

**CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA EL SISTEMA DE MEDICIÓN DE GAS EN  
EL CAMPO COLORADO**

**ELIZABETH LIZCANO ROJAS  
CINDY KATHERINE MATEUS PARRA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

**CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA EL SISTEMA DE MEDICIÓN DE GAS EN  
EL CAMPO COLORADO**

**ELIZABETH LIZCANO ROJAS  
CINDY KATHERINE MATEUS PARRA**

**Trabajo de Grado para obtener el Título de Ingeniero de Petróleos**

**Director  
Julio César Pérez Angulo  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2013**

## DEDICATORIA

A Dios por regalarme sabiduría y a la Virgen por iluminar mi camino.

A mi madre, que es mi inspiración y apoyo.

A mi hermana y a su familia por estar dispuestos a ayudarme y apoyarme

A mis amigos por su apoyo y palabras de consejo.

**ELIZABETH**

## DEDICATORIA

A dios por permitirme llegar a donde estoy y por su infinita bondad y amor.

A mi mami por brindarme toda la comprensión, el apoyo incondicional y la confianza en cada momento de mi vida, gracias por ser esa mujer guerrera, honesta, valiente y por supuesto por ser esa gran amiga y confidente. A mi papá por su amor y sacrificio; papitos los amo estoy en deuda por que me han dado todo lo que soy como persona, mis valores, mis principios, mi carácter, mi empeño, mi perseverancia, mi coraje para conseguir mis objetivos gracias porque sin ustedes nada de esto hubiera sido posible. A mis hermanos hermosos Laura y Mateo por su amor, sus consejos, su compañía y motivación.

A diego y Elizabeth por ser esos amigos incondicionales los llevo en mi corazón y espero que podamos seguir cumpliendo muchos logros juntos.

**CINDY**

## **AGRADECIMIENTOS**

Las autoras de este proyecto de grado expresan sus agradecimientos a:

Julios Cesar Pérez Angulo, Ingeniero de Petróleos, por aceptar dirigir este proyecto, guiarnos y apoyarnos en el desarrollo del mismo.

José Luis Fonseca, Ingeniero de Petróleos, por ser nuestro co-director, y un gran apoyo para la realización del mismo.

Ingeniero Henry Abril, coordinador del CDT de gas, al ingeniero Odair Contreras por su asesoría y especialmente al ingeniero German Covelli por su valioso apoyo.

Campo Escuela Colorado, por permitirnos desarrollar el proyecto con su apoyo y facilitarnos datos técnicos para el mismo.

A familiares y amigos por el apoyo y colaboración.

## CONTENIDO

	pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>20</b>
<b>1. ASPECTOS GENERALES DE LA MEDICIÓN</b> .....	<b>21</b>
1.1 CONDICIONES OPERACIONALES QUE INFLUYEN EN LA MEDICIÓN .....	22
1.1.1 Calidad del gas .....	22
1.2 FUENTES DE PERTURBACIÓN DE FLUJO.....	29
1.2.1 Cavitación .....	29
1.2.2 Pulsación y flujo no-constante .....	30
1.2.3 Perdida de carga en las tuberías .....	30
1.2.4 Válvulas .....	31
1.2.5 Conexiones.....	31
1.3. CONSIDERACIONES PARA SELECCIONAR UN SISTEMA DE MEDICIÓN.....	32
1.3.1 Adaptabilidad de gases corrosivos .....	32
1.3.2 Habilidad de rango.....	32
1.3.3 Exactitud .....	33
1.3.4 Capacidad.....	33
1.3.5 Linealidad .....	34
1.3.6 Porcentaje de registro.....	34
1.3.7 Reproductividad.....	34

1.3.8 Perdida de presión.....	34
1.3.9 Tipo de fluido .....	35
1.3.10 Factores económicos.....	35
<b>2. CAMPO ESCUELA COLORADO .....</b>	<b>36</b>
2.1 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO.....	38
2.2 CARACTERISTICAS DE LAS FORMACIONES .....	38
2.3 PRODUCCIÓN DE CRUDO .....	39
2.4 PRODUCCIÓN DE GAS.....	40
2.5. ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO GAS CAMPO ESCUELA COLORADO .....	40
<b>3. SISTEMAS DE MEDICIÓN DE GAS .....</b>	<b>46</b>
3.1 MEDIDOR DE PLATINAS DE ORIFICIO.....	46
3.1.1 Partes del medidor de orificio .....	47
3.1.2 Principio de funcionamiento.....	48
3.1.3 Requisitos de instalación. ....	49
3.1.4 Características de desempeño de los medidores de orificio.....	50
3.1.5 Ventajas y limitaciones de los medidores de orificio.....	51
3.2.MEDIDOR TIPO TURBINA.....	51
3.2.1Principio de operación .....	52
3.2.2 Componentes básicos del medidor de turbina.....	53
3.2.3 Instalación.....	55
3.2.4 Medición de flujo volumétrico.....	57
3.2.5 Características de desempeño de los medidores tipo Turbina. ....	58

3.2.6 Ventajas y limitaciones de los medidores de turbina .....	59
3.3 MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO.....	60
3.3.1 Medidor tipo diafragma .....	61
3.3.2 Medidor tipo rotatorios .....	63
3.3 Características de desempeño de los medidores tipo Desplazamiento Positivo. .....	66
3.4 MEDIDORES ULTRASONICOS .....	68
3.4.1 Principio de operación .....	69
3.4.2 Requisitos de instalación .....	72
3.4.3 Características de desempeño de los medidores tipo Ultrasónicos .....	73
3.4.4 Ventajas y limitaciones de un medidor ultrasónico .....	74
3.5 MEDIDOR MASICO TIPO CORIOLIS .....	75
3.5.1 Componentes del medidor de Coriolis .....	75
3.5.2 Principio de operación .....	76
3.5.3 Instalación.....	79
3.5.4. Características de desempeño de los medidores tipo Coriolis.....	80
3.5.5 Ventajas y limitaciones de un medidor coriolis.....	81
<b>4. ANÁLISIS TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICION DE FLUJO MÁS ADECUADOS PARA EL CAMPO COLORADO.....</b>	<b>83</b>
4.1 SISTEMA DE MEDICIÓN MÁS APROPIADO PARA EL GAS DE PRUEBA. ..	83
4.1.1 Selección del sistema de medición .....	84
4.1.2 Parámetros de instalación .....	85
4.1.3 Costos generales del medidor .....	88

4.2 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN MÁS APROPIADO PARA EL GAS DE LA LINEA GENERAL ANTES DEL SCRUBER (SISTEMA DE MEDICIÓN PRINCIPAL).....	89
4.2.1 Selección del sistema de medición .....	90
4.2.2 Parámetros de instalación .....	91
4.2.3 Costos generales del medidor .....	96
4.3 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN MÁS APROPIADO PARA EL GAS QUE VA A TEA. ....	97
4.3.1 Selección del sistema de medición .....	97
4.3.2 Parámetros de Instalación .....	98
4.3.3. Costos generales del medidor .....	100
4.4 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN MÁS APROPIADO PARA EL GAS QUE VA A LOS GENERADORES DE ELECTRICIDAD. ....	101
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>104</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>106</b>
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>107</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>109</b>

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1.</b> Flujo laminar y turbulento.....	23
<b>Figura 2.</b> Perfil de velocidades de un flujo laminar y un flujo turbulento.....	24
<b>Figura 3.</b> Perfil de Velocidad a 5 y a 20 diámetros aguas debajo de una curva en una tubería.....	25
<b>Figura 4.</b> Rotación inducida por una curva de tubería.....	26
<b>Figura 5.</b> Flujo helicoidal creado por dos curvas adyacentes en planos a 90° .....	27
<b>Figura 6.</b> Ubicación geográfica de Campo Colorado.....	37
<b>Figura 7.</b> Proyección Producción de Gas de Campo Colorado .....	40
<b>Figura 8.</b> Múltiple de Entrada .....	43
<b>Figura 9.</b> Separador general y de prueba .....	44
<b>Figura 10.</b> Líneas de gas y scrubber.....	45
<b>Figura 11.</b> Principio de las Platinas de Orificio .....	47
<b>Figura 12.</b> Principio operación de los medidores de turbina .....	53
<b>Figura 13.</b> Longitudes mínimas recomendadas para un medidor de turbina. ....	56
<b>Figura 14.</b> Principio de Operación de los medidores de diafragma de una sola cámara.....	61
<b>Figura 15.</b> Medidor Tipo Impeller Lobulado.....	64
<b>Figura 16.</b> Estructura Básica de los Medidores Ultrasónicos. ....	70
<b>Figura 17.</b> Forma típica de un pulso de alta frecuencia. ....	71
<b>Figura 18.</b> Instalación en tramo recto de tubería de un medidor ultrasónico.....	73
<b>Figura 19.</b> Componentes de un medidor de Coriolis. ....	76
<b>Figura 20.</b> Principio de operación de un medidor de Coriolis.....	78
<b>Figura 21.</b> Diagrama de instalación medidor Coriolis.....	80
<b>Figura 22.</b> Características del medidor según fabricante. ....	86
<b>Figura 23.</b> Esquema de instalación del medidor rotativo.....	87
<b>Figura 24.</b> Corrida del software de platina de orificio para el caudal actual. ....	92

<b>Figura 25.</b> Corrida del software de platina de orificio para el caudal futuro.....	93
<b>Figura 26.</b> Instalación medidor de orificio.....	93
<b>Figura 27.</b> Configuraciones de tubería requerida en la instalación de una platina de orificio. ....	95
<b>Figura 28.</b> Montaje del medidor ultrasónico de baja presión.....	100
<b>Figura 29.</b> Sistema de instalación de medidor rotativo.¡Error! Marcador no definido.	

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Datos Básicos del Yacimiento .....	38
<b>Tabla 2.</b> Datos Básicos de Arenas Productoras .....	39
<b>Tabla 3.</b> Producción de Crudo .....	39
<b>Tabla 4.</b> Cromatografía Gas Natural Campo Escuela Colorado. Muestra tomada Scrubber salida a Tea .....	41
<b>Tabla 5.</b> Propiedades Físico Químicas Gas Natural CEC .....	42
<b>Tabla 6.</b> Características de servicio del medidor de platina de orificio. ....	50
<b>Tabla 7.</b> Características de servicio del medidor tipo turbina. ....	59
<b>Tabla 8.</b> Características de servicio del medidor tipo desplazamiento positivo. ....	67
<b>Tabla 9.</b> Velocidades del sonido de algunos gases bajo diferentes condiciones. .	69
<b>Tabla 10.</b> Características de servicio del medidor tipo ultrasónico. ....	73
<b>Tabla 11.</b> Características de servicio del medidor tipo coriolis. ....	81
<b>Tabla 12.</b> Condiciones de flujo de gas de prueba.....	84
<b>Tabla 13.</b> Costos medidor desplazamiento positivo tipo rotativo. ....	88
<b>Tabla 14.</b> Propiedades y condiciones de flujo en la línea general. ....	90
<b>Tabla 15.</b> Costos medidor tipo platina de orificio. ....	96
<b>Tabla 16.</b> Propiedades y condiciones de flujo en la línea que va a tea. ....	97
<b>Tabla 17.</b> Cálculos de diseño medidor tipo ultrasónico. ....	99
<b>Tabla 18.</b> Costos medidor tipo ultrasónico. ....	101
<b>Tabla 19.</b> Propiedades y condiciones de flujo en la línea que va a los generadores. .....	101
<b>Tabla 20.</b> Costos medidor desplazamiento positivo tipo rotativo. ....	102
<b>Tabla 21.</b> Costo total para el sistema de medición de campo Colorado.....	103

## LISTA DE ANEXOS

<b>ANEXO A.</b> . COMPONENTES DE LA ECUACIÓN DE FLUJO DEL MEDIDOR DE ORIFICIO.....	109
<b>ANEXO B.</b> ANALISIS COMPARATIVO DE LOS MEDIDORES DE FLUJO .....	115
<b>ANEXO C.</b> DESCRIPCIÓN DE LA UBICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN.....	116
<b>ANEXO D.</b> MANEJO DEL SOFTWARE DANIEL ORIFICE FLOW CALCULATOR. .....	117
<b>ANEXO E.</b> REQUERIMIENTOS DE INSTALACION DE UN MEDIDOR TIPO PLATINA DE ORIFICIO. ....	118

## RESUMEN

**TITULO:** CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA EL SISTEMA DE MEDICIÓN DE GAS EN EL CAMPO COLORADO<sup>1</sup>

**AUTORES:** LIZCANO R. Elizabeth; MATEUS P. Cindy K \*\*

**PALABRAS CLAVE:** Gas, Medición,

### **DESCRIPCIÓN:**

La quema de gas natural contribuye a las emisiones de gas de efecto invernadero, y también resulta en la pérdida de un valioso recurso, este proyecto presenta un estudio técnico y económico que involucra la selección del sistema de medición de gas asociado del campo Colorado, ubicado en el corregimiento de Yarima

En el presente proyecto se hace una recopilación bibliográfica de los diferentes sistemas y aspectos generales de medición, una breve descripción del Campo Colorado, características de producción de crudo y gas y la proyección en producción de gas, se desarrolla una comparación técnica de los diferentes medidores en base a los fundamentos teóricos y normas internacionales, seguido de un análisis económico y de instalación de acuerdo a los requerimientos de los medidores y a las instalaciones actuales.

Al hacer el estudio del campo se encuentra la necesidad de instalar cuatro sistemas de medición, los cuales son para la línea de prueba, línea general, línea a tea y línea a generadores. Este proyecto a determinado los sistemas de medición más adecuados, siguiendo las normas AGA.

Para el campo, este proyecto se traducirá en un aprovechamiento de este recurso y se reducirían costos de producción, ya que podría auto-sostenerse utilizando la energía del gas asociado de su yacimiento y de igual forma contribuir con el medio ambiente disminuyendo o eliminando la quema de gas en beneficio tanto al campo Colorado como de la comunidad.

---

\* Proyecto de Grado\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos  
Director de Proyecto: Ing. Julio César Pérez Angulo

## ABSTRACT

**TITLE:** SELECTION CRITERIA FOR GAS MEASUREMENT SYSTEM FOR COLORADO FIELD\*

**AUTHOR(S):** LIZCANO R. Elizabeth; MATEUS P. Cindy K \*\*2

**KEYWORDS:** Gas, Measurement System, Installation

### DESCRIPTION

Natural gas burning contributes to greenhouse gases emission, and also results in the loss of a valuable resource. This project presents a technical and economic study that involves gas measuring system selection associated to Campo Colorado, located in the village of Yarima.

In this project is collected a bibliography of the different systems and general aspects of measurement, a brief description of Campo Colorado, oil and gas production characteristics projection. It is also developed a technical comparison of different gauges based on the theoretical and international standards, followed by an economic analysis and installation according to the requirements of the meters and facilities.

At making the study of the field is required to install four measurement systems, which are for the test line, general line, line to ground and line to generators. This project has determined the most appropriate measurement systems following the AGA standards.

For the field, this project will result in the use of this resource and it will reduce production costs, as it could support itself using the energy of associated gas fields and at the same time contributing to the environment by decreasing or eliminating the burning gas in both Campo Colorado and the community

---

\* Graduation Project

Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Project Director: Julio Cesar Pérez Angulo

## INTRODUCCIÓN

En la industria todo sistema de medición es la base de un desarrollo activo del negocio, por ello la necesidad de la instalación de los sistemas de medición de gas para el campo Colorado, así lograr el aprovechamiento de este y reducir las emisiones al ambiente.

La selección eficaz de un medidor de caudal exige un conocimiento profundo del proceso y del fluido que se quiere medir. La industria del gas exige un dispositivo de medida altamente seguro, libre de sabotaje, confiable y exacto, que reduzca el riesgo de errores del sistema. El objetivo de este estudio es evaluar cada uno de los sistemas de medición que hay en el mercado y seleccionar el más adecuado para cada caso.

El presente libro recopila los criterios que se evaluaron, la instalación necesaria para los diferentes sistemas de medición seleccionados y los costos asociados; se encuentra organizado en cuatro capítulos. En el primer capítulo se hace una revisión bibliográfica de los conceptos base para la medición de gas. El segundo capítulo presenta la descripción del Campo Escuela Colorado. En el tercer capítulo se describen las tecnologías de medición. El cuarto capítulo comprende la selección, requerimientos de instalación y costos de los sistemas para los cuatro objetivos de medición.

## 1. ASPECTOS GENERALES DE LA MEDICIÓN

La medición de flujo constituye tal vez, el más alto porcentaje en cuanto a medición de variables industriales se refiere. Ninguna otra variable tiene la importancia de esta, ya que sin mediciones de flujo sería imposible hacer balances de materia, ejercer un control de calidad y mantener en operación los procesos.

La medición de fluido o caudal de gas es un factor de suma importancia en la industria petrolera ya que representa el balance de los procesos; mide lo que producen los pozos, lo que entra al proceso, lo que sale del mismo, con la finalidad de obtener información exacta de la producción de los pozos, de las estaciones o de cualquier planta para manejar los costos, la eficiencia, la calidad de los productos y la cantidad vendida a los clientes.

En todo proceso de medición de fluidos producidos y en específico el gas, una medición confiable y exacta del flujo de un fluido exige un conjunto de actividades de ingeniería que involucran, en primer lugar un entendimiento profundo del proceso a ser medido, después la selección del instrumento de medición, su instalación, la operación, el mantenimiento y la interpretación correcta de los resultados obtenidos. Un sistema de medición de gas debe considerarse globalmente como un conjunto integrado por el medidor, los tramos de tubería recta aguas arriba y aguas abajo. Este conjunto puede incluir además acondicionadores de flujo, reguladores del perfil de velocidad, filtros, tomas de presión, entre otros.<sup>3</sup>

El objetivo principal de las estaciones de medición de gas es llevar a cabo mediciones seguras y confiables de volúmenes de gas, mediante el uso de

---

<sup>3</sup> KAZUTO KAWAKITA.2002 Conceptos Claves sobre Medición de Caudal de fluidos. 1ª Jornada Técnica internacional en Medición de Flujo de Gas. Bucaramanga.

equipos controlados y técnicas de medición reconocidas, las cuales pueden asegurar un nivel aceptable de incertidumbre de la medición. Entre tanto un sistema de medición por más tecnológicamente avanzado que sea, no será capaz de realizar mediciones exactas del fluido si no se satisfacen diversas condiciones relacionadas con factores que influyen directamente en proceso de medición, tales como la calibración del medidor, las características del fluido y de la instalación, los procedimientos de medición, los factores ambientales y los recursos humanos involucrados.

## **1.1 CONDICIONES OPERACIONALES QUE INFLUYEN EN LA MEDICIÓN <sup>4</sup>**

### **1.1.1 Calidad del gas**

La calidad del gas a ser entregado por el transportador está especificado en el Reglamento Único de Transporte, RUT, el cual fija que el gas debe estar libre de sólidos y líquidos, componentes que afectan la exactitud de la medición. La instalación de equipos de filtración es una garantía que ofrece un sistema correctamente diseñado para evitar posibles arrastres en el gas suministrado.

El medidor, como requerimiento mínimo, deberá operar con cualquiera de las mezclas de gas natural de “rango normal”, especificadas en el Reporte No. 8 de AGA. Esto incluye densidad relativa entre 0.554 (metano puro) y 0.87.

### **1.1.2 Regímenes de flujo**

El flujo es la cantidad de fluido, expresada en masa o en volumen, que pasa por un punto o sección en la unidad de tiempo, Por lo tanto, el parámetro rata de flujo

---

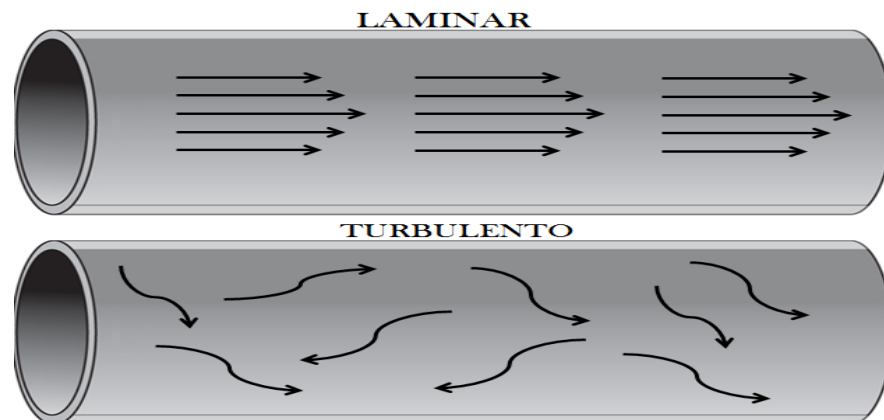
<sup>4</sup> KAZUTO KAWAKITA.2002 Conceptos Claves sobre Medición de Caudal de fluidos. 1ª Jornada Técnica internacional en Medición de Flujo de Gas. Bucaramanga.

está expresado en unidades de volumen o de masa por unidad de tiempo ( $m^3/h$  o  $kg/h$ ). El flujo de un fluido puede ser clasificado de muchas maneras, tales como laminar, turbulento, ideal, real, crítico, homogéneo, viscoso y no viscoso, régimen permanente, adiabático. Para cada tipo de flujo existen hipótesis que lo simplifican y se definen ecuaciones que los caracterizan.

### 1.1.2.1 Número de Reynolds

Cuando un líquido fluye en un tubo y su velocidad es baja, este fluye en líneas paralelas a lo largo del eje del tubo; a este régimen se le conoce como flujo laminar. Conforme aumenta la velocidad y se alcanza la llamada velocidad crítica, el flujo se dispersa hasta adquiere un movimiento aleatorio en el que se forman corrientes cruzadas y remolinos; a este régimen se le conoce como flujo turbulento (figura 1). El paso del régimen laminar a turbulento no es inmediato, sino que existe un comportamiento intermedio que se conoce como régimen de transición.

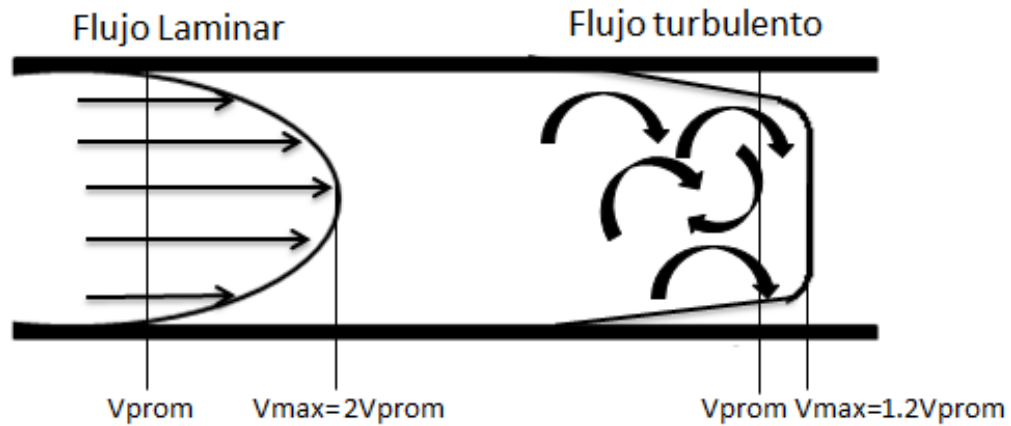
**Figura 1.** Flujo laminar y turbulento



**Fuente:** Las autoras

Para el flujo laminar, el perfil de velocidades es una parábola y la velocidad promedio es un medio de la velocidad máxima. Para el flujo turbulento la curva de distribución de velocidades es más plana y el mayor cambio de velocidades ocurre en la pared de la tubería, (Ver figura 2).

**Figura 2.** Perfil de velocidades de un flujo laminar y un flujo turbulento



**Fuente:** Modificada por los autores

El número de Reynolds es un número adimensional que relaciona las propiedades físicas del fluido, velocidad, densidad y la geometría del ducto por el que fluye. Éste parámetro permite determinar si un flujo es laminar, turbulento o de transición.

El comportamiento de un fluido fluyendo a través de una tubería puede traducirse por medio de un parámetro adimensional conocido como número de Reynolds. Este parámetro es de gran importancia en la medición de flujo de fluidos, siendo definido como:

$$Re = \frac{Dv\rho}{\mu} \quad (1)$$

Dónde:

Re = Número de Reynolds, [Adimensional].

D = Diámetro del ducto, m.

v = Velocidad promedio del líquido, m/s.

$\rho$  = Densidad del Líquido, kg/m<sup>3</sup>.

$\mu$  = Viscosidad del líquido, Pas.

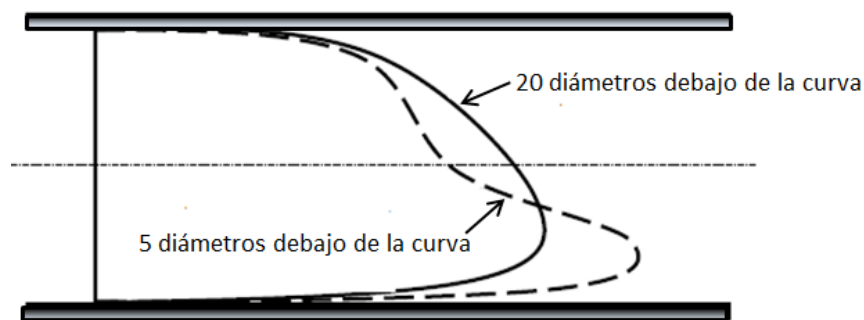
Si el número de Reynolds es menor a 2100 el flujo es laminar, en el intervalo entre 2100 y 4000 el flujo es de transición y para valores mayores de 4000 el flujo es turbulento

#### 1.1.2.2 Asimetría del perfil de velocidades

En las aplicaciones prácticas, los circuitos de tuberías poseen cambios de dirección y de área de la sección transversal. En estos casos, el perfil de velocidades puede tornarse completamente distorsionado debido al paso del flujo a través de curvas, “tees”, reducciones, válvulas o los mismos medidores de flujo.

Esta distorsión del perfil de velocidad es crítica en la operación de medidores de flujo que dependen de la perfecta axisimetría de flujo, como por ejemplo los medidores por diferencial de presión y los medidores tipo turbina. Además, una desviación en el perfil de velocidades de operación con relación al perfil utilizado en la calibración del medidor en laboratorio, podrá ocasionar errores de medición de difícil detección y cuantificación.

**Figura 3.** Perfil de Velocidad a 5 y a 20 diámetros aguas debajo de una curva en una tubería



**Fuente:** Conceptos claves sobre medición de fluidos; Especialización de gas.

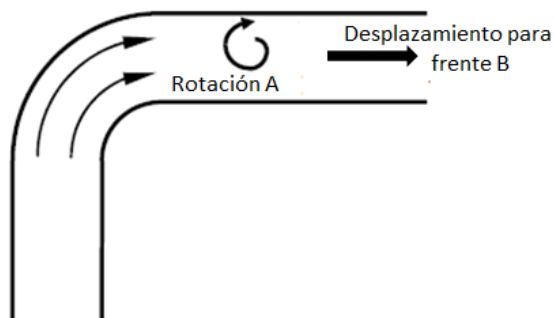
El grado de asimetría del perfil de velocidad de flujo depende de factores como el número de Reynolds, que lleva en consideración la velocidad y la viscosidad del

fluido, y la rugosidad de la superficie interna de la tubería. En la figura 3 se puede observar que, aun después de 20 diámetros de tubería, el perfil de velocidades de flujo todavía se mantiene bastante asimétrico, situación que puede provocar errores de medición graves.

### 1.1.2.3 Rotación y Remolino (Swirl)

Curvas, codos, válvulas, etc., también pueden producir una perturbación en el flujo conocida como rotación. El patrón de flujo de un fluido al momento de dar una curva es complejo (mucho más complicado, esto origina un movimiento de rotación (A) en el flujo interno de la tubería recta aguas abajo de la curva, fijando un desplazamiento (B) del fluido que ocurre hacia delante. Ver figura 4.

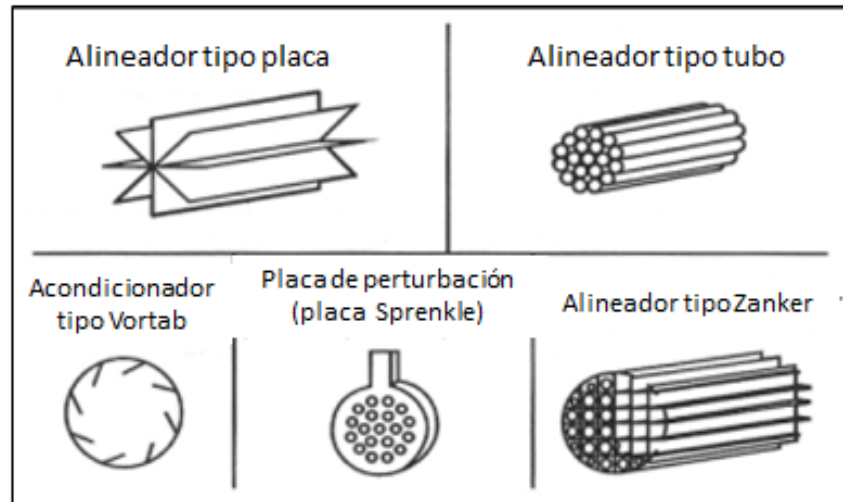
**Figura 4.** Rotación inducida por una curva de tubería



**Fuente:** Conceptos claves sobre medición de fluidos; Especialización de gas.

Por otra parte, el tipo de perturbación más severo en la mayoría de los medidores de flujo es el flujo rotacional en tres dimensiones, o swirl (remolino), producido por dos curvaturas adyacentes posicionadas en planos diferentes aguas arriba del medidor de flujo. Esta configuración hace que el flujo gire de forma helicoidal, haciendo que este efecto persista por largas distancias. Los efectos nocivos del swirl pueden atenuarse, de ser necesario, instalando los llamados rectificadores de flujo aguas arriba del medidor de flujo.

**Figura 5.** Rectificadores de flujo



**Fuente:** Conceptos claves sobre medición de fluidos; Especialización de gas

#### 1.1.2.4 Flujo en régimen permanente y no-permanente

Un flujo en régimen permanente es aquel que ocurre cuando todas las condiciones, en cualquier punto, son constantes en el tiempo. Teóricamente, el flujo en régimen permanente se obtiene solamente bajo régimen laminar. Esto se debe a que en el flujo turbulento se generan continuamente fluctuaciones en la velocidad y en la presión en cada punto. En la práctica, al menos, si los valores fluctúan en torno de un valor medio constante, de modo simétrico, se considera normalmente que ocurre bajo un régimen permanente.

En un flujo en régimen no-permanente, las condiciones varían con relación al tiempo y en cada sección de la tubería. Esta variación en la tasa de flujo puede ser lenta, como resultado de la acción de una válvula de control proporcional; o puede ser rápida, como resultado del bloqueo repentino de una válvula de cierre rápido, que puede inclusive producir el fenómeno conocido como “golpe de ariete”. Un régimen de flujo inestable ocurre también, por ejemplo, cuando se pasa un fluido

de un reservorio a otro, donde el equilibrio se consigue cuando las presiones o los niveles se igualan.

#### 1.1.2.5 Flujo compresible e incompresible

En flujo incompresible el fluido se mueve a lo largo de la tubería manteniendo su densidad constante. Estrictamente hablando, ningún fluido es verdaderamente incompresible, dado que hasta los líquidos pueden variar su densidad cuando son sometidos a alta presión. Una diferencia esencial entre un fluido compresible y uno incompresible está en la velocidad del sonido. En un fluido incompresible la velocidad de propagación de un gradiente de presión es prácticamente instantánea; por otro lado, en un fluido compresible la velocidad es finita. Un pequeño disturbio se propaga en la velocidad del sonido. Cuando la velocidad del fluido se iguala a la velocidad del sonido en el fluido, la variación de la densidad (o del volumen) es igual a la variación de la velocidad. Es decir, una gran variación de la velocidad, en un flujo a alta velocidad, causa gran variación en la densidad del fluido. Los flujos de gases pueden fácilmente alcanzar velocidades elevadas, características de flujos compresibles.

Para el flujo turbulento de un fluido incompresible, el efecto de la variación de la densidad en la expresión de la turbulencia es despreciable. Pero, este efecto debe ser considerado cuando la operación es con un fluido compresible. Un análisis del flujo turbulento de un fluido compresible requiere la correlación de las componentes de la velocidad, de la densidad y de la presión.

Los gases son fluidos compresibles, de esta forma las ecuaciones básicas de flujo deben considerar las variaciones en la densidad provocadas por la presión y por la temperatura. Para los fluidos compresibles, como los gases y vapores, es necesario adicionar los términos térmicos a la ecuación de Bernoulli para obtener una ecuación que considere la energía total y no solamente la energía mecánica

## **1.2 FUENTES DE PERTURBACIÓN DE FLUJO**

Los sistemas de medición se han normatizado mediante análisis de pruebas de laboratorio en centros de investigación, desafortunadamente la exactitud del laboratorio de prueba se pierde a menudo cuando los medidores se instalan en el campo en condiciones que no son bien definidas y controladas. La mayoría de estos problemas son el resultado directo de los llamados efectos del sistema: pulsaciones, remolinos, propiedades desconocidas del gas, mantenimiento y calibración inadecuada, acumulación de sólidos, distorsión del perfil de flujo, filtro sucio.

La exactitud establecida para la medición de una tasa de flujo se basa en la hipótesis de un flujo en régimen permanente de un fluido newtoniano, homogéneo, con una única fase, y con un perfil de velocidad plenamente desarrollado a lo largo de un tramo recto de tuberías. Cualquier desviación de estas condiciones de referencia puede afectar la medición y el medidor, permitiendo desde la introducción de pequeños errores de medición hasta la destrucción total del elemento sensor de flujo.

Enseguida se identifican algunos tipos de perturbaciones que pueden ocurrir en un flujo:

### **1.2.1 Cavitación**

Físicamente, es posible vaporizar un líquido por medio de dos procesos distintos: aumentando su temperatura y manteniendo la presión constante, o disminuyendo la presión y manteniendo la temperatura constante.

Por definición, la cavitación es la ebullición de un líquido originada por la disminución de la presión estática por debajo de la presión de vapor del fluido. La cavitación depende del par formado por la temperatura y la presión estática. En la

cavitación hay una formación e implosión de cavidades de vapor. Este colapso de las burbujas de vapor es el responsable del ruido característico asociado a la cavitación. Los gases disueltos en las burbujas de gas en los líquidos forman los núcleos y están presentes en el proceso de deflagración de la cavitación.

La cavitación ocurre en un sistema cuando la presión se reduce lo suficiente, o por atracción o por separación del flujo, o por una restricción presentada por una válvula, obstáculo, o elemento de flujo generador de presión diferencial. En un mismo sistema con una tubería bien proyectada, puede ocurrir la cavitación cuando una válvula de control o de alivio se abre repentinamente.

### **1.2.2 Pulsación y flujo no-constante**

El fenómeno de pulsación de flujo se define como la rápida variación repetida tanto de la presión como del flujo, son variaciones continuas del flujo con respetabilidad o forma de onda estacionaria, que contiene normalmente componentes de frecuencia por encima de 1 o 2 Hz. La fuente usual de pulsaciones es el compresor recíprocante, instalado aguas abajo como aguas arriba del elemento de medición.

Cuando las variaciones de presión y flujo de gas son más lentas, frecuencia menor a 1 Hz se denomina flujo transiente, ocasionados principalmente por variación de carga, ciclos de descarga de un separador, fenómenos que no ocurren con repetibilidad, es decir cambios operacionales impredecibles.

### **1.2.3 Pérdida de carga en las tuberías**

El flujo de un fluido en una tubería recta de sección transversal circular sufre una caída de presión a lo largo de la línea, dada por las ecuaciones de Darcy-Fanning o de Darcy-Weisbach. Hay varios parámetros de las tuberías que influyen en la

pérdida de carga del flujo: el material a partir del cual él se fabrica el tubo, el método de fabricación, el diámetro, el tratamiento superficial y la edad de la tubería.

La utilización frecuente de intercambiadores de calor, válvulas, filtros, curvas, codos, expansiones, reducciones, etc., provoca caídas adicionales de presión, denominadas en este caso pérdidas de carga singulares.

#### **1.2.4 Válvulas**

Las válvulas pueden dividirse en dos grupos principales, cuando se considera la resistencia al caudal: la válvula de globo, que presenta una gran resistencia al flujo, y es utilizada normalmente para el control continuo, y la válvula de tipo compuerta que presenta una pequeña resistencia, y que es generalmente utilizada en posiciones totalmente abierta o cerrada. La mayoría de los demás tipos de válvulas se sitúan entre estos dos grupos. La válvula de control es utilizada para provocar una caída de presión ajustable a la tasa de flujo del fluido.

#### **1.2.5 Conexiones**

Las principales conexiones de las tuberías son las uniones, las tees de separación, los codos de desviación, las reducciones y las expansiones. Normalmente, la caída de presión provocada por estas conexiones está dada por tamaños equivalentes de tubería recta que causarían la misma caída de presión, bajo las mismas condiciones de flujo.

### 1.3. CONSIDERACIONES PARA SELECCIONAR UN SISTEMA DE MEDICIÓN.

Las características a ser evaluadas cuando se disponen de varias alternativas técnicas de sistemas de medición de gas natural son: <sup>5</sup>

#### 1.3.1 Adaptabilidad de gases corrosivos

Ningún equipo de medición es infalible al efecto de los gases corrosivos o corrientes de gas con sólidos o partículas en suspensión, producto de la corrosión que se ha generado en el interior de las líneas de conducción, se recomienda que antes que la corriente de gas pase por el medidor se someta a una o varias etapas de filtración con el propósito de extraer los sólidos en suspensión, condensados y partículas producto de la corrosión.

#### 1.3.2 Habilidad de rango

Expresa la relación de máxima tasa de flujo que puede ser medida, en la cual, la exactitud especificada puede ser mantenida. La habilidad de rango puede ser afectada por cualquier cambio en la temperatura y la presión del gas, es expresada como:

$$\text{Habilidad de Rango} = \frac{Q_{fmax}}{Q_{fmin}} \quad (2)$$

Alta habilidad de rango permite medir exactamente tasas de flujo bajos. Un medidor puede tener una amplia gama de capacidades pero no mantener su exactitud en todo rango, lo que limita que su habilidad de rango, un medidor de orificio es un buen ejemplo de habilidad de rango limitada.

---

<sup>5</sup> FABIAN MOSQUERA T, WILLIAMS DUARTE ROA. 2002. Análisis Comparativo de los Diferentes Sistemas de Medición de Gas Natural. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 367.

Existen varios métodos que permiten aumentar la habilidad de rango, por ejemplo, dos medidores de orificio de diferentes rangos en paralelo, incrementan la habilidad de rango de 3:1 a 10:1, otro método es las combinaciones de otros tipos de medidores, un medidor de diafragma o rotatorio con un medidor de orificio, también aumentan la habilidad de rango de un sistema de medición.

### **1.3.3 Exactitud**

Probablemente es el factor más importante en la selección del medidor, se define, como el grado de conformidad del valor indicado por el medidor al valor real cuantitativamente. Matemáticamente, es la relación de volumen registrado por el medidor, dividido por el volumen registrado por él de referencia.

$$\% \text{ De exactitud} = \frac{V_m}{V_r} \times 100 \quad (3)$$

Ningún medidor es absolutamente exacto, debido a las condiciones bajo las cuales se va operar el medidor.

### **1.3.4 Capacidad**

Es la tasa de flujo de gas expresada en pies cúbicos por hora por un medidor calibrado correctamente. Para obtener alta capacidad, el medidor debe operar bajo condiciones óptimas de flujo. La capacidad de un medidor debe operar bajo condiciones óptimas de flujo. La capacidad de un medidor aumenta con la relación de presione absoluta.

### 1.3.5 Linealidad

La linealidad de un instrumento indica cuanto es su desempeño, cuando trabajando en su rango efectivo de medición, difiere del ideal.

### 1.3.6 Porcentaje de registro

La diferencia entre dos registros sucesivos indican el volumen de gas que ha pasado por el medidor. Este término es usado en las calibraciones de los medidores. Se expresa matemáticamente como el valor indicado por el medidor dividido por el volumen probador.

$$\% \text{ de registro} = \frac{\text{Volumen de medidor}}{\text{Volumen de probador}} \times 100 \quad (4)$$

### 1.3.7 Reproductividad

Expresa que tan cercanas están las lecturas de salida de las mediciones repetidas para el mismo valor de entrada bajo las mismas condiciones de operación sobre un periodo de tiempo, o sea la capacidad que tiene el medidor de repetir la misma lectura para las mismas condiciones de flujo.

### 1.3.8 Perdida de presión

Es la perdida permanente de la presión estática causada por el elemento primario o por el ensamblaje del medidor, representa un factor económico, representado por la pérdida de energía. Tiende a ser un problema serio cuando se maneja grandes volúmenes de gas y largas líneas de tubería recta.

### **1.3.9 Tipo de fluido**

El funcionamiento de algunos medidores de fluido se encuentra afectado por las propiedades y condiciones del fluido. Una consideración básica es si el fluido es un líquido o un gas. Otros factores que pueden ser importantes son la viscosidad, la temperatura, la corrosión, la conductividad eléctrica, la claridad óptica, las propiedades de lubricación y homogeneidad.

### **1.3.10 Factores económicos**

Los costos globales que involucran un medidor dado, deben determinarse teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Costo de instalación
- Costos operacionales
- Costos de mantenimiento y servicio
- Costo del medidor
- Vida esperada del medidor
- La exactitud debe mantenerse durante un periodo amplio de operación.

Ningún medidor cumplirá todas las características por lo que se necesita establecer una metodología que facilite la mejor selección, y para ello se debe asignar a cada característica una calificación que determine su importancia en el proceso de medición y listar los diferentes medidores disponibles en el mercado.

## 2. CAMPO ESCUELA COLORADO

Campo Escuela Colorado es considerado como una entidad académica administrativa de carácter científico, tecnológico y de operación de hidrocarburos, producto de un convenio interadministrativo de cooperación empresarial, con fines académicos e investigativos, realizado entre la Universidad Industrial de Santander (UIS) y la empresa colombiana de petróleos Ecopetrol S.A. por un periodo de 10 años prorrogables.

Con una superficie de 60 km<sup>2</sup>, el Campo Colorado se encuentra localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), en la provincia estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, en inmediaciones del municipio de San Vicente de Chucuri, al sureste del municipio de Barrancabermeja y al sur del Campo la Cira Infantas.<sup>6</sup>

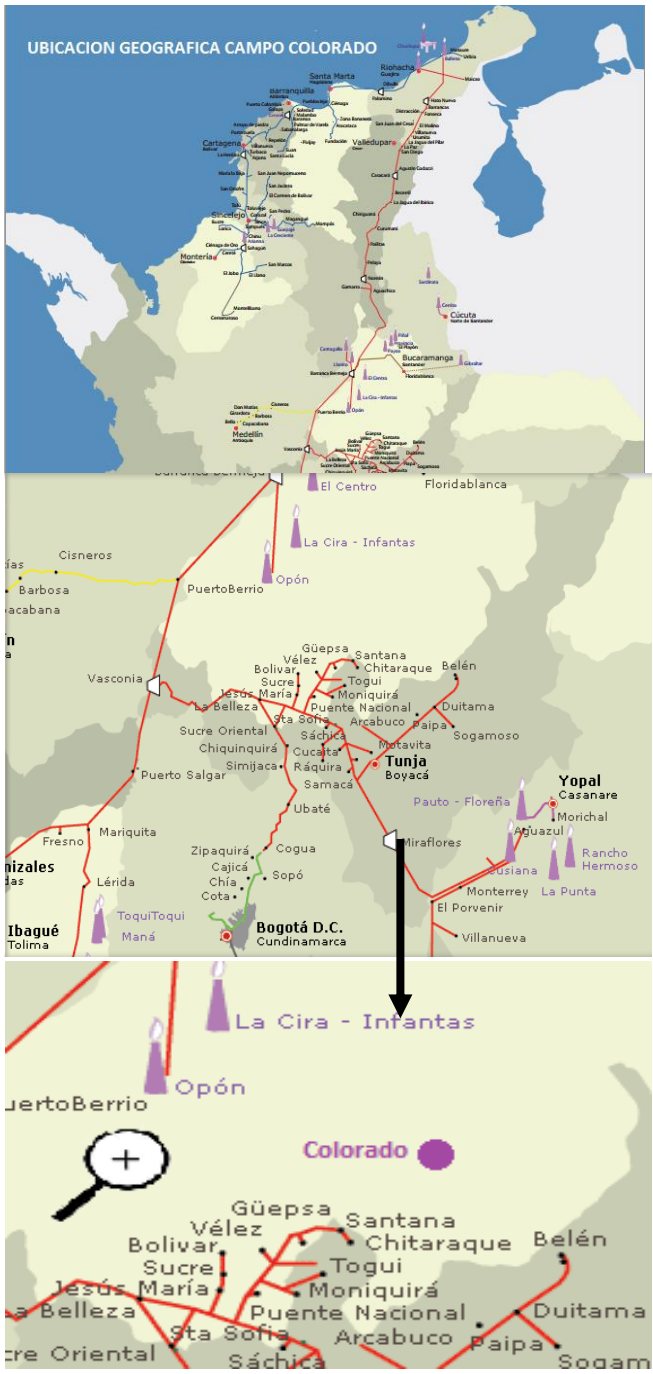
El campo fue descubierto en 1923. En 2006, inicia el proyecto Campo Escuela Colorado bajo la firma del convenio interadministrativo de Colaboración Empresarial con fines científicos y tecnológicos, entre la UIS y ECOPETROL.

Las acumulaciones son de aceite negro con gravedad de 36° a 42° API.

---

<sup>6</sup> Diagnóstico y estrategias de recobro. ECOPETROL-ICP.2003

Figura 6. Ubicación geográfica de Campo Colorado



Fuente: [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co), Modificado por las autoras.

## 2.1 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

En la tabla 1 se muestran las características propias del yacimiento.

**Tabla 1.** Datos Básicos del Yacimiento

<b>Parámetro</b>	<b>Unidad</b>
<b>Factor de Recobro</b>	14.7%
<b>Reservas Primarias Producidas</b>	8.59 MMBIs
<b>Petróleo Original Estimado, OOIP</b>	121 MMBIs
<b>Pozos Perforados</b>	75
<b>Espaciamiento entre pozos</b>	20-30 Acres

**Fuente.** Campo Colorado. Cuarto informe de yacimientos campo Colorado. Ing. Karen Pachano. Diciembre 2007. Modificado

## 2.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS FORMACIONES

Las formaciones productoras de petróleo son principalmente la formación Mugrosa (Zona B y C) y la formación Esmeralda (Zona D), depositadas en un ambiente fluvial meándrico, las cuales tienen un espesor que varía aproximadamente de 1800 a 4500 pies. En la tabla 2 se presentan datos básicos de propiedades de las arenas.

**Tabla 2.** Datos Básicos de Arenas Productoras

Parámetro	Arena A	Arena B	Arena C	Arena D
Área [Acres]	634	1083	-	-
Espesor Prom de Arena [ft]	50	57	25	25
Temp. Yacimiento [°F]	114	174	186	186
API a 60°F	41,2	39,7	40,1	40,1
Profundidad Promedio [ft]	1800	3500	4700	5600
Presión de Burbuja [psia]	648	2078	2958	2958
Viscosidad a Pb [cp.]	1,64	0,462	0,441	0,441
Bo a Pb [RB/STB]	1,091	1,401	1,373	1,373
Porosidad [%]	15,7	14,5	13	13
Swi [%]	40	40	50	50
OOIP [MMBIs]	20,062	37,336	0,507	1,157
Rsb [ scf/BIs]	140	648	667	667

**Fuente.** Modificado de ECOPETROL S.A. Informe Campo Colorado. Calculo de Reservas. Junio de 1978.

## 2.3 PRODUCCIÓN DE CRUDO

En la actualidad, el campo tiene 17 pozos abandonados, 24 inactivos y 35 pozos activos con una producción promedio de 525 BOPD según el reporte de producción del Campo Escuela Colorado. En la tabla 3 se muestra los parámetros de calidad del crudo de Campo Colorado.

**Tabla 3.** Producción de Crudo

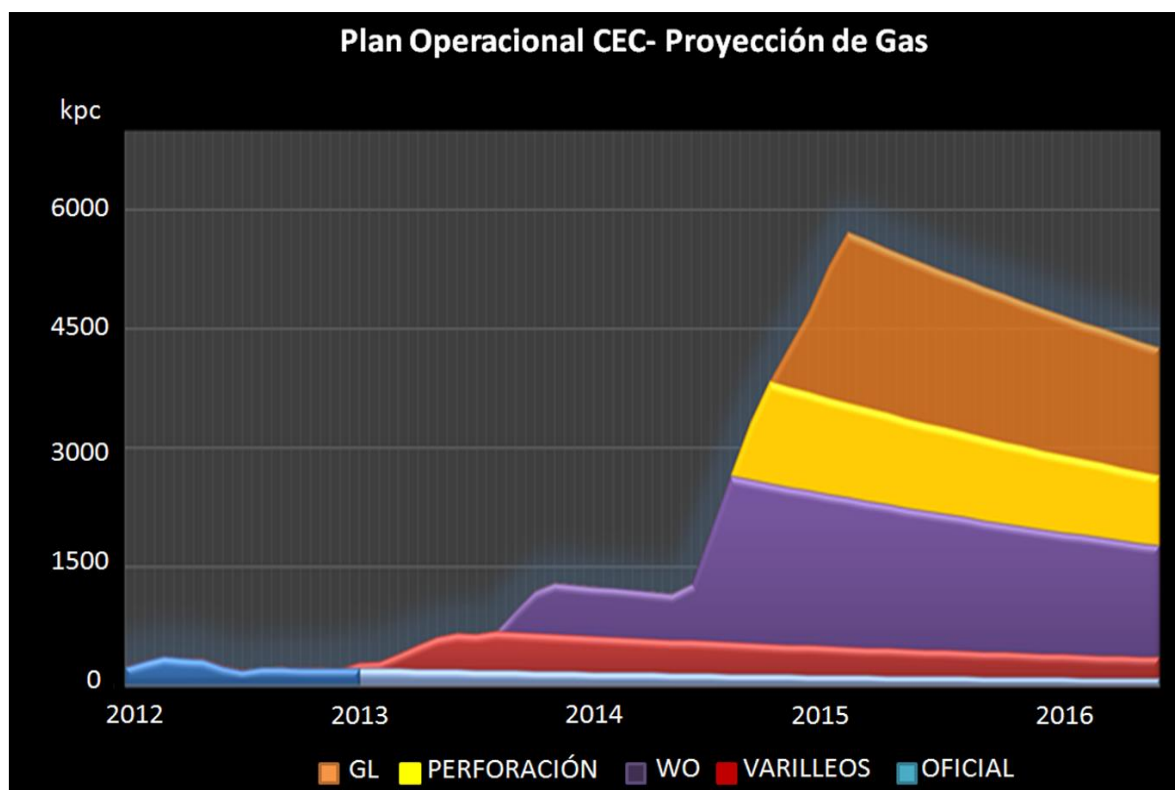
PARAMETROS DE CALIDAD AÑO 2011			
Volumen Neto Bombeado	°API	%BSW	Cantidad de sal [Lb/MBIs]
140.030	40,38	0,27	17,42

**Fuente.** Informe Mensual de Actividades. Diciembre 2011 CEC

## 2.4 PRODUCCIÓN DE GAS

El Campo Colorado produce actualmente un promedio de 400 KPC de Gas y se proyecta un incremento de un 200% gracias a nuevas perforaciones. (Figura 7)

**Figura 7.** Proyección Producción de Gas de Campo Colorado



**Fuente.** Figura suministrada por el ingeniero de producción del Campo Escuela Colorado. Junio 2013

## 2.5. ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO GAS CAMPO ESCUELA COLORADO

La composición del gas de Campo Escuela Colorado se detalla en la tabla 4 con una cromatografía extendida hecha a partir de un análisis de una muestra de gas del mismo. Y así mismo, se muestran las propiedades físico- químicas del gas en la tabla 5.

**Tabla 4.** Cromatografía Gas Natural Campo Escuela Colorado. Muestra tomada Scrubber salida a Tea

<b>CROMATOGRAFÍA GAS CEC</b>		
<b>Oxígeno</b>	1,1343	% mol
<b>Nitrógeno</b>	3,2016	% mol
<b>Dióxido de Carbono</b>	0,1809	% mol
<b>Metano</b>	71,304	% mol
<b>Etano</b>	9,2495	% mol
<b>Propano</b>	5,422	% mol
<b>i-Butano</b>	1,54	%mol
<b>n-Butano</b>	2,8778	%mol
<b>Neo-Pentano</b>	0,0445	% mol
<b>i-Pentano</b>	1,0006	% mol
<b>n-Pentano</b>	1,007	% mol
<b>2,2-Dimetilbutano</b>	0,0252	% mol
<b>Ciclopentano+ 2,3 Dimetilbutano</b>	0,091	% mol
<b>Isohexano</b>	0,3154	% mol
<b>3-Metilpentano</b>	0,1636	% mol
<b>n-Hexano</b>	0,3643	% mol
<b>2,2 Dimetilpentano</b>	0,0079	% mol
<b>Metilciclopentano</b>	0,1262	% mol
<b>Isoheptano</b>	0,0633	% mol
<b>Benceno</b>	0,0591	% mol
<b>3,3-Dimetilpentano</b>	0,006	% mol
<b>Ciclohexano</b>	0,0973	% mol
<b>2,3-Dimetilpentano</b>	0,0208	% mol
<b>3-Metilhexano</b>	0,0712	% mol
<b>1t,3-Dimetilcyclopentano</b>	0,0174	% mol
<b>3-Etilpentano</b>	0,0173	% mol
<b>Iso-Octano</b>	0,0264	%mol
<b>n-Heptano</b>	0,1141	% mol
<b>Metilciclohexano</b>	0,1194	% mol
<b>1,2,3trimetilciclohexan</b>	0,0055	% mol

<b>Etilciclopentano +2,5Dimetil</b>	0,0124	% mol
<b>Trimetilciclopentano</b>	0,0066	% mol
<b>Tolueno</b>	0,0486	% mol
<b>2-Metilheptano</b>	0,0281	% mol
<b>1t,etil3 metilciclopentano</b>	0,0444	% mol
<b>1t,2-Dimetilciclopentano</b>	0,0076	% mol
<b>n-Octano</b>	0,0301	% mol
<b>t-1,3-Dimetilciclohexano</b>	0,0121	% mol
<b>1c,4-Dimetilciclohexano</b>	0,0081	% mol
<b>Parafinas, C9</b>	0,0154	% mol
<b>2,3 Dimetilheptano</b>	0,0019	% mol
<b>o-Xileno</b>	0,0071	% mol
<b>Etilciclohexano</b>	0,0082	% mol
<b>1,1,3-Trimetilciclohexano</b>	0,0091	% mol
<b>Etilbenceno</b>	0,0065	% mol
<b>M,p-Xileno</b>	0,0281	% mol
<b>3-Metiloctano</b>	0,0052	% mol
<b>n-Nonano</b>	0,0158	% mol
<b>Mesitileno</b>	0,0201	% mol
<b>Decanos</b>	0,0063	% mol
<b>Undecanos</b>	0,0031	% mol
<b>Dodecano</b>	0,0009	% mol
<b>Tridecano+</b>	0,0005	% mol

**Fuente.** Informe Análisis de Muestra de Gas Natural CEC. Realizado en Lab ICP Marzo 2 de 2012

**Tabla 5.** Propiedades Físico Químicas Gas Natural CEC

<b>PROPIEDADES FISICOQUIMICAS A 60 °F Y 14,65 PSIA</b>		
<b>IGHV Poder Calorífico Superior Vol. Ideal</b>	BTU/PC	1369,59
<b>RGHV Poder Calorífico Superior Vol. Real</b>	BTU/PC	1376,36
<b>INHV Poder Calorífico Neto Vol. Ideal</b>	BTU/PC	1246,36
<b>RNHV Poder Calorífico Neto Vol. Real</b>	BTU/P	1252,52
<b>Densidad Ideal</b>	Lbm/pc	0,0891
<b>Densidad Real</b>	Lbm/pc	0,0896
<b>Gravedad Específica [ 14,73 psia] Ideal</b>		0,8402
<b>100% de licuefacción del Propano</b>	Gal/1000 pc	4,748
<b>Factor de Compresibilidad</b>		0,9951
<b>Peso Molecular</b>		33,935
<b>Índice de Wobbe</b>		1494,1609

**Fuente.** Informe Análisis de Muestra de Gas Natural CEC. Realizado en Lab ICP Marzo 2 de 2012

## **2.6 ESTACIÓN RECOLECTORA**

La estación recolectora es una instalación donde se almacena, separa, liquida y transportan los fluidos procedentes de pozos cercanos. Cuenta de los siguientes equipos:

- Múltiple de entrada
- Zona de separadores
- Tanques de almacenamiento de crudo
- Sistema de bombeo
- Caseta con elementos de seguridad
- Piscina API
- Sistema de gas

### 2.6.1 Múltiple de entrada

A la estación recolectora entran dos líneas de flujo, una proveniente del colector sur con un diámetro de tubería de 4 pulgadas (in) y otra del colector norte en tubería de 3 pulgadas (in); estas son recibidas en el múltiple de entrada, de donde salen tres líneas de 4 pulgadas (in) hacia la zona de separadores.

**Figura 8.** Múltiple de Entrada



**Fuente:** Campo Colorado

### 2.6.2 Zona de separadores

En la estación se encuentran tres separadores, un separador general que es donde llega la línea de producción general, un separador de prueba que es donde llega la línea de prueba de los pozos y un separador por gravedad que funciona en caso de apoyo cuando hay un mantenimiento o un daño a los otros separadores. Además se cuenta con un separador volumétrico que mide los barriles de crudo.

**Figura 9.** Separador general y de prueba



**Fuente:** Campo Colorado

El separador volumétrico y el separador general tiene un contador de flujo el cual está calibrado para que se abra su válvula de drenaje una vez acumule un barril de aceite y este sale hacia la zona de los tanques.

### **2.6.3 Tanques de almacenamiento**

En la estación se cuenta con dos tanques cada uno con capacidad para 500 Bbl, donde el uno bombea y el otro recibe el crudo producido.

### **2.6.4 Sistema de bombeo**

La producción de aceite es enviada a la estación Cira-07 de Ecopetrol, para realizar esta función se cuenta con una bomba dúplex marca Gardner Denver. Esta bombea 120 Bbl/ h a una presión de 120 psi con una línea de despacho de 4 pulgadas.

### 2.6.5 Piscina API

En esta piscina se decantan el agua y se separa el crudo para luego ser succionado por la bomba.

### 2.6.6 Sistema de Gas

El sistema de gas comienza con los separadores cuando estos separan el aceite del gas, este gas se envía por los topos de los separadores en líneas de 3 y 4 pulgadas al Depurador o Scrubber el cual tiene como función retener las últimas partículas liquidas del gas antes de ser enviado a la planta de compresión y envía el líquido recogido a la piscina API.

Antes que el gas llegue al segundo depurador una parte de este es enviado a la tea donde se quema.

**Figura 10.** Líneas de gas y scrubber



**Fuente:** Campo escuela Colorado

### **3. SISTEMAS DE MEDICIÓN DE GAS**

A nivel internacional no existe un valor determinado de exactitud exigida para la medición de gas, pero cada país determina el máximo error permitido en sus medidores. En Colombia la exactitud de medición de volúmenes de gas está determinada por la Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS), y actualmente este valor está estipulado en 1%. Por esta razón cualquier equipo que esté dentro del rango de 0 a 1%, está habilitado para operar dentro del territorio nacional.

Los sistemas de medición donde no existe transferencia de custodia, son utilizados para controlar el proceso de transporte y distribución de gas, en estos sistemas los niveles de exactitud permiten errores hasta del 4%, dependiendo de la aplicación, sin embargo, si es de importancia la habilidad del medidor de repetir una medida bajo las mismas condiciones de flujo (repetibilidad).

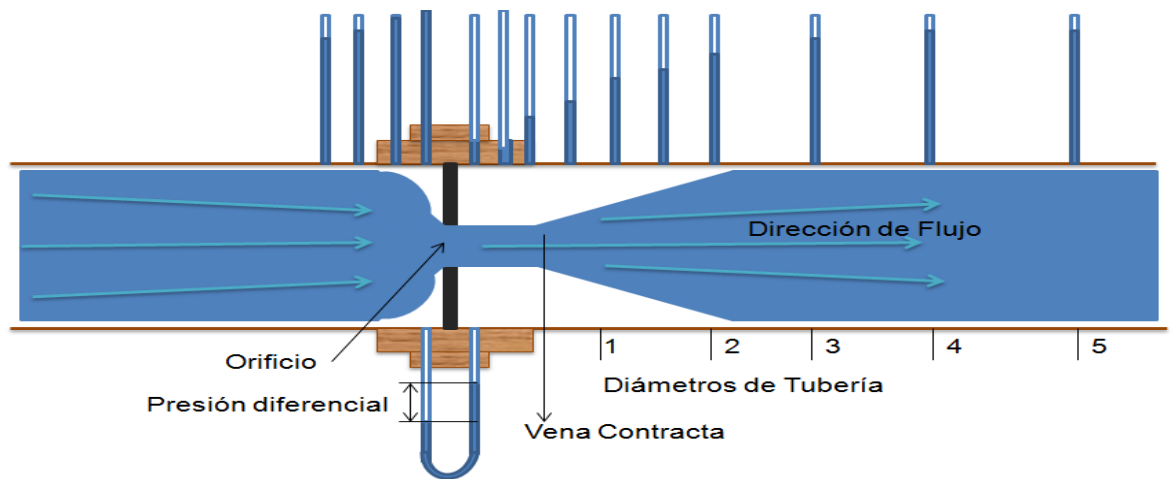
#### **3.1 MEDIDOR DE PLATINAS DE ORIFICIO**

Este instrumento de medición de obstrucción de flujo utiliza la caída de presión como indicación del caudal de flujo. Esta se genera cuando el fluido fluye continuamente a través de un conducto cerrado, encuentra una restricción y se contrae. La caída de presión es función de la velocidad y de la densidad del fluido.

El fluido debe tener un perfil de flujo totalmente desarrollado, se acostumbra utilizar enderezadores de flujo en la sección corriente-arriba para lograr esta condición de flujo y a su vez reducir considerablemente las secciones de tubería recta del tubo medidor. La vena contracta es donde se forme máximo diferencial de presión, (figura 11) representa esquemáticamente esta zona, y representa el principio de medición de la platina de orificio. Un factor de error en la medición de estos sistemas es causado por los flujos pulsantes.

Los tres tipos más comunes de platinas de orificio son la concéntrica, excéntrica y segmental, siendo estas últimas convenientes para fluidos con sólidos en suspensión. Las dos formas comúnmente empleadas para remover la platina del sistema de medición, la conexión de cámara simple que requiere que la línea este cerrada y despresurizada para cambiar o inspeccionar la platina y la conexión tipo senior que permite remover e inspeccionar mientras la línea permanece bajo presión.

**Figura 11.** Principio de las Platinas de Orificio



**Fuente.** Modificado por las autoras

### 3.1.1 Partes del medidor de orificio

El medidor de orificio consta de dos elementos principales:

El elemento primario compuesto por los accesorios que restringen el flujo y ocasionan la caída de presión y el elemento secundario que está compuesto por instrumentos sensibles a cambio de presión, de temperatura del fluido, de la densidad y gravedad específica que son necesarias para la determinación del caudal de flujo.

- Elemento Primario

La platina de orificio es un plato delgado con una abertura (orificio) circular concéntrico con borde cuadrado, cortante o afilado. La cara corriente arriba y corriente debajo de la platina deben ser planas, las desviaciones o lisuras deben ser menores a 1% de la altura de la barrera; la superficie rugosa de las paredes del interior del tubo medidor corriente-arriba y corriente-abajo no deben tener abrasiones o ralladuras visibles, el plato debe estar limpio todo el tiempo y libre de acumulaciones.

- Tubo Medidor

Es definido como una tubería recta corriente arriba, incluyendo los enderezadores de flujo si son requeridos, el soporte de la platina y de igual forma la sección de tubería recta corriente abajo.

### 3.1.2 Principio de funcionamiento

Este medidor de carga hidráulica mide la variación de dicha carga o la caída de presión se toma como una indicación del caudal de flujo, los factores  $q$  influyen en las condiciones de flujo son: el dimensionamiento de la tubería recta del medidor y el funcionamiento inadecuado de los instrumentos sensibles a la caída de presión. El fluido debe aproximarse a las condiciones de flujo estable, monofásico, homogéneo, limpio, y no debe sufrir un cambio de fase al pasar por el orificio. El número de Reynolds debe ser mayor o igual a 30 000.<sup>7</sup>

La ecuación de flujo másico determinado a partir de la densidad relativa del gas ideal,  $G_i$ , es expresada como:

$$Q_m = 589,885 * C_d(FT) * E_v * Y_1 * d^2 \sqrt{\left(\frac{G_i * P_f}{Z_f * T_f}\right) h_w} \quad (5)$$

<sup>7</sup> Orifice metering of natural gas and other related hydrocarbon fluids. Part 2. Specification and Installation Requirements. AGA. American Gas Association, Report N° 3. Fourth Edition, Abril, 2000.

Se tiene flujo volumétrico a las condiciones estándar, mediante la siguiente expresión:

$$Q_v = 7709.61 * C_d(FT) * E_v * Y_1 * d^2 * \sqrt{\left(\frac{P_f * Z_s}{G_r * Z_f * T_f}\right) h_w} \quad (6)$$

Dónde:

$Q_m$ =Tasa de Flujo másico

$Q_v$ =Tasa de Flujo volumétrico

$C_d$  (FT)= Coeficiente de descarga para un medidor de orificio con tomas de brida.

$Q_b$ =Tasa de flujo volumétrico a condiciones base, ft<sup>3</sup>/hr.

$Q_v$ =Tasa de flujo volumétrico a condiciones estándar, ft<sup>3</sup>/hr.

$P_f$ =Presión de flujo, corriente-arriba, lbf/in<sup>2</sup>.

$T_f$  = Temperatura del fluido, °R

$Z_s$ =Compresibilidad del aire a condiciones estándar.

$G_r$ = Densidad relativa del gas real

$Z_f$ = Compresibilidad del flujo.

$E_v$ =Factor de aproximación de velocidades

$Y_1$ = Factor de expansión corriente arriba

$d$ = Diámetro del orificio de la platina a la temperatura de flujo

$h_w$ = presión diferencial del orificio

### 3.1.3 Requisitos de instalación.

Para emplear la placa de orificio, el diámetro mínimo de la tubería debe ser de 2 pulgadas y máximos de 50 pulg, lo anterior no representa problema, ya que los diámetros más comunes son de 6 pulg, 8 pulg, 10 pulg, 12 pulg. Con la finalidad de evitar errores que resultan de la perturbación del flujo debido a conexiones, válvulas, etc., se recomienda colocar un tramo de tubería recta sin

obstáculos antes y después del elemento primario de flujo, la longitud requerida depende de las relaciones de diámetro y de la intensidad de la perturbación. Por ejemplo para una válvula de estrangulamiento y una relación de diámetros de 0,75 la distancia mínima es de 75 diámetros de tubo desde la placa corriente arriba.

Con el propósito de eliminar los efectos de distorsión en el régimen de flujo al pasar por los accesorios, se instalan venas enderezadoras y así también se reduce la cantidad de tubería requerida aguas arriba.

### 3.1.4 Características de desempeño de los medidores de orificio.

En la tabla 6 se presentan las características de servicio del medidor de platina de orificio.

**Tabla 6.** Características de servicio del medidor de platina de orificio.

CARACTERÍSTICAS	VALOR	UNIDADES
Máxima Presión	6000	Psi
Rango de Temperatura	-60 a 1000	°F
Rango de Flujo *	20 – 1000	KPCD
Exactitud	± 2	%
Rangeabilidad	3:1 o 4:1	
Caída de Presión	Alta	
Tamaño nominal de tubería	2 a 24	Pulgadas
Requerimiento de tubería recta	5 a 30	N° de diámetros
Costo Relativo	Bajo	
Costo de mantenimiento	Medio	
Costo de instalación	Alto	
Vida útil	10 a 15	Años

\*Rango de caudal para medidores de platina de orificio pequeños a presión atmosférica va desde 200 a 20.000 PCD; rango de caudal para medidores de orificio grandes a la máxima presión va desde 1000 a 11.000 KPCD. Los rangos de caudal dependen de la relación de diámetro y con esta se puede aumentar la rangeabilidad.

**Fuente:** Las Autoras

### **3.1.5 Ventajas y limitaciones de los medidores de orificio.**

#### **Ventajas**

- Es económica
- Fácil instalación y cambio
- No tiene componentes móviles
- Disponible en amplia variedad de tamaños de tubería
- No requieren calibración
- Adecuados para altas tasas de flujos

#### **Desventajas**

- Pérdida de presión relativamente alta.
- Baja exactitud
- Inadecuada en fluidos con sólidos en suspensión
- Requiere mantenimientos periódicos
- Los fluidos con contaminantes pueden causar desgaste y daños.
- Requieren suficiente tubería corriente arriba y corriente abajo del medidor

### **3.2. MEDIDOR TIPO TURBINA**

El medidor de turbina es un instrumento que mide la velocidad de flujo del fluido, siendo este paralelo al eje del rotor y la velocidad de rotación del rotor es proporcional a la velocidad del flujo. En 1901 el ingeniero inglés Thomas Thorp, patentó un medidor de gas diferencial basado en el principio de turbina, pero eran muy grandes, en 1920 se desarrollaron los medidores Shunt, que fueron una combinación de un medidor tipo axial y una platina de orificio, en 1936 se desarrollaron los medidores Elster, donde el flujo de gas es paralelo al eje del rotor, desde entonces se dieron muchos avances, y fueron creados los modelos Mark II que incluyeron en su diseño venas enderezadoras para

acondicionar el flujo; hoy en día, se cuenta con medidores de 2, 3, 4, 8, y 12 pulgadas, con capacidades de 9000 hasta 140000 ft<sup>3</sup>/hr.

El número total de revoluciones del rotor representa el volumen total de flujo medido. El medidor ha sido diseñado en tal forma que cada señal de pulsación representa un incremento de volumen predeterminado, es decir, existe una relación lineal entre el volumen y la lectura de salida.

### **3.2.1 Principio de operación**

Los medidores tipo turbina axiales, cuando son correctamente instalados y calibrados, brindan una gran exactitud en las mediciones de volumen y caudal volumétrico, aunque la exactitud en la medición depende de la calidad del fluido que pasa por el medidor. Una representación esquemática del medidor de turbina se muestra en la (figura 12). El gas ingresa al medidor incrementando su velocidad al pasar a través de un canal anular definido por un cono o difusor de entrada, las venas enderezadoras situadas en este canal anular aseguran un perfil de velocidad uniforme.<sup>8</sup>

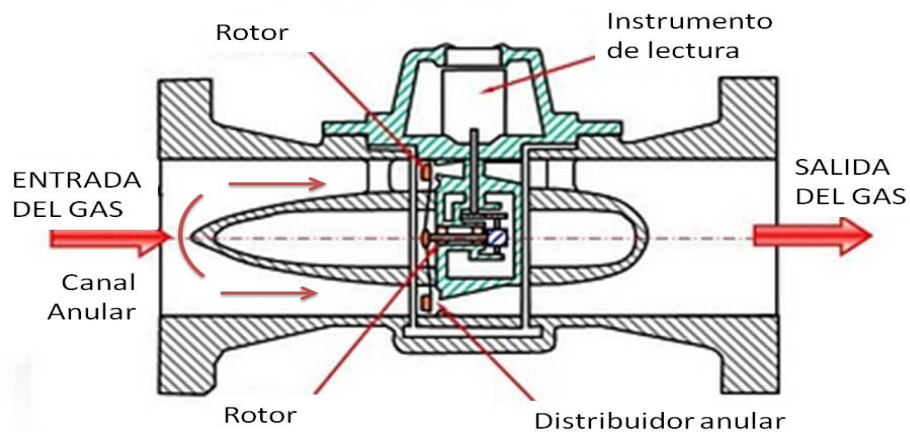
Bajo condiciones ideales, la velocidad de giro del rotor es proporcional al caudal volumétrico, pero en la realidad es también función de la forma, tamaño y diseño del rotor, dependiendo también de fuerzas debidas a la fricción de mecanismos internos, arrastre de fluido y densidad del gas, entre otros, por ellos el gas debe tener suficiente masa y velocidad para vencer las fuerzas de fricción y obtener una medición proporcional al flujo de gas. Hoffer determinó que las caídas de presión en los medidores de turbina son de 4 a 6 psia y son causadas por los soportes de suspensión (hanger) del rotor y por el cuerpo del medidor. Su exactitud se ve afectada por los torques retardantes, que causan un deslizamiento del rotor, estos se refieren a fuerzas independientes del fluido y mecánicas.

---

<sup>8</sup> Measurement of fuel gas by turbine meters. AGA. American Gas Association, Report N° 7.

Extensivas pruebas a varios caudales de flujo y presión han definido la configuración de tubería adecuadas para una mayor exactitud de la medición de volúmenes con mediciones de tuberías. Las configuraciones de tubería más ampliamente recomendadas son las normas “American Gas Associatios”, report N° 3, del “Measurement of Fuel Gas by Turbine Meters”

**Figura 12.** Principio operación de los medidores de turbina



**Fuente:** Modificada por las autoras

### 3.2.2 Componentes básicos del medidor de turbina.

El medidor de turbina consta de tres componentes básicos: el cuerpo, el mecanismo de medición y el instrumento de lectura o salida. Existen diversos diseños que incorporan variaciones en los materiales y formas de los rotores, rodamientos, etc., dependiendo de la aplicación y los requerimientos de la misma.

#### 3.2.2.1 Cuerpo

Existen disponibles cuerpos de turbinas con conexiones estándar de diversa índole, siendo las más populares para transferencia de custodia las de conexiones roscadas o con brida. El cuerpo del medidor debe tener el nombre del fabricante, la máxima capacidad en unidades de volumen real, la máxima

presión de operación permisible, el número de serie y una flecha que indique la dirección del flujo.

#### 3.2.2.2 Mecanismo de medición

Hay dos configuraciones de mecanismos general, que se distinguen por la forma en la que se instalan al cuerpo del medidor, una es de entrada superior o lateral, que es removible como una unidad a través de bridas laterales o superiores, y la otra es de entrada final, donde los mecanismos de medición son removibles como piezas separadas o como unidad a través de conexiones finales.

Consiste en el rotor, ejes del rotor, cojinetes y estructuras de soporte necesarias.

Los rotores pueden fabricarse con perfiles helicoidales o planos según la relación de diámetro, el número de alabes puede variar de 6 a 24 o más dependiendo también del ángulo entre los mismos. En cuanto a los rodamientos, se prefiere la utilización de rodamientos de bola de acero inoxidable para turbinas de gran caudal, aunque según la capacidad se tienen diferentes configuraciones y los soportes poseen una doble función, fijar el eje del rotor al cuerpo y por su forma puede rectificar ligeramente el flujo que ingresa al medidor.

#### 3.2.2.3 Mecanismos de salida

Los medidores de turbina vienen dotados con salidas de pulso mecánico y/o eléctrico.

Los detectores mecánicos incorporan acoples magnéticos para transmitir el movimiento hacia el juego de engranajes del indicador, los sensores de tipo

magnético utilizan al menos una bobina roscada al cuerpo del medidor muy cerca del rotor.

### **3.2.3 Instalación**

El medidor de turbina es un medidor de velocidad, su construcción se diseña para dirigir el flujo por el canal anular corriente-arriba del rotor, asegurando que el perfil de flujo que entra al medidor tenga una distribución uniforme, son diseñados para flujo en una sola dirección, el flujo en reversa no daña el medidor pero puede resultar en un registro de flujo erróneo; el termopozo puede ser ubicado corriente abajo del medidor para mantener al mínimo las perturbaciones, generalmente son instaladas de uno a cinco diámetros nominales de tubería de la salida del medidor, es importante la instalación del termopozo para asegurar que la transferencia de calor con la tubería adyacente y los efectos de radiación del sol no influyen en la temperatura del gas que fluye.

#### **3.2.3.1 Instalación básica recomendada**

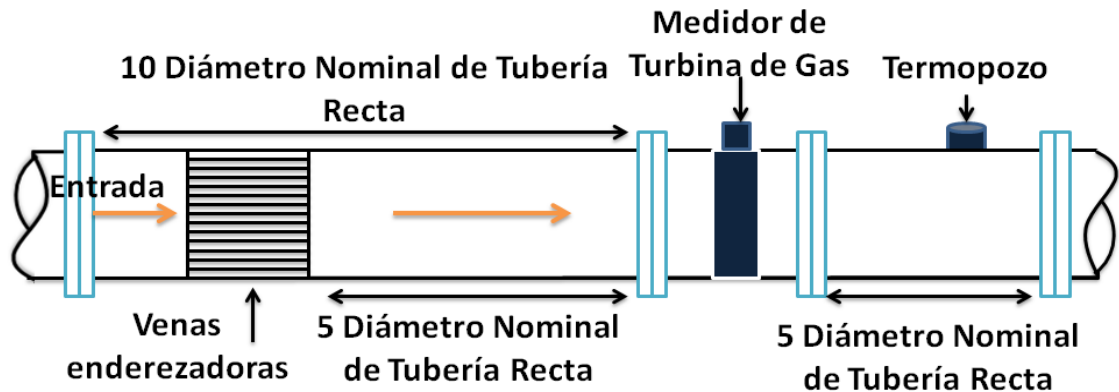
Válvulas y reguladores pueden causar perturbación en el flujo, se recomienda instalar venas enderezadoras de flujo, sin embargo la utilización de ellas no eliminará los efectos de chorros fuertes.

La longitud de tubería mínima recomendada para la instalación de medidores de turbina es de 10 diámetros nominales de tubería recta corriente arriba, con la salida de las venas enderezadoras ubicadas a 5 diámetros nominales de tubería recta de la entrada al medidor. En la figura 13 se muestra esta configuración recomendada.<sup>9</sup>

---

<sup>9</sup> Measurement of fuel gas by turbine meters. AGA. American Gas Association, Report N° 7.

**Figura 13.** Longitudes mínimas recomendadas para un medidor de turbina.



**Fuente:** AGA Report No. 7. Measurement of Natural Gas by Turbine Meters, February 2006

Instalaciones típicas con diferentes accesorios y dispositivos opcionales son descritas en el AGA Report No. 7. Measurement of Natural Gas by Turbine Meters, February 2006, válvulas, filtros y otros, pueden ser instalados corriente arriba o corriente abajo de la instalación recomendada.

### 3.2.3.2 Características de funcionamiento

La exactitud, linealidad, y una correcta medición se puede lograr si se realiza una correcta instalación, el medidor se diseña y calibra bajo una condición que se aproxima al flujo axial a la entrada del rotor, pero si el fluido tiene remolinos esta exactitud no se lograra, la velocidad del rotor a un caudal de flujo dado será diferente, por ejemplo, si el remolino rota en la misma dirección de rotación del rotor, este aumentara su velocidad mientras que si es contraria, este disminuirá la velocidad del rotor.

Ahora bien, si existe una distorsión en la velocidad a la entrada del rotor, generalmente se van a obtener velocidades mayores del rotor que para un perfil de velocidades uniformes; y si hay un arrastre de líquido se generaran unos torques retardantes que producirán un deslizamiento del rotor de su velocidad ideal.

### 3.2.4 Medición de flujo volumétrico

Dependiendo de la tasa de flujo de gas, el rotor del medidor girará a una velocidad proporcional al caudal de flujo, y esta velocidad será medida. Las revoluciones del rotor se cuentan mecánica o eléctricamente y se convierten en un registro volumétrico continuamente totalizado.

El volumen registrado se encuentra a temperatura y presión de flujo, y debe ser corregido a condiciones base para propósitos de venta.

El caudal a condiciones base se define como:

$$Q_b = Q_f * F_{pm} * F_{pb} * F_{tm} * F_{tv} * S \quad (7)$$

Dónde:

$$Q_f = \frac{Vf}{t} \quad (8)$$

$$F_{pb} = \frac{14.73}{P_b} \quad (9)$$

$$F_{tb} = \frac{T_b}{520} \quad (10)$$

$$F_{tm} = \frac{520}{T_f} \quad (11)$$

$$S = \frac{Z_b}{Z_f} \quad (12)$$

Dónde:

Q<sub>b</sub> = Caudal de flujo a condiciones base

Q<sub>f</sub> = Caudal de flujo a condiciones de flujo

Vf = Volumen de gas medido a condiciones de flujo; Diferencias de lectura en un contador mecánico; pulsos totales \* 1/K en un contador eléctrico

K = pulsos/ft<sup>3</sup>

t = Tiempo

Fpm = Factor de Presión

Pf = Presión estática manométrica, psig

Pb = presión base

Fpb = Factor de presión base, se aplica para cambiar la presión base contractual a cualquier otra presión base.

Ftb = Factor de temperatura base, cambia la temperatura base estimada a la temperatura base real.

Tb = temperatura base contractual, °R

Ftm = Factor de temperatura de flujo.

Tf = temperatura de flujo, °R

S = factor de relación de supercompresibilidad

Zf = factor de compresibilidad a condiciones de flujo

Si el gas tiene una gravedad específica diferente a 0.6 y contiene nitrógeno y dióxido de carbono, es necesario calcular la temperatura y la presión ajustadas para obtener los factores apropiados.

### **3.2.5 Características de desempeño de los medidores tipo Turbina.**

En la tabla 7 se presentan las características de servicio del medidor tipo Turbina

**Tabla 7.** Características de servicio del medidor tipo turbina.

CARACTERÍSTICA	VALOR	UNIDADES
Máxima Presión	60.000	Psi
Rango de Temperatura	-450 a 1200	°F
Rango de Flujo *	>8.5	KPCD
Exactitud	± 0.5	%
Rangabilidad	10:1 a 50:1	
Caída de Presión	Baja (0.05)	Psi
Tamaño nominal de tubería	4 a 30	Pulgadas
Requerimiento de tubería recta	4 a 10	N° de diámetros
Costo Relativo	Alto	
Costo de mantenimiento	Alto	
Costo de instalación	Media	
Vida útil	10 a 15	Años

\* Para caudales entre 1000 y 50.000 PCD se utilizan turbinas más pequeñas a baja presión

Fuente: Las Autoras

### 3.2.6 Ventajas y limitaciones de los medidores de turbina

#### Ventajas

- Entre las ventajas del medidor de turbina se encuentran que su salida digital es muy repetible, comúnmente es de  $\pm 0.1\%$ , además su exactitud es de  $\pm 1\%$  a  $0.25\%$  sobre todo el rango de operación desde la presión atmosférica hasta 1440 psig.
- La habilidad de rango de línea entre 400 y 1000 psig, puede variar desde 80:1 a 200:1, su habilidad de rango aumenta al incrementarse la presión de operación.
- Maneja altas tasas de flujo, que permite el tamaño de la línea hasta velocidades tan altas como 25 a 30 ft/seg.

- Los cambios de gravedad específica no afectan la exactitud del medidor, este medidor genera pocas pérdidas de presión y es de fácil instalación.

### **Desventajas**

Entre las limitaciones podemos encontrar que requiere de calibración para mantener su exactitud, es susceptible al deterioro o daño si el gas está sucio o si hay altas velocidades repentinas del gas, es costoso y requiere la utilización de strainers y filtraciones.

### **3.3 MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO**

El consumo de esta tecnología de medición se ha favorecido gracias a su bajo costo, alta relación máximo/mínimo y requerimiento de instalación simple, entre otras características; estos medidores miden el volumen directamente a condiciones de flujo, que pasa por sus conexiones.

Al pasar el fluido por el medidor, hace mover un elemento de medición que cierra la cámara de medición formando un cierto número de compartimientos de volumen determinado, en tanto que el elemento se mueve, estos compartimientos se llenan y vacían sucesivamente, así, para un ciclo del elemento de medición, pasa una cantidad de fluido conocido a través del medidor entrando por un orificio de alimentación y saliendo por otro de expulsión. El número de ciclos del elemento de medición pueden entonces estar indicados por medio de una aguja que se desplaza por una escala o un dial calibrado para registrar la cantidad total de flujo que pasa a través del medidor.

Se realizara una descripción de los dos medidores tipo desplazamiento positivo más utilizados en la industria del gas, estos son, el medidor de paredes deformables o medidor de diafragma y el medidor de pistones rotativos.

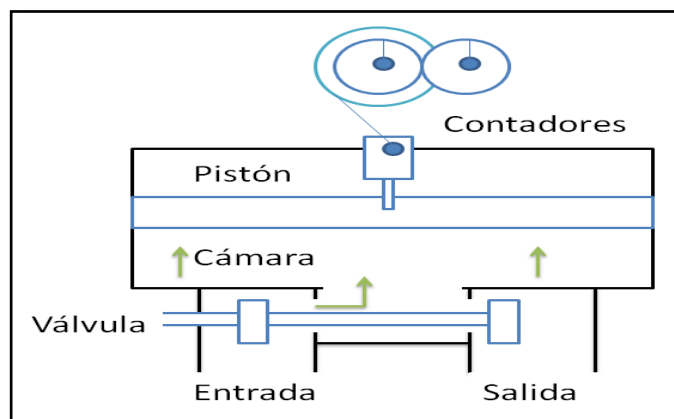
### 3.3.1 Medidor tipo diafragma

Los medidores de desplazamiento miden directamente el volumen sin considerar la temperatura, la presión o la densidad. Esta medición se realiza por el desplazamiento físico de un volumen fijo por movimientos mecánicos. Los medidores de desplazamiento tipo diafragma utilizan ensamblajes de fuelles flexibles para formar cámaras de mediciones y miembros impulsores del medidor que realizan los desplazamientos físicos del volumen fijo.

#### 3.3.1.1 Principio básico de operación

El gas entra al fondo de la cámara a través de la válvula, el pistón es movido hacia arriba por la acción de la presión del gas sobre la superficie del pistón, este movimiento se continua hasta que la válvula cierra la parte de la entrada, cuando esto ocurre, la parte de la salida es abierta permitiendo que el gas atrapado en la cámara escape. El principio es ilustrado en la figura 14 por un pistón y un arreglo de válvula.

**Figura 14.** Principio de Operación de los medidores de diafragma de una sola cámara.



**Fuente:** Modificada por las autoras

El volumen de la cámara es conocido, el número de veces que la cámara es llenada y vaciada se utiliza para contabilizar y determinar el volumen de gas que pasa a través del medidor. Pero con una simple cámara de medición, en el

fluido pueden ocurrir flujos pulsantes para medio ciclo de medición y además causa fricción y fuerzas de arrastre del pistón y el cilindro, por lo que este arreglo no es adecuado para la exactitud de la medición.

Los medidores de diafragma actuales utilizan múltiples cámaras, un diseño de cuatro cámaras proporciona un flujo más uniforme y minimiza los flujos pulsantes. El volumen exacto de los compartimientos se determina por el conteo del número de desplazamiento, el llenarse y vaciarse en forma secuencial las cuatro cámaras en el medidor.

#### 3.3.1.2 Diseño

Un medidor de desplazamiento positivo tipo diafragma consiste en cinco elementos básicos. La cubierta o caja, las cámaras de medición, válvulas y sistemas de articulación, instrumentos de calibración y el index o indicador.

La cubierta del medidor contiene los mecanismos de trabajo y las cámaras de medición, es construida en aluminio colado o hierro dúctil colado, está diseñada para permitir presiones máximas de operación de 5 a 500 psig.

Los compartimientos de medición son formados en parte por el cuerpo de la cubierta y en parte por un arreglo de pistón flexible, referido a un disco metálico que forma el pistón y una cámara recubierta flexible.

Como todos los medidores, un medio de calibración puede ser incluido para ajustar el movimiento del diafragma y de las válvulas a la secuencia del diafragma. Estos instrumentos son conocidos como la tangente, y es afectada por los cambios en la longitud de las uniones o por su posición y lo que buscan es realizar una compensación de temperatura cuando el gas entra a diferente temperatura de la temperatura base.

La cantidad de gas medida y vaciada al exterior del medidor es documentada en un registrador totalizador o un index el cual es colocado al frente del medidor.

Los diafragmas son conectados, desde los sistemas de engranajes a la tangente, como la tangente es girada por movimientos del diafragma, los movimientos son transmitidos a un indicador a través de una serie de engranajes, cada revolución de la tangente representa un volumen específico de gas medido, el cual es continuamente totalizado en el index.

### **3.3.2 Medidor tipo rotatorios**

Este tipo de instrumento tiene válvulas rotativas que giran excéntricamente rozando con las paredes de una cámara circular y transportan el gas en forma incremental de la entrada a la salida, tienen una amplia aceptación debido a su historia de confiabilidad, exactitud, funcionamiento, alta capacidad en razón a su tamaño y generalmente bajo mantenimiento.

Hay dos tipos básicos de medidores rotativos, los medidores de aspas rotativas y los medidores de Impeller Lobulado, ambos miden el gas a través de cámaras de medición de volúmenes conocidos que se llenan y vacían alternadamente.

Los medidores rotativos están disponibles en rangos de capacidad estimada aproximadamente de 1000 a 100.000 ft<sup>3</sup>/hr, aunque el volumen de nuevas aplicaciones está dentro de 1.500 a 150.000 ft<sup>3</sup>/hr. La capacidad establecida para estos medidores de desplazamiento es determinada por la máxima velocidad rotacional y no por la presión a través del medidor.

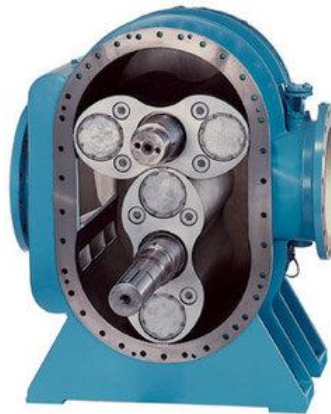
### 3.3.2.1 Principio de operación

- Medidor de Impeller Lobulado

Consiste en dos impulsores con figura de 8 montados en una carcasa, utiliza unas cámaras principales de rotación para medir el volumen de gas desplazado.

Sincronizado por dos engranajes, los dos impulsores rotan en dirección opuesta, existiendo casi contacto entre los dos miembros rotatorios, como se muestra en la figura 15. Cuando el impulsor está en posición vertical un volumen de gas determinado se encuentra en la cámara de medición, como el impulsor continúa girando, debido a la mínima caída de presión a través del rotor, el volumen es descargado al fondo del medidor, esta acción tiene lugar cuatro veces, para una revolución completa de los engranajes, a una velocidad proporcional al flujo de gas.

**Figura 15.** Medidor Tipo Impeller Lobulado.



**Fuente.** AERZEN. México

Sus capacidades establecidas son basadas en u velocidad rotacional y no en la presión diferencial, y están disponibles con capacidades estimadas de 800 a 102.000 ft<sup>3</sup>/hr y presiones de operación desde 125 a 1440 psig.

- Medidores de venas o alabes de rotación

En este tipo de medidor se observa un tambor excéntrico que lleva alabes radiales en la caja del medidor para formar cámaras de medición. La presión diferencial hace rotar el tambor, con cada revolución del tambor, el medidor mide cuatro veces el volumen del gas requerido para llenar la cámara anular de medición.

### 3.3.2.2 Características de instalación

Para la instalación de estos tipos de medidores se recomienda que la tubería corriente arriba debe estar purgada de arena, piedras. Si se considera que la línea de flujo que transporta el gas arrastra algún material extraño, se debe colocar un filtro o calador para proteger al medidor y reguladores. Los medidores rotarios deben ser instalados de forma nivelada, particularmente el medidor Impeller Lobulado el cual depende de una capa de aceite para su lubricación y el medidor de aspas rotarias es el más crítico en este aspecto ya que tiene que permanecer constantemente lubricado.

### 3.3.2.3 Capacidad

La capacidad de los medidores rotatorios se puede determinar con la siguiente expresión.

$$Q_s = Q_d * F_p * F_t * F_c \quad (13)$$

Dónde:

$$F_p = \frac{P_m + P_a}{14.73} \quad (14)$$

$$F_t = \frac{519.67}{459.67 + T_f} \quad (15)$$

$$F_c = \frac{Z_s}{Z_f} \quad ( 16 )$$

Donde

Qs = Volumen estándar o corregido

Qd = Volumen desplazado o sin corregir

Fp = Factor de corrección de presión

Ft = Factor de corrección de temperatura

Fc =Factor de corrección de compresibilidad

Pm = Presión manométrica

Pa = presión atmosférica

Tf = Temperatura de flujo

Zs = compresibilidad a condiciones estándar

Zf = Compresibilidad a condiciones de flujo

### **3.3.3 Características de desempeño de los medidores tipo Desplazamiento Positivo.**

En la tabla 8 se presentan las características de servicio del medidor tipo desplazamiento positivo.

**Tabla 8.** Características de servicio del medidor tipo desplazamiento positivo.

CARACTERÍSTICAS	DIAFRAGMA	ROTATIVO	UNIDADES
Máxima Presión	100	175 o hasta 1400	Psi
Rango de Temperatura	-30 a 140	-40 a 150	°F
Rango de Flujo	0.230 a 5.9	.96 a 13,5	KPCH
Exactitud	±1	±1	%
Rangoabilidad	50:1	50:1	
Caída de Presión	Media	Media	Psi
Tamaño nominal de tubería	¾ a 4	2 a 16	Pulgadas
Requerimiento de tubería recta	0	0 a 5	N° de diámetros
Costo Relativo	Medio	Bajo	
Costo de mantenimiento	Bajo	Medio	
Costo de instalación	Medio	Bajo	
Vida útil	30 a 40	10 a 25	Años

Fuente: Las Autoras

### 3.3.4 Ventajas y limitaciones de los medidores de turbina

#### Ventajas

- Inmune a cambios de viscosidad.
- No se transmite la tensión de la tubería al elemento de medición, gracias a su doble carcasa.
- El elemento de medición puede ser sacado fácilmente para mantenimiento o para limpiar la línea durante la puesta en marcha
- La presión diferencial a través de las paredes de la cámara de medición es mínima, eliminando así la posibilidad de que se presenten cambios en las dimensiones de la cámara de medición debido a las variaciones de presión del sistema.

- Facilidad para operar sin fuentes externas de potencia.
- Capacidad para registrar una rata de flujo cerca de cero.
- Conceptos sencillos de diseño y operación.
- Extremadamente estable.

### **Desventajas**

- Costo inicial.
- Susceptibles a daños por flujos pulsantes y —GAS SLUGGINGII.
- Susceptibles a daños por erosión y corrosión.
- Severas reducciones en flujo si el medidor es atascado u obstruido. (Casi como cerrar una válvula).
- Altos requerimientos de mantenimiento.
- Muchas partes móviles.
- Sensible a —bolsas de gas/aire.

### **3.4 MEDIDORES ULTRASONICOS**

Los medidores ultrasónicos, son medidores de velocidad, usan ondas sonoras para medir el flujo de gas. Este medidor responde a la deflexión de las ondas ultrasónicas transmitidas a través de una corriente fluida. Un transmisor que genera sonido ultrasónico, se monta en el exterior de una tubería colocando a distancias determinadas, aguas arriba y abajo, sendos receptores de ultrasonidos opuestos al emisor. En condiciones de no-flujo, ambos receptores reciben igual cantidad de energía ultrasónica y generan tensiones iguales. En condiciones de flujo (en cualquier sentido) las ondas ultrasónicas se deflectan y como resultado los receptores generan voltajes distintos. Comparando ambos voltajes, se tiene indicación del sentido y la magnitud del flujo. En la actualidad

este tipo de medidor tiene una gran aplicación industrial, es por ello que cada día la demanda es mayor.

### 3.4.1 Principio de operación

Estos medidores se basan en ondas de sonido que viajan con una velocidad a través de un medio. La velocidad de sonido en el gas es determinado por su composición y también su presión y temperatura<sup>10</sup>. Algunos indicativos para diferentes gases y bajo diferentes condiciones se presentan en la tabla 9.

**Tabla 9.** Velocidades del sonido de algunos gases bajo diferentes condiciones.

GAS	P(bar)	T (k)	C (m/s)
Metano (CH <sub>4</sub> )	1	275	432
Metano	1	320	463
Metano	60	275	414
Metano	60	320	456
Aire	1.0133	275	333
Hidrogeno (H <sub>2</sub> )	1.0133	273.15	1022
Etileno (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	1	273.05	318
Gas natural	1.0133	273.15	400

**Fuente:** Trabajo de grado “Calidad y Medición del Gas Natural” Universidad Nacional de Ingeniería. Lima-Perú 2006.

Para gases; en el comportamiento del gas ideal, la velocidad del sonido (C) es igual a:

$$C = \sqrt{\frac{kP}{\rho}} \quad (17)$$

Para el gas natural, la velocidad del sonido es:

$$C = \sqrt{\frac{kP}{Z\rho}} \quad (18)$$

<sup>10</sup> KAZUTO KAWAKITA.2002 Conceptos. Componentes Claves de la Medición Ultrasónica. 1ª Jornada Técnica internacional en Medición de Flujo de Gas. Bucaramanga.

Donde

$k$  = constante de Poisson's

$P$  = Presión del gas

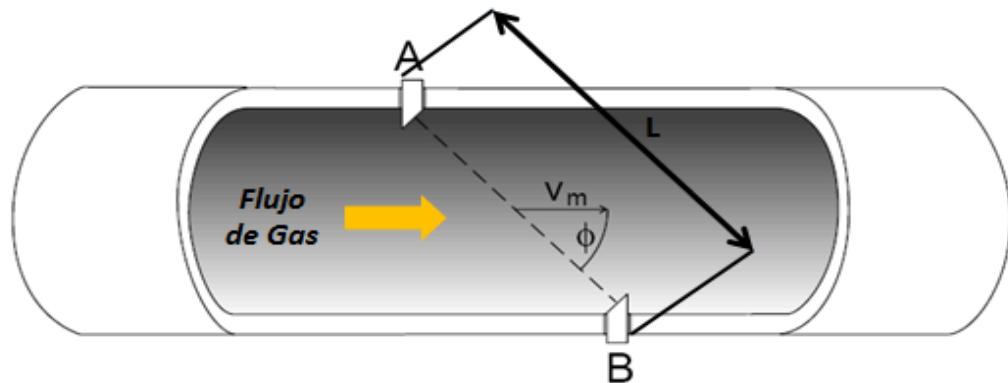
$Z$  = factor de compresibilidad

$\rho$  = Densidad

Si las ondas del sonido se crean en medio del flujo, su velocidad de propagación será igual a la suma del vector de la velocidad de la onda original y la velocidad del medio. Este efecto se usa para medir la velocidad de gas.

En la figura 16 se muestra el sistema básico de medidores ultrasónicos. En ambos lados de la tubería, se encuentran montados los transductores en las posiciones A y B, los cuales pueden emitir y recibir las ondas ultrasónicas. Las ondas acústicas se generan como un haz perpendicular a la superficie del transductor.

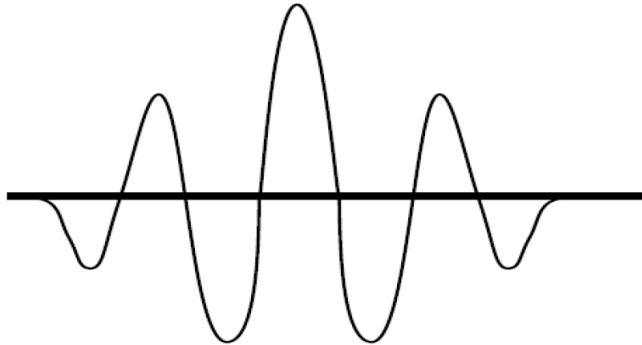
**Figura 16.** Estructura Básica de los Medidores Ultrasónicos.



**Fuente:** Modificada por las autoras.

Los MUS usan una señal de pulso corto. La forma de la señal, que es realmente una muy corta emisión de alta frecuencia (ver figura 17), es detectada por un receptor en el costado opuesto de la tubería, midiendo así el tiempo transcurrido desde la emisión de la onda (tiempo de tránsito).

**Figura 17.** Forma típica de un pulso de alta frecuencia.



**Fuente:** Trabajo de grado “Calidad y Medición del Gas Natural” Universidad Nacional de Ingeniería. Lima-Perú 2006.

Con cero flujo el tiempo de viaje de A hacia B ( $t_{AB}$ ) es igual al tiempo de viaje de B hacia A ( $t_{BA}$ ). Esto es igual al tiempo de viaje promedio por los pulsos acústicos  $t_0$ :

$$t_{AB} = t_{BA} = t_0 = \frac{L}{C} \quad (19)$$

Dónde:  $L$ , es la longitud de la trayectoria acústica y  $C$ , es la velocidad del sonido en el gas.

Si este es un flujo de gas con velocidad  $V_m$  en la dirección indicada en la figura 17, el tiempo de viaje del pulso acústico de A hasta B decrecerá y de B hacia A incrementará de acuerdo a:

$$t_{AB} = \frac{L}{C + V_m \cdot \cos \varphi} \quad (20)$$

$$t_{BA} = \frac{L}{C - V_m \cdot \cos \varphi} \quad (21)$$

Donde  $\varphi$  es el ángulo entre la trayectoria A - B y el eje de la tubería.

Donde los dos pulsos acústicos son transmitidos para el mismo tiempo, la velocidad de sonido es idéntico para ambas mediciones y pueden sin embargo ser eliminados, resultando en:

$$V_m = \frac{L}{2 \cos(\varphi)} \left( \frac{1}{t_{AB}} - \frac{1}{t_{BA}} \right) \quad (22)$$

Donde,  $V_m$  es la velocidad promedio del flujo, a lo largo de la trayectoria del ultrasonido. Es claro que la medición de flujo se realiza en forma bidireccional.

Alternativamente cuando la velocidad de gas  $V_m$  se elimina, puede calcularse la velocidad del sonido:

$$C = \frac{L}{2} \left( \frac{1}{t_{AB}} + \frac{1}{t_{BA}} \right) \quad (23)$$

Dónde:

$t_{AB}$  = Tiempo de transito corriente-abajo

$t_{BA}$  = Tiempo de transito corriente-arriba

$V_m$  = Velocidad promedio a los largo de la trayectoria acústica

$L$  = Longitud de la trayectoria acústica

$C$  = Velocidad del sonido en el flujo de gas

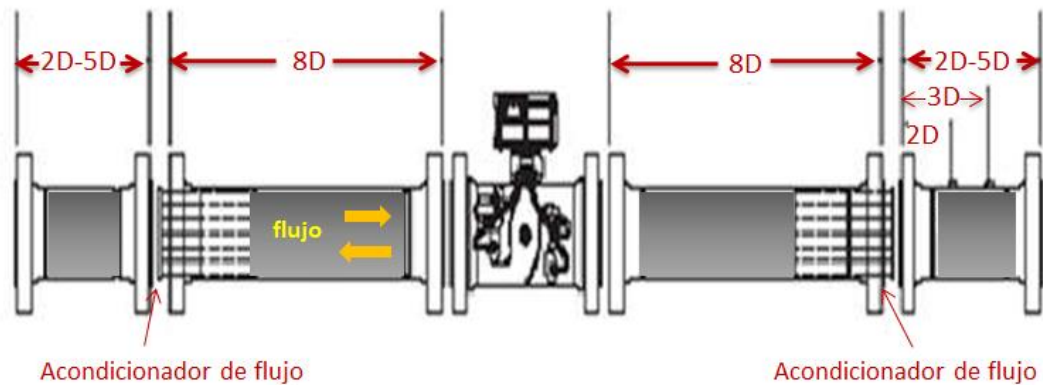
Como la velocidad del sonido se relaciona con la densidad del medio, también puede usarse en algunas aplicaciones para calcular un valor aproximado del flujo de masa en el sistema.

### 3.4.2 Requisitos de instalación

Así como en la mayoría de los medidores de flujo, la tubería siempre debe estar llena para asegurar la operación adecuada y la indicación correcta del flujo volumétrico. Normalmente los fabricantes especifican la distancia mínima de válvulas, tees, codos, bombas y otras obstrucciones que aseguren el buen desempeño de este medidor. Típicamente se requiere de 10 a 20 diámetros de tubo corriente arriba y 5 diámetros corriente abajo del medidor. En la (figura 18)

se representa la longitud del tubo mínimo recomendado para la instalación del medidor ultrasónico.<sup>11</sup>

**Figura 18.** Instalación en tramo recto de tubería de un medidor ultrasónico.



**Fuente:** Modificada por las autoras

### 3.4.3 Características de desempeño de los medidores tipo Ultrasónicos

En la tabla 10 se presentan las características de servicio del medidor tipo ultrasónico

**Tabla 10.** Características de servicio del medidor tipo ultrasónico.

CARACTERÍSTICAS	VALOR	UNIDADES
Máxima Presión*	3.000	Psi
Rango de Temperatura	-13 a 131	°F
Rango de Flujo	>0.2	KPCH
Exactitud	± 0.5	%
Rangeabilidad	50:1 a 300:1	
Caída de Presión	Baja o ninguna	Psi
Tamaño nominal de tubería	2 a 48	Pulgadas
Requerimiento de tubería recta	>2	N° de diámetros
Costo Relativo	Alto	
Costo de mantenimiento	Bajo	

<sup>11</sup> GUILLERMO MOTA GINEZ. 2012. Metodología para la Selección de Medidores de Flujo. Tesis de Grado. Instituto Politécnico Nacional. Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. 97 p.

<b>Costo de instalación</b>	Medio	
<b>Vida útil</b>	10 a 15	Años

\*En el mercado se encuentran medidores ultrasónicos de baja presión ideales para la medición de flujos en líneas que presentas presiones cercanas a la atmosférica como lo es el caso de las líneas que van a tea.

**Fuente:** Las Autoras

### 3.4.4 Ventajas y limitaciones de un medidor ultrasónico

#### Ventajas

- No tienen partes móviles
- La caída de presión es estos medidores es despreciable
- Capacidad de flujo bidireccional
- Exactitud dentro de  $\pm 1.0\%$
- Bajo costo en mantenimiento e instalación
- No son afectados por acumulación de contaminantes
- Son insensibles al flujo pulsante
- No hay restricción en la línea de tubería
- El microprocesador y los transductores son portátiles; pueden ser instalados y removidos sin interrupción de flujo de gas
- Alta habilidad de rango

#### Limitaciones

A pesar que los medidores ultrasónicos tienen numerosas aplicaciones en la industria del gas, presentan grandes limitaciones, las principales son:

- Deben ser cuidadosamente instalados para asegurar una adecuada operación del medidor.
- Las configuraciones de tubería corriente arriba y corriente abajo del medidor pueden afectar el flujo de gas a través del medidor.
- Son afectados por los flujos asimétricos.

- Las válvulas de aislamientos y reguladores crean dificultad para distinguir los sonidos generados Para determinar las tasas de flujo.
- Los datos de prueba y diseños para la construcción del cuerpo del medidor son muy limitados.

### **3.5 MEDIDOR MASICO TIPO CORIOLIS**

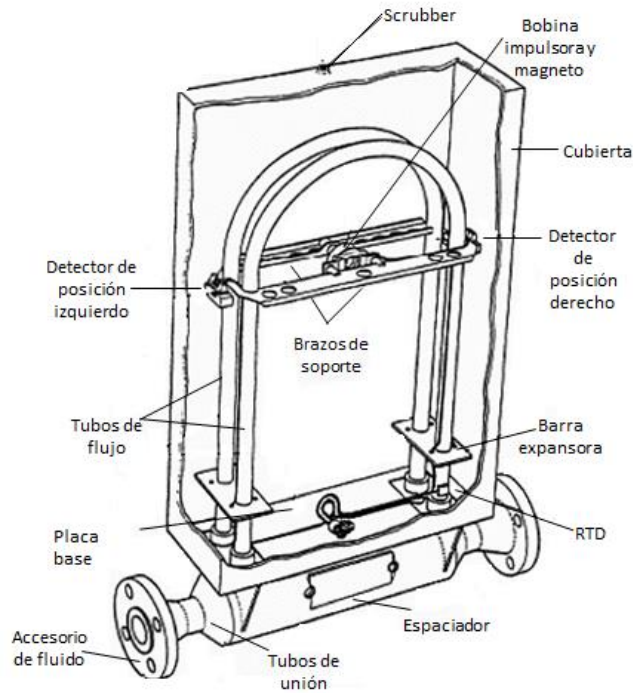
Se llama efecto Coriolis a la aceleración relativa que sufre un objeto que se mueve dentro de un sistema de referencia no inercial en rotación cuando varía su distancia respecto al eje de giro.

En un medidor de flujo de masa, conocido como caudalímetro coriolis el fluido a la entrada del medidor se divide entre dos tubos en forma de U, los cuales tienen un diámetro menor que el de la tubería del proceso. El fluido sigue la trayectoria curva de los tubos, y converge a la salida del medidor. Estos tubos se hacen vibrar a su frecuencia natural por medio de un mecanismo magnético. Si en vez de hacerlos rotar continuamente los tubos vibran, la magnitud y dirección de la velocidad angular es alternada. Esto crea una fuerza coriolis alterna. Si los tubos en forma de U son suficientemente elásticos, las fuerzas de coriolis inducidas por la masa del fluido producen una pequeña deformación elástica. A partir de ella se mide y calcula el flujo de masa.

#### **3.5.1 Componentes del medidor de Coriolis**

Un medidor tipo Coriolis está compuesto por un sensor, un transmisor y, en muchos casos, dispositivos periféricos para monitoreo, alarma, y/o funciones de control. Los elementos correspondientes al sensor detectan flujo, densidad y temperatura. El transmisor procesa las señales provenientes del sensor y suministra esta información como señal de salida. (Figura 19)

**Figura 19.** Componentes de un medidor de Coriolis.



**Fuente:** Modificada por las autoras

### 3.5.2 Principio de operación

La generación de la fuerza de Coriolis para el caso de los medidores de gas se basa en la inversión de las velocidades lineales del fluido mediante la desviación de un bucle en forma de omega ( $\Omega$ ) en estado de vibración controlada (a la frecuencia de resonancia para reducir la energía requerida). La vibración del tubo, perpendicular al sentido de desplazamiento del fluido, crea una fuerza de aceleración en la tubería de entrada del fluido y una fuerza de desaceleración en la de salida, con lo que se genera un par cuyo sentido va variando de acuerdo con la vibración y con el ángulo de torsión del tubo, que es directamente proporcional a la masa instantánea de fluido circulante. La fuerza de Coriolis es el producto de los vectores  $w$  y  $V$ , y su valor es:

$$\vec{F} = 2 \cdot m \cdot \vec{w} \cdot \vec{V} \quad (24)$$

Dónde:

F = Fuerza de coriolis

m = masa del fluido contenida en el tubo recto de longitud L

w = velocidad angular alrededor del eje del tubo en  $\Omega$

V = velocidad lineal del fluido

El par creado respecto al eje R-R del tubo es:

$$M = 2.F.r = 4.m.V.w.r = 4.w.r.Qm \quad (25)$$

Si  $K_s$  es la constante de elasticidad del tubo y  $\theta$  el ángulo de torsión del tubo, la fuerza de torsión del tubo que equivale al par creado respecto al eje R-R del tubo es:

$$T = K_s . \theta \quad (26)$$

Luego como  $M = T$  resulta finalmente el caudal másico:

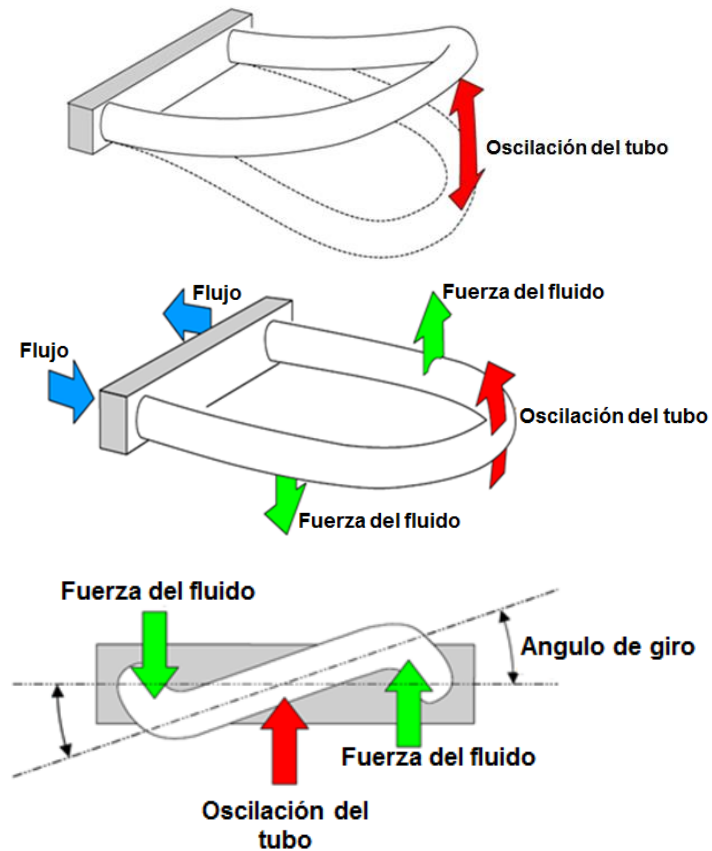
$$Qm = \frac{K_s . \theta}{4 . w . r} \quad (27)$$

Los sensores magnéticos de posición están situados en el centro del tubo y combinan dos intervalos de tiempo, uno del movimiento hacia abajo del tubo y el otro del movimiento hacia arriba. De este modo, la diferencia de las ondas se traduce en impulsos que alimentan un integrador lineal. Cuando hay caudal, el integrador carga un condensador y la carga es conectada a una señal analógica proporcional al ángulo de torsión del tubo.<sup>12</sup>

---

<sup>12</sup> KAZUTO KAWAKITA.2002. Tecnologías de Medición de Caudal y Volumen de Gases. 1ª Jornada Técnica internacional en Medición de Flujo de Gas. Bucaramanga

**Figura 20.** Principio de operación de un medidor de Coriolis.



**Fuente:** Modificada por las autoras.

La diferencia en tiempo ( $\Delta t$ ) de las señales de los sensores de posición está relacionada con  $\theta$  y con la velocidad ( $V_i$ ) del tubo en su punto medio, según

$$\tan(\theta) = \frac{V_i}{2 \cdot r} \Delta t \quad (28)$$

Y como  $\theta$  es pequeño, resulta:

$$\theta = \frac{L \cdot w}{2 \cdot r} \Delta t \quad (29)$$

Combinando las expresiones para  $Q_m$  y  $\theta$ , se obtiene

$$Q_m = \frac{K_s \cdot L}{8r^2} \Delta t m \quad (30)$$

Lo que indica que el caudal sólo es proporcional al intervalo de tiempo y a las constantes del tubo, siendo independiente de  $w$  (frecuencia de vibración del tubo).

La medición de caudal másico en los medidores basados en la tecnología Coriolis es independiente de la temperatura, la presión y la densidad del fluido. Al estar conformados por un tubo libre de obstrucciones, admiten la circulación de fluidos con sólidos en suspensión. La selección del material del tubo es importante puesto que debe soportar la fatiga mecánica debida a la vibración a su frecuencia natural, la corrosión y la erosión del fluido. La incertidumbre asociada es el orden de  $\pm 0,3\%$ .

### **3.5.3 Instalación**

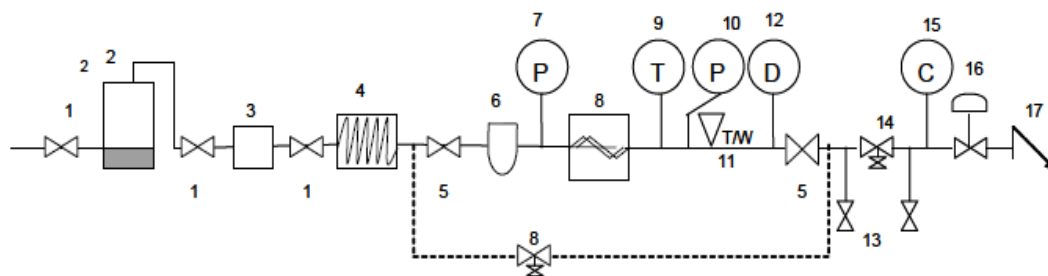
Este tipo de medidor mide el flujo del gas en forma másica directamente, se recomienda instalar un transmisor de temperatura por separado para compensar y hacer los ajustes cuando se realiza conversión a volumen, pues no es recomendable usar la RTD del Coriolis puesto que su instalación ha sido diseñada para hacer la compensación para el material de los tubos (ver figura 21).

Durante la instalación del sensor los tubos deben permanecer llenos de gas en una sola fase y no deben transmitirse vibraciones externas a estos; teniendo en cuenta que la interferencia electromagnética (EMI) no debe exceder la capacidad del blindaje del sensor.<sup>13</sup>

---

<sup>13</sup> Manual Único de Medición; Capítulo 14. Medición de gas natural. Ecopetrol. 2006

**Figura 21.** Diagrama de instalación medidor Coriolis.



1. Válvula	10. Indicador de desviación de presión
2. Separador	11. Termowell (opcional)
3. Unidad glicol	12. Punto de medición de verificación de densidad
4. Calentador	13. Conexión al probador. Válvula de bloqueo
5. Válvula de bloqueo	14. Válvula de bloqueo y aislamiento para el probador
6. Filtro o eliminador de vapor	15. Cromatógrafo
7. Indicador de desviación de presión (opcional)	16. Válvula de control
8. Medidor coriolis	17. Válvula de chequeo
9. Indicador de desviación de temperatura	

**Fuente:** Manual Único de Medición; Capítulo 14. Medición de gas natural. Ecopetrol. 2006.

### 3.5.4. Características de desempeño de los medidores tipo Coriolis

En la tabla 11 se presentan las características de servicio del medidor tipo coriolis

**Tabla 11.** Características de servicio del medidor tipo coriolis.

<b>CARACTERÍSTICAS</b>	<b>VALOR</b>	<b>UNIDADES</b>
<b>Máxima Presión</b>	870	Psi
<b>Rango de Temperatura</b>	-13 a 131	°F
<b>Rango de Flujo</b>	<24.3	KPCH
<b>Exactitud</b>	± 0.1	%
<b>Rangeabilidad</b>	25:1	
<b>Caída de Presión</b>	Baja	Psi
<b>Tamaño nominal de tubería</b>	<6	Pulgadas
<b>Requerimiento de tubería recta</b>	0	N° de diámetros
<b>Costo Relativo</b>	Muy Alto	
<b>Costo de mantenimiento</b>	Medio a alto	
<b>Costo de instalación</b>	Medio	

Fuente: Las Autoras

### 3.5.5 Ventajas y limitaciones de un medidor coriolis

#### Ventajas

- Por utilizar como patrón de medida unidades de masa, ésta no se ve afectada por cambios en los parámetros de temperatura o presión.
- Por no poseer partes móviles ni desarmables, requiere de mínimo mantenimiento.
- Permite la medición de flujo en forma bidireccional.
- La señal eléctrica proporcional al flujo ya viene corregida es decir, que
- no amerita de cálculos complejos para la lectura.
- No depende de la viscosidad y de la densidad del fluido.

- El sensor es multivariable, mide a la vez el caudal másico, densidad y temperatura.
- Es insensible a los cambios en el perfil de velocidades.
- Es de fácil calibración en el campo
- El error es de menos del 0.2 % de la rata de flujo (+/-) la estabilidad cero.

### **Desventajas**

- Constituye el sistema de medición de flujo de mayor costo.
- Su uso se restringe a fluidos con baja concentración de gases o en una sola fase.
- Algunos modelos de gran tamaño son muy pesados
- Sus diámetros son limitados en su aplicación.

### **3 ANÁLISIS TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICION DE FLUJO MÁS ADECUADOS PARA EL CAMPO COLORADO**

Con base en las características del gas del Campo Colorado, las especificaciones técnicas de los medidores, las condiciones operativas del campo y la ubicación que se le va a dar a los sistemas de medición, se analizará cuáles son los medidores de flujo más óptimos. A continuación se presentan los puntos donde es necesaria la implementación de los sistemas de medición. (Ver anexo C).

1. El flujo de gas de prueba
2. El flujo de la línea de gas general antes de llegar a los scrubbers
3. El flujo de gas que se lleva a tea
4. El flujo que gas que se dirige a las plantas generadoras de electricidad.

#### **4.1 SISTEMA DE MEDICIÓN MÁS APROPIADO PARA EL GAS DE PRUEBA.**

Se evaluó la producción de aceite de cada pozo para determinar la cantidad de gas asociado que se está produciendo por pozo utilizando el Rs.

El pozo Col 76 tiene la menor producción de crudo, con 2.5 bbl diarios, que aproximadamente producirían 1620 SCFD de gas. La máxima producción de crudo se registra en el pozo Col 67 con 68.14 Bbl diarios, lo que produciría alrededor de 44155 SCFD de gas, que serían 2840 PCH de gas asociado. El campo tiene una proyección a dos años de aumentar su producción un 250%, la producción de gas, del pozo más productor será de 110387 SCFD.

Se calcula de Rangeabilidad del sistema de la siguiente manera:

$$R = \frac{110387}{1620} = 68 \quad (31)$$

La Rangeabilidad debe ser de 68.

En la tabla 12 se resumen los parámetros relacionados con condiciones de flujo y propiedades del gas.

**Tabla 12.** Condiciones de flujo de gas de prueba.

<b>Cantidad medida</b>				<b>1,6 - 110,387 MSCFD (1,91 – 130,22 m<sup>3</sup>/h)</b>		
<b>Servicio</b>				Gas Natural		
<b>Tamaño tub (pul)</b>	<b>Tubería sch</b>	<b>tubería ID (pulg)</b>		3	40	3,068
<b>Clase de tubería</b>				ANSI 150		
<b>Fluido</b>		<b>Estado</b>		Gas Natural	Gas	
<b>Flujo</b>	Min.	Nor.	Max.	1,6 MSCFD	44,154 MSCFD	110,387 MSCFD
<b>Presión</b>	Min.	Nor.	Max.	0 psi	18 psi	150 psi
<b>Temperatura</b>	Min.	Nor.	Max.	60 °F	85 °F	120 °F
<b>Gravedad específica</b>				0,8402		
<b>Densidad del gas [lb/ft<sup>3</sup>]</b>				0,0896		
<b>Factor de compresibilidad (Zf)</b>				0,9951		
<b>Temperatura de diseño</b>				-4 a 160 °F		
<b>Presión de diseño</b>				180 psig		
<b>Unidireccional / Bi-direccional</b>				Unidireccional		

**Fuente:** Las Autoras.

#### 4.1.1 Selección del sistema de medición

Revisando cada una de las tecnologías de medición resumidas en la tabla A-2 (Ver anexo B) tenemos que:

La platina de orificio por su Rangeabilidad no podría medir los flujos más pequeños ya que los diferenciales de presión generados por estos están por debajo del alcance del transmisor. La turbina funciona mejor a altas presiones y

con altos caudales para que el costo del equipo se justifique, y esta condición no está presente. Las tecnologías de Coriolis no se puede utilizar debido a que ocasiona una pérdida de presión superior al 40% de la presión de la línea lo cual no es adecuado para el proceso. El medidor de diafragma la ser tan sensible a las impurezas no sería viable su utilización. Y el medidor ultrasónico es más recomendado para caudales altos de gas, y presiones moderadas, además resulta costoso para diámetros pequeños de tubería.

De acuerdo con los alcances de medición actuales y proyectados, se recomienda la instalación de un sistema de medición con tecnología tipo rotativo.

#### **4.1.2 Parámetros de instalación**

Se revisaron los diferentes modelos de medidores rotativos en la industria, de los fabricantes más comerciales presentes en el país y se eligió un medidor con las siguientes especificaciones.

**Figura 22.**Características del medidor según fabricante.

MODELO	DN [pulg]	Q <sub>máx.</sub> [m <sup>3</sup> /h]	Q <sub>mín.</sub> [m <sup>3</sup> /h]					
			Rango de medición					
			1:20	1:50	1:65	1:80	1:100	1:160
<b>G 40</b>	50	65	3	1.3	1	0.8	0.6	-
<b>G 65</b>	(2")	100	5	2	1.6	1.3	1	0.6
<b>G 100</b>	80 (3")	160	8	3	2.5	2	1.6	1
<b>G 160</b>	100 (4")	250	13	5	5	3	2.5	1.6

Fuente: RMG Rotative meter 132-A

- **Medidor de flujo**

Tipo: Rotativo

Marca RMG

Modelo: 132A.

Conexión: 3" ANSI 150.

Designación: G100

Alcance de medición: 1 – 160 m<sup>3</sup>/h (0,8 – 135608 SCFD)

- **Corrector de volumen de gas**

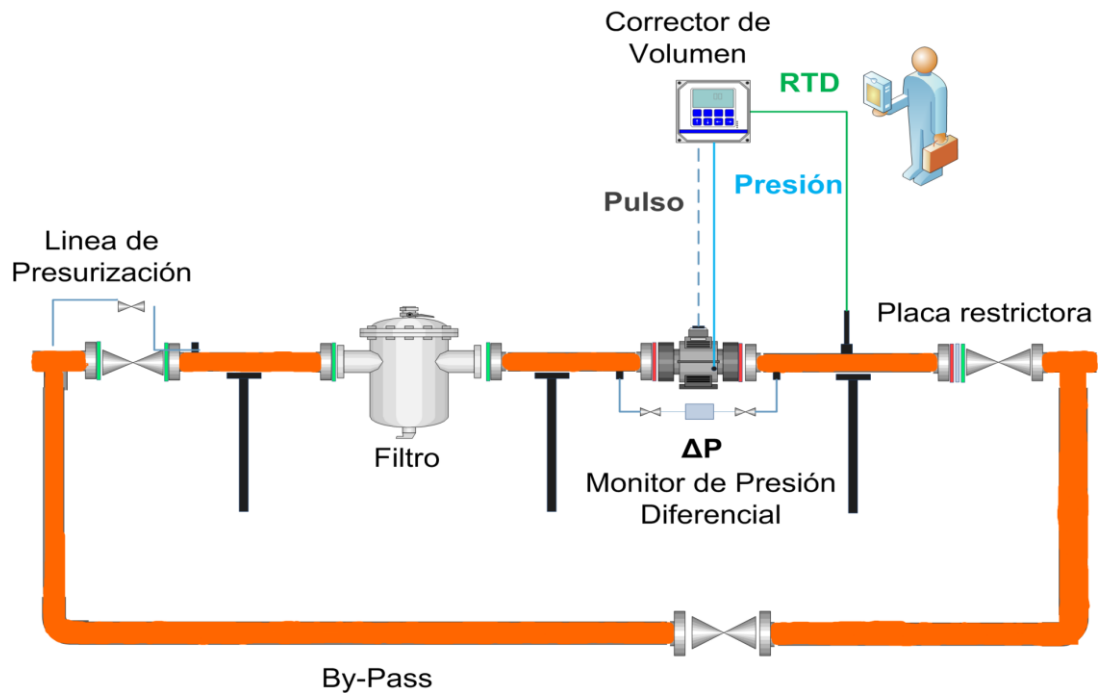
Marca: Eagle Research

Modelo: Xartu/1

Modelo de Calculo: AGA 7 (volumen) y AGA 8 (propiedades del gas a partir de la cromatografía).

La instalación para este sistema de medición se muestra en la figura 23.

**Figura 23.** Esquema de instalación del medidor rotativo



**Fuente.** Las autoras.

Para una correcta medición de flujo se debe instalar un filtro de maya de acero inoxidable para evitar que cualquier partícula sólida llegue al medidor y cause deterioro en este.

Un corrector de volumen con la señal de medición tanto de temperatura como de presión que realiza la corrección para la correcta medición de caudal de gas.

Se hace necesaria la instalación de una placa restrictiva de flujo, es una placa de orificio bajo los estándares de la norma AGA 7, dimensionada para el 120% del caudal máximo que puede medir el medidor y su objetivo es generar una caída de presión adicional para evitar daños en el medidor por sobrecarga en el flujo que entra al medidor.

Se requiere de una línea de presurización debido a que cuando se realice el paso de gas por el by-pass por mantenimiento del mismo y se desee tener el flujo nuevamente por el medidor se debe ir liberando el flujo de gas poco a poco para lograr un arranque suave del medidor, de no ser así el medidor sufriría daños si se abre abruptamente todo el paso de gas.

Durante la instalación se debe tener especial atención en que el medidor tenga el soporte adecuado. Las tuberías que se conectan al medidor deben estar bien soportadas para prevenir esfuerzos sobre el cuerpo del medidor.

#### 4.1.3 Costos generales del medidor

Se consultaron costos aproximados del sistema de medición tipo rotativo, estos valores pueden variar dependiendo del fabricante al que se le solicite cotización.

**Tabla 13.** Costos medidor desplazamiento positivo tipo rotativo.

<b>CONCEPTO</b>		<b>COSTO</b>
<b>Costo de capital</b>	Medidor	15'000.000
	Tubería	15'000.000
	Filtro	7'000.000
	Corrector de volumen	8'000.000
	Termopozo	300.000
	Línea de presurización	600.000
	Placa de restricción	700.000
<b>Costo de Instalación</b>		50'000.000
<b>Costo de mantenimiento</b>	Calibración del medidor	4'000.000
	Inspección del filtro	1'000.000
	Calibración del corrector de flujo	1'500.000
<b>Costo de capacitación</b>		8'000.000

**Fuente.** Valores comerciales actuales en Colombia

Se requiere hacer un cambio en la tubería por los tres tramos de tubería que tengan el Termopozo y la entrada de la línea de presurización.

La inspección del filtro se recomienda realizarla cada tres meses, este es un filtro de maya en acero inoxidable que tiene un costo de alrededor de un millón de pesos, en caso de que se deba reemplazar.

La calibración del medidor se debe realizar a los 3 años de funcionamiento. Y semanal o mensualmente se debe revisar el nivel de aceite para lubricar los lóbulos, este medidor cuenta con una burbuja para indicar el nivel de aceite.

La calibración del corrector de volumen se debe realizar mensualmente o por mucho cada tres meses para evitar mediciones inexactas.

El operario debe capacitarse para desmontar los filtros e inspeccionarlos, además debe saber el manejo del software con el fin de tener acceso a la data acumulada en caso de ser necesario, entre otras habilidades.

Además de estos costos se debe tener en cuenta costos relacionados con instrumentación adicional al nombrado anteriormente según el requerimiento de cada fabricante, como lo son válvulas, tubería, etc.

Para la adquisición del medidor y la instrumentación asociada se debe tener alrededor de 47'000.000 de pesos además del costo de instalación y capacitación del personal.

#### **4.2 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN MÁS APROPIADO PARA EL GAS DE LA LINEA GENERAL ANTES DEL SCRUBER (SISTEMA DE MEDICIÓN PRINCIPAL)**

Las propiedades del gas y condiciones de flujo en este punto, necesarias para seleccionar el sistema de medición se describen en la tabla 14.

**Tabla 14.** Propiedades y condiciones de flujo en la línea general.

<b>Cantidad medida</b>				<b>400 - 5000 MSCFD</b>		
<b>Servicio</b>				Gas Natural		
<b>Tamaño tub (pul)</b>	Tubería sch	tubería ID (pulg)		4	40	4,026
<b>Clase de tubería</b>				ANSI 150		
<b>Fluido</b>		Estado		Gas Natural	Gas	
<b>Flujo</b>	Min.	Nor.	Max.	100 MSCFD	400 MSCFD	5000 MSCFD
<b>Presión</b>	Min.	Nor.	Max.	0 psi	18 psi	150 psi
<b>Temperatura</b>	Min.	Nor.	Max.	60 °F	85 °F	120 °F
<b>Gravedad específica</b>				0,8402		
<b>Densidad del gas [lb/ft3]</b>				0,0896		
<b>Factor de compresibilidad (Zf)</b>				0,9951		
<b>Temperatura de diseño</b>				-4 a 160 °F		
<b>Presión de diseño</b>				180 psig		
<b>Unidireccional / Bi-direccional</b>				Unidireccional		

**Fuente:** Las Autoras.

#### 4.2.1 Selección del sistema de medición

En el anexo B se muestra los diferentes rangos de funcionamiento de cada uno de los sistemas de medición, con base en esto se hace el siguiente análisis.

El medidor de turbina es un dispositivo costoso, ideal para trabajar con altos caudales y altas presiones, para la aplicación no es viable ya que actualmente se manejan bajos caudales y muy baja presión.

A pesar que el medidor de Coriolis tiene la mayor precisión de todos los tipos de medidores, y no tiene piezas móviles, tienen un alto costo y para cuando se alcance el caudal máximo esperado en el año 2015, este dispositivo no podrá dar una medición adecuada de un caudal tan alto de gas, además no cumple con requerimiento de presión ya que la línea debe manejar más de 100 psig para su buen funcionamiento.

Los medidores ultrasónicos requieren de bajo mantenimiento y su medición no es invasiva, tienen una muy amplia Rangeabilidad y abarcarían los requerimientos de caudal actuales y futuros con una excelente precisión, pero resultaría muy costoso para esta aplicación con el caudal de gas actual y para tubería con diámetro pequeño.

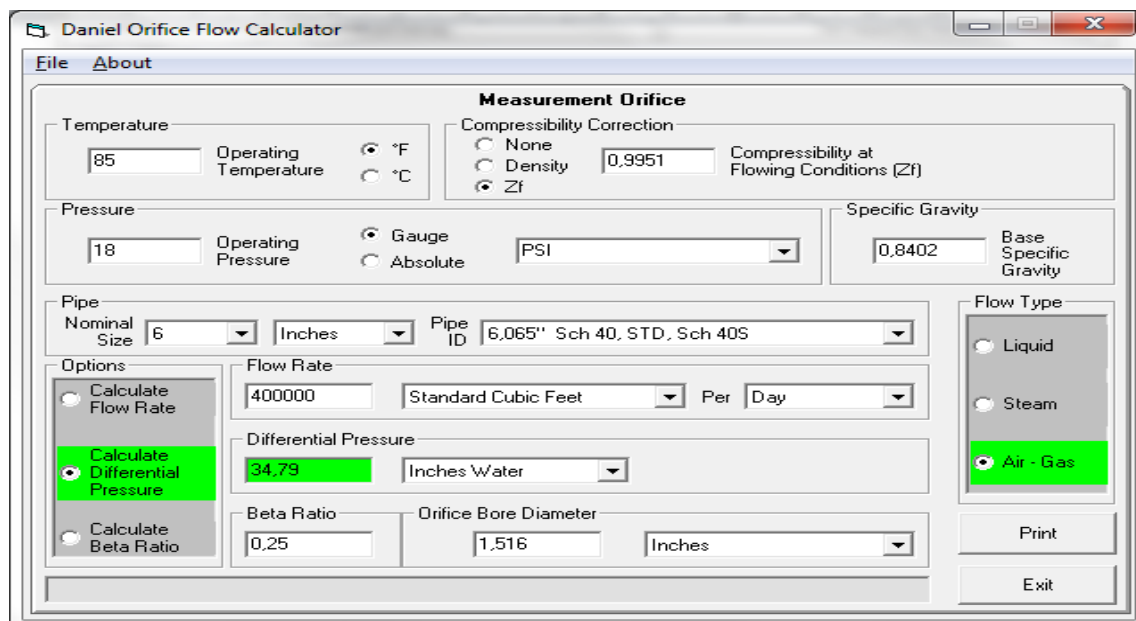
Los medidores de desplazamiento positivo tipo rotativo no alcanzan a cubrir la proyección de caudal de gas; los medidores tipo diafragma manejan bajos caudales y bajas presiones, ideales para instalaciones domésticas.

Del análisis realizado se determinó que la tecnología más adecuada era la de platina de orificio, y se empezó a buscar una configuración de platina de orificio que abarcara los rangos de caudal, para ellos se utilizó el software de DANIEL, llamado Daniel Orifice Flow Calculator que permite calcular las caídas de presión para determinados caudales variando la relación e diámetros ( $\beta$ ).

#### **4.2.2 Parámetros de instalación**

Se realizaron diferentes corridas en el software Daniel Orifice Flow Calculator y se seleccionó la configuración que tuviera una buena caída de presión y estuviera dentro del rango de relación de diámetros para una medición más precisa, en la figura 24 se muestra la configuración seleccionada. En el anexo D se encuentra el paso a paso de la utilización del software y las expresiones matemáticas bajo las cuales funciona.

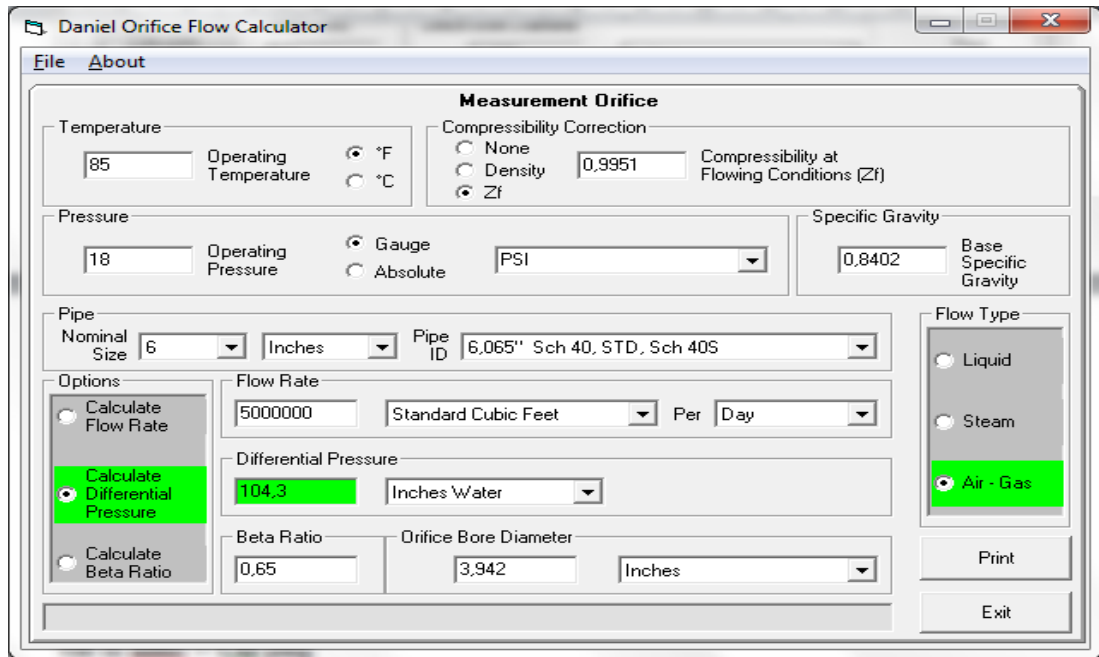
**Figura 24.** Corrida del software de platina de orificio para el caudal actual.



**Fuente.** Software Daniel Orifice Flow Calculator

Con una relación de diámetros de 0.25 equivalentes a un diámetro de la platina de 1.5" se puede medir el flujo de gas actual (400 MSCFD), con un diferencial de presión de 34,79 in H<sub>2</sub>O = 1,25 psig hasta un caudal de 796 MSCF generando un diferencial de presión de 150 in H<sub>2</sub>O, para caudales de 5MM de CSFD, los cuales son proyectados a futuro, esta platina no cumpliría con la medición de este caudal, por lo cual se debe cambiar la platina por una con una relación de diámetros de 0.65 correspondiente a un diámetro de la platina de 3,9", esto se calculó utilizando el simulador se muestra en la figura 25, esta configuración produce un diferencial de presión de 104,6 in H<sub>2</sub>O = 3,76 psig.

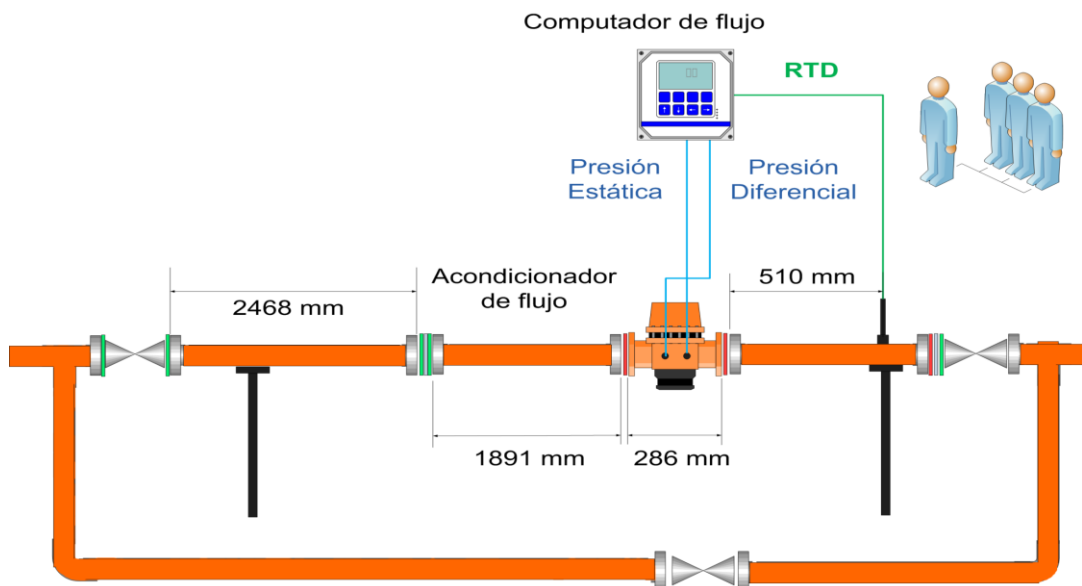
**Figura 25.** Corrida del software de platina de orificio para el caudal futuro.



**Fuente.** Software Daniel Orifice Flow Calculator.

De acuerdo con los alcances de medición actuales y proyectados, se recomienda el cambio de diámetro de tubería de 4" a 6". En la figura 26 se muestra la instalación del medidor.

**Figura 26.** Instalación medidor de orificio.



**Fuente.** Las autoras

Con base en los cálculos realizados y escogiendo la marca DANIEL, ya que es una de las más reconocidas en el país, éstas son las especificaciones generales de la instrumentación para la medición de gas con esta tecnología:

- **Medidor de flujo**

Tipo: Placa de orificio montada en válvula portaplaca

Marca: Daniel

Modelo: Senior.

Conexión: 6" ANSI 150 (Dr = 6,065").

Alcance de medición 1: 400000 SCFD; dr = 1,516 in;  $\beta=0,25$ ;  $\Delta P= 34,79$  in H<sub>2</sub>O

Alcance de medición 2: 5000000 SCFD; dr = 3,942 in;  $\beta=0,65$ ;  $\Delta P= 104,3$  in H<sub>2</sub>O

- **Computador de flujo**

Marca: Emerson process

Modelo: FloBoss 107

Modelo de Calculo: AGA 3 (volumen) y AGA 8 (propiedades del gas a partir de la cromatografía).

Base Chassis with Polycarbonate Enclosure (12"x10"x 6") and Touchpad LCD  
Wall mount and pipe mount kit included .

The CPU card (I/O (AI/DI, AI/DI, AO/DO, DO, DI/PI,DI/PI) maintains 3 COM ports (LOI, RS-232, RS-485) and an RTD input.

205P Sensor: 0-150 "H<sub>2</sub>O, 0-100 psi, Gauge, SST, 0.075%

Manifold (5-valve)

RTD (immersion length: 7 in and process connection 3/4-NPT)

It has CSA Class 1 Division 2 Approval

Software and Communication Cable included

Power Supply: 24VDC (it doesn't have batteries)

ROCLINK 800 Configuration Software

- **Upstream section:**

Two section with 6" WN RF flange. Zanker plate mounted between section one and section two.

- **Downstream section:**

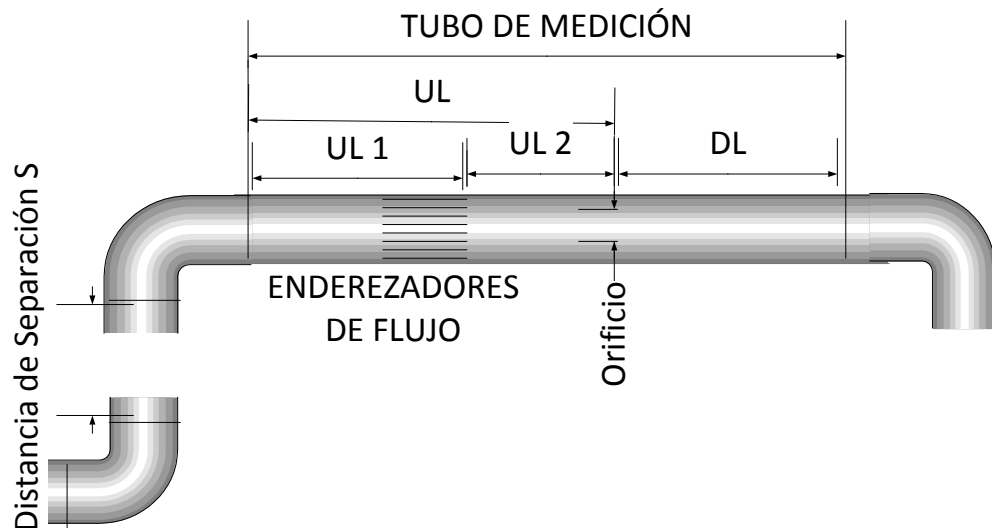
One section with 6" WN RF flange.

Qty (1) 3/4" Thredolet (3000 lb.) for Termowell mounting.

- **Pipe Lengths:**

La longitud de tubería requerida se determine por medio de la tabla A-5 del AGA 3 parte 2 (ver anexo E). En la figura 27 se muestra las secciones de la tubería requeridas.

**Figura 27.** Configuraciones de tubería requerida en la instalación de una platina de orificio.



**Fuente:** American Gas Association Report N<sup>o</sup> 3, modificado.

Las longitudes de tubería son:

$$UL \geq 29 D_i = 4470 \text{ mm}$$

UL2= 13 Di = **2002 mm**  
 UL1=UL-UL2= **2468 mm**  
 DL = **647 mm**  
 Portaplaca = **286 mm**

Es necesario un espacio de 5403 mm, que equivalen a 5,4 metros, actualmente solo se cuentan con 5 metros.

#### 4.2.3 Costos generales del medidor

Se consultaron costos aproximados del sistema de medición de platina, estos valores pueden variar dependiendo del fabricante al que se le solicite cotización

**Tabla 15.** Costos medidor tipo platina de orificio.

CONCEPTO		COSTO
<b>Costo de capital</b>	Medidor	30'000.000
	Tubería	16'000.000
	Acondicionador de flujo	3'000.000
	Computador de flujo	17'000.000
	Termopozo	400.000
<b>Costo de instalación</b>		15'000.000
<b>Costo de capacitación</b>		8'000.000

**Fuente:** las autoras

Cuando el flujo de gas supere 800 mil SCFD se debe cambiar la platina por una que tenga una relación de diámetro 0.65 correspondiente a un diámetro de la placa de 3,9", el valor de una platina de orificio nueva es de 3'000.000 de pesos.

### 4.3 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN MÁS APROPIADO PARA EL GAS QUE VA A TEA.

Los parámetros relacionados con las condiciones de flujo y propiedades del gas pueden observarse en la tabla 16.

**Tabla 16.** Propiedades y condiciones de flujo en la línea que va a tea.

Cantidad medida				400 - 5000 MSCFD		
Servicio				Gas Natural		
Tamaño tub (pul)	Tubería sch	tubería ID (pulg)		2 <sup>3/8</sup>	40	2,041
Clase de tubería				ANSI 150		
Fluido		Estado		Gas Natural	Gas	
Flujo	Min.	Nor.	Max.	100 MSCFD	400 MSCFD	5000 MSCFD
Presión	Min.	Nor.	Max.	0 psi	13 psi	150 psi
Temperatura	Min.	Nor.	Max.	60 °F	85 °F	120 °F
Gravedad específica				0,8402		
Densidad del gas [lb/ft <sup>3</sup> ]				0,0896		
Factor de compresibilidad (Zf)				0,9951		
Temperatura de diseño				-4 a 160 °F		
Presión de diseño				180 psig		
Unidireccional / Bi-direccional				Unidireccional		

Fuente: las autoras

#### 4.3.1 Selección del sistema de medición

Revisando cada una de las tecnologías de medición resumidas en la tabla A-2 (Ver anexo B) tenemos que debido a que se trabaja a presiones cercanas a la presión atmosférica las tecnologías de turbina, Coriolis no son aplicables, la tecnología de desplazamiento positivo tipo rotativo no alcanza a cubrir la proyección de caudal de gas; los medidores tipo diafragma manejan bajos caudales y bajas presiones, ideales para instalaciones domésticas.

Determinando así que la mejor opción para este punto es la de un sistema de medición ultrasónico de tiempo de transito de baja presión, el cual es ideal para aplicaciones en líneas que van a teas.

#### 4.3.2 Parámetros de Instalación

Para su respectiva instalación el medidor ultrasónico de baja presión se debe evaluar, según la máxima velocidad que el permite medir, y el diámetro de la tubería.

El cálculo del alcance de flujo del medidor dependiendo del diámetro es el siguiente:

Haciendo una conversión del diámetro de pulgadas a metros se halla el área y luego el caudal de flujo.

$$D[m] = \frac{D[in] * 25.4}{100} \quad (32)$$

$$r = \frac{D}{2} \quad (33)$$

$$A = \pi * r^2 \quad (34)$$

$$Q = V * A * 3600 \quad (35)$$

Dónde:

D: diámetro

A: Área [ m<sup>2</sup>]

r: Radio [ m]

Q: Caudal de gas [m<sup>3</sup>/h]

En la tabla 17 mostrada a continuación están los cálculos realizados. Este medidor para efectos de diseño maneja un rango de velocidad de 0.3 m/s a una velocidad máxima de 120 m/s; todos estos cálculos se hicieron a partir de este hecho.

**Tabla 17.** Cálculos de diseño medidor tipo ultrasónico.

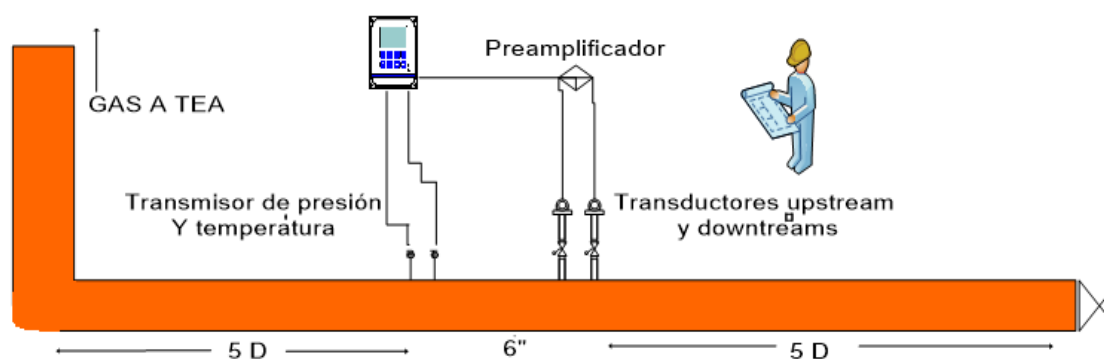
<b>Diámetro</b>	[pulg]	<b>6</b>	
<b>Diámetro</b>	[m]	0.1524	
<b>Radio</b>	[m]	0.0762	
<b>Área</b>	[m <sup>2</sup> ]	0,018241469	
<b>Velocidad</b>	[m/s]	<b>0.3</b>	<b>120</b>
<b>Flujo</b>	[m <sup>3</sup> /h]	19,70078679	732.105193
	[SCFH]	695,7267841	25854.0533
	[SCFD]	<b>16697,44282</b>	<b>6678977,13</b>

**Fuente:** Las autoras

Con los cálculos realizados se llegó a la conclusión que para aplicar el medidor ultrasónico de baja presión se debe tener una tubería de 6 pulgadas de diámetro para que cumpla con los requerimientos de caudal actuales y futuros.

El diagrama de instalación sería el mostrado en la figura 28, este medidor no requiere ningún equipo auxiliar como filtro o enderezador de flujo, pero si requiere de por lo menos 5D de tubería aguas arriba y aguas abajo del medidor debido al cambio abrupto de diámetro de la tubería.

**Figura 28.** Montaje del medidor ultrasónico de baja presión.



Fuente.: CDT de gas

### **Especificación general de la instrumentación:**

- **Medidor de flujo**

Tipo: Ultrasónico de tiempo de tránsito

Marca: Panametrics – General Electric

Modelo: DigitalFlow GF868 Alcance extendido

Conexión: Transductores montados sobre Spool.

Alcance de medición:  $\pm 1$  hasta 394 ft/s (0,3 hasta 120 m/s)

Diámetro de tubería recomendado: 12 NPS alcance 620497 SCFD

Diámetro de tubería recomendado: 20 NPS alcance 4787787 SCFD

#### **4.3.3. Costos generales del medidor**

Se consultaron costos aproximados del sistema de medición ultrasónico de baja presión, estos valores pueden variar dependiendo del fabricante al que se le solicite cotización.

**Tabla 18.** Costos medidor tipo ultrasónico.

CONCEPTO		Costo
Costo de capital	Medidor	70'000.000
	Tubería	20'000.000
Costo de instalación		8'000.000
Costo de capacitación		8'000.000

Fuente: Las autoras

#### 4.4 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN MÁS APROPIADO PARA EL GAS QUE VA A LOS GENERADORES DE ELECTRICIDAD.

Se cuenta con 5 subestaciones eléctricas de distribución de 14.4 Kv / 460 v. implementando plantas eléctricas de gas, cada generador presenta un consumo de gas de 22080 pie cubico día con una carga del 30%. Esto suma un consumo de gas en total de 110400 pies cúbicos día.

**Tabla 19.** Propiedades y condiciones de flujo en la línea que va a los generadores.

Cantidad medida				110400 SCFD		
Servicio				Gas Natural		
Tamaño tub (pul)	Tubería sch	tubería ID (pulg)	3	40	3,068	
Clase de tubería				ANSI 150		
Fluido		Estado		Gas Natural	Gas	
Presión	Min.	Nor.	Max.	0 psi	18 psi	150 psi
Temperatura	Min.	Nor.	Max.	60 °F	85 °F	120 °F
Gravedad específica				0,8402		
Densidad del gas [lb/ft3]				0,0896		
Factor de compresibilidad (Zf)				0,9951		
Temperatura de diseño				-4 a 160 °F		
Presión de diseño				180 psig		
Unidireccional / Bi-direccional				Unidireccional		

Fuente: las autoras

Para esta aplicación se recomienda un medidor tipo rotativo con las mismas especificaciones de instalación y operación que se estableció para el primer sistema de medición correspondiente a la línea de gas de prueba (figura 29); este medidor es ideal ya que el caudal máximo con el que cuenta la línea a generadores es de 130 m<sup>3</sup>/h encontrándose entre los rangos requeridos para su buen funcionamiento.

A continuación se presenta los valores estimados de un medidor tipo rotativo, pero se debe considerar un costo adicional correspondiente a la instalación de un by-pass. Ver tabla 20.

**Tabla 20.** Costos medidor desplazamiento positivo tipo rotativo.

<b>CONCEPTO</b>		<b>COSTO</b>
<b>Costo de capital</b>	Medidor	15'000.000
	Tubería	15'000.000
	Filtro	7'000.000
	Corrector de volumen	8'000.000
	Termopozo	300.000
	Línea de presurización	600.000
	Placa de restricción	700.000
<b>Costo de Instalación</b>		50'000.000
<b>Costo de mantenimiento</b>	Calibración del medidor	4'000.000
	Inspección del filtro	1'000.000
	Calibración del corrector de flujo	1'500.000
<b>Costo de capacitación</b>		8'000.000

**Fuente.** Valores comerciales actuales en Colombia

A continuación se presenta el costo total (operación e instalación) para todo el sistema de medición de gas para el campo colorado. Ver tabla 21.

**Tabla 21.** Costo total para el sistema de medición de campo Colorado.

<b>DETALLE</b>	<b>VALOR [ \$ pesos]</b>
<b>SM1:Medidor Rotativo</b>	96'600.000
<b>SM 2: Medidor Placa de orificio</b>	81'400.000
<b>SM 3: Medidor Ultrasónico</b>	98'000.000
<b>SM 4: Medidor Rotativo</b>	96'600.000
<b>Capacitación</b>	8'000.000
<b>TOTAL</b>	<b>380'600.000</b>

**Fuente.** Valores comerciales actuales en Colombia

## CONCLUSIONES

- Para la línea de gas de prueba fue necesaria la instalación de un medidor rotativo debido a que ninguna otra tecnología podía medir caudales tan pequeños de gas cuando se probaban los pozos con producción de 5 barriles o menos.
- Para el campo colorado, por tener presiones de operación de 20 psi o menos, para ninguna de las aplicaciones se podrían instalar medidores de Coriolis o de turbina, ya que estos funcionan mejor para altas o medianas presiones.
- La platina de orificio es un sistema de medición muy versátil ya que por su bajo costo permite ser cambiado cuando los caudales de gas sean superiores a su capacidad sin ser excesivamente costoso.
- El variar la relación de diámetros y el diferencial de presión de una platina de orificio se muestra que cuando aumenta la relación de diámetros a un mismo caudal la caída de presión disminuye lo que indica que es mejor mantener una relación de diámetros baja para que el medidor pueda registrar con mayor exactitud la medición.
- En la línea general de gas se optó por un medidor de platina de orificio pero se hace necesario cambiar el diámetro de la tubería de 4" por una de 6" para cumplir con los requerimientos de caudal actual y futuro.
- En la línea de gas general un medidor rotativo no alcanza a cubrir el caudal de gas, se necesitaría la instalación de varios brazos de medición lo que aumentaría significativamente el costo.

- Los medidores rotativos no se deben instalar en un punto bajo de la tubería porque allí se acumulan sólidos y líquidos que pueden dañar el equipo o producir una medición errónea.

## RECOMENDACIONES

- Se debería instalar un sistema de filtrado para el gas y así disminuir los costos, ya que se hace necesario colocar un filtro en antes de cada uno de los medidores rotativos.
- Los medidores tipo rotativos se deben instalar de forma nivelada para aumentar la vida útil.
- Al medidor rotativo se le debería instalar un dispositivo para medir diferencial de presión en el medidor y así verificar su buen funcionamiento según las curvas de rendimiento.
- Se debe cuidar que la soldadura de la tubería y la caja de orificio corresponda al mismo espesor para que no se produzcan turbulencias y un error en la medición.
- Si un bache de líquido pasa por la platina de orificio es necesario hacerle el respectivo mantenimiento.
- Si se hace una correcta instalación y cuidado del sistema de medición rotativo no se requerirán grandes tareas de mantenimiento, solo una revisión periódica de los niveles de aceite para lubricar los lóbulos.

## BIBLIOGRAFIA

**AMERICAN GAS ASSOCIATION REPORT No 3.** Orifice Metering of Natural gas and other related hydrocarbons fluids. Part 2. Specification and Installation Requirements. Third edition, February,2000.

**AMERICAN GAS ASSOCIATION REPORT No 3.** Orifice Metering of Natural gas and other related hydrocarbons fluids. Part 2. Specification and Installation Requirements. Third edition, February,1992.

**AMERICAN GAS ASSOCIATION REPORT No 9,** Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters, June 1998

**AMERICAN GAS ASSOCIATION REPORT No. 7,** Measurement of Gas by Turbine Meters, 1996

**AMERICAN GAS ASSOCIATION REPORT No. 11.** Measurement of Natural Gas by Coriolis Meters (1996)

**ANSI B 109.3 – 1992 ROTARY TYPE GAS DICPLACEMENT METERS**

**ARENAS P, Laura Marcela. GOMEZ A, Javier José.** Estudio de Riesgo y Operabilidad-Hazop Aplicado a Campo Escuela Colorado. Bucaramanga, 2013. Presentada a la Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

**GUZMAN V,** Ángela Susana. Análisis de los Sistemas, Métodos y Equipos para Medición y Fiscalización de Gas. Bucaramanga, 2011. Presentada a la Universidad Industrial de Santander Proyecto de Grado para optar el Título de Especialista en Gas.

**KAWAWITA, KAZUTO.** Jornada Internacional de Medición de Fluidos, Bucaramanga, 2002.

**MANUAL OF PETROLEUM MEASUREMENTS STANDARDS.** Chapter14-natural gas fluids measurement first edition July 2007

**MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES.** Capítulo 14-medición de gas natural versión 01 abril 2010.

**MILLER R.W.** FLOW MEASUREMENT ENGINEERING HANDBOOK

**MOSQUERA T, Fabián Ricardo. DUARTE R, Williams Eduardo.** Análisis Comparativo de Medición de Gas Natural. Bucaramanga, 2002. Presentada a la Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

**TARAZONA G, Hernando.** Estudio para la Selección, Instalación y Operación de un Sistema de Medición de Gas de Transferencia de Custodia para una Estación de Gas Natural Vehicular en Aguazul, Casanare. Bucaramanga, 2004. Presentada a la Universidad Industrial de Santander Proyecto de Grado para optar el Título de Especialista en Gas.

## ANEXOS

### ANEXO A. . COMPONENTES DE LA ECUACIÓN DE FLUJO DEL MEDIDOR DE ORIFICIO.

La ecuación de flujo volumétrico para gas en condiciones estándar ( $Q_v$ ), desarrollada a partir de la densidad relativa real del gas, requiere condiciones estándar como condiciones básicas donde se asume que la presión estándar es 14,73 libras fuerza por pulgada absoluta y la temperatura es 519.67°R (60°F) en su constante numérica. Por lo tanto, la tasa de flujo volumétrica en condiciones estándar, desarrollada a partir de la densidad relativa real del gas, es la siguiente:

$$Q_v = 7709.61 C_d(FT) E_v Y_1 d^2 \sqrt{\frac{P_{f1} Z_s}{G_r Z_{f1} T_f}} h_w \quad (36)$$

Dónde:

$C_d(FT)$  = Coeficiente de descarga para un medidor de orificio con tomas en las bridas

$d$  = Diámetro del orificio de la platina a la temperatura de flujo.

$E_v$  = Factor de aproximación de velocidades.

$G_r$  = Densidad relativa del gas real.

$h_w$  = Presión diferencial del orificio.

$T_f$  = Temperatura del fluido.

$y_1$  = Factor de expansión corriente arriba.

$Z_{f1}$  = Compresibilidad del gas a condiciones de flujo.

$Z_s$  = Compresibilidad del gas a condiciones estándar.

En la ecuación presentada anteriormente, se supone que las condiciones estándar y las condiciones base son las mismas. Sin embargo, si esas

condiciones son diferentes, la tasa volumétrica de flujo calculada en condiciones estándar se debe convertir a la tasa volumétrica en condiciones base, por medio de la relación:

$$Q_b = Q_v \left( \frac{P_s}{P_B} \right) \left( \frac{T_b}{T_s} \right) \left( \frac{Z_b}{Z_s} \right) \quad (37)$$

Dónde:

Pb = presión base en psia

Ps = presión estándar en psia

Qb = tasa de flujo volumétrico, pies cúbicos por hora.

Qv = tasa de flujo volumétrica estándar, en pies cúbicos por hora

Tb = temperatura base, en °R

Ts = temperatura estándar, en °R

Zb = compresibilidad en condiciones base

Zs= compresibilidad en condiciones estándar.

### 1. Relación de diámetros ( $\beta$ )

Esta se usa para determinar el coeficiente de descarga, el factor de aproximación de velocidad y el factor de expansión; se define como la relación entre el diámetro del orificio (d) y el diámetro del tubo medidor (D).

$$\beta = \frac{d}{D} \quad (38)$$

Dónde:

$$d = dr [1 + \alpha_1 * (Tf - Tr)] \quad (39)$$

$$D = Dr * [1 + \alpha_2 * (Tf - Tr)] \quad (40)$$

Dónde:

$\beta$  = Relación de diámetros

$d$  = Diámetro del orificio de la platina calculada a la temperatura de flujo, pulgadas.

$D$  = Diámetro interno del tubo medidor calculado a la temperatura de flujo en pulgadas.

$D_r$  = Diámetro interno de referencia del tubo medidor calculado a la temperatura de referencia.

$T_f$  = Temperatura del fluido a condiciones de flujo

$T_r$  = Temperatura de referencia, 68 °F

$\alpha_1$  = Coeficiente lineal de expansión térmica del material de la platina de orificio.

$\alpha_2$  = Coeficiente lineal de expansión térmica del material del tubo medidor

$d_r$  = Diámetro de referencia del orificio de la platina calculado a la temperatura de referencia, pulgadas.

## 2. Factor de aproximación de la velocidad ( $E_v$ )

El factor de velocidad de aproximación es una expresión matemática que relaciona la velocidad del fluido en la sección próxima al medidor de orificio (aguas arriba) a la velocidad del fluido en el orificio. Este factor se calcula con la siguiente ecuación:

$$E_v = \frac{1}{\sqrt{1 - \beta^4}} \quad (41)$$

Dónde:

$E_v$  = Factor de velocidad de aproximación

$\beta$  = relación de diámetros del tubo y la llaves de reborde

## 3. Coeficiente de descarga de la platina de orificio con tomas en las bridas $C_d(FT)$

$C_d(FT)$  (Flange-Tapped), compara el caudal de flujo medido con el teórico; el coeficiente de descarga para un orificio concéntrico, cuadrado y cortante con tomas en las bridas, cuya ecuación fue desarrollada por Reader-Harris y Gallagher, se determinó a partir de pruebas de laboratorio, esta ecuación se aplica a diámetros nominales de 2 ó más pulgadas; relaciones de diámetro ( $\beta$ ) de 0.1 a 0.75 (partiendo del principio de que el diámetro del orificio  $d_r$  es mayor de 0.45 pulgadas); y un número de Reynolds ( $ReD$ ) para la tubería mayor o igual a 4.000; y se define de la siguiente forma:

$$C_d(FT) = C_i(FT) + 0.000511 \left( \frac{10^6 * \beta}{ReD} \right)^{0.7} + (0.021 + 0.0049 * A) * \beta^4 * C \quad (42)$$

Dónde:

$$C_i(FT) = C_i(CT) + Tap Term \quad (43)$$

$$C_i(CT) = 0.5961 + 0.0291 * \beta^2 - 0.229 * \beta^8 + 0.003(1 - \beta) * M1 \quad (44)$$

$$Tap Term = Upstrm + Dnstrm \quad (45)$$

$$Upstrm = [0.0433 + 0.0712e^{-8.5*L1} - 0.1145e^{-6*L1}] * (1 - 0.23 * A) * B \quad (46)$$

$$Dnstrm = -0.0116 * [M2 - 0.52M2^{1.3}] * \beta^{1.1} * (1 - 0.14 * A) \quad (47)$$

$$B = \frac{\beta^4}{1 - \beta^4} \quad (48)$$

$$M1 = \max \left( 2.8 - \frac{Dr}{N4}, 0.0 \right) \quad (49)$$

$$M2 = \frac{2L_2}{1 - \beta} \quad (50)$$

$$A = \left( \frac{19 * \beta}{Re_d} \right)^{0.8} \quad (51)$$

$$C = \left( \frac{10^6}{Re_D} \right)^{0.35} \quad (52)$$

Dónde:

$C_d(FT)$  = Coeficiente de descarga del medidor de orificio con tomas de brida para un número de Reynolds específico.

$C_i(FT)$  = Coeficiente de descarga del medidor de orificio con tomas de brida para un número de Reynolds infinito.

$C_i(CT)$  = Coeficiente de descarga del medidor de orificio con toma esquinera para un número de Reynolds infinito.

$d$  = Diámetro del orificio de la platina calculada a  $T_f$ , en pulgadas

$D$  = Diámetro interno del tubo medidor calculado a  $T_f$ , en pulgadas

$L_1 = L_2$  = Factor de corrección para la ubicación de la toma, =  $N_4/D$

$N_4 = 1$  cuando  $D_r$  está en pulgadas

$e = 2.71828$

$Re_D$  = Numero de Reynolds

$\beta$  = Relación de diámetros

$D_r$  = Diámetro interno del tubo medidor, calculado a  $T_r$ , en pulgadas.

#### 4. Factor de Expansión referido a la presión corriente arriba: (Y1):

Es una expresión empírica que ajusta o corrige la reducción de la densidad del fluido compresible cuando pasa a través del orificio de la platina. Está definido como:

$$Y = 1 - (0.41 + 0.35 * \beta^4) \left( \frac{X_1}{K} \right) \quad (53)$$

Y toma de presión estática corriente arriba:

$$X_1 = \frac{P_{f1} - P_{f2}}{P_{f1}} = \frac{H_w}{27.7 * P_{f1}} \quad (54)$$

Dónde:

$h_w$  = Presión diferencial

K = Exponente Isotrópico,=1.3

$P_{f1}$  = Presión estática absoluta tomada corriente arriba

$P_{f2}$  = Presión estática absoluta tomada corriente arriba

$X_1$  = Relación de presiones diferencial a la presión estática absoluta tomada corriente arriba.

## ANEXO B. ANALISIS COMPARATIVO DE LOS MEDIDORES DE FLUJO

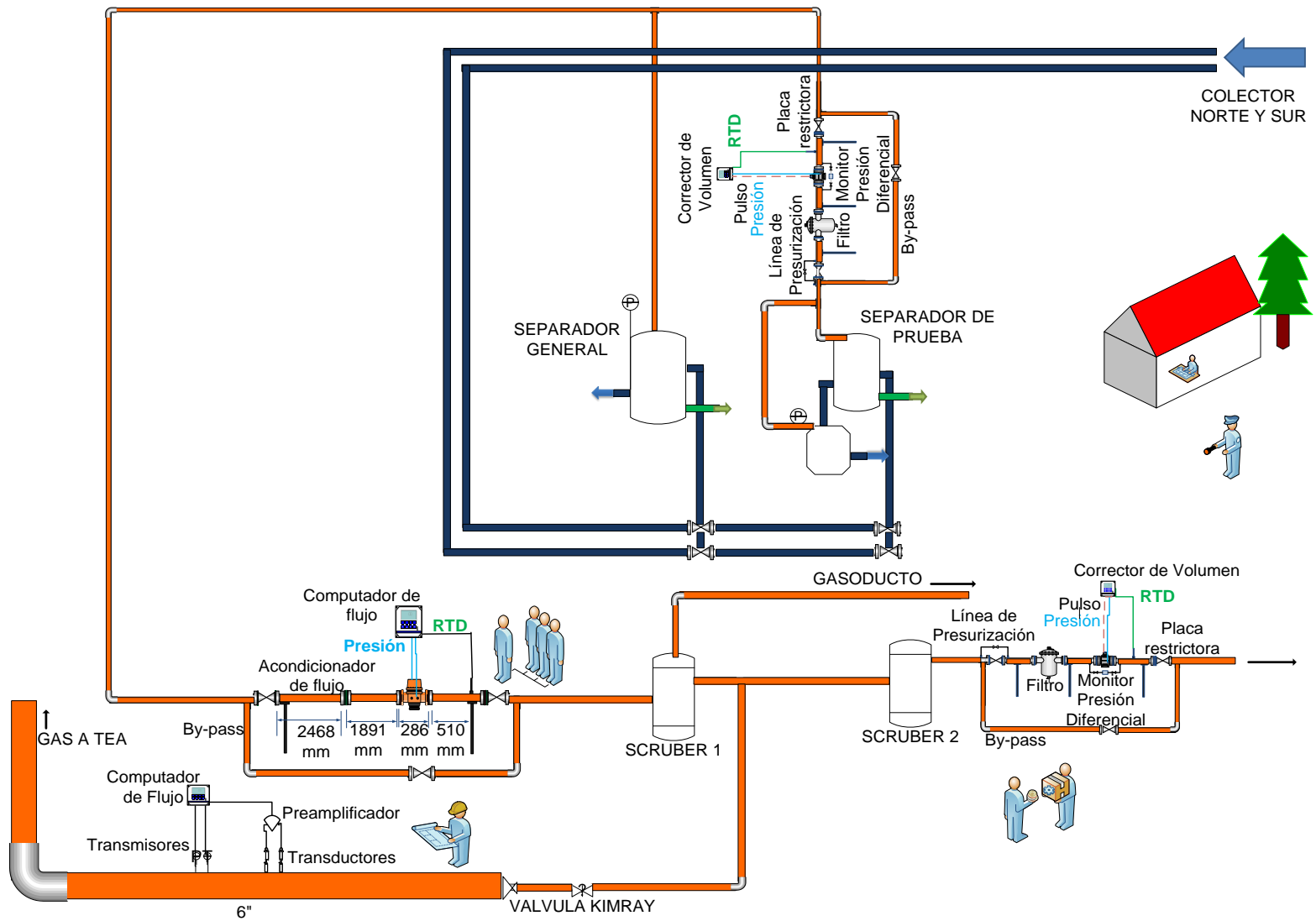
Para comparar las características de los sistemas de medición de flujo para gas se ha tomado en cuenta los parámetros más importantes de cada uno de los medidores, en la tabla A-2, se muestra la comparación de las características de cada uno.

**Tabla. A-2.** Análisis comparativo de los diferentes sistemas de medición.

Característica	Platina	Turbina	Ultrasónico	Diafragma	Rotativo	Coriolis	
Máx. Presión	6000	60.000	3.000	100	1400	870	Psi
Temperatura	-60 a 1000	-450 a 1200	-13 a 131	-30 a 140	-40 a 150	-13 a 131	°F
Rango de Flujo	20 a 1000	>50	>0.2	0.230 a 5.9	.96 a 13.5	<24.3	KPC H
Exactitud	± 2	± 0.5	± 0.5	±1	±1	± 0.1	%
Rangea.	3:1 o 4:1	10:1 a 100:1	10:1 a 300:1	50:1	50:1	25:1	
Caída de Presión	Alta	Baja (0.05)	Baja o ninguna	Media	Media	Baja	Psi
Tamaño nominal de tubería	1 a 24	4 a 30	2 a 48	¾ a 4	2 a 16	<6	In
Requerimiento de tubería recta	5 a 30	4 a 10	>2	0	0 a 5	0	N° D
Costo Relativo	Bajo	Bajo	Alto	Medio	Bajo	Muy Alto	
Costo de mantenimiento	Medio	Alto	Medio	Bajo	Medio	Medio o a alto	
Costo de instalación	Alto	Media	Medio	Medio	Bajo	Medio	
Vida útil	10 a 15	10 a 15	10 a 15	30 a 40	10 a 25		Años

Fuente: Las Autoras

## ANEXO C. DESCRIPCIÓN DE LA UBICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN.



Fuente. Las autoras

## **ANEXO D. MANEJO DEL SOFTWARE DANIEL ORIFICE FLOW CALCULATOR.**

Daniel orifice flow calculator es un software que utiliza la ecuación ASME MFC-3M de 1989 para determinar la tasa de flujo que fluye en tuberías de más de 2 pulgadas de diámetro. Este muestra el respectivo radio o diámetro del orificio de la tubería para un conjunto dado de variables de entrada. Este se proporciona para fines de estimación únicamente. Este programa simple, de una sola ventana ayuda a dimensionar el diámetro de un medidor tipo platina de orificio, aunque los valores calculados para la relación beta son aproximados, típicamente están dentro del 2% - 5% para gases y vapor, y 1% para líquidos. La interfaz del programa ofrece campos para introducir la temperatura y presión de operación, la gravedad específica, tamaño de la tubería, el ID, el caudal y el diferencial de presión Daniel Orifice Flow Calculator proporciona asistencia útil en el cálculo de diámetros de orificio a efectos de estimación.

El software versión libre, se basa en las expresiones matemáticas que se presentan en el anexo A, cumpliendo con las normas internacionales.

Una vez se tenga el software se deben ingresar los valores de temperatura y presión de operación, un dato para corrección, ya sea la densidad o el factor de compresibilidad a condiciones de flujo, y la gravedad específica. Se evalúa con el diámetro de tubería nominal con el que se cuente o se desee y se puede calcular la tasa de flujo que abarca si se tiene el diferencial de presión mínimo y máximo y la relación de diámetros; calcular el diferencial de presión si se cuenta con la tasa de flujo y la relación de diámetros o calcular la relación de diámetros para una tasa de flujo y una caída de presión mínima.

Además este software permite el dimensionamiento de la platina tanto en aire o gas como en vapor y líquido.

## ANEXO E. REQUERIMIENTOS DE INSTALACION DE UN MEDIDOR TIPO PLATINA DE ORIFICIO.

**TABLA A-5.** Orifice Meter Installation Requeriments With 1998 Uniform Concentric 19. Tube Bundle Flow Straightener for Meter Tube Upstream Length of  $UL \geq 29Di$

	Single 90° elbow $R/Di=1.5$	Two 90° elbows out of $S \leq 2Di$ $R/Di=1.5$	Single 90° tee used as an elbow but not as a header element	Partially closed valves (at least 50% open)	High swirl combined with 90° tee	Any fitting (catch all category)	Downstream meter tube length
<b>Diameter ratio <math>\beta</math></b>	<b>UL2</b>	<b>UL2</b>	<b>UL2</b>	<b>UL2</b>	<b>UL2</b>	<b>UL2</b>	<b>DL</b>
0.10	5-25	5-25	5-25	5-13	5-23	5-13	2.8
0.20	5-25	5-25	5-25	5-13	5-23	5-13	2.8
0.30	5-25	5-25	5-25	5-13	5-23	5-13	3.0
0.40	5-25	5-25	5-25	5-13	5-23	5-13	3.2
0.50	11.5-25	9-25	9-23	7.5-15	9-19.5	11.5-14.5	3.5
0.60	12-25	9-25	11-16	10-17	11-16	12-16	3.9
0.67	13-16.5	10-16	11-13	10-13	11-13	13	4.2
0.75	14-16.5	12-12.5	12-14	11-12.5	14	Not allowed	4.5
Recommend en tube bundle location for max range of $\beta$	13 $\beta \leq 0.75$	12-12.5 $\beta \leq 0.75$	12-13 $\beta \leq 0.75$	11-12.5 $\beta \leq 0.75$	13 $\beta \leq 0.75$	13 $\beta \leq 0.67$	4.5

S= separation distance between elbows.  
 $UL1=UL=UL2$

NOTA 1: The tolerance on specified lengths for UL,UL2, and DL is  $\pm 0,25Di$

Nota 2: not allowed means that is not possible to find an acceptable location for the 1998 Uniform Concentric 19. Tube Bundle Flow Straightener downstream of the particular fitting for values of UL.