

Universidad de Buenos Aires

Transporte y Distribución de Hidrocarburos

Medición del Gas Natural

1 Medición del Gas Natural

1.1 Introducción

La medición de los volúmenes transferidos constituye parte fundamental de la industria del gas, por lo que el abordaje en su sentido amplio de este tema, de carácter predominantemente técnico, reviste gran importancia económica.

La mayoría de las instalaciones de medición, con la excepción de aquellas relacionadas con controles internos de las empresas de gas, constituyen puntos donde se produce el cambio de titular de la custodia del gas y por consiguiente las medidas allí obtenidas son utilizadas para facturación.

Es por tanto de vital importancia cuantificar los volúmenes transferidos entre fronteras de las áreas de producción, transporte y distribución con la mayor precisión posible.

La medición comercial de flujo de fluidos, se inicia a principios del siglo XX, con los medidores de presión diferencial. En 1903 el ingeniero americano Weymouth empezó a experimentar y a hacer mediciones con la placa de orificio. Transcurrieron 6 años más para disponer de una placa de orificio práctica.

Los medidores de turbina tienen su origen en los años 30 (aunque el principio del medidor de turbina es el medidor de hélice, que se estableció hace casi un siglo). Transcurrieron 35 años más hasta que surgió su complemento: el medidor con computador y circuitos inteligentes.

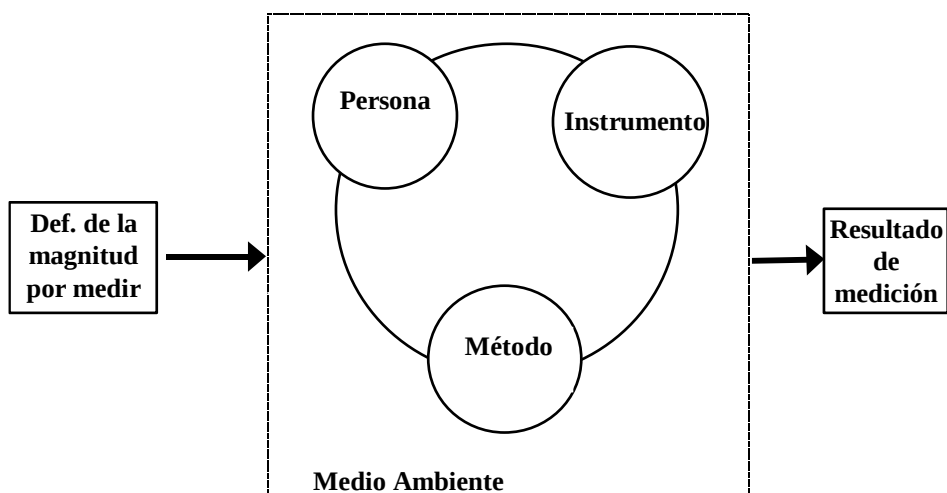
En la actualidad, la medición de fluidos implica el uso de variadas tecnologías ultrasónica, óptica, inductiva, capacitiva y otras.

1.2 La Medición

Según el Vocabulario Internacional de Metrología, documento acordado en los años 90 por las más importantes organizaciones internacionales relacionadas con la metrología, la medición es el “conjunto de operaciones cuyo objetivo es determinar el valor de una magnitud ó cantidad”.

De acuerdo con la definición anterior, la medición de una magnitud física consiste en asignar un número a dicha cantidad, es decir que se trata de una evaluación cuantitativa de la misma.

La medición se puede pensar como un proceso. El insumo o entrada del proceso es la definición de la magnitud por medir. A partir de este insumo una persona opera un instrumento siguiendo un método de medición, y todo esto enmarcado dentro un medio ambiente. El producto del proceso es un valor numérico llamado resultado de medición.



1.3 Evaluación del resultado de la medición

Puesto que sobre la base del producto del proceso de la medición se establece el precio en una transacción comercial de gas, es necesario asegurar que el valor resultante de este proceso medición sea tan confiable como sea posible.

Por lo tanto, se debe verificar que el resultado de la medición (“producto” del proceso de medida), sea de buena calidad. Para ello es necesario tener en cuenta que el resultado de medición tiene diferentes atributos.

1.3.1 Errores

1.3.1.1 Error absoluto

Si se mide una magnitud cuyo valor verdadero es M_v , y cuyo valor medido es M , el error absoluto es:

$$e = | M - M_v |$$

1.3.1.2 Error relativo

Se define también el error relativo en la medida en la forma:

$$e_r = \frac{e}{M}$$

1.3.2 Asignación de errores

Una asignación razonable de errores a las magnitudes medidas depende de numerosos factores. Como norma general, dependerá de si las mediciones se efectúan directamente o si se obtienen tras la aplicación de relaciones matemáticas entre otros valores previamente medidos (medidas indirectas).

1.3.2.1 Medidas directas

Si se mide directamente una magnitud mediante un aparato de medida (una manómetro, un cronómetro, un termómetro, una balanza, etc.) se dará el resultado en la forma:

$$M_0 \pm e_0$$

donde M_0 es el valor que proporciona el instrumento de medición y donde el error e_0 , será normalmente el menor intervalo discernible con su escala.

1.3.2.2 Medidas indirectas y propagación de errores

A menudo la magnitud que se busca (y) ha de obtenerse en función de otras ($x_1, x_2, \dots, x_n$) por medio de alguna ecuación que las vincula:

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_n)$$

Naturalmente las magnitudes $x_1, x_2, \dots, x_n$ tendrán sus propias incertidumbres $e_1, e_2, \dots, e_n$, que se traducirán en un error para y .

$$\Delta y = \sum \left| \frac{\partial f}{\partial x_i} \right| \cdot \Delta x_i$$

1.3.3 Factores que inciden en el error

A continuación se enumeran algunos de los factores que inciden en el grado de error de una medición, y ciertos conceptos asociados a los mismos.

1.3.3.1 Exactitud

Evalúa la proximidad entre el valor real y el valor medido. La exactitud puede expresarse como porcentaje del fondo de escala.

1.3.3.2 Precisión

Se define como la cota para los errores absolutos en el rango del instrumento, con respecto al valor obtenido como más probable luego de un número considerable de mediciones repetidas en iguales condiciones. Es equivalente a la repetibilidad.

1.3.3.3 Alcance

Es la diferencia entre el valor máximo y el mínimo medible con el instrumento, con una exactitud predefinida.

1.3.3.4 Rangoabilidad

Es la relación entre el valor mínimo y el valor máximo medible con un grado predeterminado de error.

1.3.3.5 Sensibilidad

Es el cociente entre el incremento de la indicación o señal del instrumento y el incremento de la variable medida. Si la indicación o señal de salida depende linealmente de la variable medida, el cociente es constante, pero no lo es, debe establecerse el punto considerado del rango de medición en el cual se especifica.

Se expresa como una relación dimensional; por ejemplo: 100 mV/bar.

1.3.3.6 Histéresis

Es la característica del instrumento, evidenciada por la variación de la indicación o señal de la salida al medir sucesivamente un valor determinado de la variable, cuando ésta pasa en ambos sentidos (ascendente y descendente) por el mencionado valor, en iguales condiciones de proceso y recorriendo el total del rango.

La histéresis se define como la mayor diferencia entre la indicación o señal de salida, al medir el valor dado de la variable en la forma previamente indicada.

Como característica del instrumento se especifica la histéresis máxima en todo el rango, expresándola usualmente como porcentaje del alcance.

1.3.3.7 Linealidad

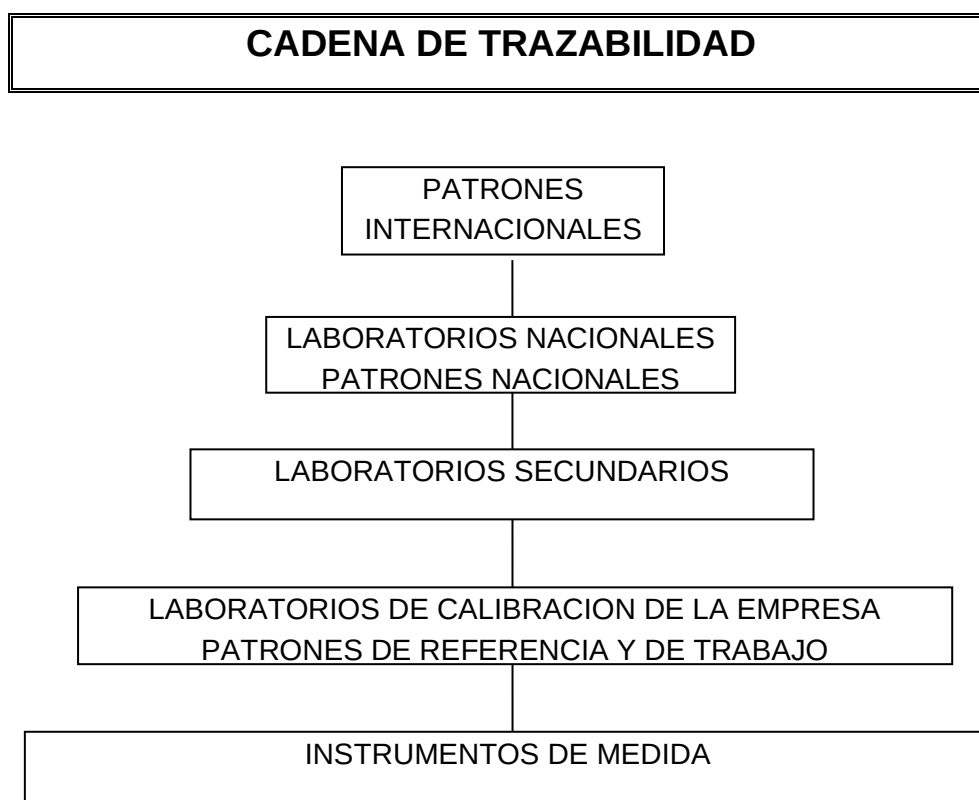
Es el grado de correspondencia que tiene una curva de calibración con una curva predefinida para el sistema de medición.

1.4 Trazabilidad de una medición

La trazabilidad es la propiedad de un resultado de medición que permite relacionar ese resultado con referencias estipuladas, generalmente patrones nacionales o internacionales, a través de una cadena ininterrumpida de comparaciones que tengan todas incertidumbres determinadas.

La única forma en que pueden compararse los resultados obtenidos por diferentes sistemas de medición en diferentes lugares del mundo es asegurando su trazabilidad, es decir, que ambos estén referidos al patrón internacional, siendo éste uno de los atributos indispensables para garantizar la confiabilidad de cualquier resultado de medición.

El concepto de trazabilidad puede ilustrarse mediante una cadena o pirámide. Para asegurar la trazabilidad de una medida no pueden haber eslabones rotos en la cadena.



1.5 Calibración y contraste

La calibración consiste en un conjunto de operaciones que establecen, en condiciones especificadas, la relación entre los valores de magnitudes indicados por un instrumento de medición y los valores correspondientes determinados por medio de patrones.

En general, la calibración es una evaluación de la exactitud de un instrumento de medición, mediante la comparación de las medidas de éste contra las de otro instrumento de mayor exactitud, llamado patrón. La calibración suele ser una operación costosa, pues en ella se evalúan diferentes aspectos del instrumento a lo largo de su rango de operación. Normalmente requiere condiciones ambientales controladas y debe ser ejecutada por personal especializado. No se debe confundir con el mantenimiento correctivo o ajuste del instrumento.

Las calibraciones permiten clasificar los instrumentos en diferentes clases de exactitud. A los instrumentos de mayor clase de exactitud se les exige resultados con mayor cercanía al valor convencionalmente verdadero (resultado obtenido con el patrón), mientras que a los de menor clase de se les permite indicaciones mas alejadas de las del patrón.

El resultado de una calibración permite bien sea asignar a las indicaciones los valores de las magnitudes por medir, o determinar las correcciones con respecto a las indicaciones. Una calibración también puede determinar otras propiedades metrológicas tales como el efecto de las magnitudes de influencia.

El resultado de una calibración suele registrarse en un documento denominado certificado de calibración o informe de calibración, el que en muchos casos se utiliza como garantía de que las mediciones realizadas con el instrumento certificado son trazables, de acuerdo a lo anteriormente expuesto.

En el caso de medidores de gas, la calibración puede realizarse contra campanas neumáticas patrón o mediante el contraste con medidores patrón instalados en serie con el medidor a contrastar.

1.6 Unidad de medida del gas natural

Del mismo modo que para cualquier magnitud, a los efectos de la medición del gas natural se establece una unidad de medida. En este caso, las reglamentaciones varían en los diferentes países. En Argentina, se establece como unidad de medida de volumen el “metro cúbico estándar”, es decir, el volumen de gas que ocupa un metro cúbico, cuando tal gas se encuentra a una temperatura de quince grados Celsius (15 °C), y a una presión de 101.325 kilopascales absoluta. Para su simbolización se utiliza indistintamente “Sm³” o “m³”.

Puesto que las transacciones comerciales se realizan en términos de energía, es necesario tomar en cuenta adicionalmente el poder calorífico del gas, que varía en función de su composición. Se establece como poder calorífico de referencia a un PCS (poder calorífico superior) del gas de 9,300 kcal/m³.

En el texto se utilizará el símbolo “m³” para referir indistintamente al volumen de gas representado por 1 Sm³ o a la cantidad de energía representada por 1 Sm³ @ 9,300 kcal/Sm³, según surja del contexto en cada caso.

1.7 Correcciones de volumen

En virtud de lo anterior, resulta necesario realizar correcciones a medidas directas de los medidores utilizados, ya que estos miden el gas en condiciones operativas particulares de cada usuario debiéndose establecer los volúmenes a las condiciones de referencia con fines de facturación, y para poder establecer equivalencias energéticas entre los distintos tipos de fluidos. Así por ejemplo, un usuario podrá comparar la diferencia entre energía eléctrica y gas partiendo de la simple conversión de unidades: 1 Kwh = 860 kcal, teniendo en cuenta que 1 Sm³ equivale a 9,300 kcal.

Los factores asociados al volumen mencionado anteriormente están relacionados con la presión (p), la temperatura (T) del gas y su composición. Esta última da origen a un factor llamado de supercompresibilidad (Z) que depende a su vez de p y T y al factor energético mencionado como PCS.

1.7.1 Medidores con contadores mecánicos

Los medidores con contadores mecánicos indican en su contador, el volumen de gas que pasa a través del equipo en condiciones reales.

- Se llama volumen “desplazado” al leído en el contador del medidor.
- Se llama volumen “standard” al volumen desplazado afectado por los factores de presión, temperatura y supercompresibilidad.
- Se llama volumen equivalente energético o volumen a 9300 kcal al afectado por el PCS.

Por tanto, se tendrá:

$$V_{\text{standard}} = V_{\text{leído}} \times F_p \times F_t \times f_{pv}^2$$

$$V_{\text{facturación}} = \frac{V_{\text{standard}} \times \text{PCS}}{9,300}$$

donde:

$$F_p = \text{factor de presión} = \frac{P_{\text{manométrica}} + P_{\text{atmosférica}}}{P_{\text{referencia nivel del mar}}}$$

siendo

$P_{\text{manométrica}}$: presión de operación del medidor
 $P_{\text{atmosférica}}$: presión del punto geográfico donde está colocado el medidor
 $P_{\text{referencia nivel del mar}}$: 1.01325 bar

$$F_t = \text{factor de temperatura} = \frac{288.15 \text{ K}}{273.15 \text{ K} + T_{\text{gas}} (^{\circ}\text{C})}$$

siendo T_{gas} la temperatura del gas en el sitio de medición.

$$f_{pv}^2 = \text{factor de compresibilidad} = Z_{\text{base}}/Z_{\text{gas}}$$

siendo

Z_{std} : el factor de compresibilidad del gas en condiciones estándar
 Z_{gas} : el factor de compresibilidad del gas en el punto de medición

1.7.2 Medidores por diferencial de presión

En el caso de los medidores por diferencial de presión, además de tener en cuenta las consideraciones anteriores relacionadas con la conversión del volumen del gas en condiciones de reales para expresarlo en condiciones estándar, se agrega la necesidad de vincular la medición indirecta del diferencial de presión con el volumen de gas transferido a través del medidor.

Los medidores por diferencial de presión más difundidos para gas natural son los de placa orificio, cuya descripción se realiza más adelante.

1.7.3 Otros medidores

Existe una gran variedad de medidores que utilizan tecnología electrónica para evaluar el volumen a partir de la medición de otras variables relacionadas. En estos casos, el

equipo normalmente trae incorporado en su electrónica todos los cálculos que vinculan la variable medida y las señales de instrumentos complementarios de presión, temperatura, etc., con el volumen real y a través de éste, directamente entregan como dato de salida el volumen corregido.

1.8 Error admisible

El límite de error recomendado para mediciones fiscales de gas natural es el indicado en el siguiente cuadro:

Error Máximo Recomendado

Desde $Q_{\min}$ hasta el 20% del $Q_{\max}$	$\pm 2\%$
Desde el 20% del $Q_{\max}$ hasta el $Q_{\max}$	$\pm 1\%$

No obstante el continuo desarrollo tecnológico en el área de la medición de fluidos permite mejorar estos valores, inclusive ya en la actualidad, en ciertos casos por debajo de la mitad.

Otro aspecto a destacar como consecuencia del avance en las técnicas de medición, es la obtención de rangueabilidades cada vez mayores.

1.9 Medidores de gas

Los medidores se clasifican en:

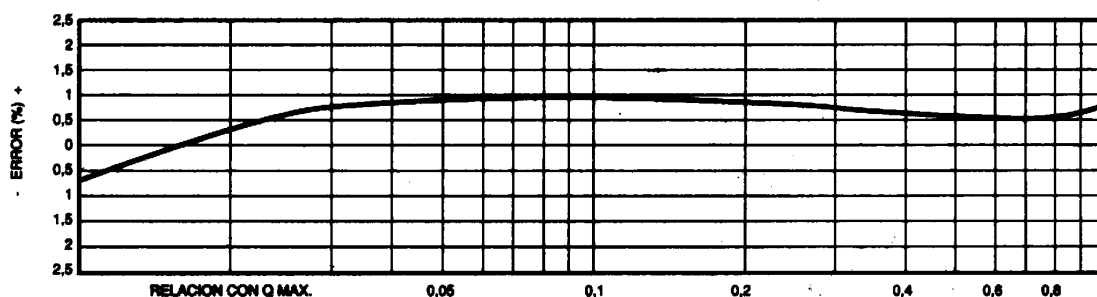
- Volumétricos → Miden directamente el volumen → Diafragma
Rotativos
- Inferenciales → Se infiere el volumen a partir de la medición de otras variables relacionadas → Placa orificio
Turbinas
Ultrasónicos

1.9.1 Medidores a diafragma

Son medidores de desplazamiento positivo y los que habitualmente se adaptan para la medición de bajos caudales (normalmente hasta 160 m³/h, generalmente por razones de costos), debido a la configuración estanca de sus cámaras de medición, lo que los hace aptos para servicios residenciales y para comercios e industrias pequeñas. Si bien existen modelos especiales que trabajan a presiones de hasta 1 bar, estos medidores son generalmente de aplicación en baja presión.

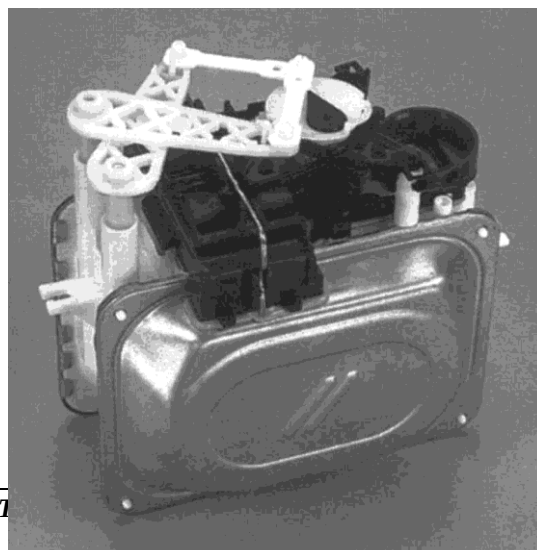
Uno de los datos importantes para la selección del medidor a diafragma es el caudal de arranque, es decir el caudal a partir del cual la unidad comienza a moverse con el paso del fluido. Este valor está asociado a la mínima caída de presión necesaria para vencer la resistencia del mecanismo interno del medidor. Por debajo de este valor de caudal, que es del orden del 2 % de la capacidad del equipo, los errores pueden superar el 10%.

CURVA DE ERRORES



Las unidades de medición están constituidas por dos diafragmas, normalmente contruidos en cuero con un tratamiento especial que le permite lograr una buena estabilidad dimensional, o con material sintético, apto para resistir la posible agresión de los componentes del gas natural o del gas propano.

Estos diafragmas, reforzados con dos platos metálicos que le dan rigidez, forman con las paredes externas y con el tabique central del cuerpo del medidor, cuatro cámaras de volumen conocido, las que al cumplir un ciclo completo, permiten hacer pasar desde la conexión de entrada a la de salida, una cantidad de gas denominada Volumen Cíclico.



Su principio de funcionamiento es muy sencillo, dado que dispone de un mecanismo biela manivela que permite accionar las válvulas espejo que bloquean y liberan los conductos de entrada y salida de las cámaras.

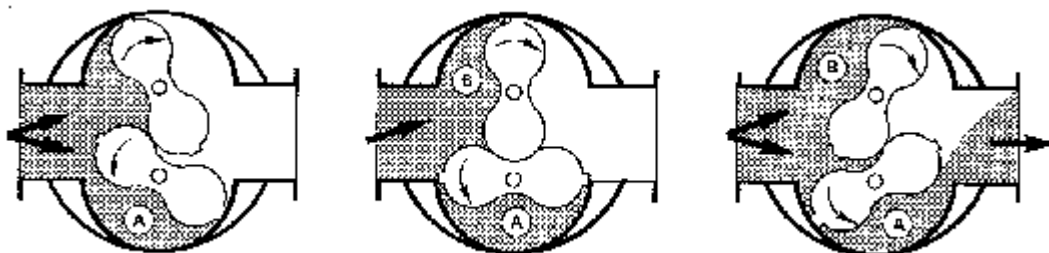
Solidario con los platos antes mencionados, se colocan dos barras rectas (brazos bandera), que transmiten el movimiento de los fuelles al mecanismo biela-manivela, y desde éste hacia el mecanismo contador de ciclos.

Las características constructivas de estas unidades garantizan que todo el gas ingresado al medidor, pase por las cámaras, contabilizando de esta manera el flujo. En el caso de exceder la capacidad máxima puede ocurrir el pasaje de gas desde la entrada hacia la salida, sin que el gas llegue a ingresar a las cámaras o fuelles. Este inconveniente se produce por exceso de presión diferencial, lo que trae como consecuencia la marcha irregular del mecanismo descrito, desequilibrando el movimiento de las válvulas sobre sus guías y provocando el desgaste prematuro de las correderas y asientos, originando fugas entre los conductos internos del medidor.

1.9.2 Medidores rotativos

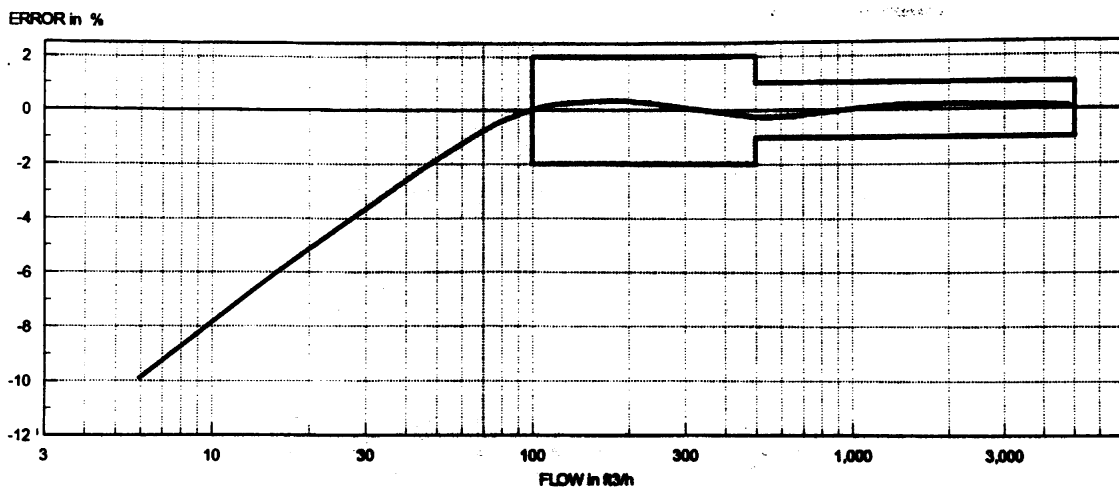
Los medidores de desplazamiento positivo del tipo rotativo están constituidos por un par de lóbulos o impulsores en forma de 8. Estos impulsores giran sin rodar entre sí, de modo que sus perfiles generan con el cuerpo del medidor una fracción de volumen que durante un giro completo de la unidad, dan lugar al desplazamiento de su Volumen Cíclico.

Los ejes de los impulsores se acoplan a un par de engranajes de sincronización que regulan el movimiento, evitando que los impulsares se toque entre sí o rocen contra el cuerpo del medidor. En el otro extremo del eje se dispone de un sistema de transmisión mecánico, magnético o por medio de un generador de pulsos, que transmite la cantidad de vueltas del medidor hasta el contador, en el que por medio de una relación de transmisión adecuada se registra el volumen desplazado, resultante de la multiplicación del volumen cíclico por la cantidad de vueltas.



Las características constructivas de este tipo de medidor determinan que entre los impulsores, y entre estos y el cuerpo del medidor se produce un pasaje de fluido que no es registrado por la medición. La tecnología de estos medidores se supera permanentemente; y hoy hay medidores que se certifican con rangueabilidad 100:1.

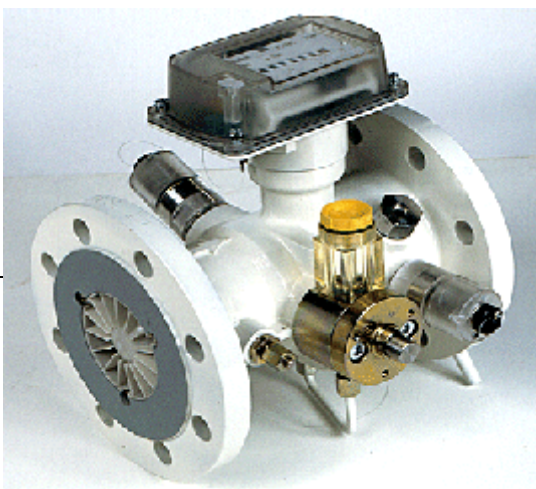
Con una superficie de pasaje muy reducida, y a pesar que la cantidad de fluido no registrado se incrementa con el aumento de la presión diferencial, la importancia de esta fuga se pone de manifiesto cuando se mide bajo caudal, porque en el caso de volúmenes pasantes muy reducidos (menores al 1% de la capacidad máxima del medidor), el error tiende a infinito. No resulta por tanto recomendable utilizar estos medidores en caudales inferiores al 2% de su capacidad nominal.



Entre las recomendaciones para su instalación, figuran:

- una etapa previa de separación y filtrado, puesto que la luz entre lóbulos y entre éstos y el cuerpo del medidor es reducida.
- instalación de una placa limitadora de caudal aguas abajo del medidor, para prevenir posibles excesos de velocidad de giro por encima de la máxima velocidad de diseño del equipo.

1.9.3 Medidores a turbina



Estos equipos están compuestos de un rotor con alabes helicoidales que generan el movimiento giratorio del mismo por efecto de la velocidad del gas que actúa sobre la cara de cada álabe.

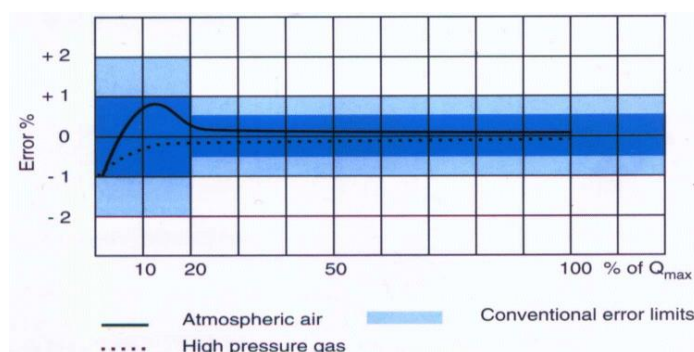
El principio de medición de las turbinas reposa en la relación lineal entre la velocidad del flujo y la velocidad de rotación de la turbina, linealidad que es casi exclusivamente afectada por las variaciones en el rozamiento del mecanismo.

Por lo tanto, las características de diseño de estas unidades propenden a crear una sección de pasaje con el mayor diámetro posible y menor sección anular, de modo que se genere una zona de alta velocidad del rotor.

De este modo es posible vencer fácilmente la resistencia o torque que produce el mecanismo de transmisión y contador de la turbina de medición.

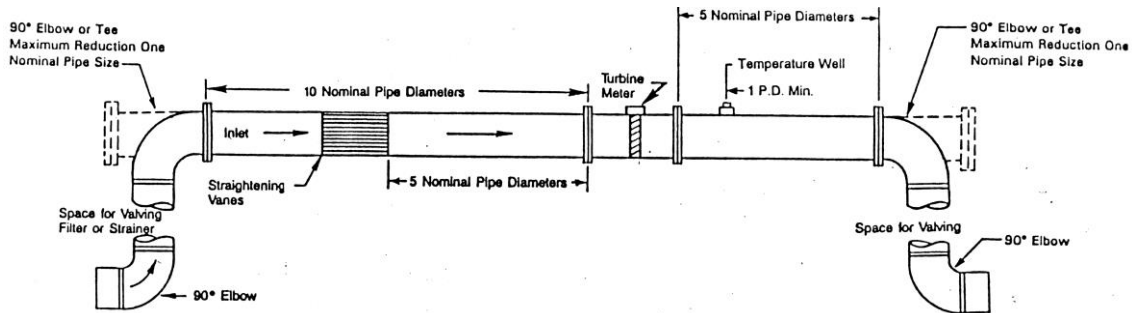
El eje del rotor está montado sobre bujes de muy bajo rozamiento, y la salida al contador se realiza mediante un generador de pulsos, garantizando el menor rozamiento posible y así evita que la resistencia interna permita pasar gas sin que gire el rotor.

Una turbina adecuadamente conservada, mantendrá su calibración mientras no aumente el rozamiento por sobre los límites establecidos por el fabricante. Para ello se realiza la prueba de spin, consistente en impulsar al rotor y contar el tiempo que demora en detenerse luego de cesado el impulso.



Estos equipos no son adecuados para medir caudales bajos, especialmente menores al 5 % de su capacidad nominal. Los bajos caudales generan bajas presiones diferenciales, por lo tanto no se genera la fuerza suficiente para vencer el torque necesario para mover el rotor libremente, pasando en estas condiciones gas a través de la sección anular sin ser medido totalmente.

El AGA Report N°. 7 contempla los aspectos de cálculo y detalles de instalación de turbinas de medición. Uno de los esquemas típicos de instalación es el que se indica a continuación.



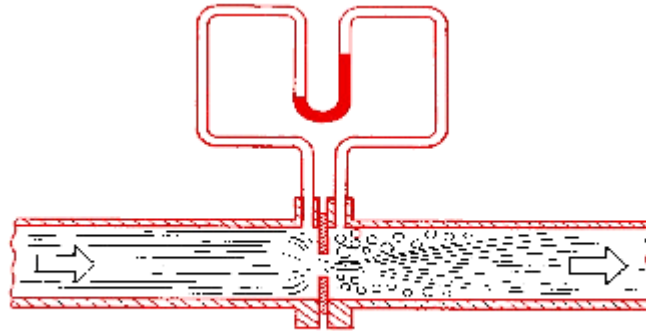
1.9.4 Medidores de placa orificio

Los sistemas de medición de flujo de fluidos del tipo de presión diferencial son ampliamente usados en el sector industrial. En particular, las placas de orificio gozan de una ventaja comparativa importante: existe en la literatura una gran cantidad de información relacionada con el comportamiento de estos elementos, incluidas diferentes normas de referencia para el diseño, construcción, instalación y uso de los elementos de presión diferencial. Hoy día, cerca de 25% del total de los instrumentos para medición de flujo de fluidos instalados a nivel internacional son del tipo de presión diferencial.

En particular, la industria del transporte de gas natural hace uso de una gran cantidad de placas de orificio para realizar la medición del gas que es transportado de un lugar a otro.

El principio de medición por placa orificio se basa en la técnica de inferir el caudal de gas circulante midiendo la modificación creada en la presión estática debido a la interposición de un elemento primario de estrangulación en la corriente de fluido. La fundamentación teórica de este sistema se encuentra en la expresión del trinomio de Bernoulli:

$$H = \frac{V^2}{2g} + \frac{p}{\gamma} + z$$



El elemento primario de los sistemas de medición por placa orificio lo constituyen la placa orificio propiamente, el portaplaca con las tomas de presión diferencial y el tubo de medición.

La placa de orificio consiste en una placa delgada con un orificio concéntrico maquinado, posicionada entre bridas de dos tubos en forma perpendicular al flujo. Como su geometría es muy simple, su costo es bajo y se puede fácilmente instalar o remplazar. La arista que forma el orificio generalmente es muy afilada de modo de evitar la formación de depósitos en ella. El diámetro, ovalización del orificio, el centrado y demás características están definidas en la norma de aplicación.

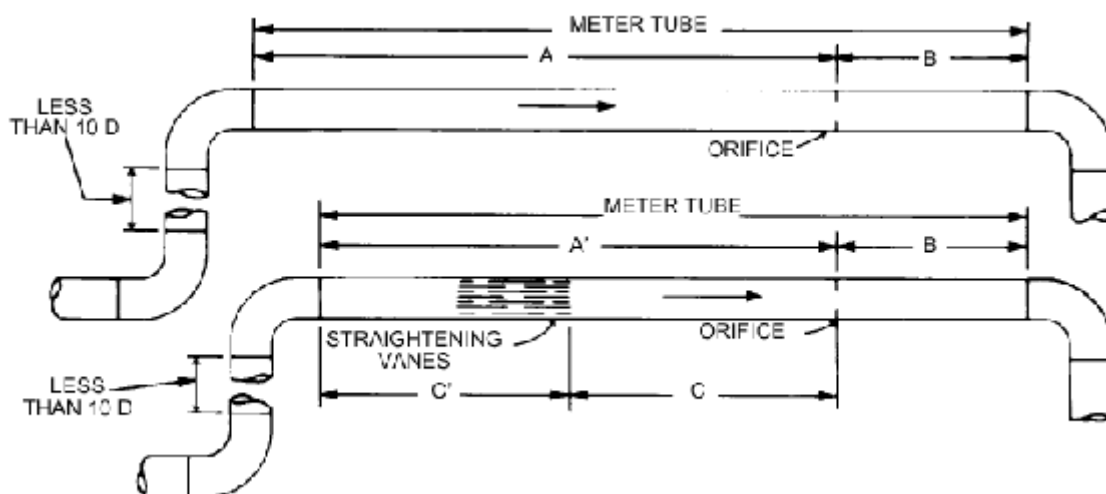
El tubo de medición está definido como el tramo recto de caño aguas arriba del portaplaca, del mismo diámetro del tubo, de longitud A o A' (según se instale o no enderezador de vena), incluyendo el enderezador de vena si es requerido, el portaplaca y el tramo del mismo diámetro aguas abajo, de longitud B. No se deben realizar ningún tipo de conexiones dentro de estas distancias, salvo las tomas de presión, el bulbo de temperatura y/o los enderezadores de vena. El tubo será sin costura, rectificado a las tolerancias establecidas por las recomendaciones o normas de aplicación.

Para la compensación por variación de densidad, se instalan además un medidor de presión estática y un medidor de temperatura. La instalación de estos medidores ofrece dos alternativas: aguas arriba o aguas abajo de la placa. La elección altera el procedimiento de cálculo, puesto que cambian algunas variables según las mediciones se hagan a un lado u otro de la placa.

Los puentes de medición con placa orificio, por su condición de relación cuadrática entre el caudal y la presión diferencial que le da origen, son de baja rangeabilidad:

- 3:1 con un solo transmisor de presión diferencial
- 9:1 con doble transmisor de alta y baja presión diferencial.

Todos los esfuerzos están puestos en la determinación del coeficiente de descarga, tratando de minimizar la incertidumbre asociada al cálculo, pero dada la cantidad de factores intervinientes para definir el mencionado coeficiente, muchos de ellos empíricos, y con desarrollos matemáticos basados en series de aproximación, no es posible disminuir la incertidumbre por debajo del 1%. Incluyendo además la incertidumbre aportada por los elementos secundarios (transmisores, etc.) el medidor de placa orificio no tendrá una incertidumbre menor al 1.5%.



El AGA Report N°. 3 contempla los aspectos de cálculo y detalles de instalación sistemas de medición con placa orificio, uno de cuyos esquemas típicos se muestra a continuación.

Las longitudes mínimas A, A' y B surgen de gráficos del AGA Report N°. 3.

El caudal medido se calcula mediante la siguiente expresión:

$$Q = K \cdot F_t \cdot F_g \cdot F_{pv} \cdot (h_w \cdot P_f)^{0.5}$$

Donde:

Q	Caudal
K	Constante de orificio
F _t	Factor de temperatura de flujo
F _g	Factor de densidad
h _w	Presión diferencial
P _f	Presión estática
F _{pv}	Factor de supercompresibilidad

Siendo

$$K = F_b \cdot Y \cdot F_r \cdot F_{tb} \cdot F_{pb} \cdot F_l \cdot F_a \cdot F_m$$

Con

Fb	Factor básico de orificio
Y	Factor de expansión
Fr	Factor del número de Reynolds
Ftb	Factor de temperatura base
Fpb	Factor de presión base
Fl	Factor de latitud
Fm	Factor manométrico
Fa	Factor de área

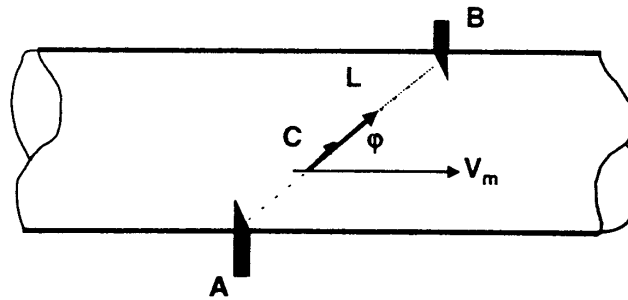
1.9.5 Medidores ultrasónicos

En la actualidad, los sistemas de medición que utilizan medidores ultrasónicos reemplazan con éxito los puentes de medición por placa orificio, pudiendo llegar incluso a sustituir varios puentes de placa orificio por un único medidor ultrasónico. Este medidor para uso industrial ha demostrado excelente performance para presiones superiores a los 7 bar y para grandes caudales con incertidumbres menores al 0.3%

El principio de funcionamiento del medidor ultrasónico se basa en la medición de tiempos de viaje de una onda sonora dentro de la corriente de gas.

El transductor A emite un pulso de forma y duración conocida, el que demora un tiempo t_D en llegar hasta el transductor B, ubicado aguas abajo. Recibido el pulso en B, se retransmite de B a A y se mide el tiempo transcurrido t_U .





Puesto que el flujo circula en la dirección $A \rightarrow B$, el tiempo $t_D < t_U$.

Se desprende por tanto que:

$$t_D = \frac{L}{C + V_m \cos \varphi}$$

$$t_U = \frac{L}{C - V_m \cos \varphi}$$

siendo,

- V_m es la velocidad del gas
- C es la velocidad del sonido en el medio
- L es la distancia entre los transductores A y B
- φ es el ángulo respecto al eje de la tubería

de donde,

$$V_m = \frac{L}{2 \cos \varphi} \times (1/t_D - 1/t_U)$$

Puede apreciarse que la medición de los tiempos es lo que determina la exactitud del cálculo de la velocidad del gas. Los medidores ultrasónicos actuales miden el tiempo con una resolución superior a los 10 ns.

Puesto que el perfil de velocidades no es uniforme en toda la sección de la tubería, se determina un coeficiente K, que corrige el perfil real de velocidades para asimilarlo al perfil teórico.

Se tiene por tanto que el caudal Q_{real} es:

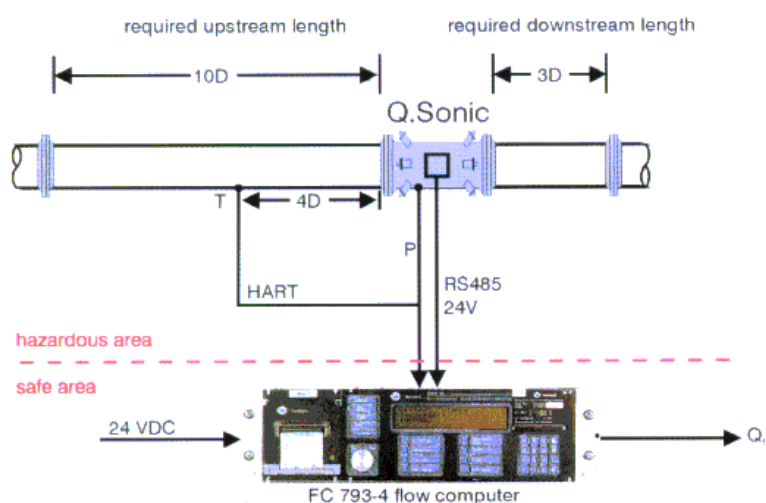
$$Q = \frac{L}{2 \cos \varphi} \times S \times K (1/t_D - 1/t_U)$$

donde S es la sección de la tubería.

Este valor de Q debe ser corregido por p, T y Z y afectado por PCS/9300 para obtener el caudal en condiciones estándar, que integrado da como resultado el volumen para facturación de un período dado.

Para medidores con varios pares de transductores, el caudal se establece a partir de un valor de velocidad media determinada a partir de las velocidades definidas entre los caminos recorridos para cada pareja de transductores.

El esquema de instalación para medidores ultrasónicos se ilustra a seguidamente:



1.10 Equipos complementarios

A los efectos de disponer de todos los elementos para concretar una correcta medición, es necesario suplementar la información asociada al volumen real de gas obtenida del o los medidores, con equipamiento que aporte los datos de presión, temperatura y composición (y/o PCS) y permita su procesamiento.

Un sistema de medición se completa entonces con sensores de presión, temperatura, cromatógrafos, calorímetros, unidades correctoras y computadores de flujo, cuya utilización queda determinada en función de la importancia de volumen de gas a medir.

1.10.1 Sensores de presión

En el caso de las turbinas y los medidores rotativos, los mismos son instalados en el propio cuerpo del medidor, mientras que en el caso de puentes de medición con placa orificio son acoplados a las correspondientes tomas de presión, para la obtención tanto de la presión estática como la diferencial. Su rango de operación se selecciona en función del máximo valor de presión al que puede ser sometido en operación.

1.10.2 Sensores de temperatura

Los sensores de temperatura normalmente utilizados son del tipo RTD de platino, y se instalan comunmente aguas abajo de la medición a una distancia del medidor establecida en cada caso por las normas correspondientes, dentro de termovainas de acero inoxidable. Su rango de operación normal es de $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$.

1.10.3 Cromatógrafos y calorímetros

Cuando los volúmenes a medir son muy importantes, se incorpora al conjunto de equipos complementarios un cromatógrafo en línea, que permite corregir los volúmenes medidos en función de la composición del gas, posibilitando el cálculo prácticamente en tiempo real del factor de compresibilidad y el poder calorífico del gas, así como densidad, índice de Wobbe. En ocasiones se dispone en forma separada de un calorímetro para la determinación del poder calorífico.

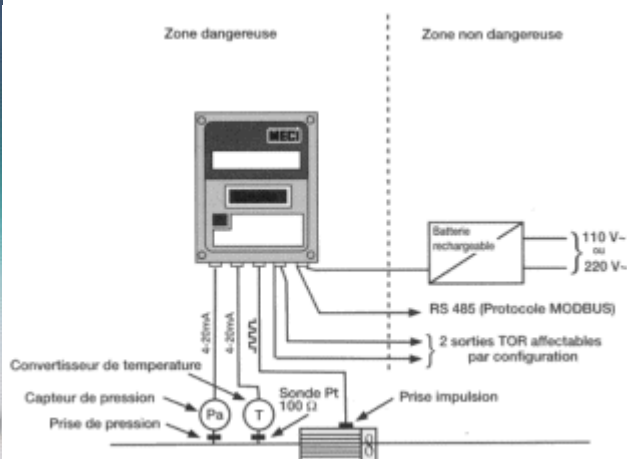
En aquellas instalaciones de medición en las que no se dispone de un cromatógrafo, se utilizan normalmente los valores medios de la composición o del poder calorífico y el factor de compresibilidad obtenidos del o de los cromatógrafos asociados a las corrientes de gas que componen el gas medido.

1.10.4 Unidades correctoras y computadores de flujo

Para consumos importantes, es necesario realizar las correcciones de los volúmenes medidos en forma continua, generando a partir de ellos, como dato fundamental, el volumen acumulado, y como datos complementarios, el caudal máximo, mínimo, medio registros de presiones y temperaturas del gas, y eventualmente transmitir estos datos a un centro de control.

Hasta hace algunas décadas, este procesamiento de información era realizado por equipos mecánicos y en la actualidad por dispositivos electrónicos denominados unidades correctores y computadores de flujo.

A estos equipos ingresan no solamente la señal asociada al volumen medido, proveniente del elemento primario, sino las correspondientes a presión, temperatura, y en los casos de grandes volúmenes, también de composición o poder calorífico y factor de compresibilidad.



La mayoría de estos equipos permiten, ya sea por su propia configuración o por adición de complementos externos, la conexión a un sistema de teletransmisión de datos.

1.11 Selección del medidor

Para la adecuada selección del tipo de medidor a utilizar deben tenerse en cuenta una serie de consideraciones:

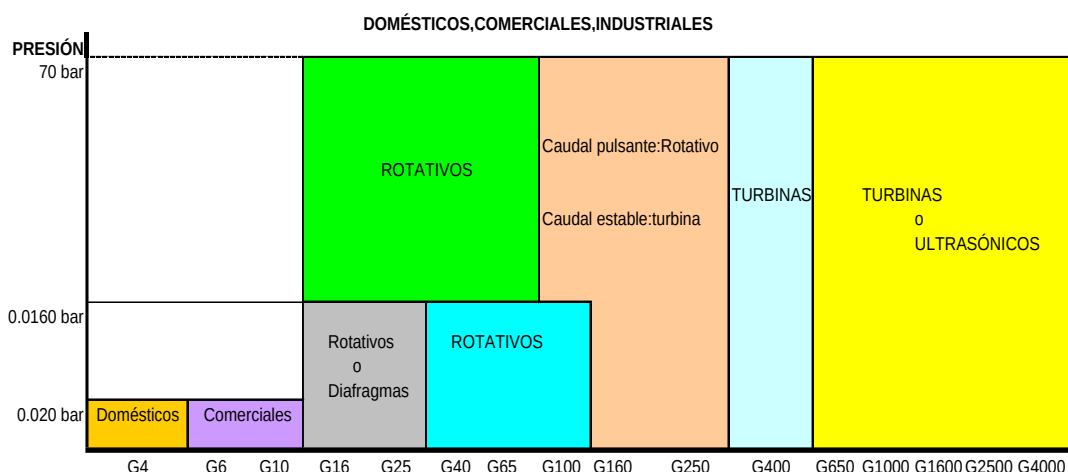
- Caudal máximo y mínimo a medir
- Presión de medición

- Estabilidad de la presión de medición (fija o variable)
- Temperatura de medición
- Criticidad del suministro
- Medición comercial o interna
- Precisión requerida
- Disponibilidad de espacio
- Requerimientos para la corrección del caudal
- Necesidad de telemedición asociada
- Normas de aplicación
- Facilidades para el contraste.

Los cuadros siguientes son ilustrativos como recomendación para la selección de medidores en función del caudal máximo y la presión de operación.

G-Rating	G4	G6	G10	G16	G25	G40	G65	G100	G160	G250	G400	G650	G1000
Q _{máx}	6	10	16	25	40	65	100	160	250	400	650	1000	1600

Q_{máx} es el caudal máximo que permite pasar el medidor operando en condiciones estándar.



1.12 Instalaciones de Medición

1.12.1 De Grandes Volúmenes

Se distinguen tres tipos de instalaciones según su importancia:

Tipo I

Abarca las transacciones nacionales e internacionales para caudales del orden de o superiores a los 5 millones de m³/día en condiciones estándar (ejemplo: las mediciones entre Productores y Transportistas en cabeceras de gasoductos). Por su importancia, estas instalaciones se sitúan en los niveles más exigentes de las normas, asegurando de la mejor manera posible exactitud y continuidad.

Tipo II

Involucra caudales del orden de 1 a 5 millones de m³/día en condiciones estándar. Puede incluir caudales iguales y hasta mayores a los del Tipo I; la diferencia principal radica en su ubicación dentro de la cadena de transporte, lo cual hace que las condiciones de calidad y composición del gas sean más estables y conocidas.

Tipo III

Incluye caudales que si bien son menores que los Tipos I y II, representan volúmenes importantes. Se consideran en esta categoría instalaciones que operan con caudales a partir de 50,000 m³/día en condiciones estándar.

1.12.2 Instalaciones de Medición de Volúmenes Medios

Se trata de instalaciones asociadas normalmente a consumos industriales de relativa importancia, las que por su magnitud requieren operar con presiones de 0.5 bar o superiores y con consumos normalmente mayores a los 1,000 m³/día en condiciones estándar.

Típicamente estas instalaciones requieren por lo general la construcción de puentes de medición que recurren a medidores de tipo rotativo o turbina con unidades correctoras, siempre con etapa previa de filtrado. Según la importancia puede incluirse un sistema de telemetría conectado al centro de control de la Distribuidora o Transportista.

1.12.3 Instalaciones de Medición de Pequeños Volúmenes

Son los esquemas de medición más simples y están asociados al rango inferior de consumos, en instalaciones que operan en baja presión, donde generalmente se aplican medidores del tipo de diafragma, sin etapa de filtrado ni sistema de telemetría.

1.12.4 Construcción de estaciones de medición

Al considerar la construcción de una estación de medición, resulta necesario aplicar cuidadosamente las recomendaciones de las normas de aplicación y del fabricante del sistema de medición que se propone instalar, tanto a los efectos del cuidado de los equipos como de la confiabilidad de las mediciones obtenidas.

En los siguientes puntos se señalan algunos de los aspectos principales que generalmente se aplican a la construcción de estaciones de medición.

1.12.4.1 Geometría de la Estación de Medición

En la mayoría de los casos y en situación de operación estos parámetros, no son fáciles de modificar, lo que hace de la geometría de la estación un factor fundamental a tener en cuenta en la etapa previa a la construcción, procurando prever las distintas posibles condiciones de operación futuras de la estación.

Por ejemplo, las curvas en un plano causan torbellinos, generando lecturas por encima o por debajo de los valores reales. Las oscilaciones de las válvulas de control provocan distorsiones del flujo que alteran también la confiabilidad de la medición.

Es necesario disponer de tramos rectos suficientemente largos aguas arriba del puente de medición para que el flujo se desarrolle completamente.

1.12.4.2 Filtrado

Se debe disponer de un buen sistema de filtrado, que retenga el óxido o las partículas arrastradas por la corriente fluida, que afectan directamente los elementos básicos del medidor: rotores, ruedas de las turbinas, el cuerpo envolvente, el ángulo de ataque de la placa orificio.

1.12.4.3 Condición del Gas

Se debe tener un cuidado especial con respecto a las condiciones térmicas del gas en una estación de medición, procurando que las mismas se mantengan lo más estables posibles. Los condensados o partículas de hidrocarburos chocan con los rotores, álabes de la turbina, el cuerpo envolvente o el borde de una placa orificio, originando cambios en el comportamiento del medidor y desgastes prematuros.

1.13 Gas no contabilizado

El Gas No Contabilizado es la diferencia que surge entre la cantidad de gas que una compañía adquiere o recibe, en condiciones normales de comercialización y la cantidad que esa compañía vende o entrega en idénticas condiciones, teniendo en cuenta, dentro de la contabilización, todo el gas utilizado en consumos propios, venteos, tratamiento, etc.

Es normal que al Gas No Contabilizado se le asocie con las pérdidas, incurriendo en un error, dado que éstas constituyen una parte de aquél. Al respecto corresponde aclarar que las pérdidas dentro de un balance llevan siempre un signo negativo, mientras que el Gas No Contabilizado puede arrojar como resultado valores positivos o negativos. Esto nos dice que en determinadas zonas una compañía puede entregar cantidades de gas mayores a las cantidades recibidas en el mismo período, y en otras oportunidades puede tener faltantes que la obligan a tener que reponer el gas considerado como perdido.

Normalmente, el Gas No Contabilizado resulta ser una cantidad faltante en los balances globales, cuyas causas pueden ser variadas, pero lo cierto es que una vez recibida una cantidad de fluido, dichos faltantes resultan ser una cantidad de gas que la compañía deja de vender. Este motivo es lo que hace a la importancia de conocer el origen de los factores intervinientes para implementar las acciones que permitan reducir a límites aceptables los valores no computados.

Ajustar los valores de Gas No Contabilizado a valores acotados es una tarea frecuentemente compleja, que involucra la identificación de las causas que lo originan, su corrección, evaluación o cuantificación, según cada caso.

1.13.1 Factores que integran el Gas No Contabilizado

1.13.1.1 Errores de medición

1.13.1.1.1 Hipótesis simplificadoras de cálculo

En la práctica, las expresiones utilizadas para la corrección de los volúmenes medidos tienen una serie de simplificaciones, tanto mayores cuanto menor es la cantidad de gas medido.

A nivel de mediciones domiciliarias, la presión de medición es normalmente de 20 mbar, por lo que la facturación se realiza mediante la aplicación de un factor de presión fijo según la siguiente expresión:

$$V_{\text{facturación}} = \frac{V_{\text{leído}} \times F_p \times \text{PCS}}{9,300}$$

La aplicación de esta expresión asume que el gas está a 15 °C y que se comporta como un gas ideal, por estar a baja presión y temperatura. Por otra parte, el PCS utilizado para la facturación no es más que un valor medio mensual para el período de facturación.

En lo relativo a mediciones comerciales e industriales en las que se utilizan medidores de baja presión, es frecuente utilizar el mismo tipo de corrección.

En el caso de mediciones industriales a presiones superiores, lo normal es la aplicación de la corrección en forma completa:

$$V_{\text{facturación}} = \frac{V_{\text{leído}} \times F_p \times F_t \times f_{pv^2} \times \text{PCS}}{9,300}$$

Para ello se utilizan unidades integradoras de volumen que permiten determinar la medición en tiempo real, corrigiendo por presión y temperatura, y en el caso de no disponer de la determinación de la calidad de gas on-line, se procede a la corrección por f_{pv^2} en función de los valores de presión y temperatura medidos y valores de composición promedio.

1.13.1.1.2 Ecuaciones utilizadas y variables de medición.

Las ecuaciones utilizadas para el cálculo de los volúmenes corregidos son correlaciones aproximadas. Ellas están teñidas de errores asociados a la exactitud de las ecuaciones en sí mismas como a la medición de las variables intervinientes: presión, temperatura, composición, velocidad, etc.

1.13.1.1.3 Incidencia de la presión barométrica

Conviene apreciar que, siendo el factor de presión F_p , el cociente entre la presión absoluta y la presión base, con lo que una pequeña variación en la presión barométrica produce una variación pequeña cuando se trabaja con presiones manométricas elevadas, pero importante cuando se trabaja en bajas presiones.

1.13.1.1.4 Incidencia de las variables geométricas del sistema

La medición de volúmenes está implicada por la geometría del sistema de medición, por lo que imperfecciones en la construcción del mismo genera un traslado de las mismas al error de medición.

Aparecen asociados además los errores en la medición de las dimensiones de los elementos, particularmente en el caso de la placa orificio, donde las dimensiones del elemento sensible intervienen específicamente en el cálculo del volumen.

1.13.1.1.5 Selección del medidor

Además del error natural del medidor, debido a sus características constructivas, la metodología de cálculo utilizada y la medición de las variables del proceso, es posible que la selección del medidor juegue un papel importante en la contribución al gas no contabilizado.

Todos los medidores están diseñados para operar dentro con un cierto margen de error preestablecido, dentro de un rango de operación definido. Cuando se opera fuera de dicho rango, el error de medición usualmente se dispara. La incidencia de este efecto en el gas no contabilizado global depende de los volúmenes medidos con sistemas de medición incorrectamente seleccionados.

1.13.1.1.6 Calidad del gas

Además de los errores y aproximaciones en la determinación de la composición del gas, aparecen errores asociados al uso de valores promedio de composición, de poder calorífico, densidad y compresibilidad para la corrección de los volúmenes de los medidores de menor porte.

1.13.1.2 Variaciones de stocks

Este fenómeno aparece más especialmente en los sistemas de transporte. Las mediciones de ingreso de gas y de egreso de gas en un mismo instante no coinciden. Ello es debido a la compresibilidad del gas, lo que produce un defasaje entre lo inyectado y lo extraído del sistema, fenómeno que se asocia a cambios en la presión dentro de los gasoductos. Estas variaciones pueden estimarse, aunque no calcularse

en forma precisa, por cuanto la curva de distribución de presiones dentro de un gasoducto en un determinado instante nunca es conocida perfectamente.

1.13.1.3 Mediciones distribuidas en el tiempo

Si bien las mediciones en los puntos de entrega de grandes volúmenes se realizan en forma prácticamente continua, la mayoría de los medidores son leídos a intervalos mensuales. La programación de lecturas se organiza a lo largo del mes. Puesto que la curva de consumo mensual no es plana, aparece un desfase entre mediciones con fecha de cierre diferente.

1.13.1.4 Pérdidas de gas

Las pérdidas o fugas consideradas en forma individual resultan insignificantes, pero teniendo en cuenta la cantidad y duración de las mismas, adquieren importancia.

A las fugas del sistema debidas a las propias características del sistema, se agregan las asociadas a pérdidas por roturas de terceros, cuya evaluación cuantitativa resulta normalmente bastante dificultosa e inexacta.

1.13.1.5 Gas para uso operativo

Cada día se contempla en mayor medida la instalación de medidores en los equipos donde el gas se utiliza como combustible para plantas compresoras, deshidratadoras, calentadores, calefaccionamiento de oficinas propias, etc., pero hay cantidades de gas que inevitablemente se pierden o utilizan sin posibilidad de ser medidas sino únicamente estimadas.

Tal es el caso de purgas de filtros, venteos en operaciones de habilitación o reparaciones, gas para llenado de redes y gasoductos nuevos, accionamiento de válvulas de alivio, válvulas de bloqueo de línea, gas para instrumentos, picos de soldadura, cambios de placas orificio, etc.

1.13.1.6 Ilícitos

Este factor es normalmente de difícil cuantificación. Se produce más frecuentemente a nivel de sistemas de distribución y las compañías dedican normalmente una cantidad importante de recursos a la identificación y combate de los mismos.