

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUIMICA



CALIDAD Y MEDICION DEL GAS NATURAL

TITULACION POR TESIS PARA OPTAR EL TITULO DE
INGENIERO DE PETROLEO

ELABORADO POR:
SANDRO N. HUAMANYAURI ARROYO
FRANKLIN MARCELO ALONSO

PROMOCION 2003-II

LIMA - PERU

2006

INTRODUCCION

La utilización del gas en los países desarrollados alcanza las más variadas aplicaciones, situación que, actualmente, no se observa en nuestro país, estando limitado su empleo a los usos convencionales.

Esta situación se debe, entre otras causas, a la inexistencia de normativas que establezcan condiciones que favorezcan o privilegien su aplicación por sobre otras fuentes de energía.

No solo los proveedores del servicio eléctrico participan en este tipo de instalaciones, también las compañías distribuidoras de gas natural deben establecer políticas que faciliten la toma de decisiones por este tipo de alternativas.

Existen afinidad de aplicaciones del gas natural, no solo las descritas en el presente trabajo y siendo un país esencialmente gasífero, no se ha desarrollado el potencial existente en el campo de su explotación.

En el campo industrial parece que da lo mismo “quemar” gas natural, todavía relativamente barato, que utilizarlo eficientemente, y que es aquí donde el país pierde, no debemos olvidar que hablamos de un combustible no renovable.

En el presente trabajo trataremos las condiciones de calidad que se requiere en el óptimo uso del gas natural, así como los sistemas de medición más comunes en el mercado que permitirán el control eficiente del gas, los puntos relevantes de las normas de índole nacional que reglamentan el mercado y cuales serían aquellas que permitirían el desarrollo de nuestro país.

INDICE

INTRODUCCION

CAPITULO I: EL GAS NATURAL

1.1 GENERALIDADES	4
1.2 OBJETIVOS	4
1.3 CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL	6

CAPITULO II: CALIDAD DEL GAS NATURAL

2.1 GENERALIDADES	8
2.2 PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS	8
2.3 ESPECIFICACIONES	9
2.4 CALCULO DE LAS PROPIEDADES FISICO-QUIMICAS	25
2.5 ANALISIS Y ENSAYOS	27
2.6 ÍTER-CAMBIABILIDAD DE GASES NATURALES	33
2.7 CALIBRACIONES Y CONTRASTES DE LOS INSTRUMENTOS	34
2.8 CONTAMINANTE: EL MERCURIO	35
2.9 GAS NATURAL NO CONTABILIZADO	39

CAPITULO III: MEDICION DEL GAS

3.1 GENERALIDADES	41
3.2 CÁMARA DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN	45
3.3 TRAMOS DE MEDICIÓN	46
3.4 CÁLCULO DE VOLÚMENES EN MEDICIONES CON MEDIDORES A DIAFRAGMA, ROTATIVOS A LOBULOS Y TURBINAS SEGÚN NORMA AGA	47

CAPITULO IV: MEDIDORES

4.1 TIPOS DE MEDIDORES	52
4.2 MEDIDORES DE MEMBRANA O DIAFRAGMA	55
4.3 MEDIDOR ROTATIVO DE LOBULOS	70
4.4 MEDIDORES DE TURBINA	72
4.5 MEDIDORES ULTRASÓNICOS	88
4.6 CRITERIOS DE SELECCIÓN	104
4.7 UNIDADES CORRECTORAS	104
4.8 MEDICION INTERFACIAL POR PLACA ORIFICIO	106
4.9 DESCRIPCION Y PERIODICIDAD DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO.....	110

CAPITULO V: CONCLUSIONES.....	114
-------------------------------	-----

BIBLIOGRAFIA.....	115
-------------------	-----

CAPITULO I

EL GAS NATURAL

1.1 GENERALIDADES

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos, la mayoría de bajo peso molecular, que puede estar en estado gaseoso o líquido en el yacimiento pero al traerlo a superficie y despresurizarlo está en estado gaseoso, aunque acompañado con líquido y por lo tanto es necesario separarlos para manejar de manera independiente ambas fases. El principal componente del gas natural normalmente es el metano pero el rango de hidrocarburos presente es bastante amplio. Dada su naturaleza gaseosa la caracterización y manejo del gas natural se hace con procedimientos desarrollados con base en la teoría de los gases y esto permite definir con relativa facilidad sus propiedades físicas y los procedimientos para llevarlo a los requisitos de calidad que exigen los consumidores.

El gas natural constituye en la era actual la fuente de energía que ofrece las mayores ventajas por ser un combustible limpio, de bajo costo, cuyo uso industrial se adapta a las necesidades modernas y por lo tanto ofrece, a los países que lo poseen, una ventaja competitiva. Las ventajas que ofrece el gas natural sobre otras fuentes de energía han hecho que su utilización siga una curva ascendente desde hace aproximadamente 20 años y en la actualidad representa más del 20% de la energía que se consume en el mundo. Por más de un siglo el gas fue considerado como un sub - producto del petróleo, pero este concepto ya ha cambiado y hay más de 70 países en el mundo PRODUCTORES DE GAS NATURAL, que lo utilizan para su desarrollo industrial y logran así una mayor competitividad debido a un costo menor de la energía, con plantas térmicas generadoras de electricidad y la utilización directa del gas natural como insumo o como una fuente de calor limpia, en la industria.

1.2 OBJETIVOS

El reemplazo del carbón o del petróleo por el gas natural ofrece por su limpieza ventajas enormes, en lo que respecta a la protección del medio ambiente. Los generadores eléctricos que utilizan gas natural, son más económicos y progresivamente irán reemplazando a los generadores que usan petróleo o carbón; incluso la generación eléctrica utilizando gas como fuente de energía compete, con ventaja, con una central hidráulica. En lo que respecta a la utilización del gas natural en la industria, es importante mencionar el “Calentamiento Directo” que permite a la materia prima, que está siendo procesada, estar en contacto directo con la fuente de calor (el gas natural). Tal es el caso de la industria del vidrio y la cerámica, entre muchas otras. Adicionalmente al uso de los componentes del gas natural como materia prima

en la industria petroquímica, también se utiliza para la conversión de su principal componente, el gas metano, en gas de síntesis, por la reformación con vapor de agua, obteniendo así una mezcla de monóxido de carbono e hidrógeno. Este gas de síntesis constituye un excelente reductor del mineral de hierro, facilitando la producción del hierro esponja, que es un insumo importante en la producción del acero, con las nuevas tecnologías. A la ventaja que ofrece el gas en el calentamiento directo de la materia prima, en un proceso industrial, es importante resaltar la “Eficiencia Global” que tiene con respecto a otra fuente de energía como el vapor.

Al ser reemplazado el vapor por aparatos individuales que producen calor (alimentados con gas) y que están en el punto de uso, quedan eliminadas todas las pérdidas que una red de vapor conlleva, lográndose gran flexibilidad al encenderse el aparato que se requiera en el momento que se necesite. Ello por estar constituido todo el sistema con dispositivos individuales que controlan el calor. En cambio en un sistema a vapor, así no se tengan que utilizar todos los equipos, la red de vapor tiene que estar operativa. A lo anteriormente expresado hay que añadir que cada dispositivo del sistema alimentado con gas puede regularse, con mucha mayor facilidad, a temperaturas diferentes, con lo cual un sistema a gas no sólo representa una economía en cuanto a consumo de energía; adicionalmente, permite una mejora en el control de la calidad de los productos.

Las innumerables ventajas que ofrece el gas natural como fuente de energía ha hecho que se ponga mayor énfasis en la búsqueda de yacimientos de gas en el mundo y es así que en la actualidad las reservas de gas natural casi igualan a las reservas de petróleo. El gas natural no es fácil de comercializar internacionalmente, cuando se trata de países lejanos; para ello se requiere someterlo a ciertas condiciones de temperatura para llevarlo al estado líquido, almacenarlo en depósitos especiales y transportarlo en buques especiales, lo que resulta costoso.

El sistema usual de comercialización del gas es mediante redes de tubería dentro del propio país y desarrollando la interconexión con países vecinos que carecen de gas o lo tienen en cantidad insuficiente. En realidad, para un país que posee reservas de gas natural, lo importante es impulsar su propio desarrollo obteniendo el mayor valor agregado posible. Sin energía es casi imposible convertir las materias primas en productos terminados que puedan competir en esta era global. Cuando se cuenta con una materia prima, es indispensable disponer de energía barata que permita convertirla en un producto terminado, y el gas natural es justamente una fuente de energía barata, con muchas ventajas adicionales sobre otras fuentes de energía.

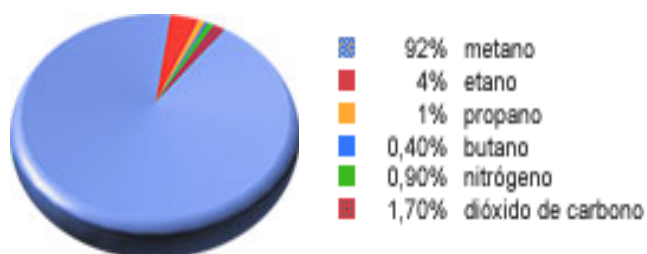
Las razones anteriormente expuestas dan lugar a que en la comercialización del gas natural a nivel mundial se exijan estándares de calidad y medición de alta precisión, lo que sintetizan el objetivo primordial del presente trabajo.

1.3 CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL

Los reservorios de gas natural están constituidos por rocas porosas en estructuras geológicas denominadas yacimientos, que pueden encontrarse de una de las siguientes formas:

- **Yacimientos de gas asociado**, donde el producto principal es el petróleo.
- **Yacimientos de gas no asociado o libre**, donde el producto principal es el gas, que también se denominan yacimientos de gas seco.
- **Yacimientos de condensados**, donde el gas se encuentra mezclado con hidrocarburos líquidos y que se denominan yacimientos de gas húmedo.

Composición Química: Así como todo compuesto químico, el gas natural posee ciertas características que lo definen y que le son propias. En el gráfico adjunto se encuentra la composición química aproximada del gas natural



Más liviano que el aire: El gas natural es entre 35 a 40 % más liviano que el aire, lo que significa que se disipa en la atmósfera en caso de fuga, disminuyendo el peligro de explosión.

No tiene sabor, color ni olor: En su estado original, el gas natural es insípido, incoloro e inodoro, es decir no tiene sabor, no tiene color y tampoco tiene olor. Por este motivo para su utilización segura, éste debe contener un compuesto tal que su olor sea característico, generalmente desagradable y no persistente.

No es tóxico: El gas natural no produce envenenamiento al ser inhalado. La razón es que ninguno de sus componentes (metano, etano, nitrógeno, dióxido de carbono) es tóxico. De todos modos, deben tomarse precauciones en recintos cerrados, ya que una fuga muy grande podría desplazar el aire del recinto y producir asfixia (falta de oxígeno).

Es menos inflamable: En este aspecto es necesario definir algunos elementos para entender mejor esta característica:

1. La combustión se produce con la presencia de combustible, oxígeno y calor. Estos tres elementos forman el llamado triángulo de combustión. Si fallara cualquiera de ellos, simplemente no habría combustión.
2. Para que se produzca la combustión es necesario que los elementos, combustible y oxígeno estén en una proporción correcta. La combustión sólo se produce si la mezcla aire-gas tiene entre un 4,5% y un 14,5% de gas. Esto significa que al existir una cantidad menor a 4,5% de gas en la mezcla, no habrá combustión.

3. Igualmente, si la concentración de gas es superior a 14,5%, tampoco se producirá combustión. La mezcla ideal de gas, para que se produzca una combustión óptima, se compone de 10% de gas natural y 90% de aire.

Combustión limpia: Al comparar diversos hidrocarburos con el metano (principal componente del gas natural) se observa que su estructura molecular es la más simple de todas y presenta un bajo contenido de carbono. Al ser quemado, genera menos residuos de partículas, monóxido de carbono, dióxido de carbono u otros, lo que convierte al gas natural en un combustible ambientalmente aceptable.

Siempre permanece gaseoso: El gas natural es permanente. Significa que, aunque se aplique mucha presión en condiciones normales de temperatura (alrededor de 15° C), no cambiará su estado, es decir, permanecerá como gas. Sin embargo es posible licuarlo al disminuir la temperatura a niveles que pueden alcanzar los -161°C. Producto del alto costo de esta operación, es que normalmente se transporta en estado gaseoso mediante redes de tuberías (gasoductos).

Poder calorífico: Corresponde a la cantidad de calor que emite la combustión de una cierta cantidad de combustible. La combustión completa de un metro cúbico de gas natural genera alrededor de 9300 kilocalorías.

Otras características:

Además de las anteriores, otras características de la calidad del gas natural son la densidad relativa y el Índice de Wobbe. Asimismo, los hidrocarburos condensables que algunas veces lo acompañan.

CAPITULO II

CALIDAD DEL GAS NATURAL

2.1 GENERALIDADES

El gas natural es una mezcla de gases de hidrocarburos e impurezas, cuyo origen está en la transformación de productos orgánicos enterrados en épocas pretéritas (del orden de millones de años), sometidas a grandes presiones y temperaturas.

El gas natural crudo proveniente de los yacimientos, contiene impurezas y contaminantes o productos no deseables, que es necesario remover para su utilización, transporte y distribución.

Componentes principales: La determinación de las concentraciones de los componentes principales, secundarios y trazas, se realiza de conformidad con las Normas Oficiales. Los siguientes, son los componentes principales del gas natural, haciendo hincapié que estos varían según el yacimiento:

Componente	%	Componente	%
Metano	95,0812	i-pentano	0,0152
Etano	2,1384	Benceno	0,0050
Propano	0,2886	Ciclohexano	0,0050
n-butano	0,0842	Nitrógeno	1,9396
i-butano	0,0326	CO ₂	0,3854
n-pentano	0,0124	Otros	0,0124

Componentes secundarios: Hidrógeno, oxígeno, monóxido de carbono, helio; y **trazas** de: Sulfuro de hidrógeno, mercaptanos y azufre total.

2.2 PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS

Las propiedades del gas se deben determinar utilizando los métodos de prueba establecidos por las Normas Oficiales, Normas Peruanas, y en lo no previsto por éstas, de acuerdo con la Práctica Internacionalmente Reconocida.

Las propiedades del gas natural en el cuadro I, presentada a continuación, se encuentran en condiciones base de presión y temperatura (101,325 kPa de presión absoluta y 288.15 K de temperatura).

CUADRO I

PROPIEDAD	UNIDAD	CONTENIDO MÍNIMO	CONTENIDO MÁXIMO
Poder Calorífico Bruto	Kcal/m ³	8450	10300
Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S)	mg/m ³	--	3
Azufre Total (S)	mg/m ³	--	15
Vapor de Agua (H ₂ O)	mg/m ³	--	65
Dióxido de carbono	% Vol	--	3.5
Inertes (*) Nitrógeno (N ₂)	% Vol	--	3
Dióxido de Carbono(CO ₂)	% Vol	--	5
Oxígeno	% Vol	--	0.2
Contenido de licuables a partir del propano (C ₃₊)	l/m ³	--	0.059
Temperatura de Rocío de Hidrocarburos de 1 a 8000kPa.	K(°C)	--	271.15 (-2)
Material Sólido	--	Libre de polvos, gomas y cualquier sólido que pueda ocasionar problemas en los ductos y sus instalaciones. Así como en cantidades que provoquen deterioro en los materiales que normalmente se encuentran en dichas instalaciones y que afecten su utilización.	
Líquidos	--	Libre de agua, aceites e hidrocarburos líquidos.	

El gas natural debe estar libre de arena, polvo, gomas, aceites, glicoles y otras impurezas indeseables, en general, cualquier sólido que pueda ocasionar interferencias con la correcta operación de las tuberías, reguladores, medidores, dispositivos a través de los cuales fluye el gas.

2.3 ESPECIFICACIONES

La necesidad de que los artefactos y equipos que utilizan gas natural para su operación, funcionen correctamente, preservar de problemas corrosivos en las instalaciones involucradas en la producción, el transporte y la distribución, han llevado a los gobiernos, sociedades de productores, de transportistas, de distribuidores y de consumidores a fijar especificaciones de calidad para este fluido.

Por ello, en general, para dar cumplimiento a los requerimientos de estas especificaciones, de acuerdo a las legislaciones vigentes en cada País, se

establecen los contenidos máximos de cada componente o elementos contaminantes como:

- Vapor de Agua (H₂O)
- Dióxido de Carbono (CO₂)
- Inertes Totales (CO₂ + N₂)
- Sulfuro de Hidrógeno (SH₂)
- Oxígeno (O₂)
- Hidrocarburos Condensables (HC)
- Azufre Entero Total
- Partículas Sólidas
- Partículas Líquidas
- Poder Calorífico Superior
- Índice de Wobbe

En este sentido cada país de la región tiene sus propias especificaciones que dependen básicamente de las aplicaciones que se le den al gas natural, y de ciertas reglas técnicas esenciales, de la rigurosidad climática y de las características del gas natural predominante, y que son importantes compatibilizar sobre todo en este momento donde cada vez que habla más de un Mercado Común Energético.

CUADRO II: ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL

Para la protección y la seguridad de las instalaciones de Transporte

Contenidos máximos de:	
Dióxido de Carbono (CO ₂)	2% molar
Agua (H ₂ O)	65 mg/m ³
Total de Inertes	4% molar
Sulfuro de Hidrógeno (SH ₂)	3 mg/m ³
Azufre entero total	15 mg/m ³
Punto de rocío de hidrocarburos	-4°C (5500 kPa)
Oxígeno	0.2% molar
Partículas sólidas	22.5 kg/MMm ³ (Tamaño ≤ 5 micrómetro)
Partículas líquidas	100 L/MMm ³
Poder calorífico superior	8850 a 10200 kcal/m ³
Temperatura	50°C
Otras Consideraciones	Libre de arenas, polvos, gomas, aceites, glicoles y otras impurezas indeseables.

CUADRO III ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL
Para la protección y la seguridad de las instalaciones de Distribución

Contenidos máximos de:	
Dióxido de Carbono (CO ₂)	2.5% molar
Agua (H ₂ O)	65 mg/m ³
Total de Inertes	4.5% molar
Sulfuro de Hidrógeno (SH ₂)	3 mg/m ³
Azufre entero total	15 mg/m ³
Punto de rocío de hidrocarburos	-4°C (5500 kPa)
Oxígeno	0.2% molar
Partículas sólidas	22.5 kg/MMm ³ (Tamaño ≤ 5 micrómetro)
Partículas líquidas	100 L/MMm ³
Poder calorífico superior	8850 a 10200 kcal/m ³
Temperatura	50°C
Otras Consideraciones	Libre de arenas, polvos, gomas, aceites, glicoles y otras impurezas indeseables.

CUADRO IV ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL
Para el producto suministrado a los consumidores

Contenidos máximos de:	
Dióxido de Carbono (CO ₂)	2.5% molar
Agua (H ₂ O)	65 mg/m ³
Total de Inertes	4.5% molar
Sulfuro de Hidrógeno (SH ₂)	3 mg/m ³
Azufre entero total	15 mg/m ³
Punto de rocío de hidrocarburos	-4°C (5500 kPa)
Oxígeno	0.2% molar
Partículas sólidas	22.5 kg/MMm ³ (Tamaño ≤ 5 micrómetro)
Partículas líquidas	100 L/MMm ³
Poder calorífico superior	8850 a 10200 kcal/m ³
Temperatura	50°C
Otras Consideraciones	Libre de arenas, polvos, gomas, aceites, glicoles y otras impurezas indeseables.

Índice de Wobbe (kcal/m ³)	Mínimo	Máximo
		11300

Las impurezas y contaminantes presentes en el gas natural que presentan mayor importancia son:

El Agua

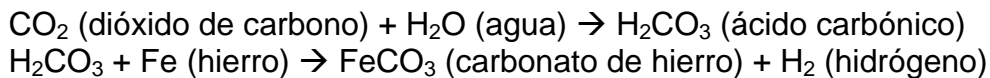
Cuando se trata de ductos principales el transporte se realiza por tuberías metálicas y en redes de distribución domiciliaria actualmente se emplea tubería de polipropileno o polietileno, por esta razón, para los ductos principales, se considera que es el elemento que provoca mayores prejuicios al transporte y a la cañería en sí, por la formación de hidratos de gas que pueden obstruir parcial o totalmente el gasoducto; y por su acción corrosiva sobre el material, en combinación con el dióxido de carbono y/o el sulfuro de hidrógeno presentes en el gas.

El Dióxido de Carbono

Además de su acción corrosiva sobre el material de la cañería (en combinación con el agua líquida), actúa como producto inerte reduciendo el contenido calórico del gas, en su utilización como combustible.

En la corrosión carbónica, como en toda aquella de tipo electroquímico, la existencia de agua libre es una condición necesaria; y tanto la cantidad como la concentración (contenido de sales) son factores determinantes del nivel de corrosión, allí radica la importancia de una buena deshidratación.

La acción corrosiva del dióxido de carbono se puede expresar químicamente de la siguiente manera:



La experiencia de campo realizada a nivel mundial:

Presión parcial del CO₂ > 30 psi → Presencia de corrosión

Presión parcial del CO₂ de 3 a 30 psi → Corrosión probable

Presión parcial del CO₂ < 3 psi → No hay corrosión

Teniendo en cuenta que la relación entre la presión parcial de un gas componente de una mezcla de gases y la presión total de dicha mezcla está dada por:

$$P_{\text{pCO}_2} = P_{\text{total}} \times \% \text{ molarCO}_2$$

La anterior clasificación puede expresarse en función del contenido de CO₂ como sigue:

Si la Ptotal = 75 Bar	Si la Ptotal = 60 Bar	
> 2.75% molar	> 3.45% molar	Presencia de corrosión
0.28 a 2.75% molar	0.35 a 3.45% molar	Corrosión probable
< 0.28% molar	< 0.35% molar	No hay corrosión

El Sulfuro de Hidrógeno

Es un elemento que no sólo tiene una gran acción corrosivo sobre el material de la cañería (en presencia de agua), sino que además es un contaminante de alta toxicidad para el ser humano (10ppmv es el límite permisible de exposición –Occupational Safety and Health Administration, 1990-; 150ppmv provocan la pérdida del olfato y más de 500ppmv pueden ocasionar la muerte –National Safety Council, 1982-).

Los Inertes

Son principalmente el nitrógeno y el dióxido de carbono, ya que otros, como el helio y el argón, se encuentran tan solo en niveles de trazas; reducen el contenido calórico del gas, esto es menos calorías para un mismo volumen de gas que otro de similares características pero que no contengan inertes.

El nitrógeno es generador de óxidos de nitrógeno (NOx) formadores de la lluvia ácida. Ahora bien, el gran aporte a la generación de NOx en la combustión del gas natural está dado por el nitrógeno contenido en el aire utilizado en la combustión, y su posibilidad de reducción está acotada al diseño tecnológico de los quemadores de gas natural.

Otros Componentes de Azufre

Tales como el sulfuro de carbonilo (COS), el disulfuro de carbono (CS₂) y compuestos orgánicos sulfurados tales como los tioéteres (RSR), los tioácidos (RCOSH), los sulfóxidos (RSOR), las sulfotas (RSO₂R) y principalmente los mercaptanos (RSH), más conocidos como odorantes del gas natural. En la combustión son generadores de óxidos de azufre (SO_x), uno los principales indicadores de la contaminación ambiental, componente de la lluvia ácida. En general, el gas natural tiene contenidos muy bajos de contenidos de azufre.

Los Hidrocarburos Condensables

Son productos que durante el transporte, dependiendo de la presión y la temperatura de operación, pueden condensar reduciendo la sección útil de la cañería, generando pérdidas de carga y potencia; como así también errores en los sistemas de medición e inconvenientes diversos en los sistemas de regulación y distribución.

Principalmente forman parte de éstos los hidrocarburos de alto peso molecular, como son los hexanos, heptanos, octanos, etc.

Partículas Sólidas y Líquidas

Básicamente provocan la abrasión de la cañería, de los cilindros o alabes de equipos compresores, asientos de válvulas y elementos sensores; también son

responsables del engranamiento de partes móviles, empastamiento de mallas y taponamiento de orificios.

Dentro de ésta categoría podemos incluir a las arenas o sílice, residuos de petróleo, escorias, óxidos de hierro, productos químicos utilizados en el procesamiento del gas (glicoles, aminas, antiespumantes, etc.) y aceites lubricantes de equipos compresores.

Por tales motivos es que el Gas Natural debe tener, y de hecho tiene Especificaciones de Calidad.

Cabe tener en cuenta que a nivel mundial existe gran variedad de especificaciones, de un país a otro y de un sistema de transporte otro, las cuales dependen básicamente de ciertas reglas técnicas esenciales (sobre la base de lo descrito al inicio), de la rigurosidad climática y de las características del gas natural crudo predominante en la región.

Poder Calorífico

Como parte de las especificaciones del gas natural indudablemente estará su capacidad de entregar energía por unidad de volumen, ya que este es el principal motivo por el cual se requiere este recurso y sobre dicha base es que se le dará valor económico.

Consideraciones Generales

1. Obviamente, muchas de las especificaciones están ajustadas a las características del gas natural predominante en la región, sin apartarse sensiblemente de los límites técnicamente comprometedores.
2. Se debe tener mucho cuidado respecto de los límites de SH_2 , por cuanto un escape de gas domiciliario en un ambiente cerrado puede generar concentraciones de SH_2 comprometedoras por su toxicidad.
3. Es importante que las normas de aplicación para el control sean lo más objetivas posible, que estén actualizadas (caso éste que se observe mejor en las ISO) y que puedan aplicarse en campo. No es conveniente descalificar un método de control y/o instrumental específico y moderno porque no está normado. El objetivo debe ser que todo instrumental que, contrastado contra un patrón, tenga precisión y sea aceptablemente reiterativo dentro de lo que establecen las normas y/o estándares de la industria sea aceptado.
4. En general muchos métodos tienen normas ASTM, ISO y API que son equivalentes.
5. Si se trabaja con porcentajes volumétricos se debe incorporar a una normativa por cuanto el instrumental de análisis generalmente trabaja

sobre la base molar (% molar) y por cuanto debe asegurarse que la conversión esté de acuerdo con una norma.

6. No se debe menospreciar la importancia del índice de Wobbe por cuanto es un parámetro que se utiliza para determinar la cantidad de la combustión de los artefactos residenciales y aplicaciones industriales, especialmente en aquellas donde los procesos están programadas por tiempo. En aplicaciones como el GNC no son aceptables rangos amplios de índice de Wobbe e inclusive los artefactos domiciliarios tienen acotado su rango de funcionamiento. Para un determinado diseño de quemador, valores altos de índice de Wobbe generan mayor monóxido de carbono y valores bajos provocan el volado de llama.
7. En cuanto al mercurio, si bien hasta ahora no se ha detectado su presencia a nivel domiciliario, se ha registrado su existencia a nivel de yacimiento; quedando retenido en las plantas de procesamiento, Dado que es un elemento muy peligroso se deberían, al menos, realizar controles estadísticos al azar.
8. Es importante acotar la posibilidad de condensación de hidrocarburos de alto peso molecular en virtud de que el gas natural generalmente presenta condensación retrógrada (para una misma temperatura, mayor posibilidad de condensación a menores presiones).
9. Respecto del CO₂, se debe tener muy claro que si el gas natural tiene un buen nivel de deshidratación (menos de 80mg/m³) los riesgos de corrosión carbónica son bajos (inclusive con contenido de CO₂ hasta el límite de inertes que tienen las especificaciones precedentes). Es más, las cañerías sufren un deterioro mucho más relevante por corrosión catódica externa. No obstante la presencia de CO₂ contribuye de manera significativa a la corrosión de las cañerías de cobre domiciliarias por presencia de SH₂ y O₂.
10. El método indicado en la norma ASTM D 1142 es exclusivamente para determinar el punto de rocío de agua y no es recomendada su extrapolación a la determinación del punto de rocío de hidrocarburos.

CONSIDERACIONES PARTICULARES DE BRASIL - PORTARIA ANP 41/98 (ANALISIS COMPARATIVO MERCOSUR)

Vapor de agua

El valor establecido como especificación (aprox. 80 mg/m³) resulta satisfactorio. Este valor que equivale a un punto de rocío por debajo de 0°C a presione de 10000 kPa, garantiza un margen apropiado de seguridad para prevenir la condensación de agua y la consiguiente formación de hidratos. Mientras que el límite para la región Norte y Noreste (aprox. 160mg/m³), que

representa un punto de rocío de 10°C a presiones de 10000 kPa, puede resultar bajo riesgoso.

Si bien la temperatura del gas en los gasoducto de Brasil es de esperar que sean superiores a los 15°C, bien puede existir puntos donde haya enfriamientos localizados (en válvulas, reducciones, tramos de cañerías aéreas, estaciones de medición y regulación, cruces de ríos, bañados, esteros, pantanos, etc.), los cuales se transforman en el lugar ideal para el inicio de la formación de los hidratos; y luego aparecen los respectivos problemas operativos que pueden llegar a ser críticos.

Dióxido de Carbono

La especificación básica (2% en volumen), si bien es razonable, no contempla la realidad regional, actual y futura del recurso.

Si se fija un valor límite de inertes totales, a los fines de definir la máxima tolerancia para el transporte de productos no combustibles, no es necesario ni conveniente poner una restricción adicional al CO₂. Si el objetivo es evitar corrosión carbónica, desde un punto de vista económico es más recomendable establecer mayores restricciones al contenido de vapor de agua que al dióxido de carbono.

Una gran experiencia de este sentido le han hecho los australianos, en virtud de las características de sus reservas de gas natural (con alto contenido de CO₂). Para resolver esto se han establecido límites máximos de vapor de agua de 48mg/m³ y en dióxido de carbono de 4% molar.

Incrementar el nivel de deshidratación (por ejemplo de 80mg/m³ a 48mg/m³) en general es más económico que tener que eliminar pequeñas cantidades de CO₂ (por ejemplo del 4% al 2%), mientras que el resultado de una u otra alternativa puede resultar equivalente para la integridad de los sistemas de transporte.

Además, no cabe la menor duda de que todo incremento de costos de tratamiento, tarde o temprano, se trasladará a los consumidores.

Total de Inertes

El valor establecido como especificación básica (4% en volumen) resulta absolutamente razonable y coherente con la ecuación económica de los sistemas de transporte. No obstante, se debe tener en cuenta que la eliminación del nitrógeno puede resultar costosa y que una forma más económica de resolver esta situación es estableciendo requisitos más exigentes en cuanto a contenido calórico (poder calorífico) de estos gases en particular, sin afectar otras especificaciones tales como hidrocarburos condensables e índice de Wobbe, y manteniendo la ecuación económica del transportista.

Los sistemas de distribución, y aún más de consumidores, no son sensibles a estas medidas, siempre y cuando el poder calórico y el índice de Wobbe se mantengan dentro de cierto rango.

Oxígeno

La especificación establecida (0.5% en volumen) se encuentra dentro de los valores más altos consignados internacionalmente y dado que dicho valor, por sí solo, no representa riesgos ni inconvenientes de ninguna índole, no realizaremos otra consideración a este respecto más que *“se debe tener en cuenta el efecto del oxígeno junto con el sulfuro de hidrógeno en la corrosión del cobre de los sistemas domiciliarios”*.

Sulfuro de Hidrógeno

El valor establecido en la especificación (20mg/m³) resulta algo elevado en el contexto de prevenir corrosión en los sistemas de distribución (instaladores de cobre), e inclusive en el contexto de la protección del consumidor en lo particular y del medio ambiente en lo general, despojando a todo recurso energético de uso masivo de todo elemento que revista el más mínimo riesgo intangible o imperceptible.

Tanto los europeos como los americanos se han propuesto metas para llevar el límite máximo de H₂S a valores e 5 a 6mg/m³. En algunos casos ya han alcanzado dichos valores, además muchos otros países se han adherido a dicho objetivo.

Compuestos de Azufre

Con relación a esta especificación (80mg/m³) podemos decir que resulta más que aceptable, teniendo en cuenta que por lo general la mayoría de los países son mas permisivos al respecto, a pesar de sus implicancias ambientales, de sus posibles efectos corrosivos y del impacto que contenidos altos de compuestos de azufre pueden tener en el público en general, reportando aparentes peligrosas pérdidas de gas (por el olor característico) que en definitiva no lo son.

Hidrocarburos Condensables

En concordancia con la no especificación de este parámetro podemos decir, en el contexto de una industria que aprovecha los recursos energéticos en su máxima expresión, hablar de hidrocarburos condensables (butanos y superiores) puede llegar a carecer de sentido; si en definitiva lo que quedará como gas natural será mayoritariamente metano y etano.

Poder Calorífico y Densidad Relativa al Aire

Teniendo en cuenta que ambos parámetros determinan la cantidad de combustión, ya sea en términos económicos (energía entregada - PCs) como

en términos técnicos (Eficiencia de la Combustión – $IW = PCs / G^{1/2}$), los valores especificados muestran un rango significativamente amplio para ambos parámetros, lo que en definitiva puede resultar contraproducente a la hora de procurar una estandarización de los sistemas de combustión, ya sean industriales, comerciales y/o domiciliarios.

Si bien en varias partes del mundo se han establecido límites diferenciales para distintas regiones dentro de un mismo país, esto ha sido así ya que no existía una alternativa para el aprovechamiento eficiente y económico de los recursos regionales existentes. Si este es el caso del Brasil, bien vale, si no, se debería analizar con más de talle para evitar futuras implicancias indeseables.

Internacionalmente se conoce como rango de índice de Wobbe aceptable valores que van entre 11300 y 12420 kcal/m³ (47.3 a 52 MJ/m³). Valores por debajo o por arriba de este rango requerirían de equipos de combustión diseñados específicamente.

A continuación se muestra un cuadro (V, VI, VII y Cuadro comparativo en Estados Unidos y algunos países principales del mundo) en el cual se detallan las especificaciones de parámetros de calidad de gas en diferentes Países de América y del mundo, en los cuales se pueden apreciar las coincidencias con los parámetros de calidad establecidos por el INDECOPI para el Perú (Cuadro VIII).

**Cuadro V. ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL –
ARGENTINA – Res. ENARGAS 622/98**

(Condiciones de referencia: 15° C y 101.325 kPa, excepto donde se indica)

ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL Contenidos máximos de:	ESPECIFICACIONES BASICAS	LIMITES FLEXIBILIZADOS	METODO DE CONTROL
Vapor de agua (H ₂ O)	65mg/m ³		ASTM D 1142 ⁽⁵⁾
Dióxido de Carbono (CO ₂)	2.5 % molar ⁽²⁾	3 % molar	ASTM D 1945 GPA 2261
Nitrógeno (N ₂)	No especifica		
Total de Inertes	4.5 % molar ⁽²⁾	f(PCs) ⁽³⁾	ASTM D 1945 GPA 2261
Oxígeno (O ₂)	0.2 % molar		ASTM D 1945 GPA 2261
Sulfuro de Hidrógeno (SH ₂)	3mg/m ³	6mg/m ³	GPA 2377 ⁽⁵⁾
Azufre Entero	15mg/m ³	20mg/m ³	GPA 2377 ⁽⁵⁾
Hidrocarburos Condensables (HC)	-4° C a 5500KPa abs.	f(Caudal) ⁽⁴⁾	GPA 2286 y Ecuación de Estado.
Poder Calórico Superior (PCs)	Mín. 8850, Max. 10200kcal/m ³		GPA 2172/ISO 6976 (Equivalente a ASTM D 3588)
Densidad Relativa al Aire (G)	No especifica		AGA 3 y 7 GPA 2172 ISO 6976
Temperatura	50° C		No se especifica
Otras consideraciones	Libre de arena, polvos, gomas, aceite, glicoles y otras impurezas indeseables.		No se especifica
Indice de Wobbe (PCs/G ^{1/2}) ⁽¹⁾	Min. 11300, Max 12470kcal/m ³		ISO 6976

Notas:

1. Especificación incluida para el producto suministrado a los consumidores.
2. En los sistemas de transporte de contenidos máximos de CO₂ y total de inerte son 2% y 4%, la posibilidad de alcanzar los valores indicados en el cuadro depende de la aceptación por parte del transportista correspondiente.
3. Se admite que el contenido total de inertes se vea superado por presencia de nitrógeno siempre y cuando se aporten calorías extras que contrarresten la presencia del nitrógeno.
4. La resolución establece límites de punto de rocío de hidrocarburos en función de la temperatura y presión del gas natural transportado en el gasoducto troncal, además de la existencia de un acuerdo de corrección de calidad de gas que asegure la calidad de la mezcla y de un procedimiento de verificación y control acorde.
5. Se podrán, y en algunos casos se deberán utilizar métodos físico-químicos específicos acordados entre las partes en virtud de la precisión que de estos se pueden obtener en contraposición con los indicados en la tabla.

**Cuadro VI. ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL – BRASIL
– PORTARIA ANP 41/98**

(Condiciones de referencia: 20° C y 1atm, excepto donde se indica)

ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL Contenidos máximos de:	ESPECIFICACIONES BASICAS	LIMITES FLEXIBILIZADOS (Región Norte y Noreste)	METODO DE CONTROL
Vapor de agua (H ₂ O)	-45° C a 1atm ⁽¹⁾	-39° C a 1atm ⁽²⁾	ASTM D 5454
Dióxido de Carbono (CO ₂)	2 % volumen	3.5 % volumen	ASTM D 1945 ISO 6974
Nitrógeno (N ₂)	No especifica		
Total de Inertes	4 % volumen	6 % volumen	ASTM D 1945 ISO 6974
Oxígeno (O ₂)	0.5 % volumen		ASTM D 1945 ISO 6974
Sulfuro de Hidrógeno (SH ₂)	20mg/m ³		ASTM D 5504 ISO 6326-3
Azufre Entero	80mg/m ³		ASTM D 5504 ISO 6326-3
Hidrocarburos Condensables (HC)	No especifica		
Poder Calórico Superior (PCs) ⁽³⁾	Mín. 8000, Max. 10500kcal/m ³		ASTM D 3588
Densidad Relativa al Aire (G) ⁽³⁾	Min. 0.54, Max. 0.82		ASTM D 3588
Temperatura	No especifica		No se especifica
Otras consideraciones	Libre de polvos, agua condensada, gomas, glicoles, hidrocarburos condensables, compuestos aromáticos, metanol y otras impurezas indeseables.		No se especifica
Indice de Wobbe (PCs/G ^{1/2}) ⁽³⁾	No especifica		

Notas:

1. Equivale aproximadamente a 80 mg/m³.
2. Equivale aproximadamente a 160 mg/m³.
3. Se establecen tres grupos de distintos niveles de PCs y G a saber:

Bajo	8000/9000	-	0.54/0.60
Medio	8800/10200	-	0.55/0.69
Alto	10000/12500	-	0.66/0.82

Cuadro VII. ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL – BOLIVIA – YPFB

(Condiciones de referencia: 20° C y 1.013 Bar, excepto donde se indica)

ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL Contenidos máximos de:	ESPECIFICACIONES BASICAS ⁽¹⁾	METODO DE CONTROL
Vapor de agua (H ₂ O)	95mg/m ³	ASTM D 1142
Dióxido de Carbono (CO ₂)	1.5 % volumen	ASTM D 1945
Nitrógeno (N ₂)	2 % volumen	ASTM D 1945
Total de Inertes	3.5 % volumen	ASTM D 1945
Oxígeno (O ₂)	0.2 % volumen	ASTM D 1945
Sulfuro de Hidrógeno (SH ₂)	5mg/m ³	ASTM D 2385
Azufre Entero	50mg/m ³ ⁽³⁾	ASTM D 1072
Hidrocarburos Condensables (HC)	0° C a 45kgf/cm ² M ⁽⁴⁾	ASTM D 1142
Poder Calórico Superior (PCs) ⁽³⁾	Mín. 9200kcal/m ³	ASTM D 3588
Densidad Relativa al Aire (G) ⁽³⁾	Min. 0.59, Max. 0.69	ASTM D 3588
Temperatura	No especifica	No se especifica
Otras consideraciones ⁽²⁾	Exento de agua libre, polvo, ceras, gomas, glicoles, hidrocarburos aromáticos, metanol y cualquier otra impureza indeseable.	No se especifica
Indice de Wobbe (PCs/G ^{1/2})	No especifica	

Notas:

1. Corresponde a las especificaciones para el Transporte/Exportación. Las internas para distribución y consumo son algo más flexibles. Además, existen flexibilizaciones en función del tiempo de ocurrencia de apartamento a los parámetros especificados.
2. Especifica además que no deberá tener más de 0.6 microgramos de mercurio por m³ de gas, medido por método acordado entre las partes.
3. Especifica además que no deberá tener más de 15mg/m³ de mercaptanos, medido según ASTM D 2385.
4. Especifica además que el punto de rocío de HC determinado, dentro del rango de presiones de operación del gasoducto deberá ser 5° C inferior a la menor temperatura de operación medida en el gasoducto.

ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DE GAS NATURAL – CUADRO COMPARATIVO ESTADOS UNIDOS ⁽¹⁾

Especificaciones de Calidad del Gas Natural	Northern Natural Gas Co.	Pacific Gas Transmission Co.	Transwestern Pipeline Gas Co.	Florida Gas Transmission Co.	Southwest U.S. Company	Midwest U.S. Company	Southeast U.S. Company
Oxígeno (O ₂)	≤ 0.2% Vol.	≤ 0.4% Vol.	≤ 0.2% Vol.	≤ 0.25% Vol.	≤ 1% Vol.	No especifica	≤ 0.5% Vol.
Nitrógeno (N ₂)	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica	≤ 3% Vol.	No especifica	No especifica
Dióxido de Carbono (CO ₂)	≤ 2% Vol.	≤ 2% Vol.	≤ 3% Vol.	≤ 3% Vol.	≤ 3% Vol.	≤ 3% Vol.	≤ 2% Vol.
Total de Inertes (CO ₂ +N ₂)	No especifica	No especifica	≤ 4% Vol.	≤ 3% Vol.	No especifica	≤ 4% Vol.	No especifica
Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S)	≤5.72mg/m ³	≤5.72mg/m ³	≤5.72mg/m ³	≤5.72mg/m ³	≤11.44mg/m ³	≤5.72mg/m ³	≤22.88mg/m ³
Mercaptanos (RHS)	No especifica	No especifica	≤6.865mg/m ³	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica
Azufre Total (S)	≤457.6mg/m ³	≤228.8mg/m ³	≤17.16mg/m ³	≤228.8mg/m ³	≤274.6mg/m ³	≤457.6mg/m ³	≤457.6mg/m ³
Agua (H ₂ O)	≤ 96mg/m ³	≤ 65mg/m ³	≤ 112mg/m ³	≤ 112mg/m ³	≤ 112mg/m ³	≤ 112mg/m ³	≤ 112mg/m ³
Hidrocarburos Líquidos (HC)	No especifica	Punto de rocío ≤-9.5°C a P>55Bar	Libre de Líquidos	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica
No Hidrocarburos (CO ₂ N ₂ +O ₂)	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica	≤ 4.5% Vol.	No especifica	No especifica
Partículas Líquidas y Sólidas	Libre de	Libre de	Libre de Sólidos	Libre de	No especifica	No especifica	No especifica
Otras Impurezas	No especifica	No especifica	Libre de Tóxicos	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica
Índice de Wobbe ⁽⁴⁾	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica
Densidad Relativa	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica
Poder Calórico Superior	≥8454Kcal/m ³	≥8454Kcal/m ³	≥8632Kcal/m ³	≥8899Kcal/m ³	>8454 y <9789Kcal/m ³	>8454 y <9789Kcal/m ³	≥8899Kcal/m ³

Especificaciones de Calidad del Gas Natural	AUSTRALIA ⁽²⁾			NUEVA ZELANDA	CANADA	EUROPA	BOLIVIA	ARGENTINA
	Western Australia GGT	Western Australia Alinta	Tenneco Pipeline Trans.	NZS 5442	NOVA Corp. of Alberta	Gaz de France ⁽³⁾	YPFB	TGN Y TGS S.A.
Oxígeno (O ₂)	≤ 0.2% Vol.	≤ 0.2% Vol.	≤ 0.2% Vol.	≤ 0.1% Vol.	≤ 0.4% Vol.	≤ 0.5% Vol.	≤ 0.2% Vol.	≤ 0.2% molar
Nitrógeno (N ₂)	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica	Según la zona	≤ 2% Vol.	No especifica
Dióxido de Carbono (CO ₂)	≤ 3.6% Vol.	≤ 4% Vol.	≤ 3% Vol.	No especifica	≤ 2% Vol.	≤ 3% Vol.	≤ 1.5% Vol.	≤ 2% molar
Total de Inertes (CO ₂ +N ₂)	≤ 7% Vol.	≤ 5% Vol.	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica	≤ 3.5% Vol.	≤ 4% molar
Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S)	≤5mg/m ³	≤2mg/m ³	≤11.5mg/m ³	≤5mg/m ³	≤23mg/m ³	≤7mg/m ³	≤5mg/m ³	≤3mg/m ³
Mercaptanos (RHS)	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica	≤16.9mg/m ³	≤15mg/m ³	No especifica
Azufre Total (S)	≤10mg/m ³	≤10mg/m ³	≤115mg/m ³	≤50mg/m ³	≤115mg/m ³	≤150mg/m ³	≤50mg/m ³	≤15mg/m ³
Agua (H ₂ O)	≤ 48mg/m ³	≤ 48mg/m ³	≤ 112mg/m ³	≤ 100mg/m ³	≤ 65mg/m ³	≤ 75mg/m ³	≤ 95mg/m ³	≤ 65mg/m ³
Hidrocarburos Líquidos (HC)	Pto de Rocío ≤ 0°C a Pr de Operación	Punto de Rocío. ≤0°C de 25 a 87.2Bar	No Condensados	Punto de Rocío. ≤2°C a 5MPa	Punto de Rocío. ≤-10°C a Presión de Op.	Punto de Rocío. ≤-5°C de 1 a 80Bar	Punto de Rocío. ≤0°C a 45 Kg/cm ²	Punto de Rocío. ≤-4°C a 5500KPa Abs.
No Hidrocarburos (CO ₂ N ₂ +O ₂)	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica
Partículas Líquidas y Sólidas	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica	Libre de	No especifica	Exento de	≤100 l/MMm ³ ≤22.5Kg/MMm ³
Otras Impurezas	No detectable glicol o metanol	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica	<2% CO, ≤10% H ₂ , ≤10mg/m ³ Hg	≤ 0.6µg/m ³ Hg	No especifica
Índice de Wobbe ⁽⁴⁾	>10990 y <10100Kcal/m ³	>11275 y <12180Kcal/m ³	11320 Avg.	>10990 y <12420Kcal/m ³	No especifica	>10150 y <13420Kcal/m ³	No especifica	>11300 y <12469Kcal/m ³
Densidad Relativa	No especifica	No especifica	No especifica	≤0.8	No especifica	No especifica	>0.59 y <0.69	No especifica
Poder Calórico Superior	>8480 y <10100Kcal/m ³	>8910 y <10100Kcal/m ³	8960Kcal/m ³ Avg.	No especifica	≥8605Kcal/m ³	>8200 y <11000Kcal/m ³	>9200Kcal/m ³	>8850 y <10200Kcal/m ³

Nota:

(1) En EE.UU. hay 22 TransCo con 2% de CO₂ como límite y 15 con 3%.

(2) En Australia existe un plan de reducción de ciertos límites (H₂O, SH₂ y azufre total).

(3) El gas de Groningue tiene un 14% vol. de N₂, por lo tanto existen dos zonas de distribución (una de gas pobre y otra de gas rico, con distintos límites de I.W).

(4) El Índice de Wobbe obedece requerimientos para una buena combustión.

**Cuadro VIII ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL –
PERU – INDECOPI**

CARACTERISTICAS	UNIDAD	CONTENIDO MINIMO	CONTENIDO MAXIMO	METODO DE ENSAYO
Vapor de agua (H ₂ O)	mg/m ³	-	6	PNTP 111.006
Dióxido de Carbono (CO ₂)	% volumen	-	3.5	PNTP 111.005 GPA 2261
Gases Inertes (*)	% volumen	-	6	PNTP 111.005 GPA 2261
Sulfuro de Hidrógeno (SH ₂)	mg/m ³	-	3	PNTP 111.008 ASTM D-5504 ASTM D-6228
Azufre Total	mg/m ³	-	15	PNTP 111.009 ASTM D-5504 ASTM D-6228
Poder Calorífico Bruto	kcal/m ³	8450	10300	PNTP 111.05 NTP-ISO 6796 GPA 2172
Densidad Relativa	-	0.59	0.69	NTP-ISO 6976
Indice de Wobbe (PCs/G ^{1/2})	Kcal.m ⁻³	12290.45	12303.87	NTP-ISO 6976

(*) Entendiéndose como gases inertes a la suma del contenido de nitrógeno y otros gases diferentes al dióxido de carbono como el helio y el argón.

2.4 CALCULO DE LAS PROPIEDADES FISICO-QUIMICAS

El poder calorífico, las densidades absolutas y relativas, el índice de Wobbe y el punto de rocío de hidrocarburos, son calculados a partir de la composición química y las condiciones de presión y temperatura que se especifiquen.

Para ello existen varias bases de datos para compuestos puros y la elección de la misma, debe ser efectuada reglamentariamente; de forma tal que en un sistema integrado, todos sus partícipes utilicen las mismas.

Se ha fijado como base de datos, el que está contenida en la norma ISO 6976/95, para los cálculos de poder calorífico, densidades, índice de Wobbe y factor de compresibilidad a 15° C y 1atm.

En general el cálculo está basado en las propiedades parciales molares; en tanto para el punto de rocío de hidrocarburos, se ha establecido la utilización de la ecuación de Peng Robinson por ser de uso común en los Software utilizados por las compañías de la industria del gas.

Determinación de los parámetros de calidad del gas natural

Se considerará que el gas natural en los sistemas de transporte y distribución cumple con las Especificaciones de Calidad definidas en los cuadros V, VI y VII, cuando no se registren desvíos respecto de los parámetros allí establecidos, en los valores medidos o determinados de acuerdo a la metodología aquí expresada.

En tal efecto serán considerados los valores promedios diarios o periódicos de las determinaciones o mediciones realizadas según corresponda de conformidad con los puntos presentados. Las partes interesadas podrán proponer a esta Autoridad Reguladora (INDECOPI), el uso de otras versiones de las Normas, a medida que estas se vayan actualizando.

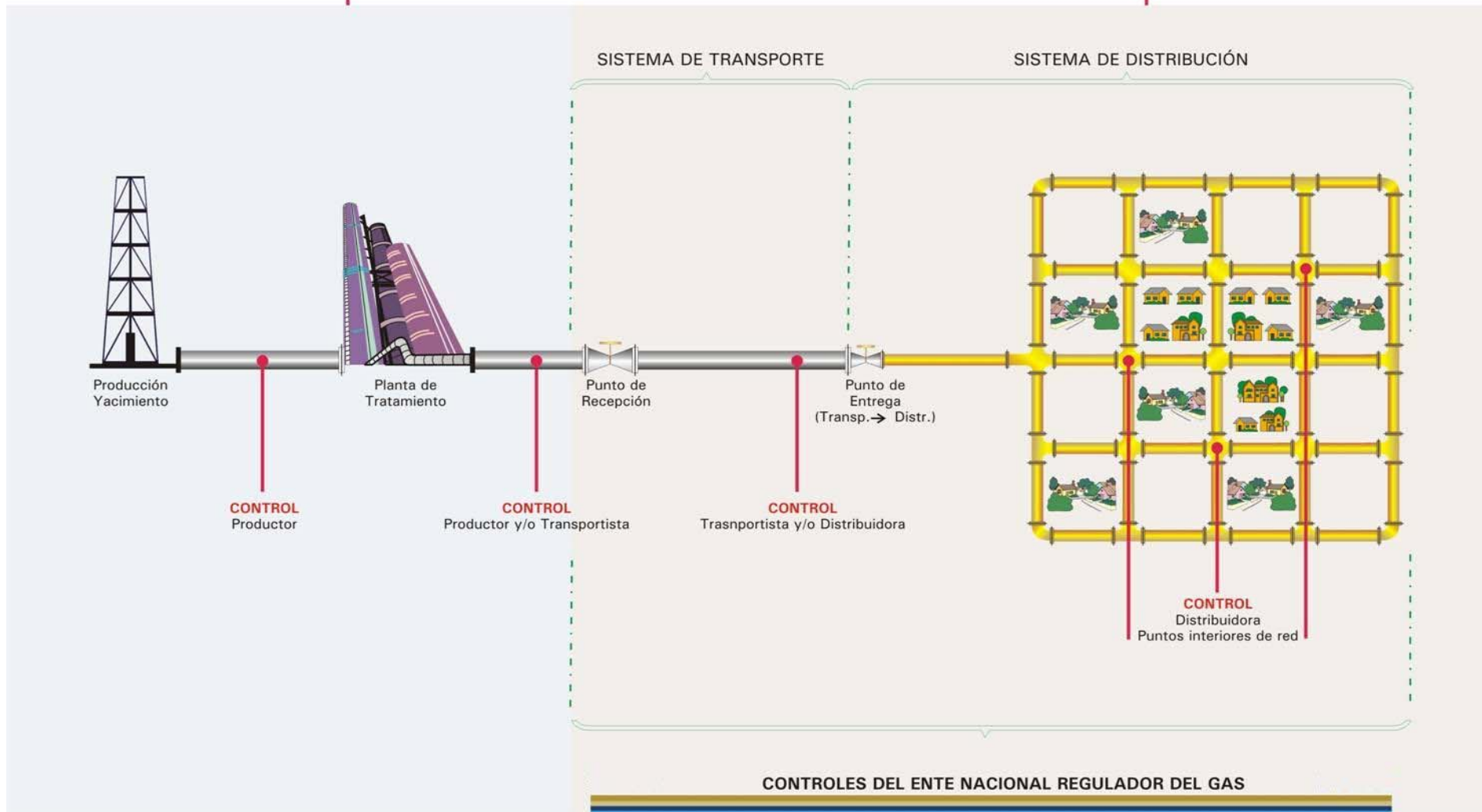
Para el caso en que se requieran adoptar valores de las constantes físicas correspondientes a los componentes del gas natural, o tablas de contenido de vapor de agua en el gas natural, necesarios a los efectos del cálculo y que no estuviesen indicados en ninguna de las Normas mencionadas.

Instalaciones para el muestreo

Los puntos definidos para la toma de muestras deberán estar acondicionados al efecto, contando las instalaciones con los dispositivos necesarios y suficientes para obtener las mismas en forma adecuada.

Las licenciatarias deberán contar con los planos típicos de detalle para estas instalaciones, donde consten los accesorios para la maniobra de muestreo (válvulas, conexiones, protecciones, forma de intervenir la vena fluida, etc.), como así también la ubicación, registros operativos y frecuencia de análisis de los Puntos Interiores de la Red, serán establecidos por los Distribuidores y Subdistribuidores con acuerdo del Ente Regulador del Gas (INDECOPI).

PUNTOS DE CONTROL DE CALIDAD DE GAS



2.5 ANALISIS Y ENSAYOS

Para complementar las especificaciones de calidad del gas natural, se utilizan técnicas y ensayos físicos normalizados (ISO, ASTM, etc.), impuestos por las autoridades reguladoras o acordado por las partes.

Composición Química

Para determinar la composición química de los gases naturales, se utiliza casi con exclusividad la técnica de "Cromatografía de gas".

Esto permite determinar el contenido de inertes e hidrocarburos en el orden de 0.001% a 100% mol, suficiente para utilizar sus resultados para el cálculo de las propiedades de uso corriente en la industria del gas.

Análisis Cromatográficos

La composición química del gas en los sistemas de transporte y distribución, será determinada por cromatógrafos de línea o de laboratorio. En todos los casos la toma de muestra se realizará en las instalaciones adecuadas descritas anteriormente.

Un cromatógrafo funciona de la siguiente forma:

Una muestra de gas es inyectada a la corriente circulante de gas "carrier" o de transporte que la desplaza a través de la(s) columna(s) donde se produce la separación de sus componentes. Luego pasan por el sistema de detección/cuantificación antes de su venteo.

El sistema de inyección para gas natural está formado por un lazo de muestreo que es purgado y en determinado momento, el gas carrier lo introduce al sistema.

Las columnas son rellanas con material inerte impregnado de aceite de silicona y/o tamices moleculares, según las necesidades de separación. Estas columnas están dentro de un sistema regulado a temperaturas entre 75 y 95°C.

Los detectores de conductividad térmica son normalmente utilizados, aunque los de llama se prefieren para los análisis para cantidades <0.01% mol. Por último, un sistema electrónico de integración cuantifica las concentraciones de los componentes de la mezcla gaseosa y, según se diseñe, los datos son transmitidos y adquiridos.

Una información fundamental respecto a este tipo de análisis, el tiempo de retención (tiempo entre la inyección de la muestra y la aparición de un componente) indica de qué componente se trata "análisis cualitativo", en tanto que la integración de cada pico nos expresa la cantidad de dicho componente "análisis cuantitativo".

Los gases patrones, deben ser traceables, de calidad y tolerancias debidamente certificadas, pues de ello depende la exactitud y precisión de nuestros análisis. Una regla práctica en cuanto a la concentración de los componentes en los gases patrones, es que se puede analizar un compuesto cuya concentración resulte entre la mitad y el doble de la concentración del patrón.

En nuestra Norma Técnica Peruana el análisis de gas natural seco por cromatografía de gases está dado por **NTP 111.005 2003**.

Puntos de verificación de Calidad con cromatógrafo “On-Line” disponible:

En aquellos puntos donde se cuente con un cromatógrafo operando en forma “On-line”, el valor de las mediciones realizadas por éste estará disponible en tiempo real. La información en los puntos de Recepción deberá estar disponible (en tiempo real) para el Transportista.

La información correspondiente tanto a los Puntos de Entrega como en los Puntos de Recepción, deberá estar disponible para el Cargador, teniendo este la responsabilidad de contar con la información del día operativo anterior. Hasta tanto los valores de las mediciones que no pudieran ser transmitidos, el transportista/cargador requerirá al Productor/Transportista el reporte del cromatógrafo en el que conste el promedio diario y los valores promedio horario.

Puntos de verificación de Calidad sin cromatógrafo “On-Line” disponible Con muestreo continuo periódico:

En los puntos con muestreadores continuos, se obtendrá una muestra periódica proporcional al caudal, la que será analizada por cromatografía gaseosa. La frecuencia de realización de los análisis será presentada al Ente Regulador del Gas con su respectiva fundamentación.

La determinación analítica de la composición del gas se realizará según los procedimientos establecidos por la Norma ASTM D 1945. En cuanto a las muestras involucradas se tomará de acuerdo a las recomendaciones establecidas por el fabricante del muestreador y por la Norma **ASTM D 5287 o ISO 10715**.

Control Operativo: Muestreo Puntual

Se podrá utilizar una metodología exclusivamente para un seguimiento operativo de la Calidad del Gas, para la realización de contrastes, auditorías por parte del Ente Regulador del Gas y/o suplir eventuales fallas en los sistemas “On-line”, esto último con la frecuencia adecuada.

Cálculo del Punto de Rocío de Hidrocarburos

La determinación del Punto de Rocío de Hidrocarburos se hará en forma analítica a partir de la composición cromatográfica del gas y la Ecuación de Estado de **Peng Robinson**.

Análisis Cromatográfico con extensión hasta C₆₊:

Se considerará el porcentaje molar de cada componente desde metano hasta pentanos, con una apertura del C₆₊ en nC₆, nC₇ y nC₈₊. Los porcentajes relativos de cada uno de estos componentes se determinarán, para cada punto de muestreo en particular, de acuerdo a los resultados de los análisis extendidos hasta C₈₊, sin inversión de flujo, que se llevará a cabo periódicamente y en una cantidad acordada con el Ente Regulador, la cual dependerá de la condición operativa de cada punto en cuestión.

Los análisis extendidos se realizarán en laboratorios acordados mutuamente por las partes y con acuerdo del Ente Regulador, calibrando los cromatógrafos con patrones estándar certificados conteniendo hidrocarburos parafínicos desde metano hasta normal pentano nC₆, nC₇ y nC₈₊.

Análisis cromatográfico con extensión hasta C₉₊:

Se considerará el porcentaje molar de cada componente desde metano hasta octanos, asimilando el porcentaje molar de nonanos y superiores al n-Octano.

Puntos de verificación de Calidad con cromatógrafo “On-Line” disponible:

Para definir la cromatografía para el cálculo posterior del punto de rocío, se considerará la composición de gas promedio-día determinada por el cromatógrafo.

Puntos de verificación de Calidad sin cromatógrafo “On-Line” disponible Con muestreo continuo periódico:

La composición promedio obtenida para el periodo analizado; en los puntos con muestreadores continuos, se obtendrá una muestra periódica proporcional al caudal, la que será analizada por cromatografía gaseosa. La frecuencia de realización de los análisis será presentada al Ente Regulador del Gas con su respectiva fundamentación.

Determinación operativa del Punto de Rocío

La determinación del punto de rocío de hidrocarburos por medio del método “**Bureau of Mines**” deberá utilizarse para control operativo.

Determinación de los porcentajes molares de Nitrógeno y Dióxido de Carbono

Puntos de verificación de Calidad con cromatógrafo “On-Line” disponible:

Se considerará el promedio-día de los porcentajes molares de nitrógeno y dióxido de carbono obtenidos por el cromatógrafo “on-line”.

Puntos de Verificación de Calidad sin Cromatógrafo “On-Line” disponible:

Se considerarán los porcentajes molares de nitrógeno y dióxido de carbono obtenidos por cromatografía gaseosa de las muestras periódicas proporcional al caudal. La frecuencia de realización de los análisis será presentada al Ente Regulador del Gas con su respectiva fundamentación.

Determinación del Oxígeno

Se considerará el porcentaje molar de oxígeno obtenido de acuerdo al procedimiento establecido en la Norma **ASTM D 1945** o por medio de un método físico-químico instrumental convenido por ambas partes y en acuerdo con el Ente Regulador. Esta determinación se realizará al menos una vez por mes durante un periodo de evaluación y consolidación de datos de seis meses.

Posteriormente, en el caso de que dicho periodo de evaluación muestre contenidos de oxígeno superiores o iguales a 0.1% molar, se continuará con la evaluación de dicha corriente; mientras que si los contenidos de oxígeno son inferiores a 0.1% molar, la frecuencia de la determinación será de por lo menos una vez cada seis meses.

Determinación del contenido de Vapor de Agua

Se determinará diariamente mediante la utilización del método “**Bureau of Mines**” a presión de línea, de acuerdo al procedimiento establecido en la Norma **ASTM D 1142**.

Podrán ser utilizados higrómetros, convenido entre las partes y con acuerdo del Ente Regulador. No obstante en caso de controversia o discrepancia en los valores así medidos, se utilizará el método de “**Bureau of Mines**” como medición de referencia.

En nuestra Norma Técnica Peruana la determinación del contenido de Vapor de Agua esta dado por la norma **NTP 111.006 2003**.

Determinación del Sulfuro de Hidrógeno

Se obtendrá de acuerdo al procedimiento establecido en la Norma **ASTM D 5504 o 2385** o por medio de un método físico-químico instrumental convenido por ambas partes y en acuerdo con el Ente Regulador (INDECOPI). Esta determinación se realizará al menos una vez al día en aquellos puntos de

verificación de calidad que cuenten con antecedentes de concentraciones de sulfuro de hidrógeno superiores a 1.5mg/m^3 de gas.

Para el caso de puntos de verificación de calidad que cuenten con antecedentes de concentraciones de sulfuro de hidrógeno entre 1.5mg/m^3 y 0.75mg/m^3 la periodicidad de la determinación será al menos quincenal.

A efectos de control operativo, y para el caso de antecedentes de concentraciones de sulfuro de hidrógeno, menores a 0.75mg/m^3 se hará con una frecuencia por lo menos mensual.

En nuestra Norma Técnica Peruana la determinación del Sulfuro de Hidrógeno esta dado por la norma **NTP 111.008 2003**.

Determinación del Poder Calorífico y Densidad Relativa

El poder calorífico del gas natural se determinará a partir del análisis cromatográfico según el método de cálculo descrito en la Norma **ASTM D 3588** o **ISO 6976**. El valor así obtenido será utilizado para la corrección de los volúmenes de gas medido, según sea las frecuencias de las mediciones.

La densidad relativa del gas natural, a partir de su composición, se determinará según el método descrito en la Norma **ASTM D 3588**.

En nuestra Norma Técnica Peruana la determinación del Poder Calorífico y Densidad Relativa está dado por la norma **NTP-ISO 6976 2003**.

Determinación del Índice de Wobbe

El Índice de Wobbe del gas natural distribuido se determinará mediante la metodología especificada en la Norma **ISO 6976**; las frecuencias de las determinaciones serán de acuerdo a los puntos tomados con/sin cromatógrafo "On-line" disponible, que se establecieron anteriormente.

En nuestra Norma Técnica Peruana la determinación del Índice de Wobbe está dado por la norma **NTP-ISO 6976 2003**.

Determinación de Impurezas Sólidas

La determinación será a través de un procedimiento de filtrado y el instrumental específico y periodicidad, se convendrán entre las partes con acuerdo del Ente Regulador (INDECOPI).

Todos los sistemas de Transporte y Distribución estarán preservados de impurezas sólidas a partir de la operación y mantenimiento de equipos de separación y filtrado de máxima eficiencia (instalados en cada punto de recepción y en cada punto de entrega) cuyos registros de presión diferencia y

verificación de elementos filtrantes estará disponibles ante el requerimiento del Ente Regulador y las partes involucradas.

Dicha verificación de los elementos filtrantes será registrada toda vez que se proceda al cambio de los mismos y deberá mantener como información disponible para ser auditada lo siguiente: Peso de los elementos filtrantes en la fecha de su colocación y en la fecha de su remoción, volumen filtrado, etc.

Los Transportistas/Distribuidores deberán realizar análisis de las partículas retenidas para determinar sus características físico-químicas (granulometría, composición, etc.) con una frecuencia adecuada a sus sistemas.

Determinación de Azufre Entero Total

La determinación se realizará de acuerdo a lo establecido en la Norma **ASTM D 5504 y 1072** o por medio de un método físico-químico instrumental convenido por ambas partes y en acuerdo con el Ente Regulador.

La precisión y alcances del método serán adecuadas para los límites fijados en la Licencias de Transporte y distribución.

Para el caso de puntos de verificación de calidad que cuenten con antecedentes de concentraciones de compuestos sulfurados mayores de 10mg/m^3 de gas, la periodicidad de la determinación será como mínimo mensual.

Para el caso de puntos de verificación de calidad que cuenten con antecedentes de concentraciones de compuestos sulfurados menores de 10mg/m^3 de gas, la periodicidad de la determinación será por lo menos trimestral.

En nuestra Norma Técnica Peruana la determinación del Sulfuro de Hidrógeno esta dado por la norma **NTP 111.009 2003**.

Precisión de las Determinaciones

Composición Cromatográfica y Contenido de Inertes.

Se utilizará el criterio establecido por la Norma de Aplicación. Por ejemplo: La precisión de la determinación del contenido de inertes totales, fijado el límite del 4.5% molar, se encuentra en +/- 0.10. es decir porcentajes molares de inertes totales entre 4.40% y 4.60% molar, se encuentran comprendidos dentro de la tolerancia dada por la Norma referida. Análogamente para el caso específico del contenido de CO_2 .

Punto de Rocío de Hidrocarburos

A partir de las precisiones establecidas por a Normas para la determinación cromatográfica de la composición de gas natural y del procedimiento analítico

indicado, se establece la precisión en la determinación del punto de rocío de hidrocarburos en +/- 1°C.

Poder Calorífico, Densidad e Índice de Wobbe

Se utilizará la precisión indicada en el procedimiento de cálculo establecido por la Norma de aplicación.

Con respecto al factor de conversión para la “Caloría a 15°C”, se indica a continuación:

$$1\text{kcal a } 15^{\circ}\text{C} \{ \text{kcal}_{15} \} \approx 4.1855\text{kJoule} \{ \text{kJ} \} = 3.967088 \text{ BTU}$$

Sulfuro de Hidrógeno

La precisión en la determinación sería la indicada por la Norma de aplicación, no pudiendo ser esta superior a +/- 10%.

2.6 ÍTER-CAMBIABILIDAD DE GASES NATURALES

Las especificaciones que se utilizan para la determinación de la calidad del gas natural se basan fundamentalmente en la introducción de parámetros de sustitución o mezcla de gases, sin afectar la operación de los equipos e instalaciones, que se denominan Íter-cambiabilidad.

Los criterios sobre la íter-cambiabilidad, se basan en la utilización del Índice Wobbe, que representa la cantidad de energía a la entrada de los equipos que utilizan gas natural.

Otros parámetros de íter-cambiabilidad, son los Índices AGA o Índices Waver, los cuales se derivan de forma experimental e indican: color de la flama, cenizas formadas durante la combustión, extinción de la flama, combustión incompleta, etc. Dichos índices, se relacionan con el Índice Wobbe.

No todos los gases naturales pueden ser utilizados en diferentes equipos o artefactos. Esto que resulta evidente cuando se quiere emplear un artefacto diseñado para GLP con gas natural o viceversa, muchas veces no es tenido en cuenta cuando el cambio es entre gases naturales.

Cocinas, calentadores de agua, hornos, calderas, etc., son diseñados para un determinado flujo calorífico (por ejemplo 1500 kcal/hora) y si bien estos tienen elasticidad en su funcionamiento, cambios importantes en sus características fisicoquímicas, afectarán las prestaciones de los mismos.

Existen varios métodos e índices o coeficientes que nos dan pautas para saber si un determinado elemento funcionará correctamente si se cambia el fluido; entre ellos tenemos el “Índice de Wobbe”, que es utilizado generalmente.

Este **Índice de Wobbe (W)** se calcula de la siguiente manera:

$$W = \frac{\text{PoderCalorífico}}{\sqrt{\text{Densidad}}}$$

Por lo tanto se fijan los límites inferior y superior de modo tal que cumpliendo con ellos los artefactos funcionarán correctamente.

¿Qué significa esto? Que los quemadores no tendrán retorno de llama, no se “soplará” la misma, tendrán combustión “higiénica” (sin puntas amarillas, bajo CO₂) y el flujo calórico estará en el entorno del diseñado.

En este índice se tiene en cuenta el poder calorífico del fluido y el caudal volumétrico (para el orificio que es fijo, resulta función de la densidad).

2.7 CALIBRACIONES Y CONTRASTES DE LOS INSTRUMENTOS

Teniendo en cuenta que los equipos analíticos generan información que es utilizada para la cuantificación de volúmenes (estándares), o determinación de parámetros de calidad cuyo cumplimiento puede generar multas o rechazos a su carga en las líneas de transporte y distribución, la calibración y contrastes de los mismos merece un tratamiento especial.

Todas estas operaciones, donde las partes resulta imprescindible, están fijadas en los “Protocolos de Medición” acordados entre: Productores y Transportistas, y Transportistas y Distribuidores; figurando en los mismos, y para cada sistema, las frecuencias (cronogramas), instrumental a utilizar (balanzas, testers, gases patrones, etc.), tolerancias, etc., en todo de acuerdo a lo especificado en las Resoluciones del Ente regulador del Gas y las especificaciones de los fabricantes.

El caso más común en los controles de Calidad del Gas, es el de los cromatógrafos.

Además es necesario contar con gases patrones para la calibración de los mismos. Estos gases son preparados por compañías especializadas y que pueden demostrar que su producto es trazable. Existen varias calidades de gases patrones que dependen de la incertidumbre (desvíos en la concentración) de cada componente.

La recomendación es utilizar el de mejor calidad, a veces llamamos “patrones primarios”, preparados por pesada, y que la concentración de cada componente resulte entre la mitad y el doble de la que se va analizar, por ejemplo un patrón de 1% mol de Ci, puede analizar una muestra que contenga entre 0,5 y 2% mol de dicho componente.

En cuanto a los contrastes de los equipos para la preparación de patrones, estos deben ser realizados por entes oficiales o privados reconocidos por las partes o certificaciones de los fabricantes.

Los cromatógrafos son contrastados con la frecuencia acordada en los protocolos mencionados, usualmente mensual. Para ello se efectúan cuatro o cinco corridas de un gas llamado de “contraste”, que normalmente es un “gas patrón” de composición distinta al utilizado para la calibración de ese instrumento pero que cumpla con los límites de concentración de cada componente indicados arriba.

Es habitual que se utilice como gas de contraste un gas patrón provisto por la contraparte.

De los resultados de las corridas, se establece la “**repetibilidad**” (diferencia entre las concentraciones de cada componente entre cada corrida) y “**reproducibilidad**” (diferencia entre el promedio de las corridas con los valores del gas de contraste).

Las tolerancias acordadas son las que figuran en la Norma ASTM 1945/91:

Componente, %mol	Repetibilidad	Reproducibilidad
0.0 a 0.1	0.01	0.02
0.1 a 1.0	0.04	0.07
1.0 a 5.0	0.07	0.10
5.0 a 10	0.08	0.12
mayor de 10	0.10	0.15

Verificación de las mediciones

El Transportista/Cargador podrá en todo momento auditar las mediciones de calidad de gas realizadas por el Productor/Transportista o realizar sus propias mediciones en presencia de las partes interesadas. De detectarse en este caso desviaciones superiores a las establecidas en la Precisión de las determinaciones; los nuevos valores obtenidos serán considerados como los que corresponden desde la última medición realizada.

Criterio de punto de entrega único

Se define Punto de Entrega Único, a los puntos de entrega que están vinculados inequívocamente a un único tramo de gasoducto entre plantas compresoras, siempre y cuando dentro de dicho tramo no exista ningún punto de inyección de gas natural.

Se considerarán tramos distintos de gasoducto, el troncal y el/los paralelo/s cuando exista la posibilidad de tener diferentes calidades de gas en cada uno de ellos.

Este criterio no obsta de efectuar los contrastes y mediciones que deban realizarse en los puntos interiores de las redes abastecidas.

2.8 CONTAMINANTE: EL MERCURIO

El mercurio está presente como contaminante en el gas natural y los condensados asociados a éste, debiendo ser removido para prevenir el efecto de corrosión en equipos de aluminio o catalizadores con que los fluidos en cuestión, estén en contacto.

Aunque niveles relativos altos de Hg elemental han sido encontrados en gases de yacimientos de Groningen (Neederland) en 1969 y el primer siniestro a este contaminante se remonta al sucedido en 1974 en la planta de LNG de Skikda, Argelia.

Desde entonces, el Hg se ha convertido en un tema singular para plantas criogénicas; gas natural licuado (LNG), gases licuado de petróleo (LPG), olefinas, etc., donde se utilizan a menudo intercambiadores de calor de aluminio.

Fuentes y distribución de Mercurio

El mercurio está presente en el gas natural y en los condensados asociados, como compuestos órgano metálicos e inorgánicos, y en su forma elemental en función del origen del gas. La forma elemental puede concentrarse tanto en la fase vapor como en la fase líquida.

Los compuestos órgano metálicos (dimetilmercurio, metiletil mercurio o dietil mercurio), como los inorgánicos (HgCl_2) pueden concentrarse en fase líquida en cualquiera de las etapas del proceso de una planta criogénica.

El mercurio elemental en fase gaseosa es el principal culpable de la corrosión en los intercambiadores de calor de aluminio, en las zonas de baja temperatura de una planta criogénica.

En las fases líquidas que dejan una planta de extracción de LPG, para alimentar una de craqueo para obtener olefinas, también se da la corrosión, debiendo agregarse el envenenamiento de catalizadores (especialmente en hidrogenación) y los peligros de su inhalación por personal que trabaje en estos ambientes.

La concentración de Hg en gas natural es expresada normalmente en $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ (micro gramos por metro cúbico) ($\mu\text{g} = 10^{-6} \text{ g}$), por lo tanto es muy baja, con los inconvenientes para su determinación cuantitativa; pero igualmente debe ser disminuida todo lo posible para evitar que las concentraciones aumenten en zonas críticas.

Algunas concentraciones determinados en diferentes campos son:

- Sudeste de Asia: hasta $400\mu\text{g}/\text{Nm}^3$
- Groningen: de 1 a $180\mu\text{g}/\text{Nm}^3$
- USA: 0.005 a $0.4\mu\text{g}/\text{Nm}^3$
- Sudamérica: 69 a $119\mu\text{g}/\text{Nm}^3$
- Argentina: 0.011 a $1.53\mu\text{g}/\text{Nm}^3$

Se ha estudiado la distribución del Hg elemental que ingresa en el gas natural a una planta de LNG para determinar las áreas con mayor peligro de ataque por este contaminante y cuales tienen alta concentración; así se han identificado tres áreas primarias:

La primera, son las columnas de fraccionamiento (deetanizadora, depropanizadora, debutanizadora), en general el Hg termina en el butano y, en algunos casos en el propano. En general en esta zona de la planta, las presiones son del orden de los 50 bar y las temperaturas de -30°C .

En plantas de LNG, donde las corrientes de C_3 y C_4 se reinyectan junto con la de entrada al intercambiador “entrada-salida”, normalmente de aluminio, el Hg puede condensar tanto al lado exterior como interior de los tubos, cuando la concentración de éste supera la solubilidad en la corriente respectiva.

La segunda zona es la cabeza del “scrubber” de entrada, cuya corriente va directamente al intercambiador principal, donde también puede condensar y acumularse.

Finalmente **la tercera**, una pequeña cantidad de Hg elemental se eliminará por las corrientes de cabeza de las torres deetanizadora. Estas pueden aumentar los depósitos de etano y propano refrigerantes y acumularse en dicho circuito.

Concentración de Mercurio

Desde que se pusieron en evidencia los problemas que el Hg ocasiona en los procesos criogénicos, se han implementado sistemas para la eliminación de este contaminante de la corriente de gas natural que los alimenta. Las especificaciones para los gases de salida de estos tratamientos (generalmente “lechos absorbedores”), es de 10 nanogramos por metro cúbico estándar, $0.01\mu\text{g}/\text{Nm}^3$. esta concentración está fijada por la sensibilidad de las determinaciones que por las limitaciones de eliminación de Hg de los sistemas.

Por ejemplo para una planta de LGN que produce $8000\text{tn}/\text{día}$, $0.01\mu\text{g}/\text{Nm}^3$, en el año serían 36 g de Hg la de contaminante puesta en juego.

En cuanto a los compuestos organometálicos, uno de los trabajos indica un orden de concentración de 10 a 1000 ppb (en peso) y otro entre 30 y 60 ppb para un condensado de Argelia para plantas de etileno. En otras informaciones se indican para un condensado, porcentajes de 5 para Hg elemental, 21% para compuestos inorgánicos y 74% de organometálicos.

Determinación de Mercurio

ESPECTROSCOPIA	LIMITES DE DETECCIÓN	OBSERVACIONES
Absorción Atómica (AAS)	0.1 ng	Los átomos son detectados por medición de su absorbancia de luz de una fuente-lámpara de Hg a su longitud de onda característica.
Fluorescencia Atómica (AFS)	0.02 ng	Se mide la re-emisión de luz perpendicular a la excitación después de la absorción de energía.
Emisión Atómica (ICP-AES)	2 ng	Se monitorea la emisión de fotones al regresar al estado base luego de la excitación por plasma de los átomos.
UV Absorción	1 ng	Técnica similar AA salvo por la excitación.
Espectrometría de masa (ICP/MS)	0.01ng	Formación de iones por plasma, los cuales son reflejados por un campo magnético, usado normalmente para líquidos.
Fluorescencia de Rayos-X	200 ng	Excitación de electrones por energía de rayos X, remitiéndose luz como característica del elemento específico.
OTROS		
Calorimetría	1000 ng	Determinación espectrofotométrica utilizando ditizona.
Efecto Piezoeléctrico	1000 ng	Cuando el Hg es adsorbido, al intercambiarse la masa cambia la frecuencia de oscilación del cristal.
Resistencia de film o alambre de oro	0.05 ng	A medida que el Hg se adsorbe, la resistencia del alambre de oro se incrementa.

Técnicas normalizadas para la medición de Mercurio

La **ISO** desarrolló una Norma para la determinación de mercurio en el gas natural en 1992 y la **ASTM** hizo lo propio en 1996.

ISO 6978/92

Esta norma específica dos métodos, cuya utilización depende de los niveles de mercurio esperados encontrar. El método A describe el muestreo a presión ambiente utilizando como absorbedor una solución ácida de permanganato de potasio.

El método B, describe el muestreo a presión ambiente o superior usando la técnica de doble amalgamación. El gas es inicialmente muestreado utilizando una malla de Ag, seguido de una desorción térmica sobre otro muestreador (malla) de oro.

Para aumentar la precisión, una curva multipuntos es utilizada.

Eliminación de mercurio

Se han estudiado varios métodos para eliminar el Hg del gas natural para evitar los problemas que este contaminante causa en las instalaciones de plantas criogénicas.

Normalmente el “ataque” es por amalgamación del metal base al que le quita resistencia mecánica, por ello se debe eliminar antes de su llegada a los equipos donde el gas de entrada se enfría y el Hg puede condensar y comenzar el proceso descrito.

El mercurio elemental puede ser eliminado por adsorción sobre distintos materiales o por amalgamación sobre metales nobles. Debe tenerse en cuenta si los lechos son o no regenerables. Algunos métodos emplean azufre sobre carbón y otros Au y Ag sobre un soporte inerte alúmina u otras zeolitas, capaces de ser sometidas a temperaturas hasta 100° C y presiones hasta 100 bar.

En el caso de azufre sobre carbón activado, el Hg volátil es transformado en HgS que es no volátil, el cual no es reciclable y los lechos deben ser descartados (normalmente se calculan lechos para que duren 3 y 4 años).

Especial cuidado debe tenerse en la eliminación de los componentes de mercurio. Estos son caros, aunque puede recuperarse el costo si se logra la recuperación del Hg.

En la actualidad se están desarrollando procesos para evitar el uso de energía en demasía en los procesos térmicos de regeneración, incluso con el uso de bacterias específicas para concentrar los compuestos orgánicos de Hg.

2.9 GAS NATURAL NO CONTABILIZADO

Cuando hacemos un balance de las instalaciones en cualesquiera de las ramas de la industria del gas, contabilizando entradas, salidas, pérdidas, venteos, etc.,

es muy difícil que cierre perfectamente. Un volumen o cantidad de energía (según el balance que llevemos a cabo) nos quedará el remanente.

Las causas se encuentran en las:

- Mediciones en las variables de volumen.
- Determinación de los parámetros físico-químicos.
- Cálculos
- Estimaciones de venteos y pérdidas.

Debemos tener en cuenta que en toda medición y/o determinación existen incertidumbres que dependen del método e instrumentos utilizados, también resulta dificultoso calcular las pérdidas y venteos.

Por otra parte, los valores de “gas natural no contabilizado” son fijados en función del sistema analizado (transporte, distribución, etc.), las incertidumbres de los instrumentos de medición de volúmenes y de parámetros de calidad y la política de las empresas involucradas.

CAPITULO III

MEDICION DEL GAS

3.1 GENERALIDADES

A continuación se describen los sistemas de medición de volumen de gas que se utilizarán en los puntos de recepción de gas, como en las estaciones de regulación y medición de distribución.

La palabra flujo expresa el movimiento de un fluido, pero también significa para nosotros la cantidad total de fluido que ha pasado por una sección de terminada de un conducto. Caudal es el flujo por unidad de tiempo; es decir, la cantidad de fluido que circula por una sección determinada del conducto en la unidad de tiempo.

Se contempla además, las estaciones de regulación y medición que deberán instalarse en los suministros de gas a clientes comerciales e industriales y se definen también, los requisitos que deberán cumplir los medidores que se instalen en los usuarios residenciales.

Definiciones

Poder calorífico: Es el calor liberado durante la combustión del gas natural seco con un volumen teórico de aire.

Poder calorífico bruto: Es la cantidad de calor que se libera al iniciarse la combustión completa de una cantidad específica de gas con aire, ambos a condiciones estándar (288,15 K). Los productos de la combustión se enfrían hasta las condiciones estándar (288,15 K) midiéndose el calor liberado hasta este nivel de referencia. Al poder calorífico bruto también se le denomina poder calorífico superior.

Poder calorífico neto: Es el resultado del valor del poder calorífico bruto menos el calor latente de vaporización del vapor de agua. Este vapor de agua es el que se forma de la combustión del hidrógeno del gas natural seco y el oxígeno del aire. Al poder calorífico neto también se le denomina poder calorífico inferior.

Condiciones de referencia:

Para la medición del gas natural son: 101,325 KPa (1 atmósfera) de presión y a 288,55 K (60° F) de temperatura.

Clase G de Medidores:

Para las condiciones de referencia o estándar se definen las siguientes CLASES G de medidores independientemente de su construcción como medidor de diafragma, rotativo de lóbulos o turbina.

- G 4:** desde 0 hasta 6 m³/h.
- G 6:** desde 6 hasta 10 m³/h.
- G 10:** desde 10 hasta 16 m³/h.
- G 16:** desde 16 hasta 25 m³/h.
- G 25:** desde 25 hasta 40 m³/h.
- G 40:** desde 40 hasta 65 m³/h.
- G 65:** desde 65 hasta 100 m³/h.
- G 100:** desde 100 hasta 160 m³/h.
- G 160:** desde 160 hasta 250 m³/h.
- G 250:** desde 250 hasta 400 m³/h.
- G 400:** desde 400 hasta 650 m³/h.
- G 650:** desde 650 hasta 1000 m³/h.
- G 1000:** desde 1000 hasta 1600 m³/h.
- G 2500:** desde 2500 hasta 4000 m³/h.

Unidades:

Longitud: m

Masa: kg

Temperatura: °K, °C, donde: 0°C = 273.15°K

Cantidad de materia: mol

Presión: Bar, kg/cm², donde: 1.033 kg/cm² = 1.01325 bar = 1 atm.

Energía: J (Joule)

Potencia: W (Watt)

Volumen: m³

Tiempo: s, h, día.

Caudal: m³/h, m³/d.

Cantidad de calor (energía): kcal a 15°C

1 kcal a 15°C = 4.1858 kJoule = 3.9674 BTU.

1kcal a 15°C es la cantidad de calor requerida para calentar un gramo de agua libre de aire desde 14,5°C hasta 15,5°C a una presión de una atm., constante.

Tabla de conversión de volumen

	m3	ft3	UK gal	US gal	bb1
1 metro cúbico (m3)	1	35,3147	219,969	264,17	6,28981
1 pie cúbico (ft3)	0,028317	1	6,2288	7,4805	0,178107
1 UK galón imperial (UK gal)	0,004546	0,160544	1	1,2009	0,028594
1 galón americano (US gal)	0,003785	0,133681	0,83268	1	0,02381
1 barril US (bb1)	0,158988	5,61146	34,9726	42	1

Tabla de conversión de energía

Equivalencias	MBTU	BEP	TEP	ft3 Gas	m3 Gas
1 Millón B.T.U.	1	0,172	0,0235	1,000	28,3
1 Barril equiv. de petróleo (BEP)	5,80	1	0,136	5,800	164,2
1 Ton. equiv. de petróleo (TEP)	42,5	7,33	1	42,500	1,200
1 ft3 Gas	0,001	0,000172	0,0000235	1	0,0283
1 m3 Gas	0,0353	0,000608	0,000830	35,3	1

Equivalencias prácticas referentes al gas

Unidad	Multiplicado por	Se obtiene
Metros cúbicos gas	35	pies cúbicos gas
BTU	0,001	pies cúbicos gas
Pies cúbicos gas	0,02832	metros cúbicos gas
Kilo caloría	4 183	Joules
Kilo caloría	3,9683	BTU
BTU	252	Calorías
Barril petróleo N° 6	6 000	pies cúbicos gas
Barril petróleo	6 megas	BTU
Galón petróleo	140 000	BTU
Joule	0,000 948	BTU
Barriles petróleo	42	galones petróleo
Tonelada carbón	27,3	millones BTU
Toneladas carbón	27 300	pies cúbicos gas

Medición en puntos de recepción

En general, los medidores que se instalarán en los puntos de recepción de gas serán del tipo turbina. Incluirán emisores de impulsos de baja frecuencia para la conexión a un corrector de volumen. El medidor dispondrá del correspondiente certificado de calibración con indicación expresa del error del medidor en seis puntos de caudal.

El sistema de medición incorporará un corrector de volumen PTZ con clase de error 0.5% para realizar la conversión del volumen del medidor a las condiciones de referencia definidas en el contrato de venta de gas.

Medición del gas suministrado a clientes residenciales

La medición a clientes residenciales se efectuará mediante un medidor de diafragma conectado aguas debajo de un regulador de servicio que reducirá y estabilizará la presión del gas de la red de distribución a un nivel de presión adecuado a la utilización doméstica.

El medidor que se instale deberá corresponder a un modelo oficialmente autorizado y deberá haber sido calibrado y verificado según establece la normativa vigente.

Medición del gas suministrado a clientes comerciales e industriales

El sistema de medición de gas que se empleará en los clientes comerciales e industriales seguirán los esquemas indicados en los planos tipo D-05 y D-06.

Se empleará un medidor que sea adecuado a los consumos que deban medirse. En particular se prestará especial atención a los caudales mínimos que deban registrarse.

Sistemas de medición para consumos industriales

Alcance

Están contemplados en la presente sección, todos aquellos sistemas de medición destinados a cuantificar el consumo de gas en:

- Todos aquellos consumos conectados a redes o gasoductos de alta presión
- Todos aquellos consumos cuya medición se efectúe a una presión mayor que 0.01atm (0.018 Bar).
- Todos aquellos consumos que aunque no cumplan con ninguno de los dos puntos anteriores, su caudal instantáneo sea mayor de 500 m³/h.

Condiciones de Medición

Las mediciones se realizarán a presión regulada, por lo que siempre el sistema de regulación estará aguas arriba del medidor y estará calculado para mantener la presión regulada en un valor estable a los efectos de no introducir errores en la medición.

Condiciones Base

De acuerdo a la legislación vigente, se adoptan las siguientes condiciones bases para la medición:

Presión: 1atm.
Temperatura: 60°F

Bajo estas condiciones, definimos el m³ de gas como el volumen de gas que encontrándose a una temperatura de 60°F y a una presión de 1atm., ocupa un espacio de 1 m³.

Unidades de Medición

Las unidades de los medidores y las unidades correctoras responderán a la estipulada por la legislación vigente.

Sistema de Lecturas

Las lecturas de los equipos de medición para determinar los consumos serán realizadas en fechas coincidentes con los períodos de facturación estipulados.

Las mismas podrán ser realizadas por personal que concurre a la cámara a relevar los datos o podrán transmitirse al centro de control través de un sistema de transmisión de datos a distancia; en este último caso, se mantendrá un recorrido periódico de verificación en la cámara a los efectos de controlar que la información sea coincidente con la recibida en el centro de control

3.2 CÁMARA DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN

Ubicación

La cámara de regulación y medición se encontrará ubicada sobre el límite de la propiedad hacia la vía pública, con ingreso desde el exterior, permitiendo el libre acceso para revisión, lectura, reemplazo y/o mantenimiento del sistema de medición. En lo posible, contará con otra puerta hacia el interior de la industria a los fines de permitir el ingreso directo en caso de emergencia.

El camino de acceso deberá permitir el tránsito con vehículo hasta la puerta de ingreso a la cámara, aún en días de lluvia.

Condiciones de seguridad

La cámara de regulación y medición será amplia, contará con ventilación adecuada y estará ubicada en lugares alejados de zona de riesgo de ignición según lo estipulado en las normas de seguridad vigentes.

En el exterior de la cámara se colocarán carteles indicando la zona de riesgo.

En el interior de la cámara se colocará un cartel de operación de la cámara, donde se detallarán en un gráfico y en texto, las operaciones a realizar en casos de emergencia o puesta y salida de servicio de las instalaciones. Indicará además los números de teléfono del personal u organismos a llamar en casos de emergencia.

La cámara contará con adecuada iluminación artificial, que responderá a normas de seguridad y contará con llaves de accionamiento accesibles desde las puertas de ingreso.

Las instalaciones estarán protegidas de sobrepresiones con válvulas de seguridad por bloqueo y/o alivio, de tal forma que ante fallas en el sistema de regulación, se asegure que la presión en las instalaciones no superará la máxima admitida por las tuberías, componentes, accesorios y equipos instalados.

3.3 TRAMOS DE MEDICIÓN

Instalaciones mecánicas

Todos los medidores contemplados en la presente sección, se instalarán en un tramo de medición que contará con un by pass para permitir realizar el mantenimiento de los mismos sin interrumpir el consumo al cliente. Además, a los efectos de permitir el control del medidor con un probador portátil sin desmontar el mismo, se dejarán instaladas dos TEE, debidamente taponadas, del mismo diámetro de la tubería, unas aguas arriba y otras aguas abajo del medidor y dentro del tramo de medición.

Las tuberías estarán debidamente soportadas a los efectos de evitar tensiones y aisladas a los efectos que no se produzcan en la misma ningún tipo de circulación de corriente que pueda afectar los equipos o que puedan disminuir la vida útil de las instalaciones.

En el tramo de medición, aguas arriba del medidor, y a una distancia igual o mayor que la permitida por el sistema de medición utilizado, se instalará para protección del mismo un filtro seco para retener toda partícula mayor de 25 micrones. Este filtro se instalará en todas las mediciones sin excepción, incluso en aquellos casos en que la cámara cuente con algún tipo de filtrado o separación antes del tramo de medición.

También a los efectos de proteger el medidor de daños producidos por consumos superiores a los permitidos por el mismo, se instalará aguas abajo del medidor, dentro del puente de medición y a una distancia que no produzca interferencia en la calidad de medición, una placa limitadora de caudal.

Todos aquellos puntos referidos que manipulados por personal ajeno a la distribuidora pueda producir distorsiones en la medición y/o puedan afectar a los sistemas de seguridad, se precintarán a los efectos de asegurar la inviolabilidad de los mismos.

MEDIDORES

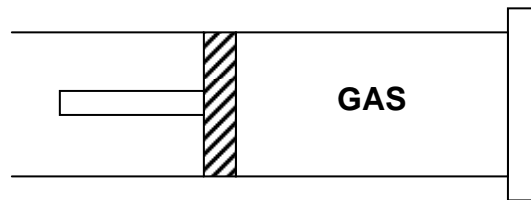
Los medidores responderán como mínimo a las siguientes características:

- Los medidores responderán a normas y especificaciones que lo aprueben como apto para punto fiscal de medición.
- Estarán calibrados y certificados por organismos oficiales o por el fabricante, el cual certificará su trazabilidad a patrones internacionales. La calibración se hará en por lo menos cinco puntos de su escala de consumo.
- Salida de pulsos de baja frecuencia con proporción decimal al caudal.
- Salida de pulsos de alta frecuencia adicional para grandes consumos.
- Dimensiones de montaje estandarizadas para permitir intercambio entre medidores de distintas marcas.
- Los tramos de medición para los medidores responderán a las normas de aplicación.

- El montaje de los medidores responderá a lo especificado por el fabricante y a las normas vigentes.
- El equipo de medición deberá ser instalado en lugar accesible para su control.

3.4 CÁLCULO DE VOLÚMENES EN MEDICIONES CON MEDIDORES A DIAFRAGMA, ROTATIVOS A LOBULOS Y TURBINAS SEGÚN NORMA AGA.

Para interpretar la expresión matemática que define el caudal que fluye a través de un medidor volumétrico tenemos imaginariamente un tramo de caño al que cerramos en un extremo con una brida ciega y con un pistón libre en el otro.



En física se define una relación básica para un gas ideal de masa unitario (1 mol) que puede evolucionar dentro del cilindro según las condiciones de presión y temperatura de la siguiente forma:

$$\frac{Pv}{T} = R(\text{constante})$$

Donde: P: Presión
 T: Temperatura
 v: Volumen de la unidad de masa
 R: Constante universal de los gases

Si ahora consideramos una masa cualquiera de gas, el volumen será V en lugar de v y la expresión anterior queda:

$$\frac{PV}{T} = nR$$

Donde n es el número de moles que tendrá la masa de gas.

Pero los gases reales se comportan en forma diferente a los ideales, y por este motivo a la expresión anterior hay que ajustarla de la siguiente manera:

$$PV = nRTZ \quad \dots\dots\dots (1)$$

Donde Z es el factor de compresibilidad de los gases reales.

Ahora consideramos dos estados para la ecuación (1). Uno de la condición real de trabajo en el caño que designaremos con la letra f (condición de flujo) y otro con la condición de referencia que designaremos con la letra b (condición base). De esta manera podemos escribir:

$$P_{ref} V_{ref} = nRT_b Z_b \dots (2) \quad \text{y} \quad P_f V_f = nRT_f Z_f \dots (3)$$

Donde n y R no se modifican al variar las condiciones de presión y temperatura.

Si ahora dividimos miembro a miembro (2) y (3) y despejamos el volumen V_{ref} resulta:

$$V_{ref} = V_f \left(\frac{P_f}{P_{ref}} \right) \left(\frac{T_b}{T_f} \right) \left(\frac{Z_b}{Z_f} \right) \dots\dots\dots (4)$$

Esta expresión es la que nos permite hallar el volumen de un gas en condiciones de referencia (o m^3 estándar) a partir del volumen conocido en condiciones reales de trabajo (condiciones de fluido) y también de las presiones y temperaturas del fluido en esas mismas condiciones.

Como se observa la única magnitud con unidad es el volumen, ya que los otros factores resulta adimensionales por tratarse de cocientes de la misma magnitud por lo tanto sus unidades se simplifican quedando solo factores numéricos llamados respectivamente:

$$F_p = \frac{P_f}{P_{ref}} \quad \text{Factor de presión;} \quad F_t = \frac{T_b}{T_f} \quad \text{Factor de temperatura}$$

$$S = \frac{Z_{bf}}{Z_f} \quad \text{Factor de compresibilidad}$$

Si hacemos intervenir al tiempo en ambos miembros de la igualdad (4) en lugar de hablar de volúmenes podemos hablar de caudales ya que este no es otra cosa que el volumen circulado en un determinado tiempo. De hecho los medidores tienen su escala calibrada en caudal por ejemplo en m^3/h . De esta manera la expresión (4) se escribe:

$$Q_{ref} = Q_{fluido} F_p F_t S$$

Donde Q_{ref} es el caudal en condiciones de referencia y, Q_{fluido} es el caudal en condiciones de operación real del fluido.

Con respecto al factor S es más común reemplazarlo por su equivalente $S = F_{pv}^2$, llamado factor de supercompresibilidad al cuadrado:

$$Q_{ref} = Q_{fluido} F_p F_t F_{pv}^2 \dots\dots (5)$$

Luego desarrollaremos la expresión matemática de ese factor S, pero la ecuación (5), es la que normalmente se utiliza para calcular el caudal en m³ estándar.

Para considerar que el gas no es un gas cualquiera sino gas natural es afectarla del factor energético que tiene en cuenta la calidad del gas según su procedencia. Es decir a la condición de referencia un gas natural con composición química pura tendrá un poder calorífico de 9300 kcal/m³; pero en la práctica, debido a la existencia de otros componentes, podrá estar por encima o por debajo ese valor con lo cual para mantener la expresión de consumo en condiciones de referencia, la ecuación final se debe corregir de acuerdo a la siguiente expresión:

$$Q_{ref} = Q_{fluido} F_p F_t F_{pv}^2 \frac{PCS(real)}{9300} \dots\dots (6)$$

Esta ecuación no es otra cosa que la ecuación matemática que figura en la norma AGA. Para hacerla más práctica reemplazaremos los factores por sus equivalentes y le daremos la forma final.

$$F_p = \frac{P_f}{P_{ref}} = \frac{P_{real.del.fluido.abs.}}{P_{referencia.abs.}} = \frac{P_{manométrica} + P_{atmosférica.del.lugar}}{P_{referencia(a.nivel.del.mar)abs.}}$$

$$F_p = \frac{(P_{manométrica} + P_{barométrica})bar}{1.01325 bar} = \frac{(P_{manométrica} + P_{barométrica})Kg / cm^2}{1.033 Kg / cm^2}$$

$$F_t = \frac{T_b}{T_f} = \frac{273.15^\circ K + 15^\circ}{273.15^\circ C + t_{real}^\circ C} = \frac{288.15^\circ K}{(273.15 + t_{real}^\circ C)^\circ K}$$

F_{pv}^2 = se obtiene por aplicación de la Norma AGA, conociendo la presión, temperatura, densidad relativa, el porcentaje molar de nitrógeno, el porcentaje molar de dióxido de carbono (llamados inertes) del gas circulante. Estos datos son proporcionados por la cromatografía al igual que el poder calorífico. Finalmente resulta:

$$Q_{ref} = Q_{fluido} \frac{(P_{manométria} + P_{barométria})}{1.01325} \cdot \frac{28815}{273.15 + t^{\circ}C} \cdot F_{pv}^2 \cdot \frac{PCS}{9300}$$

Existen programas de cálculo para PC que permiten encontrar rápidamente el valor de F_{pv}^2 en forma directa ya que su expresión matemática es engorrosa para resolverla manualmente como veremos luego.

FACTOR DE SUPERCOMPRESIBILIDAD

Se lo llama F_{pv} y guarda la siguiente relación:

$$F_{pv}^2 = \frac{Z_r}{Z_f}$$

Donde:

Z_r , es el factor de compresibilidad del fluido a la condición de referencia.

Z_f , es el factor de compresibilidad a la condición operativa real del fluido.

En el cálculo de F_{pv} intervienen los siguientes factores cuyos límites admisibles son fijados por la norma AGA:

P: Presión relativa (estática)	de 0 a 135 bar.
T: Temperatura	de -40 °C a 100°C.
dr: Densidad relativa	de 0.554 a 0.75.
% CO ₂ (anhídrido carbónico)	de 0 a 15%
% N ₂ (nitrógeno)	de 0 a 15%

Con estos datos se calcula los siguientes coeficientes:

$$F_p = \frac{156.468...}{160.8 - 7.22dr + \%CO_2 - 0.392\%B_2}$$

$$F_t = 99.15 + 211.9dr - \%CO_2 - 1.681\%N$$

$$\tau = \frac{TF_t^{1.8}}{500} \quad \text{Donde T, temperatura real en K.}$$

$$\pi = \frac{PF_p}{68.94757} + 0.0147 \quad \text{Donde P, presión absoluta en bar.}$$

Luego calculamos:

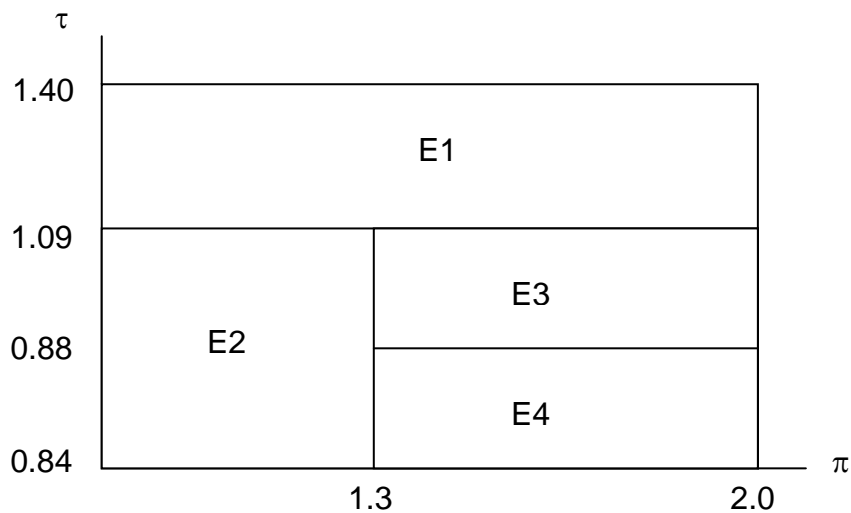
$$m = 0.0330378\tau^{-2} - 0.0221323\tau^{-3} + 0.0164353\tau^{-5}$$

$$n = 0.265827\tau^{-2} + \frac{0.0457697\tau^{-4}}{m} - 0.133185\tau^{-1}$$

Esto nos permite determinar los siguientes valores:

$$B = \frac{3 - mn^2}{9m\pi^2} \quad b = \frac{9n - 2mn^3}{54m\pi^3} - \frac{E}{2m\pi^2} \quad D = \left[b + (b^2 + B^3)^{1/2} \right]^{1/3}$$

Donde el valor de E a su vez hay que hallarlo ingresando en el siguiente gráfico con los valores ya obtenidos de π y τ .



Para cada zona el valor de E responde a distintos polinomios. Ellos son:

$$E1 = 1 - 0.00075\pi^{2/3}e^{-20}\tau^{-1.09} - 0.0011(\tau - 1.09)^{1/2}\pi^2(2.17 - 1.4(\tau - 1.09)^{1/2} - \pi^2)$$

$$E2 = 1 - 0.00075\pi^{2/3}(2 - e^{-20(1.09-\tau)}) - 1.317(1.09 - \tau)^4(1.69 - \pi^2)$$

$$E3 = 1 - 0.00075\pi^{2/3}(2 - e^{-20(1.09-\tau)}) + 0.455(200(1.09 - \tau))^6 - 0.03249(1.09 - \tau) + 2.0167(1.09 - \tau)^2 - 18.028(1.09 - \tau)^3 + 42.844(\pi - 1.3)(1.69^{1.25} - \pi^2)$$

E4 = es igual a E3 con el exponente 1.25 cambiando por 1.25+80(0.88- π^2)
Además e = 2.7182818 base de los logaritmos naturales.
Finalmente el cálculo del Fpv quedará:

$$F_{pv} = \frac{\left(\frac{B}{D} - D + \frac{n}{3\pi} \right)^{1/2}}{1 + \frac{0.00132}{\tau^{3.25}}}$$

CAPITULO IV

MEDIDORES

Desde el punto de vista de la medición se puede distinguir diversas categorías de usuarios a los que se les asigna distinto tipo de medidor.

4.1 TIPOS DE MEDIDORES

Usuarios Domésticos:

Trabajan con presión regulada de 0.020 kg/cm^2 .

Se les asigna un medidor a diafragma clase G4 que en condiciones estándar puede medir un caudal de hasta $6 \text{ m}^3/\text{h}$.

Usuarios Comerciales:

Trabajan con presión regulada de 0.020 kg/cm^2 .

Se les asignan medidores a diafragma clases G6 (hasta $10 \text{ m}^3/\text{h}$ en condiciones estándar) o G10 (hasta $16 \text{ m}^3/\text{h}$ en condiciones estándar).

Pertencen a este grupo las panaderías, restaurantes, comercios pequeños en general.

Usuarios Industriales:

Trabajan en niveles de presión y caudal muy diversos y por lo tanto existen distintos grupos.

- **Usuarios industriales con Medidor a Diafragma:** los que trabajan con presiones de 0.160 kg/cm^2 y caudales hasta $160 \text{ m}^3/\text{h}$.
 - a) Los usuarios generalmente emplean medidores a diafragma de las clases:
 - G16 (hasta $25 \text{ m}^3/\text{h}$ en condiciones estándar), $\phi 2''$.
 - G25 (hasta $40 \text{ m}^3/\text{h}$ en condiciones estándar), $\phi 2''$.
 - G40 (hasta $65 \text{ m}^3/\text{h}$ en condiciones estándar), $\phi 2''$.
 - G65 (hasta $100 \text{ m}^3/\text{h}$ en condiciones estándar), $\phi 3''$.
 - G100 (hasta $160 \text{ m}^3/\text{h}$ en condiciones estándar), $\phi 4''$.
 - b) Los usuarios nuevos para las mismas condiciones anteriores de presión y caudal utilizan medidores rotativos a lóbulos por presentar mejor precisión, mucho menor tamaño y peso.
- **Usuarios Industriales con caudales pulsantes y presiones reguladas:** desde 1.5 kg/cm^2 hasta 60 kg/cm^2 . Utilizan medidores rotativos a lóbulos. Dentro de este grupo entran las siguientes clases:

G16 (hasta 25 m³/h en condiciones estándar), φ 2".
 G25 (hasta 40 m³/h en condiciones estándar), φ 2".
 G40 (hasta 65 m³/h en condiciones estándar), φ 2".
 G65 (hasta 100 m³/h en condiciones estándar), φ 2".
 G100 (hasta 160 m³/h en condiciones estándar), φ 3".
 G160 (hasta 250 m³/h en condiciones estándar), φ 3".
 G250 (hasta 400 m³/h en condiciones estándar), φ 4".
 G400 (hasta 650 m³/h en condiciones estándar), φ 6".

Nota: El tamaño G400 tiene una tendencia a ser reemplazado debido a su gran volumen y costo. Actualmente se están desarrollando turbinas que incorporan dentro de su cuerpo enderezadores de vena especiales que resultan aptas para estas aplicaciones.

Para hallar el espectro de caudales que manejan estos medidores, se utiliza la ecuación del caudal que figura en la norma AGA. Lo cual se verá esta ecuación pero simplificada.

Se llama ecuación simplificada porque no se toman en cuenta para la selección de medidores, los factores de corrección por temperatura y por supercompresibilidad, haciéndola igual a 1, por su pequeña incidencia frente al factor de presión y porque cualquier medidor debe trabajar normalmente un 30% por debajo de su condición máxima, con lo cual las variaciones debidas a las simplificaciones de los factores mencionados quedan absorbidas en su rango de trabajo.

Dicha expresión es:

$$Q_{\max .medidor} = Q_{\max .de.clase.en.cond.estándar} x \frac{P_{atmosférica} + P_{regulada}}{P_{referencia}}$$

Donde la presión de referencia es la que corresponde al nivel del mar o sea: 1.01325 bar = 1.033 kg/cm².

Para este caso además, se toma la presión atmosférica igual a la presión de referencia por similares consideraciones de temperatura y supercompresibilidad.

De esta manera la expresión queda:

$$Q_{\max .medidor} = Q_{\max .de.clase.en.cond.estándar} x \frac{1.033 + P_{regulada}}{1.033}$$

Por lo tanto estos usuarios estarán comprendidos dentro de la siguiente gama de valores; para el valor más pequeño G16 y la presión más baja:

$$Q_1 = 25 \left(\frac{1.033 + 1.5}{1.033} \right) \approx 60 m^3 / h (\text{mínimo})$$

Para el medidor más grande G400 y la presión más alta:

$$Q_1 = 650 \left(\frac{1.033 + 60}{1.033} \right) \approx 38000 m^3 / h (\text{maximo})$$

Las clases intermedias y las presiones industriales comunes de 1.5 kg/cm², 5kg/cm², 10kg/cm² y 20kg/cm² darán los valores de caudal que se ubican dentro de los límites anteriores y sus tamaños de medidores asociados.

- **Usuarios Industriales con Medidor a Turbina:** Usuarios industriales con caudales aceptablemente constantes o con ligeras variaciones no bruscas. Pertenecen a este grupo también las mediciones en muchas localidades cuya distribución de caudal entre las horas diurnas y nocturnas presentan una ondulación suave. Tipo de medidor: Turbina.

Las presiones reguladas son las mismas del grupo anterior, o sea desde 1.5kg/cm² hasta 60kg/cm² y las clases involucradas son:

- G100 (hasta 160 m³/h en condiciones estándar), φ 3".
- G160 (hasta 250 m³/h en condiciones estándar), φ 3".
- G250 (hasta 400 m³/h en condiciones estándar), φ 4".
- G400 (hasta 650 m³/h en condiciones estándar), φ 6".
- G650 (hasta 1000 m³/h en condiciones estándar), φ 6".
- G1000 (hasta 1600 m³/h en condiciones estándar), φ 8".
- G1600 (hasta 2500 m³/h en condiciones estándar), φ 10".
- G2500 (hasta 4000 m³/h en condiciones estándar), φ 12".

Se emplea la misma expresión de cálculo que el caso anterior y los caudales manejados por estos medidores estarán comprendidos entre:

$$Q_3 = 160 \left(\frac{1.033 + 1.5}{1.033} \right) m^3 / h = 400 m^3 / h (\text{mínimo})$$

$$Q_3 = 4000 \left(\frac{1.033 + 60}{1.033} \right) m^3 / h = 240000 m^3 / h (\text{máximo})$$

Nota: Las designaciones Q1...Q4 son arbitrarias y sirven para diferenciar los ejemplos.

Al igual que el caso anterior con las clases intermedias y las presiones de trabajo comunes se cubre todo el espectro de consumos comprendidos entre los extremos mencionados.

Ejemplo de Aplicación: Selección de Medidores

Un nuevo usuario solicita un medidor. Trabaja en una localidad con una presión barométrica promedio de 0.810 bar y con una presión regulada de 1.5 kg/cm² y un caudal promedio de 300 m³/h. Para elegir el medidor procedemos de la siguiente manera:

$$P_{\text{presión.de.Trabajo}} = 1.5 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \times 0.98 \frac{\text{bar}}{\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}} = 1.47 \text{bar}$$

Si tomamos de tabla de clasificación de turbinas según su clase G una turbina de 3" clase G160. Esta turbina tiene un caudal máximo en condiciones base de 250 m³/h. Por lo tanto a la condición de servicio solicitada nos podrá medir un caudal de:

$$Q_b = 250 \left(\frac{1.47 + 0.810}{1.013} \right) \frac{\text{m}^3}{\text{h}} = (250) 2.25 \text{m}^3 / \text{h} = 562 \text{m}^3 / \text{h}$$

Esto significa que mide excesivamente el valor de 300 m³/h. Si tomamos una más pequeña de 3" y G100. Esta tiene un caudal máximo en condiciones base de 160 m³/h. Luego en las condiciones de trabajo podrá medir:

$$Q_b = 160 \left(\frac{1.47 + 0.810}{1.013} \right) \frac{\text{m}^3}{\text{h}} = (160) 2.25 \text{m}^3 / \text{h} = 360 \text{m}^3 / \text{h}$$

Este es el medidor ideal para esta aplicación.

Conclusión: El tamaño del medidor es inversamente proporcional al valor de la presión de trabajo.

- **Usuarios Industriales:** Los que requieren medidores con rangos altos de trabajo.

Esta aplicación emplea la medición inferencial por placa orificio cuyas características se encuentran desarrolladas en la norma AGA. Los rangos de presiones comunes van desde 10 kg/cm² hasta 60 kg/cm² y los diámetros desde 3" hasta 16". Para seleccionar este tipo de medición desarrollaremos previamente sus características.

4.2 MEDIDORES DE MEMBRANA O DIAFRAGMA

El medidor de gas tipo de diafragma es un dispositivo que mide el volumen del gas que ha pasado por él, mediante diafragmas flexibles que son desplazados alternativamente por el fluido circulante.

Características:

- **Ciclo de Trabajo:** Conjunto de movimientos que realiza el medidor y que se repiten periódicamente, excluyendo los del mecanismo integrador y de eventuales mecanismos reductores.
- **Capacidad cíclica:** Volumen de gas desplazado por el medidor en un ciclo de trabajo, expresado en decímetros cúbicos.
- **Capacidad Cíclica Nominal (V_n):** La indicada por el fabricante, expresada en decímetros cúbicos.
- **Capacidad Cíclica Efectiva (V_e):** La real y que puede ser variable con el caudal.
- **Caudal de Arranque (Q_a):** El menor que pone en funcionamiento al medidor en condiciones de referencia dentro de la tolerancia en el error de medición, expresado en metros cúbicos por horas (ver tabla XI).
- **Caudal Mínimo (Q_{min}):** El mínimo que es capaz de registrar el medidor en condiciones normalizadas dentro de la tolerancia en el error de medición, expresado en metros cúbicos por hora (ver tabla XI).
- **Caudal Máximo (Q_{max}):** El máximo que es capaz de registrar el medidor en condiciones normalizadas dentro de la tolerancia en el error de medición, expresado en metros cúbicos por hora (ver tabla XI).
- **Presión Máxima de Trabajo (P_{max}):** La máxima a la cual puede ser sometida el medidor, expresada en kilopascal.
- **Presión de Ensayo (P_e):** Aquella a la cual se realizan los ensayos de: medidor, y que se miden a la entrada del medidor, expresada en pascal.
- **Pérdida de Presión (ΔP):** Diferencia de presión medida entre las bocas de conexión de entrada y salida debida a la resistencia del medidor al paso del gas, expresada en pascal.
- **Pérdida Media de Presión (ΔP_m):** Valor medio de la pérdida de presión en un ciclo de trabajo del medidor correspondiente a la media aritmética entre los valores máximos y mínimos expresado en pascal.
- **Oscilación de la pérdida de presión:** Diferencia entre los valores máximos y mínimo de la pérdida de presión en un ciclo de trabajo del medidor, expresada en pascal.
- **Error de Medición del Volumen (E_v):** Valor definido por la formula siguiente:

$$E_v = \left(\frac{C - C_1}{C_1} \right) \times 100$$

Siendo:

E_v : El error de medición del volumen, en porcentaje.

C: El volumen de gas registrado por el mecanismo integrador, en decímetros cúbicos.

C_1 : El volumen de gas que realmente ha pasado por el medidor, en decímetros cúbicos.

- **Curvas Características:** Las del error de medición y de la pérdida media de presión en función del caudal.
- **Curvas Típicas:** Representación teórica de los errores de medición y de las pérdidas medias de presión en función del caudal (*ver figura 1*).
- **Desplazamiento del Error de Medición:** Variación que experimenta la curva del error de medición con el tiempo, determinado en cada con el mismo método de ensayo.
- **Medidor en Servicio:** El que, una vez habilitado el sistema, haya integrado un volumen no menor que 1m^3 .

CLASIFICACION

Los medidores se clasificarán por su designación.

Designación:

Los medidores se designarán por su caudal máximo de medición, expresado como caudal de aire de densidad 1.2kg/m^3 a 20°C y 101.325kPa (1013.25mbar), en la forma indicada en la Tabla IX.

Tabla IX - Designación de los medidores

Designación	Caudal Máximo (m^3/h)
C-2.5	2.5
C-4	4
C-6	6
C-10	10
C-16	16
C-25	25
C-40	40
C-65	65
C-100	100
C-160	160
C-250	250

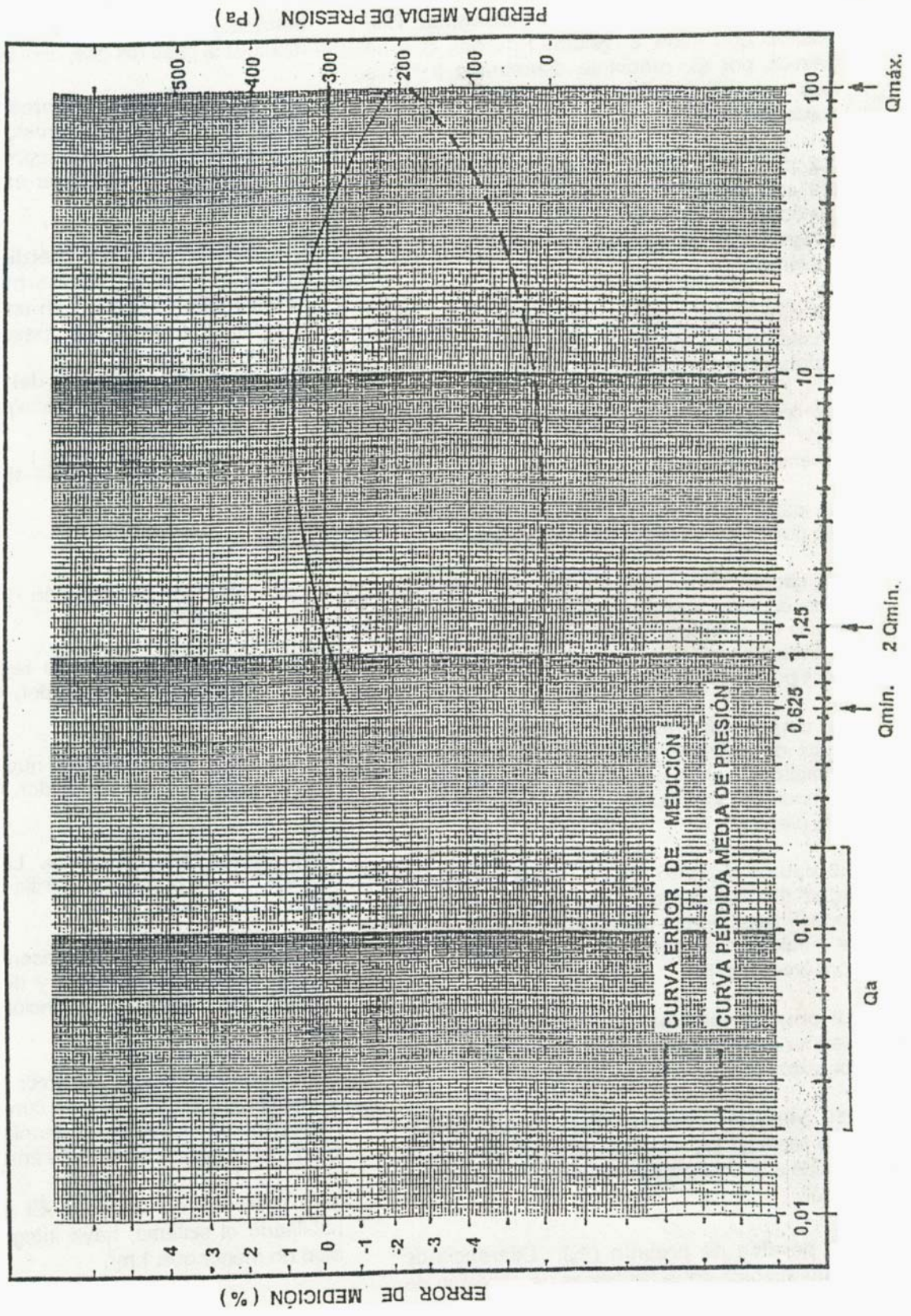


Figura 1 - Curvas típicas

Serie

Se establece sobre la base de la presión máxima de funcionamiento (PN) expresada en bar en la forma indicada en la Tabla X.

Tabla X – Serie de medidores

Designación de la Serie	Presión Máxima de Funcionamiento	
	(kPa)	(bar)
PN – 0.2	20	0.2
PN – 0.5	50	0.5
PN – 1.0	100	1.0
PN – 4.0	400	4.0
PN – 6.0	600	6.0
PN – 10.0	1000	10.0

REQUISITOS

Construcción

Precintos:

Los medidores se presentarán mediante marcas o sellos de protección cuyo diseño asegure la inviolabilidad del aparato, de modo que toda intervención capaz de alterar la exactitud o la indicación de la medición, sea imposible de realizar sin dañar los precintos. Los medidores pueden estar provistos en ubicaciones adecuadas de algún medio que permita colocar los precintos de seguridad a la instalación.

Sentido del Flujo:

Los medidores se construirán de modo que la entrada de gas esté indicada a la izquierda del medidor visto de frente y que el flujo de gas que pasa por ese conducto, no indica verticalmente en forma directa sobre los órganos de distribución.

Estabilidad:

Los medidores serán estables cuando se los asiente sobre una superficie horizontal. Para designaciones C-16 y mayores, estarán provistos de elementos de sustentación que separen la base del aparato del piso de apoyo que tendrán una cobertura construida en material dieléctrico.

Unidad Medidora:

- Esta unidad estará provista de un dispositivo de irreversibilidad del movimiento.

- Los asientos de las válvulas distribuidoras serán de material compatible con las correderas y los materiales de ambos elementos será de bajo coeficiente de fricción, buenas propiedades autolubricantes, buena resistencia al desgaste y a la rotura, en condiciones típicas de transporte, montaje y funcionamiento, asegurando el caudal de arranque determinado por esta norma, durante la vida útil del medidor, en condiciones normales de funcionamiento, sin necesitar ningún tipo de aceite o grasa lubricante.
- Las articulaciones, pivotes y cojinetes se construirán con materiales resistentes al desgaste y a la corrosión y no necesitarán de lubricante posteriormente a su fabricación.

Pintado:

La pintura exterior de los medidores, cuyo color se establecerá por convenio previo, cubrirán también todas las partes metálicas que no tengan otros tratamientos de protección. Las roscas de las bocas de conexión y los frentes de los resaltes de las bridas, no se pintarán, pero se les aplicará un recubrimiento protector de la oxidación, como por ejemplo grasa lubricante.

Materiales

- Los materiales utilizados en la construcción de la caja externa de los medidores podrán ser aluminio, chapa de acero u otro material no combustible que satisfaga los requisitos indicados en esta norma y su elección quedará a criterio responsabilidad del fabricante.
- Los componentes del medidor resistirá los efectos corrosivos de los agentes atmosféricos, al del gas normalmente distribuidos por la red o sus condensados, si estuvieran en contacto con alguno de ellos.
- Los componentes que sean fabricados con chapas de acero al carbono u otro material que pueda ser afectado por la corrosión, tendrán una protección adecuada. Si la protección es pintura antes de su aplicación se realizará un pre-tratamiento del material con un proceso de fosfatización, cataforesis u otro tratamiento similar.

Mecanismo Integrador

Dispositivo Indicador Principal Digital Mecánico

- Para medidores de designaciones menores a serie PN – 1,0 la indicación se efectuará mediante tambores numerados, siendo la transmisión entre ellos discontinua, en relación 10:1. Los números serán de color contrastante con el fondo (por ejemplo, blanco sobre fondo negro), y el contorno de la ventanilla del cuadrante respectivo será del mismo color del fondo, del mismo ancho compatible con el diseño. Además, llevará impreso o marcado el símbolo “m³”.
- Este dispositivo se construirá de forma tal de respetar la forma de principio de lectura por simple yuxtaposición.

- El avance de las cifras en una unidad, de un número cualquiera, se debe completar mientras el tambor inmediato a su derecha describe la última décima parte de su recorrido. Además tendrá el mismo juego axial con el fin de evitar el desenganche de los tambores y los engranajes intermedios de transmisión o calibración serán lo suficientemente ancho para evitar su desacople.
- La leyenda del estado del medidor deberá presentarse alineada en la ventanilla del cuadrante y las cifras de los tambores (figura 2) presentarán sobre el visor de lectura las medidas mínimas siguientes:
 - Altura: 5mm
 - Ancho: 2.4mm
 - Espesor del trazo: 0.5mm
- Se aceptará la ampliación de las dimensiones reales por medios ópticos permanentes en el medidor, siempre en cuando no modifiquen el campo de lectura, o la opto-electrónica a través del visor.
- El trazo de los números será sin imperfecciones inalterable a los agentes atmosféricos y al gas circulante por el medidor.
- El dispositivo indicador deberá tener suficientes tambores numerados para poder indicar el volumen medido durante 2000 horas a caudal máximo.
- La construcción del dispositivo indicador se hará de tal forma que pueda desmontarse fácilmente para su verificación.



Figura 2 - Tambores principales

Dispositivo Verificador

Estará concebido de forma que la verificación pueda realizarse con una apreciación adecuada, diferenciándose claramente del dispositivo indicador principal y será apto para permitir la lectura por medio opto-electrónicos, pudiendo ser de cualquiera de las dos características siguientes:

- a) **Tipo Digital Mecánico:** La menor indicación será de 0.5dm^3 como máximo, para designaciones mayores. Los tambores auxiliares (tambores de fracción de metros cúbicos) estarán separados de los tambores principales (tambores de metros cúbicos) por una coma (",") bien visible impresa sobre el cuadrante del contador. El entorno de la ventanilla de los tambores auxiliares estará perfectamente diferenciado de la demarcación de la zona de los tambores principales. El tambor auxiliar situado en el extremo derecho del contador, de giro continuo, tendrá una demarcación metalizada no menor que 1mm de grosor,

situada entre los dígitos 0 y 1 (figura 3) y otro sistema de aptitud equivalente.

- b) **Tipo Analógico Mecánico:** Consistirá en una aguja que se desplaza en un cuadrante fijo con escala numerada, donde se indicará de forma clara y permanente la unidad de lectura y puede agregarse en sentido normal de giro. La aguja será de no menos de 10mm de largo, de un ancho proporcionado y de color negro sobre fondo blanco y su punta se proyectará de forma perpendicular sobre la escala. La escala tendrá un diámetro exterior mínimo de 20mm y la menor división indicará 0.5 dm^3 como máximo en los medidores de designación C-6 y menores, y de 2 dm^3 como máximo para designaciones mayores. Cada vuelta de aguja indicará 10 dm^3 en los medidores de designación C-6 y menores, y de 100 dm^3 para designaciones mayores, y contará con un totalizador de vueltas con capacidad de medida de hasta 100 vueltas de la aguja (figura 4), el cual estará claramente diferenciado de los tambotes principales (por ejemplo, de color rojo con números blancos). Solamente los medidores con designación C-10 y mayores podrán tener el tambor cuanta vueltas situado inmediatamente a la derecha del tambor correspondiente a la unidad de metro cúbico. En este caso se colocará sobre el cuadrante una coma (",") bien visible.

Medidas mínimas

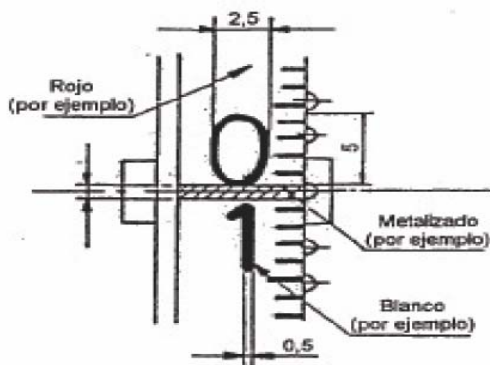


Figura 3 - Tambor auxiliar de contraste

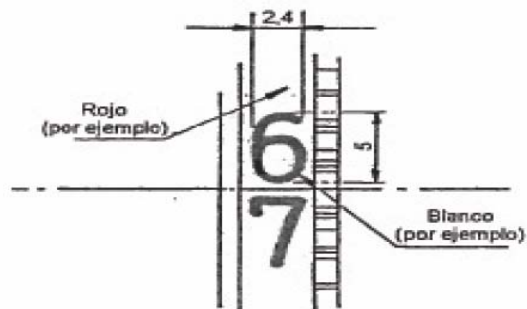


Figura 4 - Tambor auxiliar, cuentavueltas o fracción de metro cúbico

Visor del Contador

- Construido con material de alta transparencia, de adecuada resistencia a la rotura, que no sea dañado por el contacto de los ruidos a medir, ni por la exposición de la luz solar. La parte del visor a través del cual se efectuarán las observaciones será incoloro, transparente y no provocará distorsiones visuales del elemento integrador ubicado detrás del visor desde cualquier dirección, dentro de un ángulo de 15 grados con respecto a la perpendicular del visor.
- Los visores permitirán la lectura por medio de sensores opto-electrónicos. El contorno de la ventanilla en la zona de los tambotes auxiliares estará perfectamente diferenciada de la demarcación de los tambotes principales.

Indicación de volumen

- En los medidores con eje de salida para dispositivos del tipo mecánico, tendrán marcado en sus proximidades en forma clara y permanente el sentido de giro normal y el valor de volumen correspondiente a una vuelta (ejemplo: 1 vuelta = 1m³).
- En el caso de medidores con indicador de pulsos, tendrán marcado en forma clara y permanente el valor del volumen correspondiente a un pulso.
- Cuando el mando de salida para el dispositivo adicional no sea utilizado, su toma libre exterior se protegerá con un tapón u otro accesorio similar que pueda sellarse.

Protección de las conexiones y del eje de salida

- Los medidores se suministrarán con los conductos de entrada y salida convenientemente obturados con protectores que eviten la entrada de materiales extraños y cumplan la función de protección de las roscas o bridas durante el almacenamiento o transporte.
- Los medidores que posean salidas para dispositivos adicionales (unidades correctoras y generadores de pulso) y cuyos ejes de salida queden expuestos al exterior, estarán convenientemente protegidos contra polvo, agua y golpes accidentales.

Escalas de las curvas características y típicas

Las curvas del error de medición y de la pérdida media de presión en función del caudal, se representarán preferentemente en las escalas de la figura 1.

a) Escalas ordenadas:

- 10mm representarán el 1% para el error de medición.
- 10mm representarán 50 Pa (0.5 mbar) para la pérdida media de presión.

b) Escala de abscisas:

Logarítmica de 63mm por cada potencia de 10.

Los valores máximos de las dimensiones exteriores indicados en la tabla 4 (figura 5), que se verifican con instrumentos de medición o calibradores que permiten determinar si los valores se encuentran dentro de las discrepancias indicadas a continuación:

Medida (mm)	Discrepancias (mm)
Hasta 315	±2
> 315 hasta 1000	±3
> 1000 hasta 2000	±4

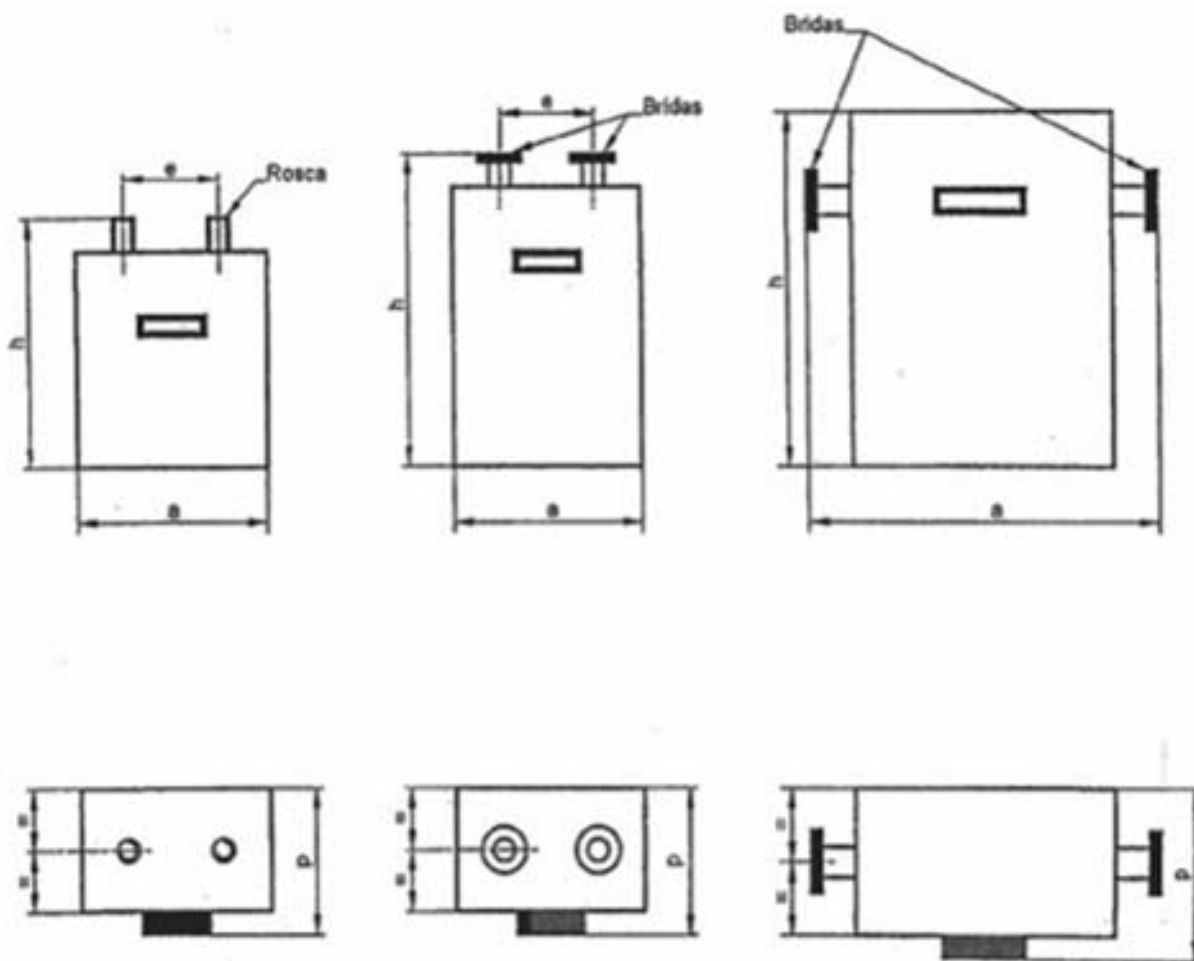


Figura 5 - Medidas exteriores máximas de los medidores para todas las series

Tabla XI – Capacidad, error y pérdida de presión admisible

1 Designación	2	3	4	5		6		7		8	9	10
	Caudal máximo (max) (m ³ /h)	Caudal mínimo (mín) (m ³ /h)	Caudal de arranque (max) (m ³ /h)	ΔPm (máx) (a caudal máximo) (Pa)	(mb)	ΔPm (máx) (a caudal mínimo) (Pa)	(mb)	Osc. Δp (máx) Q _{min} (Pa)	(mb)	Error Q _{min} ≤ Q ≤ 2Q _{min} %	Error 2Q _{min} ≤ Q ≤ 2Q _{max} %	Error caudal de arranque %
C – 2.5	2.5	0.016	0.0008	200	(2)	30	(0.3)	40	(0.4)	±3	±2	±10
C – 4	4	0.025	0.008	200	(2)	30	(0.3)	40	(0.4)	±3	±2	±10
C – 6	6	0.040	0.010	200	(2)	30	(0.3)	40	(0.4)	±3	±2	±10
C – 10	10	0.060	0.010	200	(2)	30	(0.3)	40	(0.4)	±3	±2	±10
C – 16	16	0.100	0.015	300	(3)	30	(0.3)	40	(0.4)	±3	±2	±10
C – 25	25	0.160	0.020	300	(3)	30	(0.3)	40	(0.4)	±3	±2	±10
C – 40	40	0.250	0.030	300	(3)	40	(0.4)	50	(0.5)	±3	±2	±10
C – 65	65	0.400	0.040	300	(3)	40	(0.4)	50	(0.5)	±3	±2	±10
C – 100	100	0.650	0.050	400	(4)	40	(0.4)	50	(0.5)	±3	±2	±10
C – 160	460	1.000	0.060	400	(4)	40	(0.4)	50	(0.5)	±3	±2	±10
C – 250	250	1.600	0.080	400	(4)	40	(0.4)	50	(0.5)	±3	±2	±10

ELEMENTOS DE CONEXIÓN

Conexiones superiores

Distancia entre centros de las bocas de conexión: Los medidores con conexiones en la parte superior (roscadas o bridas), tendrán entre ambos centros de ambas conexiones la medida especificada en la Tabla XII (distancia "e"), para cada designación, con una discrepancia de $\pm 0.3\%$ de dicha distancia e.

Tabla XII: Medidas Exteriores máximas de los medidores para todas las series

Designación	Distancia (mm) entre centros e	Alto h (mm) (max)	Ancho a (mm) (max)	Profundidad p (mm) (max)
C - 2.5	110 - 130	290	310	200
C - 4	110 - 152	290	310	200
C - 6	110 - 152	290	310	200
C - 10	152 - 250	320	335	220
C - 16		470	415	290
C - 25		700	480	500
C - 40		740	700	580
C - 65		875	800	730
C - 100		1080	850	730
C - 160		1250	1040	950
C - 250		1400	1200	950

Podrán establecerse otras distancias entre centros de bocas de conexión por acuerdo entre vendedor, comprador y con la homologación del Ente Regulador del Gas.

Perpendicularidad del eje de la rosca respecto de la superficie de cierre: El ángulo alfa indicado en la fig.6 será $90^{\circ} \pm 2^{\circ}$.

Planitud entre las bocas de conexión: La falta de planitud o la diferencia de altura entre las conexiones de entrada y salida del medidor (dimensión "C", fig.6) no será mayor que 1.25 mm y el plano de diferencia para la verificación será el normal a cualquiera de los ejes de las bocas de conexión.

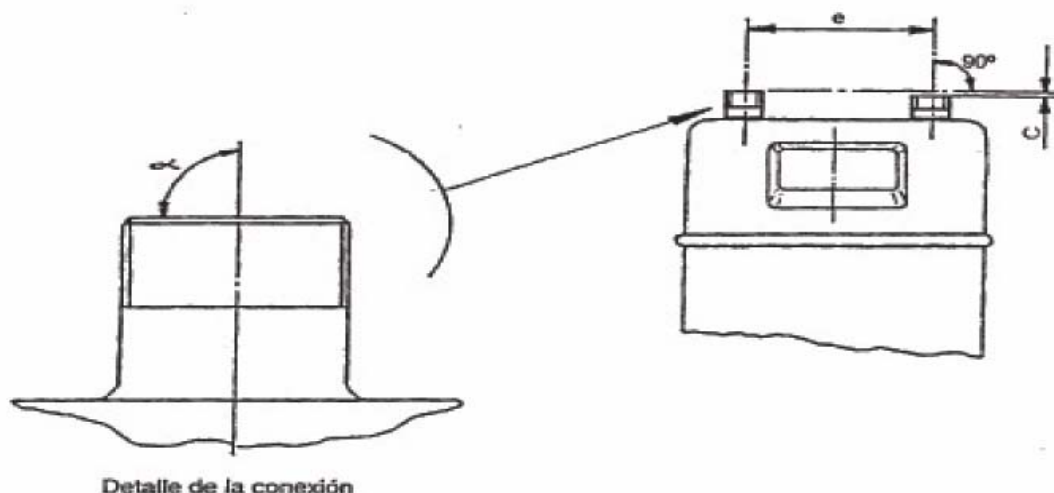


Figura 6 - Distancia entre centros de bocas de conexión

Posición de las bridas de conexión: El ángulo formado por el eje que pasa por los orificios de la brida respecto al eje entre bocas de conexión será de $45^\circ \pm 1^\circ$ (ver fig.7)

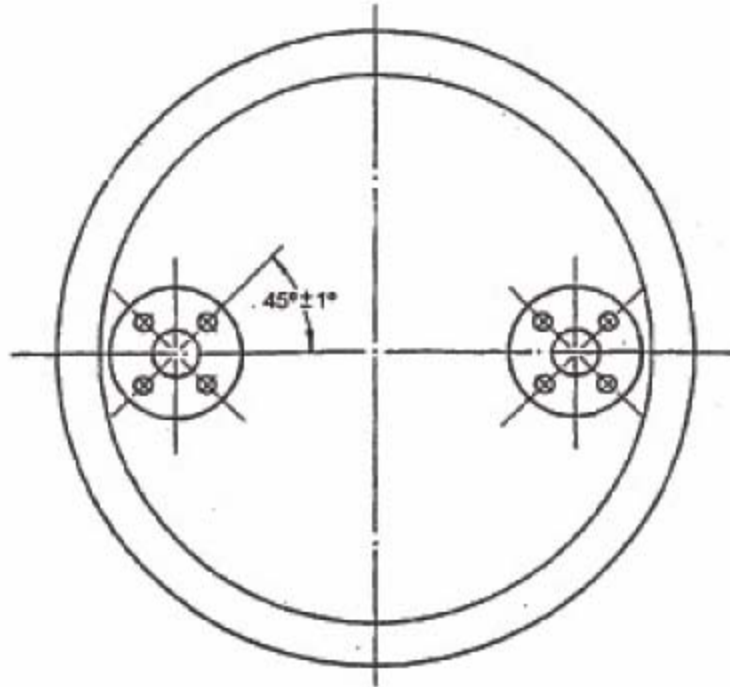


Figura 7 - Posición de las bridas de conexión

Conexiones Laterales

Distancia entre caras de las bridas de conexión: Los medidores con conexiones bridadas en la parte lateral tendrán entre caras de ambas conexiones la medida máxima especificada en la tabla 4 (distancia "a"). La distancia nominal entre dichas caras será especificada por el fabricante y tendrá las discrepancias siguientes (fig.8):

Distancia entre caras(mm)	Discrepancias (mm)
$a \leq 1000$	0 -2
$1000 < a \leq 1500$	0 -3

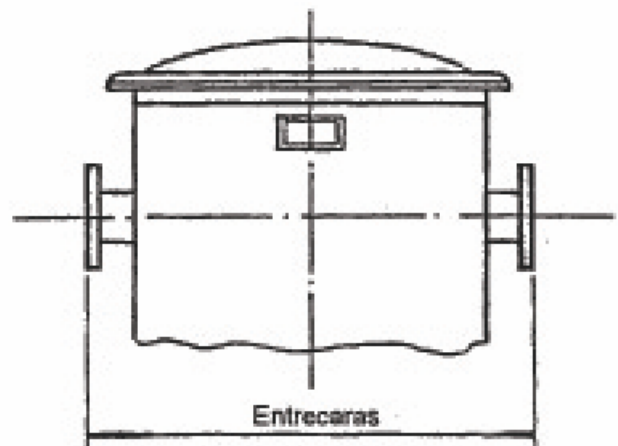


Figura 8 - Distancia entre caras de las bridas de conexión

Desviación entre las bocas de conexión: El valor "C" (fig.9) no será mayor que 2mm y se verificará sobre el centro de una de las bridas respecto del eje de referencia que pasa por el centro de la otra brida.

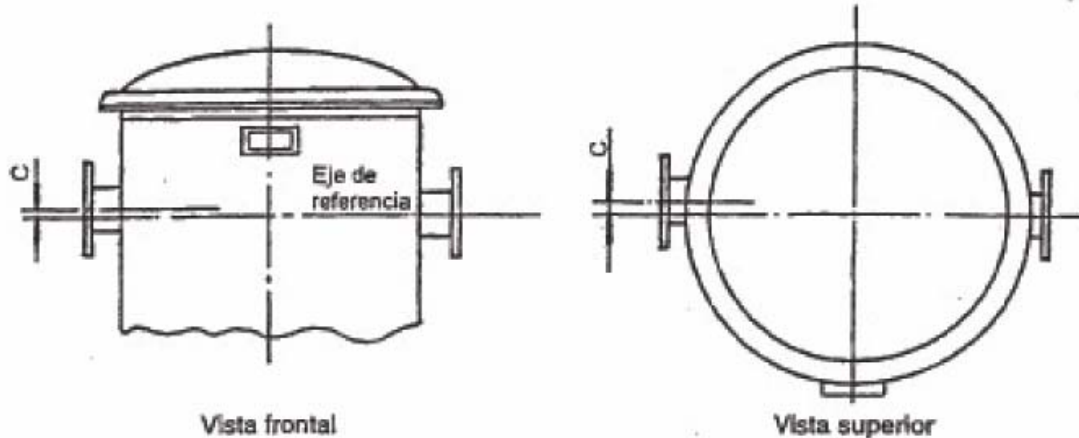


Figura 9 - Desviación entre las bocas de conexión

Posición de las bridas de conexión: El ángulo formado entre el eje vertical del medidor y el plano de referencia que pasa por el centro de los dos orificios superiores de la brida será de $90^\circ \pm 1^\circ$ (fig.10). La brida de conexión se montará formando un ángulo de 90° entre el plano de la cara de cierre y el eje del conducto, con una discrepancia de $\pm 30^\circ$ (fig.11).

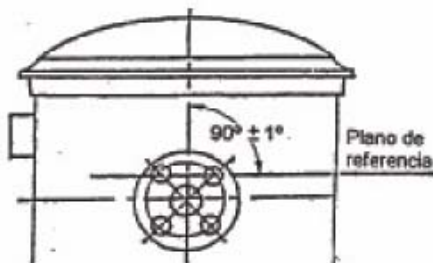


Figura 10 - Posición de las bridas de conexión

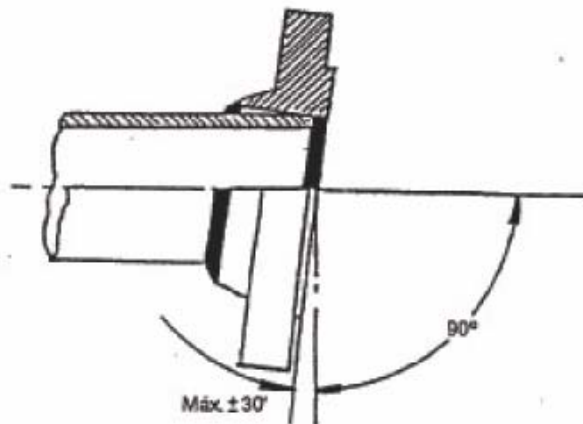


Figura 11 - Tolerancias angulares en la brida de conexión

CONEXIONES EXTERIORES

Conexiones roscadas

La rosca es externa, y su perfil corresponde al de la rosca especificada en la norma IRAM 5053, verificándose sus medidas y tolerancias de la norma ISO 228-2. El tipo de asiento será el indicado en las figuras 12 y 13 y sus medidas serán verificadas con instrumentos de medición o calibradores que permitan

determinar si los valores se encuentran comprendidos dentro de las discrepancias establecidas en la tabla XIII.

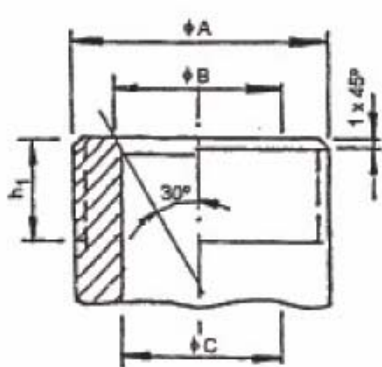


Figura 12 - Asiento tipo A (cónico)

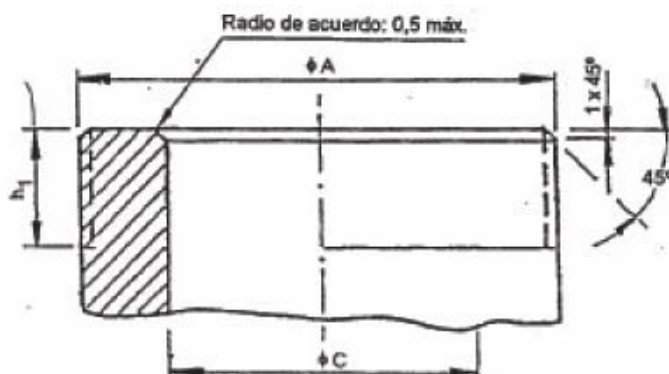


Figura 13 - Asiento tipo B (plano)

Tabla XIII. Medidas de la conexiones roscadas (mm)

Designación del medidor	Asiento	Designación de la rosca, IRAM 5053	Longitud de la rosca		Diámetro del asiento		Diámetro del conducto	
			h_1	th_1	B	T_B	C	T_C
C - 2.5	A	G $\frac{3}{4}$ B	16.0	+2	27.5	± 0.4	20.0	± 0.4
		G $1 \frac{1}{4}$ B		0			26.0	
C - 4	A	G $1 \frac{1}{4}$ B	16.0	+2 0	27.5	± 0.4	26.0	± 0.4
C - 6	A	G $1 \frac{1}{4}$ B	16.0	+2 0	27.5	± 0.4	26.0	± 0.4
C - 10	A	G $1 \frac{1}{4}$ B	16.0	+2	27.5	± 0.4	26.0	± 0.4
	B	G $1 \frac{1}{4}$ B		0			-	
C - 16	B	G $1 \frac{1}{4}$ B	18.0	+2	-	-	32.0	± 0.4
		G $2 \frac{1}{2}$ B		0			40.0	
C - 25	B	G 2 B	18.0	+2	-	-	40.0	± 0.5
		G $2 \frac{1}{2}$ B		0				
C - 40	B	G $2 \frac{1}{2}$ B	18.0	+2	-	-	50.0	± 0.5
				0				

Nota 1. Las roscas indicadas en esta tabla tienen un paso de 11 hilos por pulgada.

Nota 2. Las roscas especificadas, son las roscas de conexión, ya sea del medidor o del adaptador en el caso que se utilice.

Conexiones por bridas

Las bridas de conexión serán de cualquier tipo de los correspondientes a las series 125 o 150 de la norma ANSI/ASME B 16.5, para las medidas nominales indicadas en las Tablas XIV y XV, en función de la serie de presión.

Tabla XIV. Bridas para medidores serie PN-0.2 y PN-0.5

Medidor		C - 25	C - 40	C - 65	C - 100	C - 160	C - 250
Diámetro de designación del conducto	(mm)	50.8	50.8	63.5	76.2	101.6	101.6
	(pulg.)	2	2	2 ½	3	4	4

Tabla XV. Bridas para medidores serie PN-1.0 y mayores

Medidor		C - 25	C - 40	C - 65	C - 100	C - 160	C - 250
Diámetro de designación del conducto	(mm)	38.1	50.8	63.5	76.2	101.6	101.6
	(pulg.)	1 ½	2	2 ½	3	4	4

METODOS DE ENSAYO

Patrones de referencia

Los ensayos de funcionamiento se realizan con elementos patrones cuya incertidumbre combinada total debe ser como mínimo un tercio del valor del máximo error permisible del medidor ensayado, que en el estado actual de la técnica puede ser:

- Gasómetro verificador de volumen adecuado (por ejemplo medidores de designación C-6 un gasómetro de 200 o 500 dm³ de capacidad).
- Medidor patrón de exactitud conocida.
- Tobera sónica, orificio calibrado u otros, que den al menos resultados equivalentes.

Los patrones utilizados para la medición de los parámetros que intervienen en los cálculos, tanto para la aprobación de modelo como para la inspección de lotes, tendrán certificados de calibración trazables con patrones nacionales o internacionales reconocidos previamente por acuerdo entre las partes.

4.3 MEDIDOR ROTATIVO DE LOBULOS

Principio de funcionamiento

El medidor posee dos lóbulos (*fig. 14*). En ella se ha dibujado cuatro posiciones. En la posición 1 y la 2 el gas completa el llenado de la cámara inferior comprendida entre el lóbulo y la pared del cilindro de contención. Por su parte en la posición 3 comienza la descarga de ésta cámara inferior la cual se completa en la posición 4.

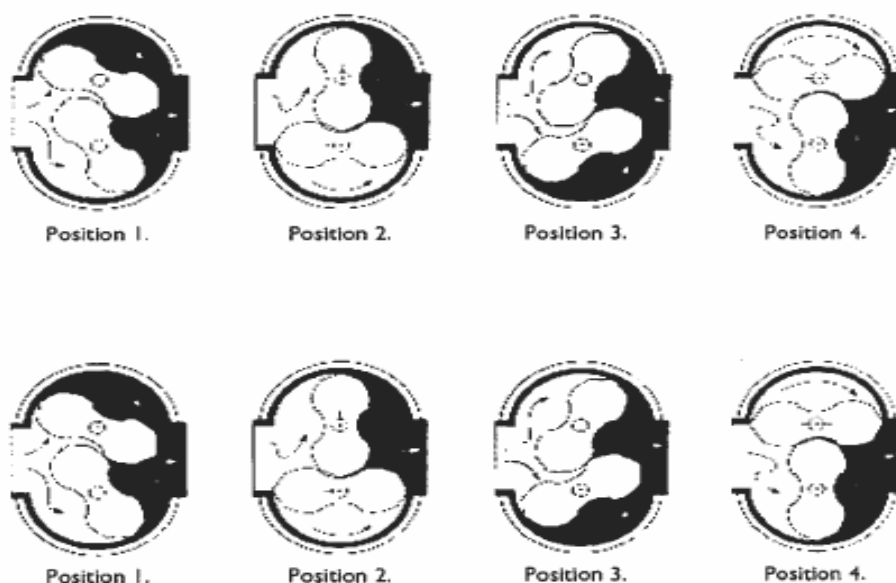


Figura 14. Posiciones del principio de funcionamiento

Analizando el comportamiento de la cámara superior formada entre el lóbulo opuesto al estudiado y el cilindro de contención, observamos que en la posición 1 la cámara superior está vacía, en las posiciones 2 y 3 se va llenando gradualmente hasta completar su capacidad en la posición 4. Con 4 posiciones consecutivas más, similares a la figura, habríamos completado el ciclo para cada lóbulo pues habrían girado los 360 grados.

Instrucciones para instalar el medidor

1. El medidor debe ser instalado en posición horizontal o vertical. La posición vertical (entrada superior) es la preferida porque las pequeñísimas partículas que pudieran traer el gas son ayudadas a pasar por acción de la gravedad, verificando que el sentido de la flecha en la placa del medidor coincida con el flujo (hacia abajo para entrada superior).
2. Si puede ocurrir un embalamiento del medidor, se debería instalar, una placa orificio limitadora de caudal al menos a 2 o 4 diámetros de la tubería aguas abajo del medidor.
3. Remover los líquidos y materias extrañas (pasta sellante o cinta, escorias de soldaduras, etc.) de la corriente de gas antes que los mismos puedan ingresar al medidor.
4. Previo a su instalación, retire las tapas protectoras a la entrada y a la salida del medidor, y compruebe la libre rotación de los lóbulos.
5. No someta al medidor a esfuerzos provenientes de las conexiones bridadas de entrada y salida. Soporte y alinee la cañería. Verifique que el sentido de la flecha en la placa del medidor coincida con el del flujo.
6. Nivela el medidor a 5mm/m (1/16"/pie). Durante la instalación ajustar los bulones o accesorios en forma uniforme. No aplicar un torque desmedido (el torque máximo en tornillos lubricados de 5/8"-11 hilos/pulgada es de aproximadamente 80 libras-pie).

7. Después que el medidor haya sido instalado, retire el tapón de la tapa del lado de los engranajes de sincronización y verifique la libre rotación de los lóbulos. El medidor no debe ser sometido a presión para esta prueba. reponga el tapón después de efectuada la verificación.
8. existen 3 depósitos de aceite. Lentamente agregue aceite del tipo y grado adecuado hasta el centreo de los indicadores de nivel o hasta la línea indicadora en la carcasa del contador. No sobrepase estos niveles.
9. Lentamente presurice el medidor y verifique que no exista pérdidas (5psi/seg. o 35kPa/seg. máximo). Una sobre-velocidad puede dañar al medidor.
10. Lentamente abra la válvula para establecer el flujo a través del medidor.
11. No opere el medidor por encima de su presión máxima de trabajo indicada en la placa del mismo.
12. Verifique frecuentemente el aceite. Mantenga su nivel dentro de 1.5mm (1 1/6") del centro de los indicadores de nivel o de la línea indicadora en la carcasa del contador, y cámbielo cuando se encuentre contaminado.
13. Si resulta necesario retirar el medidor de la cañería, drene el aceite lubricante de los tres depósitos para evitar que penetre en la cámara de medición.

4.4 MEDIDORES DE TURBINA

GENERALIDADES

El medidor de turbina es un dispositivo de medición de velocidad. La configuración de la cañería que exista inmediatamente corriente arriba del medidor deberá ser tal que el perfil del flujo que ingrese en el medidor tenga una distribución uniforme, sin corrientes de chorro ni remolinos. Debido a que la construcción del medidor de turbina está diseñada para dirigir el flujo hacia el pasaje anular corriente arriba del rotor, tiende a promediar efectivamente el perfil de velocidad en la mayoría de las condiciones normales de circulación, minimizando de este modo la influencia de las distorsiones menores del flujo en el comportamiento del medidor.

Se recomienda los enderezadores de vena; sin embargo a pesar de su colocación, ellos no eliminarán el efecto de las corrientes de chorro fuertes. Los enderezadores de vena integrados instalados en la entrada a un extremo del medidor y parte del diseño del mismo eliminarán las condiciones de torbellino menores. Los enderezadores de vena ubicados en el tramo corriente arriba del medidor, de acuerdo con las configuraciones de cañería, eliminarán la mayoría de las condiciones normales de remolino en la circulación.

El medidor de Turbina consiste de tres componentes básicos:

1. El cuerpo
2. El mecanismo de medición.
3. El dispositivo de salida e indicador.

En las *figuras 15 y 16* se muestran esquemas de los medidores de gas del tipo de turbina de flujo axial. El gas que ingrese al medidor aumenta su velocidad a través del pasaje anular formado por la ojiva y la pared interior del cuerpo. El movimiento del gas sobre las aletas inclinadas del rotor le transmite una fuerza que provoca su giro. La velocidad de rotación ideal es directamente proporcional al caudal. La velocidad de rotación real es función del tamaño y forma del pasaje, y del diseño del rotor. También depende de la carga impuesta por la fricción mecánica interna, resistencia fluida, carga externa y densidad del gas.

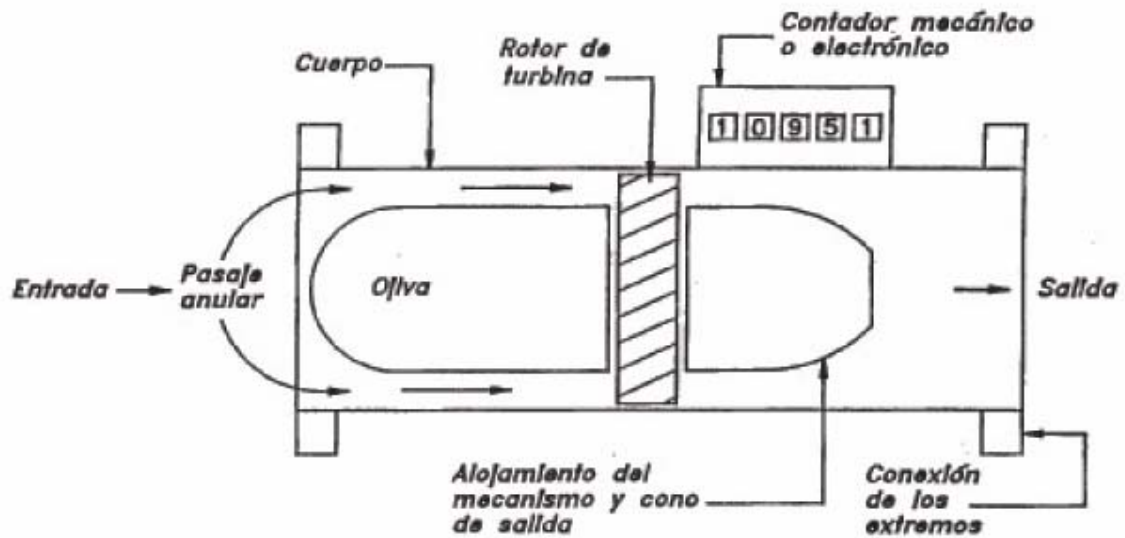


FIGURA 15

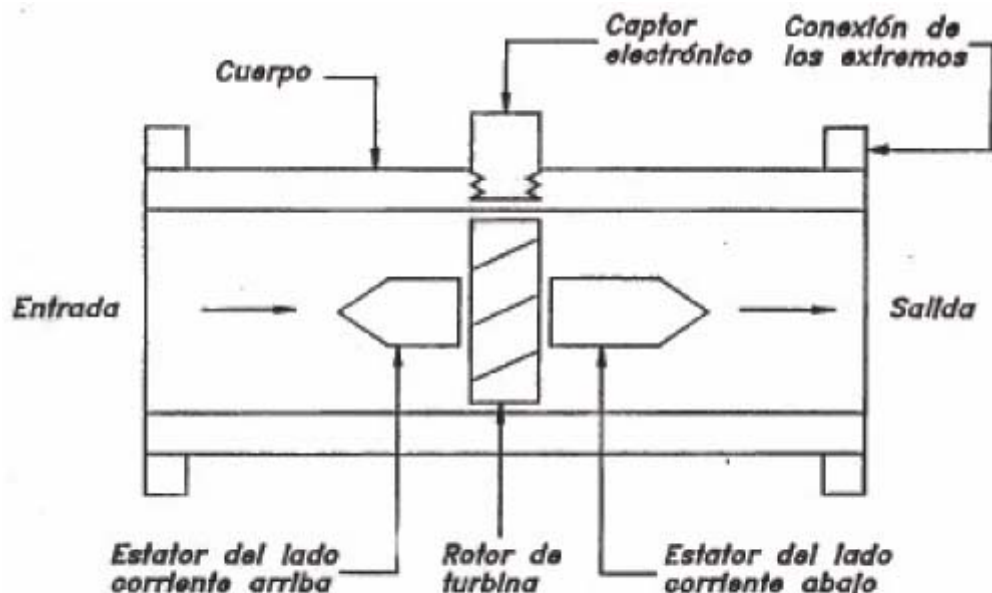


FIGURA 16

Cuerpo

El cuerpo y todas las demás partes que comprenden las estructuras que resisten la presión, deberán ser diseñados y construidos de material adecuado para las condiciones de servicio que se encontrarán.

Las conexiones de los extremos del cuerpo deberán diseñarse de acuerdo con las normas apropiadas para bridas y conexiones roscadas.

El cuerpo deberá estar identificado para mostrar lo siguiente:

- El nombre del fabricante.
- Capacidad máxima en unidades reales de volumen – pies cúbicos reales por hora.
- Máxima presión de operación admisible, en libras sobre pulgada cuadrada manométricas, Puig.
- Número de serie.
- Inlet (“Entrada”), estampada en la conexión del extremo correspondiente, o una flecha indicando el sentido de circulación.

Mecanismo de medición

El mecanismo de medición se compone de: el rotor, el eje rotor, los rodamientos, y la estructura del soporte necesaria.

Existen dos configuraciones generales de mecanismo clasificadas por el modo en que están instaladas en el cuerpo del medidor:

- **El tipo de entrada superior o lateral.-** El mecanismo de medición es removible, como una unidad, a través de una brida superior o lateral, sin perturbar las conexiones de los extremos.
- **El tipo de entrada por el extremo.-** El mecanismo de medición es removible, ya sea como una unidad o en piezas separadas, a través de las conexiones de los extremos.

Si el mecanismo de medición es removible como una unidad, deberá estar identificado en forma permanente con la siguiente información:

- Número de serie.
- Sentido de circulación, si el montaje del módulo es reversible.

Salida y dispositivo indicador

Los medidores de turbina están disponibles con salida de transmisión mecánica y/o pulsos eléctricos.

En los medidores con acondicionamiento mecánico, la salida consiste de un eje, rodamientos engranajes y otros componentes necesarios para transmitir las revoluciones indicadas por el rotor fuera del cuerpo, a fin de registrar el

volumen no corregido (desplazado o real). Deberán marcarse los medidores cerca del eje de salida para indicar la dirección de rotación y el volumen desplazado (o no corregido) por revolución. Se deberá marcar el conjunto de engranajes intermedios con la relación de transmisión básica, excluyendo los engranajes de cambio. En los engranajes de cambio se estampará el tamaño y el número de dientes.

En los medidores con salida de pulsos eléctricos, esta incluye el sistema detector de pulsos y todas las conexiones eléctricas necesarias para transmitir fuera del cuerpo las revoluciones indicadas por el rotor, a fin de obtener el volumen no corregido.

Los elementos indicadores o contadores pueden ser de cualquier forma adecuada para la aplicación.

INSTALACION

No se recomienda la instalación de un dispositivo de estrangulación, tal como un regulador o una válvula parcialmente cerrada, en estrecha proximidad con el medidor. Cuando dicha instalación sea necesaria, el elemento de estrangulación deberá ubicarse a ocho diámetros nominales de caño adicionales corriente arriba o a dos diámetros nominales de caño adicionales corriente abajo, en la instalación alineada recomendada en la *fig. 17*.

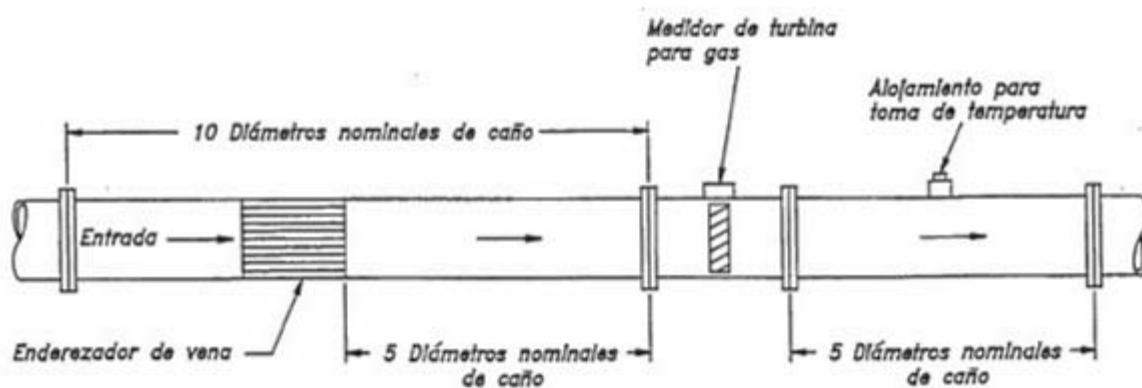


FIGURA 17 - INSTALACION RECOMENDADA PARA UN MEDIDOR DE TURBINA ALINEADO (LONGITUDES MINIMAS)

En las configuraciones de instalación ilustradas de la *fig. 18, 19 y 20*, el dispositivo de restricción deberá ubicarse a ocho diámetros nominales de caño adicionales delante de la cañería vertical de entrada o dos de diámetros nominales de caño adicionales corriente debajo de la tubería vertical de salida. La colocación de tales dispositivos con mayor proximidad al medidor puede dar por resultado degradación de la exactitud y/o vida reducida de los cojinetes.

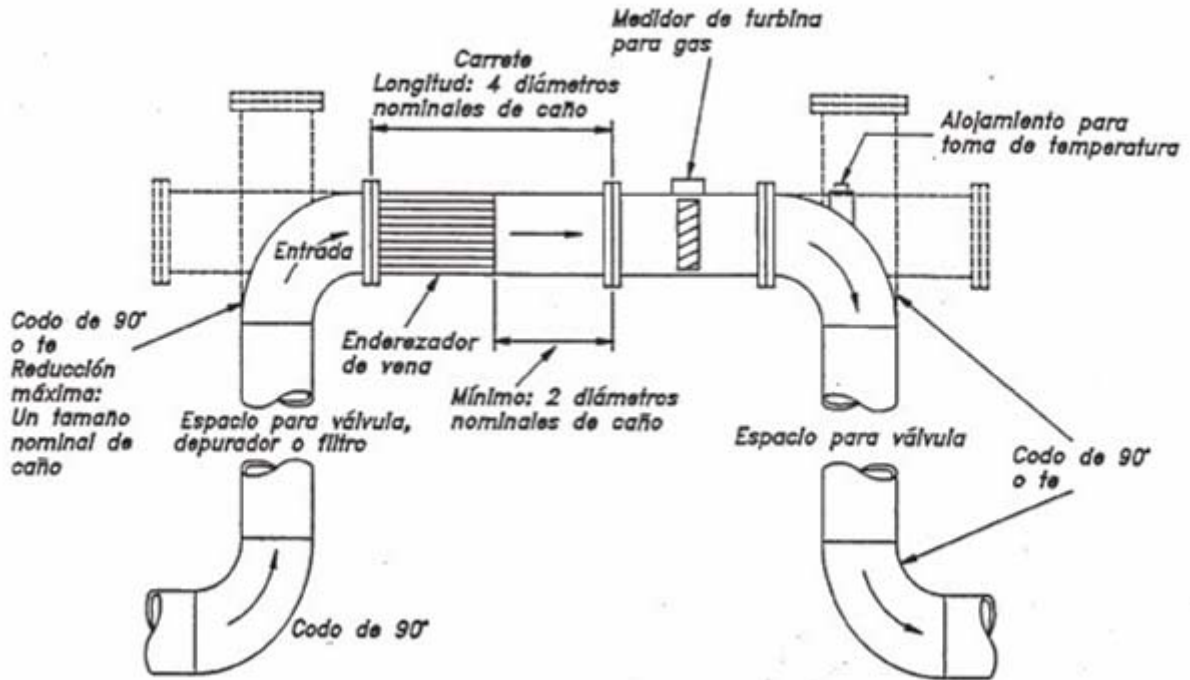


FIGURA 18 - INSTALACION PARA CONEXION CORTA DE UN MEDIDOR DE TURBINA ALINEADO (LONGITUDES MINIMAS)

Configuraciones de instalación

Instalación recomendada para medidores alineados

La instalación recomendada requiere una longitud de diez diámetros nominales de caño corriente arriba, con la salida del enderezador de vena ubicada a cinco diámetros nominales de caño de la entrada del medidor, como se indica en la *fig.17*. Se recomienda una longitud de cinco diámetros nominales de caño corriente abajo del medidor. Ambos caños, el de entrada y el de salida, deben ser del mismo tamaño (diámetro) nominal del medidor.

Instalaciones opcionales para medidores alineados

El uso de las instalaciones opcionales puede ocasionar alguna degradación de la exactitud del medidor.

- Instalación opcional para conexión corta:

En aquellas instancias en que no se disponga del espacio requerido para la instalación recomendada de la *fig.17*, se puede emplear una instalación para conexión corta como se muestra en la *fig.18*. Esta configuración utiliza un mínimo de cuatro diámetros nominales de caño corriente arriba, con enderezador de vena ubicado en la entrada de la cañería. La distancia entre la salida del enderezador de vena y la entrada del medidor debe ser de un mínimo de dos diámetros nominales de caño. El medidor se conecta a los tramos verticales de tubería usando una te o codo normalizado. La máxima reducción de caño hacia los tramos verticales de cañería es de un tamaño

(diámetro) nominal de caño. Las válvulas, depuradores o filtros se pueden instalar en los tramos verticales de cañería.

- **Instalación opcional para conexión compacta:**

En la *fig.19* se describe la instalación de un medidor de turbina con conexión compacta. El diseño del medidor debe incorporar acondicionadores integrales de flujo corriente arriba del rotor. Esta opción podría usarse cuando el espacio disponible para la instalación del medidor sea crítica y las consideraciones en el diseño hayan eliminado corrientes de chorro y condiciones anormales de torbellino. El medidor se conecta a los tramos verticales utilizando un codo o una te. La máxima reducción de caño hacia los tramos verticales de cañería es de un tramo (diámetro) nominal de caño. Las válvulas depuradores o filtros se pueden instalar en los tramos verticales de cañería.

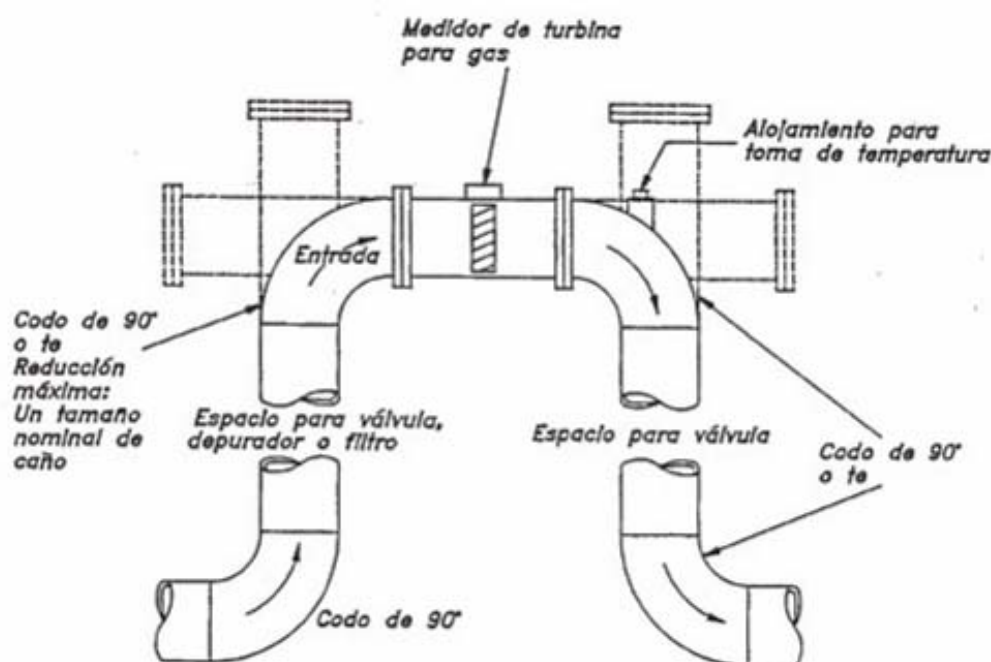


FIGURA 19 - INSTALACION PARA CONEXION COMPACTA DE UN MEDIDOR DE TURBINA ALINEADO PROVISTO DE ENDEREZADOR DE VENA INCORPORADO

- **Instalación recomendada para medidores con cuerpo en ángulo:**

En la *fig.20* se ilustra la instalación recomendada para un medidor con cuerpo en ángulo. Se aconseja que el caño de entrada al medidor se conecte al tramo vertical de cañería usando un codo de 90° o una te. Las válvulas depuradores o filtros se pueden instalar en los tramos verticales de cañería. Cuando no se usen enderezadores de vena, la longitud de caño de entrada corriente arriba se puede reducir a cinco diámetros nominales de caño. La entrada del enderezador de vena deberá estar a cinco diámetros nominales de caño e la entrada del medidor. No hay restricciones para el caño corriente abajo, excepto que la contra-brida fijada a la salida del medidor no debe ser de reducción.

Se puede emplear una instalación vertical y aplicar la misma configuración básica de cañería que se usa en la instalación horizontal.

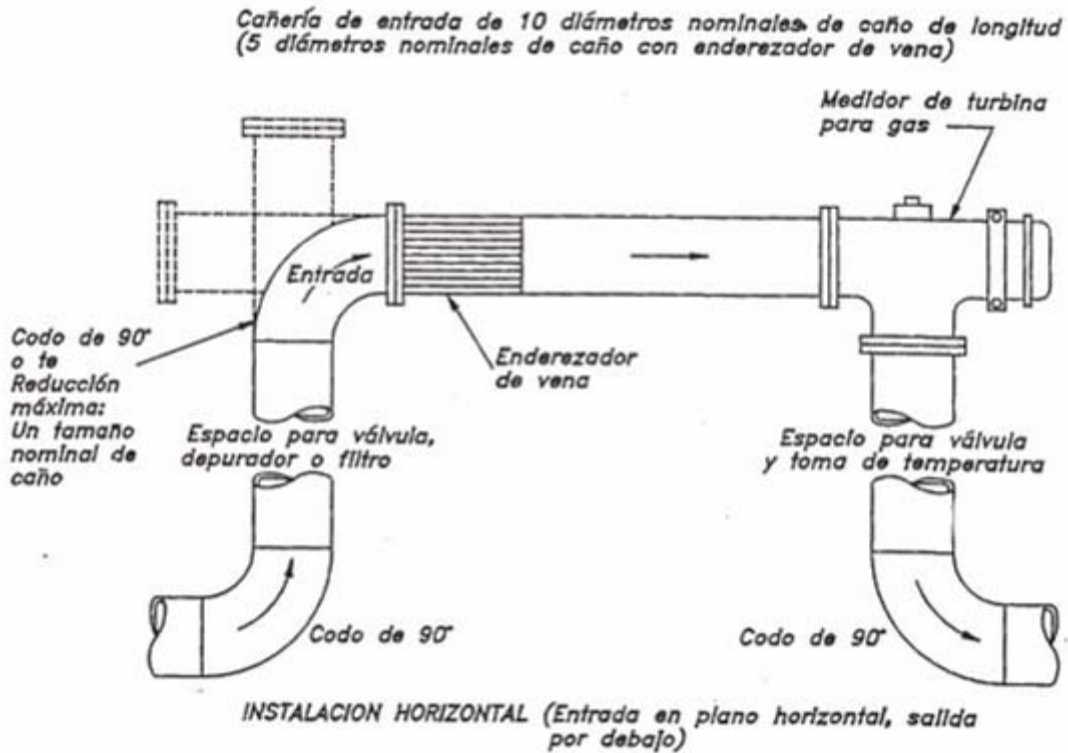


FIGURA 20 - INSTALACION RECOMENDADA PARA UN MEDIDOR DE TURBINA CON CUERPO EN ANGULO (LONGITUDES MINIMAS)

Enderezadores de vena

El propósito de los enderezadores de vena es eliminar los remolinos y las corrientes cruzadas originadas por los accesorios de cañería, válvulas o reguladores que preceden el caño de entrada al medidor. Si bien las especificaciones que siguen se aplican particularmente al tipo de conductores que se muestra en la *fig.21*, se pueden utilizar pasajes de otros diseños mientras cumplan con estas especificaciones.

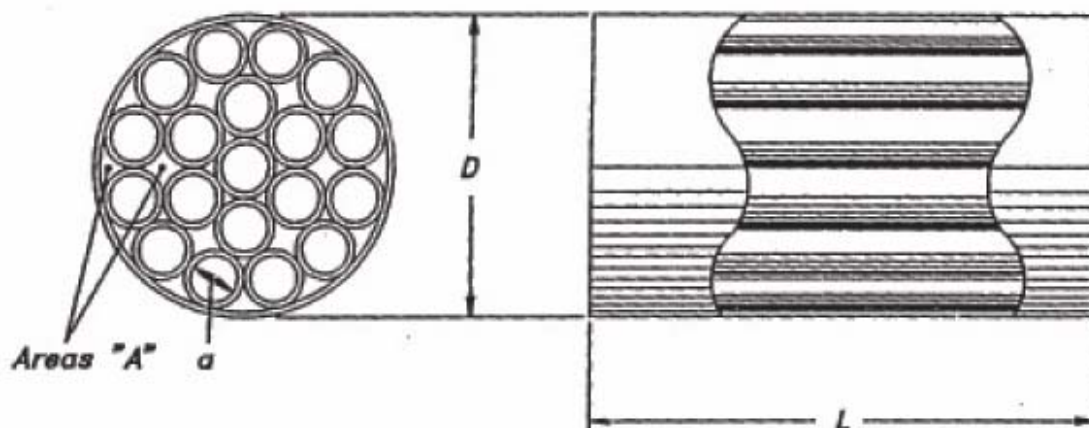


FIGURA 21 - ENDEREZADOR DE VENA

En la construcción de los conductos, la dimensión transversal máxima “a” de cualquier pasaje a través de ellos no debe exceder una cuarta parte del diámetro interior, “D”, del caño. Además, el área de la sección transversal, “A”, de cualquier pasaje dentro del conjunto de conductos no deberá superar una dieciseisava parte de la sección transversal del caño que lo contiene. La longitud, “L”, de los conductos será de por lo menos diez veces la máxima dimensión interior “a”.

Para fabricar los conductos se pueden utilizar tubos cuadrados, hexagonales o de otra sección. No es necesario que todos los pasajes de los conductos sean del mismo tamaño, pero su disposición deberá ser simétrica.

Depuradores o filtros

Las sustancias extrañas en un gasoducto pueden provocar serios daños en los medidores de turbina. Se recomienda usar depuradores cuando pueda anticiparse la presencia de material extraño perjudicial en la corriente de gas. Los depuradores deberán dimensionarse de manera tal que a caudal máximo sean mínimas las caídas de presión y la distorsión del flujo.

Se puede lograr un mayor grado de protección para el medidor mediante el empleo de un filtro de tipo seco o separador instalado corriente arriba de la cañería de entrada al medidor. se recomienda controlar la presión diferencial a través del filtro para mantenerlo en buenas condiciones, como forma de prevenir distorsiones de flujo y posible interrupción del servicio al cliente.

Protección contra exceso de caudal

Puede causar roturas, el repentino exceso de velocidad del rotor originado por las velocidades extremas del gas que se presentan durante la presurización, venteo o purga.

Algunos medidores y dispositivos indicadores se pueden dañar cuando funcionan al revés. en consecuencia, la válvula de venteo deberá ubicarse corriente abajo del medidor.

Si bien los medidores de turbina se pueden operar por cortos periodos hasta a un 150% de la capacidad establecida sin efectos perjudiciales, las válvulas de venteo sobredimensionadas pueden originar velocidades de rotación que exceden por mucho la correspondiente a ese valor. Por consiguiente la válvula de venteo deberá dimensionarse como sigue:

Tramo de Medición	Diámetro de la Válvula
2"	1/4"
3"	1/2"
4"	1/2"
6"	1"
8"	1"
12"	1"

Como regla empírica, la válvula de venteo no deberá ser más de grande que la sexta parte del tamaño del medidor.

En aquellas instalaciones en que se disponga de la presión adecuada, se puede colocar en la cañería corriente abajo del medidor ya sea una placa de orificio para flujo crítico o una tobera-venturi sónica que deberá dimensionarse para limitar el medidor a aproximadamente el 120% de su capacidad máxima. Una placa de orificio para flujo crítico así diseñada provocará una caída permanente de presión del 50% mientras que para una tobera-venturi sónica la pérdida permanente de presión resultará del 10-20%.

Medidores de turbina, diámetro de la estrangulación para ventura y placa de orificio 120% de capacidad, densidad relativa 0,6

Caudal (MCFH)	1.2 x Caudal	Diámetro Ventura (pulgadas)	Diámetro Orificio (pulgadas)
4	4.8	0.55	0.64
4.5	5.4	0.58	0.68
9	10.8	0.82	0.96
10	12	0.86	1.01
16	19.2	1.09	1.27
18	21.6	1.16	1.35
30	36	1.49	1.74
36	43.2	1.63	1.91
60	72	2.11	2.47
140	168	3.22	3.77
150	180	3.33	3.90

Lo expresado anteriormente está basado en las fórmulas empíricas:

$$\text{Caudal de aire por Venturi} = \left(\frac{\text{DIA}(\text{pulg})}{0.00893} \right)^2$$

$$\text{Caudal de gas (G=0.6)} = \sqrt{\frac{1}{0.6}} \times \text{Caudal.de.aire} = 1.291 \times \text{Caudal de aire.}$$

$$\text{Caudal de gas (G=0.6)} = 1.291 \left(\frac{\text{DIA}(\text{pulg})}{0.00893} \right)^2$$

$$\text{DIA.}(\text{pulg}) (\text{Venturi}) = \sqrt{\frac{(0.00893)^2 \times \text{Caudal.de.gas}(G = 0.6)}{1.291}}$$

$$\text{DIA.Orificio (pulg)} = 1.17 \times \text{DIA.Venturi}$$

Derivación (Bypass)

Es una buena práctica proveer una cañería paralela de derivación (bypass), de manera de poder efectuar el mantenimiento y calibración del medidor sin interrumpir el servicio. Se incluirán las válvulas apropiadas en función del equipo de calibración a utilizar.

Requisitos adicionales de instalación

- El medidor y sus tramos de cañería deberán instalarse de manera de reducir la deformación debida a las tensiones de la tubería.
- Debe lograrse un alineamiento concéntrico entre las bridas de la cañería y las conexiones de entrada y salida del medidor. este alineamiento concéntrico eliminará cualquier efecto apreciable sobre la exactitud del medidor que pudiera ser causado por el descentrado en los diámetros interiores que puede ocurrir en algunas instalaciones.
- No deberá permitirse que las juntas de las conexiones del medidor sobresalgan en el interior del conducto o perturben el patrón de flujo.
- Las instalaciones en donde se pueda encontrar líquido deberán diseñarse para evitar que éste se acumule en el medidor.
- Para evitar posibles daños interno en el medidor, no deberán efectuarse soldaduras en la zona próxima al mismo.

Instalación de accesorios

Los dispositivos accesorios utilizados para corregir el volumen desplazado o en condiciones operativas a condiciones base o de referencia, o para registrar parámetros operativos, deben instalarse adecuadamente y sus conexiones se deben efectuar como se especifica en este punto:

Medición de Temperatura:

Debido a que las perturbaciones corrientes arriba deben mantenerse en un valor mínimo, la posición recomendada para el alojamiento de la toma de temperatura es corriente abajo del medidor. Debe ubicarse de 1 a 5 diámetros de caño más allá de la salida del medidor y corriente arriba de cualquier válvula o restrictor del flujo. El alojamiento de la toma de temperatura se instalará de manera de asegurar que la temperatura no será influenciada por transferencia de calor de la cañería o de la fijación de la toma.

Medición de Presión:

La toma de presión provista por el fabricante en el cuerpo del medidor se utilizará como el punto para censar presión de los instrumentos registradores o integradores (correctores).

Medición de Densidad:

Cuando se usen densímetros, si bien es deseable muestrear el gas tan próximamente como sea posible a las condiciones en el rotor, se deberá tener cuidado de no perturbar el flujo de entrada al medidor o de crear una derivación no medida.

Instrumentos Accesorios:

Los aparatos accesorios y la instrumentación, tal como registradores gráficos de volumen o dispositivos integradores para convertir volúmenes no corregidos a volumen base, se deben instalar y mantener adecuadamente para evitar cargas de torsión excesivas sobre la transmisión del medidor de turbina, las cuales podrían provocar medición errónea a bajos caudales.

OPERACIÓN

Para lograr máxima duración y sostenida exactitud, los medidores de turbina se deben operar dentro de su gama de caudales especificada. El exceso de velocidad de rotor provocará el desgaste prematuro de las piezas internas y puede causar daños al propio rotor. Los medidores de turbina son capaces de operar por periodos cortos, sujetos a modestas sobre-cargas, pero se deberá evitar el sobre-carga continuo mediante un adecuado dimensionamiento del medidor.

Como sucede con todos los medidores, los de turbina deberán presurizarse y ponerse en servicio lentamente. Las cargas bruscas por abrir rápidamente las válvulas generalmente darán como resultado daños en el rotor. Se puede usar la instalación de una pequeña línea paralela alrededor de la válvula de bloqueo del lado corriente arriba para presurizar en forma segura el medidor hasta su condición de operación.

Cuando sea necesario corregir pequeños desbalances del caudal pasante a través de una instalación con múltiples medidores, se podrá hacer mediante el uso de placas de restricción o por estrangulamiento de la válvula de corriente abajo. La restricción no debe afectar el censado de la temperatura correcta en el medidor o reflejar perturbaciones hacia el mismo.

Puesta en marcha inicial

Se deberá tener cuidado cuando se ponga en servicio una instalación de medición nueva. La línea deberá ventearse para eliminar toda acumulación de bolillas de soldadura o de grandes cantidades de suciedad. Esto deberá efectuarse antes de colocar el medidor para evitarle daños. Igualmente, toda prueba hidrostática deberá hacerse luego de retirar el medidor o el mecanismo del mismo.

Mantenimiento y frecuencia de inspección

La exactitud de un medidor de turbina depende, además de un diseño cabal y de los procedimientos de instalación, de un buen mantenimiento y de inspecciones con la adecuada frecuencia. Básicamente el periodo entre inspecciones del medidor depende de la condición del gas y/o de las especificaciones del contrato. Los medidores utilizados en aplicaciones con gas sucio requerirán atención más frecuente. Cuando estén instalados depuradores o filtros, se deberán efectuar inspecciones visuales programadas como se requiera y se deberá controlar la presión diferencial a través de ellos.

CARACTERISTICAS DE FUNCIONAMIENTO

Efecto de torbellino

El medidor de turbina está diseñado y calibrado para una condición y bajo una condición, respectivamente, que se aproxima al flujo axial en la entrada del rotor. Si el fluido en la entrada del rotor posee torbellinos significativos (principalmente componentes tangenciales), la velocidad del rotor a un determinado caudal será distinta de la correspondiente para flujo axial. Un remolino con el sentido de giro del rotor incrementará la velocidad del mismo, mientras que con un sentido opuesto la disminuirá. Para lograr alta exactitud en la medición de caudal, tal efecto de torbellino deberá reducirse a un nivel insignificante por medio de adecuadas prácticas de instalación.

Efecto de perfil de velocidad

En aquellos casos en donde exista una distorsión del perfil de velocidad en la entrada del rotor, la velocidad de este último a un dado caudal se verá afectada. Generalmente para un determinado caudal promedio un perfil de velocidad no uniforme ocasionará una velocidad del rotor más alta que la que provocaría un perfil de velocidad uniforme.

Efecto de resistencia ocasionada por el fluido

Se sabe que el monto de resbalamiento del rotor debido a la resistencia total del fluido es función de una relación adimensional entre las fuerzas de inercia y las fuerzas de viscosidad llamada número de Reynold y, en consecuencia se denomina frecuentemente “efecto de número de Reynold”. La *fig.22* muestra el efecto de número de Reynold sobre la velocidad del rotor de un medidor de turbina para gas.

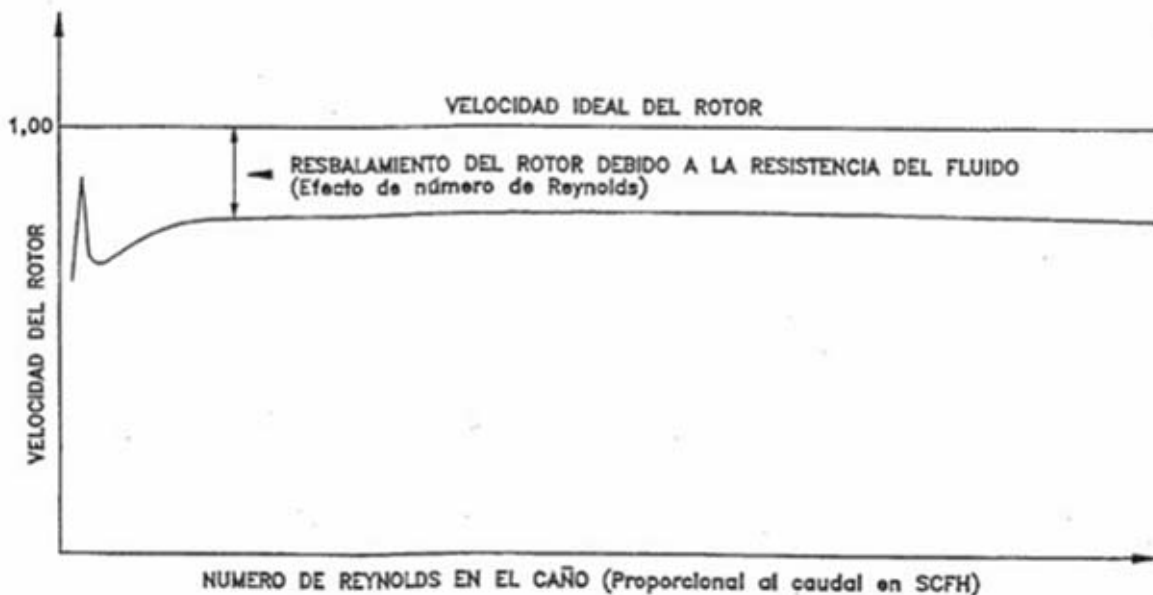


FIGURA 22 - EFECTO SOBRE EL COMPORTAMIENTO DEL MEDIDOR DE TURBINA DE LA RESISTENCIA DEBIDA AL FLUIDO, PARA NUMEROS DE REYNOLDS EN EL CAÑO DE 1 000 A 1 000 000

Efecto de resistencia no debida al fluido

Existe una disminución en la velocidad del rotor (resbalamiento del rotor) con respecto al valor ideal, debido a momentos retardantes no ocasionados por el fluido (por ejemplo: fricción en los cojinetes, arrastre del indicador mecánico o eléctrico). Para un dado par retardante total no debido al fluido y una dada velocidad de flujo, el valor del resbalamiento del rotor depende del caudal y de la densidad del gas y, en consecuencia, es frecuentemente llamado “efecto de la densidad”. La *fig.23* muestra cuantitativamente el efecto de la densidad, como así también el efecto de número de Reynolds, sobre la curva de comportamiento del medidor de turbina, para varias presiones.

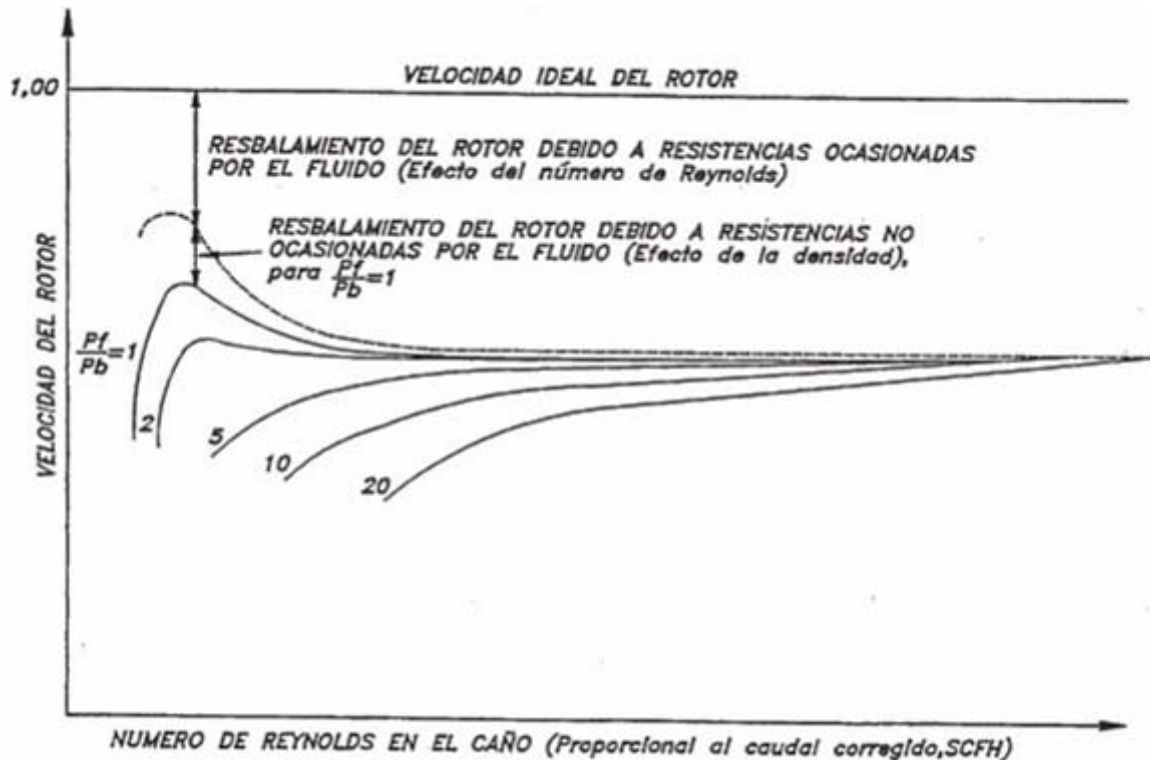


FIGURA 23 - EFECTO COMBINADO DE LOS PARES RETARDANTES DEBIDOS Y NO DEBIDOS AL FLUIDO SOBRE EL COMPORTAMIENTO DEL MEDIDOR DE TURBINA, PARA NUMEROS DE REYNOLDS EN EL CAÑO POR DEBAJO DE 100 000

Curva de exactitud del medidor de turbina

La curva de exactitud del medidor de turbina es esencialmente la curva de funcionamiento desarrollada en la *fig.22*, que ha sido desplazado mediante la desviación de la indicación del medidor (engranajes o pulsos eléctricos) para obtener una exactitud aceptable según lo indicado por un patrón de referencia. Se puede graficar la exactitud en función del caudal real (o no corregido) o del caudal en condiciones base (o corregido).

Caudal Real:

Cuando se representa gráficamente la exactitud en función del caudal real, las curvas de exactitud del medidor a distintas presiones son generalmente una familia de curvas características que se desvían un poco de la curva a presión atmosférica, ilustrada en la *fig.24*.

Caudal en condiciones base:

Cuando se grafica la exactitud del medidor en función del caudal en condiciones base o del número de Reynolds, la curva de exactitud del medidor tiende a aproximarse a una curva característica única cuando el efecto de número de Reynolds es predominante, como se ilustra en la *fig.25*.

CALIBRACION

La mayoría de los fabricantes de medidores de turbina realizan sus calibraciones usando aire por debajo de las 100 psig (aprox. 7 bar). Se puede acordar con ellos realizar la calibración a presiones más altas. También se pueden efectuar las pruebas de campo a presiones más altas, por medio de toberas sónicas o medidores de transferencia calibrados.

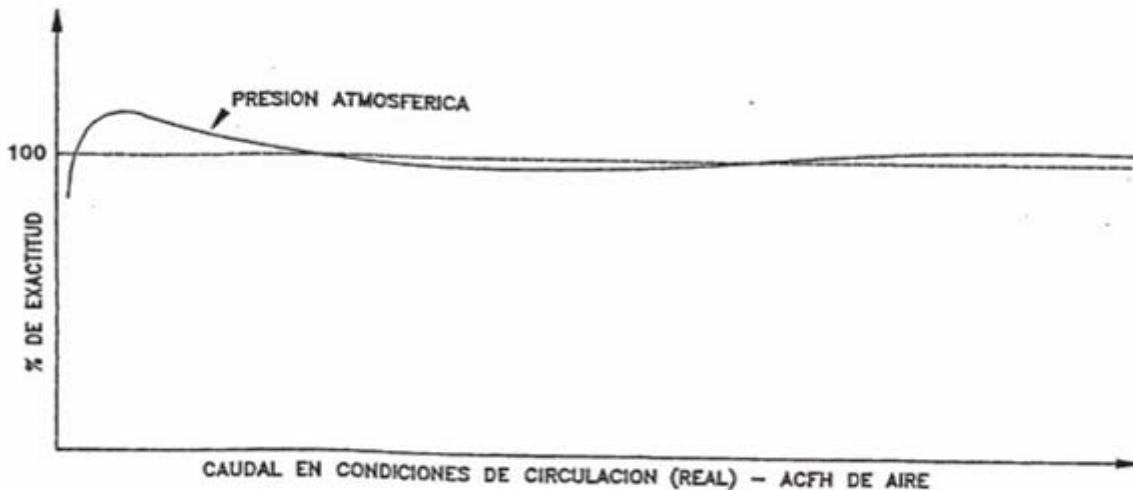


FIGURA 24 - CURVA DE EXACTITUD DE UN MEDIDOR DE TURBINA REPRESENTADA EN FUNCION DEL CAUDAL REAL, PARA AIRE A PRESION ATMOSFERICA

Los medidores de turbina son aptos para lograr una exactitud de $\pm 0.25\%$ sobre un determinado alcance si son calibrados individualmente contra un patrón aceptable y a la particular densidad en que deberán operar. Por lo tanto se obtendrá un funcionamiento más exacto de un medidor de turbina cuando cada medidor se calibre bajo condiciones de densidad que se aproximen a las reales de operación del mismo. Si la calibración del medidor a densidad operativa no es factible, será necesario confiar en la predicción de los fabricantes sobre el cambio que pueden esperarse entre las densidades de calibración y las de operación.

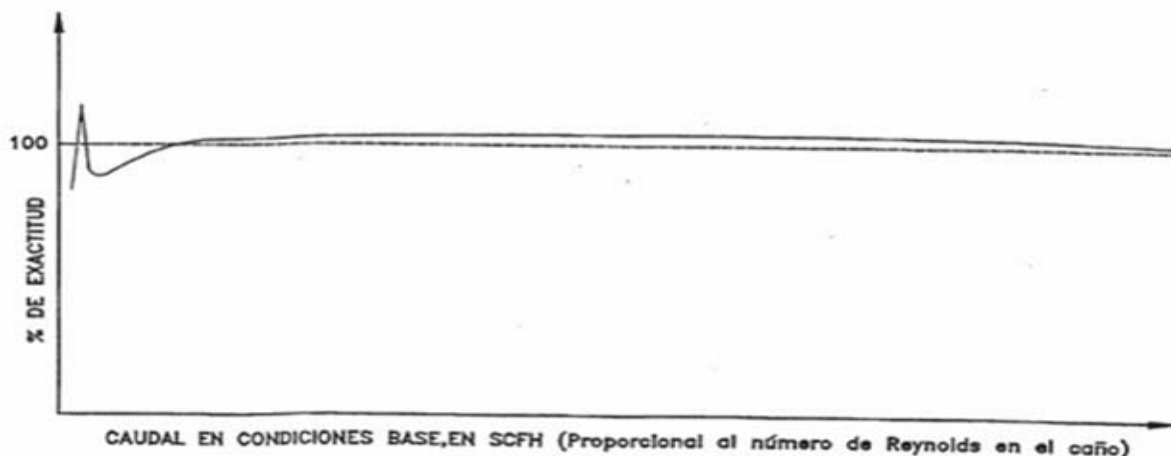


FIGURA 25 - CURVA DE EXACTITUD DE UN MEDIDOR DE TURBINA PARA VARIAS PRESIONES REPRESENTADA EN FUNCION DEL CAUDAL EN CONDICIONES BASE

Determinación del factor de calibración

Es una práctica general, y la más conveniente, usar un factor fijo de calibración de medidor sobre la gama completa de caudales. Este será un factor de calibración "K" (pulsos por unidad de volumen) para una indicación eléctrica. Para medidores con salida mecánica, el factor se fija mediante "engranajes de cambio" que pueden hacer que cada revolución del eje de salida del medidor represente un volumen definido, por ejemplo: 100 o 1000 pies cúbicos en condiciones de circulación.

Presentación de los datos de calibración

Para condiciones de operación casi constantes se prefiere graficar la curva de calibración del medidor en función del caudal en condiciones de línea. Asimismo para situaciones donde las condiciones operativas varíen considerablemente, puede ser preferible representar la curva de calibración del medidor como función del caudal en condiciones base o del número de Reynolds en el caño.

Métodos de calibración

La expresión "métodos de calibración" tal como se usa aquí, comprende aquellos procedimientos utilizados por el fabricante para la calibración inicial, por el usuario para controlar la exactitud del medidor de turbina, y para la recalibración del medidor si se efectuaron reparaciones mayores.

Probador de campana (gasómetro)

El probador de campana se usa ampliamente como patrón de referencia y, cuando se emplea adecuadamente, puede ser la más exacta y repetitiva de todos los patrones para baja presión. Los medidores contrastados con un probador de campana son generalmente operados a presión cercana a la de la campana (unas pocas pulgadas de columna de agua); sin embargo, es posible probar el medidor a varias veces la presión atmosférica. Esto se logra expandiendo el gas que sale del medidor hasta la presión de la campana, mediante una válvula de estrangulamiento, previamente a su ingreso al probador.

Probador de transferencia

El principio de la prueba de transferencia consiste en probar el medidor contra un medidor maestro o de referencia de exactitud conocida. En el uso de los medidores maestros debe ponerse cuidado para asegurar que no se transmitan al medidor de turbina condiciones de torbellino o flujo pulsante que causen una calibración inexacta. En una instalación de flujo de alta presión se puede dirigir una serie de pruebas de transferencia de un sentido a otro entre el medidor grande y los medidores pequeños, de manera de extender gradualmente la calibración de los medidores, basada en el concepto del número de Reynolds,

a presiones más altas y para aquellos caudales donde el efecto de la resistencia no debida al fluido es insignificante.

Probador de tobera sónica y de orificio en régimen crítico

Operan con una caída de presión más arriba de una relación de presión especificada (crítica). Los probadores de orificio en régimen crítico requieren que la presión de salida sea menor del 50% de la presión de entrada y ventear gas o el aire a la atmósfera. La diferencia principal entre el orificio en régimen crítico y la tobera sónica es que esta última operará correctamente con una caída de presión total más baja. La sección de descarga de la tobera sónica está diseñada como un Venturi y recupera una gran parte de la pérdida de presión. Para funcionar correctamente, la presión de descarga debe ser menor del 85% de la presión de entrada. Con esta mínima caída de presión, la descarga de gas puede ser ubicada en un sistema de presión más baja, eliminando la necesidad de liberar fluido a la atmósfera.

Medidores de orificio en serie

En la industria del gas, se emplean frecuentemente medidores de presión diferencial que utilizan placas de orificio delgadas de borde en escuadra para controlar medidores de turbina. Para alcanzar un alto nivel de exactitud, es preferible que el factor básico de orificio y el factor de número de Reynolds para cada placa sean establecidos por calibración real. Los medidores de orificio son dispositivos inferenciales y requieren el conocimiento de la densidad relativa del gas si se utilizan en pruebas con gas natural. El control y la exacta medición de la temperatura, presión y presión diferencial son muy importantes para obtener resultados exactos.

4.5 MEDIDORES ULTRASÓNICOS

Estos medidores se basan en ondas de sonido que viajan con una velocidad a través de un medio. La velocidad de sonido en el gas es determinado por su composición y también su presión y temperatura.

Algunos indicativos para diferentes gases y bajo diferentes condiciones se presentan en la tabla siguiente:

Sustancia	P (bar)	T (K)	C (m/s)
Metano	1	275	432
Metano	1	320	463
Metano	60	275	414
Metano	60	320	456
Aire	1.0133	275	333
Hidrógeno	1.0133	273.15	1022
Etileno	1	273.05	318
Gas Natural	1.0133	273.15	400

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

$$C = \sqrt{\frac{kp}{\rho}}$$

Para el gas natural, la velocidad del sonido es:

$$C = \sqrt{\frac{kp}{z\rho}}$$

Donde:

- k: Constante de Poisson
- p: Presión
- z: Compresibilidad
- ρ : Densidad

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

En la *figura 26* se muestra la estructura básica del sistema. En ambos lados de la tubería para las posiciones A y B, los transductores están opuestos, capaces de transmitir y recibir las ondas ultrasónicas.

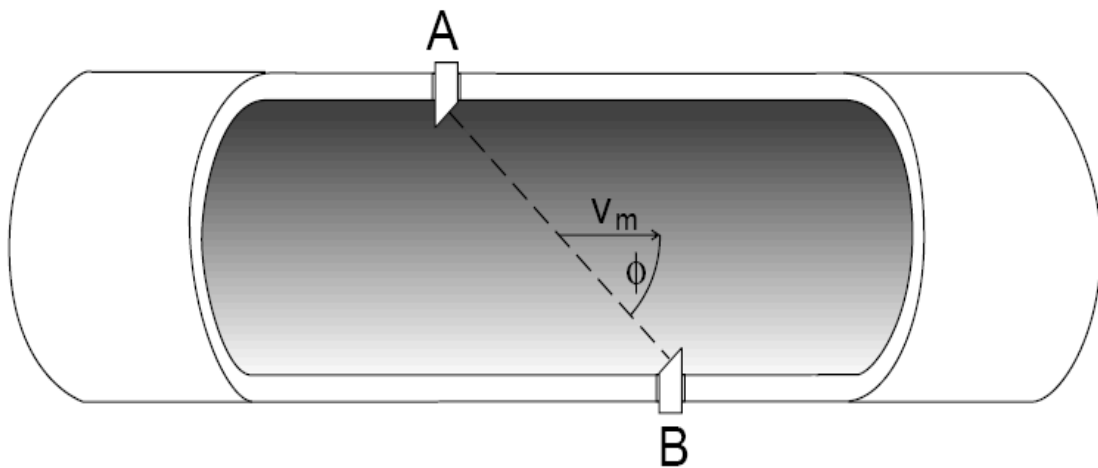


Figura 26. Configuración del Sistema Básico

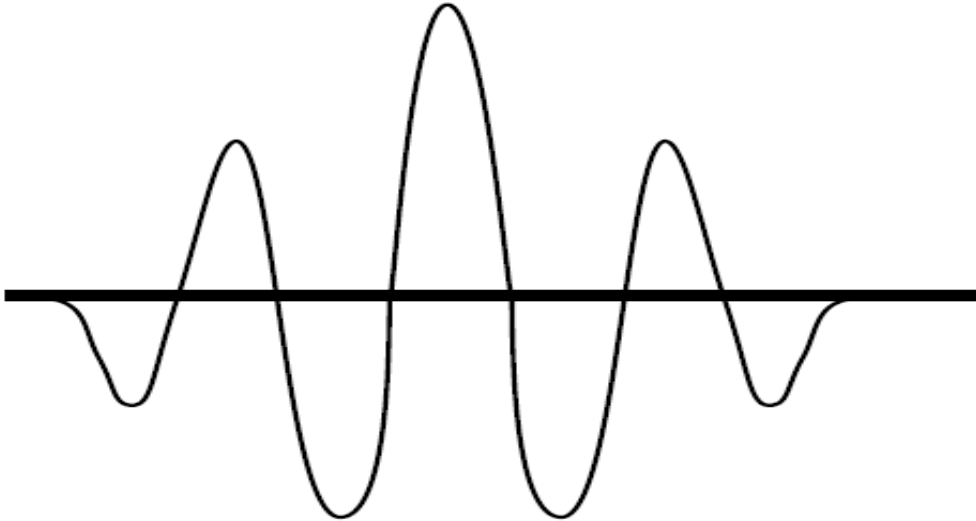


Figura 27. Forma típica del pulso de alta frecuencia

El instrumento de medición ultrasónica usa signos de pulsos cortos. La forma de este signo que realmente es un estallido corto de una frecuencia muy alta (*figura 27*), se reconoce en el receptor y el tiempo que pasó desde que la emisión es digitalmente medida.

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

$$t_{AB} = t_{BA} = t_0 = \frac{L}{C}$$

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

Si este es un flujo de gas con velocidad v_m en la dirección indicada en la figura 1, el tiempo de viaje del pulso acústico de A hasta B decrecerá y de B hacia A incrementará de acuerdo a:

$$t_{AB} = \frac{L}{C + v_m \cos(\varphi)} \quad t_{BA} = \frac{L}{C - v_m \cos(\varphi)}$$

Donde φ es el ángulo entre la trayectoria A - B y el eje de la tubería.

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

$$v_m = \frac{L}{2 \cos(\varphi)} \left(\frac{1}{t_{AB}} - \frac{1}{t_{BA}} \right) \dots (1)$$

Donde, v_m es la velocidad de flujo promedio a lo largo de la trayectoria ultrasónica. Esto es claro de (v_m anterior) que la medida de flujo es realmente bidireccional.

Alternativamente cuando la velocidad v_m es eliminado, la velocidad de sonido puede ser calculado:

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

Porque la velocidad de sonido está relacionada con la densidad del medio, esto también puede ser usado en algunas aplicaciones para calcular un valor aproximado para el flujo de masa en el sistema.

Generación de pulsos y detección

Una de las razones por la que el medidor de gas ultrasónico se ha desarrollado posteriormente que su equivalente para líquidos, es que este es mucho más dificultoso para transmitir las ondas del sonido dentro del gas que la del líquido. El transductor de alta eficiencia se necesita que emita pulsos bien definidos dirigidos dentro del gas.

También es deseable poder cambiar los transductores sin la necesidad de recalibración. Estos requerimientos demandan una especial designación y extrema calidad de control.

Tecnología del transductor

Se usan los transductores especialmente diseñados como instrumentos de medición. Estos son capaces de transmitir y recibir los pulsos ultrasónicos. El componente principal dentro de un transductor que realiza estas funciones es un elemento piezocerámico. El modo de transmisión de este elemento piezocerámico son excitados con unos pulsos de características eléctricas, en el cual los resultados en la emisión de un pulso acústico está bien determinado. Son usados para detectar, el retorno de los pulsos generados como pequeños signos el cual después de la amplificación puede ser procesado. La forma de los pulsos generados y el modelo direccional dependen del tamaño de extensión, de la s dimensiones y características del material del elemento piezocerámico.

Detección de Pulso

Antes de la detección del pulso y reconocimiento del lugar, el signo recibido se pre-procesado usando Automatic Gain Control (AGC) y una sección del filtro. La sección de AGC es usado para cubrir un amplio espectro de la densidad del gas, presión y composición. Después de la fase de pre-procesamiento, los pulsos se presentan en el circuito de detección. En el circuito de detección el signo es digitalizado y comparado con un "fingerprint" del signo de pulso esperado, haciendo esto altamente inmune para otros signos acústicos que

pueden de lo contrario influenciar en la medición. La medición resultante, se basa en dos pulsos transmitidos, estos son:

- Aceptado, si el signo de transmisión está completamente en desacuerdo con las normas estándares de calidad.
- Rechazado, si una desviación de esta estándar de calidad es detectado.

Solo después de recepcionar estos pulsos es aceptado y el tiempo de viaje es determinado y usado en el cálculo de la velocidad del gas y la velocidad del sonido.

Dependiendo del diámetro de la tubería algunos de 20 a 60 pulsos son emitidos en la trayectoria acústica cada segundo. El tiempo de viaje promedio de aceptado los pulsos es usado cada segundo para el proceso mas adelante.

INTERPRETACION

El instrumento de medición ultrasónico son fabricados de tres tipos, cada uno dirigido a la necesidad del mercado en particular. Dos son especialmente con propósitos de control. Uno de estos se diseña para ser montado en las tuberías existentes mediante fuertes golpes, el segundo es diseñado como parte de la bobina. Ambos tipos están influenciados por el perfil de la velocidad. El tercer tipo es diseñado específicamente para controlar la transferencia.

Como resultado el instrumento de medición ultrasónico fue el primero en el mundo que fue oficialmente aprobado. Esto ahora fue aprobado como medición de fiscalización por la Autoridad Oficial Holandesa, por la Autoridad Oficial Alemana y por la Industria de Canadá. Otras aprobaciones están pendientes.

La diferencia en diseño y en la configuración de estos tres tipos de medidores resulta en diferentes interpretaciones.

Para una trayectoria única de flujo la medición ultrasónica, se mide la velocidad promedio a lo largo de la trayectoria en concordancia con la ecuación (1). Si la velocidad es uniforme en una sección representativa, esto es suficiente para multiplicar esta velocidad promedio con el área de la sección representativa. En la práctica, la velocidad se reduce del centro hacia las paredes y la actual forma del perfil de la velocidad es en función del número de Reynolds.

Para el flujo de caudal encontramos:

$$Q = \frac{L}{2 \cos \varphi} kA \left(\frac{1}{t_{AB}} - \frac{1}{t_{BA}} \right)$$

Donde A denota el área de la sección representativa de la tubería y k el factor de corrección del perfil de velocidad.

La incertidumbre en el valor de t_{AB} es determinado electrónicamente. La longitud de la trayectoria L, el ángulo φ y el área superficial A son determinados

por la geometría y ninguna incertidumbre en estos parámetros resultarían en una incertidumbre en el caudal de flujo.

La exactitud del tiempo de viaje en la medición de la trayectoria

Para ilustrar la exactitud requerida en la medida de tiempo de viaje, se sustituirán los valores prácticos en la ecuación precedente, usando un valor de 60° para el ángulo φ de la trayectoria del ultrasonido. Las ecuaciones convierten entonces a:

$$t_{AB} = \frac{L}{C + V \cos \varphi} = \frac{\frac{L}{C}}{1 + \frac{1}{2} \frac{V}{C}} = \frac{t_o}{1 + \frac{M}{2}} \approx t_o - t_o \frac{M}{2} \quad \dots (4)$$

$$t_{BA} = \frac{L}{C - V \cos \varphi} = \frac{\frac{L}{C}}{1 - \frac{1}{2} \frac{V}{C}} = \frac{t_o}{1 - \frac{M}{2}} \approx t_o + t_o \frac{M}{2} \quad \dots (5)$$

Donde M, el número **Mach** del flujo (v/C), debe ser mucho menor que la unidad. Estas relaciones muestran que la medición del tiempo de viaje (ambos suben y bajan) es igual al significado del tiempo de viaje t_o , con una pequeña corrección $t_o M/2$ dependiendo de la velocidad promedio del gas.

Un típico diseño de la velocidad para un medidor ultrasónico es 30 m/s. Para un rango de 1:75 la velocidad mínima es entonces 0.4 m/s. Como un ejemplo, cuando esta velocidad tuvo que ser medido con una exactitud de 0.5%, el medidor puede tomar una resolución de 2mm/s. Combinando esto con la velocidad típica de 400 m/s y una longitud de la trayectoria ultrasónica de 0.4 m encontramos el siguiente resultado:

$$t_o = 1 \text{ ms}; \Delta t_o = t_o M/2 = 2.5 \text{ ns}$$

El pequeño valor del tiempo de viaje indica que la medida del flujo ultrasónico es capaz de medir con altos caudales continuos. En control incrementa y otras aplicaciones, donde el flujo cae desde su punto fijo a su mínimo valor que es menor que 0.5 s, esta alta repetición del caudal es de principal importancia.

El caudal continuo típico es de 10 a 30 Hz pero puede ser un alto valor su es necesario. Los signos de avance se van procesando usando el instrumento de medición ultrasónico que hace esto posible para medir el volumen en pulsaciones de flujo con un pequeño error adicional.

El logro de una alta resolución en la medición del tiempo de viaje requiere el uso de alta velocidad, alta exactitud y el buen diseño electrónico.

La incertidumbre en el tiempo de resolución en todo instrumento de medición ultrasónico es de 10 ns o mejor.

El error de la velocidad Δv es proporcional al error del tiempo Δt y esta dado por:

$$\Delta v = \frac{C^2 \tan(\varphi)}{4D} \Delta t$$

Como función del diámetro de la tubería resulta:

D[mm]	D[inch]	δV [mm/s]	δV [inch/s]
100	4	7.0	0.3
125	5	5.0	0.2
250	10	3.0	0.1
500	20	1.5	0.06
1000	40	0.7	0.03
1600	64	0.4	0.016

Error de velocidad en función del diámetro de la tubería por una incertidumbre de 10 ns en la medición del tiempo

La incertidumbre debido al modelo de flujo

Número de Reynolds

Después de ver el perfil de velocidad, ahora acomodaremos gradualmente hasta que este sea asimétrico y totalmente desarrollado. El trabajo mas teórico y experimental en la tubería está relacionado con el total desarrollo del flujo.

Para el ducto circular recto el perfil del flujo está determinado por el número de Reynold (Re) del flujo y la rugosidad relativa en la pared de la tubería. Las dimensiones del número de Reynold es calculado usando la velocidad, el diámetro del ducto, la densidad y la viscosidad dinámica del medio fluido. Para bajo número de Reynold el flujo es laminar y tiene el perfil de velocidad parabólico; para alto número de Reynold el flujo es turbulento y el perfil de la velocidad asume la forma de un tapón (*figura 28*). La transición desde la forma laminar hasta el turbulento en una tubería recto normalmente toma el número de Reynold el valor de 2300.

Se han puesto varias relaciones adelante para describir el perfil de velocidad en una tubería circular. De estas relaciones uno puede calcular un valor teórico para k. La experiencia de instrumento ha sido que el uno dado por Rothfus y Monrad en un estudio para la Shell resultó una incertidumbre de aproximadamente 1% para una medición de una trayectoria operado a $Re \geq 10^5$.

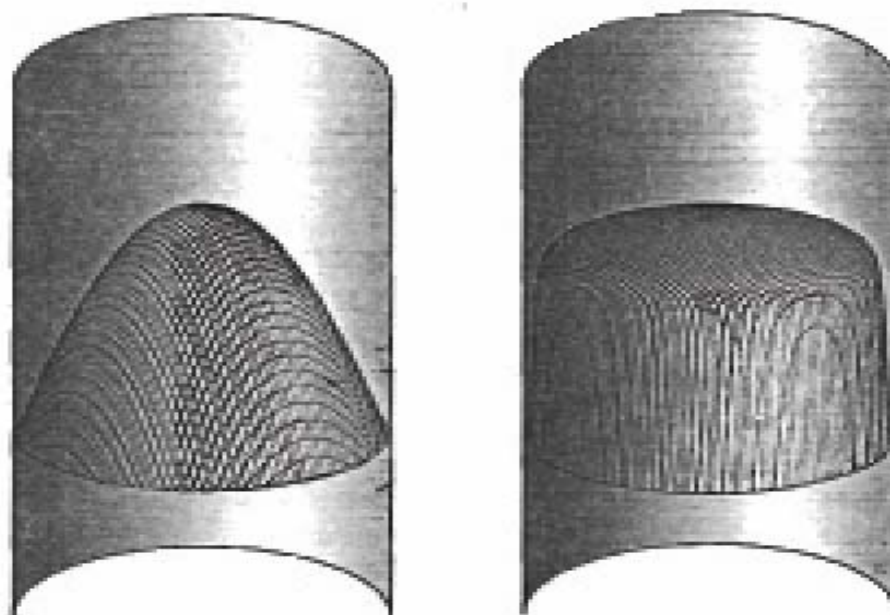


Figura 28. Patrones de flujo Laminar y Turbulento

Flujo Perturbado

En una instalación práctica un flujo totalmente desarrollado siempre será perturbado para una cierta magnitud. Estos pueden ser en curvas, entradas, salidas, válvulas o incluso filtros generando todas pequeñas perturbaciones. Incluso en una larga tubería la rugosidad de la superficie, soldaduras y el juego entre secciones de las tuberías subsecuentes pueden influenciar en el perfil. La sensibilidad del perfil de flujo para una menor desviación en la geometría es ejemplificada por un gran requerimiento sobre la calidad de la tubería “upstream” en el **ISO 5167** estándar para medición de platos de orificio.

Como resultado del modelo de flujo normalmente no debería ser asimétrico y debería contener un componente torbellino. En la instalación práctica debería también presentar pulsaciones de flujo.

La diferencia entre torbellino y turbulencia está definida por el tamaño de los remolinos. En caso de turbulencia, el tamaño del remolino es mucho más pequeño que el diámetro de la tubería. Desde un solo remolino se genera automáticamente otros remolinos en diferentes direcciones, este pequeño remolino irrumpe en el remolino más pequeño y más pequeño hasta que se disipe con el calor. En las tuberías de gas este proceso durará entre 0.1 y 10 segundos, dependiendo del diámetro de la tubería. En el caso de un torbellino, sin embargo, su tamaño es de la misma magnitud como el interior del diámetro de la tubería. Por lo tanto este no tiene espacio para generar remolinos en otras direcciones.

En el caso extremo, un solo remolino podría ocupar completamente el diámetro de la tubería y encontrar muy poca humedad que otra que fue creado en paredes rugosas.

Este torbellino solo puede ser eliminado dentro de cortas distancias bloqueándolo mediante un flujo recto, haciendo una instalación inadecuada por "pigging". Esto también genera caídas de la presión.

En todos los casos excepto el caso de un solo remolino, la presencia de un torbellino también significará que hay componentes que presentan velocidades radiales, así llamados flujos cruzados (*figura 29*).

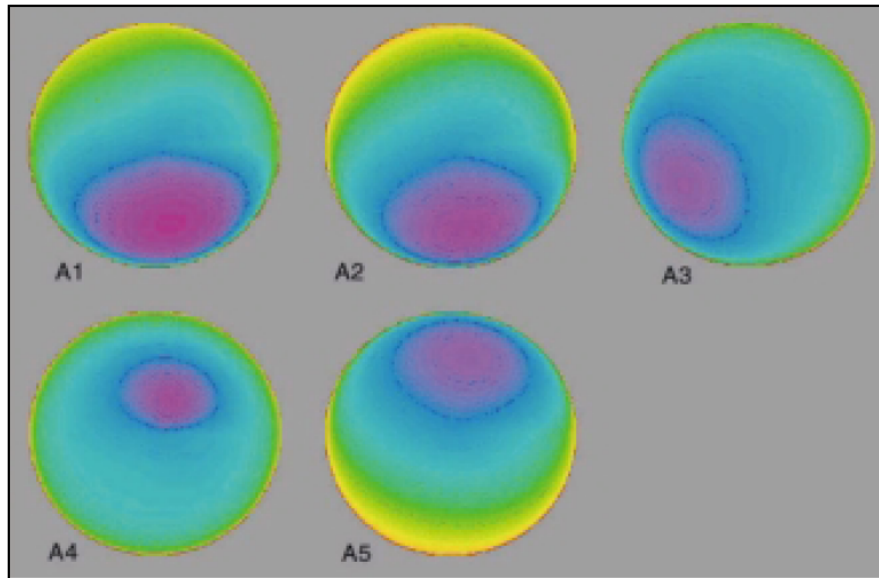
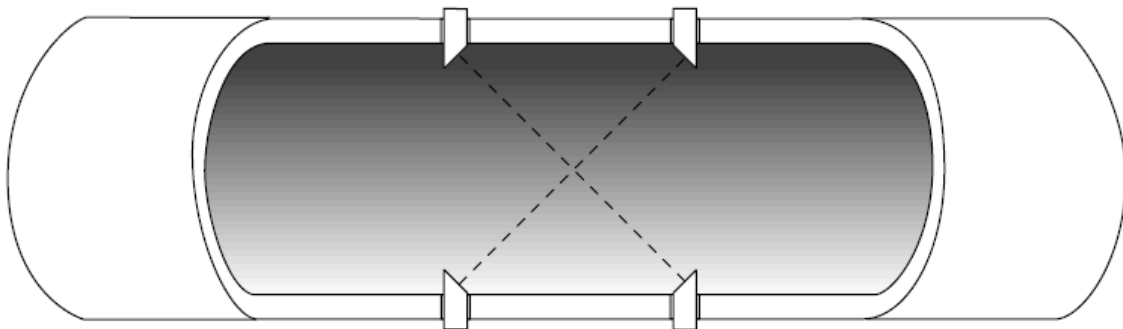
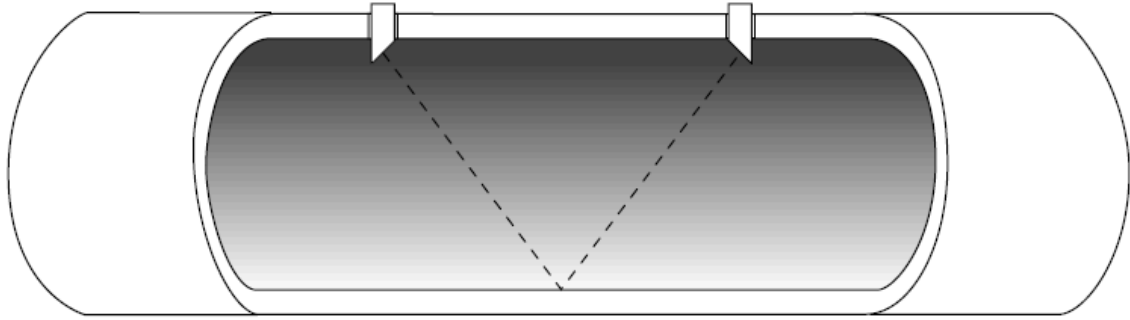


Figura 29. Posibles trayectorias acústicas de simple y doble vórtices.

Como se puede ver en la figura 29 el cruce del flujo influencia la velocidad promedio sobre la trayectoria del flujo y por lo tanto genera errores en el caudal del flujo. Un solo remolino también produce errores en la trayectoria a través del centro. Escogiendo una trayectoria de configuración diferente, el efecto del torbellino puede ser eliminado completamente. Un método, presenta en la *figura 30a*, usan otro par de transductores en el plano paralelo a la tubería axial. Tomando el promedio de velocidades medidas por ambos pares de los transductores, el flujo cruzado es eliminado. El mismo efecto puede ser obtenido usando la reflexión del ultrasonido céntrico emitido como en la *figura 30b*. Para esta solución altamente eficiente los transductores son necesarios.



a. Dos trayectorias en el mismo plano



b. Una sola trayectoria reflejada

Figura 30. Dos maneras de eliminar el efecto del remolino

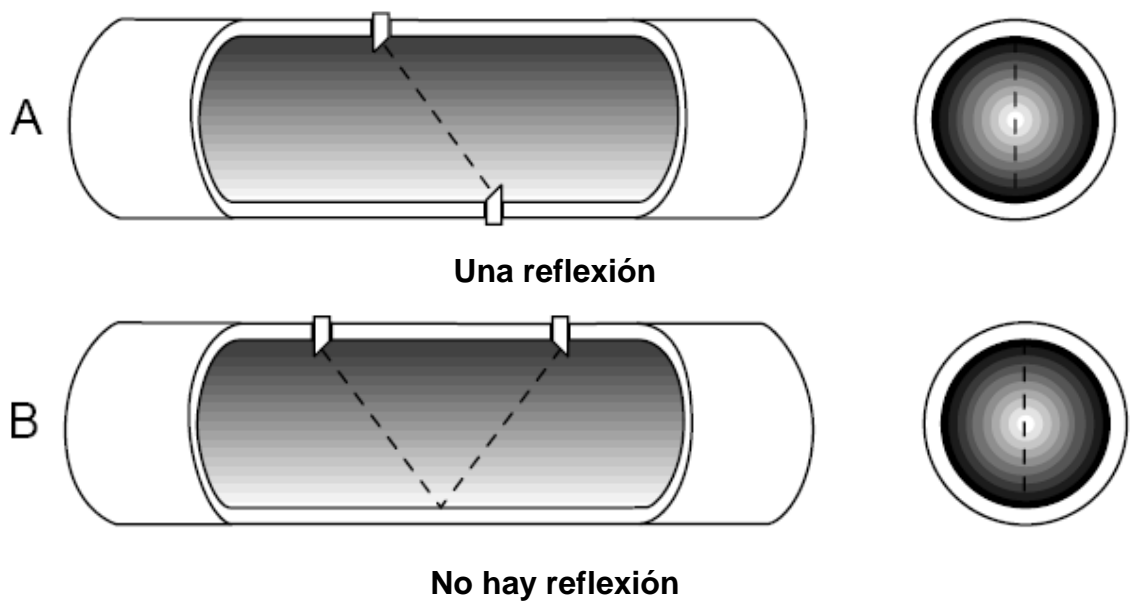
La eficacia de los transductores de instrumentos sofisticados es tal que incluso pueden usarse reflexiones múltiples. Todos los instrumentos de medición ultrasónica usan emisión de reflexiones principalmente.

El efecto de turbulencia

La turbulencia consiste de pequeños remolinos en direcciones aleatorias que se irrumpen rápidamente. El efecto de la turbulencia puede sin embargo ser eliminado por un proceso promediado suficientemente largo. Esto se presenta en una aleación, pequeña variación aparente en el caudal de flujo.

Posible configuración de la trayectoria

En la *figura 31* algunas configuraciones de la trayectoria son presentadas: En el arreglo A el torbellino como el figura 4 dará un error. Este es también una construcción que es menos conveniente para la tubería enterrada. La configuración B es insensible a este modelo de flujo y, porque el acceso de uno solo de los lados se necesita, se presta para la aplicación de la tubería enterrada. Configuración C y D son menos influenciados por el perfil de flujo asimétrico pero son bastante insensibles a remolinos como en la figura 30a.



Una reflexión

No hay reflexión

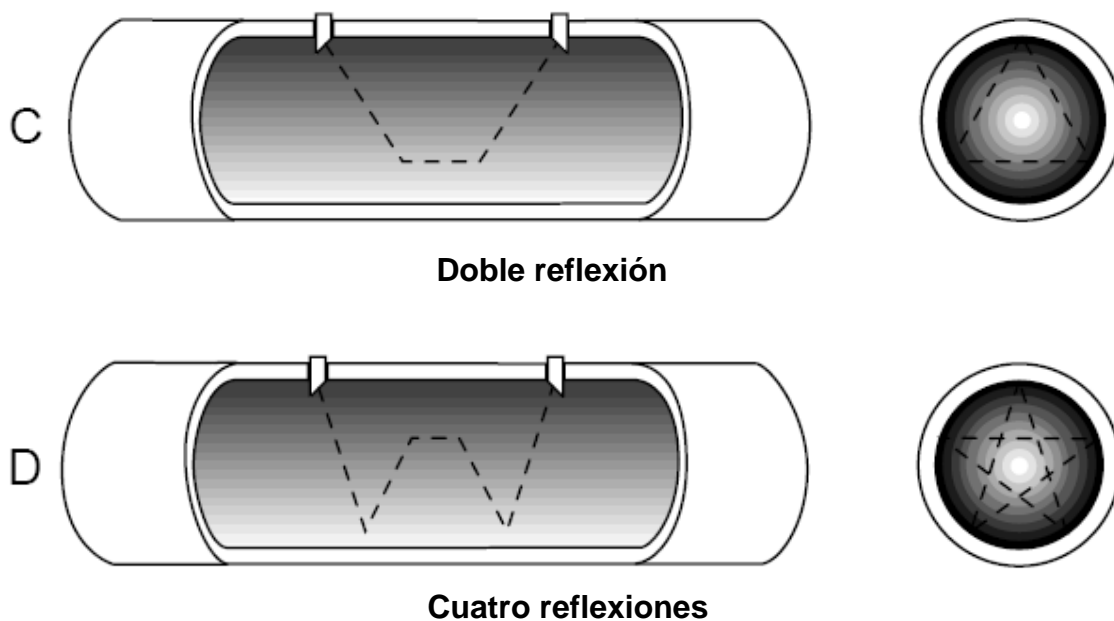


Fig. 31. Configuración de trayectorias

Agregando una segunda trayectoria girando en dirección opuesta, este efecto puede ser eliminado. La configuración D es dificultosa para instalar y C es sin embargo la mejor elección.

Bobina CheckSonic, pieza del medidor

El CheckSonic es una sola reflexión, medido en una sola trayectoria con una trayectoria configurada como en la figura 30b, montado sobre la pieza de bobina mecánica. En este medidor la distancia entre el transductor puede ser exactamente controlado el área representativa de la tubería es conocida con gran precisión. Como resultado las dimensiones contribuyen muy poco en la incertidumbre.

Al promediar encima de 1 segundo, la incertidumbre debido a la turbulencia se acerca aproximadamente 2% para bajas velocidades, unos pocos metros por segundo, disminuyendo para velocidades más altas.

Para promedios de largos tiempos o conversiones de caudal de flujo a mayor cantidad, el efecto de turbulencia va a ser cero. Entonces la incertidumbre en el perfil de la velocidad vuelve al factor determinado. Para velocidades bajas el error absoluto en el tiempo de viaje se vuelve a una suma significativa.

Para el flujo totalmente desarrollado la incertidumbre debería ser aproximadamente 1.5% para velocidades bajas a 1 m/s si las condiciones de instalación del ISO 5167 son observadas. Para promedios de tiempos largos, la incertidumbre es aproximadamente 1%.

Inserción del medidor

Los transductos son insertados a través de huecos de 2" perpendicular a la válvula de la tubería y a través de un plano del eje de la tubería (figura 32). El transductor está construido para transmitir un sonido que forma un ángulo con el tubo de 45° o más.

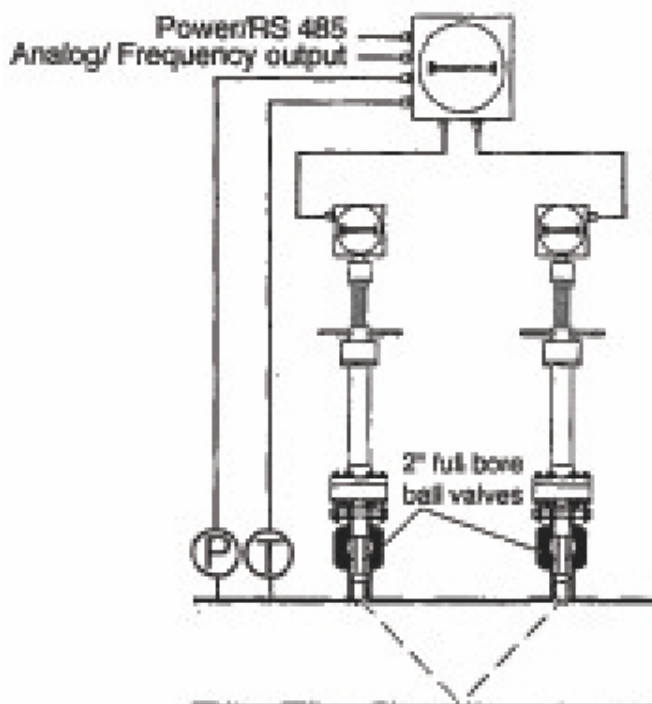


Fig 32. Inserción del medidor CheckSonic

El medidor es normalmente localizado sobre una línea de transmisión y si necesita la tubería puede ser pegados bajo presión usando técnicas de pegamentos al calor.

Comparando para la bobina la incertidumbre en los siguientes parámetros tiene que ser considerado:

- El diámetro de la tubería.
- La posición y orientación del transductor, que afecta la longitud de la trayectoria ultrasónica.
- La redondez de la tubería que afecta el área de la superficie.

Estos factores son determinados para las condiciones prácticas locales. En general la longitud de los diámetros dan pequeños errores excepto por redondez.

Medidor Multi-trayectoria

En una instalación práctica el perfil de velocidad será principalmente diferente al perfil de velocidad sin perturbación debido a la actual configuración de la tubería.

En las tuberías pueden resultar:

- Perfil de velocidad asimétrico
- Torbellino, generado tangencialmente y/o componentes de velocidad radial.

- Pulsaciones

Bobina Q.Sonic, pieza del medidor

Este medidor ultrasónico utiliza una configuración de trayectoria múltiple, trayectoria paralela o trayectoria cruzada, puede eliminarse estos efectos para ciertas magnitudes.

El multi-trayectoria Q.Sonic ha sido diseñado para eliminar totalmente el efecto de la distorsión del perfil de la velocidad. La configuración de la trayectoria ha sido escogida de tal manera que esto sea posible detectar el tipo de distorsión y para medir su fuerza (*figura 33*). Dos reflexiones triangulares dobles en la trayectoria tirabuzón, un tirabuzón rotativo y el otro tirabuzón contador, son usados para medir la fuerza del torbellino. Tres reflexiones únicas en la trayectoria son usadas para medir la asimetría del modelo de flujo.

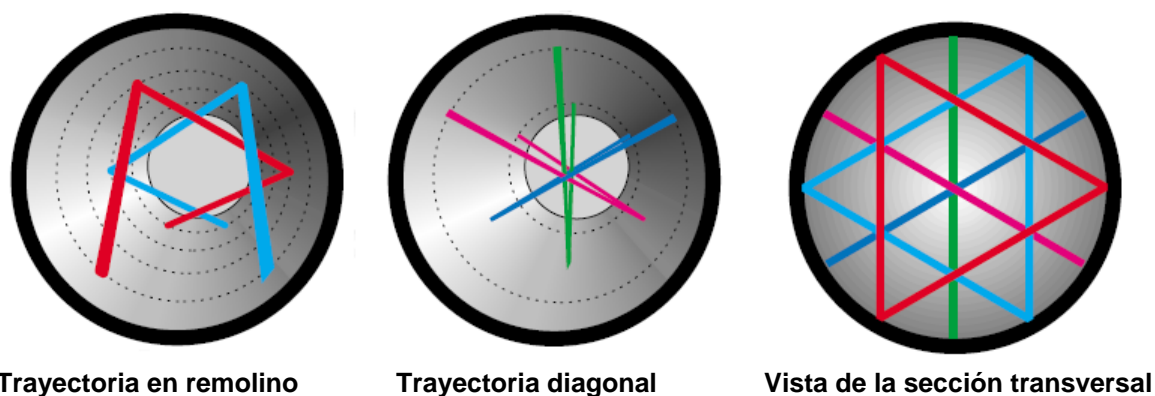


Fig 33. Configuración de la trayectoria del Q.Sonic

Para la determinación del caudal de flujo, la importancia de la velocidad sobre la sección cruzada de la tubería es necesaria. Para calcular el valor, varios miles de perfiles de flujos son medidos y analizados. En base a este Instrumento de análisis se ha desarrollado propiedades, que tienen en cuenta:

- El número de Reynolds.
- La medición de la velocidad a lo largo de toda la trayectoria.
- La medida de la fuerza del torbellino.
- La asimetría del flujo.

Las velocidades son medidas siempre simultáneamente. Los pulsos son generados en modo de semi-aleación y promediando sobre de un período suficientemente largo elimina cualquier prejuicio de las pulsaciones.

Como resultado, la incertidumbre de medición con Q.Sonic puede predecir de dimensiones dentro de 0.5%. La calibración individual (húmeda) en esta instalación de prueba puede reducir incluso más.

Para diámetros pequeños se usan configuraciones de tres trayectorias y la incertidumbre con la calibración seca solo incrementa a 0.7%.

Instalación

Instalación del medidor de trayectoria única.

Como se discutió anteriormente el perfil de flujo tiene un efecto similar como los platos orificios. Las indicaciones presentes y las observaciones de las condiciones de instalación están estipuladas en el ISO 5167 el cual resulta una incertidumbre cerca de 1%. Similarmente, si los valores más pequeños, puestos entre paréntesis se listarán en esta norma, se usa para longitudes rectas que preceden el metro, uno puede esperar tener que agregar un adicional 0.5% aritméticamente.

Instalación del medidor Q.Sonic de multi-trayectoria

En la ausencia de cualquier norma para medidores ultrasónicos o su instalación, el Q.Sonic fue probado por la norma ISO 9951 para medidores de turbina.

La norma define que los fluidos perturbadores tienen que ser instalados upstream de los medidores para su prueba de interpretación. Los perturbadores de flujo o dan un nivel bajo o un nivel alto de perturbaciones.

El alto nivel de perturbación está definido en ISO 9951 consiste de dos curvas en planos perpendiculares, con un segmento de orificio localizado entre los dos bloques de las curvaturas en medio del área de la tubería. El objetivo es para ver el tipo de modelo generado por el regulador. El bajo nivel de perturbación es similar que para el nivel alto excepto por la omisión del orificio segmentado.

Ruido causado por los reguladores y válvulas de control Ultrasónico

Algunos tipos de reguladores y válvulas de control generan muy altos niveles de ruido ultrasónicos. Si la energía acústica que se genera está en la misma banda de frecuencia como que dónde el metro opera que hay una probabilidad de interferencia

Este instrumento ha desarrollado un modelo matemático para predecir el efecto de la configuración de la tubería sobre el comportamiento del medidor ultrasónico. Los reguladores y válvulas de control producen ruidos que interfieren con la medición de signos del medidor ultrasónico. Si el nivel del ruido es alto se debe tomar medidas correctivas para reducir el ruido. Filtros, medidores de turbina o intercambiadores de calor, todos tienen un efecto reduciendo el ruido que alcanza el medidor de gas ultrasónico. En general una sola curva representa una atenuación de 5dB, un medidor de turbina 15dB y un intercambiador de calor 30dB. Como esta primera orden de estimación el gráfico puede ser usado para designar una estación de medición con medidor ultrasónico. Si la presión que cae sobre el regulador o válvula de control es conocida, la atenuación del ruido requerida se da por un particular tamaño de medidor. Esta atenuación puede obtenerse agregando ruido o reduciendo elementos.

El gráfico dado se muestra de un medidor de 6" y 12" ambos operan en un área segura (no hay ruido de interferencia) para una caída de presión de 20 bar sobre el regulador o válvula de control; para este punto ambos operan bajo la línea de seguridad. La configuración con el medidor de flujo de 24" requiere una atenuación adicional por lo menos una curvatura extra entre el regulador o válvula del control y el medidor ultrasónico.

Si un medidor ultrasónico ha sido instalado en una instalación como regulador o válvula de control, estos operan bajo la presión crítica; en la medición deberá ser considerado:

1. Instalar el regulador o válvula de control y el medidor tan lejos como sea posible.
2. Evite colocar el regulador o válvula de control y el medidor sobre una línea, algunas curvas entre ellos pueden ayudar atenuar el ruido.
3. Si es posible, instalar el medidor upstream del regulador o válvula de control.

Caída de Presión

Los medidores ultrasónicos no producen caída de presión.

Humedad del gas

Bajo ciertas condiciones pequeñas cantidades de líquidos de gas natural pueden depositarse sobre las paredes de la tubería. Esta película de líquido es propulsado a través de la tubería por la velocidad del gas, para bajas velocidades sobre todo en la parte inferior y altas velocidades también a lo largo del resto de la superficie. Al mismo tiempo de estas caídas son llevadas en el gas stream.

El instrumento de medidor ultrasónico no son sensitivos a la presencia de líquidos. El medidor continuará operando aunque este flote totalmente. Sin embargo, en estas circunstancias la incertidumbre de la medición resultante incrementa con el acercamiento del líquido. Este es para gran parte debido a que disminuye en área libre disponible para flujo de gas.

Una inundación temporal del medidor con agua o condensados no afectaría la interpretación después. Sin embargo, el medidor debería ser instalado para que los líquidos no se colecten en el medidor.

Presurización y despresurización

La presurización y despresurización del medidor puede hacerse de todos modos. El medidor no sufre daños a velocidades altas del gas.

Tamaño físico

Los tamaños y rangos están dados en la Tabla XVI para el CheckSonic y en la Tabla XVII para el Q.Sonic.

Tabla XVI. Tamaños y rangos para CheckSonic

Diámetro	Producto	Rango de Flujo	Q _{min.} [m ³ /h]	Q _{max.} [m ³ /h]	Longitud del Medidor
4"	CheckSonic	1:30	30	800	5D
6"	CheckSonic	1:40	45	1800	4D
8"	CheckSonic	1:50	60	3000	4D
10"	CheckSonic	1:65	75	5000	4D
12"	CheckSonic	1:90	90	8000	3D
16"	CheckSonic	1:120	100	12000	3D
20"	CheckSonic	1:130	150	19000	3D
24"	CheckSonic	1:140	200	28000	3D
30"	CheckSonic	1:150	300	45000	3D

Tabla XVII. Tamaños y rangos para Q.Sonic

Diámetro	Producto	Rango de Flujo	Q _{min.} [m ³ /h]	Q _{max.} [m ³ /h]	Longitud del Medidor
6"	Q.Sonic-3	1:40	45	1800	5D
8"	Q.Sonic-3	1:50	60	3000	5D
10"	Q.Sonic-3	1:65	75	5000	5D
12"	Q.Sonic-3	1:90	90	8000	3D
16"	Q.Sonic-3	1:120	100	12000	3D
20"	Q.Sonic-3	1:155	130	19000	3D
24"	Q.Sonic-3	1:140	200	28000	3D
30"	Q.Sonic-3	1:225	225	45000	3D

Instalación del transductor

El transductor tuvo que ser demostrado para ser extremadamente fiable. Esto es sin embargo, una opción disponible que permite la eliminación en el transductor de bajas presiones. Los transductos son en este caso insertados exactamente dentro de las válvulas.

Los transductos son completamente intercambiables sin invalidar la calibración oficial. Este no necesita de re-calibración después de instalar en diferentes transductos.

Los transductos de inserción de medidores pueden rutinariamente ser extraídos para ser capaz de pasar un pig. Un sistema hidráulico para automáticamente retraer el transductor ahora el pasaje de un pig es disponible como una opción.

Diagnósticos

El factor de todos los datos pertinentes son disponibles electrónicamente digitales de todas las técnicas sofisticadas de diagnóstico. Estos datos de diagnóstico pueden ser accedidos en línea usados para generar gráficos de control. De esta manera puede detectarse cualquier degradación en una temprana etapa y ser remediado. Son siguientes diagnósticos están disponibles sobre los instrumentos de medidores ultrasónicos.

Número de pulsos aceptado

Los signos recibidos son comparados con un plantilla de signos esperado. Si la semejanza de los signos es suficiente es aceptada. El porcentaje de signos rechazados tiene que permanecer bajo cierto nivel sin embargo.

Velocidad de sonido

Dependiendo del fluido, el rango de presión y temperatura esto puede esperar un valor máximo y mínimo para que la figura pueda ser determinada. Los valores fuera de estos límites son considerados como anormales o defectuosos en alguna parte del sistema. En medidores Multi-trayectoria la velocidad del sonido puede ser determinado para cada uno de las trayectorias individualmente.

Rendimientos

El rendimiento del medidor de flujo ultrasónico consiste de signos de pulsos y una serie de datos de signos digitales disponibles de acuerdo al las normas RS 232 o RS 485. Los rates de pulsos es proporcional APRA el caudal de flujo como para cada misma cantidad de pulsos en cierto volumen.

Posicionalmente los signos adicionales son disponibles para indicar la dirección del flujo y para indicar la validez de los signos.

Un software es proporcionado para comunicar con el medidor a través de su PC. Esta PC también puede servir para ajustar parámetros hasta donde está permitido los propósitos de metrología legal.

4.6 CRITERIOS DE SELECCIÓN

La selección del medidor a instalar se realizará teniendo en cuenta las características del consumo a medir, considerándose prioritariamente los siguientes parámetros:

Caudal

Para grandes caudales se adoptará el sistema de turbina y para medios y bajos el medidor rotativo. Este criterio puede modificarse en algún caso particular cuando exista causa debidamente justificada.

Relación Q_{\min}/Q_{\max}

El medidor rotativo posee un rango de medición mucho mayor que la turbina, por lo que se dará prioridad a su uso cuando la relación Q_{\min}/Q_{\max} ; sea superior a 1:20.

Consumo interrumpible o ininterrumpible

En consumos que no puedan interrumpirse como por ejemplo abastecimiento a localidades, hospitales, cristalerías, etc., no se instalarán medidores del tipo de lóbulos rotativos, ya que si por alguna causa se traban, interrumpen el flujo de gas. En caso que las condiciones de flujo exigieran el uso de este tipo de medidores en un cliente que no deba interrumpirse el suministro, se adoptarán medidores con By pass automático incorporado.

Consumo estable o pulsante

En los consumos muy pulsantes se evitará la instalación de medidores tipo turbina ya que la inercia del rotor puede introducir errores de medición.

4.7 UNIDADES CORRECTORAS

Las unidades correctoras son equipos utilizados para convertir el volumen en condiciones de flujo censado por el medidor primario en un volumen de gas a condiciones base de medición. Se utilizarán en aquellas instalaciones donde el consumo sea elevado o la presión de medición supere los 0.2 Bar.

Tipos

Se utilizarán solamente unidades correctoras del tipo electrónico, con entrada de señales de consumo del tipo de baja frecuencia, pudiendo tener como opcional adicional una entrada de alta frecuencia.

Las unidades según la importancia del consumo podrán ser de las siguientes características:

Con memoria

Son aquellas unidades correctoras que tienen incorporada una memoria que les permite almacenar datos de configuración, eventos, alarmas y consumos. Estos correctores tienen la capacidad de ser programables, pudiéndose configurar sus distintos parámetros (unidades, calidad de gas, alarmas, límites de consumos, presiones y/o temperatura, etc.), y corrigen el consumo por factores de presión, temperatura y supercompresibilidad del gas (PTZ).

Estas correctoras por sus mayores prestaciones se instalarán en clientes de altos consumos o en aquellos que por una situación particular deba contarse con un registro del consumo horario y/o diario.

Sin memoria

Son aquellas unidades correctoras que corrigen los consumos y lo acumulan, presentando en display el totalizador de los mismos. Tienen distintas prestaciones según el tipo:

PTZ: Corrigen el consumo por presión, temperatura y supercompresibilidad del gas.

PT: Corrigen el consumo por presión y temperatura.

PZ: Corrigen el consumo por presión y supercompresibilidad del gas.

Estas correctoras son de menor prestación y se utilizarán en aquellos clientes con bajos consumos.

Características

Sistemas de unidades

Estarán programadas o permitirán configurarlas para sensar parámetros, realizar cálculos y presentar datos en el sistema de unidades aprobado en la legislación vigente.

Caja

Serán aptas para intemperie y estarán clasificadas para uso en zona peligrosa y ambientes explosivos según las normas de seguridad vigentes.

Alimentación

Serán del tipo de bajo consumo con alimentación autónoma.

Salidas

En aquellas correctoras sin memoria se dispondrá como mínimo de tres salidas: una proporcional al caudal sin corregir, otra proporcional al caudal corregido y una tercera de alarmas. Estas salidas estarán disponibles para su conexión a un sistema de transmisión de datos a distancia.

En las correctoras con memoria se dispondrá además de un puerto de salida RS232 u otro que permita su conexión a una RTU para transmisión de datos y deberá tener salida para un módem de comunicación.

Como mínimo presentarán en display los siguientes parámetros:

- Totalizador de volumen sin corregir
- Totalizador de volumen corregido
- Presión instantánea
- Temperatura del gas (Si cuenta con sensor de temperatura)
- Factor de supercompresibilidad
- Fecha y hora (si es un corrector con memoria)

4.8 MEDICION INTERFACIAL POR PLACA ORIFICIO

Definiciones Generales

Se define como elemento primario de medición inferencial al conjunto formado por: la placa orificio, el soporte de la placa con sus tomas sensoras de presión diferencial y el tubo de medición.

La placa orificio se describe como una placa fina con el borde aguas arriba filosa y en escuadra (90 grados). El chanfle corresponde a la descarga (lado de aguas debajo de la medición). Ver puntos 2.3.1.1 de la norma AGA 3 año 92.

El tubo de medición se define como las secciones rectas de un caño, incluyendo todos los elementos que están integrados al soporte de la placa, tanto aguas arriba como aguas debajo de esta. Ver puntos 2.3.1.4 de la norma AGA 3 año 92.

Se llama relación Beta de un puente de medición inferencial al cociente entre el diámetro del orificio de la placa y el diámetro interior del tubo de medición.

Es importante aclarar que si bien la norma establece en el punto 2.1 los valores válidos para la relación beta a aquellos comprendidos entre 0.1 y 0.75. Las dimensiones de diseño de un puente nuevo se harán sobre la base de beta 0.7 y en cuanto a la operación del mismo se recomienda trabajar hasta beta 0.6 a los efectos de asegurar precisión en la medición.

Es importante recordar que el informe AGA 3 suministra las especificaciones y requisitos para la instalación de mediciones por placa orificio de fluidos

homogéneos de una sola fase. De esta manera toda medición de gas con presencia de líquido, está fuera del alcance de la norma, con lo cual los valores medidos presentan error.

Aspectos a considerar en la medición por placa orificio

La placa orificio deberá mantenerse limpia y libre de acumulaciones de tierra, hielo y otros materiales extraños.

Los bordes de la perforación de la placa tanto aguas arriba como aguas abajo deberán estar libres de defectos a simple vista (rebabas, abolladuras, puntas, etc.).

Las caras de la placa tanto de aguas arriba como de aguas abajo deberán ser planas. Se tolera con el uso una ligera desviación de la planitud. Ver el punto 2.4.1 del AGA 3 año 92.

El tramo de medición aguas arriba se construirá con una longitud de 15.5 diámetros nominales cuando se utilice enderezador de vena y de 39 a 40 diámetros nominales cuando no lo tenga. El tramo de medición de aguas abajo se construirá con una longitud de 4.5 diámetros nominales hasta la aparición del primer elemento, que es en general la cupla para la medición de temperatura.

Dimensiones Generales

Puente de Medición Inferencial

Diámetro	C (mm)		D (mm)	F (mm)
	S300	S600		Mínimo
2"	100	135	500	700
3"	100	140	500	700
4"	100	160	600	700
6"	100	175	600	700
8"	110	190	600	1000
10"	120	210	700	1000
12"	130	215	700	1000

Requisitos

- Material: AISI 316
- Planitud: Apoyar una regla metálica de gran rigidez y de mayor longitud que el diámetro de la placa. Controlar con sonda la luz entre placa y regla. Se debe cumplir que el máximo valor de luz sea: $l = 0.005(D_{ext} - d_n)$.
- Terminación superficial: Bruñido en ambas caras de la placa de tal modo que la rugosidad no exceda a 50 micro-pulgadas $\approx 0.00127\text{mm}$. Puede entregarse rugosímetro electrónico con longitud de muestreo no inferior a 0.76mm, o rugosímetro mecánico clásico de igual resolución.
- Tolerancia en el diámetro (d_n)

d_n (mm)	Tolerancia \pm (mm)
≤ 0.635	0.0076
0.636 a 9.52	0.0102
9.53 a 25.4	0.0127

> 25.4	0.0127 x c/pulg. de diám.
--------	---------------------------

- ASA de sujeción: Soldad al Dext. de 100mm de largo por 32mm de ancho. Grabar en ella el dn.
- Dimensión “e”:
Se adoptará un valor “e” entre e_{\min} y e_{\max} , siendo: $0.01dn \leq e \leq 0.02dn$.

Rugosidad en la placa orificio

En la norma AGA 3, se acepta lo expuesto sobre el tema en la norma ANSI B46 designando a la rugosidad como Ra la cual corresponde a la definición de “Media aritmética de la desviación en amplitud, de los perfiles de superficies rugosas, tomadas a partir de la línea media entre valles y cúspides, extendida al intervalo L de la longitud en estudio”.

Las superficies de la placa orificio (lado aguas arriba y lado aguas abajo), no deben presentar signos visibles de asperezas, interpretándose que no tienen que exceder las 50 micro-pulgadas de rugosidad absoluta, ya que dichos valores se divisan a simple vista.

La rugosidad se puede medir con un rugosímetro electrónico cuya longitud de muestreo no será inferior a 0.03 pulgadas (0.76mm).

Se aceptan otros dispositivos para medir la rugosidad que aseguren la misma repetibilidad y reproductibilidad de valores del citado equipo electrónico.

- a) Para la placa nueva se exigirá del fabricante un certificado y protocolo de ensayo con los valores obtenidos contemplados en la norma. Esto es no exceder las 50 micro-pulgadas medidas sobre ambas caras y a lo largo de 4 diámetros.
Como complemento se deberá asegurar un embalaje adecuado para almacenaje y transporte que asegure las condiciones de salida de fábrica hasta su llegada a destino final.
- b) Para revisión periódica en campo, previa limpieza de la placa, se dará como aceptada cuando no presente signos de rayaduras u otras irregularidades perceptibles a simple vista. En caso contrario deberá retirarse para su verificación mediante rugosímetro.

Rugosidad en el tubo de medición

En lo que se refiere al instrumento a utilizar valen las consideraciones del medidor definido para la placa orificio.

El valor de la rugosidad corresponderá al promedio de por lo menos 4 mediciones en la zona elegida.

Se fijan los siguientes límites:

- 300 micro-pulgadas $\approx 0.0076\text{mm}$ para puentes con $\beta_r < 0.6$.
- 250 micro-pulgadas $\approx 0.0063\text{mm}$ para puentes con $\beta_r \geq 0.6$.

Donde:

$\beta r = \frac{dr}{Dr}$ Tiene en cuenta los diámetros a temperatura de referencia de la placa y el tubo respectivamente.

- Para tubos nuevos se exigirá certificado y protocolo de forma análoga a lo expresado por la placa.
- Para la verificación en campo se limitará la zona crítica del tubo de medición mediante un solvente y herramientas de mano no agresivos para con la superficie. Luego de lo cual se evaluará la rugosidad preferentemente por comparación con patrones de tacto.

Expresión general para el cálculo de volúmenes en medidores por placa orificio.

$$Q = C(P_{fl} h_w)^{1/2}$$

P_{fl}: Presión estática absoluta. Si bien puede medirse aguas arriba o aguas debajo de la placa (AGA-92).

h_w: Presión diferencial provocada por el pasaje de caudal por la placa.

C: Constante que tiene en cuenta el sistema de unidades, las dimensiones físicas internas del tramo de medición, las condiciones operativas de presión y temperatura y la calidad de gas.

Se compone de varios factores (C): F_b, F_r, Y, F_{pb}, F_{tb}, F_{ff}, F_{gr}, F_{pv}

Donde:

F_b: Factor base; es el que lleva el mayor peso entre todos los factores.

$$F_b = kd^2k_o$$

k: Tiene en cuenta el sistema de unidades.

d: Es el diámetro del orificio.

$$k_o = \frac{k_e}{1 + 15 \frac{E}{d} 10^6}$$

$$E = d(830 - 500\beta + 9000\beta^2 - 4200\beta^3 + B)$$

$\beta = d/D$; D: Diámetro interior del tubo

$$\text{Por otro lado: } B = \frac{530}{D^{1/2}}$$

k_e: Es una función polinómica que depende de D y de B (ver AGA 3-85).

Fr: Factor, llamado del número de Reynolds. Considera la turbulencia del fluido.

$$Fr = 1 + \frac{E}{Rd} \text{ en donde, } Rd = V_f d \frac{\delta_f}{\mu}$$

V_f: Velocidad del fluido en el plano de ingreso a la placa.

d: Diámetro del orificio.

δ_f : Densidad del gas.

μ : Viscosidad cinemática

Rd: Número de Reynolds.

Y: Factor de expansión. Este factor tiene en cuenta que el fluido al atravesar la placa manifiesta un cambio en la densidad y por ende volumen asociado.

$$Y = 1 - \left(0.41 + 0.35B^4\right) \frac{x_1}{k} \quad x_1 = \frac{P_{fl_1} - P_{fl_2}}{P_{fl_1}} = \frac{hw}{AP_{fl_1}}$$

A: Constante para las unidades.

hw: Presión diferencial

P_{fl_1} : Presión absoluta aguas arriba de la placa orificio.

k: cp/cv, relación entre los calores específicos de gas a presión y volúmenes constantes.

F_{pb} : Factor que hace la corrección en caso de usarse una presión de referencia (P_b), distinta a la convencional. Dichos valores convencionales son:

$$P_{ref} = 1 \text{ atm.} = 1.033 \text{ kg/cm}^2 = 1.01325 \text{ bar} = 14.73 \text{ psi.}$$

Como: $F_{pb} = P_{ref}/P_b$; si ambos factores coinciden, $F_{pb} = 1$

F_{tb} : Factor que hace la corrección en caso de usarse una temperatura de referencia (T_b) distinta a la convencional. Dichos valores convencionales son:

$$T_{ref} = 15^\circ\text{C} = 288.15^\circ\text{K} = 519.67^\circ\text{R}$$

Como: $F_{tb} = T_b/T_{ref}$; si ambos factores coinciden $F_{tb} = 1$

F_{tf} : Factor que considera la corrección por desplazamiento de la temperatura real del fluido respecto de la de referencia.

$$F_{tf} = \left(\frac{T_{ref}}{T_{fl}} \right)^{1/2}$$

F_{gr} : Factor que tiene en cuenta la real densidad relativa del gas Gr (llamada gravedad específica), ya que es el cociente entre la densidad absoluta del gas y la absoluta del aire que es aprox. 1.225 kg/m^3 . Por otro lado la densidad relativa del aire es 1 ya que se compara consigo mismo. F_{gr} se define como:

$$F_{gr} = \left(\frac{1}{Gr} \right)^{1/2}$$

F_{pv} : Factor de supercompresibilidad. Tiene el mismo concepto y expresión que para la medición volumétrica, pero en este caso no va elevado al cuadrado.

4.9 DESCRIPCION Y PERIODICIDAD DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Se estipula un plan de mantenimiento preventivo para asegurar la confiabilidad de los equipos de medición que contemplará las tareas a desarrollar en campo

y otras a desarrollar en laboratorio. La periodicidad de estas tareas de mantenimiento dependerá del tipo de equipo de medición instalado y no será menor que las estipuladas en las normativas y reglamentaciones vigentes. En laboratorio se contará con elementos patrones con certificación de trazabilidad a patrones internacionales para calibrar los elementos de referencia a utilizar en las calibraciones en campo.

Pruebas

Se contemplan tres tipos de pruebas:

En campo por diferencial de presión, en campo conectando el medidor a un probador portátil, en laboratorio en banco de prueba.

Tipos

Periodicidad

Rotativos: por presión diferencial

Turbinas por inercia

Precintado de las instalaciones (medidor y aquellos elementos que puedan afectar la medición: by pass, reguladoras de presión, válvulas de seguridad, etc.).

Equipamiento

Características generales (concepto de calibraciones en laboratorio y en campo)

Probador de medidores portátil.

Descripción y periodicidad del mantenimiento preventivo

Tipo de Mantenimiento		Periodicidad	
VERIFICACION	A	Medidor	Semestral
	B	Corrector Elect.	Semestral
	C	Computador	Semestral
	D	Estado Cámara	Semestral
	E	Placa Orificio	Anual
	F	Puente	Triannual
CALIBRACION EN CAMPO	A	Medidor	Bianual
	B	Corrector Elect.	Anual
	C	Computador	Anual
CALIBRACION EN LABORATORIO	A	Medidor	Quincenal
	B	Corrector Elect.	---
	C	Computador	Bianual

Descripción breve de las tareas de mantenimiento preventivo

1. Verificación

Medidor

- Verificar funcionamiento suave, sin ruidos/perturbaciones.
- Control del nivel, estado y antigüedad del aceite y cambiarlo o reponer según corresponda.

Unidad Correctora

- Verificar valores instantáneos de presión y temperatura conectando en paralelo patrones de transferencia.
- Verificar concordancia entre el contador del medidor y pulsos recibidos.
- Determinar si el volumen corregido concuerda con el cálculo a partir del volumen desplazado.

Computador de Caudal

- Verificar valores instantáneos de presión, presión diferencial y temperatura conectando en paralelo patrones de transferencia.
- Comparar el caudal indicado por el computador y el obtenido por programa.
- Verificar concordancia entre el contador del medidor y pulsos recibidos.

Cámaras

- Verificar estado accesos a la cámara y válvulas de bloqueo.
- Control de estado de precintos
- Control de actuado de las válvulas de seguridad.
- Control de operación de las válvulas manuales.
- Control de funcionamiento del puente de regulación

Control de estado de la placa ciega

- Control del estado general de conservación (limpieza, pintura y ventilaciones).
- Control del estado de los matafuegos reglamentarios.
- Inspección estado de la fosa de alimentación del servicio.
- Verificar el sistema de iluminación.
- Control de pérdidas de gas.
- Control de la puesta a tierra de los equipos

Placa orificio

- Desmontar la placa orificio para verificar su estado.

Puente de Medición

- Desmontar los tramos de medición para:
- Limpieza interna y externa de los tramos y del enderezador.
- Verificar el diámetro efectivo según norma AGA 3.
- Verificar el estado del enderezador de flujo.
- Verificar la superficie interior del tramo.
- Verificar las dimensiones y estado del portaplacas.
- Verificar estado de la placa orificio.
- Determinar limitación de beta, si correspondiera.

2. Calibración en Campo

Medidor

- Desmontaje del medidor y contraste con el probador de medidores portátil. Corrector Electrónico
- Conectados en paralelo los patrones de transferencia, entregar señales de presión y temperatura.
- Verificar la curva generada por el instrumento.
- Corrección de los desfases (si existieran).

Computador de caudal

- Conectados en paralelo los patrones de transferencia, entregar señales de presión, presión diferencial y temperatura.
- Verificar las curvas generadas por el instrumento.
- Corrección de los desfases (si existieran).

3. Calibración en Laboratorio

Medidor

- Disponer de un medidor verificado, para reemplazar al instalado
- Cambio del medidor
- Coordinar con el Laboratorio la calibración del medidor retirado.
- Recepción y almacenaje del medidor

Correctoras y computadores

- Disponer de equipos calibrados, para reemplazo del instalado.
- Cambiar el corrector/computador/transmisor instalado por uno calibrado.
- Calibrar en laboratorio los elementos retirados.

CAPITULO V

CONCLUSIONES

Del estudio de las mismas puede decirse que:

- El contenido de agua está fijado para prevenir la formación de hidratos que pueda provocar taponamientos en línea de transporte y distribución. También para que en la presencia de gases corrosivos, este efecto se minimice.
- Los contenidos límites de inertes y de CO₂, están referidos a limitar el transporte de volúmenes que no producen energía y a los efectos corrosivos del CO₂ en presencia de agua.
- SH₂ es limitado por su corrosividad y por la formación de SO₃ en la combustión.
- El azufre entero u orgánico tiene que ver principalmente con la formación del SO₃ en la combustión.
- El punto de rocío del hidrocarburo es fijado en forma tal que no se produzcan condensaciones de los mismos durante las operaciones de transporte y distribución, para evitar purgas y disminución de la capacidad de transporte.
- En cuanto al índice de Wobbe y Poder Calorífico, se está fijando el ámbito de un funcionamiento aceptable para los artefactos.
- Además al establecer los contenidos de partículas sólidas, líquidas y otras sustancias extrañas, se está previniendo erosiones, taponamientos, etc.
- La acumulación de Hg causa problemas de corrosión y por su acumulación envenena catalizadores en plantas de olefinas, deben extremarse las medidas de precaución para los trabajadores que puedan estar en contacto con éste, y los deshechos que deban eliminarse.
- Los medidores de gas son aptos para funcionar en las condiciones normales de utilización siguiente:
 - a) Con presión de servicio menor o igual que la presión máxima de trabajo (con o sin caudal)
 - b) Dentro de los límites del alcance del medidor.
 - c) Dentro de los límites de temperaturas extremas admitidas.
 - d) Con el gas normalmente distribuido por la red.
- En el campo industrial parece que da lo mismo “quemar” gas natural, todavía relativamente barato, que utilizarlo eficientemente, y que es aquí donde el país pierde, no debemos olvidar que hablamos de un combustible no renovable.
- Existe infinidad de aplicaciones del gas natural, no solo las descritas en el presente trabajo y siendo un país esencialmente gasífero, no se ha desarrollado el potencial existente en el campo de su explotación.

BIBLIOGRAFIA

- 📖 EL GAS NATURAL COMO ALTERNATIVA ENERGÉTICA – METROGAS S.A.
Ing. Jorge Daniel Busquets
- 📖 INSTITUTO ARGENTINO DE PETROLEO Y DEL GAS
“Calidad de Gases Naturales” – Ing. Fermín Nogueira.
- 📖 Norma Argentina IRAM 2717 – Primera Edición 2000-09-01
“Medidores de Gas de Diafragma”
- 📖 CALIDAD EL GAS NATURAL – ANALISIS COMPARATIVO MERCOSUR
“Comisión de Calidad de Gas del Instituto Argentino de Petróleo y Gas”
- 📖 CAMUZZI GAS PAMPEANA/SUR
“Manual de Calidad del Gas” – Manual de Medición
- 📖 AERICAN GAS ASSOCIATION
“Medición con Orificio de Gas Natural” – Instituto de Petróleo y Gas
- 📖 CAMUZZI GAS PAMPEANA/SUR – SCE-ME-309-0001/0
“Manual de Calidad el Gas”
- 📖 ULTRASONIC GAS METER
Handbook – Instrument
- 📖 AMERICAN GAS ASSOCIATION
“Turbine Meter Task Group” – Informe 7^o - Transmission Measurement Committee
- 📖 <http://www.forogas.dicyt.umss.edu.bo/index.php>