

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE UN SISTEMA INTEGRADO DE  
MEDICIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE GAS NATURAL EN  
COLOMBIA**

**CARLOS VICENTE REY BOLÍVAR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS  
BUCARAMANGA**

**2017**

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE UN SISTEMA INTEGRADO DE  
MEDICIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE GAS NATURAL EN  
COLOMBIA**

**CARLOS VICENTE REY BOLÍVAR**

**Trabajo de Grado para optar al título de  
Especialista en Ingeniería del Gas**

**Director**

**JULIO CÉSAR PÉREZ ÁNGULO  
ESPECIALISTA EN INGENIERIA DEL GAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS  
BUCARAMANGA**

**2017**

## **DEDICATORIA**

A mi esposa y a mis hijos, que son las razones de mi vida, por el gran amor que me han prodigado, el ánimo y su gran apoyo incondicional para sacar adelante este nuevo proyecto de estudio que decidí emprender y muy especialmente por la paciencia conmigo durante las largas jornadas de estudio alejado de la familia durante los últimos dos años.

Carlos V. Rey Bolívar.

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor de esta monografía quiere agradecer a:

La Universidad Industrial de Santander – UIS – por el desarrollo de este programa de estudios, que definitivamente eleva el conocimiento de los profesionales en este tema del Gas Natural.

Al grupo de profesores de esta especialización, por su desinteresada y valiosa colaboración compartiendo sus conocimientos y grandes experiencias para mejorar nuestro desarrollo como especialistas, al igual que por sus consejos profesionales.

A todos mis compañeros de clase que con el transcurrir de los días se convirtieron en amigos, brindando con sus diversos conocimientos y experiencias, valiosos aportes y mucho apoyo durante estos 2 años.

Un agradecimiento especial a dos de mis compañeros que me colaboraron mucho para sacar adelante temas que para mí por la naturaleza de mis estudios de pregrado como Ingeniero Electrónico eran bastante complejos: Alejandra Figueroa y Cirlia Albornoz.

Por ultimo sin que sea menos importante a la compañía Instrumentos & Controles que me colaboro con el tiempo necesario para asistir a clases durante horarios de trabajo.

Carlos V. Rey Bolívar.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>21</b>
<b>1. MARCO LEGAL PARA LA MEDICIÓN DE GAS NATURAL</b> .....	<b>25</b>
<b>1.1. DEFINICIONES</b> .....	<b>25</b>
<b>1.2. MEDICIÓN DEL GAS</b> .....	<b>25</b>
1.2.1. CUANTIFICACIÓN DEL GAS. ....	27
1.2.2. CALIDAD DEL GAS. ....	30
<b>2. TECNOLOGÍAS VIABLES PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA EN GAS NATURAL</b> .....	<b>32</b>
<b>2.1. MEDIDORES DE CANTIDAD DE GAS</b> .....	<b>32</b>
2.1.1. MEDIDORES DE FLUJO. ....	32
2.1.2. MEDIDORES DE FLUJO POR PLACA DE ORIFICIO. ....	38
2.1.3. MEDIDORES TIPO TURBINA. ....	48
2.1.4. MEDIDORES DE FLUJO TIPO CORIOLIS (MÁSICOS). ....	52
2.1.5. MEDIDORES DE FLUJO ULTRASÓNICOS <i>MULTIPATH</i> TIPO TIEMPO DE TRÁNSITO .	59
<b>2.2. MEDICIÓN DE CALIDAD DEL GAS</b> .....	<b>74</b>
2.2.1. CROMATÓGRAFOS .....	75
2.2.2. ANALIZADOR DE H <sub>2</sub> S Y AZUFRE TOTAL. ....	78
2.2.3. ANALIZADOR DE HUMEDAD .....	79
2.2.4. ANALIZADOR DE <i>DEW POINT</i> EN HIDROCARBUROS. ....	80
2.2.5. ANALIZADOR DE OXÍGENO (O <sub>2</sub> ) .....	83
<b>3. TABLAS DE CAPACIDADES DE FLUJO Y PRECIOS POR TIPO DE TECNOLOGÍA</b> .....	<b>84</b>
<b>3.1. TABLAS DE CAPACIDADES DE FLUJO</b> .....	<b>84</b>
3.1.1. TABLAS PARA MEDIDORES DE PLACA DE ORIFICIO .....	85
3.1.2. TABLAS PARA MEDIDORES TIPO TURBINA .....	89
3.1.3. TABLAS PARA MEDIDORES TIPO CORIOLIS O MÁSICOS .....	90
3.1.4. TABLAS PARA MEDIDORES TIPO ULTRASÓNICO .....	91
<b>3.2. TABLAS DE PRECIOS DE MEDIDORES SEGÚN TECNOLOGÍA</b> .....	<b>95</b>
3.2.1. PRECIOS DE MEDIDORES DE PLACAS DE ORIFICIO .....	95

3.2.2.	PRECIOS DE MEDIDORES TIPO TURBINA DE GAS.....	95
3.2.3.	PRECIOS DE MEDIDORES TIPO CORIOLIS .....	96
3.2.4.	PRECIOS DE MEDIDORES ULTRASÓNICOS PARA GAS – GUSM.....	96
3.2.5.	PRECIOS DE ACCESORIOS COMUNES EN LA MEDICIÓN .....	97
3.2.6.	PRECIOS DE LOS ANALIZADORES DE CALIDAD .....	98
<b>4.</b>	<b>DIAGRAMAS TIPO DE UNIDADES DE MEDICIÓN PARA GAS NATURAL</b>	<b>100</b>
<b>4.1.</b>	<b>ARREGLOS PARA MEDICIÓN DE GAS NATURAL.....</b>	<b>101</b>
4.1.1.	ARREGLO DE MEDICIÓN 1+0 .....	102
4.1.2.	ARREGLO DE MEDICIÓN 1+1 .....	103
4.1.3.	ARREGLO DE MEDICIÓN 1+1 Y CONFIGURACIÓN TIPO “Z” .....	104
4.1.4.	ARREGLO DE MEDICIÓN N+1.....	106
4.1.5.	ARREGLO DE MEDICIÓN 1+1 CON PATÍN DE CALIDAD .....	108
<b>4.2.</b>	<b>SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA A USAR.....</b>	<b>110</b>
<b>4.3.</b>	<b>MATRIZ DE COSTOS DE LAS UNIDADES .....</b>	<b>112</b>
<b>4.4.</b>	<b>EJERCICIOS DE DIMENSIONAMIENTO .....</b>	<b>114</b>
4.4.1.	EJERCICIO # 1 .....	114
4.4.2.	EJERCICIO # 2 .....	117
4.4.3.	EJERCICIO # 3 .....	120
<b>5.</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>125</b>
<b>6.</b>	<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>126</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>127</b>

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Efecto sobre el perfil de flujo al pasar por un codo. ....	34
<b>Figura 2.</b> Perfiles de flujo de acuerdo con el número de Reynolds. ....	35
<b>Figura 3.</b> Distancias para instalar el <i>Profiler</i> . ....	36
<b>Figura 4.</b> Acondicionadores de flujo tipo vanes y tipo <i>profiler</i> . ....	37
<b>Figura 5.</b> Comportamiento del flujo en un acondicionador tipo <i>profiler</i> . ....	37
<b>Figura 6.</b> Tubos de medición. ....	38
<b>Figura 7.</b> Patrón de flujo y presión diferencial típicos a través de un orificio. ....	39
<b>Figura 8.</b> Placas de orificio utilizadas para instalar entre dos bridas. ....	40
<b>Figura 9.</b> Bridas para inserción de placa de orificio y toma de presión diferencial	41
<b>Figura 10.</b> Medidor tipo simple y placa de orificio con su sello. ....	42
<b>Figura 11.</b> Arreglo para medición con intercambiador de placas para tamaños de 10" en adelante. ....	42
<b>Figura 12.</b> Medidor con intercambiador de placas, dos cámaras de operación. ...	43
<b>Figura 13.</b> Placas de orificio, sellos y porta placas utilizados en los sistemas con facilidad para inspección/cambio de placas. ....	44
<b>Figura 14.</b> Arreglo de 19 tubos aceptado por AGA3, 2000 como acondicionador para tubos de 3" o más. ....	45
<b>Figura 15.</b> Acondicionadores de flujo tipo <i>vane no aceptados por AGA 3, 2000</i> . 46	
<b>Figura 16.</b> Vistas de una Turbina para medición de gas. ....	48
<b>Figura 17.</b> Diversos tamaños de turbina para gas. ....	49
<b>Figura 18.</b> Despiece de un medidor tipo Turbina. ....	49
<b>Figura 19.</b> Fuerza de Coriolis. ....	52
<b>Figura 20.</b> Componentes de un Medidor de flujo másico de tipo Coriolis. ....	53
<b>Figura 21.</b> Bobina impulsora y bobinas detectoras. ....	53
<b>Figura 22.</b> Vibración y torsión de los tubos. ....	54
<b>Figura 23.</b> Principio de medición de flujo másico. ....	55
<b>Figura 24.</b> Principio de medición de densidad. ....	56
<b>Figura 25.</b> Medidores de flujo másico tipo Coriolis. ....	58
<b>Figura 26.</b> Diagrama de un transductor ultrasónico. ....	60
<b>Figura 27.</b> Foto típica de un transductor ultrasónico. ....	61
<b>Figura 28.</b> Esquema del principio básico de funcionamiento de un <i>path</i> o cuerda en un medidor ultrasónico. ....	61
<b>Figura 29.</b> Esquema de dos transductores en operación. ....	62
<b>Figura 30.</b> Configuraciones típicas de los <i>paths</i> acústicos en GUSM. ....	63
<b>Figura 31.</b> Medidor ultrasónico de 1 o 2 <i>paths</i> o cuerdas. ....	64
<b>Figura 32.</b> Medidor Ultrasónico de 3 <i>paths</i> o cuerdas. ....	65

<b>Figura 33.</b> Medidor Ultrasónico de 4 <i>paths</i> en varias direcciones. ....	65
<b>Figura 34.</b> Medidor de 4 <i>paths</i> o cuerdas alineadas. ....	66
<b>Figura 35.</b> Medidor de flujo Ultrasónico <i>Multipath</i> con opción de doble medición y/o verificación. ....	67
<b>Figura 36.</b> Medidor de flujo Ultrasónico con verificación de medida y detección de posibles fallas en el fluido. ....	68
<b>Figura 37.</b> Medidor de flujo Ultrasónico con verificación de medida, detección de posibles fallas en el fluido y líquidos en la base del tubo ....	68
<b>Figura 38.</b> Medidor de flujo Ultrasónico con medidor de respaldo, de chequeo o de aumento de precisión (8 <i>paths</i> ). ....	69
<b>Figura 39.</b> Montaje medidor de flujo Ultrasónico sin acondicionamiento de flujo. .	70
<b>Figura 40.</b> Montaje medidor de flujo Ultrasónico con acondicionamiento de flujo .	70
<b>Figura 41.</b> Muestra de uno de los pantallazos de diagnóstico. ....	71
<b>Figura 42.</b> Muestra de diagnóstico con variables en vivo. ....	72
<b>Figura 43.</b> Muestras de problemas en la medición. ....	73
<b>Figura 44.</b> Cromatógrafos. ....	76
<b>Figura 45.</b> Cromatograma. ....	78
<b>Figura 46.</b> Analizador de H <sub>2</sub> S / Azufre Total ....	79
<b>Figura 47.</b> Analizador de humedad en Gas Natural. ....	80
<b>Figura 48.</b> Analizador de Hidrocarburos - <i>Dew Point</i> . ....	81
<b>Figura 49.</b> Analizador de Oxígeno (O <sub>2</sub> ). ....	83
<b>Figura 50.</b> Sistema de medición 1+0 con portaplaca (portaplatina). ....	103
<b>Figura 51.</b> Unidad de medición de gas en configuración 1+1 ....	104
<b>Figura 52.</b> Esquemático de una unidad 1+1 y configuración “Z” ....	106
<b>Figura 53.</b> Unidad de medición de gas en configuración 3+1. ....	107
<b>Figura 54.</b> Unidad de medición de gas en configuración 1+1, con doble “Z” y <i>shelter</i> de calidad. ....	109
<b>Figura 55.</b> Unidad de medición de gas en configuración 1+1 en Z, con <i>shelter</i> de calidad ....	109

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Clasificación de los sistemas de medición y los EMP globales.....	28
<b>Tabla 2.</b> Error Máximo Permitido por módulo. ....	28
<b>Tabla 3.</b> Elementos constitutivos de un sistema de medición. ....	29
<b>Tabla 4.</b> Especificaciones de calidad del Gas Natural.....	30
<b>Tabla 5.</b> Medidores de placa de orificio en rango de 800 a 1200 psig @ 90° F y $\Delta P=100''$ WC. ....	86
<b>Tabla 6.</b> Medidores de placa de orificio en rango de 800 a 1200 psig @ 90° F y $\Delta P=250''$ WC. ....	86
<b>Tabla 7.</b> Medidores de placa de orificio en rango de 800 a 1200 psig @ 90° F y $\Delta P=500''$ WC. ....	86
<b>Tabla 8.</b> Medidores de placa de orificio en rango de 400 a 700 psig @ 90° F y $\Delta P=100''$ WC .....	87
<b>Tabla 9.</b> Medidores de placa de orificio en rango de 400 a 700 psig @ 90° F y $\Delta P=250''$ WC .....	88
<b>Tabla 10.</b> Medidores de placa de orificio en rango de 400 a 700 psig @ 90° F y $\Delta P=500''$ WC .....	88
<b>Tabla 11.</b> Medidores tipo turbina en rango de 800 a 1200 psig @ 90° F .....	89
<b>Tabla 12.</b> Medidores tipo turbina en rango de 400 a 700 psig @ 90° F .....	90
<b>Tabla 13.</b> Medidores tipo Coriolis en rango de 400 a 1200 psig @ 90° F .....	91
<b>Tabla 14.</b> Medidores Ultrasónicos con rango entre 800 y 1200 psig @ 80° F. ....	92
<b>Tabla 15.</b> Medidores Ultrasónicos con rango entre 800 y 1200 psig @100° F. ....	92
<b>Tabla 16.</b> Medidores Ultrasónicos con rango entre 800 y 1200 psig @120° F. ....	93
<b>Tabla 17.</b> Medidores Ultrasónicos con rango entre 400 y 700 psig @80° F. ....	93
<b>Tabla 18.</b> Medidores Ultrasónicos en rango de 400 a 700 psig @ 100° F. ....	94
<b>Tabla 19.</b> Medidores Ultrasónicos con rango de 400 a 700 psig @ 120°F.....	94
<b>Tabla 20.</b> Precios para medidores con placa de orificio.....	95
<b>Tabla 21.</b> Precios para medidores tipo Turbina de Gas. ....	95
<b>Tabla 22.</b> Precios para medidores tipo Coriolis.....	96
<b>Tabla 23.</b> Precios para medidores tipo Ultrasónico 4+0 GUSM.....	96
<b>Tabla 24.</b> Precios para medidores tipo Ultrasónico 4+N GUSM .....	96
<b>Tabla 25.</b> Tabla de precios para los equipos comunes en la medición. ....	97
<b>Tabla 26.</b> Tabla de precios para analizadores de Calidad del Gas. ....	99
<b>Tabla 27.</b> Símbolos de los equipos en las unidades de medición de gas .....	102
<b>Tabla 28.</b> Matriz de evaluación de costos de la unidad de medición. ....	113
<b>Tabla 29.</b> Matriz de evaluación de costos de la unidad de calidad. ....	114

<b>Tabla 30.</b> Ejercicio 1. Matriz de evaluación de costos de la unidad de medición. .....	116
<b>Tabla 31.</b> Ejercicio 1. Matriz de evaluación de costos del patín de calidad.....	117
<b>Tabla 32.</b> Ejercicio 2. Matriz de evaluación de costos de la unidad de medición. .....	119
<b>Tabla 33.</b> Ejercicio 2. Matriz de evaluación de costos del patín de calidad.....	119
<b>Tabla 34.</b> Ejercicio 3. Matriz de evaluación de costos de la unidad de medición con GUSM. ....	122
<b>Tabla 35.</b> Ejercicio 3. Matriz de evaluación de costos de la unidad de medición con máscicos. ....	123
<b>Tabla 36.</b> Ejercicio 3. Matriz de evaluación de costos del patín de calidad.....	124

## GLOSARIO

**AGA:** *American Gas Association* - Asociación Americana de Gas.

**Ajuste:** Conjunto de operaciones realizadas sobre un sistema de medida para que proporcione indicaciones prescritas, correspondientes a valores dados de la magnitud a medir. VIM-2012.

**ANSI:** *American National Standards Institute* - Instituto Nacional Americano de Estándares.

**API MPMS:** *API Manual of Petroleum Measurement Standards* - Manual de Normas de Medición de Petróleos del Instituto Americano del Petróleo.

**Aseguramiento metrológico:** Conjunto de actividades enfocadas a garantizar los resultados de la medición dentro de los límites de incertidumbre requeridos para el fin provisto. Para los sistemas de medición de hidrocarburos gaseosos y puntos de medición oficial que entreguen al Sistema Nacional de Transporte, SNT, el aseguramiento metrológico se realizará de acuerdo con lo establecido por el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT.

**ASME:** *American Society of Mechanical Engineers*, - Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos.

**ASTM:** *American Society for Testing and Materials* - Sociedad Americana para Ensayos y Materiales.

**Calibración:** Operación que bajo condiciones especificadas establece, en una primera etapa, una relación entre los valores y sus incertidumbres de medida asociadas obtenidas a partir de los patrones de medida, y las correspondientes indicaciones con sus incertidumbres asociadas; y, en una segunda etapa, utiliza esta información para establecer una relación que permita obtener un resultado de medida a partir de una indicación.

NOTA 1 — Una calibración puede expresarse mediante una declaración, una función de calibración, un diagrama de calibración, una curva de calibración o una tabla de calibración. En algunos casos, puede consistir en una corrección aditiva o multiplicativa de la indicación con su incertidumbre correspondiente.

NOTA 2 — Conviene no confundir la calibración con el ajuste de un sistema de medida, a menudo llamado incorrectamente “autocalibración”, ni con una verificación de la calibración.

NOTA 3 — Frecuentemente se interpreta que únicamente la primera etapa de esta definición corresponde a la calibración.

Vocabulario internacional de metrología. VIM-2012.

**Condiciones estándar:** Corresponden a la temperatura de quince grados y cincuenta y seis centésimas de grados Celsius (15,56°C), equivalente a sesenta grados Fahrenheit (60°F); y a la presión de ciento un mil trescientos veinticinco pascales en unidades de presión absoluta (101.325 Pa), equivalente a catorce coma seiscientos noventa y seis libras por pulgada cuadrada absoluta (14,696 psia), para hidrocarburos líquidos.

Para el gas natural corresponden a la temperatura de quince grados y cincuenta y seis centésimas de grados Celsius (15,56°C), equivalente a sesenta grados Fahrenheit (60° F); y a la presión de ciento un mil ocho pascales en unidades de presión absoluta (101.008 Pa), equivalente a catorce coma sesenta y cinco libras por pulgada cuadrada absoluta (14,65 psia).

**CNO Gas:** Consejo nacional de operación de gas natural.

**Confirmación metrológica:** Conjunto de operaciones requeridas para asegurarse de que el equipo de medición es conforme con los requisitos correspondientes a su uso previsto.

NOTA 1. La confirmación metrológica generalmente incluye la calibración y verificación, cualquier ajuste o reparación necesario, y la subsiguiente recalibración, la comparación con los requisitos metrológicos del uso previsto del equipo, así como cualquier sellado y etiquetado requerido.

NOTA 2. La confirmación metrológica no se logra hasta que se haya demostrado y documentado la adecuación del equipo de medición para el uso previsto.

NOTA 3. Los requisitos para el uso previsto incluyen consideraciones tales como alcance, resolución y error máximo permitido.

NOTA 4. Los requisitos metrológicos normalmente difieren de los requisitos para el producto y no están especificados en este.

NOTA 5. En la figura 2 se proporciona un diagrama del proceso de confirmación metrológica.

ISO 10012-2003.

**Corrección:** Compensación de un efecto sistemático estimado.VIM-2012.

**CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas.

**Deriva:** Variación continua o incremental de una indicación a lo largo del tiempo, debida a variaciones de las características metrológicas de un instrumento de medida. VIM-2012

**Error aleatorio:** Componente del error de medida que, en mediciones repetidas, varía de manera impredecible.

NOTA 1 El valor de referencia para un error aleatorio es la media que se obtendría de un número infinito de mediciones repetidas del mismo mensurando.

NOTA 2 Los errores aleatorios de un conjunto de mediciones repetidas forman una distribución que puede representarse por su esperanza matemática, generalmente nula, y por su varianza.

NOTA 3 El error aleatorio es igual a la diferencia entre el error de medida y el error sistemático.

VIM-2012

**Error de la medida:** Diferencia entre un valor medido de una magnitud y un valor de referencia.

NOTA 1 El concepto de error de medida puede emplearse

a) Cuando exista un único valor de referencia, como en el caso de realizar una calibración mediante un patrón cuyo valor medido tenga una incertidumbre de medida despreciable, o cuando se toma un valor convencional, en cuyo caso el error es conocido.

b) Cuando el mensurando se supone representado por un valor verdadero único o por un conjunto de valores verdaderos, de amplitud despreciable, en cuyo caso el error es desconocido.

**Error sistemático:** Componente del error de medida que, en mediciones repetidas, permanece constante o varía de manera predecible. VIM-2012

**Estación reguladora de puerta de ciudad o City Gate:** Estación de transferencia de custodia desde el SNT a un Sistema de Distribución, en la cual se efectúan labores de regulación de presión, tratamiento y medición del gas. A partir de este punto inician las redes que conforman total o parcialmente un Sistema de Distribución y el Distribuidor asume la custodia del gas combustible. Resolución CREG 202 de 2013.

**Fiscalización:** De conformidad con el artículo 13 de la Ley 1530 de 2012, es el conjunto de actividades y procedimientos que se llevan a cabo para garantizar el cumplimiento de las normas y de los contratos de exploración y explotación de recursos naturales no renovables, la determinación efectiva de los volúmenes de producción y la aplicación de las mejores prácticas de exploración y producción,

teniendo en cuenta los aspectos técnicos , operativos y ambientales, como base determinante para la adecuada determinación y recaudo de regalías y compensaciones y el funcionamiento del Sistema General de Regalías.

**GPA:** *Gas Processors Association* - Asociación de Procesadores de Gas.

**Incertidumbre de medida:** Parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a un mensurando, a partir de la información que se utiliza. VIM-2012

**Instrumento:** Dispositivo utilizado para realizar mediciones, solo o asociado a uno o varios dispositivos suplementarios. VIM-2012

**ISO:** *International Organization for Standardization*- Organización Internacional de Normalización.

**Localidad:** Municipio, población, o ciudad.

**Medición:** Proceso que consiste en obtener experimentalmente uno o varios valores que pueden atribuirse razonablemente a una magnitud .VIM-2012

**Medición dinámica:** Acto mediante el cual se determina la cantidad y calidad de hidrocarburos en movimiento mediante uno o varios instrumentos de medición, cumpliendo con las normas y estándares definidos en la presente resolución.

**Medición estática:** Acto mediante el cual se determina la cantidad y calidad de hidrocarburos líquidos contenidos en tanques de almacenamiento en estado de reposo siguiendo las normas y estándares definidos en la presente resolución.

**Medición de referencia:** Cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los hidrocarburos que es comparada y utilizada con datos procedentes de otros sistemas de medición con menor incertidumbre de medida cuya finalidad es establecer los principios para determinar los valores producidos.

**Medición oficial:** Resultado de la medición de volumen y determinación de la calidad de hidrocarburos obtenida en los puntos de medición oficial y de muestreo oficial.

**Medición operacional:** Cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los hidrocarburos durante los procesos operativos de producción que se realizan en el campo sin propósitos de transferencia.

**Medidor:** Equipo utilizado por sí solo o en conjunto con equipos auxiliares para hacer mediciones de una determinada magnitud o dimensión con base en un principio de medición.

**Mensurando:** Magnitud que se desea medir.

NOTA 1 La especificación de un mensurando requiere el conocimiento de la naturaleza de la magnitud y la descripción del estado del fenómeno, cuerpo o sustancia cuya magnitud es una propiedad, incluyendo las componentes pertinentes y las entidades químicas involucradas. VIM-2012.

**MPMS:** *Manual of petroleum Measurement Standards*

**NTC:** Norma Técnica Colombiana.

**OIML:** Organización Internacional de Metrología Legal.

**ONAC:** Organismo Nacional de Acreditación de Colombia.

**Patrón de referencia:** Patrón designado para la calibración de patrones de magnitudes de la misma naturaleza, en una organización o lugar dado. Realización de la definición de una magnitud dada, con un valor determinado y una incertidumbre de medida asociada, tomada como referencia. VIM-2012.

**Precisión:** Proximidad entre las indicaciones o los valores medidos obtenidos en mediciones repetidas de un mismo objeto, o de objetos similares, bajo condiciones especificadas. VIM-2012.

**Proceso de medición:** Conjunto de operaciones que permiten determinar el valor de una magnitud. ISO 10012-2003.

**Puntos de medición oficial:** Puntos aprobados por el Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, en los cuales se miden la cantidad y calidad de los hidrocarburos producidos a condiciones estándar para efectos de determinar los volúmenes de petróleo y gas base para el cálculo de las regalías.

**Puntos de muestreo oficial:** Puntos aprobados por la autoridad de fiscalización para la toma de muestras representativas para medición oficial o para medición de asignación y prorrateo en boca de pozo.

**RUT:** Reglamento Único de Transporte de Gas Natural. Conjunto de disposiciones adoptadas por la CREG mediante la Resolución CREG 071 de 1999 y aquellas que la modifiquen o sustituyan.

**SCADA:** viene de las siglas de "*Supervisory Control And Data Acquisition*", es decir: Control Supervisorio y Adquisición de Datos.

**Sensor:** Un sensor es un dispositivo diseñado para recibir información de una magnitud del exterior y transformarla en otra magnitud, normalmente eléctrica, que seamos capaces de cuantificar y manipular.

**Sistema de distribución:** Es el conjunto de gasoductos y estaciones reguladoras de presión que transportan Gas Combustible desde una Estación Reguladora de Puerta de Ciudad o desde una Estación de Transferencia de Custodia de Distribución o desde un Tanque de Almacenamiento, o desde una Estación de Descompresión, hasta el punto de derivación de otro Sistema de Distribución y/o de las acometidas de los inmuebles, sin incluir su Conexión. Resolución CREG 202 de 2013.

**Sistema de medición de hidrocarburos:** Conjunto de equipos e instrumentos que intervienen en la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos, conforme al método de medición estático o dinámico establecido, que cuenta con verificación y calibración vigente y cumple con los niveles de incertidumbre exigidos.

**SNT:** Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural.

**Tolerancia:** es el intervalo de valores en el que debe encontrarse una magnitud para que se acepte como válida. Fundamentos de metrología, Sánchez A.M.

**Transportador:** Persona natural o jurídica cuya actividad es el transporte de gas combustible por tuberías, desde el punto de ingreso al sistema de transporte hasta el punto de recepción o de entrega. Resolución CREG 057 de 1996.

**Trazabilidad metrológica:** propiedad de un resultado de medida por la cual el resultado puede relacionarse con una referencia mediante una cadena ininterrumpida y documentada de calibraciones, cada una de las cuales contribuye a la incertidumbre de medida. VIM-2012.

**Variable:** o magnitud Es una propiedad que poseen todos los cuerpos, fenómenos y relaciones entre ellos, que permite que puedan ser medidos y dicha medida, representada en la cantidad, puede ser expresada mediante números sobre la base de una comparación con otro cuerpo o fenómeno que se toma como patrón.

**Verificación:** aportación de evidencia objetiva de que un elemento satisface los requisitos especificados. VIM-2012.

**VIM:** Vocabulario internacional de metrología. JCGM 200:2012.

## RESUMEN

**TÍTULO: ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE UN SISTEMA INTEGRADO DE MEDICIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA \***

**AUTOR: CARLOS VICENTE REY BOLÍVAR \*\***

**PALABRAS CLAVES:** Sistema de medición, medidor, analizador, condiciones del gas, especificaciones, costos.

### **DESCRIPCIÓN:**

En el presente trabajo de monografía se presentan las especificaciones que debe tener el Gas Natural para ser medido y transportado en el Sistema Nacional de Transporte –SNT de gasoductos en Colombia. Para entender bien los sistemas de medición en transferencia de custodia se describen las diferentes tecnologías aceptadas para este propósito, actualizándolas hasta los últimos avances comerciales hoy en día, tanto desde el punto de vista de desarrollo tecnológico como de software para evaluación de su funcionamiento.

Con los proveedores de las diferentes tecnologías se revisaron las características y las capacidades de los equipos, para poder elaborar unas tablas de operación dentro de los rangos de medición más comunes en el país de acuerdo al tamaño de las líneas de transporte con que cuenta el SNT. Igualmente, con algunos de ellos se logró conseguir precios de referencia en dólares americanos (US\$) de los equipos puestos en Estados Unidos y así elaborar también unas tablas donde están los equipos más representativos y los costos de cada uno de ellos en diferentes tamaños de líneas. La información más sensible de ser obtenida para este trabajo fue la relacionada con los costos de fabricación, pues es privativa de cada constructor. Por tanto se consiguieron valores estimados en porcentaje de acuerdo con los costos totales de los equipos.

Por último, se elaboraron dos matrices de costos, una para el sistema de medición de cantidad de Gas Natural y otra para la medición de la calidad del mismo, con estas matrices se hacen unos ejercicios con el fin de afianzar los conocimientos mediante la práctica.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ciencias Físico – Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Julio César Pérez Ángulo, Especialista en ingeniería del gas.

## ABSTRACT

**TITLE: TECHNICAL-ECONOMIC ANALYSIS OF AN INTEGRATED MEASUREMENT SYSTEM FOR CUSTODY TRANSFER OF NATURAL GAS IN COLOMBIA \***

**AUTHOR: CARLOS VICENTE REY BOLÍVAR \*\***

**KEYWORDS:** Measurement System, meter, analyzer, Gas conditions, specifications, costs.

### **DESCRIPCIÓN:**

The present work presents the specifications Natural Gas must have to be measured and transported in the National System of Transportation –SNT- of gas through pipelines in Colombia. In order to better understand the Measurement Systems in custody transfer, the different technologies accepted for this purpose were described, updating this information to the latest commercial advances nowadays from the point of view of technological development as well as software to evaluate its operation.

The characteristics and capacities of the equipment were reviewed with the suppliers of the different technologies, so that operating tables could be elaborated within the most common measuring ranges in the country according to the size of the SNT's transport pipelines. Likewise, it was possible to obtain reference prices in US dollars (US \$) for the equipment placed in the United States with some of the suppliers, and thus it was also possible to elaborate tables with the most representative equipment and the costs of each of them for different sizes. The most sensitive information to be obtained in this study was the one related to the costs of manufacturing, since it is exclusive to each manufacturer. Therefore, values were able to estimate as a percentage of the total costs of the major equipment.

Finally, two cost matrices were elaborated, one for the Natural Gas quantity measurement system and another for its quality measurement. With these matrices a few exercises were done in order to strengthen the knowledge through practice.

---

\* Degree Thesis

\*\* Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Director Julio Cesar Perez Angulo. Specialist in gas engineering.

## INTRODUCCIÓN

Durante la primera mitad del siglo XX en Colombia, el gas era considerado exclusivamente un subproducto de la explotación del petróleo. Como consecuencia, durante los procesos de extracción de este recurso, su destino era ser quemado en teas. Sólo hasta el inicio de los años sesenta se empezó a crear conciencia de su valor, y mediante la Ley 10 de 1961 se prohibió quemarlo. Unos años más tarde, en 1973, se ratificó esta medida por medio del Decreto 1873 reconociendo la importancia del gas como un posible sustituto de otros combustibles.

Con la finalidad de sustituir combustibles costosos para satisfacer las necesidades de la Costa Atlántica, se inició la construcción del primer gasoducto para transportar el gas de los yacimientos encontrados por la petrolera Texaco en asocio con ECOPETROL en la Guajira. Llegado el año 1986, el Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) estableció el programa de 'Gas para el cambio', sin embargo, el bajo volumen de reservas de gas en esa época evitó un desarrollo masivo de la puesta en práctica del proyecto.

En la década de los noventa, con el descubrimiento de yacimientos petrolíferos en los Llanos Orientales, el campo de Cusiana y el campo Cupiagua, el Gobierno Nacional, aprovechando los cambios en la constitución política de 1991, promulgó la Ley 142 de 1994 sobre Servicios Públicos Domiciliarios. Aquí se estableció el Gas Natural como un servicio público y se abaló la participación de entidades privadas, con esto se le dio un impulso definitivo a la comercialización masiva del gas, a la búsqueda de nuevos yacimientos y a la construcción de líneas de transporte para trasladar el recurso a los centros de acopio y consumo.

En el año 2003, ante los bajos resultados en la búsqueda de yacimientos importantes de petróleo, y con el fin de impulsar el uso del Gas Natural y de motivar a los operadores hacia la exploración de depósitos que pudieran servir como fuente energética, el Ministerio de Minas y Energía (MME) emitió el Decreto 1493. Por medio de éste, se creó el Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (SNT) definido como "el conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, que vinculan los centros de producción de gas del país con las Puertas de Ciudad (*City Gates*), Sistemas de Distribución, Usuarios No Regulados, Interconexiones Internacionales o Sistemas de Almacenamiento"<sup>1</sup>. Este sistema conectaría los yacimientos más importantes con los principales centros de consumo de gas tanto industrial como domiciliario; esto incluiría la comunicación con el interior del país donde se encontraban las urbes con mayor densidad poblacional.

---

<sup>1</sup> Artículo 1, Decreto 1493 (3 de Junio de 2003).

Actualmente, los principales yacimientos de Gas Natural que tiene Colombia se encuentran en las cuencas de la Guajira (los campos de Ballenas y Chuchupa) y en los Llanos Orientales (los campos de Cusiana y Cupiagua). Estos campos se están depletando, por lo que se espera que para el año 2018-2020 la producción de Gas Natural no alcance a satisfacer la demanda; por esto, se buscan afanosamente otros yacimientos. Hoy en día, hay dos prospectos importantes que son costa afuera (*off-shore*): uno en la Guajira y otro en el Golfo de Urabá.

Hay que resaltar que mientras se concretan los depósitos, se determinan sus tamaños y se establece la comercialidad de los campos, pueden pasar de tres a cinco años. Una vez este proceso sea concluido, habrá que perforar los pozos productores y construir las facilidades para llevarlos al sitio inicial de recolección y tratamiento primario ya sea en tierra o costa afuera, así como diseñar el gasoducto para transportar el Gas Natural desde los sitios de recolección a tierra firme para llevar a cabo su tratamiento y procesamiento para que pueda comercializado.

Ahora bien, para el transporte y la comercialización del Gas Natural, se hace pertinente realizar una medición cuantitativa y cualitativa que sea efectiva y confiable. Esto con el fin de aprovechar al máximo el recurso, evitar quemas innecesarias y suplir las necesidades de la población del país. No obstante, no pueden dejarse de lado los altos costos que representan estos procedimientos; por lo que, se vuelve urgente encontrar alternativas apropiadas para obtener ahorros significativos y, a la vez, cumplir con las normatividades establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y las autoridades internacionales.

Según el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT), la responsabilidad total del traslado o transporte del Gas Natural recae sobre el operador del gasoducto. Según la CREG, la primera y más importante etapa de este proceso es la medición del gas que se recibe en transferencia de custodia, lo cual implica tener en cuenta la calidad del producto de acuerdo a las condiciones del RUT.

Se ha detectado que la selección inadecuada de tecnologías para tales procedimientos presenta problemas de varias índoles: 1. Sobrecostos en los sistemas integrados de medición, especialmente para sistemas pequeños; 2. Diferencias en los balances de línea con las reclamaciones respectivas y sobrecostos de operación y mantenimiento; 3. Al tener el producto fuera de especificaciones dentro del gasoducto, se pueden ocasionar problemas en la operación de éste y/o daños en los equipos asociados, lo cual puede conllevar a multas y gastos generalmente innecesarios.

Además de la crisis energética a nivel nacional, no puede perderse de vista que los procesos de traslado hacia los centros de comercialización y uso deben

cumplir con los requerimientos establecidos por la CREG mediante el RUT. Esto ha llevado a que, por un lado, el producto y sus condiciones de transporte deban ser cuantificados y calificados de manera precisa; pero, por otra parte, hay que tener en cuenta la circunstancia mundial de los bajos precios de este recurso y los altos costos que representan algunas soluciones para su uso comercial. En esta coyuntura, ciertos proyectos dejan de ser viables, o, a fin de serlo, se seleccionan tecnologías incorrectas que con el tiempo provocan problemas con la incertidumbre en la medición, la calidad del producto y el sistema de transporte.

Como una respuesta a dicha problemática, se erige la presente monografía. En este contexto, propone un análisis técnico-económico para ayudar a las compañías productoras de gas, las compañías de ingeniería, los transportadores y los usuarios finales que manejan volúmenes importantes de gas, dándoles a conocer cuáles son las tecnologías disponibles para usar en la medición del Gas Natural y qué beneficios representa cada una de ellas de acuerdo con los volúmenes a medir, la calidad de producto y su aplicación específica. Para ello, se desarrolla el *Objetivo General* de recopilar la información relacionada con: i) la normatividad nacional e internacional para la medición; y los requisitos nacionales para la venta de gas; ii) las diferentes tecnologías que aplican para las variables a medir; iii) el desarrollo realizado por los fabricantes de las mismas; iv) los costos asociados a cada una de las tecnologías.

Para cumplir con aquella propuesta, se realizan las siguientes acciones: 1. Definir la problemática actual para la correcta medición de gas relacionada con usuarios, normatividad y tecnologías de medición. 2. Analizar las tecnologías viables, sus principios de funcionamiento y avances actuales para definir una estructura general de un sistema integrado para la medición de Gas Natural. 3. Realizar un estudio de costos actuales, con proveedores de tecnología, de equipos individuales y de sistemas integrales de medición de gas según su capacidad y alcance. 4. Elaborar un análisis técnico-económico de las matrices de tecnologías vs costos de implementación (CAPEX<sup>2</sup> o compra e instalación), de tecnologías y costos de operación y mantenimiento (OPEX<sup>3</sup>), estos nos darán la base para definir cómo medir el gas natural cumpliendo con la reglamentación nacional, y hacerlo rentable para evitar su quema.

Es así como este trabajo se despliega en cuatro momentos: en el primero, describe el marco dentro del cual está la medición de Gas Natural en Colombia revisando las diferentes entidades que intervienen para regular la cuantificación y cualificación del producto, las condiciones establecidas para su transporte a través del SNT y su entrega al distribuidor o usuario final. En el segundo, hace un análisis actualizado de las diferentes tecnologías aceptadas a nivel nacional e internacional para la medición de cantidad y calidad del producto, con las ventajas

---

<sup>2</sup> CAPEX: Capital Expenditures o Costo de Capital.

<sup>3</sup> OPEX: Operational Expenditures.

y desventajas de cada una. En el tercero, establece una serie de tablas o matrices para correlacionar las cantidades de producto a medir a diferentes condiciones de proceso de acuerdo a los rangos usuales de operación en Colombia, para seleccionar los diferentes tipos de medidores según la tecnología y condiciones; también aparecen otras matrices que relacionan el costo de los diferentes equipos que constituyen una unidad de medición. Finalmente, trae a colación las arquitecturas usuales con las que se suele trabajar para presentar las ventajas y desventajas de cada una de ellas, de acuerdo con la selección de la tecnología y de la arquitectura de la unidad de medición, se exponen ejemplos de cómo llegar a los costos finales con un grado de aproximación bastante bueno. Para cerrar, se plantean algunas conclusiones.

Este trabajo culmina con unas matrices de ayuda para seleccionar de una manera rápida y sencilla diferentes soluciones con mira a obtener una medición confiable y, a su vez, lograr que los niveles de incertidumbre sean bajos o ajustados al tamaño del proyecto; así como también a evaluar los costos aproximados de cada una de las soluciones más viables para poder determinar cómo avanzar en el proceso de comercialización de los sobrantes de gas sin necesidad de quemarlos y, en lugar de pagar sobrecostos, obtener unos ingresos adicionales por su comercialización.

# **1. MARCO LEGAL PARA LA MEDICIÓN DE GAS NATURAL**

## **1.1. DEFINICIONES**

El GAS NATURAL: Es un combustible de origen fósil proveniente de la descomposición de plantas y animales atrapados por rocas y diversos tipos de suelos que se fueron acumulando con el paso del tiempo; este material orgánico, ayudado por efectos de altas presiones y temperaturas oscilantes durante millones de años, conformó el Gas Natural. Éste se compone de varios hidrocarburos gaseosos, de los cuales el metano es el protagonista junto a menores cantidades de etano, propano, butano y muy bajas cantidades de algunos gases más pesados; estos últimos son retirados usualmente en las plantas de tratamiento, ya que tienden a volverse líquidos y su poder energético es alto, por lo que son aprovechados para otras aplicaciones.

En la actualidad, el Gas Natural es una de las fuentes de energía más usadas debido a su bajo nivel de contaminación y su uso es bastante seguro tanto a nivel industrial como comercial y residencial.

Este recurso suele encontrarse en reservorios subterráneos, y puede hallarse solo, asociado con otros hidrocarburos líquidos o, inclusive, en otras formas como, por ejemplo, atrapado en yacimientos de carbón.

Una vez que el Gas Natural es detectado, se inicia un proceso de explotación mediante pozos perforados hasta la profundidad donde se encuentra el yacimiento; éste es llevado a plantas de procesamiento y tratamiento para extraer, inicialmente, componentes abrasivos como las arenas y otros sólidos en suspensión, así como componentes no deseados como dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno debido a su toxicidad, los cuales, en combinación con el agua son altamente corrosivos; también se separan otros componentes de hidrocarburos pesados que, como ya se dijo, se destinan a otras aplicaciones.

## **1.2. MEDICIÓN DEL GAS**

Después de completar su tratamiento y procesamiento para volverse apto para uso industrial y llegar a los consumidores, los cuales pueden ser industrias, negocios, pequeñas empresas o redes domiciliarias, el Gas Natural es transportado al usuario final a través de los gasoductos y las redes de distribución. En cada uno de estos pasos, el gas debe ser cuantificado y calificado; es decir, su cantidad y calidad han de ser medidas para garantizar que la transacción sea justa para ambas partes: el que vende y el que compra.

Los puntos más comunes de fiscalización del gas son:

- Pozos
- Estaciones de recolección
- Plantas de tratamiento y procesamiento
- Salida de compresores o entrada de gasoductos
- Plantas de procesamiento complejo (refinerías)
- Redes de distribución a ciudades o poblaciones (*City Gates*)

Para medir el gas se han desarrollado una serie de tecnologías que han sido reguladas, básicamente, por normas americanas; éstas han sido la base de los órganos legislativos colombianos, en este caso el Ministerio de Minas y Energía que, a su vez, ha delegado estas funciones a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Este organismo, en 1999, generó la resolución 071, la cual, con el paso de los años, ha sufrido múltiples modificaciones; esto ha conllevado a que actualmente también se acojan las Normas Técnicas Colombianas (NTC).

En los últimos cuatro años, se han organizado varios grupos de expertos para desarrollar un borrador llamado NTC 293-14, documento que se ha apoyado en la norma OIML<sup>4</sup> R140; aunque no ha sido publicado como norma de la NTC, es un documento en estudio conocido como Proyecto de Norma Técnica Colombiana NTC 6167 (borrador NTC 293-14), mediante el cual se espera introducir cambios importantes para contribuir en el fomento del uso del gas natural facilitando su comercialización al ajustar el reglamento de acuerdo con los volúmenes de gas a ser medidos y los requisitos para esto.

El presente trabajo se apoya en las resoluciones de la CREG, las normas de la NTC (incluyendo el borrador mencionado) y las normas americanas. Las principales lideradas por la *American Gas Asociación –AGA-* son:

- AGA 3 - Placas de Orificio
- AGA 7 - Turbina Axial
- AGA 5 - Cálculos Energéticos
- AGA 8 - Cálculos de Supercompresibilidad
- AGA 9 - Medidores Ultrasónicos
- AGA 10 - VOS (Calculada vs. Medida)
- AGA 11 - Medidores Coriolis (Sep. 2003 )
- API 14.3 / ISO 5167 (Placa Orificio)
- OIML R140

---

<sup>4</sup> OIML: Organisation Internationale De Métrologie Légale, International Organization Of Legal Metrology.

**1.2.1. Cuantificación del gas.** Desde hace varios siglos, se han desplegado una serie de tecnologías para la medición del gas; durante el paso del tiempo, han sido desarrolladas hasta la actualidad siguiendo principios de operación enunciados por físicos prominentes de los siglos XVIII y XIX. Gracias a los avances en cuanto a mediciones electrónicas y procesadores muy poderosos, unidos a diseños novedosos, aquéllas han encontrado un estado suficiente de madurez para su uso comercial.

En este apartado, se menciona la normatividad actual y las normas en las cuales se está trabajando para regular la medición. De acuerdo con la CREG:

La determinación de las cantidades de Energía y la Calidad del Gas en Estaciones de Salida se establecerá de acuerdo con las especificaciones, periodicidad y metodología de monitoreo que acuerden mutuamente el Transportador y el Remitente. El costo de los equipos de monitoreo será cubierto por los remitentes. La responsabilidad de la medición de cantidades de Energía será del transportador<sup>5</sup>.

En la Tabla 1 se muestran los grupos o clases para la medición del Gas Natural de acuerdo con los rangos de medición de flujo; estas clases determinan cuáles son los errores máximos permitidos tanto para la medición volumétrica como para la medición de energía. Teniendo ya diferentes márgenes de operación, será posible determinar la tecnología apropiada de acuerdo a parámetros como la exactitud deseada, el costo de adquisición (CAPEX) de cada una de ellas, o los costos de operación y mantenimiento (OPEX).

Una vez definidos los rangos de operación para los sistemas de medición y los EMP globales para cada una, se procede a listar y definir los componentes mayores que constituyen una unidad de medición de Gas Natural.

- Medidores de flujo volumétrico a condiciones actuales
- Equipo de conversión de condiciones actuales a condiciones estándar o base (computador de flujo)
- Equipo para Determinación del Poder Calorífico (cromatógrafo o densímetro)
- Equipo para determinar el calor específico representativo (computador de flujo)
- Conversión de energía (computador de flujo)

Como puede ser apreciado en la Tabla 2, aun cuando los módulos principales hayan sido separados con el fin de tener los EMP<sup>6</sup> por cada uno, hoy en día en

---

<sup>5</sup> CREG, Resolución 041 de 2008.

<sup>6</sup> EMP: Error Máximo Permitido

uno o dos de los equipos se puede tener toda la funcionalidad para el cálculo de las variables principales.

**Tabla 1.** Clasificación de los sistemas de medición y los EMP globales.

DESCRIPCIÓN	CLASE A	CLASE B	CLASE C	CLASE D
<b>Flujo Máximo</b> Proyectado a condiciones Base	Mayor a >353 KPCH >9,995,7 m <sup>3</sup> /h	<353>35,3 KPCH <9.995,3> 995,3 m <sup>3</sup> /h	<35,3> 10 KPCH <995,3> 283,16 m <sup>3</sup> /h	<10 KPCH <283,16 m <sup>3</sup> /h
<b>EMP</b> en la determinación de Volumen convertido (%)	+/- 0.9 %	+/- 1,5 %	+/- 2.0 %	+/- 3.0 %
<b>EMP</b> en la determinación de Energía (%)	+/- 1.0 %	+/- 2.0 %	+/- 3.0 %	+/- 5.0 %

**Fuente:** Tomado de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, Artículo Tercero de la Resolución 127 de 2013.

**Tabla 2.** Error Máximo Permitido por módulo.

DESCRIPCIÓN	CLASE A	CLASE B	CLASE C	CLASE D
Volumen a condiciones de medición	+/- 0.7 %	+/- 1,2 %	+/- 1.5 %	+/- 2.0 %
Conversión en volumen a condiciones base	+/- 0.5 %	+/- 1,0 %	+/- 1.5 %	+/- 2.0 %
Medición del poder calorífico (con DDPC <sup>7</sup> )	+/- 0.5 %	+/- 1,0 %	+/- 1.0 %	+/- 1.0 %
Determinación del poder calorífico representativo	+/- 0.6 %	+/- 1,25 %	+/- 2.0 %	+/- 3.0 %
Conversión en energía (EMP en cálculos)	+/- 0.05 %	+/- 0.05 %	+/- 0.05 %	+/- 0.05 %

**Fuente:** Tomado del borrador NTC 293-14 (Proyecto de norma NTC 6167).

Para realizar los cálculos de los módulos de la Tabla 2, se necesita una serie de equipos adicionales para medir las variables primarias; algunas de ellas en línea, otras mediante análisis de laboratorio. La idea es que cada uno de estos elementos constitutivos de los módulos de medición y del sistema general tenga sus Errores Máximos Permitidos para, así, definir los equipos base.

<sup>7</sup> DDPC: Dispositivo para Determinar el Poder Calorífico.

Según los criterios anteriores, y teniendo en cuenta las consideraciones técnicas y operativas, en la Tabla 3 se relacionan los requisitos mínimos para el diseño y configuración de un sistema de medición de acuerdo con la clase a la cual pertenece; siendo las variables esenciales:

1. Medición Volumétrica o másica del gas.
2. Medición de presión de operación
3. Medición de temperatura de operación
4. Medición de composición del gas (o densidad en su defecto)

En la Tabla 3 aparece el listado de los elementos mínimos requeridos para el diseño de una unidad de medición de acuerdo con su clase (volumen a medir).

**Tabla 3.** Elementos constitutivos de un sistema de medición.

ELEMENTO	CLASE A	CLASE B	CLASE C	CLASE D
Módulo de medición	X	X	X	X
Dispositivo auxiliar de telemetría	X	X	(Nota 1)	(Nota 1)
Dispositivo de corrección y ajuste	X	X	(Nota 1)	(Nota 1)
Dispositivo (módulo) de conversión de volumen y energía en sitio	X	X	X	
Conversión de temperatura (medición local)	X	X	X	
Conversión de Presión (medición local)	X	X	X	
Conversión de Z	X	X (Nota 2) (Nota 3)	X (Nota 2)	
Dispositivo para determinación de PC-local	X	(Nota 3)		
Determinación de PC remota (muestreo o calculado)		X	X	X
Alternativa para las conversiones anteriores: medición de densidad	X	(Nota 3)		
Alternativa para las conversiones anteriores: determinación remota de densidad (calculada)		X	X	X

**Fuente:** Tomado del borrador NTC 293-14 (Proyecto de norma NTC 6167).

**Nota 1:** Obligatorio para gas natural vehicular (GNV) y usuario no regulado conectado a redes de distribución. Para otros tipos de usuarios, estos elementos serán opcionales y su uso estará sujeto a las exigencias de la autoridad competente.

**Nota 2:** Es obligatorio realizar la conversión por Z, pero es opcional contar con instrumento de medición asociado para la medición de composición del gas.

**Nota 3:** Obligatorio para puntos de transferencia entre productor-transportador y entre transportadores.

**1.2.2. Calidad del gas.** La calidad que debe tener el gas que pasa a ser manejado a través del SNT fue establecida por la CREG en el RUT por medio de la resolución 071 de 1999, la cual establece:

❖ *Condiciones Estándar*

El pie cúbico estándar es el volumen de gas contenido en un pie cúbico a una presión de 14.65 psia<sup>8</sup>, y a una temperatura de 60° F. A estas condiciones se referirán los volúmenes y el poder calorífico del gas transportado por el Sistema Nacional de Transporte. Por otra parte, la calidad del gas que entrega el transportador al operador del gasoducto se debe regir por la siguiente tabla:

**Tabla 4.** Especificaciones de calidad del Gas Natural.

ESPECIFICACIONES	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV) <b>(Nota 1)</b>	42,8 MJ/m <sup>3</sup>	1,150 BTU/ft <sup>3</sup>
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) <b>(Nota 1)</b>	35,4 MJ/m <sup>3</sup>	950 BTU/ft <sup>3</sup>
Contenido Líquido <b>(Nota 2)</b>	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H2S máximo	6 MJ/m <sup>3</sup>	0,25 grano/100 PCS
Contenido total de azufre máximo	23 MJ/m <sup>3</sup>	1,0 grano/100 PCS
Contenido CO2 máximo en % volumen	2	2
Contenido N2 máximo en % volumen	3	3
Contenido de inertes máximo en % volumen <b>(Nota 3)</b>	5	5
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1	0.1
Contenido de agua máximo	97 mg/m <sup>3</sup>	6,0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120 °F
Temperatura de entrega mínimo	7.2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material de suspensión <b>(Nota 4)</b>	1,6 mg/m <sup>3</sup>	0,7 grano/1000 PC

**Fuente:** Tomado de La Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución No. 071 de 1999.

**Nota 1:** Todos los datos sobre metro cúbico o pie cúbico de gas están referidos a Condiciones Estándar.

<sup>8</sup> psia: *Pounds per square inch absolute*; presión absoluta en libras por pulgada cuadrada.

**Nota 2:** Los líquidos pueden ser: hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido.

**Nota 3:** Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO<sub>2</sub>, Nitrógeno y Oxígeno.

**Nota 4:** El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.

Siguiendo la resolución, hay que destacar que: “Salvo acuerdo entre las partes, el productor-comercializador y el Remitente están en la obligación de entregar el gas natural a la presión de operación del gasoducto en el punto de entrada hasta las 1200 psia, de acuerdo con los requerimientos del Transportador”<sup>9</sup>.

---

<sup>9</sup> La Comisión de Regulación de Energía y Gas. “Artículo 2°, Resolución 054 de 2007”. 21 Jun. 2007.

## 2. TECNOLOGÍAS VIABLES PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA EN GAS NATURAL

### 2.1. MEDIDORES DE CANTIDAD DE GAS

**2.1.1. Medidores de flujo.** La medición de flujo comenzó hace miles de años cuando los egipcios hicieron predicciones aproximadas de las cosechas con base en los niveles relativos de inundación del Río Nilo durante la primavera. Siglos después, los romanos diseñaron acueductos para abastecer las ciudades de agua, y vieron la necesidad de monitorear el flujo constante. Los operadores utilizaron desviar el flujo a través de un orificio o el hundimiento del agua sobre obstrucciones para medir aproximadamente los caudales.

Daniel Bernoulli fue un matemático suizo que estudió hidrodinámica. Su trabajo se centró en la conservación de la energía, y representó el primer paso clave en el adelanto de la tecnología de medición de flujo. Desarrolló el principio de Bernoulli, el cual establece que la suma de toda la energía en el flujo debe permanecer constante independientemente de las condiciones; específicamente para el flujo de presión diferencial (DP). Esto significa que la suma de la energía estática (presión), la energía cinética (velocidad) y la energía potencial (elevación) aguas arriba es igual a la energía estática, cinética y potencial aguas abajo.

De acuerdo con *American Gas Association* (AGA), institución desde la que se rigen muchas de las normas establecidas en el mercado colombiano, las tecnologías aceptadas para la medición de Gas Natural en transferencia de custodia son:

- Para Medidores de flujo por Placa de Orificio

AGA Reporte No. 3 / API MPM Capítulo 14.3 / ISO 5167

- Para Medidores tipo Turbina

AGA Reporte No. 5

- Para Medidores Ultrasónicos *Multipath* por tiempo de tránsito o de vuelo

AGA Reporte No 9

- Para Medidores másicos tipo Coriolis

AGA Reporte No. 11

➤ Para Medidores de Desplazamiento Positivo

❖ Perfil de flujo y número de Reynolds

Los medidores de flujo de gas pueden dividirse en tres grupos:

1. Medidores volumétricos basados en la velocidad del fluido: Placas de orificio, turbinas y medidores ultrasónicos.
2. Medidores másicos (tipo coriolis).
3. Medidores de desplazamiento positivo o rotativo.

Este trabajo se enfoca en los dos primeros porque son los que cubren más del 98% de las aplicaciones de transferencia de custodia a gasoductos del SNT en Colombia.

Cuando se utiliza alguno de los medidores del punto 1, la calidad de la medición depende de manera importante de dos factores: el perfil del flujo y el número de Reynolds. Ya que ellos representan la forma que tiene el frente de onda del fluido que llega al medidor de flujo y, si se hace un corte longitudinal, constituyen la velocidad del fluido mostrada de lado a lado de la tubería, la cual es siempre más lenta entre más cerca esté de las paredes del tubo y más rápida hacia el centro debido a la fricción del fluido con las paredes.

Osbourne Reynolds no era un estudiante de física, sino uno de mecánica, y se hizo famoso por su estudio del flujo de fluidos a través de una tubería; específicamente, las condiciones bajo las cuales el flujo transita de flujo laminar a flujo turbulento. El número de Reynolds es una cuantificación numérica de las fuerzas internas sobre las fuerzas viscosas, es un concepto clave para el diseño de medidores de flujo que se utiliza como una limitación en el rango de la aplicabilidad de un medidor.

En la Figura 1 se muestra el efecto sobre el flujo al pasar por un codo; en su representación gráfica puede verse como el flujo empieza a girar y, en su representación termográfica, como se recuesta sobre un lado de la tubería, así, deja de ser simétrico.

En la Figura 2 se muestran tres perfiles, uno laminar con número de Reynolds  $Re=1.000$ , otro en transición con  $Re=3.000$  y un turbulento con  $Re=15.000$ ; todos están completamente desarrollados. En otras palabras, su forma es simétrica de manera tridimensional; por tanto, desde cualquier ángulo que se haga un corte longitudinal en la tubería la descripción de la velocidad del fluido se verá igual, a diferencia de cuando se muestra didácticamente pues se hace solo en dos dimensiones y suele dibujarse como una parábola más aguda para los perfiles laminares y más achatada para los perfiles turbulentos. La forma en punta o achatada depende del número de Reynolds que está definido por la Ecuación 1, y

la simetría la dan los tramos de tubo recto en la tubería a través de los cuales viaja el fluido.

### Ecuación 1

$$Re = \frac{\rho v L}{\mu} = \frac{v L}{\nu}$$

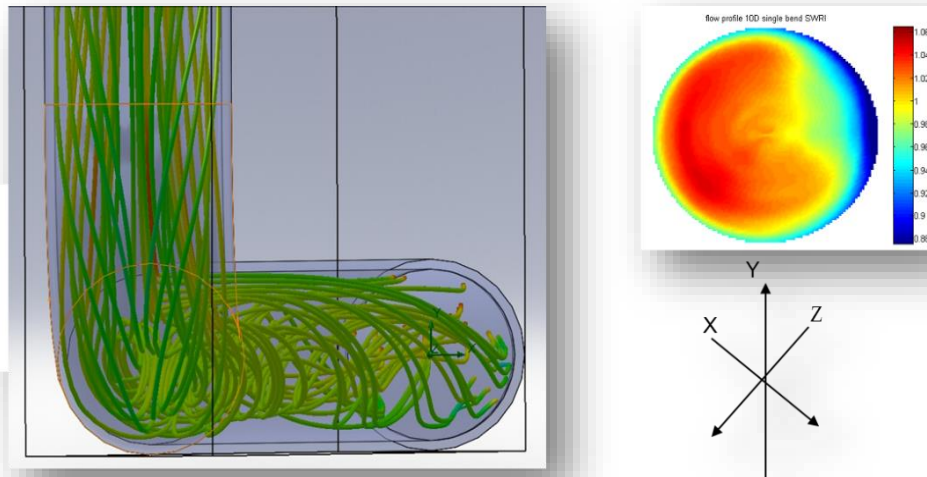
Donde:

- Re= Número de Reynolds (adimensional)
- $\nu$ = Velocidad del fluido
- L= Diámetro interno de la tubería que conduce el fluido.
- $\rho$ = Densidad del fluido
- $\nu$ = viscosidad cinemática del fluido
- $\mu$ = viscosidad dinámica del fluido

Tipos de Flujo de acuerdo con el número de Reynolds:

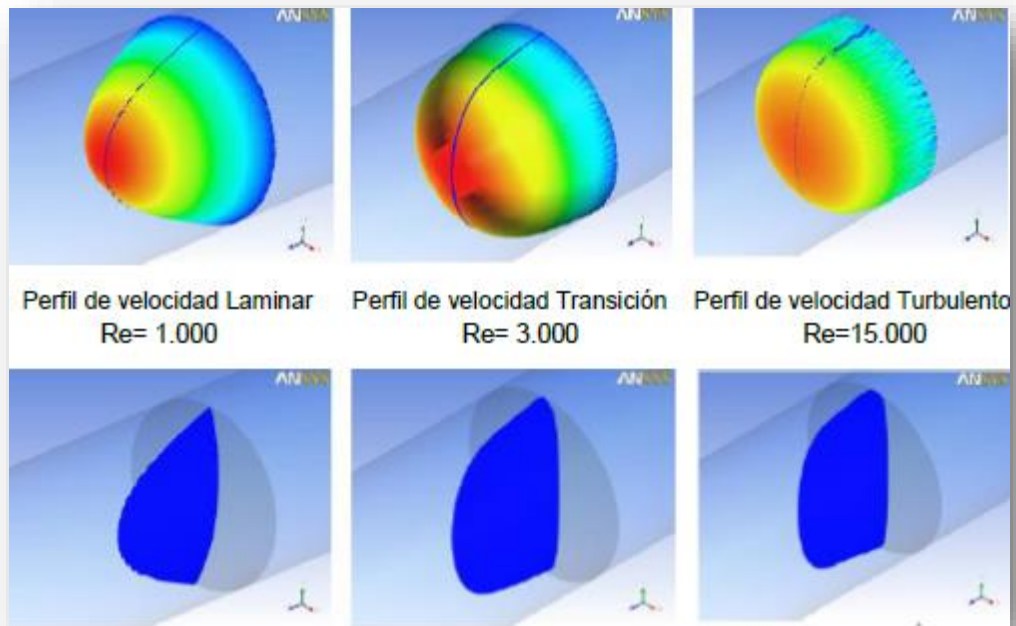
- Flujo Laminar ( $Re < 2000$  )
- Flujo en transición ( $2000 \leq Re \leq 4000$ )
- Flujo turbulento ( $Re > 4000$ )

**Figura 1.** Efecto sobre el perfil de flujo al pasar por un codo.



**Fuente:** Tomado de Canada Pipeline Accessories Company, Ltd; CFD by: Danny Sawchuk, E.I.T.

**Figura 2.** Perfiles de flujo de acuerdo con el número de Reynolds.



**Fuente:** Tomado de Canada Pipeline Accessories Company, Ltd; CFD by: Danny Sawchuk, E.I.T.

El número de Reynolds es un parámetro adimensional; cuando su valor está por debajo de 2000 se considera flujo laminar. En general, aplica a líquidos con viscosidades importantes y no muy altas velocidades.

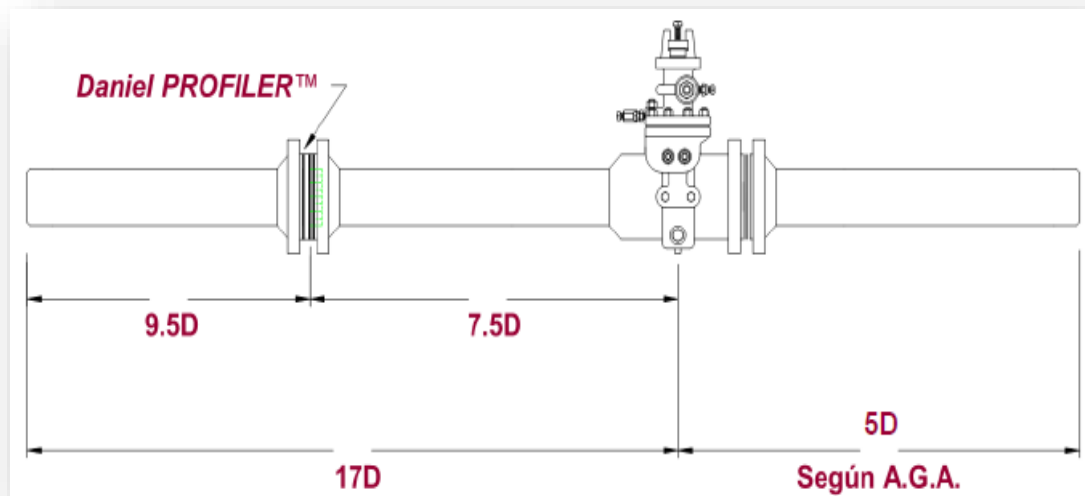
Para los gases se manejan números de Reynolds bastante altos, pues tienen una viscosidad extremadamente baja y las velocidades en las tuberías son muy altas; por tanto, su perfil siempre es turbulento. El flujo en transición para cualquiera de los medidores que dependen de un perfil de flujo, debe tratarse de evitarse dado que, en esta región, el perfil de flujo no es homogéneo; así que, no es repetible. De allí que no solo para medir se tengan dificultades importantes, sino estas se aumentan cuando se realiza una calibración puesto que aquí el principal parámetro es la repetitividad.

#### ❖ *Acondicionadores de flujo*

Si bien el Número de Reynolds define en qué régimen está el fluido, no quiere decir que el perfil con el cual llega al medidor esté completamente desarrollado. Para cumplir con este requisito, se usan dos tipos de medidas: 1. Tener suficientes diámetros rectos de tubería antes del medidor, lo cual depende del esquema de tubería diseñado antes de iniciar los tramos rectos; hay casos donde se necesitan 30, 50, 100, 120 y más diámetros rectos, lo cual implica una longitud

muy grande para que el perfil se desarrolle. 2. Utilizar los acondicionadores de flujo o *profilers*, cuya función es por un lado evitar el flujo girando (*swirl*) que es totalmente contraproducente para la medición e inclusive puede ocasionar daños en algunos equipos como las turbinas ya que se puede llegar a oponerse a su movimiento natural y por otro lado desarrollar el perfil de flujo en una distancia corta como se muestra en la Figura 3 donde la distancia aguas arriba es de tan solo 17D.

**Figura 3.** Distancias para instalar el *Profiler*.



**Fuente:** Tomado de Canada Pipeline Accessories Company; Ltd. – flow conditioners – Profiler.

En la Figura 4 aparecen los acondicionadores de flujo más usados: el tipo *vane*, que consiste de un arreglo de tubos que va dentro del tubo que conduce el gas hacia el medidor o tubo de medición y el tipo *profiler*. Este último es una placa con un arreglo especial de orificios que va montado entre dos bridas a unos 10 Diámetros antes del medidor y tiene un muy buen desempeño en el desarrollo del perfil de flujo. La fabricación de estos acondicionadores está completamente regulada y normalizada en la norma AGA 3, 2000.

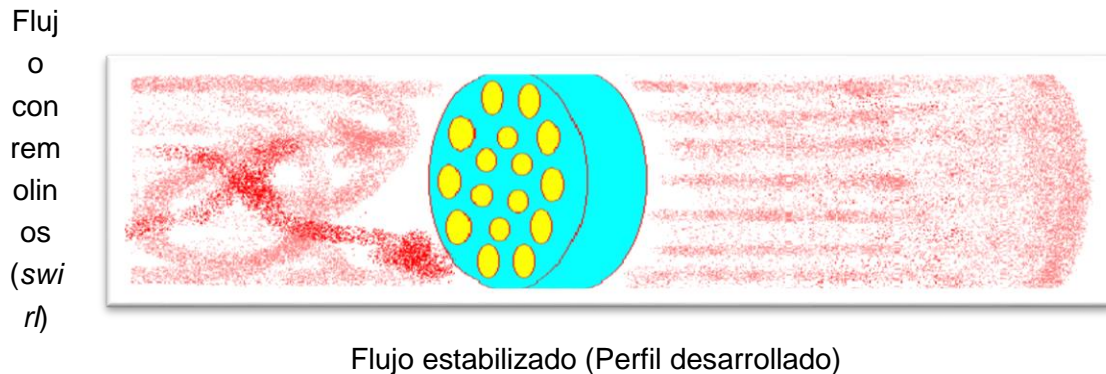
Hoy en día, en montajes donde hay bastante restricción de espacio, es muy común tener muy cerca de la entrada del medidor arreglos de tubería; estos consisten en codos en el mismo o en diferentes planos, reducciones o ampliaciones de la tubería, válvulas de control de flujo y otra serie de accesorios que, según sea el orden, causan distorsiones en el perfil de flujo siendo uno de los más críticos el *swirl* o flujo girando formando remolinos. En la Figura 5 hay un gráfico muy descriptivo de cómo un acondicionador de flujo tipo *profiler* no sólo suprime los remolinos, sino que ayuda a desarrollar un perfil de flujo.

**Figura 4.** Acondicionadores de flujo tipo vanes y tipo *profiler*.



**Fuente:** Tomado de Emerson Daniel™ - Flow-measurement, differential-pressure-dp-flow.

**Figura 5.** Comportamiento del flujo en un acondicionador tipo *profiler*.



**Fuente:** Tomado de Emerson, Daniel™ - Flow-measurement, differential-pressure-dp-flow.

❖ *Tubos de medición*

Así como se necesitan los acondicionadores de flujo, se requieren los tubos de medición; los cuales, no son otra cosa que unos tramos de tubería con longitudes específicas. Usualmente, el fabricante del medidor está en capacidad de suministrar estos tubos y el acondicionador de flujo, ya sea tipo vane o *profiler*, lo que ofrece una ventaja al momento de hacer el montaje pues han sido diseñados de tal manera que su diámetro interno coincida, su cavado interno sea casi idéntico y mantengan entre todos los elementos la concentricidad, incluyendo los

empaques entre los diferentes tramos. Hay que resaltar que una deficiencia en cualquiera de estos aspectos conlleva a una distorsión del perfil de flujo y, por tanto, a un incremento en la incertidumbre de medición del conjunto completo.

**Figura 6.** Tubos de medición.



**Fuente:** Tomado de TMCo, Inc. The Measurement Company.

### **2.1.2. Medidores de flujo por Placa de Orificio.**

#### *❖ Historia y principio de funcionamiento*

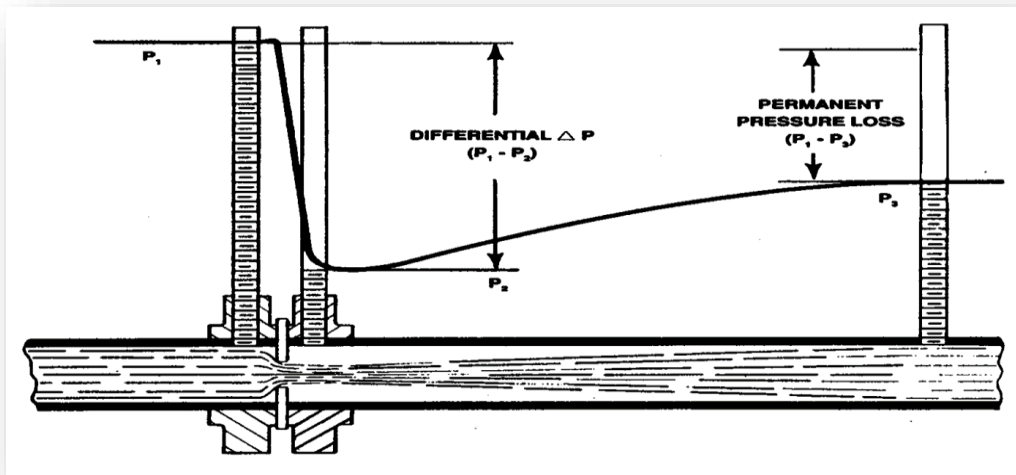
El concepto de medición mediante el uso de placas de orificio se conoce desde hace varios siglos, y es aún una de las tecnologías de medición de flujo en gases más usada. En 1797, el físico Giovanni Venturi desarrolló el primer dispositivo para medir flujo usando orificios. Este tipo de dispositivo causa una restricción de flujo en la línea, lo cual ocasiona una caída de presión o diferencial de presión; esto es medido y usado para calcular el flujo en la línea.

Para el año de 1890, el profesor Robinson de la universidad de Ohio diseñó el primer medidor de orificio. Entre los años 1924 y 1935, se desarrolló un trabajo de investigación experimental conducido entre la Asociación Americana del Gas (AGA por sus siglas en inglés) y la Asociación Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME por sus siglas en inglés), el cual partía de los datos medidos para obtener la ecuación y hacer la predicción de los coeficientes; esto resultó en la plena comercialización de los medidores de flujo que usaban placas de orificio.

La Figura 7, nos ayuda a definir un medidor de flujo con placa de orificio que consta de: un elemento primario que causa una presión diferencial, este es una placa de orificio de filo rectangular y un elemento secundario que mide este diferencial de presión. Este tipo de medidores generalmente se conocen como medidores de flujo por presión diferencial, pues la placa de orificio es el elemento aceptado para aplicaciones de transferencia de custodia.

En la misma figura se aprecia el comportamiento del fluido al pasar por el orificio, creando lo que se ha denominado como vena contracta; ésta es la que finalmente genera el diferencial de presión, el cual cambia a medida que se aleja del orificio pues inicia una recuperación de presión, perdiéndose una cantidad relativamente pequeña que depende de cómo se haya dimensionado la placa de orificio con base en la caída de presión máxima deseada a través del orificio

**Figura 7.** Patrón de flujo y presión diferencial típicos a través de un orificio.



**Fuente:** Paul J. LaNasa & E. Loy Upp. *Fluid Flow Measurement*, Third Edition.

Una de las ventajas de este sistema de medición de flujo es que para garantizar la medición no se requiere hacer una calibración, pues basta con la medición de los parámetros físicos de la placa como el diámetro del orificio (bore), su concentricidad, planicidad, espesor, el filo del orificio, etc.; por otro lado, también se tienen en cuenta el diámetro interno y la rugosidad de la tubería.

La fórmula básica para la medición de flujo diferencial es:

### Ecuación 2

$$Q = C^f \sqrt{h_w P_f}$$

Donde

Q = Flujo volumétrico

Cf = Coeficiente de flujo

hw = Caída de presión en pulgadas de agua

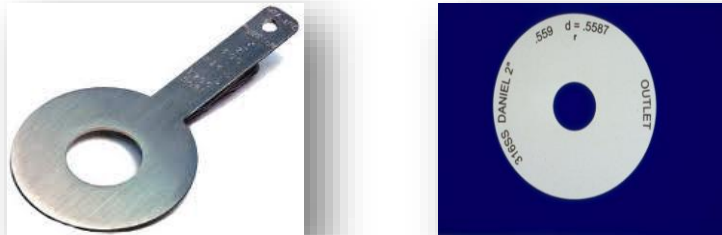
Pf = Presión estática en psi

### ❖ *Placas de Orificio*

La placa de orificio (ver Figura 8) es el componente fundamental en este tipo de medición: para cumplir con la normatividad de AGA debe adecuarse en:

- La concetricidad del orificio con respecto al resto de la placa
- El grosor del borde por donde pasa el fluido
- La planicidad de la placa
- El terminado de la placa (rugosidad)
- El borde del orificio debe ser rectangular y afilado
- Debe ser circular y mantenerse de manera concéntrica en la línea mediante diferentes arreglos que veremos a continuación

**Figura 8.** Placas de orificio utilizadas para instalar entre dos bridas.



**Fuente:** Tomado de Emerson Daniel™ - Flow-measurement, differential-pressure-dp-flow

La confiabilidad está definida como Incertidumbre / exactitud. De la experimentación hecha y los cálculos encontrados en los sistemas de medición con placa de orificio, se ha concluido:

- Para sistemas de toma de presión en bridas con beta entre 0.2 y 0.67, la incertidumbre es de +/- 0.5%
- La mínima incertidumbre está para valores de beta entre 0.5 y 0.6
- Beta está definido como  $d / D$ , donde  $d$  = Tamaño del orificio en la placa y  $D$  = Diámetro interno de la tubería.

### ❖ *Arreglos de medición que usan placa de orificio*

#### → *Sistema de bridas con toma de presión*

Es el sistema más simple, está conformado por un par de bridas que van soldadas a la tubería y permiten hacer la toma de presión a una distancia de una pulgada tanto aguas arriba como aguas abajo de la placa de orificio; en medio de las bridas está la placa de orificio dimensionada principalmente de acuerdo a el fluido, su viscosidad y el diámetro interno de la tubería. Ver Figura 9.

**Figura 9.** Bridas para inserción de placa de orificio y toma de presión diferencial.



**Fuente:** Tomado de Emerson Daniel™ - Flow-measurement, differential-pressure-dp-flow.

Cuando hay que revisar la placa de orificio para hacer el aseguramiento metrológico o mantener la normatividad, usando este método, se hace necesario comenzar por parar el proceso y despresurizar el sistema; luego hay que soltar los pernos, extraer la placa, hacer el análisis respectivo de ésta mediante la medición de los parámetros requeridos y completar el proceso inverso; finalmente, se presuriza el sistema y se verifica que no haya fugas.

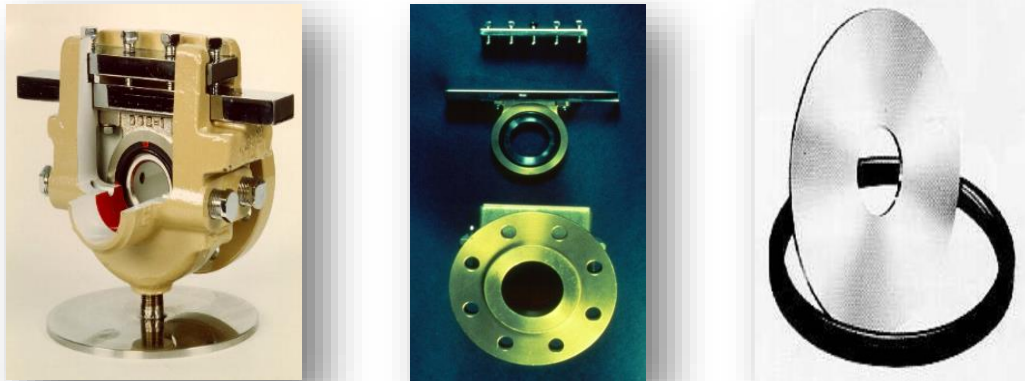
→ *Orificio Simple*

En cuanto al principio de funcionamiento, este tipo de arreglo es igual al anterior; sin embargo, presenta como ventaja la posibilidad que el usuario extraiga la placa de orificio por la parte superior para hacer la respectiva revisión periódica, o que intercambie las placas en caso de cambios de las condiciones de flujo sin necesidad de hacer paradas largas del proceso para soltar las bridas y todo lo que implica. Además, garantiza que la placa quede instalada de forma concéntrica con la tubería, lo cual disminuye enormemente la incertidumbre en la medición y evita el cambio de sellos entre las bridas, lo que es usual después de varias operaciones de revisión o cambio de la placa de orificio.

El orificio simple puede ser: de soldar a ambos lados, un lado soldado y un lado con brida -la opción más usada- o bridado a ambos lados.

En la Figura 10 se puede ver un corte del sistema de orificio simple en el que las tomas de presión diferencial puedan ser dobles (una a cada lado), ya sea para redundancia o para montar los instrumentos de medida a uno u otro lado de la tubería de flujo; también aparece la placa de orificio con sus propios sellos y el sistema de cierre en la parte superior que asegura el montaje y la hermeticidad del sistema.

**Figura 10.** Medidor tipo simple y placa de orificio con su sello.

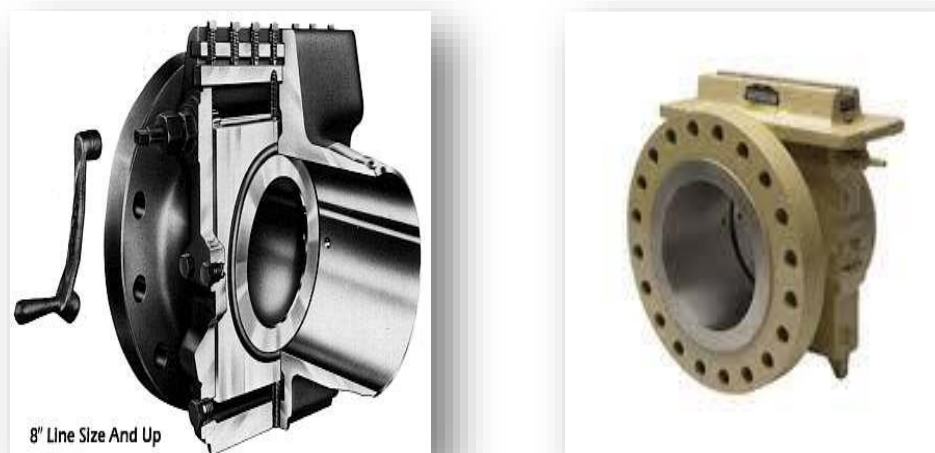


**Fuente:** Tomado de Emerson Daniel™ - Flow-measurement, differential-pressure-dp-flow

→ *Intercambiador de placa (con parada del proceso)*

Este sistema es una sofisticación del anterior, diseñado para trabajar con sistemas de medición grandes en tuberías de 10" en adelante (véase la Figura 11); da la facilidad de elevar la placa de orificio para que sea revisada o cambiada sin desarmar el arreglo de tuberías, pero exige parar la operación y drenar el sistema previamente a sacar la placa de orificio.

**Figura 11.** Arreglo para medición con intercambiador de placas para tamaños de 10" en adelante.

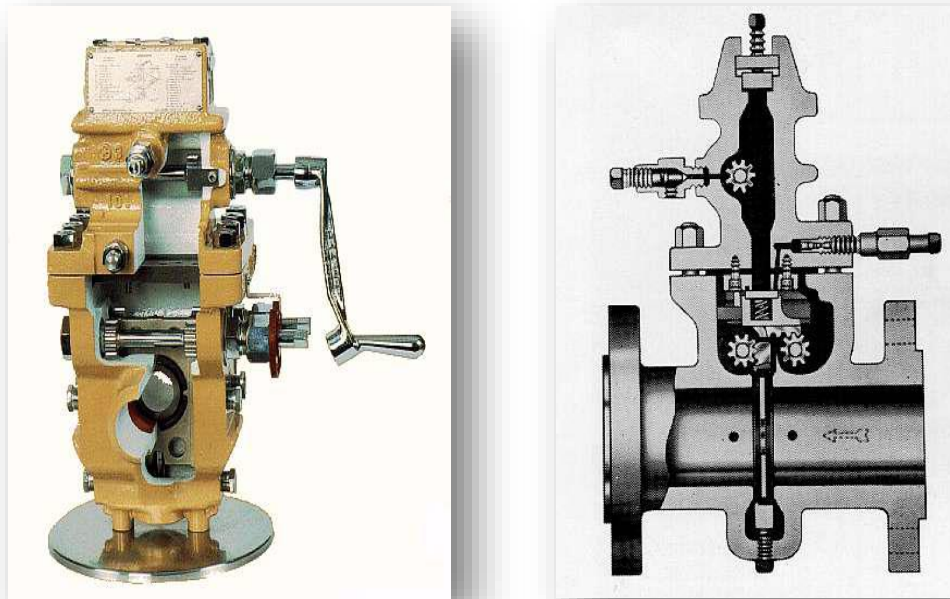


**Fuente:** Tomado de Emerson Daniel™ - Flow-measurement, differential-pressure-dp-flow

→ *Intercambiador de placa (sin parada del proceso)*

Este accesorio para medición de flujo aventaja al anterior en la medida que para la revisión o cambio de la placa de orificio no requiere parar el proceso. En la Figura 12 se aprecia el sistema que consta de dos cámaras: una donde va la placa de orificio en operación normal y otra en la parte superior que sirve para levantar la placa mientras se aísla la otra cámara, lo que permite que posteriormente se ventee para extraer o cambiar la placa. Luego se puede repetir el procedimiento en sentido inverso, de manera que se instale el sistema, se asegure su hermeticidad, se igualen presiones, se baje la placa de orificio al punto de medición y se aíslen las dos cámaras completando el proceso de aseguramiento metrológico del sistema de medición.

**Figura 12.** Medidor con intercambiador de placas, dos cámaras de operación.



**Fuente:** Tomado de Emerson Daniel™ - Flow-measurement, differential-pressure-dp-flow

Por su parte, en la Figura 13 se reconocen algunas de las placas de orificio solas, la placa tipo *paddle* o paleta, la cual tiene una especie de vástago plano el cual va a sobresalir de la tubería para indicar que allí está instalado este accesorio, también tenemos diversos tipos de sellos para insertar las placas de orificio circulares y una placa portadora mostrando las ranuras tipo cremallera sobre las cuales ruedan los engranajes para izar las placas usadas en estos dispositivos

**Figura 13.** Placas de orificio, sellos y porta placas utilizados en los sistemas con facilidad para inspección/cambio de placas.



**Fuente:** Tomado de Emerson Daniel™ - Flow-measurement, differential-pressure-dp-flow

❖ *Normatividad*

Hay parámetros de construcción mecánica que definen ciertos estándares para la fabricación adecuada de la placa de orificio; entre estos, los más completos que se tienen en cuenta en Colombia son: el capítulo 14, sección 3, del *Manual of Petroleum Measurement Standards* (MPMS) estipulado por la *American Petroleum Institute* (API); y el reporte 3 de AGA, comúnmente conocido como AGA-3, “ORIFICE METERING OF NATURAL GAS AND OTHER RELATED HYDROCARBON FLUIDS”.

AGA-3 es la biblia para los sistemas de medición de gas y compila las investigaciones realizadas por más de 90 años para el mejoramiento del uso de estos equipos. La última versión del reporte AGA-3 es la cuarta edición, liberada en Abril del año 2000, resultado de las pruebas y análisis llevados en 12 laboratorios alrededor del mundo. El reporte AGA-3 está dividido en 4 partes:

Parte 1, “*General Equations & Uncertainty Guidelines*” (1990)

Parte 2, “*Specification & Installation Requirements*” (2000)

Parte 3, “*Natural Gas Applications*” (1991)

Parte 4, “*Background, Development, Implementation Procedure, & Subroutine Documentation for Empirical Flange-Tapped Discharge Coefficient Equation*” (1992)

La versión conocida como AGA 3, 2000 básicamente cambia la sección 2 del reporte AGA-3 anterior y las partes 1, 3 y 4 se mantienen iguales a como estaban desde 1990. Esta aclaración se hace para poner énfasis en los cambios presentes en la edición del 2000; no obstante, hay que decir que hoy en día hay un buen

número de casos que no han sido corregidos e, incluso, no se han tenido en cuenta en nuevos diseños con placas de orificio.

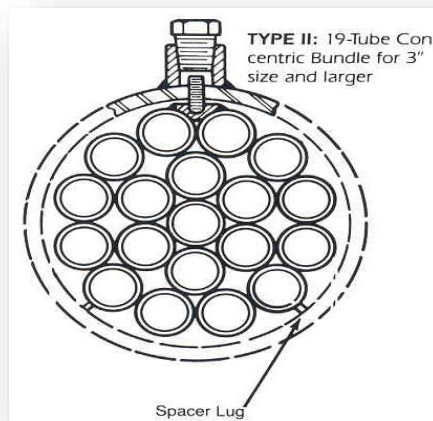
→ *Principales Cambios en AGA 3, 2000, para la Parte 2*

- Rugosidad de los tubos de medición: Anteriormente se solicitaba que los tubos de medición debían tener rugosidad de 250 micropulgadas para valores de beta mayores a 0.6; ahora la rugosidad interna va relacionada con el diámetro de la línea y el beta.
- La longitud de los tubos aguas arriba del medidor cambiaron drásticamente, se hicieron 4 grupos y tablas para ello.
- Medidor sin acondicionador de flujo: antes en el mejor caso los diámetros rectos del tubo de medición aguas arriba era de 38.8 D con un beta de 0.7. Ahora es de 145 D con un beta de 0.67<sup>10</sup>.
- Medidor con acondicionador de flujo tipo arreglo de tubos (*vane*) y tubo de medición corto: sin importar la configuración de la tubería, antes de medir el tubo de medición deberá tener 17D con un beta de 0.46; hay fuertes restricciones en relación con el beta.
- Medidor con acondicionador de flujo tipo arreglo de tubos (*vane*) y tubo de medición largo; sin importar la configuración de la tubería, antes de medir, el tubo de medición deberá tener 29D y el beta máximo es de 0.6.

**Figura 14.** Arreglo de 19 tubos aceptado por AGA3, 2000 como acondicionador para tubos de 3" o más.

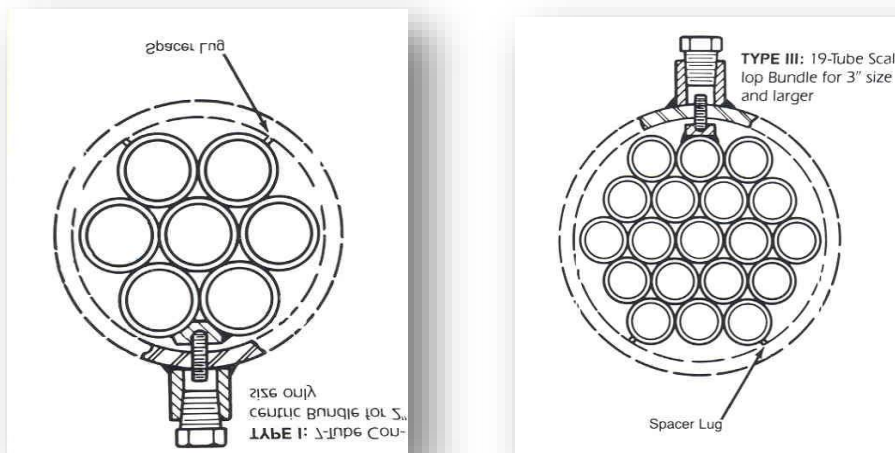
---

<sup>10</sup> El más alto valor de beta aceptado es 0.67, por AGA 3, 2000.



Fuente: Tomado de AGA 3, 2000, sección 2.

Figura 15. Acondicionadores de flujo tipo *vane* no aceptados por AGA 3, 2000



Fuente: Tomado de AGA 3, 2000, sección 2.

Con respecto a los dos últimos acondicionadores de flujo mencionados, se tomaron las siguientes determinaciones: En la Figura 14 se puede apreciar cómo deben ser montados los 19 tubos internos en un acondicionador tipo *vane* y el arreglo para cumplir con la normatividad de AGA 3, 2000; y en la Figura 15 se ven dos tipos de arreglos que, con la nueva edición de la norma, no son aceptados: a la izquierda aparece el usado para tubos de 2" y a la derecha un arreglo usado anteriormente en forma de hexágonos.

En la edición del año 2000 se establece que el uso de *profilers* permite diámetros rectos aguas arriba menores de los tradicionales, pero se requiere una serie de pruebas para que el dispositivo sea aceptado de acuerdo con los nuevos requerimientos de AGA 3, edición 4. Éste tipo de pruebas se hace con: diferentes arreglos de tuberías y accesorios aguas arriba, diferentes betas, diferentes tamaños de medidor, diferentes fluidos con número de Reynolds hasta con una relación de 7:1, todo esto para verificar que el acondicionador de flujo tipo *profiler* sea capaz de crear un perfil de flujo tal que la medición no se distorsione. El endurecimiento de la norma ha conllevado a que, hoy en día, el elemento más usado para acondicionamiento de flujo sea el *profiler* pues, aunque presenta una caída de presión más alta, tiene el beneficio de corregir el giro (*swirl*) del flujo y, a la vez, crear un perfil completamente desarrollado, requisitos indispensables para tener una buena medición cuando el dispositivo primario depende del perfil de flujo.

Otros puntos a tener en cuenta con AGA-3, 2000 son:

- Localización del termopozo: En caso de instalar un termopozo, antes del medidor de flujo (típicamente en aplicaciones de flujo bidireccional), se solía pedir entre 12 y 36 D. Ahora la distancia mínima son 36 D.
- Para los puntos de toma de presión o *taps*, la posición radial aguas arriba y aguas abajo debe ser la misma.
- Las líneas de toma de la presión diferencial deben ser de la misma longitud.
- Se incrementó el grosor de la placa de orificio en algunos tamaños, por ejemplo, pasando de  $\frac{1}{8}$  a  $\frac{1}{4}$  en líneas de 8" y de  $\frac{3}{8}$  a  $\frac{1}{2}$  en líneas de 24"
- La presión diferencial estaba limitada a 150" de agua, ahora se puede llegar hasta 1000" WC<sup>11</sup>.

❖ *Ventajas y desventajas de los medidores con placa de orificio*

→ *Ventajas*

- Operación sencilla
- Operación confiable
- Requiere mínimo mantenimiento
- Ampliamente aceptado en el mercado de gas
- Se puede determinar el flujo de manera precisa sin necesidad de calibración
- Relativamente económico visto como placa de orificio y bridas.
- No tiene partes móviles
- No requiere energía (sin contar el transmisor de presión)
- Puede construirse de materiales especiales

→ *Desventajas*

---

<sup>11</sup> WC, Water Column, manera como se expresa la medida en pulgadas de agua.

- Baja rangeabilidad, típico de 3:1
- Requiere acondicionamiento de flujo
- Baja Exactitud (comparado con otras tecnologías)
- Dependiente de la viscosidad (en gas seco no es muy notorio)
- No hay ningún tipo de diagnóstico predictivo, se requiere observación y medición física de los parámetros de la placa

### 2.1.3. Medidores tipo Turbina.

#### ❖ *Historia y principio de funcionamiento*

Este tipo de medidores fue desarrollado en la década del sesenta por la NASA con el objetivo de medir el desplazamiento y la velocidad de los cohetes teniendo como base el flujo de gas que pasa a través de la turbina.

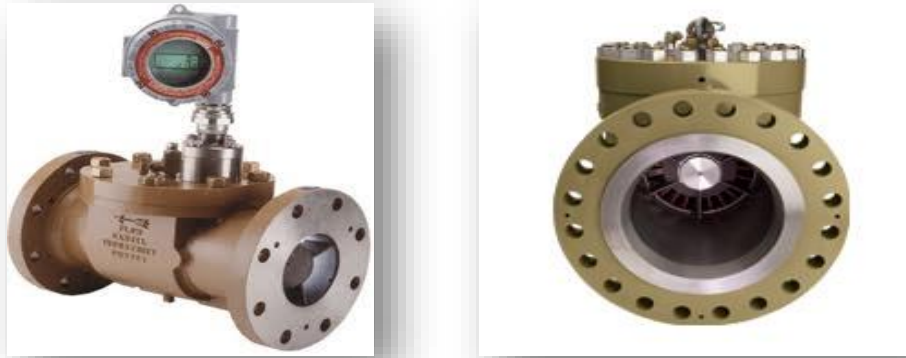
La turbina posee un rotor que funciona como un promediador de flujo, cuya velocidad de giro es directamente proporcional a la velocidad del fluido; su diseño es bastante simple, y es un equipo de medición de fluidos que tiene no solo una buena exactitud sino también la más alta repetitividad. Por esta razón, en algunas ocasiones, especialmente en líquidos, es usado como medidor patrón.

✓ Velocidad del rotor  $\propto$  Velocidad del Gas

Las turbinas son medidores de tipo inferencial, en los cuales se cuentan las revoluciones de un rotor dotado de álabes; el conteo de los álabes es proporcional a la velocidad del gas. En las Figuras 16 y 17 se pueden apreciar ejemplos de diferentes tamaños de turbinas de distintos fabricantes; algunos de ellos han cerrado la fabricación de este tipo de dispositivos debido al bajo volumen de ventas, pues estos modelos requieren mayor cantidad de mantenimiento que los dispositivos que utilizan otras tecnologías electrónicas como los medidores tipo Coriolis y los ultrasónicos y no cuentan con ningún sistema automático de diagnóstico para detectar de manera temprana fallas.

Entrando a la segunda década del siglo XXI, estos medidores empezaron a desaparecer puesto que los usuarios empezaron a buscar disminuir sus costos de operación, los cuales no solían ser tenidos en cuenta por ser usualmente bajos frente a los costos de adquisición de los equipos. Con el tiempo, esta premisa se ha ido revirtiendo pues en la medida en que la tecnología avanza se vuelve más precisa, económica y versátil para contribuir a la solución de problemas con los diagnósticos, mientras que la mano de obra cada día es más costosa.

**Figura 16.** Vistas de una Turbina para medición de gas.



**Fuente:** Tomado de Emerson - Flow-measurement, differential-pressure-dp-flow

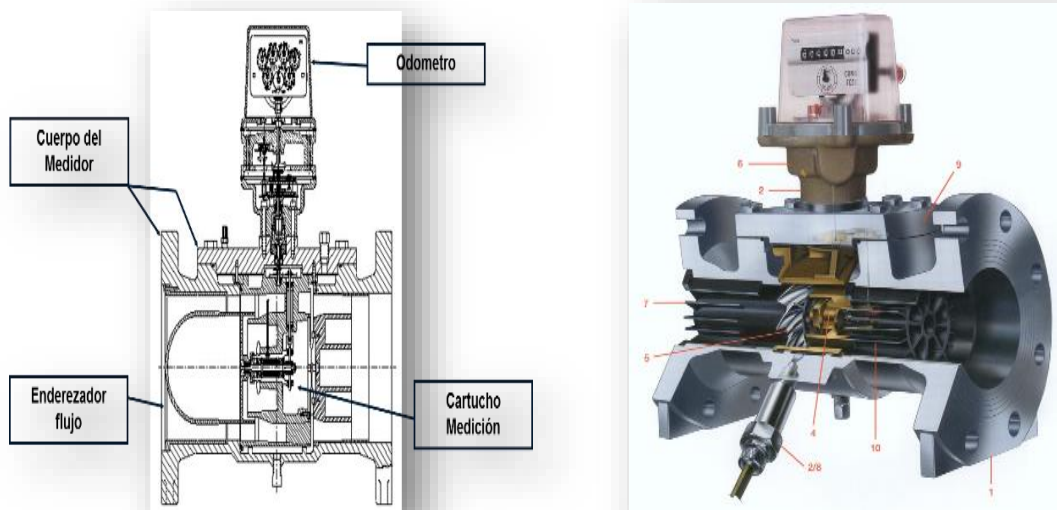
**Figura 17.** Diversos tamaños de turbina para gas.



**Fuente:** Tomado de Elster Group Inc.

En la Figura 18 se observa el despiece de una turbina axial en la que el gas entra por el extremo cónico para llegar al rotor, la velocidad del rotor es directamente proporcional a la velocidad que lleva el fluido; al multiplicar esta velocidad por el área efectiva del cuerpo de la turbina, se puede determinar el volumen que pasa por la turbina a condiciones actuales.

**Figura 18.** Despiece de un medidor tipo Turbina.



**Fuente:** Tomado de Elster Group Inc.

#### ❖ *Normatividad*

Las principales normas por las cuales se rigen las ecuaciones para la medición, dimensiones, rangos, montajes, operación, calibración y mantenimiento de las turbinas para gas en transferencia de custodia se encuentran definidas por *AGA Report 7 Measurement of Natural Gas by Turbine Meter* e *ISO 9951:2003, Measurement of gas flow in closed conduits — turbine meters*.

El reporte 7 de AGA aplica para turbinas de gas tipo axial en tamaños de 2" pulgadas en adelante, equipos en los cuales todo el gas pasa a través del rotor. En el reporte en general no se incluyen los dispositivos electrónicos que convierten esta señal de volumen en pulsos, como tampoco los dispositivos mecánicos que muestran el volumen a condiciones actuales o aquellos que se encargan de las compensaciones para conversión a condiciones estándar.

Este tipo de medidores se ve afectado por la densidad y viscosidad del gas, por tanto, esta información debe ser entregada desde que se ordenan para que el fabricante la use en la definición del K-factor<sup>12</sup> con el cual operará el medidor. En algunas ocasiones, se opera de una manera un poco diferente, el fabricante define el K-factor de la turbina con un gas (usualmente aire o un gas natural de referencia estándar) y posteriormente, al calibrarlo de acuerdo con las condiciones de flujo específicas contra un medidor patrón, se encuentra el denominado M-

<sup>12</sup> K-Factor: Numero de pulsos por unidad de medición.

Factor<sup>13</sup> o *Meter Factor*, que es un valor adimensional por el cual se multiplica la medición volumétrica para compensar un error sistemático.

Los fabricantes de las turbinas deben entregar los valores para caudal máximo ( $Q_{max}$ ), caudal mínimo ( $Q_{min}$ ) y caudal de transición ( $Q_t$ ), el K-factor y las condiciones a las cuales fueron definidos estos factores.

Las turbinas para gas, siendo dispositivos que miden la velocidad del fluido, requieren un perfil de tipo turbulento que esté completamente desarrollado para que el rotor gire de manera uniforme; por eso, en transferencia de custodia, se hace imprescindible el uso de los tubos de medición en conjunto con un dispositivo de acondicionamiento de flujo tipo *vane* o *profiler*.

En su operación, es de vital importancia que el gas a medir este seco. En Colombia, según normas establecidas por la CREG, que contenga menos de 6 libras de agua por cada MMSCF<sup>14</sup> y que haya pasado por un sistema de filtración bastante bueno para evitar que partículas grandes alcancen el medidor; las cuales, con las velocidades que se manejan, rápidamente erosionan los álabes y demás partes de la turbina ocasionando errores apreciables en la medición.

Cuando se hace un diseño con varios ramales de medición, se recomienda trabajar el sistema de medición con una válvula de control de flujo aguas abajo de cada medidor, la cual no solo sirve para controlar la cantidad de flujo a través de cada uno de los ramales de medición, sino también para evitar cambios abruptos de flujo o sobre-revolucionar el rotor; esto puede traducirse en daños severos en los internos del medidor. De igual manera, se recomienda tener aguas abajo del medidor una válvula cheque para evitar el retorno de producto, algo que también puede dañar el dispositivo de medición.

❖ *Ventajas y desventajas del uso de turbinas para medición de gas.*

→ *Ventajas*

- Tecnología muy conocida
- Fácil de usar
- Relativa baja caída de presión (sin incluir el acondicionador)
- Alta rangeabilidad, especialmente a altas presiones
- Buena exactitud
- Excelente repetitividad

→ *Desventajas*

- Intrusivo

---

<sup>13</sup> M-Factor, factor de compensación ver glosario.

<sup>14</sup> MMSCF: *Million of Standard Cubic Feet*, millón de pies cúbicos a condiciones estándar.

- Alto mantenimiento, debido a elementos rotativos sujetos a desgaste mecánico.
- Se requieren acondicionadores de flujo para crear un perfil.
- Se requiere un muy buen sistema de filtrado.
- Dificultades para calibración cuando se cambian elementos internos.
- No se tiene ninguna facilidad de diagnósticos en línea.

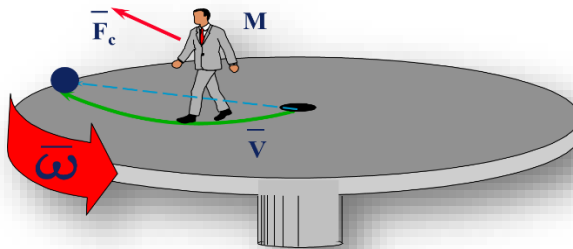
#### 2.1.4. Medidores de flujo tipo Coriolis (másicos).

##### ❖ *Historia y principio de funcionamiento*

El efecto Coriolis fue descubierto en 1835 por Gaspard-Gustave Coriolis quien, estudiando los cuerpos que se mueven de manera rotacional, definió la aceleración de Coriolis de donde se dedujo el principio conocido como *Fuerza de Coriolis*. Él demostró que había una fuerza de inercia, la cual debía ser tenida en consideración en la Ley simple de Newton de movimiento de los cuerpos y había de usarse en un marco de referencia giratorio. Esto puede ser ilustrado examinando la rotación de la Tierra, en la medida en que rota sobre su eje; si una persona partiera del polo norte caminando en línea recta hacia algún destino, encontraría que su camino está influenciado por la fuerza de Coriolis y no estaría caminando en línea recta.

Para verlo de una manera simple, se puede hacer referencia al juego de la rueda que existía en los parques para niños: en la medida en que la rueda giraba, cuando alguien estaba ubicado en el centro y trataba de caminar en línea recta hacia fuera, encontraba que su camino se curvaba (Véase la Figura 19).

**Figura 19.** Fuerza de Coriolis.

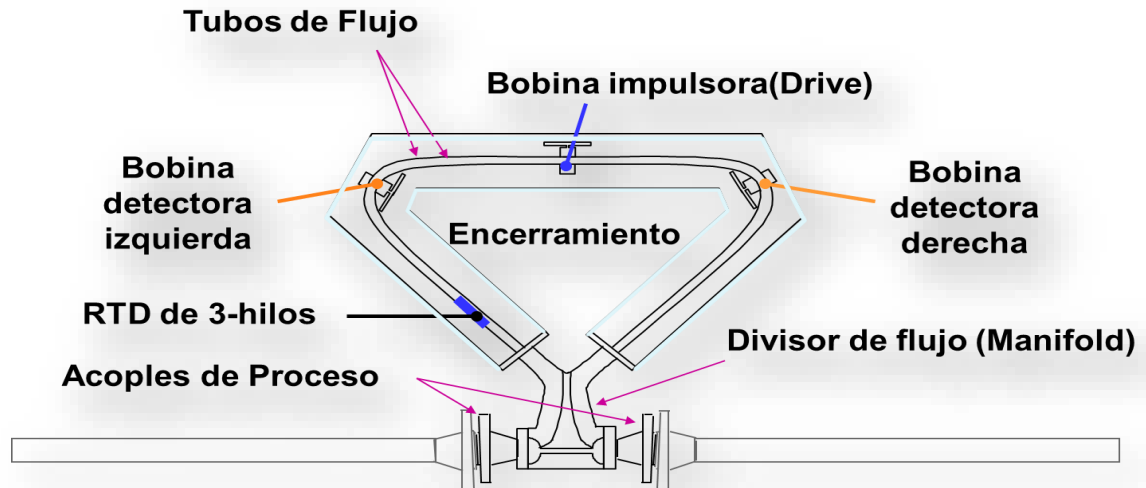


**Fuente:** Tomado de Emerson - Measurement-Flow instrumentation, Coriolis-flow-meters

- Visto desde arriba como referencia= Camino recto
- Visto desde la rueda como referencia= Camino curvo

Para la medición de Gas Natural en Transferencia de Custodia los medidores másicos tipo coriolis han adquirido mucha relevancia debido a su alta aplicabilidad y los ahorros en equipos y accesorios adicionales para la compensación, los cálculos y el montaje. En la Figura 20 se pueden reconocer los componentes básicos de un medidor de flujo tipo coriolis en la parte correspondiente al sensor.

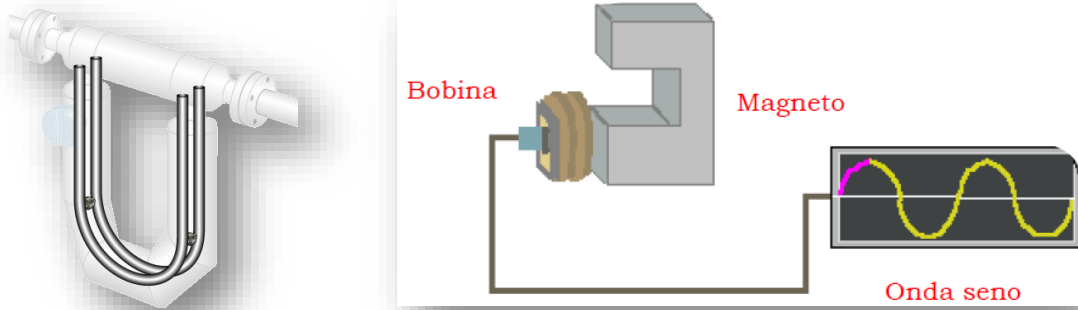
**Figura 20.** Componentes de un Medidor de flujo másico de tipo Coriolis.



**Fuente:** Tomado de Emerson - Measurement-Flow instrumentation, Coriolis-flow-meters.

- **ACOPLES DE PROCESO:** Conexiones del medidor a la línea de proceso. Gran variedad de estilos con bridas, tipo sanitario, roscados, etc.
- **MANIFOLD:** Divide el flujo entre los dos tubos de flujo. Algunos modelos no lo tienen porque usan un solo tubo de medición.
- **TUBOS DE FLUJO:** Llevan el fluido. Pulimento de 30 micro pulgadas.
- **BOBINA IMPULSORA:** Comprende un arrollamiento y un magneto. Su función es mantener vibrando los tubos de flujo a su frecuencia natural.
- **BOBINAS DETECTORAS:** Cada una de ellas es una pareja arrollamiento/magneto, y registran el movimiento del tubo como señales sinusoidales.
- **RTD 3 HILOS:** Compensa la medida por cambios en la elasticidad de los tubos según la temperatura. Montado sobre superficie de un tubo a la entrada.
- **ENCERRAMIENTO:** Protege el sistema sensor. Lleno de gas inerte.

**Figura 21.** Bobina impulsora y bobinas detectoras.

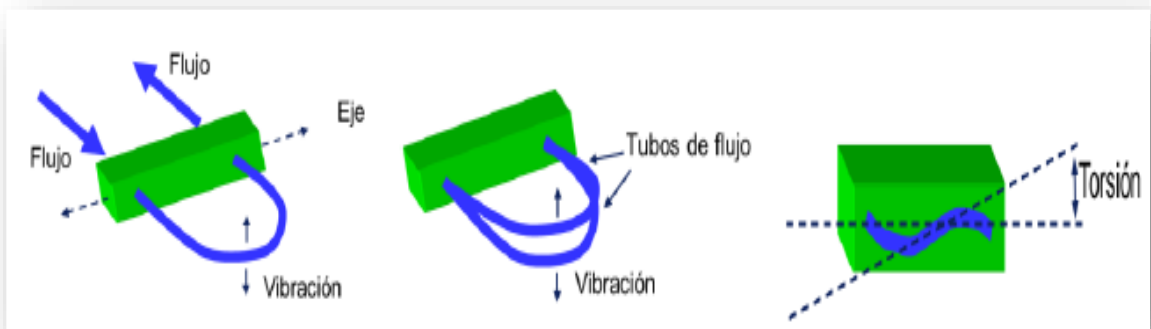


**Fuente:** Emerson - Measurement-Flow instrumentation, Coriolis-flow-meters.

En un medidor tipo Coriolis, la fuerza de inercia es ocasionada por los tubos de flujo vibrando; esto se consigue mediante un magneto y una bobina a la cual se le inyecta una onda sinusoidal (Véase Figura 21) para que los tubos vibren en direcciones opuestas, acercándose y alejándose, dependiendo del ciclo de la onda. El fluido moviéndose a través de los tubos trata de continuar su camino perpendicular al eje de vibración, resistiéndose al movimiento. Esto provoca una deflexión de los tubos en forma de una torsión, cuyo ángulo de deflexión del plano de vibración (Véase Figura 22) es medido y convertido en una medición de flujo másico.

La mayoría de los fabricantes usan dos tubos para cancelar los efectos debidos a las vibraciones externas, aquí presentamos los tubos en forma de “U” que quizás son los más populares, pero existen muchas formas geométricas para cumplir con las necesidades de las aplicaciones o para evitar infringir las patentes de otros fabricantes.

**Figura 22.** Vibración y torsión de los tubos.



**Fuente:** Emerson - Measurement-Flow instrumentation, Coriolis-flow-meters.

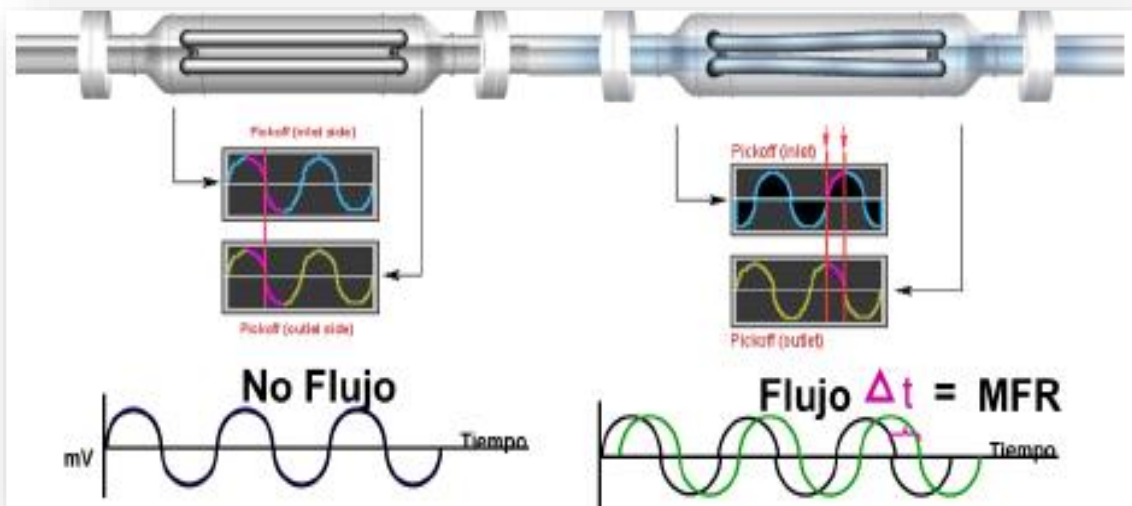
Atendiendo a la Figura 23: en la parte superior izquierda se muestra cómo durante una condición de no flujo no hay efecto Coriolis y las ondas seno están en fase; cuando el fluido se mueve a través de los tubos del sensor, como puede ser visto en la parte superior derecha, se induce la fuerza de Coriolis causando una torsión en sentido opuesto entre los tubos. La diferencia de tiempo medida entre las dos señales (desfasamiento), llamada Delta-T ( $\Delta t$ ), es directamente proporcional a la rata de flujo másico.

La RTD no está puesta para medir la temperatura del fluido, sino para compensar la medida de flujo másico por los cambios en la elasticidad del tubo. Sin RTD habría variaciones cercanas a un 5% por cada 100° C en flujo y en densidad. El porcentaje de variación depende de las características de elasticidad del material de los tubos.

En resumen, el efecto Coriolis en un medidor de flujo funciona así:

- En el lado de entrada, el movimiento del tubo induce una aceleración perpendicular al flujo en la masa que se desplaza en su interior; lo cual implica incremento en la velocidad transversal del fluido.
- En el lado de salida, el movimiento del tubo induce una desaceleración perpendicular al flujo en la masa que se desplaza en el tubo; lo cual redundaría en una disminución de la velocidad transversal del fluido.
- La aceleración y desaceleración de la masa en el tubo se traduce en fuerza de Coriolis en la sustancia, lo que lleva a una reacción de torsión en los tubos. ( **$F = m * a$** )
- Las señales de las bobinas se desfasan debido a esta torsión. El retraso entre la entrada y salida, medido en unidades de tiempo, se define como  $\Delta t$ . Entonces,  $\Delta t$  es proporcional al flujo másico.

**Figura 23.** Principio de medición de flujo másico.

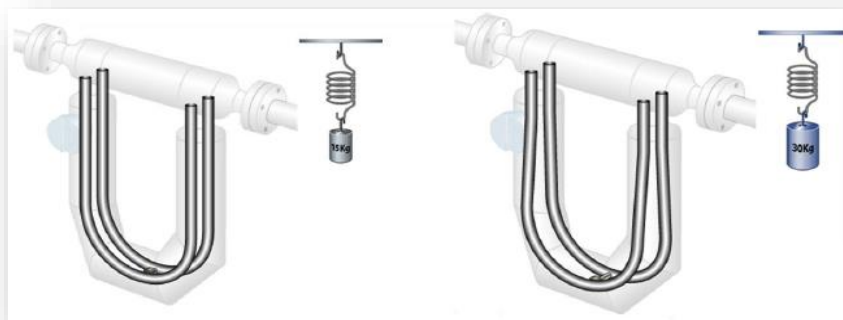


Fuente: Emerson - Measurement-Flow instrumentation, Coriolis-flow-meters.

❖ *Medición de densidad por un medidor Coriolis*

Los medidores tipo Coriolis también tienen la propiedad de medir la densidad de los fluidos, la cual se basa en la frecuencia natural de los tubos con el fluido de proceso. En la medida en que la masa aumenta, la frecuencia natural baja, y, si la masa disminuye, la frecuencia natural aumenta. Principio de oscilación de los resortes, véase la Figura 24.

**Figura 24.** Principio de medición de densidad.



Fuente: Emerson - Measurement-Flow instrumentation, Coriolis-flow-meters

❖ *Medición de otras variables*

- El **flujo volumétrico actual** se obtiene con las lecturas de flujo másico y densidad actuales.
- El **flujo volumétrico a condiciones estándar** se obtiene con la medición de flujo másico y con la programación de la densidad a condiciones estándar.
- El **total de fluido** se logra utilizando un integrador de la señal de flujo respectivo (másico o volumétrico), o por totalización de pulsos.

Para el caso de la medición de gas a condiciones estándar, se emplea otra metodología diferente a la tradicional de los medidores volumétricos o de aquellos que miden la velocidad del fluido para inferir el volumen o tienen en cuenta la medición de presión, temperatura y composición para obtener valores que compensen y, así, calcular el volumen estándar.

Para seguir, se hace una explicación. Se empieza con los gases puros tipo oxígeno (O<sub>2</sub>), nitrógeno (N<sub>2</sub>), argón (Ar), CO<sub>2</sub>, metano (CH<sub>4</sub>), etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), etc.; a partir de la fórmula química de cualquier gas en estado puro se puede deducir el peso molecular y, con base en la densidad estándar del aire a esas mismas condiciones, calcular la densidad estándar de un gas puro. Al hablar de Gas Natural hay una gran diferencia, pues se trata de una mezcla de diversos gases - como metano y etano-, pequeñas concentraciones de hidrocarburos más pesados, así como O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, SO<sub>x</sub> y otros gases en trazas, cada uno de ellos con diferentes concentraciones; por esto, para saber su gravedad específica o densidad hay que hacer un análisis cromatográfico para conocer su composición y, a partir de ahí, conocer su densidad estándar.

Conociendo la densidad estándar y la masa del gas, usando la Ecuación 3 se puede saber cuál es el volumen estándar.

**Ecuación 3**

$$V_{STD} = M/D_{STD}$$

Donde

V<sub>std</sub>= Volumen a condiciones estándar (14.7 psia, 60° F)

M= Masa de Gas

D<sub>std</sub>= Densidad del Gas a condiciones estándar

Usualmente hay dos métodos para obtener la densidad del gas a condiciones estándar: 1. Hacer un análisis cromatográfico en laboratorio y cargar manualmente el resultado. 2. Tener un analizador tipo cromatógrafo o densímetro de gas en

línea para que haga el análisis y lo cargue con cada prueba al computador de flujo o sistema de conversión de masa a volumen.

Para la medición de Gas Natural en Transferencia de Custodia una de las tecnologías más usadas es la de los medidores másicos tipo Coriolis. En la Figura 25 aparece una serie de modelos que difieren en formas y tamaños.

**Figura 25.** Medidores de flujo másico tipo Coriolis.



**Fuente:** Tomado de Emerson - Measurement-Flow instrumentation, Coriolis-flow-meters.

Estos tipo de medidores se han vuelto muy apreciados en la industria del gas porque gracias a la gran variedad de modelos, pueden medir desde muy pequeñas volúmenes hasta cantidades bastante apreciables, especialmente si se montan en arreglos de 2, 3 o más medidores en paralelo; pero, a su vez, hay desconfianza por desconocimiento de la tecnología con respecto a las tecnologías volumétricas tradicionales. Dentro de sus grandes ventajas se puede contar que no necesita de compensación por temperatura y presión, así como tampoco de cálculos sofisticados de compresibilidad del gas. Por tanto, no hay necesidad de un computador de flujo, y para la Ecuación 3 solo se requiere la densidad estándar. Además, hay equipos relativamente económicos para hacer este cálculo.

❖ *Ventajas y desventajas de los medidores tipo coriolis.*

→ *Ventajas*

- Fácil de usar.
- No intrusivo.
- Gran variedad de modelos, tamaños y materiales.
- Muy bajo mantenimiento (no hay partes móviles).

- No se requieren acondicionadores de flujo (No requiere tramos rectos adelante y atrás, se puede montar en un espacio pequeño).
- Alta rangeabilidad.
- Exactitud aceptable.
- Facilidad de calibración con agua y es trasladable al gas.
- Montaje muy simple.
- No requiere equipos de compensación de presión y temperatura.
- No requiere computador de flujo para cálculos de valores de supercompresibilidad.
- Diagnósticos avanzados: de todos los componentes electrónicos, comportamiento del fluido e inclusive en algunas marcas el estado de los tubos.

→ *Desventajas*

- Caída de presión relativamente alta.
- No hay tamaños muy grandes para manejar flujos por encima de 650 MMSCFD a presiones de entrada al gasoducto o de 400 MMSCFD a presiones de entrega en las *city gates* y redes de distribución para ciudades y municipios.
- Desconfianza en su uso por falta de conocimiento de muchos usuarios de tecnologías tradicionales

### **2.1.5. Medidores de flujo Ultrasónicos *MULTIPATH* tipo tiempo de tránsito**

❖ *Historia y principio de funcionamiento*

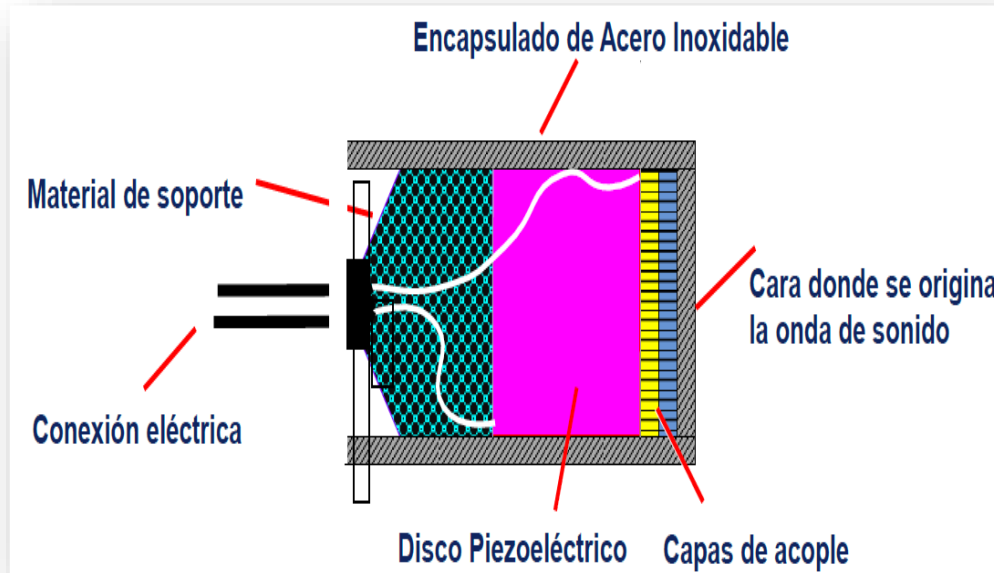
Los primeros desarrollos prácticos con medidores ultrasónicos fueron desarrollados en la década del ochenta por la Compañía Británica de Gas; posteriormente, la patente fue comprada por la compañía DANIEL™ quien completó el desarrollo.

Los primeros medidores eran de 1 o 2 *paths*, lo que estadísticamente aumentaba la incertidumbre en la medición; así, para garantizarla, el perfil de flujo debía ser muy uniforme. Gracias a su forma de carrete y similitud de montaje con las turbinas, empezó a llamarse de un modo incorrecto: Turbina ultrasónica de Gas; esto generó un mal entendido con respecto a su principio de funcionamiento.

Gracias a los desarrollos de la electrónica en materia de circuitos eléctricos y procesadores potentes para hacer rápidamente todos los cálculos, se logró avanzar de manera importante en esta tecnología, hasta hacerla popular.

Para resumir el funcionamiento de este tipo de medidores, las Figuras 26, 27 y 28 sirven de ayuda: la Figura 26 muestra un diagrama de un transductor, principal elemento de un medidor ultrasónico, y su despiece, el cual funciona como emisor y también como receptor.

**Figura 26.** Diagrama de un transductor ultrasónico.



**Fuente:** Tomado de Emerson- Daniel™ - Ultrasonic-meter.

En la Figura 27 aparece la foto de un transductor ultrasónico y en la Figura 28 un diagrama de dos de estos. En ésta última se observa el siguiente proceso basado en las propiedades de los cristales piezoeléctricos: hay una señal eléctrica que excita el cristal piezoeléctrico de un transductor, haciendo que éste emita una señal de una frecuencia determinada, es decir, una onda de sonido que viaja a través del fluido (bien sea aire, gas natural o líquido) que está dentro del medidor ultrasónico y que, al llegar donde está el otro transductor, hace el proceso inverso; es decir, el sonido excita al cristal piezoeléctrico produciendo una señal eléctrica. La electrónica que tiene el medidor de flujo se encarga de producir los pulsos y detectar cuando la señal llega al otro lado, y, con esta información, medir el tiempo desde que el pulso eléctrico excita un transductor hasta que llega al otro; conociendo la distancia entre los transductores, se sabe cuál es la velocidad del sonido en el fluido.

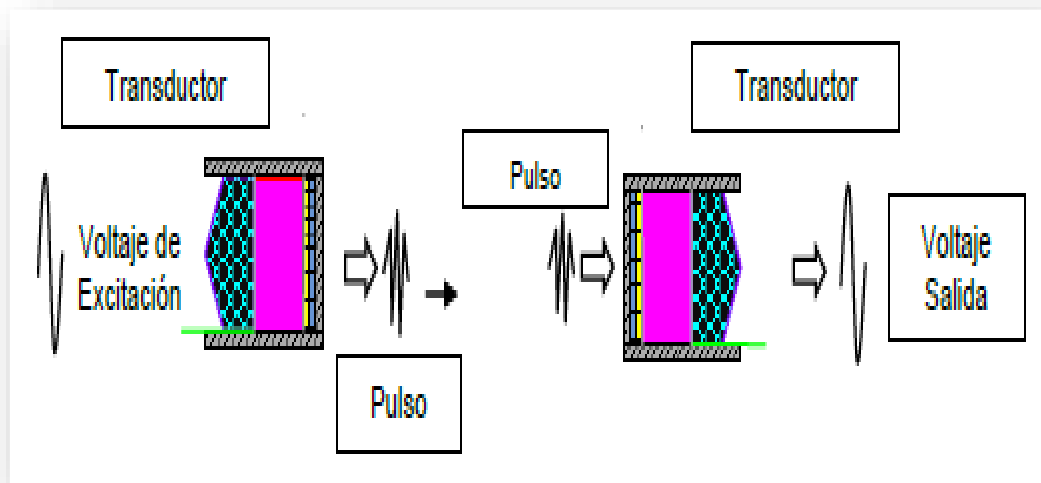
Un elemento muy importante en estos dispositivos de medición es el elemento de acople que está frente al disco piezoeléctrico, puesto que es el encargado de producir el pulso de sonido, lograr que viaje como un haz compacto rumbo al transductor que tiene al frente y a su vez en el otro transductor recibirlo de manera adecuada. Este elemento lo hay de varios materiales según el fabricante del medidor, desde titanio hasta algunos novedosos como el cristal usado por los transbordadores espaciales que puede soportar altas presiones.

**Figura 27.** Foto típica de un transductor ultrasónico.



**Fuente:** Tomado de Emerson- Daniel™ - Ultrasonic-meter-tubes.

**Figura 28.** Esquema del principio básico de funcionamiento de un *path* o cuerda en un medidor ultrasónico.

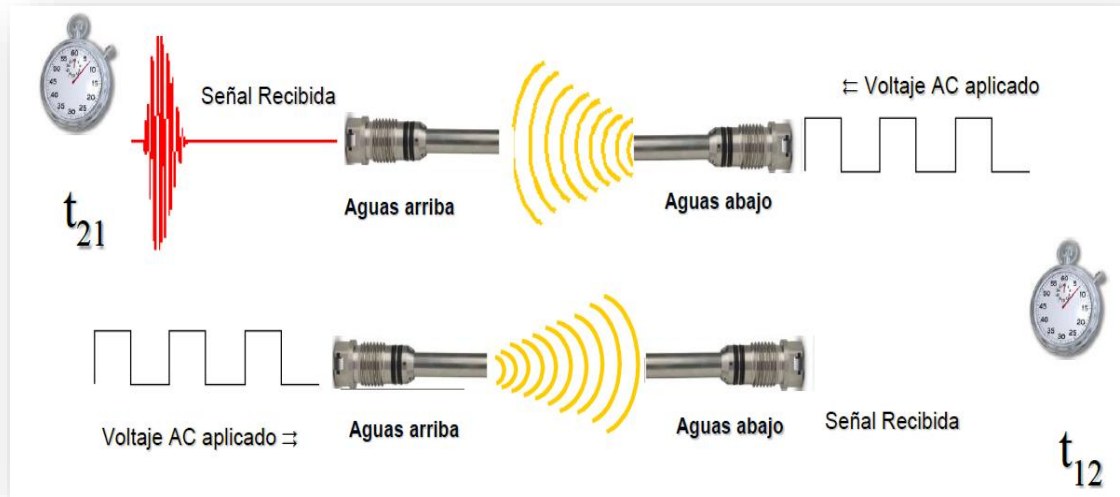


**Fuente:** Tomado de Emerson- Daniel™ - Ultrasonic-meter-tubes.

Los transductores envían de manera alternada señal en uno y otro sentido (Véase Figura 29); y se van midiendo los tiempos de duración de la señal que viaja desde un transductor a otro. La señal que viaja en el mismo sentido del flujo en el sensor

tardará menos tiempo que la que viaja en sentido contrario; cuando no hay flujo, los tiempos de ida y de regreso deben ser iguales.

**Figura 29.** Esquema de dos transductores en operación.



**Fuente:** Tomado de Emerson- DANIEL™ - Ultrasonic-meter-tubes.

Las ecuaciones 4 y 5 definen la medición del tiempo entre los dos transductores:

**Ecuación 4**

$$T_{12} = \frac{L}{C+V \cdot \frac{X}{L}}$$

**Ecuación 5**

$$T_{21} = \frac{L}{C-V \cdot \frac{X}{L}}$$

Donde:

- L= Distancia entre los transductores
- X= Distancia horizontal entre transductores
- C= Velocidad del sonido en el gas
- V= Velocidad del fluido dentro del medidor
- T<sub>12</sub>= Tiempo de tránsito aguas arriba
- T<sub>21</sub>= Tiempo de tránsito aguas abajo

Siempre el tiempo de tránsito aguas arriba del medidor será mayor al tiempo de tránsito aguas abajo.

### Ecuación 6

$$V = \frac{L^2}{2X} \left[ \frac{T_{21} - T_{12}}{T_{21} \cdot T_{12}} \right]$$

Al restar los dos tiempos y despejar  $V$ , se obtiene la ecuación 6. Con ésta se calcula la velocidad del fluido a la altura de la cuerda que forman los dos transductores, esta velocidad multiplicada por el área interna del medidor nos da el flujo (véase la ecuación 7).

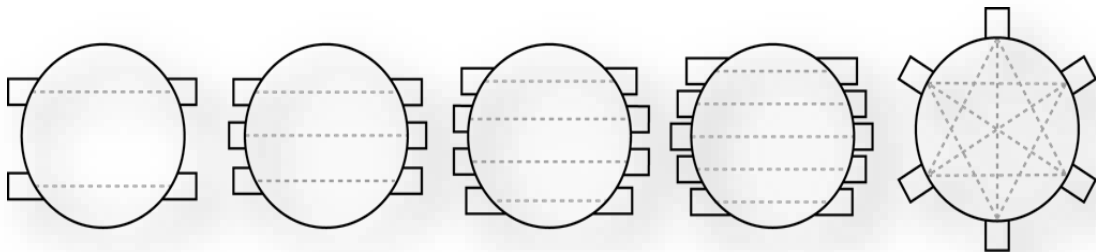
### Ecuación 7

$$Q = vA$$

#### ❖ *Diseño de los medidores ultrasónicos para gas*

Para los medidores ultrasónicos para gas (GUSM<sup>15</sup>) se pueden encontrar múltiples diseños. De acuerdo con lo desarrollado por cada uno de los fabricantes, el estándar inglés (BSI 7965-2000) presenta una disertación sobre los diseños típicos usados hoy en día, en la Figura 30 aparecen los más comunes que son los de 2 a 5 cuerdas más uno de una configuración tipo estrella con 6 transductores y 18 cuerdas.

**Figura 30.** Configuraciones típicas de los *paths* acústicos en GUSM



**Fuente:** Tomado de BASICS OF GAS ULTRASONIC METER DIAGNOSTICS, John Lansing & BSI 7965:2009

- Configuración A usa 2 pares de transductores – 2 *paths*
- Configuración B usa 3 pares de transductores – 3 *paths*
- Configuración C usa 4 pares de transductores – 4 *paths*

<sup>15</sup> GUSM: *Gas Ultra-Sonic Meter*

- Configuración D usa 5 pares de transductores – 5 *paths*
- Configuración E usa 6 pares de transductores – 18 *paths*

La mayoría de los fabricantes usan el esquema de *Westinghouse* como base para sus cálculos de flujo. Los medidores con un *path* central (Ej. Medidores de 3 y 5 *paths*) requieren una corrección de flujo adicional para compensar un error importante que da el esquema de *Westinghouse* cuando es aplicado, a diferencia de cuando los medidores tienen un número par de *paths*. El diseño de 4 *paths* de *Westinghouse* es óptimo para un flujo completamente desarrollado.

❖ *Medidores ultrasónicos de referencia*

**Figura 31.** Medidor ultrasónico de 1 o 2 *paths* o cuerdas.



**Fuente:** Tomado de Emerson- Daniel <sup>TM</sup> - Ultrasonic-meter-tubes.

**Figura 32.** Medidor Ultrasónico de 3 *paths* o cuerdas.

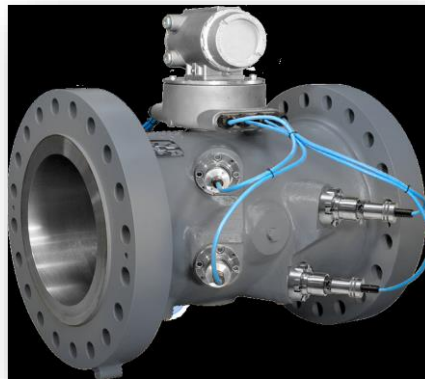


**Fuente:** Tomado de Krohne measure the facts.

Los medidores ultrasónicos pueden tener 1, 2 o 3 *paths* cuando son usados como medidas de referencia especialmente en medidas de alocación para establecer cantidades obtenidas en los pozos productores o para hacer transferencia entre diferentes plantas, con el fin de llevar un balance o hacer un control de pérdidas. En la Figura 31 hay un medidor de una a dos cuerdas, en la Figura 32 aparece uno de tres.

❖ *Medidores Ultrasónicos para transferencia de Custodia de Gas*

**Figura 33.** Medidor Ultrasónico de 4 *paths* en varias direcciones.



**Fuente:** Tomado de Emerson- Daniel <sup>TM</sup> - Ultrasonic-meter-tubes.

**Figura 34.** Medidor de 4 *paths* o cuerdas alineadas.



**Fuente:** Tomado de Sick Sensor Intelligence.

Para transferencia de custodia sólo se aceptan los medidores ultrasónicos por tiempo de tránsito o tiempo de “vuelo”. Están regulados por AGA Reporte 9, donde se establecen las condiciones para la medición de Gas Natural con este tipo de tecnología: deben ser de 4 o más cuerdas (*paths*), y cada fabricante decide qué función tiene cada una de ellas, dónde van posicionadas en el sensor y qué peso ponderado tienen dentro de la medición de la velocidad promedio del fluido (véase Figuras 33 y 34).

Hoy en día, la tecnología de los medidores ultrasónicos de flujo para gas se ha desarrollado enormemente permitiendo tener los denominados medidores dobles; gracias a estos se puede hacer algo más que una medición de flujo, pues permiten verificarla, detectar problemas en su proceso o, inclusive, se pueden tener medidores con redundancia completa incluida dentro del mismo medidor (véase Figuras 35, 36, 37 y 38).

**Figura 35.** Medidor de flujo Ultrasonico *Multipath* con opción de doble medición y/o verificación.



**Fuente:** Tomado de Emerson- Daniel <sup>TM</sup> - Ultrasonic-meter-tubes.

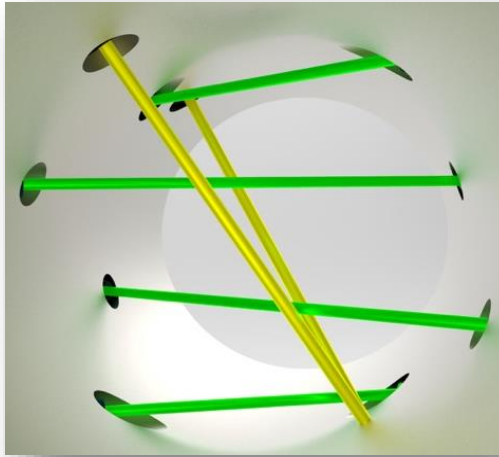
→ *Medidores Ultrasonicos para Fiscalización / Verificación (4+1)*

- Medidor Primario: 4 *paths* (cuerdas) para medición de fiscalización y verificación contra un sistema integral de calibración.
- Medidor Secundario: 1 *path* reflectivo que provee alertas tempranas de problemas en el proceso de medición y/o transporte del gas.

→ *Medidores Ultrasonicos para Fiscalización / Verificación / Detección (4+2)*

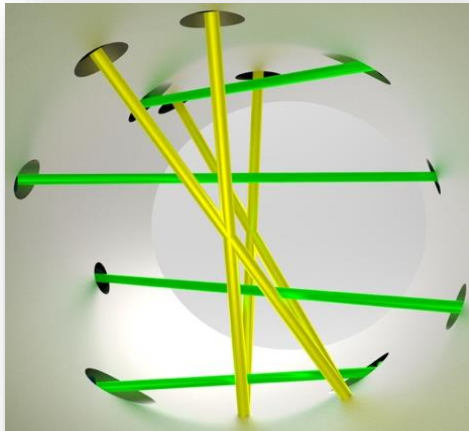
- Primario: 4 *paths* (cuerdas) para medición de fiscalización y verificación contra un sistema integral de calibración.
- Secundario: 1 *path* reflectivo que provee alertas tempranas de problemas en el proceso de medición y/o transporte del gas.
- Detección: 1 *path* reflectivo que detecta la contaminación del fondo del tubo (líquidos).

**Figura 36.** Medidor de flujo Ultrasónico con verificación de medida y detección de posibles fallas en el fluido.



**Fuente:** Tomado de Emerson- Daniel <sup>TM</sup> - Ultrasonic-meter-tubes.

**Figura 37.** Medidor de flujo Ultrasónico con verificación de medida, detección de posibles fallas en el fluido y líquidos en la base del tubo



**Fuente:** Tomado de Emerson- Daniel <sup>TM</sup> - Ultrasonic-meter-tubes.

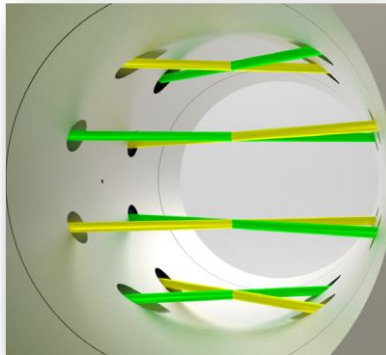
→ *Medidores Ultrasónicos para Fiscalización / Confiabilidad (4+4)*

- Primario: 4 *paths* (cuerdas) para medición de fiscalización y verificación contra un sistema integral de calibración.

➤ Secundario: 4 *paths* (cuerdas) que le dan al medidor una altísima confiabilidad ya que es un medidor completamente redundante.

El segundo medidor que corresponde a los otro 4 *paths* puede tener varias funciones: 1. Como un segundo medidor de transferencia de custodia que utiliza el mismo cuerpo pero es totalmente independiente. 2. Actuar como un Medidor Maestro (*Master Meter*) que sirve de referencia para verificar la medición del primero, para esta función usualmente se toman un mayor número de puntos para calibración y/o verificación. 3. Para aumentar la precisión de la medida se tiene en cuenta un mayor número de puntos o *paths*, por lo que, es de vital importancia que las dos electrónicas estén perfectamente sincronizadas para que los flujos medidos por cada uno de los medidores correspondan al mismo frente de onda de flujo.

**Figura 38.** Medidor de flujo Ultrasónico con medidor de respaldo, de chequeo o de aumento de precisión (8 *paths*).

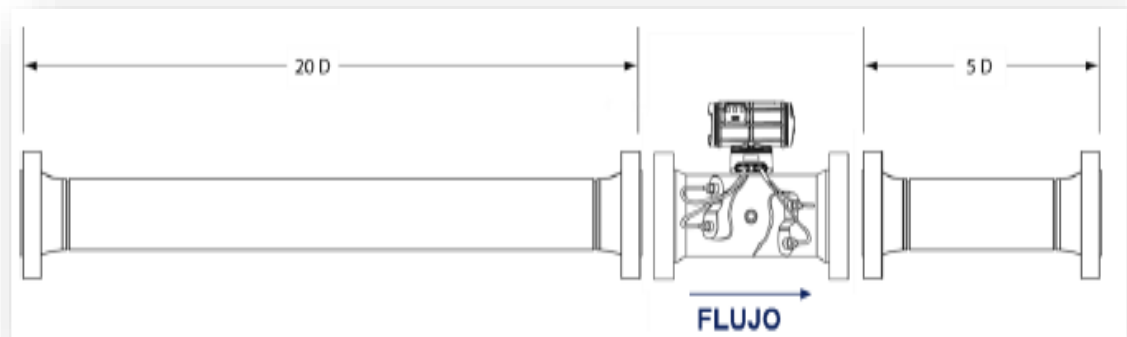


**Fuente:** Tomado de Emerson- Daniel <sup>TM</sup> - Ultrasonic-meter-tubes.

#### ❖ Arreglos típicos de montaje para medidores GUSM

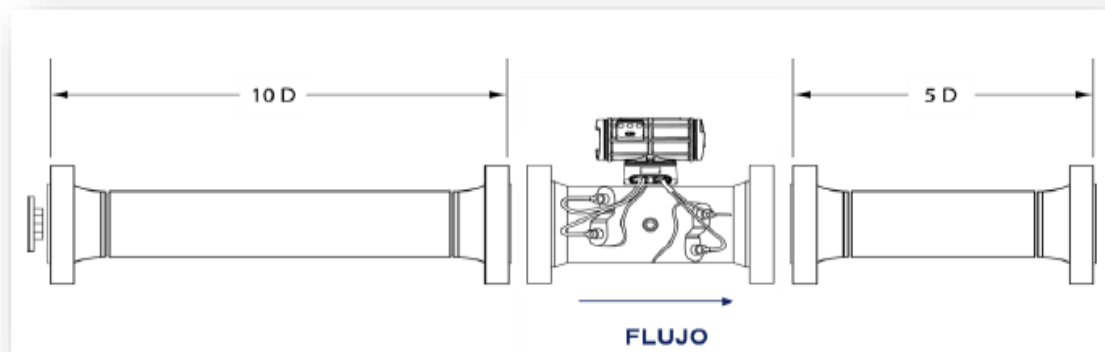
En las Figuras 39 y 40 se puede ver la diferencia de montaje al usar o no un acondicionador de flujo. La ventaja que ofrece el acondicionador es que el perfil de flujo va a estar completamente desarrollado y, por tanto, la incertidumbre en la medición será menor; pero cuando es una medición al paso en una línea sobre la cual cada cierto tiempo debe hacerse limpieza con marrano (*Pig*), deben tenerse en cuenta dos aspectos: 1. No tener elementos intrusivos que detengan el paso del marrano y 2. Que el medidor ultrasónico sea de paso completo y no de paso reducido.

**Figura 39.** Montaje medidor de flujo Ultrasónico sin acondicionamiento de flujo.



**Fuente:** Tomado de Emerson- Daniel <sup>TM</sup> - Ultrasonic-meter-tubes

**Figura 40.** Montaje medidor de flujo Ultrasónico con acondicionamiento de flujo.



**Fuente:** Tomado de Emerson- Daniel <sup>TM</sup> - Ultrasonic-meter-tubes.

#### ❖ *Software de diagnóstico*

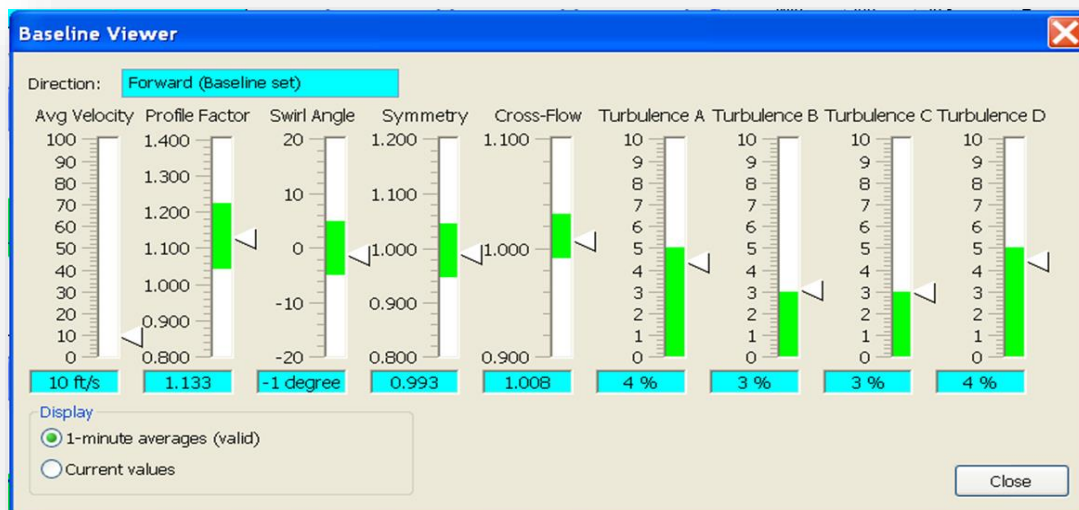
Una de las grandes ventajas que presentan hoy en día los medidores ultrasónicos es su capacidad de diagnóstico basado en la respuesta de cada par de transductores; así, pueden determinar si algo está pasando no solo con sus elementos electrónicos sino con su principal necesidad: tener un perfil de flujo completamente desarrollado.

Al momento de la calibración inicial en fábrica se puede establecer la línea base del medidor, la alternativa es establecerla al momento de la puesta en servicio. La ventaja de la primera es que se aprovecha para verificar que la instalación cumpla con todos los requisitos y así la incertidumbre en la medición sea lo más baja

posible. Esta línea base sirve de referencia para revisar el comportamiento del medidor, convirtiéndose en la huella digital para identificarlo junto con su instalación inicial; en la medida en que empiezan a tenerse cambios, el software está en capacidad de enviar lo que se denominan alertas tempranas: avisos al operador sobre cambios o malos funcionamientos de algún parámetro para que, antes de que llegue una reclamación, se tenga tiempo de analizar y corregir el problema.

La interpretación de la información mostrada por el software varía con cada fabricante pero, en general, es razonablemente fácil de interpretar. Los datos que ofrece aportan información tanto de parámetros del medidor como de los comportamientos del perfil de flujo, así como se muestra en la Figura 41.

**Figura 41.** Muestra de uno de los pantallazos de diagnóstico.



**Fuente:** Tomado de Emerson- Daniel <sup>TM</sup> - Ultrasonic-meter-tubes.

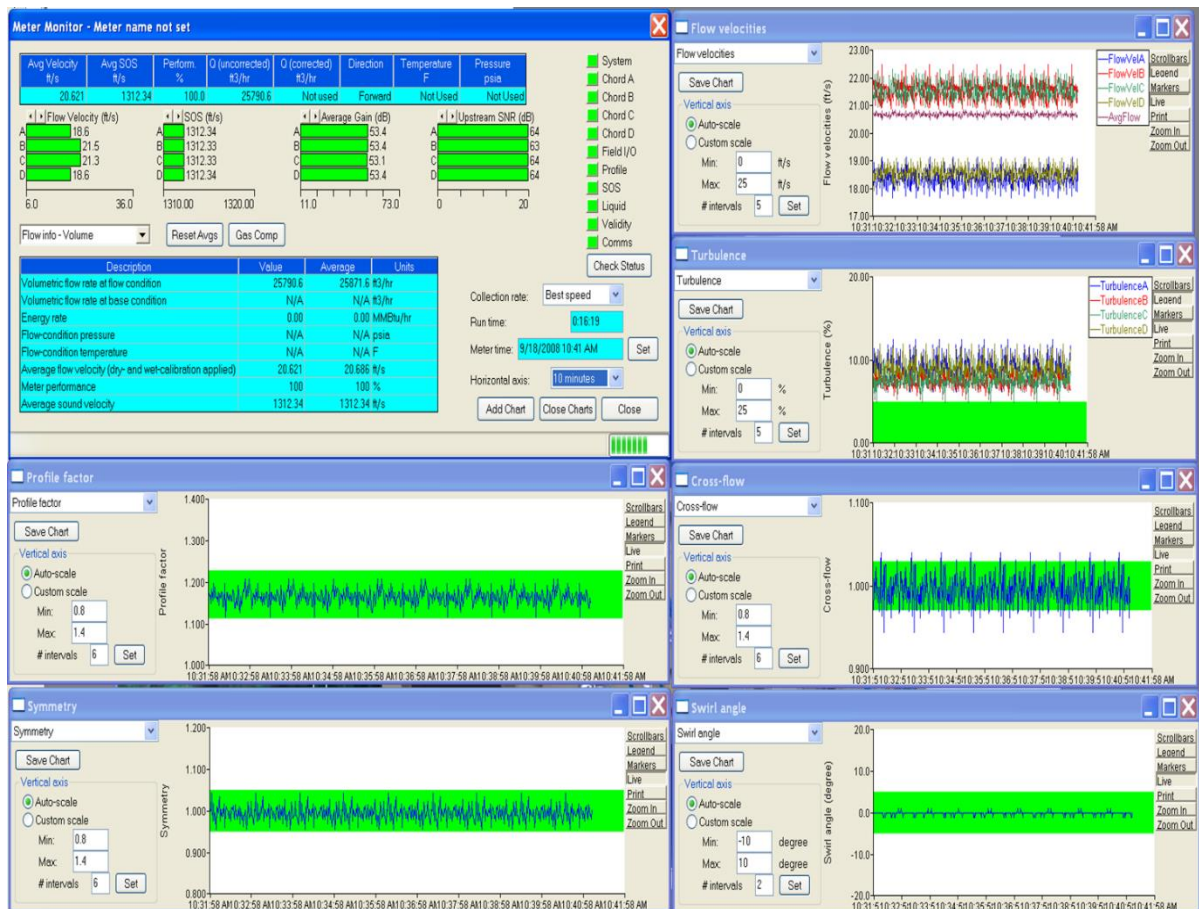
Estos son los tipos de parámetros que se pueden analizar gracias a un software de diagnóstico:

- Perfil de flujo anormal (Cambios en el perfil de flujo)
- Flujo pulsante
- Flujo cruzado
- Flujo rotacional (*swirl*)
- Flujo asimétrico
- Nivel de turbulencia para cada cuerda o *path*
- Transductores sucios: Hay que tener en cuenta que en gas los transductores son húmedos, es decir, están en contacto con el fluido.

- Bloqueos aguas arriba (generalmente en el acondicionadores de flujo)
- Cumplimiento del AGA 10 en el cálculo del SOS<sup>16</sup>
- Detección de hidrocarburos líquidos u otros líquidos como agua

En la Figura 42 aparece otra imagen de la pantalla de diagnóstico con información en vivo del proceso como la SOS en el gas, la ganancia y velocidad promedio en cada uno de los *paths*, y muchos otros parámetros que pueden detectar fácil y rápidamente anomalías, gracias a franjas verdes que muestran los rangos normales de operación.

**Figura 42.** Muestra de diagnóstico con variables en vivo.

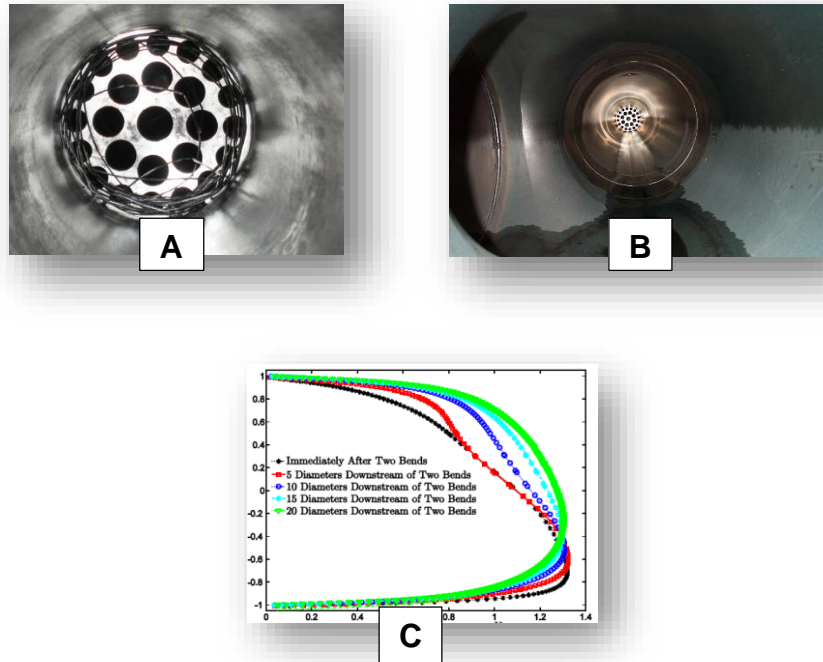


**Fuente:** Tomado de Emerson. Considered It Solved™, Daniel MT.

En la Figura 43 se muestran varios tipos de problemas que pueden ser detectados gracias al software de diagnóstico, los cuales, de otra manera solo serían conocidos hasta cuando llegara una reclamación o los errores en medición se volvieran muy evidentes.

<sup>16</sup> SOS: *Speed Of Sound*, Velocidad del sonido.

**Figura 43.** Muestras de problemas en la medición.



**Fuente:** Tomado de Emerson. Considered It Solved™, Daniel MT. Imagen levemente modificada.  
A. Bloqueo en el acondicionador por alambres de un empaque espirometálico  
B. Hidrocarburos líquidos /aceites en la base del medidor  
C. Diversas distorsiones en el perfil de flujo

❖ *Ventajas y desventajas de los medidores Ultrasónicos para gas*

→ *Ventajas*

- Sin partes móviles
- Fácil de usar
- No intrusivo
- Mínimo mantenimiento
- Reparación en línea (algunos fabricantes)
- Alta rangeabilidad
- Alta exactitud
- Manejo de altos flujos
- Capacidad de diagnósticos avanzados (basado en el perfil del fluido)

→ *Desventajas*

- Requiere acondicionamiento de flujo
- Limitación en flujo / tamaños pequeños (solo de 4" en adelante)
- Limitaciones para calibración para los medidores grandes (+12")

## 2.2. MEDICIÓN DE CALIDAD DEL GAS

El Gas Natural que sale de los pozos está compuesto principalmente de metano (CH<sub>4</sub>), la molécula más ligera de los hidrocarburos. También contiene cantidades variables de otros Hidrocarburos gaseosos más pesados: etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), propano (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>), butano normal (n-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>), isobutano (i-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>) e, incluso, hidrocarburos de peso molecular más alto. Cuando se procesan y purifican en subproductos terminados, todos estos se denominan colectivamente líquidos de gas natural o NGL.

También están los denominados Gases Ácidos como dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S), otros gases: nitrógeno (N<sub>2</sub>) y helio (He), agua: vapor de agua y agua líquida. Así como las sales disueltas y los gases disueltos (ácidos), hidrocarburos líquidos: tal vez algún condensado de gas natural (también denominado gasolina o gasolina natural) y / o crudo, mercurio, principalmente en forma elemental, en cantidades muy pequeñas.

Por todos estos componentes asociados al Gas Natural, cuando está en estado natural debe ser tratado y procesado para cumplir con los estándares de calidad especificados por las normas de la CREG para la transmisión y distribución a través de los gasoductos del SNT.

La medición de la calidad del gas es tan importante como la medición de la cantidad, pues, finalmente, lo que se factura no es el volumen a condiciones base, sino el contenido energético de aquel recurso. Para saberlo, se necesita conocer la composición del gas. Además, hay que determinar si hay algunos componentes que puedan ocasionar problemas graves en la operación del sistema de medición y que en los gasoductos no estén por encima de las cantidades permitidas como es el caso del agua, H<sub>2</sub>S, O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub>, etc.

Normalmente, los sistemas de medición se montan en una estructura abierta; pero los sistemas de muestreo y los analizadores son delicados y deben ser protegidos. Si la construcción es cerrada, existe la posibilidad de tener gases confinados, entonces hay que garantizar la seguridad de los equipos, de las personas y de la operación con respecto al manejo del gas, se debe contar con detectores de llama, cornetas de aviso, luces destellantes, etc.

Para la medición de la calidad del Gas Natural se utilizan varios tipos de equipos, algunas veces también conocidos como analizadores. De acuerdo con la variable a medir, los principales analizadores son:

1. Cromatógrafo
2. Analizador de H<sub>2</sub>S y Azufre Total
3. Analizador de Humedad

4. Analizador de Punto de Rocío o “*Dew Point*”
5. Analizador de oxígeno en gas

Para estos análisis se debe contar con un sistema de muestreo, posiblemente también de acondicionamiento de las muestras de acuerdo con lo requerido por cada analizador; las líneas que llevan las muestras a los analizadores han de ser lo más cortas posibles para evitar los retrasos entre el conteo y el análisis de calidad. En áreas donde haya probabilidad de rayos o fuentes electromagnéticas fuertes, es necesario que los sistemas sean protegidos mediante un sistema de aterramiento muy fuerte y, si es posible, con supresores de transientes y alimentación desde una UPS<sup>17</sup>.

Para la medición de cada una de las variables consignadas existen diversas tecnologías. A continuación, se hace una exposición del principio de funcionamiento y de los métodos de operación de aquellas que han sido generalmente aceptadas.

Para continuar, vale hablar de una composición típica del Gas Natural que está constituida por:

- Metano=80 a 99%
- Etano=0.1 a 10%
- Propano=0.1 a 5%
- Butanos=0.01 a 2%
- Pentanos=0.01 a 1%
- Hexanos y superiores=0.001 a 1%
- Otros= H<sub>2</sub>O, H<sub>2</sub>S, O<sub>2</sub>, He, Ar.
- Nitrógeno=0.1 a 5%
- Dióxido de Carbono=0.1 a 5%

**2.2.1. Cromatógrafos.** A finales del siglo XIX, los científicos descubrieron que el gas y los componentes líquidos podían separarse gracias a la velocidad con la que cada uno se movía a través de diversos materiales. Desde el punto de vista industrial, el término «cromatografía» no es muy apropiado pues literalmente significa “el color de la escritura”; pero, la separación de colores no tiene que ver nada con la forma en la que actualmente un cromatógrafo analiza los componentes en las refinerías o plantas químicas. Hay que tener en cuenta que la separación de componentes en función de su composición química se basa en más de 100 años de pruebas científicas y aplicaciones. En la Figura 44 aparecen dos tipos de cromatógrafos de la última tecnología que pueden medir C6+ o C9+.

---

<sup>17</sup> UPS: *Uninterruptible Power Supply*, Fuente de Poder no interrumpible

En la industria del gas el cromatógrafo se utiliza para:

- Separar los componentes de una mezcla y permitir la identificación y el volumen de cada uno de ellos.
- Determinar la calidad del gas y comparar contra las especificaciones requeridas para tarificación.
- Calcular las propiedades físicas del producto.
- Calcular el poder calorífico (BTU) usando GPA 2172 – 96 o ISO 6976 (métrico).
- Gravedad Específica, usando AGA 8.
- Factor de Compresibilidad, usando AGA 8.
- Índice de Wobbe<sup>18</sup>

**Figura 44.** Cromatógrafos



**Fuente:** Tomado de Emerson-Measurement-instrumentation -Gas-analysis-chromatographs

La cromatografía actual se basa en la separación de componentes livianos de componentes pesados por medio de la diferencia en el tiempo de tránsito de cada uno de ellos. Es la técnica de separar sustancias volátiles haciendo fluir un gas sobre una fase estacionaria. Los elementos principales del cromatógrafo son:

- Extracción<sup>19</sup>: La muestra que va a ser analizada se extrae por medio de una sonda que va insertada en el ducto de transporte del gas, para luego ser

<sup>18</sup> Índice de Wobbe: Poder Calorífico / Raíz cuadrada de la Gravedad Específica.

conducida al cromatógrafo. Sus principales funciones son: tomar una muestra representativa, mantener la composición de ésta, remover las partículas sólidas de más de 5 micrones, remover cualquier líquido libre (agua o hidrocarburos) y bajar la presión gradualmente para evitar la condensación por el efecto Joule-Thompson.

- Transporte de muestra: Esta muestra es llevada a través de unos tubos especiales usados para cromatografía, los cuales tienen que estar lavados y libres de hidrocarburos y suciedad para evitar la contaminación de lo recogido. Los vendedores de este tipo de tubos lo ofrecen como grado cromatográfico en diámetros típicos de 1/4 y 1/8 de pulgada. Deben ser de fácil inspección para chequeo de fugas. Igualmente, es importante tener un sistema de filtrado y acondicionamiento de la muestra para garantizar que llegue sin condensados ni sólidos.
- Inyección: Mediante un arreglo especial de válvulas se inyecta una muestra del orden de los micro-litros al cromatógrafo.
- Separación: Se utilizan columnas que son el corazón del equipo. Es un *tubing* de 1/16" a 1/4" y hasta 30 pies de longitud en forma de espiral y empaquetado con partículas de un tamaño conocido. Las columnas son las encargadas de separar los componentes del gas. Para el transporte de la muestra, en la columna se utiliza otro gas llamado *carrier*, mediante el cual se presuriza de manera constante la columna y se suministra una rata de flujo constante. Los gases más usados como *carrier* son hidrógeno, helio y nitrógeno, y deben cumplir con unas características como: A. Inertes, no interactúan con la muestra o solvente; B. Capaces de minimizar la difusión gaseosa; C. Puros; D. Bajo costo y E. Compatible con el detector utilizado.
- Identificación: Es realizada por el detector y el tiempo de retención de cada uno de los componentes.
- Medida de componentes: El controlador se encarga de integrar las áreas de cada componente para determinar el valor en porcentaje molar de cada gas. Generalmente se utilizan tres tipos de detectores: 1. Conductividad Térmica (TCD); 2. Fotométrico de Llama (FPD); 3. Ionización de llama (FID).

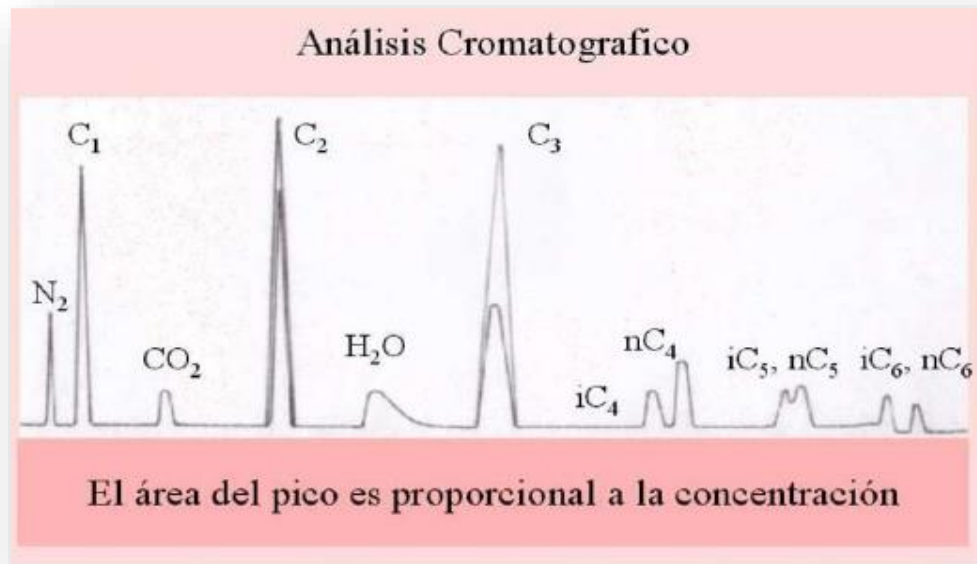
El resultado final de la operación de análisis es un cromatograma que consiste en una serie de picos, de los cuales cada uno representa un componente. El área de cada pico es proporcional a la masa del componente. El cromatógrafo calcula el

---

<sup>19</sup> Referirse a API 14.1 – *Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer* (6<sup>th</sup> edition, Feb. 2006)

peso y porcentaje de cada compuesto relacionando las áreas de cada uno. Esto se puede ver en la Figura 45.

**Figura 45.** Cromatograma



**Fuente:** Tomado de Melgar Quevedo, Orlando (2009). *Introducción al gas natural*

**2.2.2. Analizador de H<sub>2</sub>S y Azufre total.** Los compuestos de azufre comúnmente se encuentran en corrientes de Gas Natural. Los compuestos más comunes son: Sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) y Dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>). Ambos son corrosivos, y el primero es altamente tóxico. Aunque el cromatógrafo está en capacidad de hacer la medición de H<sub>2</sub>S, en algunas ocasiones, para la entrega de gas al SNT, se prefiere tener las dos mediciones. En la Figura 46 se muestra un equipo para esta medición.

La medición de H<sub>2</sub>S es crítica para que las compañías de gas cumplan con las especificaciones de calidad y protejan las tuberías de la corrosión. Tener información incorrecta, como un contenido alto, puede ser un problema muy grave pues el cliente intermedio podría solicitar el no recibo del gas, lo cual puede acarrear altos costos para las dos partes.

Cuando se está procesando el gas, los flujos de Gas Natural a través de los diferentes procesos pueden contener altos niveles de contaminantes sólidos y líquidos, así como gases corrosivos en concentraciones variables (glicol, metanol, aceite de compresor, compuestos de azufre). Esto representa un desafío para la

medición del  $H_2S$ , ya que se deben evitar las interferencias cruzadas que afectan la precisión de la lectura y las tasas de respuesta.

**Figura 46.** Analizador de  $H_2S$  / Azufre Total



**Fuente:** Tomado de Galvanic Inc.

**2.2.3. Analizador de Humedad.** El punto de rocío de humedad (la temperatura a la que se condensa la humedad de un gas) y el contenido de esta (cuántas moléculas de agua como una fracción del total) están inherentemente relacionados por lo que uno puede ser calculado uno desde el otro con bastante precisión. Ambos pueden usarse como una medida de la cantidad de humedad en un gas.

El vapor de agua en corrientes de gas natural puede causar congelación, generación de hidratos y / o corrosión. Las mediciones de agua se hacen en partes por millón, libras de agua por millón de pies cúbicos estándar de gas (14.65 psia y 60° F en Colombia), masa de vapor de agua por unidad de volumen o masa de vapor de agua por unidad de masa de gas seco. Es decir, la humedad es la cantidad de agua en fase vapor en un gas. Los aumentos de presión pueden comprimir el vapor de agua y convertirlo en líquido, y la disminución de la temperatura hará que el vapor de agua se condense. Si hay líquidos presentes en el gas, deben ser filtrados antes de llegar al analizador de gas para protegerlo y evitar daños.

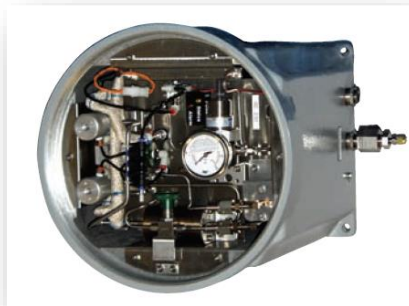
Desafortunadamente, ambos términos se usan a veces indistintamente. Es importante notar que estos dos parámetros (por ejemplo, el punto de rocío del agua y el contenido de agua) no son lo mismo, son completamente diferentes. Hay

una serie de métodos para medir el contenido de agua que se enumeran a continuación.

Las mediciones de la humedad en el Gas Natural se realizan típicamente con una de las siguientes técnicas:

- Tubos indicadores de color
- Micro-balanza con oscilador de cristal de cuarzo
- Espejos refrigerados
- Espejo refrigerado combinado con espectroscopia
- Electrolítico
- Espectroscopia

**Figura 47.** Analizador de humedad en Gas Natural



**Fuente:** Tomado de Ametek Inc.

Otro método es el llamado *titulación de Karl Fischer*, un método exacto para determinar la cantidad de agua desarrollado en 1935 por el químico alemán cuyo nombre lleva. Este método sólo detecta agua, al contrario de la pérdida por secado que detecta cualquier sustancia volátil y se utiliza en pruebas manuales.

**2.2.4. Analizador de Dew Point en Hidrocarburos.** El punto de rocío es una manera común para expresar el contenido de vapor de agua en una corriente de gas, es el punto de la curva de presión y temperatura donde se diferencia el gas monofásico del fluido bifásico gas-liquido.

En Colombia las normas solicitan que a una presión de 1200 psia, la temperatura máxima a la cual puede empezar a formarse la primera gota es 45° F.

Los productores, distribuidores y consumidores industriales entienden la importancia de garantizar que el Gas Natural cumpla con las especificaciones de calidad del fluido que incluyen la máxima temperatura del punto de rocío de hidrocarburos. Cantidades relativamente pequeñas de líquidos en las líneas de

transporte no son solo una preocupación desde el punto de vista operacional y de seguridad, sino que también pueden dañar equipos de operación del sistema, donde algunos son muy sensibles a la presencia de estos líquidos pues la velocidad a la que se transportan en la corriente gaseosa los hace actuar como proyectiles sobre los elementos mecánicos y dañar compresores, turbinas de gas, etc.

En Colombia se ha determinado en el RUT trabajar con el sistema de espejo enfriado. Todos los dispositivos de espejo refrigerado, ver Figura 48, se basan en el mismo método básico: cuando un gas fluye sobre una superficie enfriada o un espejo enfriado, si la superficie está lo suficientemente fría, la humedad disponible comienza a condensarse sobre ella. La temperatura del espejo se reduce de alto a bajo, y la temperatura a la que se observa la condensación se indica como el punto de rocío. Mediante la obtención de la temperatura del punto de rocío, se puede calcular el contenido de humedad en el gas, pero el equipo debe estar en la capacidad de diferenciar el agua de los hidrocarburos. La temperatura del espejo puede ser regulada por el flujo de un refrigerante sobre el espejo o por un enfriador termoeléctrico también conocido como elemento peltier.

La formación de condensación en el espejo puede ser registrada por medios ópticos o visuales. En ambos casos, una fuente de luz se dirige a la superficie del espejo y los cambios en la reflexión de la luz, debidos a la formación de condensación, pueden ser detectados por un sensor o por el ojo humano. El punto exacto en el que la condensación comienza a ocurrir no es discernible a simple vista, por lo que los instrumentos modernos operados manualmente utilizan un microscopio para mejorar la precisión de las mediciones hechas así.

**Figura 48.** Analizador de Hidrocarburos - *Dew Point*



**Fuente:** Tomado de Ametek Inc.

Puesto que la temperatura está pasando a través del punto de rocío en lugar de detenerse exactamente en él, la medición puede ser un poco baja pues el espejo habrá alcanzado una temperatura ligeramente por debajo del punto de rocío antes de que comience a formarse la condensación de agua. Para compensar esto, una vez que se detecta condensación, la temperatura del espejo se incrementa lentamente hasta que se observa la evaporación. El punto de rocío se indica entonces como el promedio de estas dos temperaturas.

Los analizadores de espejos refrigerados están sujetos a los efectos de confusión que pueden generar algunos contaminantes, sin embargo, por lo general no más que otros tipos de analizadores. Con la filtración adecuada y sistemas de preparación para el análisis del gas, otros condensables, tales como hidrocarburos pesados, alcohol y glicol, no van a perjudicar la confiabilidad de estos dispositivos.

Hay un método reciente que se denomina Espejo enfriado combinado con espectroscopia. Este es un método que combina los beneficios de una medición de espejos refrigerados con la precisión de la espectroscopia. En este método, un espejo óptico es enfriado mientras que se envía a su superficie una radiación infrarroja (IR). Tras la formación de rocío en la superficie del espejo, el haz IR mostrará absorción en las longitudes de onda que corresponden a la estructura molecular del rocío formado en la superficie del espejo. Esto permitirá que la unidad distinga entre el punto de rocío del agua y otros puntos potenciales de generación de rocío (como el punto de rocío del hidrocarburo en el gas natural). También eliminará interferencias de otros contaminantes potenciales. En el caso del Gas Natural, esto es particularmente útil porque se pueden determinar otros

elementos que no fueron debidamente eliminados durante el procesamiento del gas.

**2.2.5. Analizador de Oxígeno (O<sub>2</sub>).** En la entrada a los gasoductos es importante controlar la cantidad de oxígeno especialmente para prevenir la corrosión. El oxígeno puede combinarse con algunos de los otros elementos no deseados como H<sub>2</sub>O, CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S para formar ácido carbónico o ácido sulfúrico que son corrosivos para el acero al carbono. Este requisito generalmente se traduce en las especificaciones de "transferencia de custodia" que en el caso de Colombia es de 0.1%. Dado que el gas natural puede contener H<sub>2</sub>O, CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S a concentraciones muy altas, el método de medición cuando se mide en tratamiento tiene que ser inmune a esos contaminantes. Debe también tener una respuesta rápida para ayudar a detectar tan rápidamente como sea posible de donde viene el oxígeno que generalmente son fugas.

El principio de operación más usado es el de la celda galvánica electroquímica que transforma la cantidad de oxígeno que lleva la muestra en una corriente eléctrica, esta corriente eléctrica es proporcional al rango para el cual ha sido calibrado el analizador.

**Figura 49.** Analizador de Oxígeno (O<sub>2</sub>)



**Fuente:** Tomado de Teledyne Analytical Instruments

### 3. TABLAS DE CAPACIDADES DE FLUJO Y PRECIOS POR TIPO DE TECNOLOGÍA

#### 3.1 TABLAS DE CAPACIDADES DE FLUJO

Las tablas que se presentan a continuación tienen la finalidad de ayudar a seleccionar el medidor más adecuado para transferencia de custodia en dos puntos de medición, pero igualmente se han dejado suficientemente amplias para medir en muchas otras aplicaciones de flujos mucho más bajos, estos dos puntos son: 1. Entrada a los gasoductos del SNT de acuerdo con las presiones de operación, los cuales pueden estar entre 800 y 1200 psig; y 2. Recibo o despacho a partir de *City Gates* para entrega en ciudades, poblaciones medianas y pequeñas o algunas aplicaciones e industrias que tienen un consumo apreciable de Gas Natural principalmente por el manejo de hornos o calderas, como es el caso de las termoeléctricas, industria cementera, industria petroquímica, etc., y se manejan presiones entre 400 y 700 psig.

Se desarrollaron tablas en tres temperaturas que son 80, 100 y 120 °F, y para algunas donde la temperatura no es determinante se ha hecho a 90° F que es un punto promedio de operación y se debe tener en cuenta que el flujo puede aumentarse o disminuirse en +/- 6% con un cambio 30° F y de esta manera cubrimos el rango dentro del que se opera en más del 96% de los casos en Colombia; esta decisión fue basada en que el RUT pide que las temperaturas de entrega y operación oscilen entre 45 y 120 °F. Por último se seleccionó un gas con una Gravedad Específica de 0.71, que significa un porcentaje de Metano arriba del 95%, es importante tenerlo en cuenta ya que los rangos ( $Q_{max}-Q_{min}$ ), caídas de presión y otras variables dependen de este valor.

Estas tablas se hacen para cada tipo de tecnología teniendo en cuenta los medidores asociados con el fin de ofrecer una referencia bastante aproximada; se recomienda usarlas con alguna reserva y revisar o confirmar la información con la que los fabricantes aportan, pues hay casos donde pueden presentarse diferencias importantes debido a los diferentes diseños como, por ejemplo, reducciones en el diámetro interno para algunos medidores ultrasónicos o en los diámetros de los tubos internos de los medidores de flujo másico tipo coriolis.

**3.1.1. Tablas para medidores de placa de orificio.** Las tablas para los medidores por el principio de presión diferencial causada por una placa de orificio, a diferencia de las demás tecnologías, se calculan directamente sobre el tamaño de la tubería, la viscosidad del fluido, el beta de la placa de orificio y la caída de presión deseada al máximo flujo. La referencia es un punto intermedio de 90° F, el cual es muy común para operación en Colombia, y se han tenido en cuenta diferentes caídas de presión que sí presentan una discrepancia notoria.

Igualmente, para trabajar en la parte en la cual las placas de orificio tienen su mejor precisión, se tiene como referencia un beta ( $\beta$ ) mínimo de 0.37 y máximo 0.67, que es lo permitido por la norma AGA 3, 2000.

Anteriormente, la presión diferencial estaba limitada a 150" WC, pero, con la versión 2000 de AGA-3 se puede llegar hasta 1000" WC. En este ejercicio se trabajaremos con 100", 250" y 500" WC; para las dos últimas presiones diferenciales mencionadas se deben tener algunas precauciones en el diseño de la placa de orificio para evitar una posible deflexión, lo cual ocasionaría una medida incorrecta. Esto se previene utilizando un adecuado espesor de la placa de orificio, en la medida en que la tubería sea más grande, los cuidados deben ser mayores por el área que ocupa la placa y la presión que va a soportar. Esta información está presentada en las tablas 5 a la 7 para presiones entre 800 y 1200 psig y tablas 8 a 10 para presiones entre 400 y 700 psig.

❖ *Tablas para placas de orificio operando entre 800 y 1200 psig*

El rango de presiones de estas tablas se presenta entre 800 y 1200 psig. La tubería y accesorios seleccionados han sido ANSI 600# y SCH80, esto define el diámetro interno de la tubería. A partir de allí, se escogieron los betas para la placa de orificio. Se optó por una temperatura de 90° F y presiones diferenciales de 100", 250" y 500" que representan un rango muy completo de medición en tuberías desde 2 hasta 24".

**Tabla 5.** Medidores de placa de orificio en rango de 800 a 1200 psig @ 90° F y  $\Delta P=100''$  WC.

		Tabla 5 Ratas de flujo en MMSCFD									
		Rango basado en $\beta_{min}:0.37, \beta_{max}: 0.67, \Delta P= 100''$ WC, T=90 °F, Tuberia SCH 80, Medidor ANSI 600#									
Tamaño (pulgadas)		2"	3"	4"	6"	8"	10"	12"	16"	20"	24"
Presión Operación psig	800	0.22 – 2.81	0.50 – 6.29	0.87 – 10.9	3.13 – 24.8	3.48 – 43.5	5.47 – 68.4	7.73 – 96.7	12.2 – 153	19.3 – 241	27.8 – 348
	850	0.23 – 2.90	0.52 – 6.49	0.86 – 10.4	3.24 – 26.2	3.59 – 44.9	5.64 – 70.6	7.99 – 99.9	12.6 – 158	19.9 – 249	28.8 – 360
	900	0.24 – 3.00	0.53 – 6.70	0.93 – 11.7	3.34 – 26.5	3.73 – 46.3	5.83 – 72.9	8.24 – 103	13.0 – 163	20.5 – 256	29.7 – 371
	950	0.24 – 3.08	0.55 – 6.90	0.96 – 12.0	3.44 – 27.3	3.81 – 47.7	6.00 – 75.1	8.48 – 106	13.4 – 168	21.1 – 264	30.6 – 382
	1000	0.25 – 3.17	0.56 – 7.10	0.99 – 12.4	3.53 – 28.0	3.92 – 49.1	6.17 – 77.2	8.72 – 109	13.8 – 173	21.8 – 272	31.4 – 393
	1050	0.26 – 3.26	0.58 – 7.29	1.01 – 12.7	3.63 – 28.8	4.03 – 50.4	6.34 – 79.3	8.96 – 112	14.2 – 178	22.3 – 279	32.3 – 404
	1100	0.26 – 3.35	0.59 – 7.48	1.04 – 13.0	3.72 – 29.5	4.13 – 51.7	6.51 – 81.4	9.20 – 115	14.6 – 182	22.9 – 286	33.1 – 414
	1150	0.27 – 3.43	0.61 – 7.66	1.06 – 13.3	3.81 – 30.3	4.24 – 53.0	6.67 – 83.4	9.44 – 118	15.0 – 187	23.4 – 293	33.9 – 424
	1200	0.28 – 3.51	0.62 – 7.85	1.09 – 13.7	3.91 – 31.0	4.34 – 54.3	6.83 – 85.4	9.68 – 121	15.3 – 191	24.0 – 300	34.7 – 434

**Tabla 6.** Medidores de placa de orificio en rango de 800 a 1200 psig @ 90° F y  $\Delta P=250''$  WC.

		Tabla 6 Ratas de flujo en MMSCFD									
		Rango basado en $\beta_{min}:0.37, \beta_{max}: 0.67, \Delta P= 250''$ WC, T=90 °F, Tuberia SCH 80, Medidor ANSI 600#									
Tamaño (pulgadas)		2"	3"	4"	6"	8"	10"	12"	16"	20"	24"
Presión Operación psig	800	0.35 – 4.44	0.79 – 9.93	1.38 – 17.3	3.13 – 39.2	5.48 – 68.6	8.64 – 108	12.2 – 153	19.3 – 242	30.4 – 380	43.9 – 549
	850	0.36 – 4.58	0.82 – 10.3	1.42 – 17.8	3.24 – 40.5	5.66 – 70.8	8.88 – 111	12.6 – 158	20.0 – 250	31.4 – 392	45.4 – 567
	900	0.37 – 4.73	0.84 – 10.6	1.47 – 18.4	3.34 – 41.8	5.84 – 73.1	9.20 – 115	13.0 – 163	20.6 – 258	32.4 – 405	46.8 – 585
	950	0.38 – 4.87	0.87 – 10.9	1.51 – 18.9	3.44 – 43.0	6.02 – 75.3	9.44 – 118	13.4 – 167	21.2 – 265	33.4 – 417	48.2 – 602
	1000	0.40 – 5.01	0.89 – 11.2	1.56 – 19.5	3.53 – 44.2	6.20 – 77.5	9.76 – 122	13.8 – 172	21.8 – 273	34.3 – 429	49.9 – 620
	1050	0.41 – 5.14	0.92 – 11.5	1.60 – 20.0	3.63 – 45.4	6.36 – 79.6	10.0 – 125	14.2 – 177	22.4 – 280	35.2 – 440	50.9 – 636
	1100	0.42 – 5.28	0.94 – 11.8	1.64 – 20.6	3.72 – 46.6	6.53 – 81.7	10.2 – 128	14.6 – 182	23.0 – 288	36.2 – 452	52.2 – 653
	1150	0.43 – 5.41	0.96 – 12.1	1.68 – 21.1	3.81 – 47.7	6.69 – 83.7	10.5 – 131	14.9 – 186	23.6 – 295	37.0 – 463	53.5 – 669
	1200	0.44 – 5.54	0.99 – 12.4	1.72 – 21.6	3.91 – 48.9	6.85 – 85.7	10.8 – 135	15.3 – 191	24.2 – 302	37.9 – 474	54.8 – 685

**Tabla 7.** Medidores de placa de orificio en rango de 800 a 1200 psig @ 90° F y  $\Delta P=500''$  WC.

**Tabla 7 Ratas de flujo en MMSCFD**  
**Rango basado en  $\beta_{min}:0.37, \beta_{max}: 0.67, \Delta P= 500''$  WC, T=90 °F, Tuberia SCH 80, Medidor ANSI 600#**

Tamaño (pulgadas)	2"	3"	4"	6"	8"	10"	12"	16"	20"	24"	
Presión Operación psig	800	0.57 – 7.11	1.30 – 16.2	1.95 – 24.4	4.41 – 55.2	7.74 – 96.8	12.2 – 152	17.2 – 215	27.2 – 341	42.9 – 536	61.9 – 774
	850	0.59 – 7.35	1.34 – 16.7	2.01 – 25.2	4.56 – 57.0	8.01 – 100	12.6 – 157	17.7 – 222	28.2 – 352	44.2 – 553	64.0 – 800
	900	0.60 – 7.58	1.39 – 17.3	2.08 – 26.0	4.71 – 58.9	8.25 – 103	13.0 – 162	18.4 – 230	29.0 – 363	45.7 – 571	66.0 – 825
	950	0.62 – 7.80	1.42 – 17.8	2.13 – 26.7	4.84 – 60.6	8.49 – 106	13.4 – 167	18.9 – 236	29.9 – 374	47.0 – 588	68.0 – 850
	1000	0.64 – 8.03	1.46 – 18.3	2.20 – 27.5	5.00 – 62.4	8.74 – 109	13.8 – 172	19.4 – 243	30.8 – 385	48.4 – 605	69.9 – 874
	1050	0.66 – 8.24	1.50 – 18.8	2.25 – 28.2	5.12 – 64.0	8.98 – 112	14.2 – 177	19.9 – 249	31.7 – 396	49.7 – 621	71.8 – 897
	1100	0.68 – 8.46	1.46 – 18.3	2.32 – 29.0	5.25 – 65.7	9.21 – 115	14.5 – 181	20.5 – 256	32.5 – 406	51.0 – 637	73.7 – 921
	1150	0.69 – 8.67	1.58 – 19.8	2.37 – 29.7	4.42 – 67.8	9.44 – 118	14.9 – 186	21.0 – 262	33.3 – 416	52.2 – 653	75.4 – 943
	1200	0.71 – 8.88	1.61 – 20.2	2.43 – 30.4	5.60 – 70.0	9.66 – 121	15.2 – 190	21.5 – 269	34.1 – 426	53.5 – 669	77.3 – 966

❖ *Tablas para placas de orificio operando entre 400 y 700 psig*

**Tabla 8.** Medidores de placa de orificio en rango de 400 a 700 psig @ 90° F y  $\Delta P=100''$  WC

**Tabla 8 Ratas de flujo en MMSCFD**  
**Rango basado en  $\beta_{min}:0.37, \beta_{max}: 0.67, \Delta P= 100''$  WC, T=90 °F, Tuberia SCH 40, Medidor ANSI 300#**

Tamaño (pulgadas)	2"	3"	4"	6"	8"	10"	12"	16"	20"	24"	
Presión Operación psig	400	0.18 – 2.21	0.39 – 4.86	0.67 – 8.38	1.52 – 19.0	2.63 – 32.9	4.15 – 51.9	5.90 – 73.6	9.28 – 116	14.6 – 183	21.2 – 265
	450	0.19 – 2.35	0.41 – 5.17	0.71 – 8.90	1.62 – 20.2	2.80 – 35.0	4.41 – 55.1	6.26 – 78.2	9.92 – 124	15.6 – 195	22.5 – 281
	500	0.20 – 2.48	0.44 – 5.47	0.75 – 9.42	1.72 – 21.4	2.96 – 37.0	4.66 – 58.3	6.62 – 82.8	10.5 – 131	16.5 – 206	23.8 – 297
	550	0.21 – 2.61	0.46 – 5.75	0.79 – 9.92	1.80 – 22.5	3.11 – 38.9	4.90 – 61.3	6.96 – 87.0	11.0 – 138	17.3 – 216	25.0 – 313
	600	0.22 – 2.73	0.48 – 6.02	0.83 – 10.4	1.88 – 23.5	3.26 – 40.8	5.14 – 64.2	7.30 – 91.2	11.5 – 144	18.1 – 226	26.6 – 328
	650	0.23 – 2.85	0.50 – 6.28	0.87 – 10.9	1.97 – 24.6	3.41 – 42.6	5.36 – 67.0	7.61 – 95.1	12.0 – 150	18.9 – 236	27.4 – 342
	700	0.24 – 2.97	0.52 – 6.54	0.90 – 11.3	2.05 – 25.6	3.54 – 44.3	5.58 – 69.8	7.92 – 99.0	12.5 – 156	19.7 – 246	28.5 – 356

**Tabla 9.** Medidores de placa de orificio en rango de 400 a 700 psig @ 90° F y  $\Delta P=250''$  WC

		Tabla 9 Ratas de flujo en MMSCFD									
		Rango basado en $\beta_{min}:0.37, \beta_{max}: 0.67, \Delta P= 250''$ WC, T=90 °F, Tuberia SCH 40, Medidor ANSI 300#									
Tamaño (pulgadas)		2"	3"	4"	6"	8"	10"	12"	16"	20"	24"
Presión Operación psig	400	0.28 – 3.48	0.61 – 7.66	1.06 – 13.2	2.39 – 29.9	4.15 – 51.9	6.54 – 81.7	9.28 – 116	14.6 – 183	23.0 – 288	33.4 – 417
	450	0.30 – 3.70	0.65 – 8.14	1.12 – 14.0	2.54 – 31.8	4.41 – 55.1	6.94 – 86.8	9.84 – 123	15.6 – 195	24.5 – 306	35.4 – 443
	500	0.31 – 3.91	0.69 – 8.61	1.18 – 14.8	2.70 – 33.7	4.66 – 58.3	7.35 – 91.9	10.4 – 130	16.5 – 206	25.9 – 324	37.4 – 468
	550	0.33 – 4.11	0.72 – 9.05	1.25 – 15.6	2.83 – 35.4	4.90 – 61.3	7.72 – 96.5	11.0 – 137	17.4 – 217	27.3 – 341	39.4 – 492
	600	0.35 – 4.31	0.76 – 9.49	1.30 – 16.3	2.97 – 37.1	5.14 – 64.2	8.08 – 101	11.5 – 144	18.2 – 227	28.6 – 357	41.3 – 516
	650	0.36 – 4.50	0.79 – 9.90	1.36 – 17.0	3.10 – 38.7	5.36 – 67.0	8.48 – 106	12.0 – 150	19.0 – 237	29.8 – 372	43.0 – 538
	700	0.37 – 4.68	0.82 – 10.3	1.42 – 17.7	3.22 – 40.3	5.58 – 69.7	8.80 – 110	12.5 – 156	19.7 – 246	31.0 – 387	44.8 – 560

**Tabla 10.** Medidores de placa de orificio en rango de 400 a 700 psig @ 90° F y  $\Delta P=500''$  WC

		Tabla 10 Ratas de flujo en MMSCFD									
		Rango basado en $\beta_{min}:0.37, \beta_{max}: 0.67, \Delta P= 500''$ WC, T=90 °F, Tuberia SCH 40, Medidor ANSI 300#									
Tamaño (pulgadas)		2"	3"	4"	6"	8"	10"	12"	16"	20"	24"
Presión Operación psig	400	0.39 – 4.89	0.86 – 10.8	1.48 – 18.5	3.37 – 42.1	5.83 – 72.9	9.20 – 115	13.0 – 163	20.6 – 257	32.4 – 405	46.9 – 586
	450	0.42 – 5.20	0.92 – 11.5	1.58 – 19.7	3.58 – 44.7	6.19 – 77.4	9.80 – 122	13.8 – 173	21.8 – 273	34.4 – 430	49.8 – 622
	500	0.44 – 5.50	0.97 – 12.1	1.67 – 20.9	3.78 – 47.3	6.55 – 81.9	10.3 – 129	14.6 – 183	23.1 – 289	36.4 – 455	52.6 – 658
	550	0.46 – 5.78	1.02 – 12.7	1.76 – 22.0	3.98 – 49.7	6.88 – 86.1	10.9 – 136	15.4 – 193	24.3 – 304	38.2 – 478	55.4 – 692
	600	0.48 – 6.05	1.06 – 13.3	1.84 – 23.0	4.17 – 52.1	7.22 – 90.2	11.4 – 142	16.2 – 202	25.5 – 319	40.1 – 501	58.0 – 725
	650	0.50 – 6.31	1.11 – 13.9	1.92 – 24.0	4.35 – 54.4	7.53 – 94.1	11.8 – 148	16.9 – 211	26.6 – 333	41.8 – 523	60.6 – 757
	700	0.53 – 6.57	1.16 – 14.5	1.99 – 24.9	4.53 – 56.6	7.84 – 98.0	12.3 – 154	17.5 – 219	27.7 – 346	43.6 – 545	63.0 – 788

Se seleccionaron tubería y accesorios ANSI 300# y SCH40, los cuales determinan el diámetro interno de la tubería; a partir de allí, se escogen los betas para la placa de orificio. La temperatura seleccionada fue de 90° F y las presiones diferenciales de 100", 250" y 500" que delimitan un rango muy completo de medición en tuberías desde 2 hasta 24".

**3.1.2. Tablas para medidores tipo turbina.** Las tablas para los medidores tipo turbina están concebidas de acuerdo con el tamaño de la misma, no necesariamente de la tubería. Las capacidades de flujo que pueden manejar no difieren mucho de un fabricante a otro, pues cuando el flujo aumenta también lo hace la velocidad de giro del rotor que lo convierte en la limitante final. Por esta razón solo hay una tabla por rango. Las tablas 11 y 12 presentan los rangos de flujo de acuerdo con las presiones y tamaño de la turbina.

❖ *Tablas para turbinas operando entre 800 y 1200 psig*

Para este rango de presiones, se seleccionaron tubería y accesorios ANSI 600# y SCH80. También se seleccionaron temperatura de 90° F y medidores desde 1" hasta 12" que son los más comerciales.

**Tabla 11.** Medidores tipo turbina en rango de 800 a 1200 psig @ 90° F

		Tabla 11 Ratas de flujo en MMSCFD						
		Rango basado en Qmin y Qmax, S.G.=0.71 T=90 °F, Tuberia SCH 80, Medidor ANSI 600#						
Tamaño (pulgadas)		1"	2"	3"	4"	6"	8"	12"
Presión Operación psig	800	0.03 – 1.69	0.13 – 6.77	0.28 – 16.0	0.18 – 20.3	0.35 – 40.5	0.45 – 67.5	1.13 – 169
	850	0.03 – 1.80	0.13 – 7.19	0.29 – 17.0	0.19 – 21.5	0.36 – 43.0	0.47 – 71.7	1.17 – 174
	900	0.04 – 1.90	0.14 – 7.60	0.29 – 17.9	0.19 – 22.7	0.37 – 45.5	0.48 – 75.8	1.20 – 189
	950	0.04 – 2.00	0.14 – 8.02	0.30 – 18.9	0.20 – 24.0	0.38 – 48.0	0.50 – 80.0	1.24 – 200
	1000	0.04 – 2.11	0.14 – 8.43	0.31 – 19.9	0.20 – 25.2	0.39 – 50.4	0.51 – 84.1	1.27 – 210
	1050	0.04 – 2.21	0.14 – 8.85	0.31 – 20.9	0.21 – 26.5	0.40 – 52.9	0.52 – 88.2	1.30 – 221
	1100	0.04 – 2.31	0.14 – 9.26	0.31 – 21.9	0.21 – 27.7	0.41 – 55.4	0.53 – 92.4	1.33 – 232
	1150	0.04 – 2.42	0.14 – 9.68	0.33 – 22.9	0.22 – 29.0	0.42 – 57.9	0.54 – 96.7	1.36 – 242
1200	0.04 – 2.52	0.14 – 10.1	0.34 – 23.8	0.22 – 30.2	0.42 – 60.4	0.55 – 101	1.39 – 252	

❖ *Tablas para turbinas operando entre 400 y 700 psig*

En este rango de presiones, se seleccionaron tubería y accesorios ANSI 300# y SCH40. La temperatura seleccionada fue de 90° F y tamaños de medidores desde 1" hasta 12".

**Tabla 12.** Medidores tipo turbina en rango de 400 a 700 psig @ 90° F

		Tabla 12 Ratas de flujo en MMSCFD						
		Rango basado en Qmin y Qmax, S.G.=0.71, T=90 °F, Tuberia SCH 40, Medidor ANSI 300#						
Tamaño (pulgadas)		1"	2"	3"	4"	6"	8"	12"
Presión Operación psig	400	0.02 – 0.86	0.10 – 3.44	0.20 – 8.13	0.13 – 10.3	0.25 – 20.6	0.32 – 34.4	0.81 – 85.9
	450	0.03 – 0.96	0.11 – 3.86	0.21 – 9.11	0.14 – 11.6	0.27 – 23.6	0.34 – 38.5	0.86 – 96.5
	500	0.03 – 1.07	0.11 – 4.27	0.22 – 10.1	0.14 – 12.8	0.28 – 25.6	0.36 – 42.6	0.90 – 107
	550	0.03 – 1.17	0.12 – 4.69	0.23 – 11.1	0.15 – 14.1	0.29 – 28.1	0.38 – 46.8	0.95 – 117
	600	0.03 – 1.28	0.12 – 5.10	0.24 – 12.1	0.16 – 15.3	0.30 – 30.6	0.39 – 50.9	0.99 – 127
	650	0.03 – 1.38	0.13 – 5.52	0.25 – 13.1	0.17 – 16.6	0.31 – 33.1	0.41 – 55.1	1.03 – 138
	700	0.03 – 1.48	0.13 – 5.93	0.26 – 14.0	0.17 – 17.8	0.32 – 35.5	0.43 – 59.2	1.06 – 148

3.1.3. **Tablas para medidores tipo Coriolis o máxicos.** Las tablas para los medidores por el principio de Coriolis se desarrollan con base en unos promedios que pueden manejar los medidores de los fabricantes más reconocidos al momento de elaborar este trabajo. La tecnología Coriolis, por la característica en la que el diámetro de las bridas tiene muy poca relación con la capacidad del medidor en sí mismo, tiene como diferenciador el tamaño de los tubos internos usados por cada fabricante; aquellos junto con la geometría causan una caída de presión que es más grande en la medida en que el diámetro interno de los tubos es más pequeño. Se ha definido como rango máximo una caída de presión correspondiente al flujo nominal, el cual se define cuando la caída de presión es aproximadamente 14.7 psi o 1 BAR. La tabla 13 presenta los rangos de flujo para medidores desde ½" hasta 12" y presiones desde 400 hasta 1200 psig.

❖ *Tablas para medidores máxicos operando entre 400 y 1200 psig*

Se definió como tamaño del sensor el entregado por los fabricantes correspondiente a un tamaño de bridas específico y no a las que se les podrían colocar. También se seleccionaron temperatura de 90° F y medidores desde ½" hasta 12" que son los más comerciales, gas con S.G.= 0.71, cabe aclarar que hay

casos intermedios como medidores de ¼"; ¾" y 1 ½" y algunos otros que se deben verificar con cada fabricante.

Como nota importante se debe tener en cuenta que los medidores del rango 800 a 1200 psig son los mismos que de 400 a 700 psig y lo único que difiere es el ANSI de las bridas uno 600# y otro 300# por esto se ha desarrollado una sola tabla, es importante entender que los límites los establece en gran medida la Gravedad Específica del Gas, puesto que finalmente esto se traduce en flujo másico.

**Tabla 13.** Medidores tipo Coriolis en rango de 400 a 1200 psig @ 90° F

		Tabla 13 Ratas de flujo en MMSCFD Rango basado en Gas Natural con S.G.= 0.71, T=90 °F								
Tamaño (pulgadas)		1/2"	1"	2"	3"	4"	6"	8"	10"	12"
Presión Operación psig	400	0.05 – 0.59	0.29 – 2.34	0.80 – 8.63	2.48 – 28.6	5.39 – 49.1	13.9 – 72.5	26.6 – 134	49.1 – 238	70.9 – 364
	500	0.05 – 0.68	0.29 – 2.60	0.80 – 9.65	2.48 – 32.0	5.39 – 55.0	13.9 – 81.1	26.6 – 150	49.1 – 267	70.9 – 407
	600	0.05 – 0.75	0.29 – 2.88	0.80 – 10.6	2.48 – 35.2	5.39 – 61.1	13.9 – 89.7	26.6 – 163	49.1 – 294	70.9 – 448
	700	0.05 – 0.82	0.29 – 3.11	0.80 – 11.5	2.48 – 38.2	5.39 – 66.1	13.9 – 96.5	26.6 – 178	49.1 – 317	70.9 – 486
	800	0.05 – 0.88	0.29 – 3.34	0.80 – 12.3	2.48 – 41.1	5.39 – 71.1	13.9 – 103	26.6 – 192	49.1 – 340	70.9 – 520
	900	0.05 – 0.94	0.29 – 3.56	0.80 – 13.1	2.48 – 43.9	5.39 – 75.2	13.9 – 111	26.6 – 204	49.1 – 362	70.9 – 553
	1000	0.05 – 1.00	0.29 – 3.77	0.80 – 13.9	2.48 – 46.5	5.39 – 80.1	13.9 – 118	26.6 – 218	49.1 – 386	70.9 – 588
	1100	0.05 – 1.05	0.29 – 3.95	0.80 – 14.7	2.48 – 48.9	5.39 – 84.6	13.9 – 123	26.6 – 229	49.1 – 407	70.9 – 623
	1200	0.05 – 1.09	0.29 – 4.15	0.80 – 15.4	2.48 – 51.4	5.39 – 89.0	13.9 – 130	26.6 – 341	49.1 – 422	70.9 – 647

**3.1.4. Tablas para medidores tipo Ultrasónico.** Los medidores ultrasónicos miden la velocidad del fluido y, dependiendo de esta, y el diámetro interno del medidor infieren el flujo; por tanto, su capacidad está en relación con la capacidad de cada fabricante para medir la velocidad del fluido, por ejemplo, hay unos que miden entre 1 y 100 fps<sup>20</sup>, otros de 2 a 120 fps, pero lo más usual es operar en velocidades entre 3 y 85 fps -la parte más lineal de los medidores-; aun así, los fabricantes permiten bajar hasta 1fps y subir hasta 100 o 120 fps.

Las tablas 16 a 19 que se presentan a continuación se elaboraron trabajando con medidores de paso completo o *full bore*, donde el diámetro interno del medidor es el mismo diámetro de la tubería y se trabajan con 10, 15 o 20 D (diámetros) aguas arriba y 5D aguas abajo del medidor, distancias que corresponden a los tubos de medición anteriormente mencionados. Para transferencia de custodia, se han consideraron velocidades entre 3 y 85 pies por segundo que evitan ruidos excesivos en los accesorios de las tuberías, problemas con los termopozos y con las válvulas reguladoras que se encuentren aguas abajo del medidor.

<sup>20</sup> fps: feet per second; pies por segundo

❖ *Tablas para medidores ultrasónicos operando entre 800 y 1200 psig*

Para el rango de presiones entre 800 y 1200 psig se seleccionaron tuberías y accesorios en ANSI 600# y SCH 80 y se seleccionaron 3 rangos de temperatura 80°, 100° y 120° F

**Tabla 14.** Medidores Ultrasónicos con rango entre 800 y 1200 psig @ 80° F

		Tabla 14 Ratas de flujo en MMSCFD							
		Rango basado en Vmin: 3 pps, Vmax: 85 pps, T=80 °F, Tuberia SCH 80, Medidor ANSI 600#							
Tamaño (pulgadas)		4"	6"	8"	10"	12"	16"	20"	24"
Presión Operación psig	800	1.22 – 34.6	2.8 – 78	4.8 – 137	7.6 – 216	10.8 – 305	17.0 – 484	27 – 760	39 – 1099
	850	1.30 – 36.9	3.0 – 83	5.1 – 146	8.1 – 231	10.9 – 326	18.2 – 517	29 – 812	41 – 1173
	900	1.38 – 39.3	3.1 – 89	5.5 – 156	8.7 – 246	12.3 – 347	19.4 – 550	31 – 864	44 – 1248
	950	1.39 – 39.5	3.3 – 95	5.8 – 165	9.2 – 261	13.0 – 368	20.7 – 584	32 – 917	46 – 1325
	1000	1.55 – 44.1	3.5 – 100	6.2 – 175	9.7 – 275	13.7 – 390	21.9 – 618	34 – 970	49 – 1402
	1050	1.64 – 46.6	3.7 – 105	6.5 – 185	10.2 – 290	14.5 – 411	23.1 – 652	36 – 1022	52 – 1479
	1100	1.73 – 49	3.9 – 111	6.9 – 195	10.8 – 306	15.3 – 433	24.2 – 686	38 – 1078	55 – 1556
	1150	1.82 – 51.5	4.1 – 117	7.3 – 205	11.4 – 322	16.1 – 455	25.4 – 721	40 – 1133	58 – 1636
	1200	1.91 – 54.0	4.3 – 123	7.6 – 215	11.9 – 338	16.9 – 478	26.7 – 756	42 – 1188	61 – 1716

**Tabla 15.** Medidores Ultrasónicos con rango entre 800 y 1200 psig @ 100° F

		Tabla 15 Ratas de flujo en MMSCFD							
		Rango basado en Vmin: 3 pps, Vmax: 85 pps, T=100 °F, Tuberia SCH 80, ANSI 600#							
Tamaño (pulgadas)		4"	6"	8"	10"	12"	16"	20"	24"
Presión Operación psig	800	1.16 – 32.9	2.6 – 75	4.6 – 130	7.2 – 205	10.2 – 290	16.2 – 460	25 – 722	37 – 1044
	850	1.24 – 35.0	2.7 – 80	4.9 – 139	7.7 – 219	10.9 – 309	17.3 – 490	27 – 770	39 – 1113
	900	1.32 – 37.3	2.9 – 85	5.2 – 148	8.2 – 233	11.6 – 329	18.4 – 521	29 – 819	42 – 1184
	950	1.39 – 39.5	3.1 – 90	5.5 – 157	8.7 – 247	12.3 – 349	19 – 553	30 – 868	44 – 1254
	1000	1.47 – 41.8	3.3 – 95	5.8 – 166	9.2 – 261	13.0 – 369	21 – 584	32 – 918	47 – 1326
	1050	1.55 – 44.0	3.5 – 100	6.2 – 175	9.7 – 275	13.7 – 389	22 – 616	34 – 968	49 – 1398
	1100	1.63 – 46.3	3.7 – 105	6.5 – 184	10.2 – 289	14.4 – 409	23 – 648	36 – 1017	52 – 1471
	1150	1.71 – 48.6	3.9 – 110	6.8 – 193	10.4 – 303	15 – 429	24 – 680	38 – 1068	54 – 1543
	1200	1.79 – 50.9	4.1 – 115	7.1 – 202	11 – 318	16 – 450	25 – 712	39 – 1119	57 – 1617

**Tabla 16.** Medidores Ultrasónicos con rango entre 800 y 1200 psig @ 120° F

		Tabla 16 Ratas de flujo en MMSCFD							
		Rango basado en Vmin: 3 pps, Vmax: 85 pps, T=120 °F, Tuberia SCH 80, ANSI 600#							
Tamaño (pulgadas)		4"	6"	8"	10"	12"	16"	20"	24"
Presión Operación psig	800	1.10 – 31.3	2.5 – 71	4.4 – 124	6.9 – 196	9.8 – 277	14.5 – 438	24 – 689	35 – 995
	850	1.18 – 33.5	2.7 – 76	4.7 – 133	7.4 – 209	10.4 – 295	16.5 – 467	26 – 734	37 – 1060
	900	1.25 – 35.5	2.8 – 80	5.0 – 141	7.8 – 222	11.0 – 313	17.5 – 496	28 – 780	40 – 1126
	950	1.32 – 37.5	3.0 – 85	5.3 – 149	8.3 – 235	11.7 – 332	18.5 – 525	29 – 826	42 – 1193
	1000	1.40 – 39.7	3.2 – 90	5.6 – 158	8.7 – 248	12.4 – 351	19.6 – 555	31 – 872	44 – 1260
	1050	1.47 – 41.8	3.3 – 95	5.9 – 166	9.2 – 261	13.0 – 369	20.7 – 585	32 – 918	47 – 1327
	1100	1.55 – 43.9	3.5 – 100	6.2 – 174	9.7 – 274	13.7 – 388	21.7 – 615	34 – 965	49 – 1395
	1150	1.62 – 45.0	3.7 – 104	6.5 – 183	10.1 – 287	14.3 – 407	22.7 – 645	36 – 1013	51 – 1463
	1200	1.70 – 48.2	3.9 – 109	6.8 – 192	10.6 – 301	15 – 426	23.8 – 675	37 – 1060	54 – 1532

❖ *Tablas para medidores ultrasónicos operando entre 400 y 700 psig*

Para la presión se manejó el rango entre 400 y 700 psig se seleccionaron tubería y accesorios ANSI 300# y SCH 40 y temperaturas de 80°, 100° y 120° F

**Tabla 17.** Medidores Ultrasónicos con rango entre 400 y 700 psig @ 80° F

		Tabla 17 Ratas de flujo en MMSCFD							
		Rango basado en Vmin: 3 pps, Vmax: 85 pps, T=80 °F, Tuberia SCH 40, ANSI 300#							
Tamaño (pulgadas)		4"	6"	8"	10"	12"	16"	20"	24"
Presión Operación psig	400	0.65 – 18.5	1.5 – 42	2.6 – 73	4.0 – 115	5.7 – 163	9.1 – 257	14.3 – 405	21 – 585
	450	0.73 – 20.9	1.7 – 47	2.9 – 83	4.5 – 129	6.4 – 184	10.3 – 290	16.1 – 456	23 – 660
	500	0.82 – 23.3	1.9 – 53	3.2 – 92	5.1 – 144	7.2 – 205	11.4 – 323	17.9 – 508	26 – 736
	550	0.90 – 25.8	2.1 – 58	3.5 – 101	5.6 – 160	8.0 – 226	12.6 – 357	19.8 – 562	28 – 813
	600	0.99 – 28.2	2.3 – 64	3.9 – 111	6.2 – 175	8.8 – 248	13.8 – 391	21.7 – 615	31 – 890
	650	1.08 – 30.7	2.5 – 70	4.3 – 120	6.7 – 190	9.5 – 270	15.1 – 426	23.6 – 670	34 – 969
	700	1.17 – 33.2	2.7 – 75	4.7 – 130	7.2 – 206	10.3 – 292	16.3 – 461	25.6 – 725	37 – 1048

**Tabla 18.** Medidores Ultrasónicos en rango de 400 a 700 psig @ 100° F

		<b>Tabla 18      Ratas de flujo en MMSCFD</b> <b>Rango basado en Vmin: 3 pps, Vmax: 85 pps, T=100 °F, Tubería SCH 40, ANSI 300#</b>							
Tamaño (pulgadas)		4"	6"	8"	10"	12"	16"	20"	24"
Presión Operación psig	400	0.63 - 17.7	1.4 - 40	2.5 - 70	3.9 - 110	5.5 - 156	8.7 - 246	13-7 - 387	20 - 560
	450	0.71 - 20.0	1.6 - 45	2.8 - 78	4.4 - 124	6.2 - 176	9.8 - 277	15.5 - 437	22.4 - 631
	500	0.79 - 22.3	1.8 - 51	3.1 - 87	4.9 - 138	6.9 - 196	10.9 - 309	17.2 - 486	24.8 - 703
	550	0.87 - 24.6	1.9 - 56	3.4 - 97	5.4 - 152	7.6 - 216	12.0 - 341	18.9 - 536	27.4 - 776
	600	0.95 - 26.9	2.1 - 61	3.7 - 106	5.9 - 166	8.3 - 236	13.2 - 373	20.7 - 587	30 - 849
	650	1.03 - 29.2	2.3 - 66	4.1 - 115	6.4 - 181	9.5 - 252	14.3 - 405	22.4 - 635	32 - 923
	700	1.11 - 31.6	2.5 - 72	4.4 - 124	6.9 - 196	9.8 - 278	15.5 - 438	24.1 - 684	35 - 997

**Tabla 19.** Medidores Ultrasónicos con rango de 400 a 700 psig @ 120°F

		<b>Tabla 19      Ratas de flujo en MMSCFD</b> <b>Rango basado en Vmin: 3 pps, Vmax: 85 pps, T=120 °F, Tubería SCH 40, ANSI 300#</b>							
Tamaño (pulgadas)		4"	6"	8"	10"	12"	16"	20"	24"
Presión Operación psig	400	0.60 - 17.0	1.36 - 39	2.4 - 67	3.7 - 105	5.3 - 150	8.3 - 236	13-1 - 372	19 - 538
	450	0.67 - 19.1	1.53 - 44	2.7 - 75	4.1 - 118	5.9 - 169	9.3 - 266	14.7 - 419	21.4 - 606
	500	0.75 - 21.3	1.71 - 48	3.0 - 84	4.6 - 132	6.6 - 188	10.4 - 296	16.4 - 466	23.8 - 674
	550	0.83 - 23.5	1.9 - 53	3.3 - 92	5.1 - 145	7.3 - 207	12.0 - 341	18.1 - 512	26.2 - 743
	600	0.91 - 25.7	2.1 - 58	3.6 - 101	5.6 - 159	8.0 - 226	12.6 - 357	19.8 - 561	28.6 - 812
	650	0.98 - 27.9	2.2 - 63	3.9 - 110	6.1 - 173	8.7 - 245	13.7 - 388	21.5 - 610	31.3 - 882
	700	1.06 - 30.2	2.4 - 68	4.2 - 119	6.6 - 187	9.4 - 265	14.8 - 419	23.2 - 659	34 - 952

### 3.2 TABLAS DE PRECIOS DE MEDIDORES SEGÚN TECNOLOGÍA

Los precios de los medidores varían notablemente dependiendo del tipo de tecnología y del tamaño de los mismos. A continuación, se presentan las tablas 20 a 24 con los costos de acuerdo con el tipo de elemento primario y acorde con los tamaños presentados en las tablas anteriores.

#### 3.2.1. Precios de medidores de placas de orificio

**Tabla 20.** Precios para medidores con placa de orificio<sup>21</sup>

TABLA 20. PRECIOS DE MEDIDORES POR PRESION DIFERENCIAL (US\$)										
Tamaño en pulgadas	2"	3"	4"	6"	8"	10"	12"	16"	20"	24"
Placas de Orificio	\$180	\$310	\$460	\$720	\$1,100	\$1,750	\$2,200	\$3,300	\$4,800	\$7,300
TIPO BRIDAS SIMPLES ANSI 600#	\$1,600	\$2,100	\$2,700	\$4,600	\$8,300					
TIPO CAMARA SENCILLA ANSI 300#						\$16,500	\$21,600	\$60,600	\$131,500	\$146,100
TIPO CAMARA SENCILLA ANSI 600#						\$17,600	\$23,900	\$65,500	\$138,500	\$152,900
TIPO CAMARA DOBLE ANSI 300#	\$11,200	\$12,300	\$13,600	\$17,200	\$27,100	\$35,700	\$43,300	\$86,300	\$158,200	\$173,600
TIPO CAMARA DOBLE ANSI 600#	\$11,200	\$12,300	\$13,600	\$17,200	\$27,100	\$37,300	\$45,600	\$89,400	\$164,300	\$175,400

Para los medidores de placas de orificio se han escogido los modelos, solo bridados con una y dos cámaras, con ANSI 300 y SCH 40 para bajas presiones y ANSI 600 y SCH 80 para altas presiones

#### 3.2.2. Precios de medidores tipo Turbina de Gas

**Tabla 21.** Precios para medidores tipo Turbina de Gas.

TABLA 21. PRECIOS DE MEDIDORES TURBINA (US\$)							
Tamaño en pulgadas	1"	2"	3"	4"	6"	8"	12"
Medidores ANSI 300#	\$5,800	\$8,300	\$10,400	\$15,700	\$18,500	\$30,100	\$56,000
Medidores ANSI 600#	\$6,300	\$9,000	\$11,700	\$18,700	\$20,300	\$32,100	\$58,900

<sup>21</sup> Es importante notar y como se mencionó al comienzo, los portaplacas de una sola cámara van a partir de 10" en adelante

### 3.2.3. Precios de medidores tipo coriolis

**Tabla 22.** Precios para medidores tipo Coriolis

TABLA 22. PRECIOS DE MEDIDORES TIPO CORIOLIS(US\$)									
Tamaño en pulgadas	1/2"	1"	2"	3"	4"	6"	8"	10"	12"
Medidores ANSI 300#	\$16,000	\$16,650	\$18,700	\$23,500	\$35,200	\$45,000	\$71,000	\$89,100	\$125,000
Medidores ANSI 600#	\$16,200	\$16,900	\$18,900	\$23,750	\$35,900	\$46,000	\$72,100	\$91,600	\$128,900

**3.2.4. Precios de medidores ultrasónicos para GAS – GUSM.** La Tabla 24 de los medidores ultrasónicos para gas es para tener en cuenta los avances tecnológicos y algunas compañías que quisieran tener no solo el medidor de transferencia de custodia (4 cuerdas), sino también alguna función adicional como verificación de la medida, chequeo de líquidos en el sensor, redundancia completa o mayor sensibilidad cuando se miden productos como Gas Natural Líquido (LNG)

**Tabla 23.** Precios para medidores tipo Ultrasónico 4+0 GUSM

TABLA 23. PRECIOS DE MEDIDORES ULTRASONICOS PARA GAS 4+0 (US\$)								
Tamaño en pulgadas	4"	6"	8"	10"	12"	16"	20"	24"
Medidores 4+0 ANSI 300#	\$35,300	\$38,000	\$43,500	\$46,900	\$52,000	\$61,100	\$71,400	\$80,750
Medidores 4+0 ANSI 600#	\$35,800	\$38,800	\$44,000	\$473,250	\$52,400	\$61,500	\$71,400	\$81,000
Calibración certificada	\$6,900	\$7,250	\$7,500	\$10,000	\$12,000	\$15,400	\$19,500	\$26,500

**Tabla 24.** Precios para medidores tipo Ultrasónico 4+N GUSM

**TABLA 24. PRECIOS DE MEDIDORES ULTRASONICOS PARA GAS 4+N (US\$)**

Tamaño en pulgadas	8"	10"	12"	16"	20"	24"
Medidores 4+1 ANSI 300#	\$53,400	\$57,500	\$63,700	\$74,900	\$87,500	\$99,000
Medidores 4+1 ANSI 600#	\$54,000	\$58,000	\$64,300	\$75,300	\$87,900	\$99,300
Medidores 4+2 ANSI 300#	\$59,000	\$64,400	\$71,400	\$83,900	\$98,000	\$110,900
Medidores 4+2 ANSI 600#	\$60,500	\$65,000	\$72,000	\$84,400	\$98,500	\$111,400
Medidores 4+4 ANSI 300#	\$72,700	\$78,200	\$86,700	\$101,900	\$119,000	\$134,600
Medidores 4+4 ANSI 600#	\$73,400	\$78,900	\$87,400	\$102,500	\$119,500	\$135,000

**3.2.5. Precios de accesorios comunes en la medición.** En la Tabla 25 están considerados los equipos comunes a cada brazo de medición necesarios para hacer las compensaciones por presión y temperatura y poder llevar junto con la cromatografía y el computador de flujo, la medición a condiciones estándar. También se contemplan otros elementos necesarios para que el sistema de medición sea funcional, tal como las válvulas de corte a la entrada y salida del brazo de medición, las válvulas de control de flujo en caso de requerirse cuando se tienen múltiples brazos, acondicionadores de flujo y tubos de medición para los equipos que requieren un perfil de flujo completamente desarrollado.

**Tabla 25.** Tabla de precios para los equipos comunes en la medición

**TABLA 25. PRECIOS DE ACCESORIOS COMUNES POR BRAZO DE MEDICIÓN (US\$)**

Tamaño en pulgadas	2"	3"	4"	6"	8"	10"	12"	16"	20"	24"
Transmisor de presión con manifold de 3 vías	\$4,200	\$4,200	\$4,200	\$4,200	\$4,200	\$4,200	\$4,200	\$4,200	\$4,200	\$4,200
Transmisor de Temperatura con RTD clase A y Termopozo	\$3,400	\$3,450	\$3,520	\$3,600	\$3,700	\$3,820	\$3,940	\$4,080	\$4,300	\$4,550
Valvula de corte 300# para entrada, salida y "Z"	\$2,000	\$2,800	\$3,500	\$6,400	\$7,100	\$8,900	\$12,700	\$17,300	\$21,000	\$23,800
Valvula de corte 600# para entrada, salida y "Z"	\$4,000	\$5,100	\$6,200	\$8,800	\$10,300	\$12,400	\$14,500	\$18,100	\$23,500	\$29,700
Valvula de control de flujo	\$12,400	\$15,700	\$19,100	\$20,300	\$23,600	\$27,200	\$30,700			
Computador de flujo para 1 a 4 brazos y Gabinete cableado para Cuarto Control	\$95,000	\$95,000	\$95,000	\$95,000	\$95,000	\$95,000	\$95,000	\$95,000	\$95,000	\$95,000
Acondicionador de flujo tipo Profiler RTJ en SST	\$1,200	\$1,300	\$1,450	\$2,100	\$3,400	\$5,900	\$9,800	\$12,200	\$22,600	\$30,100
Acondicionador de flujo tipo Vane en Carbon Steel	\$400	\$520	\$780	\$970	\$1,300	\$1,740	\$2,330	\$4,560	\$7,750	\$11,100
Tubos de medición (3 secciones) ANSI 600#	\$5,800	\$7,600	\$9,100	\$10,900	\$13,400	\$16,900	\$20,700	\$25,100	\$30,200	\$35,800

**3.2.6. Precios de los analizadores de calidad.** Los analizadores que determinan la calidad del gas son muy importantes, pues cumplen varias funciones importantes. En primera instancia, cuantifican la cantidad de energía que contiene el gas que se está midiendo, que es finalmente el parámetro que se va a usar para realizar la facturación; en segundo lugar, sirven para precisar que ciertos componentes no deseados en el gas, no sobrepasen las cantidades máximas permitidas para su transporte en el Sistema Nacional de Transporte de gasoductos y finalmente que el gas en general cumpla con las condiciones RUT requeridas. Todo lo anterior permite prevenir daños en los equipos de medición, en otros equipos con los cuales cuentan los gasoductos como válvulas y compresores en las estaciones de re-compresión y en general las tuberías de los gasoductos. **La Tabla 26** muestra los precios de los equipos más representativos.

**Tabla 26.** Tabla de precios para analizadores de Calidad del Gas

<b>TABLA 26. PRECIO DE ANALIZADORES (US\$)</b>	
<b>EQUIPO</b>	<b>PRECIO</b>
Cromatografo C6+; (C02, C1, C2, C3, N-C4, I-C4, N- C5, I-C5, C6+, N2, 02) con capacidad para Poder calorifico, Gravedad Especifica.	<b>\$32,500</b>
Cromatografo C9+, lo mismo del C6+ y adicionalmente: N-Heptane (C7H16), Octane (C8H18), C9+, HC Dew Point, H2S.	<b>\$58,200</b>
Medidor de Gravedad Especifica	<b>\$18,000</b>
Analizador de Humedad ( <i>Moisture</i> )	<b>\$59,500</b>
Analizador de Dew Point para Hidrocarburos (HC-DW)	<b>\$86,000</b>
Analizador de H2S y Azufre Total (H2S/TS)	<b>\$54,000</b>
Analizador de Oxigeno (O2)	<b>\$31,000</b>
Sistema de muestreo	<b>\$12,500</b>
Sistema de acondicionamiento de muestras (incluye filtros)	<b>\$7,500</b>
Gases de calibración y arrastre - <i>carrier</i> - (por tipo de analizador)	<b>\$3,500</b>
Patin para campo y tablero (shelter) de alojamiento de los analizadores	<b>\$150,000</b>

**NOTA:** No se dan marcas de los equipos para evitar un sesgo en la información

#### 4. DIAGRAMAS TIPO DE UNIDADES DE MEDICIÓN PARA GAS NATURAL

En este capítulo aparecen las configuraciones típicas que tiene una unidad de medición de gas y los principales elementos que la constituyen. A continuación, se presenta un método para hacer el análisis para la selección de la tecnología de medición, la selección del tamaño del medidor o medidores respectivos según las tablas de rangos de flujos del capítulo 3 y el arreglo de montaje según los diagramas aquí presentados. Posteriormente, se presenta una matriz en la cual se trabaja con la selección del paso anterior en conjunto con las tablas de precios que están en el capítulo 3.

Es general que hoy en día una unidad de medición le permita al operador ver una gran cantidad de información de la operación. En los inicios de la década del noventa, las comunicaciones de alta velocidad, las redes de computadores, los avances en la instrumentación y las interfaces con los usuarios se empezaron a combinar para llevar cantidades increíbles de información útil como:

- Ratas de flujo netas:
- Ratas de energía
- Presión
- Composición del gas
- Información del estado del medidor (diagnósticos avanzados)

La anterior Información, inicialmente solo usada con el propósito de la medición de gas, se está teniendo en cuenta para facturar a los receptores de estos productos y, también, para encontrar otros factores de operación como:

- Seguridad
- Integridad del ducto
- Manejo del Gas
- Problemas relacionados con los asuntos ambientales
- Entrenamiento
- Auditoria

La principal razón de tener un sistema de medición de gas es para cuantificar la cantidad de volumen que se está transportando y su contenido de energía. A partir de esta información, se puede estimar un valor y generar una factura; lo que significa para la compañía operadora cubrir los costos de: extracción y tratamiento del gas, transporte del gas, impuestos, regalías y, desde luego, obtener una ganancia que aumente la productividad del negocio y la inversión a futuro.

Es así que, los principales factores que mueven estos diseños son:

- Seguridad
- Cantidad
- Calidad

Muchos otros factores pueden tenerse en cuenta pero, de una u otra manera, están relacionados con estos tres principales.

En los sistemas de medición de gas, a diferencia de los sistemas de medición de líquidos, la filtración no se hace sobre los brazos de medición; con anterioridad, hay una etapa de filtración en redundancia para que, en caso de que este se encuentre colmatado, se pueda ir cambiando el filtro o se le pueda hacer mantenimiento sin necesidad de interrumpir la operación.

Para empezar, hay que definir lo que se denomina un brazo de medición. Consta de:

1. Un medidor de flujo, sin importar la tecnología usada
2. Los elementos de compensación por presión y temperatura que generalmente son transmisores electrónicos de muy buena precisión.
3. Los tubos acondicionadores de flujo y el acondicionador de flujo propiamente dicho.
4. Las válvulas de corte de flujo a la entrada y salida del brazo de medición.
5. Válvula de control de flujo en caso de ser necesario, como es el caso de múltiples brazos de medición para poder repartir el flujo de manera uniforme a través de todos los brazos.

#### **4.1. ARREGLOS PARA MEDICIÓN DE GAS NATURAL**

En esta sección se presentan los diferentes arreglos típicos que se tienen para el diseño de una unidad de medición de gas; sus nomenclaturas están definidas de la siguiente manera:

N+M y tipo de configuración

Donde

N= Numero de brazos de medición

M= Numero de brazos de respaldo

Para aplicaciones de gas, el valor de N usualmente es 1; lo que quiere decir que todo el flujo de gas va a pasar por un solo medidor. Pero, en algunos arreglos en

los que no se trabaja con equipos muy grandes, o se quiere tener una rangeabilidad total de medición más grande, se divide el total entre 2, 3 o más brazos de medición.








El valor de M que corresponde a los brazos de medición puede variar entre 0 y 2. Los valores más usuales son 0, que significa que no se va a tener respaldo en la medición en caso de una falla, y 1, el valor más seleccionado cuando la medida es importante puesto que brinda la tranquilidad de que en caso de una falla se puede seguir midiendo.

La configuración se refiere al arreglo de tuberías; en caso de tener un brazo con un medidor maestro, la configuración se llama en "Z"; cuando se quiere tener posibilidades de comparación en ambos sentido, se llama "doble Z".

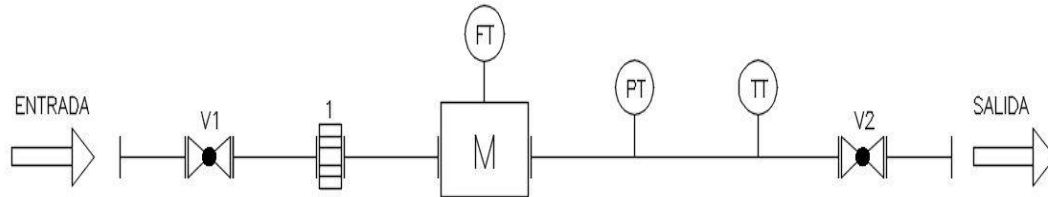
**4.1.1. Arreglo de medición 1+0.** Es la configuración más sencilla y más económica (Véase el Diagrama 1 y la Figura 50), donde se tiene un solo brazo de medición por el cual pasa todo el flujo de gas, y se trabaja sin respaldo de medición. Hoy en día, con los nuevos modelos de medidores dobles ultrasónicos (ver Figura 35), donde existe la posibilidad de contar con dos medidores en uno solo, puede obtenerse un alto porcentaje de respaldo sin necesidad de construcción de otro brazo; pero, en caso de mantenimiento o limpieza del ducto o del acondicionador de flujo, o falla de un elemento diferente al medidor, se tiene la necesidad de parar la operación.

A continuación la Tabla 27 con los símbolos para los elementos más importantes de los diagramas 1 a 5

**Tabla 27.** Símbolos de los equipos en las unidades de medición de gas

SIMBOLO	DESCRIPCION
	VALVULA DE BOLA CON BRIDA
	ACONDICIONADOR DE FLUJO
	MEDIDOR DE FLIJO
	TRANSMISOR DE FLUJO
	TRANSMISOR DE PRESION
	TRANSMISOR DE TEMPERATURA
	ANALIZADOR

**Diagrama 1.** Unidad de medición de gas en configuración 1+0



**Figura 50.** Sistema de medición 1+0 con portaplaca (portaplatina)

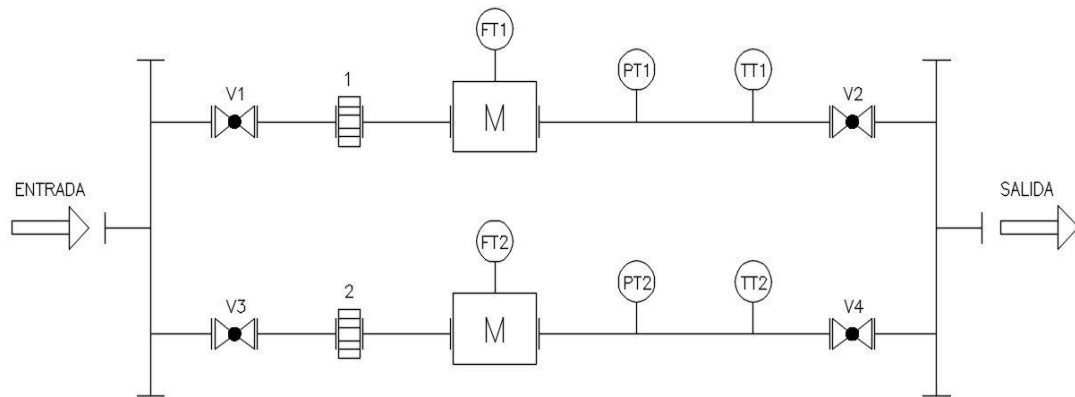


**Fuente:** Foto cortesía de DANIEL Inc.

**4.1.2. Arreglo de medición 1+1.** Este arreglo que aparece en el Diagrama 2 y en la Figura 51, brinda respaldo en la medición en caso de falla de cualquier elemento en el brazo de medición, pues el sistema está en capacidad de enviar una alerta para hacer el cambio de brazo de manera manual, o automática, siempre y cuando las válvulas estén automatizadas.

En esta configuración, los dos brazos están en capacidad de soportar el 100% del flujo. La manera usual de su funcionamiento es operar con un brazo y cada cierto tiempo (día o semana) se habilita el otro, y de esta manera se van alternando; esto con la finalidad de chequear que todo el sistema se mantenga operando y evitar alguna sorpresa en caso que se necesite hacer un cambio de emergencia.

**Diagrama 2.** Unidad de medición de gas en configuración 1+1



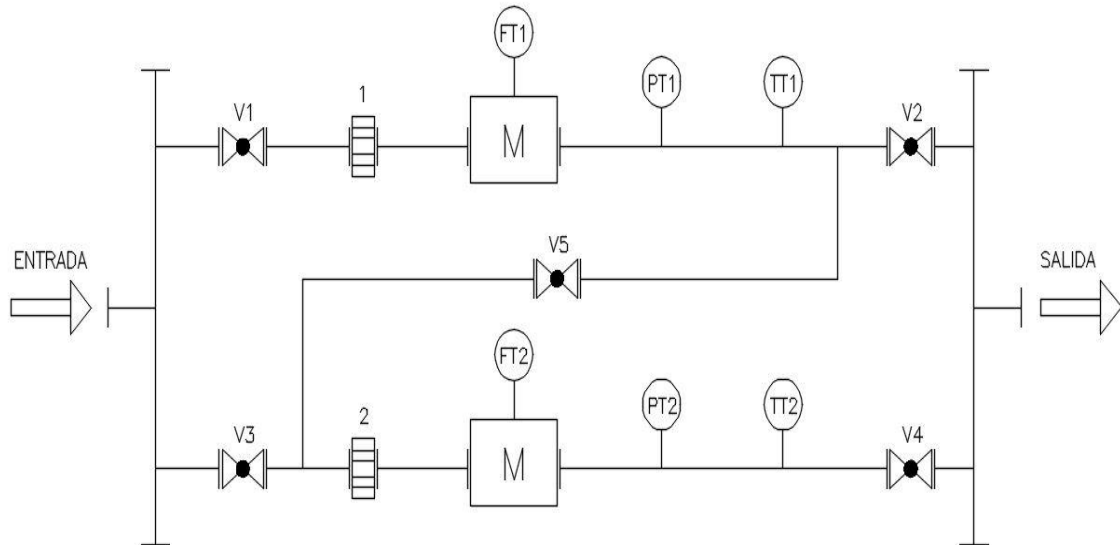
**Figura 51.** Unidad de medición de gas en configuración 1+1



Fuente: Cortesía de DANIEL Inc.

**4.1.3. Arreglo de medición 1+1 y configuración tipo “Z”** . Este arreglo de medición es una sofisticación del sistema anterior como puede verse en el Diagrama 3 y en la Figura 52.

**Diagrama 3.** Unidad de medición de gas en configuración 1+1 configuración “Z”

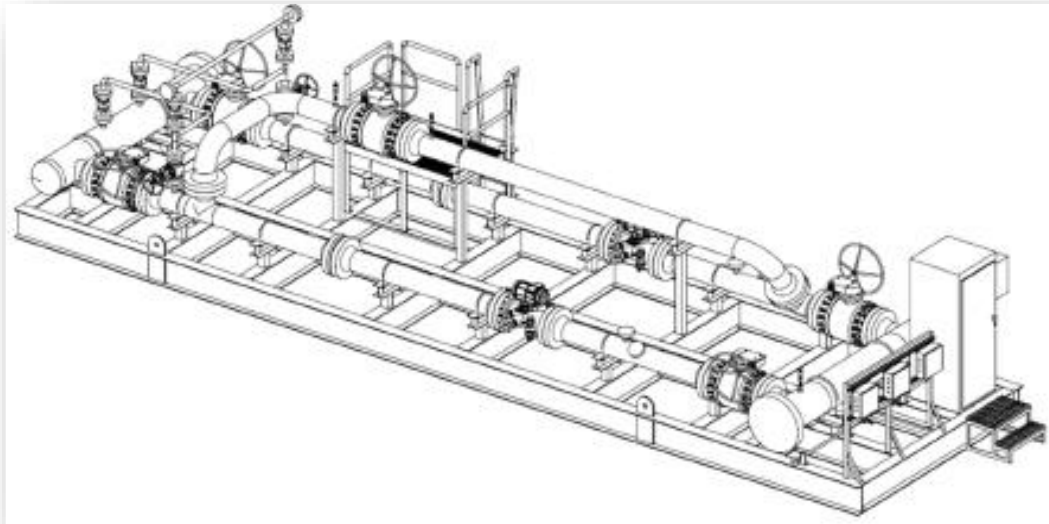


Este arreglo tiene una connotación especial que consiste en que uno de los brazos tiene un medidor tipo Medidor Maestro o *Master Meter*, el cual cumple dos funciones: i) en caso de falla de cualquier elemento en el brazo de medición que está operando permanentemente, ofrece el respaldo para continuar la medición mientras se hace la reparación del elemento que se encuentra en falla, debido a que el brazo de respaldo tiene un medidor maestro y por norma no puede estar continuamente en operación; y ii) cada cierto tiempo, que se define entre las partes, se habilita la operación en “Z” y se alinean los dos medidores en serie para comparar la medición del medidor de operación con el medidor maestro y detectar si hay diferencias importantes que ameriten alguna revisión en el medidor operativo, esto es lo que se conoce como aseguramiento metrológico.

Este arreglo tiene tres maneras de operar. Suponiendo que el medidor maestro es el FT2 y que el medidor de operación es el FT1:

1. Medidor de operación trabajando: válvulas V1 y V2 abiertas y válvulas V3, V4 y V5 cerradas.
2. Medidor maestro actuando como respaldo del sistema de medición: válvulas V3 y V4 abiertas y válvulas V1, V2 y V5 cerradas.
3. Medidor de operación en serie con el medidor maestro para verificación metrológica: válvulas V2 y V3 cerradas y válvulas V1, V5 y V4 abiertas.

**Figura 52.** Esquemático de una unidad 1+1 y configuración “Z”



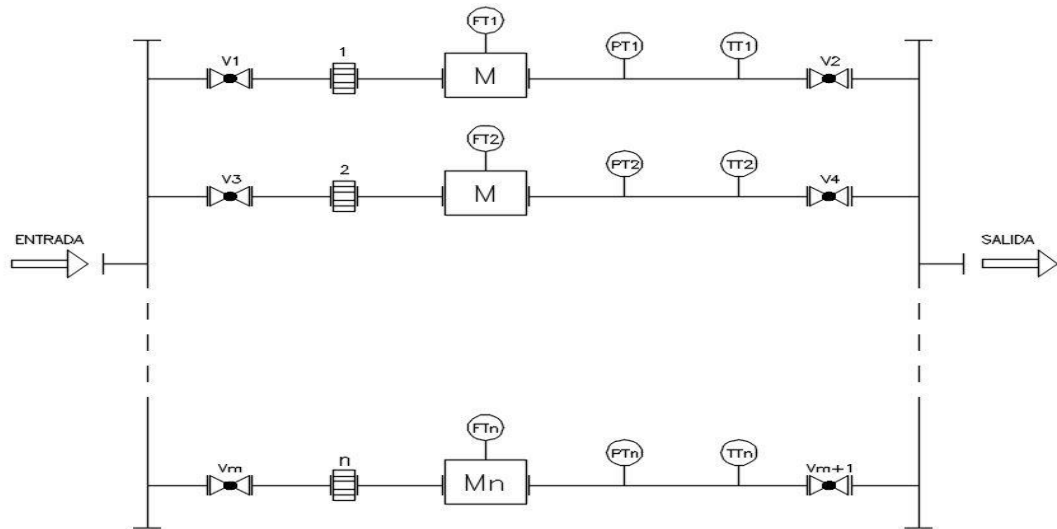
**Fuente:** Cortesía de IYCSA, Grupo Medición

En algunos casos, se pueden tener algunas variantes para aumentar el nivel de redundancia. Entre estas están:

1. Tener sobre la línea en Z doble válvula de corte una a la salida del brazo usualmente en operación y otra a la entrada del brazo donde está el medidor maestro.
2. Tener doble línea en Z para tener dos caminos de comparación entre los medidores, en un caso se entra primero al medidor de operación y después al medidor maestro y en el otro entra el flujo primero al medidor maestro y después pasa al medidor operativo.
3. Opcional a la configuración en “doble Z” se pueden tener dos válvulas en cada uno de los tubos que conforman los arreglos en “Z”.

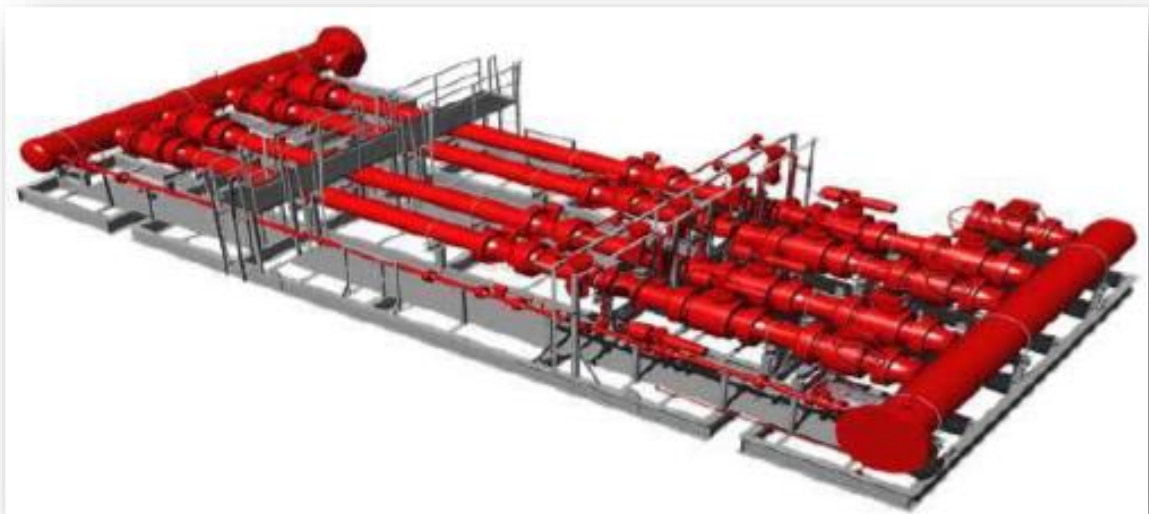
**4.1.4. Arreglo de medición N+1.** Cuando el ente encargado de la medición o en común acuerdo con el operador se decide no tener equipos muy grandes para facilitar el mantenimiento, el flujo total se divide entre un número N-1 de brazos de medición (véase el Diagrama 4 y la Figura 53) y de esta manera, se obtienen válvulas y medidores más pequeños. Igualmente, funciona cuando se requiere una rangeabilidad muy grande que no se alcanza con un solo medidor, así, se opera con el número de medidores necesarios según el rango de flujo. Esta práctica es muy usual cuando se trabaja a bajas presiones (menos de 75 psig) o flujos muy altos.

**Diagrama 4.** Unidad de medición de gas en configuración N+1



En este arreglo, uno de los brazos de medición es usado como respaldo de los restantes y puede ser utilizado también como medidor maestro para el aseguramiento metrológico del sistema. En el diseño se hace un arreglo especial de tuberías donde la salida de cualquiera de los brazos de medición puede alinearse con la entrada del medidor maestro, y de esta manera se ponen en serie y se hace la comparación respectiva para el aseguramiento metrológico. En este caso, y hasta donde sea posible, el medidor maestro solo se utiliza con esta finalidad.

**Figura 53.** Unidad de medición de gas en configuración 3+1

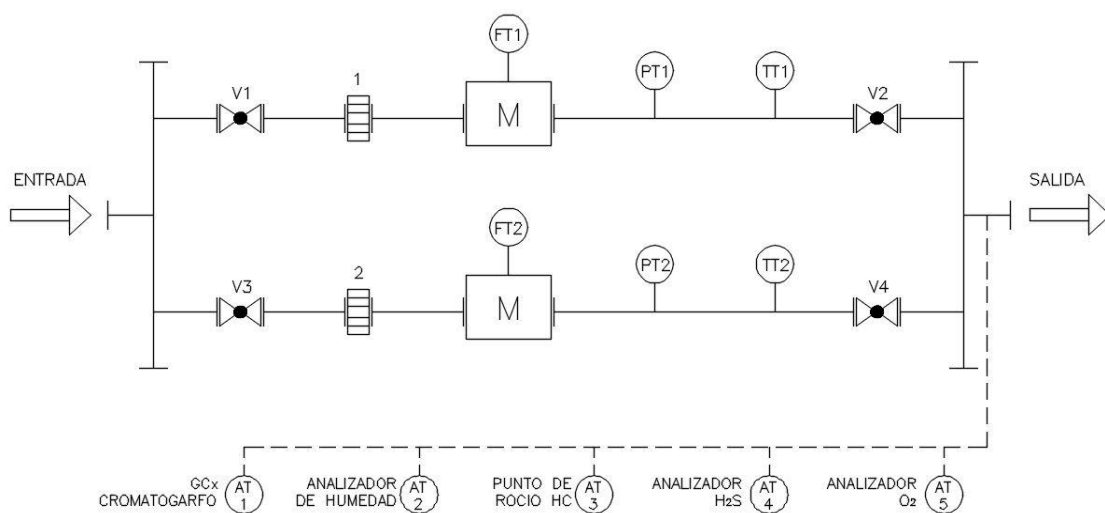


Fuente: Foto cortesía de DANIEL Inc.

**4.1.5. Arreglo de medición 1+1 con patín de calidad.** Para mostrar cómo va instalado el sistema de calidad en un sistema integrado de medición, se hace uso del arreglo 1+1. El lugar más indicado para hacer la medición de calidad del gas es en el cabezal de salida del sistema donde se instalan los equipos de muestreo (véase Diagrama 5).

Como se mencionó anteriormente, los analizadores se instalan en algún sitio cercano y ventilado por seguridad puesto que las muestras analizadas van a ser expulsadas, ya sea a alguna tubería recolectora de gases que los lleva a la teja de seguridad o a algún sitio muy ventilado donde se puedan expulsar sin riesgo a la atmósfera. Dentro de las alternativas disponibles cuando se instalan los analizadores muy cerca del sistema de medición, está montarlos en un gabinete o cobertizo (*shelter*) donde los medidores estén debidamente protegidos (véase Figuras 54 y 55).

**Diagrama 5.** Unidad de medición de gas en configuración 1+1 con patín de calidad



Los analizadores más comunes son:

1. El cromatógrafo que puede ser C6+, que mide componentes de hidrocarburos hasta el neopentano -nC5- y de allí en adelante los considera C6+, mide el poder calorífico del gas, índice de Wobee, N2 y CO2. También se puede tener un cromatógrafo tipo C9+ que adicionalmente a lo que mide el C6+ puede medir hasta Octano (C8H18) y el resto de pesados los considera C9+, azufre

como H<sub>2</sub>S, Dew Point de hidrocarburos –HCDP- (no es el método aceptado por CREG pero puede servir de respaldo).

2. Analizador de H<sub>2</sub>S y TS o azufre total.
3. Analizador de Humedad.
4. Analizador de Dew Point en hidrocarburos.
5. Analizador de O<sub>2</sub>.

**Figura 54.** Unidad de medición de gas en configuración 1+1, con doble “Z” y *shelter* de calidad



**Fuente:** Foto cortesía de DANIEL Inc.

**Figura 55.** Unidad de medición de gas en configuración 1+1 en Z, con *shelter* de calidad



**Fuente:** Foto Cortesía de DANIEL Inc.

## **4.2. SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA A USAR**

Todos los sistemas de medición y sus medidores son dimensionados para la medición en pies cúbicos a condiciones actuales (ACF<sup>22</sup>)

Los medidores deben ser instalados de acuerdo con las recomendaciones de los fabricantes y, desde luego, con el cumplimiento tanto de las normas nacionales como internacionales tales como AGA, ISO, API, ASME, RUT.

Para cada brazo de medición, los medidores se seleccionan de acuerdo con los requerimientos de exactitud solicitados por el comprador, se debe tener tanto a la entrada como a la salida válvulas de corte. Es una buena práctica tener válvulas para inyección de nitrógeno. En las consideraciones generales, hay que prestarle atención a tener la mínima cantidad de codos y a cambios en altura desde la entrada hasta la salida del sistema de medición y desde luego a la simplificación de labores de mantenimiento.

En el Diagrama 6 aparecen los pasos para seleccionar de manera acertada cual debe ser la tecnología que se adapta más al proceso de medición que se está trabajando. Aquí se puede ver que, en un comienzo, todos los medidores sirven; pero, a medida que avanzan las etapas, la selección se estrecha para que se cumplan los requisitos establecidos para el sistema en cuestión. Finalmente,

---

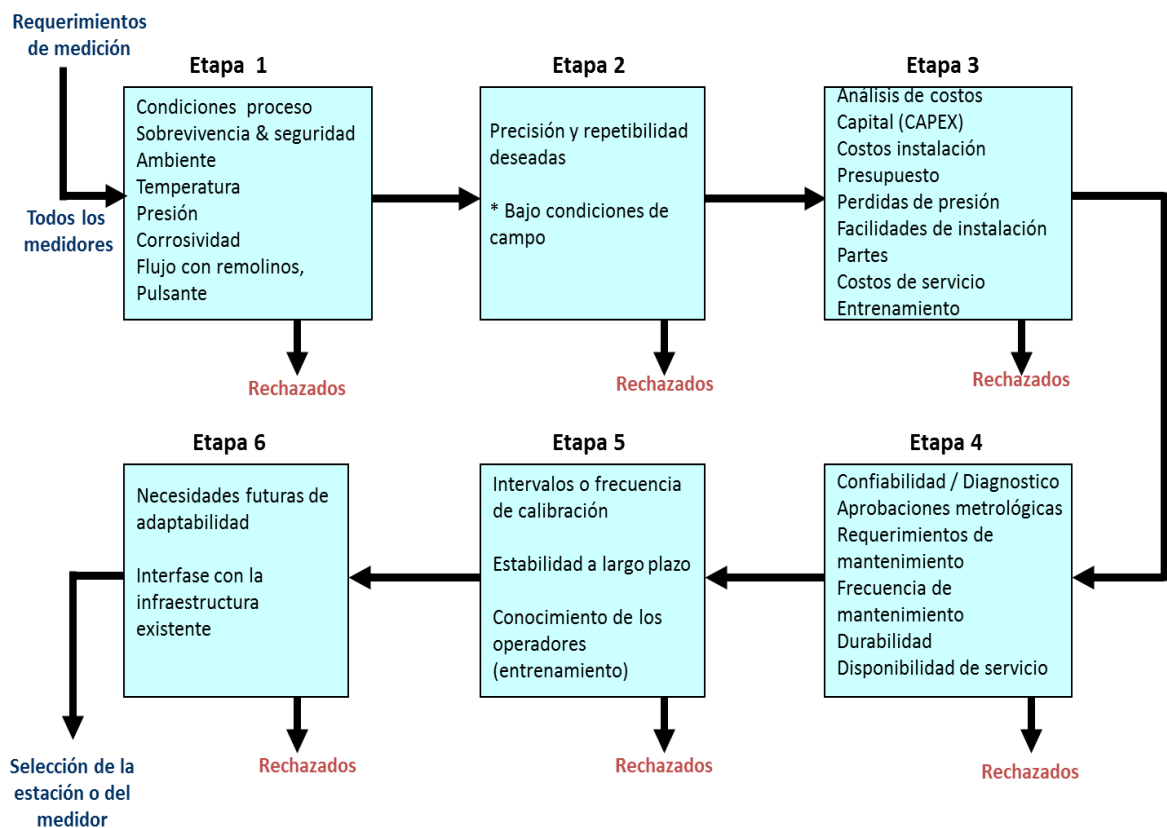
<sup>22</sup> ACF: *Actual Cubic Feet.*

quedaran una o dos tecnologías que cumplen con los requisitos establecidos por el solicitante.

A partir de esto, se pasa al dimensionamiento del medidor usando las Tablas 5 a la 19, teniendo en cuenta rangos de operación de acuerdo con las condiciones de flujo, presión, temperatura y Gravedad Especifica (S.G.<sup>23</sup>). Luego, se hace una primera selección del tamaño del medidor; en este punto hay que tomar una decisión importante para seguir: se mantiene este tamaño o se divide el flujo en 2, 3 o 4 brazos de medición.

La selección inicial del medidor será aclarada más adelante con la realización de los ejercicios.

**Diagrama 6.** Etapas para la selección del medidor



**Fuente:** Donald Day, presentación en Río de Janeiro, Brasil, 2010

Los arreglos de montajes básicamente se seleccionan dependiendo de los siguientes parámetros:

<sup>23</sup> S.G.: Specific Gravity, Gravedad Especifica

1. Nivel de seguridad en la medición, donde un esquema 1+0 el más bajo y N+1 el más alto.
2. Precisión y repetitividad deseadas, que finalmente se traduce como la incertidumbre en la medida; entre más alta precisión y repetitividad y más baja incertidumbre se desee, los costos del sistema de medición se van elevando.
3. Aseguramiento metrológico. Si se desea tenerlo, se debe contar con uno de los medidores como *master meter* y que el sistema tenga configuración en Z.
4. Caídas de presión que se pueden manejar, ya que esto determina el nivel de compresión a usar, que finalmente se traduce en la energía necesaria para tener más presión a la salida de los compresores.
5. Finalmente un parámetro determinante es el presupuesto disponible el cual dirá con qué nivel de incertidumbre se va a trabajar y cuál va a ser el nivel de seguridad o esquema de medición a usar.

### **4.3. MATRIZ DE COSTOS DE LAS UNIDADES**

La matriz de costos de las unidades se presenta en la tablas 28 y 29 separando el sistema de medición de cantidad del sistema de calidad, estas tablas al igual que las de precios de los equipos sueltos, están basadas en dólares americanos, y tienen en cuenta que los equipos o la unidad completa puedan ser entregados en alguna ciudad de los Estados Unidos. Los costos de traer los equipos o la unidad hasta Colombia, los costos de importación y movilización hasta el sitio de operación y la puesta en operación de los mismos, no están incluidos en esta evaluación para que no se sesgue la información. Los precios están actualizados a Marzo del 2017, para evaluaciones posteriores se debe considerar un incremento entre el 2 y el 3% anual con la posibilidad de que en algunos casos inclusive pudieran bajar los precios por avances tecnológicos en electrónica y software.

**Tabla 28.** Matriz de evaluación de costos de la unidad de medición

<b>Matriz de equipos y precios para sistema de medición de Gas Natural</b>				
<b>Equipo</b>	<b>Cantidad por brazo</b>	<b># de brazos</b>	<b>Precio Unitario</b>	<b>Total</b>
<b>Patín de medición</b>				
Válvulas de corte manual				
Válvula de control de flujo				
Transmisor de Presión con manifold de montaje				
Transmisor de temperatura con termopozo y RTD				
Medidor de flujo				
Calibración certificada del medidor de flujo				
Tubos de medición				
Acondicionador de flujo				
Medidor Maestro <b>(Nota 1)</b>				
Calibración certificada del medidor maestro de flujo				
Arreglo en Z				
Computador de flujo				
Gabinete de conexionado <b>(Nota 2)</b>				
Patín de medición, incluye ingeniería de detalle, diseño, accesorios de montaje, válvulas de venteo, cableado eléctrico hasta cajas de unión, etc. <b>(Nota 3)</b>				
<b>TOTAL</b>				

**Nota 1:** El costo del medidor maestro, siempre y cuando se utilice un equipo de iguales especificaciones, es el mismo costo del equipo original, más un incremento entre US\$ 2000 y 4000 correspondiente a un número mayor de puntos de calibración y verificación cuando esta se hace en un organismo certificado internacionalmente.

**Nota 2:** El costo del gabinete incluye todo lo necesario para llevar las señales al computador de flujo y dentro de esto están: fuentes de corriente directa para alimentar los transmisores de dos hilos, borneras de conexionado o seccionamiento, protecciones como fusibles o barreras de protección, cableado interno, canaletas, iluminación, ventilación, etc.

**Nota 3:** El costo de este ítem corresponde a todo lo necesario para completar la fabricación del sistema de medición desde el diseño, ingeniería de detalle, tuberías, cabezales, bridas, programación de cada equipo inteligente, conexionado eléctrico para área clasificada, pruebas eléctricas e hidrostáticas y en general todo lo necesario para dejar la unidad 100% funcional montada sobre un patín fabricado en marco "H", para los estimativos se considera un precio entre el 85 y el 115% de los elementos principales.

**Tabla 29.** Matriz de evaluación de costos de la unidad de calidad

<b>Matriz de equipos y precios para sistema de calidad de Gas Natural</b>			
<b>Equipo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio Unitario</b>	<b>Total</b>
<b>Patín de calidad</b>			
Cromatógrafo / Medidor de SG			
Analizador de Humedad			
Analizador de HC Dew point			
Analizador de H2S / TS			
Analizador de O2			
Sistema muestreo			
Sistema Acondicionamiento muestra (incluye filtros)			
Gases de Calibración (Nota 1)			
Patín de calidad (shelter), incluye diseño, ingeniería de detalle, accesorios, cableado hasta cajas de paso (Nota 2)			
<b>TOTAL</b>			

**Nota 1:** Los gases de calibración están estimados los que se requieren para cada tipo de analizador y si se requiere gas de *carrier*, está incluido, se tomó un precio promedio.

**Nota 2:-** El costo de este ítem corresponde a todo lo necesario para completar la fabricación del sistema de medición desde el diseño, ingeniería de detalle, *tubings*, programación de cada equipo, conexión eléctrico para área clasificada, pruebas eléctricas y en general todo lo necesario para dejar la unidad 100% funcional montada sobre un patín fabricado en marco "H", para los estimativos se considera un precio entre el 35 y el 45% de los elementos principales.

#### **4.4. EJERCICIOS DE DIMENSIONAMIENTO**

En esta sección se hacen unos ejercicios de dimensionamiento a diferentes condiciones para afianzar la técnica de selección y costeo de un sistema de medición, de acuerdo con los parámetros aportados.

**4.4.1. Ejercicio # 1.** Determinar los equipos más adecuados y el costo de un sistema integrado de medición de Gas Natural para las siguientes condiciones en una estación de recibo de un gasoducto o entrada de una *City Gate*.

1. Presión de operación: Entre 400 y 500 psig
2. Temperatura: entre 80 y 100° F
3. Flujo: 35.000 a 300.000 SCFH
4. Tubería de 4"

5. Gravedad Especifica: 0.71
6. Composición: Gas Natural a condiciones RUT
7. Incertidumbre requerida: Máximo 0.7% incluyendo instrumentación asociada
8. Diagnósticos avanzados y aseguramiento metrológico.
9. Medición de composición o en su defecto de gravedad específica, poder calorífico y humedad.
10. Presupuesto inferior a US\$ 500.000

Dada esta información en pies cúbicos estándar hora (SCFH), y debido a que las tablas están en millones de pies cúbicos estándar día (MMSCFD), se hace la transformación multiplicando por 24 H/D; esto arroja un rango de flujo de medición entre 0.84 y 7.2 MMSCFD.

Con esta información, siguiendo las Tablas de la 5 a 24 para ver cuál es el rango para cada equipo, se ajusta a la presión y temperatura de operación:

- A. Placa de orificio: Según la Tabla 8 con un  $\Delta P$  de 100", para un orificio de 4", si se ajusta por el rango bajo con un  $\beta=0.35$  hay un flujo de 0.67 MMSCFD; con un  $\beta$  un poco mayor alcanzaría rango bajo de 0.84 pero su rangeabilidad es tan solo de 3. Entonces, el flujo máximo que se podría alcanzar sería de 2.52 MMSCFD. Igual sucede si se hace por arriba, en general, por rangeabilidad no se puede usar esta tecnología salvo que se usen varios medidores, lo cual lo hace más costoso.
- B. Turbina: en la Tabla 12 hay una turbina de 4" a 400 psig maneja un rango de 0.13 a 10.8 MMSCFD y a 500 psig de 0.14 a 12.8 MMSCFD; por consiguiente, aplica.
- C. Coriolis: En la Tabla 13 se relaciona un medidor coriolis de 2" que maneja un rango de 0.8 a 8.63 MMSCFD; por consiguiente, aplica.
- D. Ultrasónico: en las Tablas 17 y 18 se encuentra un GUSM de 4" a 400 psig y 80 o 100° F respectivamente, que maneja un rango de flujo entre 0.63 y 17.7 MMSCFD; por consiguiente, aplica.

Hasta aquí se han obtenido tres tecnologías que aplican: turbina, coriolis y ultrasónico. La siguiente etapa es decidir cuantos medidores se van a usar.

El siguiente parámetro a evaluar es la incertidumbre solicitada de máximo 0.7%. Una turbina usualmente tiene una incertidumbre entre el 0.8% al 1%, se podría mantener con algunas reservas. Un medidor coriolis típicamente tiene una incertidumbre de 0.35%, y que un medidor ultrasónico tiene 0.1%, que junto con los accesorios de compensación, se estaría hablando de una incertidumbre cercana al 0.16%; luego, ambos cumplen.

Posteriormente, solicitan diagnósticos avanzados y aseguramiento metrológico. Con respecto al aseguramiento metrológico: como es un solo brazo de medición,

no hay aseguramiento metrológico, pero respecto a los diagnósticos avanzados la turbina no cumple y el medidor coriolis y el ultrasónico, ambos cumplen y muestran si los medidores están operando correctamente. En caso de necesitar el aseguramiento metrológico, para el medidor coriolis se puede hacer en sitio con una compañía certificada y usando agua; el del GUSM hay que enviarlo a un laboratorio certificado. A continuación, en la Tabla 30 se presentan los costos para la unidad de medición.

En la parte de calidad teniendo en cuenta que el transportador que nos entrega es quien nos dice la calidad del gas, en la *City Gate* podemos limitarnos a comprobar datos y la mayoría de ellos lo podemos hacer con un cromatógrafo C9+, más el analizador de humedad y de O<sub>2</sub>, bajando los costos ostensiblemente.

Continuando con la parte de calidad del gas, teniendo en cuenta que el transportador que nos entrega es quien nos dice la calidad del gas, en la *City Gate* podemos limitarnos a comprobar datos y la mayoría de ellos lo podemos hacer con un cromatógrafo C9+, más el analizador de humedad y de O<sub>2</sub>, bajando los costos ostensiblemente, en la Tabla 31 se presentan los costos del sistema de calidad.

Si se hace el mismo estudio para el ultrasónico de 4", la parte de calidad puede ser manejada de la misma manera; pero, lo correspondiente a medición saldrá mucho más costoso por tener equipos en 4", necesidad de acondicionador de flujo, necesidad de tubos de medición, transmisor de presión, temperatura y computador de flujo para todos los cálculos, elementos que se pueden obviar en la opción con medidor Coriolis.

**Recomendación final:** Uso de un medidor tipo coriolis de 2" con sistema avanzado de diagnósticos y los elementos básicos de control de calidad. De acuerdo con las tablas 30 y 31, los costos totales estarán del orden de US\$482.000 cumpliéndose con el requisito de costo inferior a US\$500.000. La opción para bajar más aun los costos es, suprimir los transmisores de presión y temperatura y hasta el computador de flujo, todo dependerá del acuerdo entre las partes.

**Tabla 30.** Ejercicio 1. Matriz de evaluación de costos de la unidad de medición.

<b>Ejercicio 1. Matriz de equipos y precios para sistema de Medición de Gas Natural</b>				
<b>Equipo</b>	<b>Cantidad por brazo</b>	<b># de brazos</b>	<b>Precio Unitario</b>	<b>Total</b>
<b>Patín de Medición</b>				
Válvulas de corte manual	2	1	\$8,000	<b>\$16,000</b>
Válvula de control de flujo	0	1	\$12,400	<b>\$0</b>
Transmisor de Presión con manifold de montaje	1	1	\$4,200	<b>\$4,200</b>
Transmisor de temperatura con termopozo y RTD	1	1	\$3,400	<b>\$3,400</b>
Medidor de flujo (Coriolis 2")	1	1	\$37,000	<b>\$37,000</b>
Calibración certificada del medidor de flujo	1	0	\$2,000	<b>\$0</b>
Tubos de medición	1	0	\$9,100	<b>\$0</b>
Acondicionador de flujo	1	0	\$1,450	<b>\$0</b>
Medidor Maestro	1	0	\$37,000	<b>\$0</b>
Calibración certificada del medidor maestro de flujo	1	0	\$7,700	<b>\$0</b>
Arreglo en Z	1	0	\$8,000	<b>\$0</b>
Computador de flujo	1	1	\$33,000	<b>\$33,000</b>
Gabinete de conexionado	1	1	\$59,000	<b>\$59,000</b>
Patín de medición, incluye ingeniería de detalle, diseño, accesorios de montaje, válvulas de venteo, cableado eléctrico hasta cajas de unión, etc.	1	1	\$130,000	<b>\$130,000</b>
<b>TOTAL</b>				<b>\$282,600</b>

**Tabla 31.** Ejercicio 1. Matriz de evaluación de costos del patín de calidad.

<b>Ejercicio 1. Matriz de precios equipos de control de calidad</b>			
<b>Equipo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio Unitario</b>	<b>Total</b>
<b>Patín de Calidad</b>			
Cromatógrafo / Medidor de SG	1	\$58,200	<b>\$58,200</b>
Analizador de Humedad	1	\$59,500	<b>\$59,500</b>
Analizador de HC Dew point	0	\$86,000	<b>\$0</b>
Analizador de H2S / TS	0	\$54,000	<b>\$0</b>
Analizador de O2	0	\$31,000	<b>\$0</b>
Sistema muestreo	1	\$5,000	<b>\$5,000</b>
Sistema Acondicionamiento muestra (incluye filtros)	1	\$6,000	<b>\$6,000</b>
Gases de Calibración (Nota 1)	2	\$3,500	<b>\$7,000</b>
Patín de calidad (shelter), incluye diseño, ingeniería, accesorios, cableado hasta Cajas de Unión (Nota 2)	1	\$64,000	<b>\$64,000</b>
<b>TOTAL</b>			<b>\$199,700</b>

#### 4.4.2. Ejercicio # 2

Determinar los equipos más adecuados y el costo de un sistema integrado de medición de Gas Natural para las siguientes condiciones en una estación de recibo de un gasoducto para un horno de una planta petroquímica:

1. Presión de operación: 500 psig
2. Temperatura: entre 80 y 100° F
3. Flujo: 7.000 a 420.000 SCFH
4. Tubería de 6"
5. Gravedad Especifica: 0.71
6. Composición: Gas Natural a condiciones RUT
7. Incertidumbre requerida: Máximo 1% incluyendo instrumentación asociada
8. Redundancia en la medición
9. Medición de composición o en su defecto de gravedad específica, poder calorífico y humedad.
10. Presupuesto inferior a US\$ 550.000

Dada esta información en pies cúbicos estándar hora (SCFH), como las tablas están en millones de pies cúbicos estándar día (MMSCFD), se hace la transformación simplemente multiplicando por 24 H/D; esto arroja un rango de flujo de medición entre 0.168 y 10.0 MMSCFD.

Con esta información, se pasa a las tablas 5 a la 24 para ver en qué rango cada equipo se ajusta al flujo, presión y temperatura de operación solicitados:

- A. Placa de orificio: por la simple rangeabilidad de 12:1; con un solo medidor de placa no se podría.
- B. Turbina: en la Tabla 12 hay una turbina de 4" a 500 psig que maneja un rango de 0.14 a 12.8 MMSCFD; por consiguiente, aplica.
- C. Coriolis: en la Tabla 13 puede ser visto que ninguno de los medidores coriolis cubre el rango completo, por lo que se necesitarían medidores de varios rangos o varios medidores para poder cumplir; luego, no aplica por costos.
- D. Ultrasónico: en la Tabla 18 se puede verificar que el más pequeño de los medidores GUSM de 4" a 500 psig y 100° F, no cubre la parte baja; por consiguiente, no aplica.

Con esto se concluye que para este rango el único medidor que aplica con un solo brazo de medición para el 100% de flujo es la turbina de 4".

El siguiente parámetro es la incertidumbre solicitada de máximo 1%, cumple la especificación solicitada.

Posteriormente, se solicita redundancia en la medición; esto implica diseñar una unidad 1+1 para tener respaldo. No se menciona aseguramiento metrológico en tiempos diferentes a los establecidos de manera regular por la normatividad y se

hará enviando primero un medidor y después el otro a los entes encargados de la calibración certificada para el aseguramiento metrológico.

Igual que en el ejercicio anterior, teniendo en cuenta que el transportador que entrega es quien dice la calidad del gas, en la *City Gate* se puede hacer una comprobación de datos; esta acción se puede completar por medio de un cromatógrafo C9+, más el analizador de humedad. Otros análisis se pueden hacer por toma de muestra periódicamente y análisis en laboratorio, bajando los costos ostensiblemente.

**Recomendación final:** Uso de un medidor tipo turbina de 4" y los elementos básicos de control de calidad. El costo total está ligeramente por encima de lo presupuestado, pero no se tiene otra alternativa más económica. Las Tablas 32 y 33 presentan los costos detallados del sistema de medición y de calidad de gas respectivamente.

**Tabla 32.** Ejercicio 2. Matriz de evaluación de costos de la unidad de medición

<b>Ejercicio 2. Matriz de equipos y precios para sistema de Medición de Gas Natural</b>				
<b>Equipo</b>	<b>Cantidad por brazo</b>	<b># de brazos</b>	<b>Precio Unitario</b>	<b>Total</b>
<b>Patín de Medición</b>				
Valvulas de corte manual	2	2	\$8,000	<b>\$32,000</b>
Valvula de control de flujo	0	2	\$19,100	<b>\$0</b>
Transmisor de Presión con manifold de montaje	1	2	\$4,200	<b>\$8,400</b>
Transmisor de temperatura con termopozo y RTD	1	2	\$3,400	<b>\$6,800</b>
Medidor de flujo (Turbina de 4")	1	2	\$15,700	<b>\$31,400</b>
Calibración certificada del medidor de flujo	1	2	\$0	<b>\$0</b>
Tubos de medición	1	2	\$9,100	<b>\$18,200</b>
Acondicionador de flujo	1	2	\$1,450	<b>\$2,900</b>
Medidor Maestro	1	0	\$0	<b>\$0</b>
Calibración certificada del medidor maestro de flujo	1	0	\$0	<b>\$0</b>
Arreglo en Z	1	0	\$8,000	<b>\$0</b>
Computador de flujo	1	1	\$33,000	<b>\$33,000</b>
Gabinete de conexionado	1	1	\$59,000	<b>\$59,000</b>
Patín de medición, incluye ingeniería de detalle, diseño, accesorios de montaje, válvulas de venteo, cableado eléctrico hasta cajas de unión, etc.	1	1	\$210,000	<b>\$210,000</b>
<b>TOTAL</b>				<b>\$401,700</b>

**Tabla 33.** Ejercicio 2. Matriz de evaluación de costos del patín de calidad

<b>Ejercicio 2. Matriz de precios equipos de control de calidad</b>			
<b>Equipo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio Unitario</b>	<b>Total</b>
<b>Patín de Calidad</b>			
Cromatógrafo / Medidor de SG	<b>1</b>	\$58,200	<b>\$58,200</b>
Analizador de Humedad	<b>1</b>	\$59,500	<b>\$59,500</b>
Analizador de HC Dew point	<b>0</b>	\$86,000	<b>\$0</b>
Analizador de H2S / TS	<b>0</b>	\$54,000	<b>\$0</b>
Analizador de O2	<b>0</b>	\$31,000	<b>\$0</b>
Sistema muestreo	<b>1</b>	\$5,000	<b>\$5,000</b>
Sistema Acondicionamiento muestra (incluye filtros)	<b>1</b>	\$6,000	<b>\$6,000</b>
Gases de Calibración	<b>2</b>	\$3,500	<b>\$7,000</b>
Patín de calidad (shelter), incluye diseño, ingeniería, accesorios, cableado hasta cajas de unión	<b>1</b>	\$64,000	<b>\$64,000</b>
<b>TOTAL</b>			<b>\$199,700</b>

**4.4.3. Ejercicio # 3.** Determinar los equipos más adecuados y el costo de un sistema de medición para las siguientes condiciones en una estación de entrega a un gasoducto del SNT:

1. Presión de operación: 1000 a 1200 psig
2. Temperatura: entre 80 y 120° F
3. Flujo: 70 a 200 MMSCFD
4. Gravedad Especifica: 0.71
5. Tubería 20"
6. Baja caída de presión.
7. Composición: Gas Natural a condiciones RUT
8. Incertidumbre requerida: inferior a 0.5% incluye instrumentación asociada
9. Redundancia en la medición y en el computador de flujo
10. Diagnósticos avanzados y alertas tempranas de fallas
11. Aseguramiento metrológico en sitio
12. Control de calidad completo
13. Presupuesto inferior a US\$ 1.200.000

Con esta información de flujo, hay que ir a de las Tablas 5 a la 19 para ver qué equipo se ajusta a la presión y temperatura de operación y aplica para el rango solicitado. Teniendo en cuenta que el máximo flujo se tiene a la mínima presión y

a la máxima temperatura, y que el mínimo flujo está a la máxima presión y la mínima temperatura, se reconoce la necesidad de navegar a través de varias tablas para cada tecnología:

- A. Placa de orificio: por la rangeabilidad de 3:1 se ve en la Tabla 5 que tanto para 1000 como para 1200 psig hay un rango y un beta adecuados; considerando la variación en temperatura de +/- 5 a 7%, se estaría dentro de lo buscado. Ahora, habría que hacer el cálculo preciso de la placa de orificio para una tubería de 20" con una caída de presión de 100" WC. Aplica placa en 20" para este proceso.
- B. Turbina: en la Tabla 11 hay una turbina de 12" en el rango de 1000 o 1200 psig, la cual cubre el rango y da espacio para tener en cuenta las variaciones hacia arriba o hacia abajo por cambios de temperatura en el rango especificado; por consiguiente, aplica para este proceso.
- C. Coriolis: En la Tabla 13 puede verse que los medidores de 8 y 10" en los rangos de 1000 y 1200 psig cubren con amplitud el rango de medición deseado; por consiguiente, aplican para este proceso.
- D. Ultrasónico: en las Tablas 14, 15 y 16 se encuentra que cualquier medidor ultrasónico entre 10" y 24" puede manejar este rango de flujo dentro del rango de presiones y temperaturas solicitado; por consiguiente, aplican para este proceso.

Con esto se concluye que para los rangos de flujo solicitados, a las condiciones de presión, temperatura y Gravedad Especifica, las 4 tecnologías aplican.

El siguiente parámetro a considerar es la incertidumbre solicitada de máximo 0.5%. En estos rangos altos de medición bajar el nivel de incertidumbre es importante porque significan sumas fuertes en la facturación. Teniendo en cuenta que el precio actual del gas está cercano a US\$3.2 por millón de BTU y si asumimos 1000 BTU/SCF, con un rango entre 70 y 200 MMSCFD, se están facturando entre US\$224.000 y US\$640.000 por día, esto significa entre US\$ 81.7 y US\$ 233.6 millones de dólares al año, el mejorar la incertidumbre en 0.1% nos arroja un resultado de mejora en la facturación entre US\$81.700 y US\$ 233.600 por año.

Dado esto, las dos tecnologías que cumplen son medidores másicos tipo coriolis y medidores ultrasónicos, porque bajaríamos a menos de la mitad la incertidumbre que tenemos con turbinas o placa de orificio.

Se solicitan diagnósticos avanzados y alertas tempranas de mal funcionamiento, ambas tecnologías cuentan con esta facilidad.

Posteriormente, hay que tener en cuenta la redundancia en la medición; esto implica diseñar una unidad 1+1 para tener respaldo. Para el aseguramiento

metrológico requerido en el sitio, se debe hacer un diseño en “Z” y uno de los brazos debe tener un medidor maestro.

Así como se selecciona un medidor ultrasónico de 10”, también se puede utilizar un medidor de flujo másico de 10” o, mejor, de 12” (pulgadas) para bajar la caída de presión en el sistema. Hay que ver los efectos económicos en la parte de medición, ya que en la parte de calidad es un patín completo que es independiente de la tecnología seleccionada para los medidores de flujo y de su rango de medición.

Se llena la tabla 28 a partir de los valores en las tablas 23 y 25 y se obtiene la tabla 34 de costos del sistema de medición de gas usando un medidor ultrasónico de 10” para gas, con medidor maestro y arreglo en “Z”. Igual hacemos con las tablas 26 y 29 para obtener la tabla 36 del sistema de medición de la calidad del gas para el cual se seleccionan todos los analizadores que se solicitan por el RUT para una medición volumétrica de este orden y aplica para ambas tecnologías de medición de flujo, es exactamente el mismo patín de calidad.

**Tabla 34.** Ejercicio 3. Matriz de evaluación de costos de la unidad de medición con GUSM

<b>Ejercicio 3. Matriz de equipos y precios para sistema de Medición de Gas Natural</b>				
<b>Equipo</b>	<b>Cantidad por brazo</b>	<b># de brazos</b>	<b>Precio Unitario</b>	<b>Total US\$</b>
<b>Patín de Medición</b>				
Válvulas de corte manual	2	2	\$14,000	<b>\$56,000</b>
Válvula de control de flujo	0	2	\$27,200	<b>\$0</b>
Transmisor de Presión con manifold de montaje	1	2	\$4,200	<b>\$8,400</b>
Transmisor de temperatura con termopozo y RTD	1	2	\$3,820	<b>\$7,640</b>
Medidor de flujo (GUSM 10")	1	1	\$48,500	<b>\$48,500</b>
Calibración certificada del medidor de flujo	1	1	\$10,000	<b>\$10,000</b>
Tubos de medición	1	2	\$16,900	<b>\$33,800</b>
Acondicionador de flujo	1	2	\$5,900	<b>\$11,800</b>
Medidor Maestro	1	1	\$48,500	<b>\$48,500</b>
Calibración certificada del medidor maestro de flujo	1	1	\$13,000	<b>\$13,000</b>
Arreglo en Z (incluye válvula)	1	1	\$30,000	<b>\$30,000</b>
Computador de flujo	1	2	\$33,000	<b>\$66,000</b>
Gabinete de conexionado	1	1	\$62,000	<b>\$62,000</b>
Patín de medición, incluye ingeniería de detalle, diseño, accesorios de montaje, válvulas de venteo, cableado eléctrico hasta cajas de unión, etc.	1	1	\$350,000	<b>\$350,000</b>
<b>TOTAL</b>				<b>\$745,640</b>

Para la evaluación de la unidad con medidores másicos tipo coriolis, se llena igualmente la Tabla 28 a partir de los valores en las tablas 22 y 25, así se obtiene la Tabla 35 de costos del sistema de medición de gas usando un medidor másico de 10", con medidor maestro y arreglo en "Z".

**Recomendación final:** El costo total aproximado es de US\$ 1.228.840 con medidores ultrasónicos y de \$ 1.198.940 con medidores coriolis, a pesar de ser un poco más alto el precio de la unidad con medidores de flujo ultrasónicos, si vamos a la incertidumbre con cada uno de estos medidores, como se presenta en el ejercicio #1 pagina 92, con medidores ultrasónicos podemos obtener una mejora en la incertidumbre hasta del 0.19%, con los valores a facturar al año presentados en la página 97 y asumiendo una mejora en la incertidumbre de solo 0.15% la facturación se mejoraría entre US\$122.550 y US\$ 350.550 al año, lo cual justifica la inversión adicional que se recupera en el término de unos pocos meses.

**Tabla 35.** Ejercicio 3. Matriz de evaluación de costos de la unidad de medición con másicos

<b>Ejercicio 3. Matriz de equipos y precios para sistema de Medición de Gas Natural</b>				
<b>Equipo</b>	<b>Cantidad por brazo</b>	<b># de brazos</b>	<b>Precio Unitario</b>	<b>Total</b>
<b>Patín de Medición</b>				
Válvulas de corte manual	2	2	\$14,000	<b>\$56,000</b>
Válvula de control de flujo	0	2	\$27,200	<b>\$0</b>
Transmisor de Presión con manifold de montaje	1	2	\$4,200	<b>\$8,400</b>
Transmisor de temperatura con termopozo y RTD	1	2	\$3,820	<b>\$7,640</b>
Medidor de flujo (Coriolis 10")	1	1	\$91,600	<b>\$91,600</b>
Calibración certificada del medidor de flujo	1	1	\$1,000	<b>\$1,000</b>
Tubos de medición	0	2	\$16,900	<b>\$0</b>
Acondicionador de flujo	0	2	\$5,900	<b>\$0</b>
Medidor Maestro	1	1	\$91,600	<b>\$91,600</b>
Calibración certificada del medidor maestro de flujo	1	1	\$1,500	<b>\$1,500</b>
Arreglo en Z (incluye válvula)	1	1	\$30,000	<b>\$30,000</b>
Computador de flujo (redundante)	1	2	\$33,000	<b>\$66,000</b>
Gabinete de conexionado	1	1	\$62,000	<b>\$62,000</b>
Patín de medición, incluye ingeniería de detalle, diseño, accesorios de montaje, válvulas de venteo, cableado eléctrico hasta cajas de unión, etc.	1	1	\$300,000	<b>\$300,000</b>
<b>TOTAL</b>				<b>\$715,740</b>

**Tabla 36.** Ejercicio 3. Matriz de evaluación de costos del patín de calidad.

<b>Matriz de equipos y precios</b>			
<b>Equipo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio Unitario</b>	<b>Total</b>
<b>Patín de Calidad</b>			
Cromatografo / Medidor de SG	<b>1</b>	\$58,200	<b>\$58,200</b>
Analizador de Humedad	<b>1</b>	\$59,500	<b>\$59,500</b>
Analizador de HC Dew point	<b>1</b>	\$86,000	<b>\$86,000</b>
Analizador de H2S / TS	<b>1</b>	\$54,000	<b>\$54,000</b>
Analizador de O2	<b>1</b>	\$31,000	<b>\$31,000</b>
Sistema muestreo	<b>3</b>	\$5,000	<b>\$15,000</b>
Sistema Acondicionamiento muestra (incluye filtros)	<b>2</b>	\$6,000	<b>\$12,000</b>
Gases de Calibración	<b>5</b>	\$3,500	<b>\$17,500</b>
Patín de calidad (shelter), incluye diseño, ingeniería, accesorios, cableado hasta cajas de union	<b>1</b>	\$150,000	<b>\$150,000</b>
<b>TOTAL</b>			<b>\$483,200</b>

## 5. CONCLUSIONES

Uno de los grandes y más recurrentes errores en medición es seleccionar primero la tecnología y comprar los equipos para posteriormente tratar de adaptar el proceso a la tecnología seleccionada.

Con la metodología presentada para la selección inicial de la o las tecnologías que aplican a cada caso específico, se puede ver que no todas las tecnologías de medición de gas aplican en todos los casos de medición que se pueden presentar; por tanto, lo más importante es primero tener claro cuáles son las especificaciones y condiciones del fluido que se quiere medir, cuáles son los requerimientos del usuario final y después pasar a ver cuáles de las tecnologías disponibles aplican para finalmente seleccionar el equipo óptimo que puede cumplir con los rangos necesarios sin que signifique aumentos importantes de costos, y así determinar cual tiene los mejores beneficios en los costos de adquisición, operación y mantenimiento durante la vida útil del sistema.

La medición de la calidad del Gas Natural hoy en día es tan costosa o más que la del sistema de medición en sí mismo, por tanto para la elaboración de proyectos económicos, debemos poner mucha atención en que pruebas de van a hacer en línea y cuales pueden realizarse mediante pruebas manuales periódicas que sean económicas. Igualmente hoy en día hay equipos que pueden reemplazar dos, tres o más de los equipos tradicionales para hacer la medición, así que, con una buena selección y una revisión de costos tanto de adquisición como de operación y mantenimiento durante el ciclo de vida de los equipos, se puede lograr que los proyectos, especialmente los pequeños, sean viables económicamente.

## 6. RECOMENDACIONES

1. En Colombia se tiene una reglamentación con respecto a las condiciones que debe cumplir el gas natural para ser transportado a través del SNT llamado RUT, pero igualmente se vienen planteando unas modificaciones para hacerlo más acorde con el OIML y de esta manera hacer viables proyectos pequeños, es importante hacer seguimiento en estos cambios para que pequeños productores de gas puedan comercializar ese gas sobrante en lugar de quemarlo y que se puedan incluir nuevas tecnologías más económicas.
2. Sin querer despreciar los medidores de tipo mecánico como los medidores de desplazamiento positivo y las turbinas, en los sistemas de medición de gas hay una tendencia bastante clara por parte de los usuarios en buscar tecnologías que en principio midan el gas de manera más precisa pero también que su operación y mantenimiento sean más económicos, gracias a los avances en electrónica, en comunicaciones y los desarrollos de software para diagnósticos en línea que permiten hacer un mantenimiento predictivo y actuar rápidamente antes que se pase a la etapa de reclamaciones que tiene implicaciones importantes en costos y tiempo para las compañías, cada día esto es más factible con medidores electrónicos y es importante profundizar en este tema.
3. Si en el punto anterior se recomendaba profundizar en los sistemas de medición de cantidad, en este se recomienda revisar tecnologías emergentes en la medición de la calidad y un ejemplo claro son los analizadores o espectrógrafos tipo diodos laser sintonizados mediante los cuales se pueden detectar de manera precisa varios de los componentes no deseados o impurezas en el gas natural medidos de manera bastante precisa donde usualmente hablamos de partes por millón, llegándose a hablar de partes por billón, reemplazándose varios analizadores de las tecnologías actuales por uno solo que sea más funcional y económico de operar.
4. Por ultimo un punto en el cual se recomienda profundizar es en la optimización de costos de mantenimiento y operación de los sistemas de medición y control de la calidad del gas, el cual hasta cierto punto va ligado a los anteriores, revisando cual debería ser la estructura ideal que soporte una operación económica sin poner en riesgo la integridad del sistema de distribución del gas natural.

## BIBLIOGRAFÍA

American Gas Association. AGA Report No, 3, Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids”, fourth edition, 2000.

----- “AGA Report No. 7 Measurement of Natural Gas by Turbine Meters”, 2006.

----- “AGA Report No. 9 Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters”. Second edition, 2007.

----- “AGA Report No. 11 Measurement of Natural Gas by Coriolis Meters”. Second edition, 2013.

----- “AGA Report No. 5 Natural Gas Energy Measurement”. 2009.

American Petroleum Institute. “Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 14 –Natural Gas Fluids Measurement”. American Gas Association, Report No. 3, Part. 2. Four edition, 2000.

----- “Manual of petroleum measurement standards, Chapter 21 –Flow Measurement using Electronic Metering Systems”. First edition, 2000.

Baker, R. “Flow Measurement Handbook: Industrial Designs, Operating Principles, Performance, and Applications”. Cambridge University Press, Second Edition 2016.

Bureau International des Poids et Mesures (BIPM). “International vocabulary of metrology – Basic and general concepts and associated terms”. JCGM, Third edition, 2012.

Centro Español de Metrología. “Vocabulario Internacional de Metrología, Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados”. JCGM, Tercera edición, 2012.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). “Resolución No. 071” (Diciembre 03 de 1999). [En línea].  
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1999-CREG071-99> [citado el 11 de marzo de 2017].

----- . “Resolución No. 054”. (21 de Junio de 2007). [En línea].  
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-2007-CREG054-2007> [citado el 11 de marzo de 2017].

----- . “Resolución No. 041”. (23 de Abril de 2008). [En línea].  
[http://www.cnogas.org.co/documentos/Creg041\\_2008.pdf](http://www.cnogas.org.co/documentos/Creg041_2008.pdf) [citado el 11 de marzo de 2017].

----- . “Resolución No. 131”. (9 de Octubre de 2009). [En línea].  
[http://www.creg.gov.co/html/Ncompila/htdocs/Documentos/Energia/docs/resolucion\\_creg\\_0131\\_2009.htm](http://www.creg.gov.co/html/Ncompila/htdocs/Documentos/Energia/docs/resolucion_creg_0131_2009.htm) [citado el 11 de marzo de 2017].

----- . “Resolución No. 126”. (20 de Septiembre de 2013). [En línea].  
<http://www.suin-juriscal.gov.co/viewDocument.asp?id=4019679> [citado el 11 de marzo de 2017].

Comité Técnico de Medición (CNO-Gas). “Protocolo Operativo de Medición, Propuesta para la actualización del RUT en materia de medición”. 2014.

Crabtree, M.A. “Industrial Flow Measurement”. Master Thesis, University of Huddersfield, 2009.

Emerson Process Management. “AGA Report No. 7 Measurement of Gas by Turbine Meters”; “AGA Report No. 3 Orifice Metering of Natural Gas”; “AGA Report No. 8 Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases”. In: “Flow Measurement User manual”. 2005.

Gallagher, J. “Natural Gas Measurement Handbook”. Gulf Pub., 2006.

Guerrero, Suárez, F. y Llano, Camacho, F. “Gas Natural en Colombia”. Trabajo de grado en el programa de posgrado en la Especialización en Administración de Empresas. Propiedad de la Universidad ICESI, 2003.

Gorham, J. “Fundamental Principles of Gas Turbine Meters”. 6 pages, 2007. [En línea]. <http://asgmt.com/wp-content/uploads/pdf-docs/2006/1/A8.pdf> [citado el 11 de marzo de 2017].

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC). “Vocabulario Internacional de Metrología. Conceptos Fundamentales, Generales y Términos Asociados (VIM). NTC 2194. Vocabulario de Términos Básicos y Generales en Metrología”. 1997.

La Verne Katz, D. "Natural Gas Engineering: Production and Storage". McGraw-Hill, Economics Dept., 1990.

Lansing, J. "Basics of Gas Ultrasonic Meter diagnostics". 12 pages [En línea].  
<http://www.crt-services.com/pdf/papers13/Basics%20Of%20Gas%20Ultrasonic%20Meter%20Diagnostics%20ISHM%201400.1-2013.pdf> [citado el 11 de marzo de 2017].

LaNasa, P. & Upp, E. "Fluid Flow Measurement, a Practical Guide to Accurate Flow Measurement". Butterworth-Heinemann, Third edition, 2014.

Miller, R. "Flow Measurement Engineering Handbook". McGraw-Hill Education, Third Edition, 1996.

Ministerio de Minas y Energía, Unidad de planeación minero energética. "La cadena del Gas Natural en Colombia". [En línea]  
[http://www.upme.gov.co/docs/chain\\_gas\\_natural.pdf](http://www.upme.gov.co/docs/chain_gas_natural.pdf) [citado el 11 de marzo de 2017].

Ministerio de Energía y Minas. "Normas técnicas para la fiscalización automatizada del gas natural". [En línea].  
[http://www.menpet.gob.ve/repositorio/imagenes/file/normativas/leyes/norm\\_tec\\_gas.pdf](http://www.menpet.gob.ve/repositorio/imagenes/file/normativas/leyes/norm_tec_gas.pdf) [citado el 11 de marzo de 2017].

Organisation Internationale de Métrologie Légale (OIML). "International Recommendation OIML R 140. Measuring system for gaseous fuel". 2007. [En línea]  
[https://www.oiml.org/en/files/pdf\\_r/r140-e07.pdf](https://www.oiml.org/en/files/pdf_r/r140-e07.pdf) [citado el 11 de marzo de 2017].

Ortiz, Afanador, J.M. "Memorias módulo Diseño Y Operación De Sistemas De Medición De Gas". Universidad Industrial de Santander, 2016.

-----". "Proyecto de reforma al RUT medición de gas natural OIML R140. Análisis de aplicabilidad en TGI". 2012. [En línea].  
<http://www.cnogas.org.co/documentos/Prpyecto%20de%20reforma%20RUT,%20medicion%20de%20gas%20natural%20OIML%20R140%20Junio%202012-TGI.pdf> [citado el 11 de marzo de 2017].

Ramírez, Amaya, J.G.; Ortiz, Afanador, J.M. y Velosa, Chacón, J.F. "Proyecto de reforma al RUT Medición de Gas Natural". [En línea].  
[http://www.cnogas.org.co/documentos/Documento%20Reforma%20RUT%20v1%2000%20\\_2\\_.pdf](http://www.cnogas.org.co/documentos/Documento%20Reforma%20RUT%20v1%2000%20_2_.pdf) [citado el 11 de marzo de 2017].