baja presión / bajo flujo
Turbina	<ul style="list-style-type: none"> • Exactitud 1% • No usados para flujo en quemadores • Cobertura restringida • Buenos en altas velocidades • Usados preferiblemente para metano o N2
Dispersión Térmica	<ul style="list-style-type: none"> • Exactitud del 2% al 5% (solo en composiciones constantes). • Rangeabilidad 100:1 • Longitud del elemento sensor ajustable • Requiere una base de la composición del gas para ser precisos • Puede requerir un analizador conectado para compensar la composición del gas • Sensibles a los líquidos contaminantes
Ultrasónico	<ul style="list-style-type: none"> • Exactitud 1% a 3% • Rangeabilidad 4000:1 • Composición Variable (inmunes a las concentraciones variables de N2 y CO2). • Resistentes a contenidos de azufre, agua y H2S • Multifunción – Volumen, flujo másico, peso molecular • El medidor puede determinar su desempeño basado en sus mediciones
Coriolis	<ul style="list-style-type: none"> • Exactitud 0.5 -1 % • Rangeabilidad 60:80:1 • Repetibilidad $\pm 0.2\%$ del caudal • Proporcionan herramientas de diagnóstico avanzadas para el medidor y el proceso

Fuente: Autora

5. COMPOSICIÓN DEL GAS E INFRAESTRUCTURA DE LAS TEAS EN LAS FACILIDADES DE LA SOH

5.1 CALIDAD Y CANTIDAD DE GAS DE QUEMA EN LA SOH

La composición del gas quemado en la SOH, según análisis de laboratorio se presenta en la Tabla 3.

Tabla 3. Calidad de gas a Tea

FACILIDAD	Componentes					
	Metano, %	Etano, %	Propano, %	CO2, %	Nitrógeno, %	Poder Calorífico, BTU/ft3
CRETÁCEOS	91.04	1.21	1.19	0.07	0.00	916
BRISAS	87.06	1.85	2.22	0.55	6.57	924
PIA CEBU	87.11	5.64	4.52	0.00	0.00	1076
TERCIARIOS	90.63	1,40	0,69	0,12	6.62	881
ARRAYAN	74.67	6.07	7.98	2.76	3.81	1112
TEMPRANILLO NORTE	74.08	7.36	5.21	1.98	8.17	1018
SANTA CLARA	91.19	1.39	0.30	4.27	2.47	871
RIO CEIBAS	89.30	2.57	0.56	0.05	7.10	867
YAGUARÁ	88.67	2.56	2,25	3,2	1,7	952
TOLDADO	84.63	2.54	2.49	1.27	5.23	956
TOY	90.26	0.67	0.34	3.20	3.68	1034
SANTA RITA	70.93	6.76	8.77	0.52	8.33	1108

Fuente: Autora

A la hora de realizar la selección del medidor, es importante contar con datos históricos de la composición del gas quemado, pues dependiendo del medidor seleccionado, en caso de usar composición fija se pueden incurrir en errores tales como los expuestos en la norma API 14.10.4.3: “usando un gas de

composición fija del 1% CO₂, 0.9% H₂S, 97% metano, 1% etano y 1% propano cuando la composición del gas cambia, según los siguientes casos:

- Caso 1 – 0.53% CO₂, 0.47% H₂S, 51.08% metano, 0.53% etano, 47.39% propano
- Caso 2 – 0.4% CO₂, 0.36% H₂S, 38.8% metano, 0.4% etano, 0.04% propano, 60% hidrogeno
- Caso 3 – 12% CO₂, 0.8% H₂S, 86.22% metano, 0.89% etano, 0.09% propano

Figura 12. Errores Asociados con Composiciones Fijas (API 14.10.4.3)

Case 1 - Propane Increased	Actual Volume	Standard Volume
Differential Pressure Meter	~34%	~34%
Thermal Flow Meter	~2% to 15%	~2% to 15%
Velocity Meter (Ultrasonic, Vortex, etc)	~0%	~0%
Case 2 - Hydrogen Added	Actual Volume	Standard Volume
Differential Pressure Meter	31%	31%
Thermal Flow Meter	~100% to ~300%	~100% to ~300%
Velocity Meter (Ultrasonic, Vortex, etc)	0%	0%
Case 3 - CO₂ Increased	Actual Volume	Standard Volume
Differential Pressure Meter	~9%	~9%
Thermal Flow Meter	~2% to ~5%	~2% to ~5%
Velocity Meter (Ultrasonic, Vortex, etc)	~0%	~0%

Fuente: Norma API 14.10.4.3

En la revisión histórica de la composición de gas en cada una de las facilidades de la SOH, se encontró que la variación del poder calorífico y demás componentes no es significativa.

De acuerdo a los balances de planta realizados en cada uno de las facilidades de la SOH, se tiene que el volumen de gas quemado es el siguiente:

Tabla 4. Cantidad de gas a Tea en la SOH

CAMPO	FLUJO DE GAS MINIMO	FLUJO DE GAS NORMAL	FLUJO DE GAS MAXIMO
CRETÁCEOS	100 MFCPD	200 MFCPD	7.0 MMFCPD
BRISAS	50 MFCPD	250 MFCPD	250 MFCPD
PIA CEBU	150 MFCPD	300 MFCPD	500 MFCPD
TERCIARIOS	50 MFCPD	100 MFCPD	7 MMFCPD
ARRAYAN	250 MFCPD	270 MFCPD	350 MFCPD
TEMPRANILLO NORTE	125 MFCPD	350 MFCPD	650 MFCPD
SANTA CLARA	100 MFCPD	200 MFCPD	1500 MFCPD
RIO CEIBAS	15 MSCFD	250 MSCFD	3 MMSCFD
YAGUARÁ	50 MSCFD	250 MSCFD	1 MMSCFD
TOLDADO	50 MSCFD	100 MSCFD	300 MFCPD
TOY	30 MSCFD	70 MSCFD	300 MFCPD
SANTA RITA	30 MSCFD	70 MSCFD	100 MSCFD

Fuente: Autora

5.2 ESTADO DE LAS INSTALACIONES EN LA SOH

Las instalaciones existentes para quema de gas en las diferentes facilidades de la SOH, se describen en la tabla 5.

Tabla 5. Instalaciones existentes en la SOH

CAMPO	DIAMETRO TUBERÍA	SCHEDULE TUBERÍA	DIÁMETROS AGUAS ARRIBA	PRESIÓN DE PROCESO	TEMPERATURA DE PROCESO
CRETÁCEOS	10"	40	Mayor a 15D	14,7 PSI	90 °F
BRISAS	3"	40	Mayor a 15D	14,7 PSI	90 °F
PIA CEBU	8"	40	Mayor a 15D	14,7 PSI	90 °F
TERCIARIOS	8"	40	Mayor a 15D	14,7 PSI	100 °F
ARRAYAN	3"	40	Mayor a 15D	14,7 PSI	110 °F
TEMPRANILLO	3"	40	Mayor a 15D	14,7 PSI	100 °F
SANTA CLARA	6"	40	Mayor a 15D	14,7 PSI	100°F
RIO CEIBAS	6"	40	Mayor a 15D	14,7 PSI	90°F
YAGUARÁ	10"	40	Mayor a 15D	14,7 PSI	115°F
TOLDADO	8"	40	Mayor a 15D	14,7 PSI	100°F
QUIMBAYA	3"	40	Mayor a 15D	14,7 PSI	100°F
TOY	3"	40	Mayor a 15D	14,7 PSI	100°F
SANTA RITA	4"	40	Mayor a 15D	14,7 PSI	100°F

Fuente: Autora

6. PROPUESTA DE SELECCIÓN DEL MEDIDOR

Los criterios principales a tener en cuenta para seleccionar el medidor de gas a Tea, según las necesidades de la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima, son:

- Exactitud < 5%

- No debe generar restricciones al sistema de venteo hacia tea.
- Contar con opción de conexión a proceso en caliente (Hot Tap)
- Bajo mantenimiento
- Costo de adquisición

En la Tabla 6 se presenta el comparativo de los medidores evaluados anteriormente, a excepción del medidor tipo Turbina, el cual se descarta como tecnología aplicable para medición de gas a Tea, teniendo en cuenta que en los requisitos de instalación y limitaciones expuestas en el numeral 4.2 y 4.3 de este documento, se expuso de acuerdo a la literatura este medidor no es apto para flujos de gas intermitentes y por tanto no es usado para flujo en quemadores.

Tabla 6. Comparativo de tecnologías de medición de gas

TECNOLOGÍA / VARIABLE	PLACA ORIFICIO	DISPERSIÓN TÉRMICA	ULTRASÓNICO	CORIOLIS
MEDICIÓN	Volumétrico	Másico	Másico / Volumétrico	Másico / Volumétrico
RANGEABILIDAD	5:1	100:1	4000:1	60:80:1
AUTODIAGNÓSTICO	X	X	✓	✓
TOLERANCIA CAMBIOS COMPOSICIÓN	No	No	Si	No
ΔP	Alta	Baja	Baja	Alta
MANTENIMIENTO	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo
INTRUSIVO	Si	Si	Si	Si
EXACTITUD	$\pm 3\%$	2% - 5%	1% - 3%	< 1%
INSTALACIÓN	En línea de Proceso	HOT TAP	En línea de Proceso	En línea de Proceso

Fuente: Autora

De las otras tecnologías disponibles no es aplicable para medición de gas a Tea en la SOH, el medidor Tipo Placa de Orificio y Tipo Coriolis, debido a que ambos medidores generan restricción en la tubería, y esta condición no es permisible teniendo en cuenta que las teas están diseñadas como líneas de desfogue en caso de atascamiento en los equipos (alivio de presión) y cualquier contrapresión ocasiona un riesgo alto de explosión.

Por lo anterior, invalidando los medidores tipo turbina, placa de orificio y coriolis para la medición de gas a tea, los tipos de medidores que aplican para la medición son Dispersión Térmica y Ultrasónico, de los cuales de acuerdo a los criterios establecidos para la selección de medidores a Tea en la SOH, y plasmados en la Tabla 7, se propone instalar el medidor tipo dispersión térmica teniendo en cuenta que a diferencia del medidor ultrasónico, éste permite instalarse al proceso en caliente y su costo de adquisición es aproximadamente 2.6 veces más económico.

Tabla 7. Matriz selección medidor Ultrasónico y Dispersión Térmica

TECNOLOGÍA / VARIABLE SELECCION	DISPERSIÓN TÉRMICA	ULTRASÓNICO
Exactitud	✓	✓
Genera restricciones al sistema	No	No
Opción de conexión a proceso en caliente	Si	No
Bajo mantenimiento	Si	Si
Costo adquisición (dato aproximado suministrado por proveedores)	USD\$5.700	USD\$15.000

Fuente: Autora

7. CONCLUSIONES

En la medición de Gas Producido, es recomendable emplear placa de orificio con válvula porta-placas y transmisor multivariable (presión estática, presión diferencial y temperatura). Otros medidores aplicables en orden de menor a mayor incertidumbre para este proceso son: Medidores Ultrasónicos Intrusivos, Másico tipo Coriolis y Placa de Orificio.

En la medición de gas a Teas, se recomienda instalar medidores Ultrasónicos o medidores de Dispersión Térmica, y su selección depende de la variabilidad de la composición del gas. Los primeros para flujo de gas de composición variable con capacidad de determinar el peso molecular de la corriente de gas y el segundo para flujo de composición de gas relativamente constante, los cuales deberán ser retirables en caliente para efectos de mantenimiento.

En la SOH se recomienda instalar medidores de Dispersión Térmica, teniendo en cuenta que la composición del gas a través del tiempo se mantiene constante.

8. RECOMENDACIONES

La medición del gas a Tea es muy importante y por ello antes de seleccionar entre el medidor de Dispersión Térmica y el medidor Ultrasónico, es necesario realizar una evaluación de las condiciones existentes y los criterios particulares de cada área, pues si de manera prematura se selecciona el medidor de dispersión térmica, por un factor importante como es el costo de adquisición, en aquellos Campos en donde se tiene alta incertidumbre en la variabilidad de la composición del gas (especialmente en el poder calorífico), esta tecnología no es la apropiada dado que no permite medir en línea estas variaciones de composición, situación que generaría errores en la medición del gas quemado.

El impacto de realizar la medición con errores, se puede analizar como si el gas se estuviera vendiendo y no quemando. Para ello, en la Figura 11 se presenta un ejemplo en donde asumiendo un valor de venta del gas de 3 US\$/MMBTU, se evidencia que a medida que aumenta la variación del poder calorífico y el volumen de gas, mayor es el costo de venta del gas, y por tanto podríamos estar dejando de percibir dinero por realizar mediciones erradas.

Figura 13. Cálculo costo anual del gas por diferencia en el poder calorífico

COSTO ANUAL, en dólares de la quema del gas por diferencia en el poder calorífico, con base al caudal

Caudal MMSCFD	Variación del poder calorífico (BTU/ft ³)									
	1	5	10	15	20	30	40	50	100	200
0,1	\$ 110	\$ 548	\$ 1.095	\$ 1.643	\$ 2.190	\$ 3.285	\$ 4.380	\$ 5.475	\$ 10.950	\$ 21.900
0,2	\$ 219	\$ 1.095	\$ 2.190	\$ 3.285	\$ 4.380	\$ 6.570	\$ 8.760	\$ 10.950	\$ 21.900	\$ 43.800
0,3	\$ 329	\$ 1.643	\$ 3.285	\$ 4.928	\$ 6.570	\$ 9.855	\$ 13.140	\$ 16.425	\$ 32.850	\$ 65.700
0,4	\$ 438	\$ 2.190	\$ 4.380	\$ 6.570	\$ 8.760	\$ 13.140	\$ 17.520	\$ 21.900	\$ 43.800	\$ 87.600
0,5	\$ 548	\$ 2.738	\$ 5.475	\$ 8.213	\$ 10.950	\$ 16.425	\$ 21.900	\$ 27.375	\$ 54.750	\$ 109.500
1	\$ 1.095	\$ 5.475	\$ 10.950	\$ 16.425	\$ 21.900	\$ 32.850	\$ 43.800	\$ 54.750	\$ 109.500	\$ 219.000
2	\$ 2.190	\$ 10.950	\$ 21.900	\$ 32.850	\$ 43.800	\$ 65.700	\$ 87.600	\$ 109.500	\$ 219.000	\$ 438.000
5	\$ 5.475	\$ 27.375	\$ 54.750	\$ 82.125	\$ 109.500	\$ 164.250	\$ 219.000	\$ 273.750	\$ 547.500	\$ 1.095.000
10	\$ 10.950	\$ 54.750	\$ 109.500	\$ 164.250	\$ 219.000	\$ 328.500	\$ 438.000	\$ 547.500	\$ 1.095.000	\$ 2.190.000

Fuente: Autora

BIBLIOGRAFÍA

Norma API. Manual of Petroleum Measurement Standard. Capítulo 14 Medición de Gas Natural. Bogotá: 2006. 8 – 18 p.

NTC-ISO 10012. Sistema de gestión de las Mediciones. Requisitos para los procesos de medición y los equipos de medición. Bogotá: ICONTEC 2002. 7 p

Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles de ECOPETROL. Capítulo 14, Medición de Gas Natural. Bogotá: 2010.

Norma AGA, American Gas Association. Report No. 3, Orifice metering of natural gas and other related hydrocarbon fluids.2009.

Norma AGA, American Gas Association. Report No.7, Measurement of gas by turbine meters. 2009.

Norma AGA, American Gas Association. Report No.9, Measurement of gas by multipath ultrasonic meters. Catalog No. XQ9801. Junio 2000.

Norma AGA, American Gas Association. Coriolis Flow Measurement for natural gas application. Catálogo No. XQ0112. Agosto 2001.

PEREZ, Martha Ilce y CALDERON, Zuly. Orientaciones prácticas para la elaboración exitosa de trabajos de grado de ingeniería. División de publicaciones UIS. Universidad Industrial de Santander. 2010. Bucaramanga 191p.

Yunus A, Çengel (2009). Termodinámica, 6ta edición. Mc Graw Hill. ISBN 978-970-10-7286.8.

Raymond A., Serway; Jewet, John W. (2003). «Calor específico». Física 1. México D.F.: Thomson. ISBN 970-686-339-7.

Muller, Erich A. Termodinámica Básica 2da Edición. Disponible en web: <http://www.termobasica.com/>