



# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

## **MEDIDORES DE GAS TIPO TURBINA**

### **TESINA**

**Previo a la Obtención del Título de:**

### **TECNÓLOGO PETROLERO**

**Presentada por:**

**Ronny Alejandro Limones Tigrero**

**María Gabriela Tumbaco Muñoz**

**Guillermo Abel Salas Gallegos**

**Guayaquil - Ecuador**

**Año - 2012**

## AGRADECIMIENTO

Agradecemos a Dios Todopoderoso, por cada día que nos da la vida, la sabiduría e inteligencia, para poder realizar nuestras acciones, y habernos permitido llegar con creces hasta esta etapa de nuestras vidas, que han colmado nuestras aspiraciones y que se constituyen en algo muy preciado, no solamente para nosotros; si no también para nuestras familias.

También agradecemos a nuestros padres, que como seres íntimos, han sido nuestros impulsores y a la vez alentadores para seguir propugnando nuestra carrera hasta lograr este muy preciado objetivo.

Finalmente, agradecemos con toda sinceridad a todos los profesores de nuestra carrera universitaria, quienes con su amplia versación de conocimientos prácticos y científicos, nos han sabido encaminar para perseverar en nuestros estudios de nivel superior.

## DEDICATORIA

Ofrendo este trabajo de investigación:

A mis padres quienes me dieron el ser y a mis abuelos que me han brindado su apoyo incondicional, quienes son el motivo que me han impulsado a seguir adelante, con la fortaleza que me han brindado para no desmayar ante los obstáculos y poder salir adelante para lograr mis metas.

*María Gabriela Tumbaco Muñoz.*

Este trabajo está dedicado a mis padres, porque supieron encaminarme por el camino del bien y apoyarme a seguir adelante, impulsándome a ser cada día mejor y culminar una carrera profesional para el bien de toda mi familia.

*Ronny Limones Tigrero.*

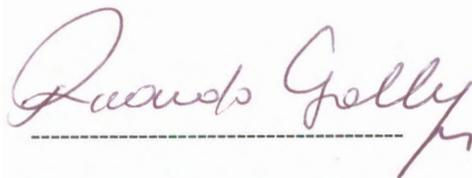
Mi gratitud, principalmente está dirigido a Dios por haberme dado la existencia y permitido llegar al final de esta carrera, a mi abuelita, madre, hermanos, tíos y sobre todo a mis hijas.

*Guillermo Salas Gallegos.*

# TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



**Ing. Eduardo Santos Baquerizo**  
**DECANO FICT**  
**PRESIDENTE**



**Ing. Ricardo Gallegos Orta**  
**TUTOR DE TESINA.**

## DECLARACIÓN EXPRESA

La responsabilidad del contenido de este Informe de Materia de Graduación, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la "ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL"

(Reglamento de graduación de la ESPOL)



-----  
**Ronny Limones Tigrero.**



-----  
**Guillermo Salas Gallegos.**



-----  
**María Gabriela Tumbaco Muñoz**

## RESUMEN

Este trabajo se realizó con el objetivo de conocer de una manera específica todo lo relacionado con los medidores de gas tipo turbina y su gran importancia de medir la tasa de flujo, con el fin de conocer la cantidad de materia que entra y sale en los procesos industriales.

Sin la medición de flujo sería imposible hacer balances de materia, ejercer un control de calidad y mantener en operación en los procesos. Este dispositivo de estilo diferencial se deriva o deduce de la medición volumétrica usando el concepto de velocidad. En el caso del medidor de turbina, la velocidad del gas que fluye está representada por la rotación del propio rotor. La velocidad o la rotación del rotor son directamente proporcionales a la velocidad del flujo de gas.

Tal vez debido a la importancia de la medición del flujo, se requiere un alto nivel de confianza. Se conocerá además las partes principales que la componen, efectos de operación, instalación y el respectivo mantenimiento que se debe realizar para su óptimo funcionamiento.

Aunque la industria de gas natural es grande y compleja, su finalidad es relativamente simple. Las cantidades pequeñas a menudo se venden en envases a presión, pero se mueven por grandes tuberías y los medidores de gas se utilizan para medir la cantidad de gas que se ha movido.

## INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS.....	V
SIMBOLOGÍA.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS .....	VII
ÍNDICE DE TABLAS.....	IX
INTRODUCCION.....	1
<b>CAPÍTULO 1</b>	
1.2 MEDIDORES DE GAS TIPO TURBINA.....	2
1.1 Teoría y práctica sobre los medidores de turbina.....	3
1.2 Principios de operación rotatoria.....	6
1.3 Partes principales de la turbina.....	10
1.4 Principios de funcionamiento.....	11

## CAPÍTULO 2

2. CARACTERÍSTICAS Y TERMINOLOGÍA.....	16
2.1 Rangeabilidad.....	16
2.2 Medidor de capacidad.....	18
2.3 Rendimiento.....	29

## CAPITULO 3

3. MEDICION Y VELOCIDAD DEL ROTOR.....	31
3.1 Instalación.....	34
3.2 Mantenimiento.....	43

## CAPITULO 4

4.1 CONCLUSIONES.....	47
4.2 RECOMENDACIONES.....	49
4.3 BIBLIOGRAFIA.....	51

## ABREVIATURA

Qmax	Caudal máximo
Qmin	Caudal mínimo
Hf	High frequency
Lf	Low frequency
Ec	Energía cinética
m	Metros
rpm	Revoluciones por minuto
ft <sup>3</sup>	Pies cúbicos
m <sup>3</sup>	Metros cúbicos
cm	Centímetros
v <sup>2</sup>	Velocidad al cuadrado
Psi	Pounds per square inch
Scfh	Standard cubic feet per hour
Mscfd	Miles standard cubic feet per hour
Acfm	Actual cubic feet per minute
Scf/d	Standard cubic feet per day
in	Pulgada
AGA	American gas association

## SIMBOLOGIA

%	Porcentaje
±	Más menos
$\Delta p$	Diferencial de presión
$\rho$	Densidad

## INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1 Medidores de gas tipo turbina.	2
Figura 1.1.1 Flujo de gas de un medidor de gas tipo turbina.	3
Figura 1.1.2 Método de funcionamiento de un medidor de turbina.	5
Figura 1.2.1 principio de operación rotatoria del medidor de turbina.	6
Figura 1.2.2 Movimiento de la turbina en relación al flujo.	8
Figura 1.3.1 partes principales del medidor tipo turbina.	10
Figura 1.4.1 sección transversal de un medidor tipo turbina.	11
Figura 1.4.2 Modelos de rotor de la turbina de 30 y 45 grados.	12
Figura 1.4.3 Rotor de la turbina montado sobre un eje.	12
Figura 1.4.4 Tren de engranaje convertidor del movimiento en un índice de lectura.	13
Figura 1.4.5 Tren de engranaje de distribución.	14
Figura 1.4.6 Sensores de alta y baja frecuencia del medidor tipo turbina.	15
Figura 2.2.1 Diagrama ideal de un medidor tipo turbina.	22
Figura 2.2.2 Baja presión de gas natural.	23
Figura 2.2.3 Alta presión de gas natural.	23
Figura 2.2.4 Rotor secundario del medidor tipo turbina.	28
Figura 3.1 Sensores para efecto de facturación.	32
Figura 3.2 Sensor magnético de la rueda de la turbina.	33
Figura 3.3 Punto de apoyo convencional.	34

Figura 3.1.1 Instalación del medidor en una línea de gas.	35
Figura 3.1.2 Instalación para un acoplamiento cerrado del medidor de turbina con aletas enderezadoras.	36
Figura 3.1.3 Instalación para un acoplamiento corto del medidor tipo turbina.	37
Figura 3.1.4 Perturbaciones reales en la línea.	39
Figura 3.1.5 Bajo nivel de perturbaciones en la línea.	39
Figura 3.1.6 Bajo nivel de perturbaciones en la línea.	40
Figura 3.1.7 Alto nivel de perturbaciones en la línea.	40
Figura 3.1.8 Alto nivel de perturbaciones en la línea.	41
Figura 3.1.9 Diseño de una instalación típica de un medidor.	42
Figura 3.2.1 Sistema de lubricación de un medidor tipo turbina.	44
Figura 3.2.2 No acumulación de suciedad en canal de flujo.	45
Figura 3.2.3 limpieza y mantenimiento de las partes del medidor.	46

## INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1.1 Rendimiento del medidor de turbina.	17
Tabla 2.2.1 Datos típicos del rendimiento.	25

# INTRODUCCION

Hoy en día, la preocupación mundial por mejorar la exactitud de la medición del flujo por la importancia que tiene en las transacciones comerciales, control de variables de procesos industriales y control de emisiones al medio ambiente exige un análisis cuidadoso del tema para comprender mejor las tecnologías modernas y seleccionar correctamente los equipos más apropiados.

La industria del gas tiene una amplia variedad de equipos de medición para satisfacer casi todas las aplicaciones que necesitan. La medición no es la excepción. El grueso de medición de gas en los EE.UU. es manejado por cuatro tipos básicos de los medidores: el de diafragma y sus dispositivos giratorios, por lo general cuenta para la medición de volúmenes más bajo. La turbina de rotación, medidores de orificio, y ultrasónicos son utilizados para la medición de gran volumen en la actualidad. En cualquier aplicación específica, hay ventajas y desventajas que se harán en seleccionar un tipo de medidor sobre otro.

Conocer las fortalezas y debilidades de cada tipo de medidor es fundamental para el ingeniero de medición de gas o gerente de medición.

Las turbinas se consideran típicamente como un dispositivo repetible utilizado para la medición precisa sobre grandes presiones y variaciones de caudal. Se encuentran en una amplia gama de aplicaciones de presión elevadas que van desde las condiciones atmosféricas a 1440 psi. Los contadores de turbina también se han establecido como maestro o contadores de referencia utilizados en los sistemas de calibración secundarios, como probadores de transferencia. Un número significativo de ambas salidas mecánicas y eléctricas y configuraciones se han hecho disponibles en los últimos 50 años de producción.

Este documento se centrará en la teoría básica, principios de funcionamiento, las características de rendimiento y los requisitos de instalación de medidores utilizados en aplicaciones de turbinas. Una discusión fundamental de los medidores de turbina es que incluyen también su terminología.

# CAPITULO 1

## 1. Medidores de gas tipo turbina.(1)

Un medidor de gas tipo turbina de flujo axial es un dispositivo de medición de la velocidad en la que el flujo de gas es paralelo al eje del rotor y la velocidad de rotación es proporcional a la velocidad del flujo. El volumen de gas se determina contando las revoluciones del rotor.

Los contadores de turbina se utilizan en todas las fases de las operaciones de gas natural de producción, transmisión y distribución.

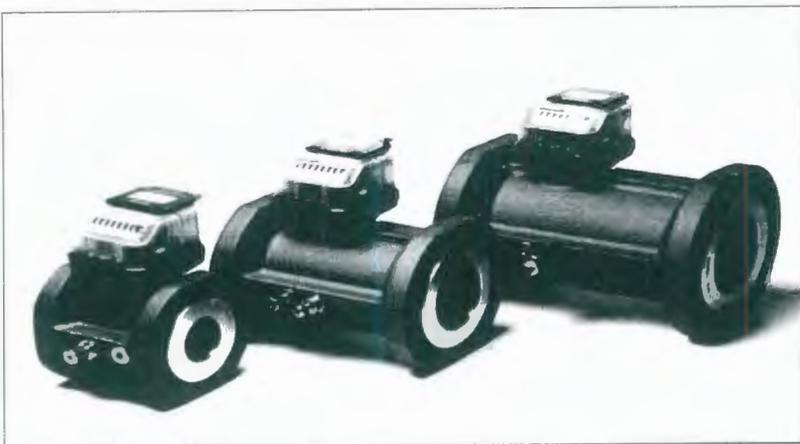


Figura 1.1 Medidores de gas tipo turbina.  
Fuente: Innovative Gas Metering Solutions

### 1.1. Teoría y práctica sobre medidores de turbina. (5)

El contador de gas de turbina mide la cantidad de gas basándose en el principio de flujo. El gas fluye a través de un acondicionador de flujo integrado, que distribuye el flujo proporcionalmente en la ranura anular que guía a la rueda de la turbina. La rueda es impulsada por el flujo de gas, y la velocidad angular de la rotación es proporcional a la velocidad de flujo de gas.

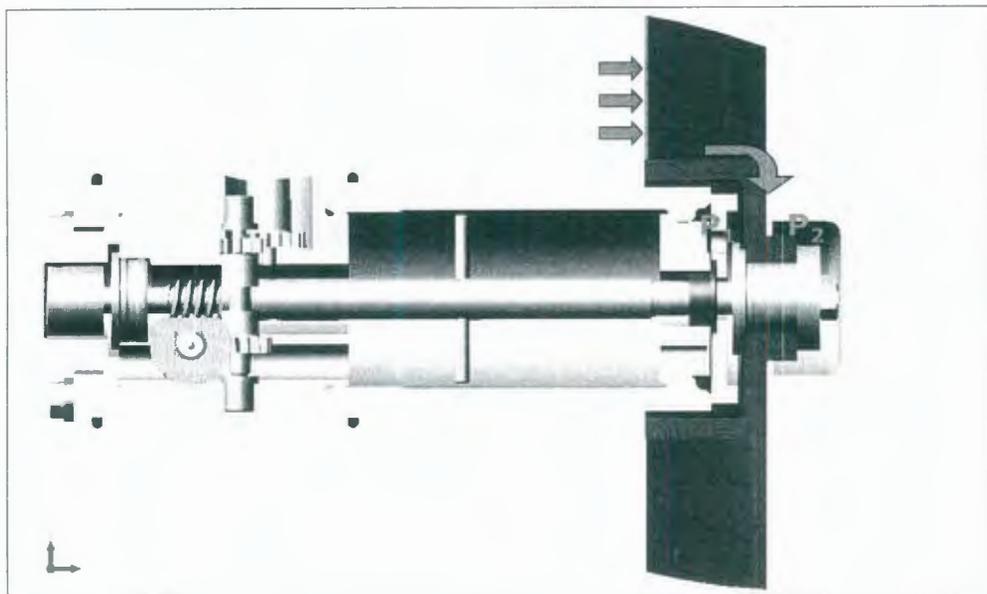


Figura 1.1.1 Flujo de gas de un medidor de gas tipo turbina.  
Fuente: Innovative Gas Metering Solutions.

El consumo de energía que se percibe como pérdida de presión se reduce absolutamente al mínimo posible debido a la aplicación del eje, y a la mayoría de tolerancias exactas de todas las partes de medición y su alineamiento adecuado. El movimiento giratorio de la

rueda de la turbina es transferido mecánicamente por las ruedas de engranaje, la incorporación y acoplamiento nominal estanca al gas y su hermético magnético a la unidad de índice, que está montado en la parte superior del cuerpo y muestra el volumen operativo en el totalizador.

El método de funcionamiento del medidor de turbina se basa en la medición de la velocidad del gas. La velocidad del gas que fluye a través del medidor se incrementa en el enderezador de flujo y el gas golpea la rueda de la turbina en una sección transversal de flujo definido.

La rueda de la turbina está montado axialmente, mientras que las cuchillas de la rueda de la turbina están dispuestos en un cierto ángulo con el flujo de gas. Dentro del intervalo de medición ( $Q_{min}$  -  $Q_{max}$ ), la velocidad de rotación de la rueda de la turbina es casi proporcional a la velocidad media de los gases y, por lo tanto, a la velocidad del flujo. El número de rotaciones es una medida del volumen que ha fluido. El movimiento giratorio de la rueda de la turbina se transmite mediante un acoplamiento magnético en la cabeza del medidor despresurizado. Aguas abajo del acoplamiento, hay un transmisor de impulsos de HF y el engranaje que reduce la velocidad de rotación de la rueda de la turbina para que coincida con el totalizador mecánico. Un transmisor

de impulsos LF (ranura de tipo iniciador) se encuentra en el totalizador. (3)

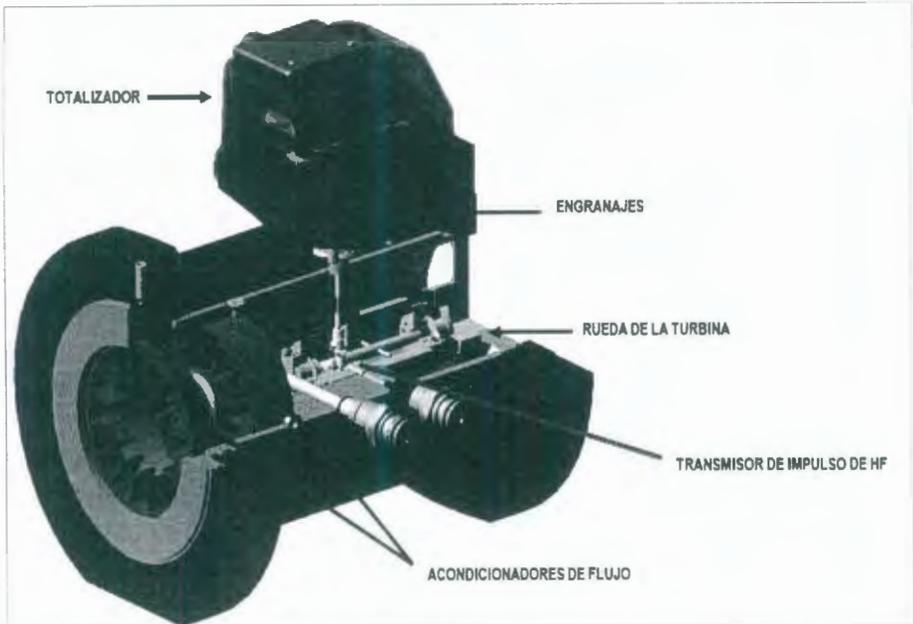


Figura 1.1.2 Método de funcionamiento de un medidor de turbina.  
Fuente: Innovative Gas Metering Solutions.

El volumen de gas se determina contando las revoluciones del rotor. Los contadores de turbina se utilizan en todas las fases de las operaciones de gas natural de producción, transmisión y distribución.

La mayoría de los medidores de gas registran el volumen de gas natural en metros cúbicos, pero aquí aparece otra complicación debido a que un pie cúbico de gas no siempre puede ser igual a otro pie cúbico de gas.

## 1.2. Principios de operación rotatoria. (8)

Cuando la demanda de corriente abajo inicia el flujo de gas, una caída de presión se produce entre la entrada y la salida del medidor. Esto crea una fuerza interna en un par de impulsores en forma de relojes de arena que empiezan a rotar permitiendo que el gas empiece a fluir. A medida que los impulsores giran, el gas fluye alternamente entre dos cámaras de volumen fijo creadas entre los impulsores y la cavidad interna de la carcasa del medidor. Durante los ciclos, estas cámaras miden un volumen fijo de gas y luego lo descargan corriente abajo satisfaciendo las demandas. Estos impulsores giran por medio de engranes sincronizados de alta precisión y hacen cuatro ciclos por cada revolución del eje del impulsor. Durante la operación, no hay contacto del metal con metal entre la carcasa del medidor y los impulsores.

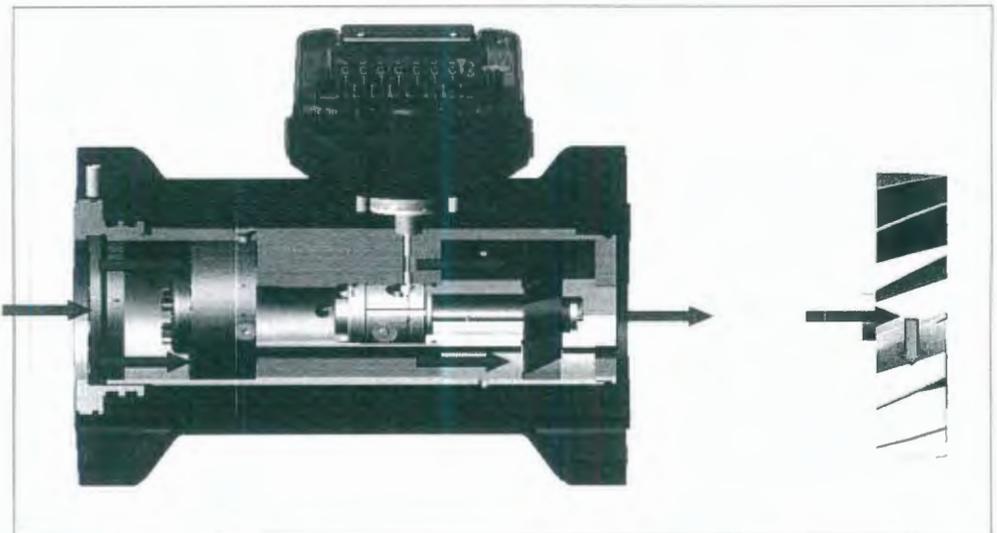


Figura 1.2.1 principio de operación rotatoria del medidor de turbina.  
Fuente: Innovative Gas Metering Solutions.

Cuando el aumento de la velocidad de la corriente de gas es crítico, para un rendimiento de la turbina como la energía cinética también aumenta proporcionalmente. Por definición, la energía cinética es la energía física de la masa en movimiento.

Tomando en cuenta, que la energía cinética es la fuerza impulsora detrás de la operación de un dispositivo de estilo diferencial de la turbina, la misma que puede ser representada fundamentalmente por la siguiente ecuación:

$$E_c = \frac{1}{2} m v^2$$

**De donde:**

$E_c$  = energía cinética (fuerza motriz)

$m$  = Masa (presión)

$v$  = velocidad (velocidad del flujo)

Se puede observar que el aumento de flujo sea (velocidad) o la presión (masa) del gas aumentará también la energía cinética disponible. Así, el canal anular creado por el cono de la ojiva se incrementará, la velocidad del gas que fluye amplía la cantidad de energía cinética. Además, un aumento en la velocidad del gas que fluye, tendrá un efecto más

significativo que un aumento en la presión del gas, como el factor de velocidad se eleva al cuadrado en esta ecuación.

La energía cinética o fuerza impulsora es el concepto que permite al medidor superar los efectos adversos de la fricción. Como con la mayoría de los dispositivos mecánicos, las fuerzas de fricción tienden a retardar el funcionamiento básico del aparato, causando una pérdida de registro.

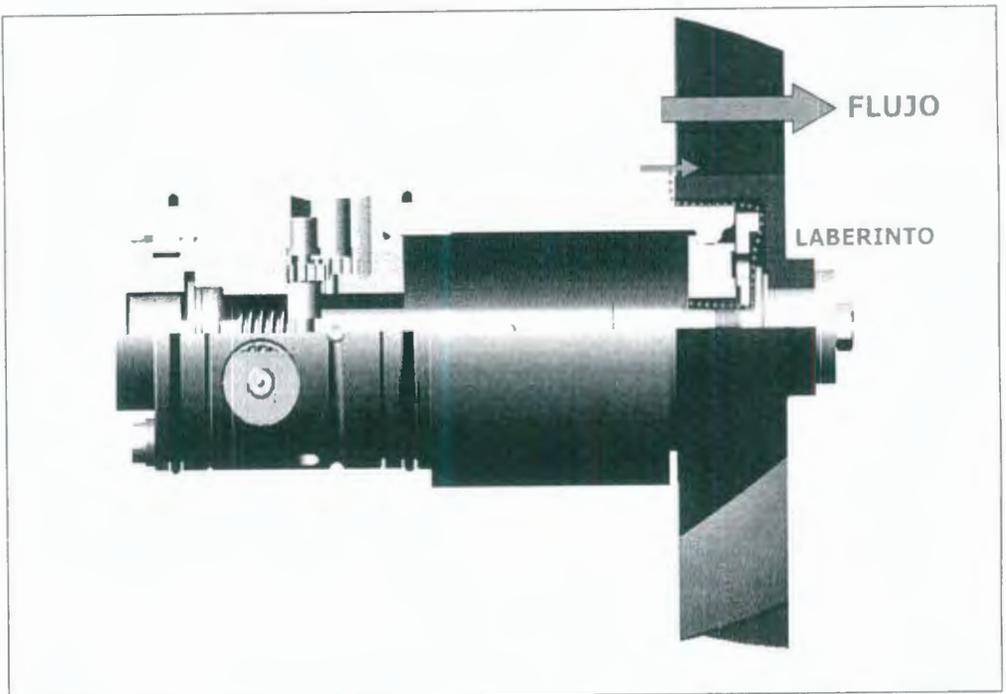


Figura 1.2.2 Movimiento de la turbina en relación al flujo.  
Fuente: Innovative Gas Metering Solutions.

Los errores de medición causados por la fricción son especialmente frecuentes en las tasas de flujo bajo y/o presiones de operación bajas.

Hay dos tipos de fricción: mecánicas y de fluido.

- **Fricción de fluido.-** es una resultante de las moléculas de gas que fluye cuando cruzan por la superficie del rodete del medidor de turbina y pasadizos adyacentes. Además, la fricción del fluido es una función de las características del gas que fluye en el interior del medidor de turbina, lo que lo hace difícil de controlar.

- **Fricción mecánica.-** es creada por la interacción natural de las piezas móviles, índices de tracción mecánica, correctores de volumen, engranajes y acoplamientos que constituyen la mayoría de este principio. La fricción mecánica excesiva puede dar lugar a la pérdida del registro, y posibles daños a los componentes internos.

En los casos graves, es importante tomar precauciones en la eliminación de la fricción a través de tamaño adecuado y la instalación, así como después de los procedimientos recomendados por los fabricantes para el mantenimiento y la lubricación. (2)

### 1.3 Partes principales de la turbina.(2)

Entre las principales partes de las turbinas mencionamos las siguientes:

1. Cuerpo del medidor de turbina.
2. Totalizador del medidor de turbina.
3. Acoplamiento magnético del medidor de turbina.
4. Rotor.

5. Eje del rotor de la turbina.
6. Cojinetes del engranaje del medidor de turbina.
7. Acondicionadores de flujo.

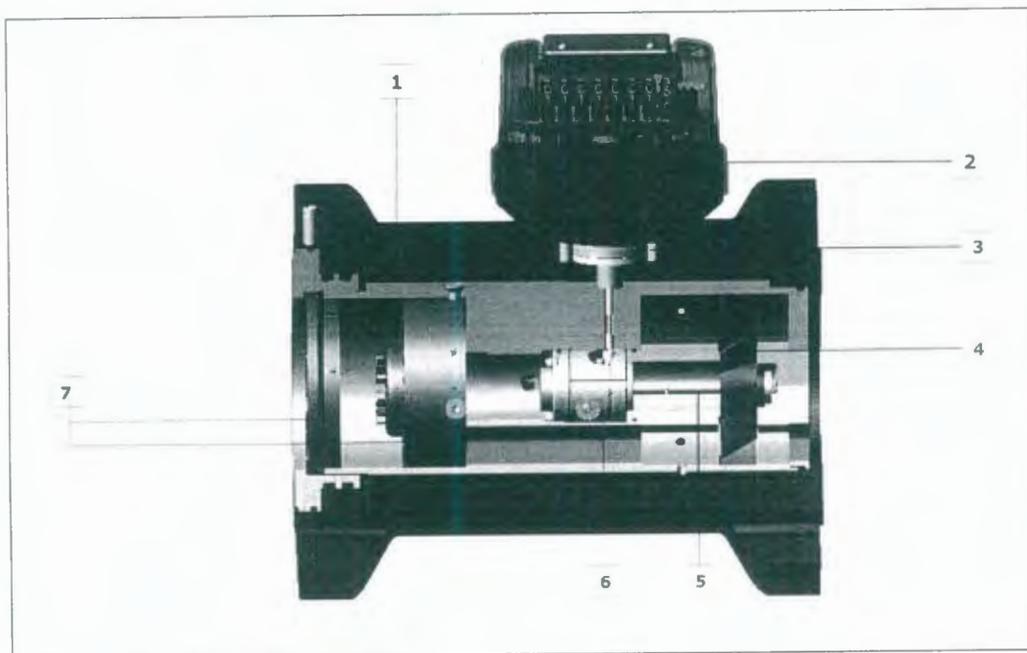


Figura 1.3.1 partes principales del medidor tipo turbina.  
Fuente: Innovative Gas Metering Solutions.

#### 1.4. Principios de funcionamiento. (2)

En la figura 1.4.1 Se muestra la vista en sección transversal de un medidor de turbina. Este modelo ofrece una mejor explicación de los principios básicos de funcionamientos. El gas que fluye se encontrara con las cuchillas angulares del rotor o impulsor inmediatamente después de salir del canal creado por el cono delantero de la turbina.

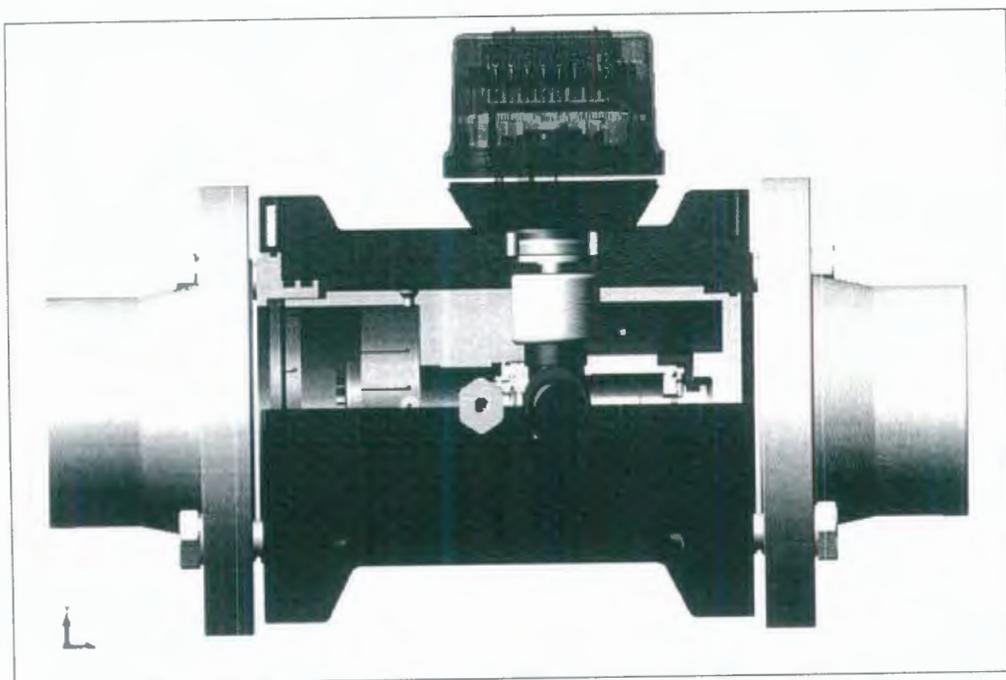


Figura 1.4.1 sección transversal de un medidor tipo turbina  
Fuente: Innovative Gas Metering Solutions.

El rotor de la turbina, tal como se muestra en la fig.1.4.2, generalmente presenta un ángulo de hoja de  $30^\circ$  o  $45^\circ$ , dependiendo del modelo.

Un ángulo de la hoja menor resultará en una calificación de mayor capacidad debido al grado en el que el gas que fluye golpea las palas del rotor. Por ejemplo, a velocidades de flujo idénticas, el rotor de  $30^\circ$  operará a una rpm menor que el de homologado  $45^\circ$ .

Así el modelo de  $30^\circ$  puede ser operado a una velocidad de flujo considerablemente mayor sin sufrir daños físicos o disminución de la vida de servicio. Un rotor de  $30^\circ$  (izquierda) y el rotor de  $45^\circ$  (derecha).

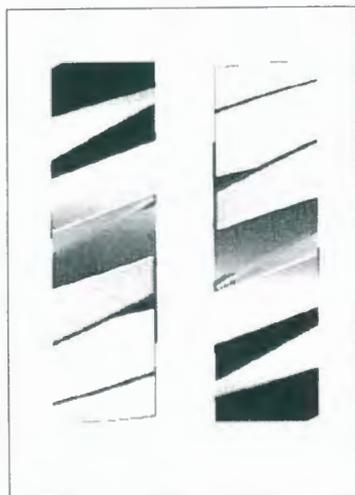


Figura 1.4.2 Modelos de rotor de la turbina de 30 y 45 grados.

Fuente: Innovative Gas Metering Solutions.

El rotor está montado sobre un eje que en general se apoya en dos cojinetes lubricados. Tenga en cuenta que el sistema de lubricación se lo realiza por la parte externa de la turbina. Este eje horizontal, a su vez acciona un eje vertical con un conjunto de engranajes internos. Este eje está también soportado por dos cojinetes, sin embargo, estos rodamientos son generalmente de un diseño cerrado y generalmente no requieren lubricación.

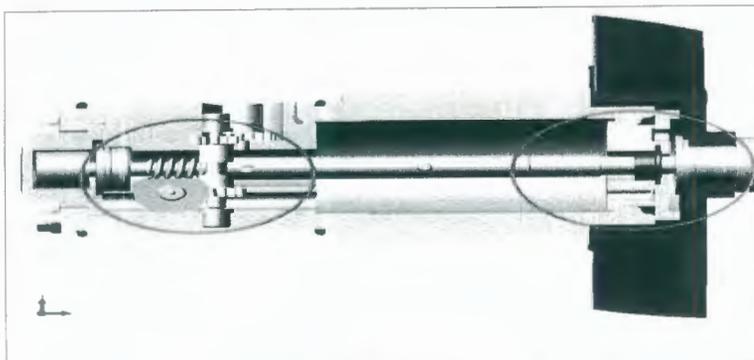


Figura 1.4.3 Rotor de la turbina montado sobre un eje.

Fuente: Innovative Gas Metering Solutions.

El eje vertical está relacionado con el acoplamiento magnético. El acoplamiento magnético es el único que permite que el medidor de turbina pueda superar un problema básico pero difícil; transferir el movimiento mecánico o energía del rotor, girando desde la presión a la zona no presurizada.

El tren de engranajes convierte el movimiento mecánico creado por el giro del rotor en un formato más útil. La salida deseada es mecánica en general, en las unidades estándar incrementados, como 1, 10, 100 o 1000 por revolución (0,1, 1 ó 10 por la equivalente de la revolución métrica), lo que permite comunicarse fácilmente con un índice de lectura de forma manual, un pulsador o dispositivo corrector de volumen, es el enlace entre el tren de engranajes y el dispositivo totalizador que comúnmente se conoce como índice de la placa o la placa de montaje del instrumento.

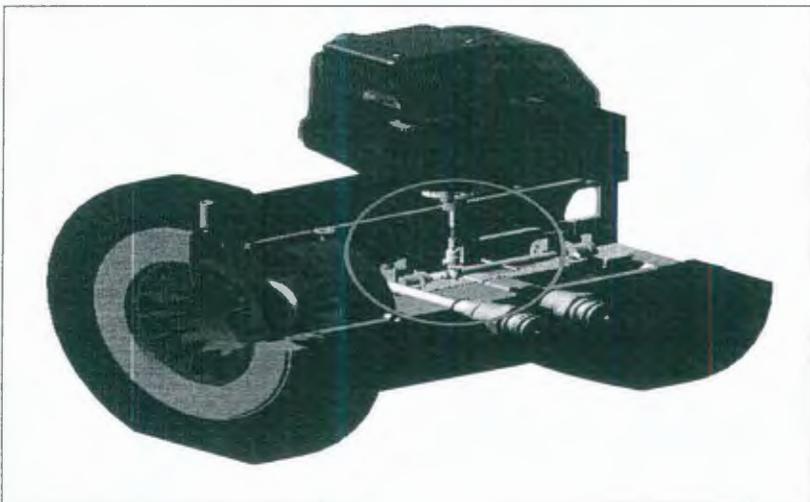


Figura 1.4.4 Tren de engranaje convertidor del movimiento en un índice de lectura.

Fuente: Innovative Gas Metering Solutions.

Una función secundaria del tren de engranajes es proporcionar una base sobre la que los engranajes de distribución o engranajes de cambio puedan ser montados. Estos dos engranajes permiten con exactitud la calibración de la turbina que se desplaza en una forma lineal. Estos engranajes son especialmente importantes durante el procedimiento de calibración inicial y debe ser restablecido después de cualquier actividad que pueda afectar la precisión del medidor.

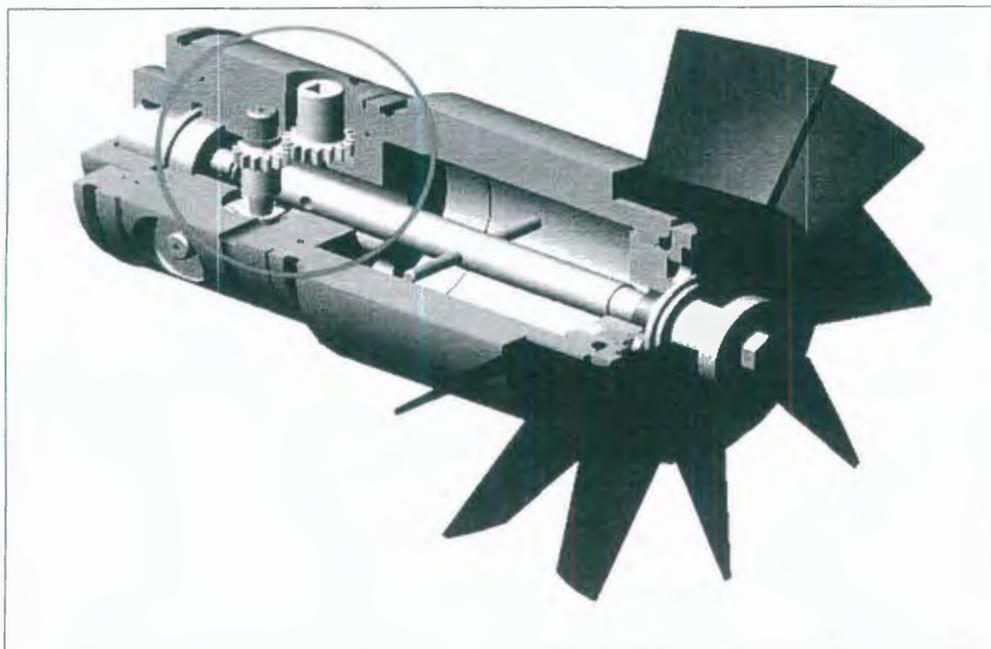


Figura 1.4.5 Tren de engranaje de distribución.

Fuente: Innovative Gas Metering Solutions.

Una gran variedad de baja frecuencia y alta salidas de frecuencia de impulsos eléctricos también se ofrecen en los medidores de turbina que se encuentran en la industria de hoy. Estas salidas se pueden encontrar tanto en las zonas presurizadas y no presurizadas del medidor de turbina.



Figura 1.4.6 Sensores de alta y baja frecuencia del medidor tipo turbina.

Fuente: Innovative Gas Metering Solutions.

# CAPÍTULO 2

## 2. CARACTERÍSTICAS Y TERMINOLOGÍA

### 2.1. Rangeabilidad. (1)

Una característica principal de un medidor de turbina es su capacidad de rango. El rango de capacidad de un medidor de turbina aumenta a medida que aumenta la presión estática. El rango de variación es la capacidad aproximada de la presión estática que puede ser visto por el examen de la energía cinética mínima para obtener una velocidad dada del rotor.

$EC$  = energía cinética

$EC_1$  = energía cinética condición 1

$EC_2$  = energía cinética condición 2

$\rho$  = densidad del gas

$\rho_1$  = densidad del gas bajo la condición 1

$\rho_2$  = densidad del gas en la condición 2

$v_1$  = velocidad del gas a una densidad de 1

$v_2$  = velocidad del gas a una densidad de 2

Si la ecuación se resuelve para  $v_2$  y reordenados, el resultado es:

$$v^2 = v^1 \sqrt{\frac{\rho_1}{\rho_2}}$$

Mediante la observación de las ecuaciones, se puede ver que si la condición 1 es de baja presión y la condición 2 es para una presión más alta, la misma cantidad de energía cinética está disponible bajo la condición 2 a la velocidad del gas más baja, y por lo tanto a una velocidad de flujo de menor volumen. La rangeabilidad de la mayoría de los medidores modernos de turbinas de gas a presión atmosférica es de 10 a 1 o mayor, como se muestra en la tabla 2.1.1.

TAMAÑO DEL MEDIDOR (in.)	CAUDAL MAXIMO VELOCIDAD (scf/d)	VELOCIDAD	CAUDAL MINIMA VELOCIDAD (scf/d)	DIFERENCIA APROXIMADA (in. De agua)
2	4500	10:1	450	2.0
4	18000	15:1	1200	1.2
6	36000	15:1	2300	1.5
8	60000	20:1	3000	1.8
12	15000	20:1	7500	1.7

Tabla 2.1.1 Rendimiento del medidor de turbina.

Fuente: Gas a liquid measurement.

## 2.2 Medidor de capacidad. (1)

La capacidad del medidor de turbina está determinada por factores tales como la velocidad del rotor, la caída de presión, y velocidad del gas. La limitación de un medidor es la capacidad, porque la velocidad del rotor es relativa. Los cojinetes usados en el medidor de turbina tienen una vida dada bajo una carga dada y a una velocidad específica. Como la velocidad del rotor varía, la velocidad de los rodamientos también varía. Aunque un medidor de turbina es capaz de girar en tres o cuatro veces su velocidad máxima sin daño inmediato, su vida puede reducirse considerablemente si esta velocidad se mantiene durante períodos prolongados.

La caída de presión a través del rotor también influye en la capacidad máxima de un medidor de turbina. En algunas aplicaciones, tales como en los sistemas de distribución donde las presiones de línea ejecutan desde 7 a 10 cm de agua superior a la atmosférica, la pérdida de presión causada por el equipo de medición debe ser mínima. En la mayoría de los casos, la pérdida del medidor de presión, indicada por el fabricante, es para el gas con una gravedad específica de 0,6 en aumento de la pérdida de presión con gases más pesados.

Para calcular la pérdida de presión y el caudal máximo para un gas cuyo peso específico es diferente de un 0,6, dos ecuaciones se pueden utilizar:

$$\Delta P_{\max(x)} = \Delta P_{\max(0.6)} \sqrt{\frac{G(x)}{0.6}}$$

$$Q_{\max(x)} = Q_{\max(0.6)} \frac{P_f(x)}{P_f(0.6)} \sqrt{\frac{0.6}{G(x)}}$$

**Donde:**

$\Delta P_{\max(x)}$  = Caída de presión de gas con  $x$  gravedad específica.

$\Delta P_{\max(0.6)}$  = Caída de presión de gas con 0.6 gravedad específica.

$G$  = Gravedad específica del gas.

$x$  = Peso específico real si es diferente de 0.6.

$Q_{\max(x)}$  = Volumen máximo del caudal de gas con  $x$  gravedad específica.

$Q_{\max(0.6)}$  = Volumen máximo del caudal de gas con 0.6 gravedad específica.

$P_f(x)$  = Presión de la línea de gas con  $x$  gravedad específica.

$P_f(0.6)$  = Presión de línea de gas con 0.6 gravedad específica.

Otro elemento que limita la capacidad de un medidor es la carga de empuje variable del eje del rotor y los cojinetes, que se crean por la pérdida de presión a través del medidor. Este componente de empuje se intensifica a medida que el caudal de presión de la línea aumenta la gravedad específica. Sosteniendo la pérdida de presión a un mínimo, por lo tanto, aumenta la vida del medidor.

La velocidad del gas limita la capacidad de un medidor de turbina a causa de las características aerodinámicas de las palas del rotor. La velocidad del gas también deben mantenerse lo suficientemente baja como para evitar que el rotor gire demasiado rápido. Si la velocidad del rotor alcanza o excede la velocidad del sonido, entonces el fracaso se producirá rápidamente. La capacidad mínima de un medidor de turbina está limitada por su exactitud. La presión mínima del medidor de flujo está determinada por la densidad del gas, la fricción del cojinete y las características aerodinámicas del rotor.

Los cojinetes en un medidor de turbina se seleccionan por su capacidad para transportar una carga mientras que el ingreso de una cantidad mínima produce una fricción. Así, mientras que la capacidad mínima de un medidor de turbina se incrementa mediante la reducción de la fricción, su capacidad máxima está limitada por la capacidad de carga reducida.

La precisión de la turbina se muestra como una comparación del volumen medido por el medidor para el volumen real o absoluto que pasa por el medidor durante un período específico de tiempo. Esta precisión se expresa como un porcentaje representado por la fórmula siguiente:

$$\% \text{ De precisión} = \frac{\text{medidor de volumen}}{\text{volumen absoluto}} \times 100$$

Un medidor de referencia, también conocido como un estándar o maestro, determina el volumen absoluto o verdadero. La precisión de un medidor de turbina es de aplicación específico, y generalmente aceptado para ser de  $\pm 1,0\%$  en la industria norteamericana de hoy. Esta precisión puede ser mejorada cuando el medidor está calibrado en las condiciones más definidas, como las presiones elevadas o en tipos específicos de flujo.

Un máximo de las turbinas de la capacidad nominal ( $Q_{max}$ ) se muestra como el caudal máximo de un determinado modelo puede acomodar sin sacrificio a la esperanza de vida del medidor.  $Q_{max}$  representa una determinada velocidad del rotor o rpm que no debe superarse durante periodos prolongados de tiempo. A presiones elevadas, la capacidad máxima de scfh aumenta directamente como lo hace la presión de la Ley de Boyle factor multiplicador. Cuando se expresa en acfh,  $Q_{max}$  no

cambiará a presiones elevadas debido a que el multiplicador de presión no es un factor.

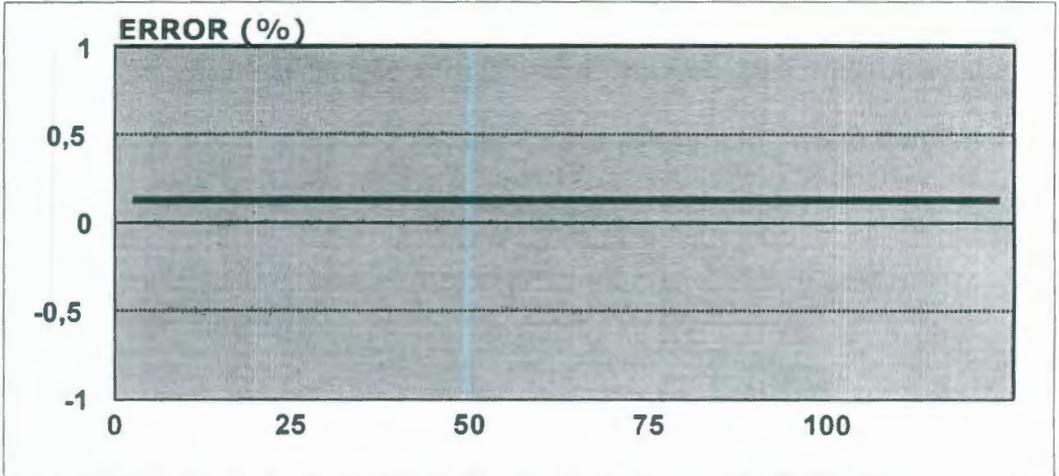


Figura 2.2.1 Diagrama ideal de un medidor tipo turbina.

Fuente: Innovative Gas Metering Solutions.

La capacidad mínima nominal ( $Q_{min}$ ) para una turbina se considera generalmente que es la menor tasa de flujo en el que el contador todavía pueden mantener una precisión de  $+ / - 1,0\%$ . Una disminución en la energía cinética, atribuida a bajas velocidades de flujo, permitirá que las fuerzas de fricción que actúan sobre la turbina causando que se ejecute lento o bajo registro. Sin embargo, esta pérdida de velocidad de flujo está parcialmente compensada por un aumento de la presión de la línea. Por lo tanto, a presiones elevadas la capacidad mínima en scfh aumenta directamente como lo hace la raíz cuadrada de multiplicador de la ley de Boyle de presión. Por esta razón, el término  $Q_{min}$  cuando se expresa en acfh también se vuelve notablemente mejorado a presiones de funcionamiento elevadas.

La rangeabilidad o cobertura de un medidor de turbina simplemente se denota como  $Q_{max} / Q_{min}$  para ese modelo. Este valor representa el rango de operación de los caudales una turbina mantendrá una precisión de rendimiento específico. La rangeabilidad de un medidor de turbina mejora a presión elevada debido al aumento de la densidad del gas y posterior mejora la  $Q_{min}$  clasificada.

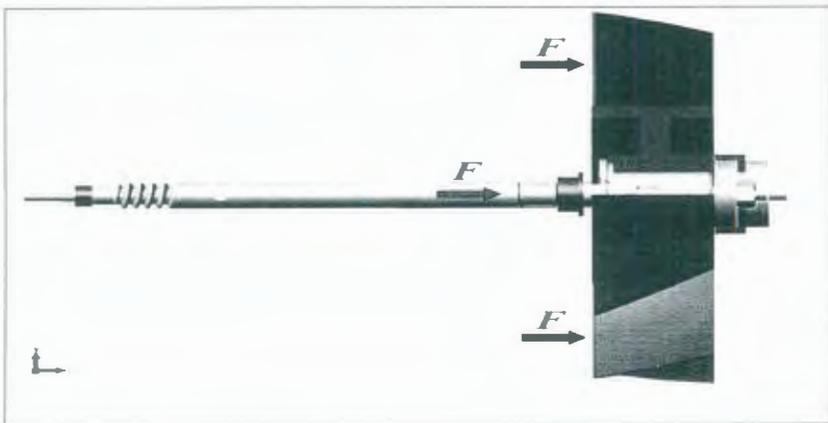


Figura 2.2.2 Baja presión de gas natural.  
Fuente: Innovative Gas Metering Solutions.

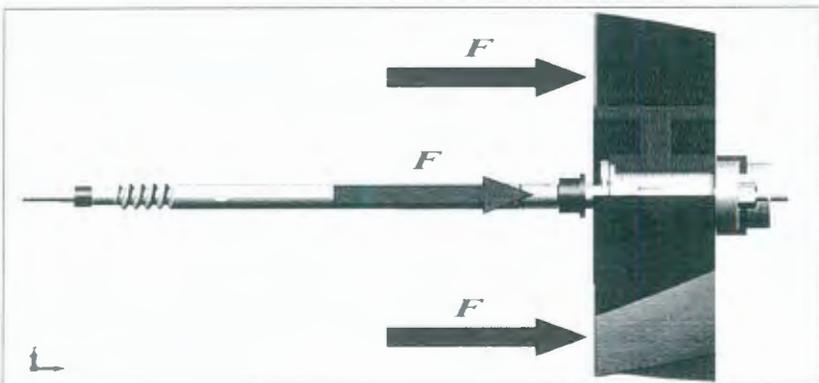


Figura 2.2.3 Alta presión de gas natural.  
Fuente: Innovative Gas Metering Solutions.

Una turbina que habitualmente se indica en las condiciones atmosféricas, por razones de comparación y que puede acercarse a las aplicaciones de un aumento de 200:1 de la presión como se muestra en la repetitividad se refiere a la capacidad de un medidor de duplicar los resultados de medición que en múltiples pruebas se realizan en condiciones similares. Los datos de repetitividad debe representar el único medidor, y los errores o incertidumbres asociadas con el sistema de calibración debe ser ignorada. La condición física de un medidor de turbina juega un papel crítico en la evaluación de repetitividad durante un período prolongado de tiempo.

La pérdida de presión en una tubería causada por un medidor de turbina, también conocida como la caída de presión en el medidor, se puede atribuir a la energía gastada para compensar las fuerzas de fricción y de conducción. Las fuerzas de fricción incluyen fricción del fluido, mientras que la fuerza impulsora es necesario operar la mecánica del medidor. La caída de presión se mide entre un punto aguas arriba del medidor y otro aguas abajo. El fabricante generalmente se especifica la ubicación real de la toma de presión, con el diámetro de la tubería que considera la norma. Los fabricantes de turbinas en general, proporcionar información de pérdida de presión en condiciones de presión, tanto atmosféricas y elevada.

**MARCA II 4" T-18 MEDIDOR DE TURBINA**

U.S. UNIDADES = PIE CUBICOS

Taza de compresibilidad $S=(FpV)^2$	Medidor de presión PSIG	Máx. caudal SCFH	Máx. caudal MSCFD	Min. caudal SCFH	Min. caudal MSCFD	Taza línea mínima ACFH	Máx./Min rango de flujo	Presión aprox. en pulg. W.C.
1.0000	0.25	18,000	430	1,200	29	1,200	15	1.8
1.0008	5	24,000	580	1,400	34	1,040	17	2.4
1.0016	10	30,000	720	1,500	36	930,000	20	3.0
1.0024	15	36,000	860	1,700	41	850,000	21	3.6
1.0032	20	42,000	1,01	1,800	43	780,000	23	4.2
1.0040	23	48,000	1,15	2,000	48	730,000	24	4.8
1.0080	50	79,000	1,9	2,500	60	570,000	32	7.9
1.0121	75	111,000	2,66	3,000	72	480,000	37	11
1.0162	100	142,000	3,41	3,400	82	430,000	42	14

Tabla 2.2.1 Datos típicos del rendimiento.

Fuente: Fundamentals of gas turbine meters.

La repetitividad se refiere a la capacidad de un medidor de duplicar los resultados de medición en múltiples pruebas que se realizan en condiciones similares. Muchos fabricantes de turbinas suministran información de repetición, tanto para los productos mecánicos y electrónicos de ese modelo. Los datos de repetitividad debe representar

el único medidor, y los errores o incertidumbres asociadas con el sistema de calibración debe ser ignorada. La condición física de un medidor de turbina juega un papel crítico en la evaluación de repetitividad durante un período prolongado de tiempo. La clasificación que habitualmente se indica en el Qmax para ese modelo en esas condiciones.

La posibilidad de intercambiar el módulo de la turbina representa el cambio en la precisión del rendimiento que se ve cuando la instalación de un módulo específico o el cartucho en un número infinito de los cuerpos. Este factor es una consideración importante para las actualizaciones sobre el terreno y a la hora de determinar la necesidad de un medidor completo en comparación con sólo cambiar el cartucho de medición. Además, el factor de intercambio debe ser examinado al momento de decidir si el medidor completo o el cartucho sólo necesitan retirarlo del campo para su reparación, el servicio y re calibración. El intercambio de los módulos para contadores de turbina de hoy por lo general oscilan entre  $+ / - 0,1\%$  a  $+ / - 0.5\%$ , dependiendo del modelo, la vendimia y la tecnología.

Aproximadamente 20 años atrás el medidor de doble rotor de turbina se introdujo en la industria. Este modelo cuenta con un rotor de secundario que se usa para proporcionar compensación total o parcial de

imprecisiones de medición atribuida al primer rotor primario. En términos generales, el primer rotor todavía mantiene una salida mecánica utilizada para conducir un índice de lectura directa, corrector de volumen o un dispositivo emisor de impulsos. Este volumen mecánico es similar a la de cualquier rotor de turbina único en que no realiza ninguna corrección de los errores de medición, tales como perfiles de flujo no uniformes o problemas típicos del medidor (desgaste del cojinete, la fricción mecánica, daños en los componentes, la contaminación, etc.).

El rotor secundario es el que está situado inmediatamente aguas abajo del rotor principal. El segundo rotor es accionado por el ángulo de salida del gas a medida que sale del borde de salida del rotor principal. La relación de velocidad entre estos dos rotores permitirá que el segundo rotor pueda proporcionar un ajuste al volumen medido por el primer rotor. Esta compensación se realiza a través de los cálculos hechos por las fórmulas preestablecidas únicas para el modelo utilizado.

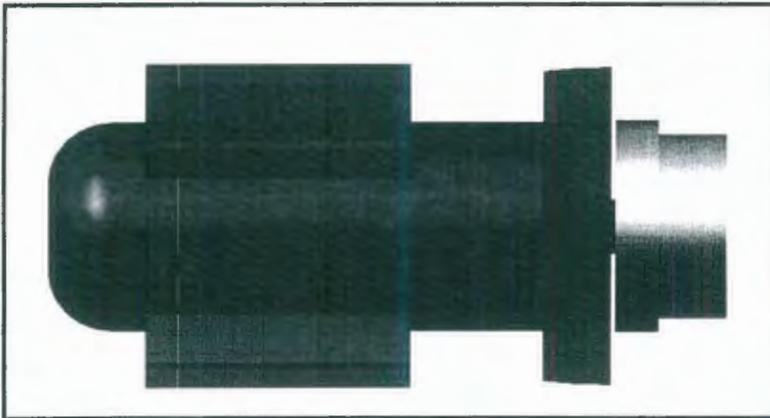


Figura 2.2.4 Rotor secundario del medidor tipo turbina.  
Fuente: Innovative Gas Metering Solutions.

Además de esta característica de auto-corrección, el rotor de turbina doble también proporciona una forma de calibración en línea. Mediante el examen de cualquier cambio en la relación de rpm entre los dos rotores, el técnico puede comparar la salida ajustada a la de la calibración original de fábrica. Esto se ha convertido en una herramienta útil tanto en problemas para el rodaje del medidor, así como la configuración de la tubería circundante.

Las características de salida ajustados y calibración producidos por la turbina son un producto de las señales electrónicas emitidas por ambos rotores. Para aprovechar las ventajas de un rotor de turbina doble se necesita un instrumento especializado o un ordenador pre programado de flujo.

## 2.3. Rendimiento

### 2.3.1. Factores que afectan la medición. (10)

Es necesario conocer las propiedades básicas de los fluidos y de la mecánica de fluidos; las propiedades y características físicas que deben considerarse son:

- **Composición y estado del fluido:** Los cambios en la composición alteran las propiedades físicas. El rendimiento de un medidor se afecta por la entrada de gas, la solidificación del fluido y la presencia de partículas erosivas o corrosivas.
- **Viscosidad:** Los cambios de viscosidad pueden causar cambios de calibración y fugas por el medidor. Los aumentos de viscosidad producen aumento de la caída de presión causando daños en los medidores.
- **Densidad:** Los cambios de densidad alteran el valor de la masa inferida en los medidores volumétricos y en los medidores de velocidad sin compensación por presión y temperatura.
- **Gravedad específica:** Debido a la importancia que tiene la densidad en el flujo de fluidos, es conveniente el uso de la gravedad específica para simplificar los cálculos de medición.

- **Compresibilidad:** En la medición de gas, la compresibilidad es definitivamente un factor significativo y debe considerarse, puesto que el error de medición es alto cuando se miden gases no ideales sin hacer compensación por presión y temperatura. En las mediciones de flujo por presión diferencial, el factor de compresibilidad "Z" debe calcularse en todos los casos ya que el porcentaje de error puede ser muy grande.
- **Temperatura:** Afecta la viscosidad, la densidad, el número de Reynolds y la compresibilidad, lo cual altera el rendimiento de los medidores. La expansión térmica del material del medidor también altera su rendimiento.
- **Presión:** afecta la densidad, la gravedad específica y la compresibilidad del fluido. Su efecto es despreciable en los líquidos (excepto a altas presiones) pero debe tenerse muy en cuenta en la medición de gases y vapores.
- **Número de Reynolds:** La exactitud de la medición se afecta cuando el flujo se compone de varias corrientes que se mueven con velocidades diferentes.
- **Velocidad del fluido:** Ya que no se dan condiciones de flujo laminar frecuentemente, entonces pocas mediciones de flujo se hacen en estas condiciones.

## CAPÍTULO 3

### 3. MEDICIÓN Y VELOCIDAD DEL ROTOR. (1)

El método para medir con precisión la velocidad del rotor es crítico. Hay dos métodos disponibles: mecánicos y electromagnéticos. En el diseño mecánico, el rotor es una parte integral de un tren de engranajes mecánico. La rotación del tren de engranajes está relacionada con la velocidad de flujo volumétrico, que se muestra en un índice cronométrico en la caja del medidor. Como bien el diseño mecánico mide la velocidad del rotor que depende de las transmisiones disponibles en el tren de engranajes de conducción del índice externo.

Así, un medidor incurre en una indicación mecánica, retardando las fuerzas del cojinete, las fuerzas aerodinámicas, y también desde el tren de engranajes. Las pérdidas debidas a las corrientes de Foucault en el acoplamiento magnético, y las cargas impuestas por los registros de los

contadores o los dispositivos de corrección deben ser superadas. Todas estas fuerzas limitan el alcance del medidor de turbina a velocidades de flujo bajas.

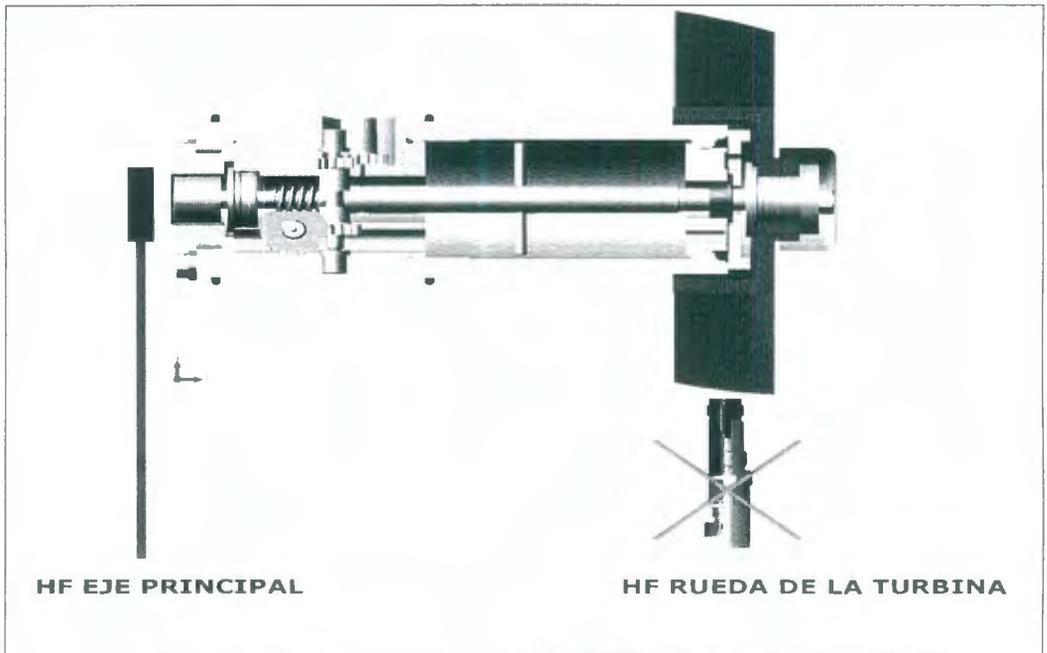


Figura 3.1 Sensores para efecto de facturación.

Fuente: Innovative Gas Metering Solutions.

La medición electromagnética del rotor se logra de dos maneras. En un diseño, el método de inducción, pequeños imanes permanentes se colocan dentro del rotor. Como el rotor gira, el paso de los imanes se cuenta eléctricamente con una bobina de recogida. El otro diseño, el método de resistencia, alberga un imán dentro de una bobina, contienen adecuados materiales magnéticos para estimular los impulsos en la bobina.

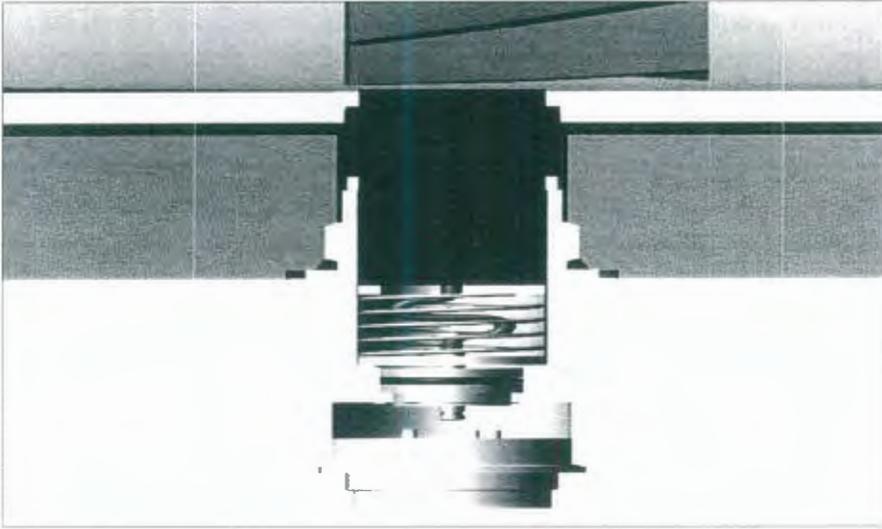


Figura 3.2 Sensor electromagnético de la rueda de la turbina.  
Fuente: Innovative Gas Metering Solutions.

En cualquier tipo de diseño electromagnético, el medidor se encuentra con sólo una pequeña fuerza retardadora adicional. Esta fuerza de retardo pequeño es causada por las líneas magnéticas de fuerza a través del cual gira el rotor. Otra ventaja es que una salida digital de alta frecuencia está disponible para fines de control.

Muchos medidores de turbina están diseñados de modo que el alojamiento interior que contiene el ensamblado de medición puede ser retirado del medidor sin necesidad de retirar la caja del medidor entero de la tubería. En los medidores de mayor tamaño, este diseño ofrece una clara ventaja.

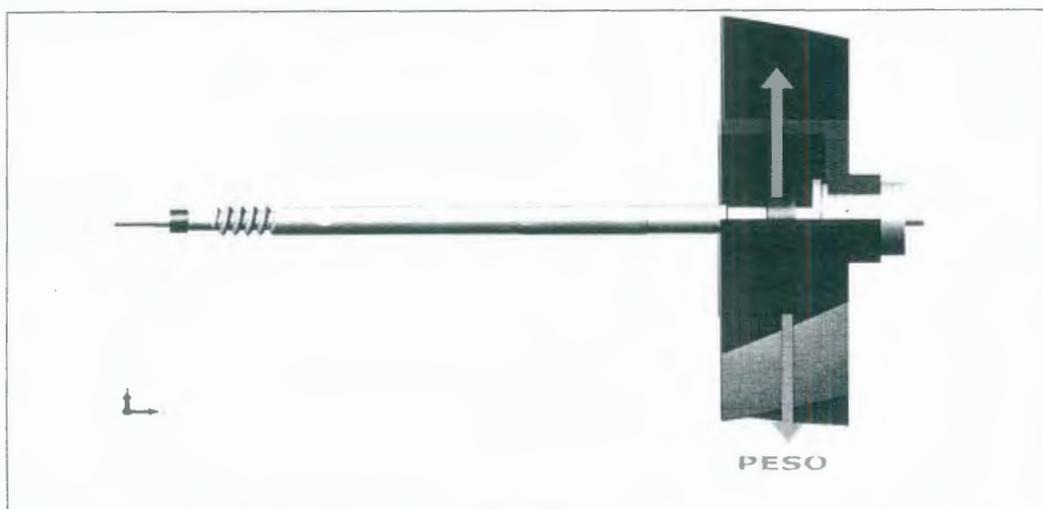


Figura 3.3 Punto de apoyo convencional.  
Fuente: Innovative Gas Metering Solutions.

### 3.1. Instalación. (2)

La configuración de la tubería que lo rodea tendrá un efecto en la mayoría de los dispositivos de medición diferencial. Contadores de turbina, como dispositivos de detección de velocidad, no son una excepción.

La Asociación Americana del Gas ha proporcionado la instalación óptima o recomendada en el Informe N ° 7. Este sistema se compone de diez diámetros de tubería recta inmediatamente aguas arriba del medidor y cinco diámetros de tubería aguas abajo como se muestra en la figura 3.1.1.

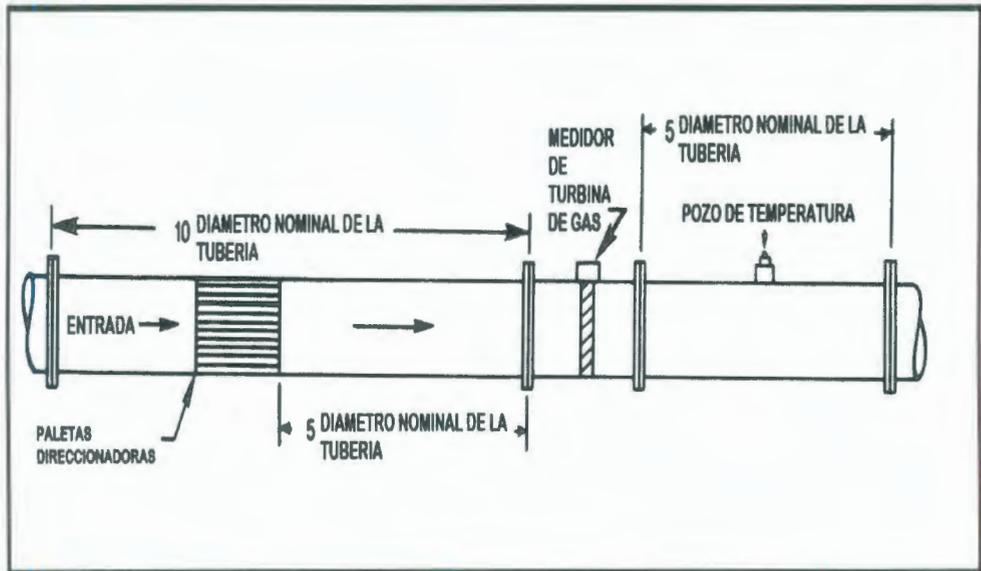


Figura 3.1.1 Instalación del medidor en una línea de gas.

Fuente: Fundamentals of gas turbine meters.

Otros ocho diámetros de los tubos deben ser añadidos a la tubería de aguas arriba si cualquier tipo de dispositivo de estrangulamiento tal como una válvula o regulador está instalado aguas arriba de la turbina. Este informe especifica que todos los tubos especificados debe ser el mismo diámetro que la propia turbina. Las paletas opcionales aguas arriba alisado o haces de tubos se recomienda para cualquier turbina que no cuentan con algún tipo de dispositivo integrado de acondicionamiento de flujo. Un ejemplo común de este dispositivo es un conjunto de ojiva con las paletas o aletas enderezadoras integrales. También incluido en este informe son lugares precisos para la purga grifos, puertos y los puertos de presión de referencia de temperatura.

Una segunda tubería puesta en marcha, conocida como la instalación de corto acoplado, se utiliza a menudo cuando hay limitaciones a la cantidad de espacio disponible. Esta configuración menos deseable también puede llegar a ser atractiva cuando la retro adaptación de un medidor de turbina como un reemplazo para otro tipo de medición. Este sistema consta de un codo o Tee seguida de inmediato por cuatro diámetros de tubería recta y el medidor.

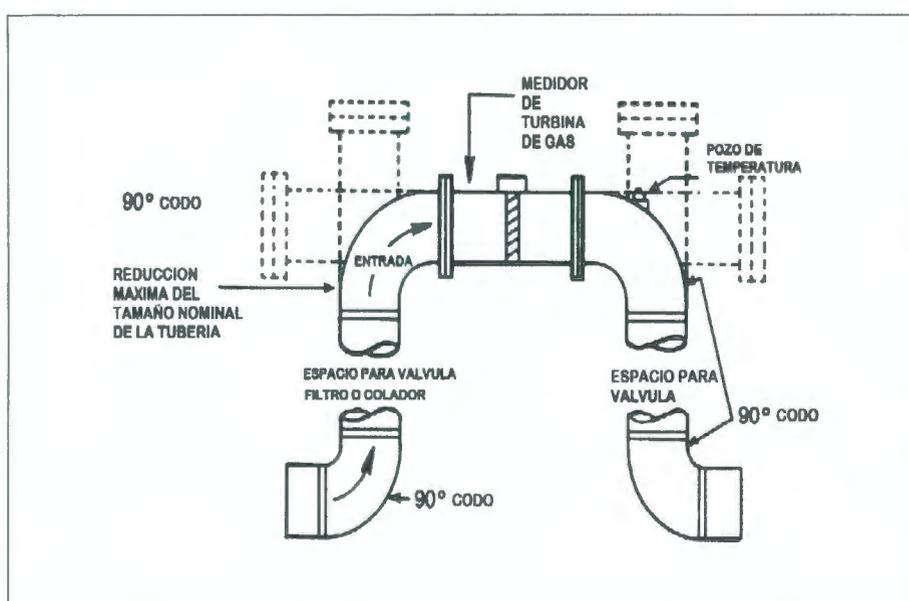


Figura 3.1.2 Instalación para un acoplamiento cerrado del medidor de turbina con aletas enderezadoras.

Fuente: Fundamentals of gas turbine meters.

La salida del medidor de turbina se conecta a otro codo o Tee sin ningún tipo de tramo recto de tubería. Potencialmente el estrangulamiento está instalado aguas arriba del primer codo o Tee y las paletas enderezadoras se utilizan en la parte corta aguas arriba. Las

paletas enderezadoras se insertan en la boca de la pieza de entrada o dos diámetros desde la entrada de la turbina. El giro de 90 grados se encuentra en el primer codo o Tee como un amortiguador de pulsaciones, chorros y otros no uniformes perfiles de flujo. El uso de paletas enderezadoras proporciona acondicionamiento de flujo adicional cuando un remolino negativo o positivo está presente.

Una tercera disposición de la lista AGA es el Informe N ° 7, el acoplamiento cerrado set-up. Esta configuración más simple consiste en un codo o Tee seguida por el medidor y luego otro codo o Tee situado en la salida de la turbina. Una vez más, cualquier dispositivo de estrangulamiento está situado aguas arriba del codo o Tee primero junto con los filtros necesarios o coladores.

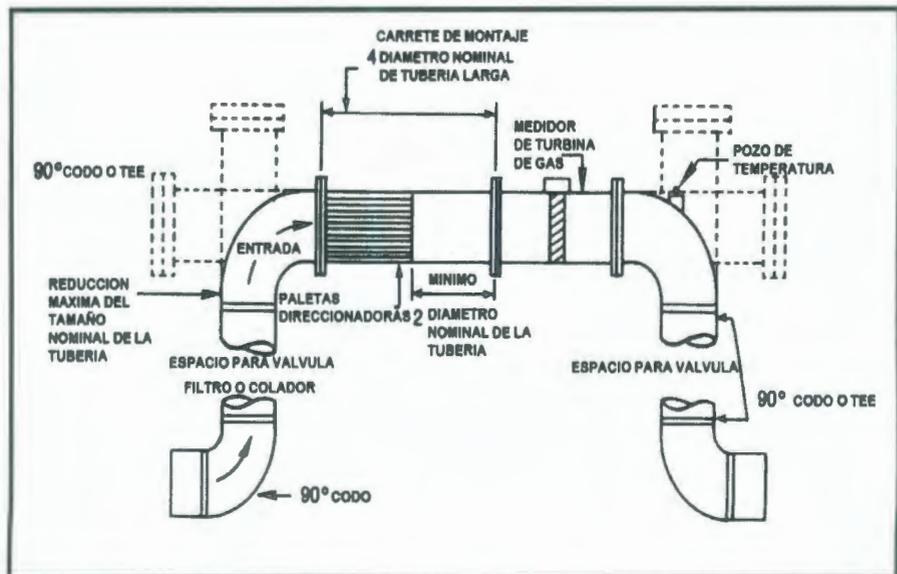


Figura 3.1.3 Instalación para un acoplamiento corto del medidor tipo turbina.

Fuente: Fundamentals of gas turbine meters.

Mientras que esta instalación es menos costosa y compacta, puede tener efectos adversos sobre la exactitud de la turbina y sólo debe ser considerado cuando es la única opción disponible. El medidor de turbina sin paletas incorporadas enderezadoras integrales o acondicionadores no debe utilizarse para esta disposición.

Los fabricantes de la mayoría de las turbinas se basan de la precisión en el rendimiento del medidor en las pruebas realizadas en la tubería recomendada puesta a punto. La Norma Internacional ISO 9951 ha desarrollado una prueba de nivel de perturbación alta para simular tanto estos arreglos de tuberías.

El residuo no deseado en la línea es siempre un motivo de preocupación. La escoria de soldadura, óxido, las babosas y otros contaminantes líquidos suelen causar costosos daños a los dispositivos de medición. El fabricante del medidor de turbina debe ser consultado para cualquiera de las especificaciones relativas a la instalación aguas arriba de los tamices y filtros. Es importante recordar que estos dispositivos deben ser mantenidos adecuadamente, ya que pueden convertirse en una fuente del problema no de la solución si está sucio, dañado o mal instalado.

También se deben tener en cuenta las perturbaciones que provocaría el flujo de gas ya sea esta baja perturbación o alta perturbación. (9)

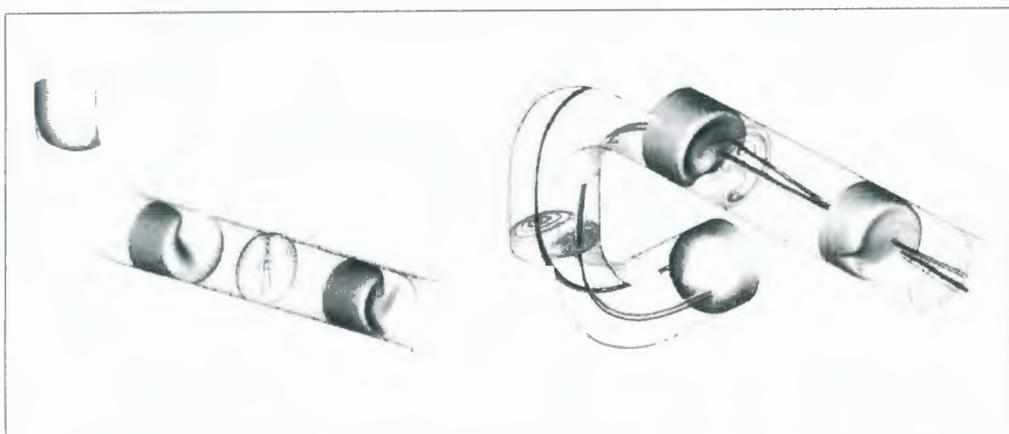


Figura 3.1.4 Perturbaciones reales en la línea.

Fuente: Innovative Gas Metering Solutions.

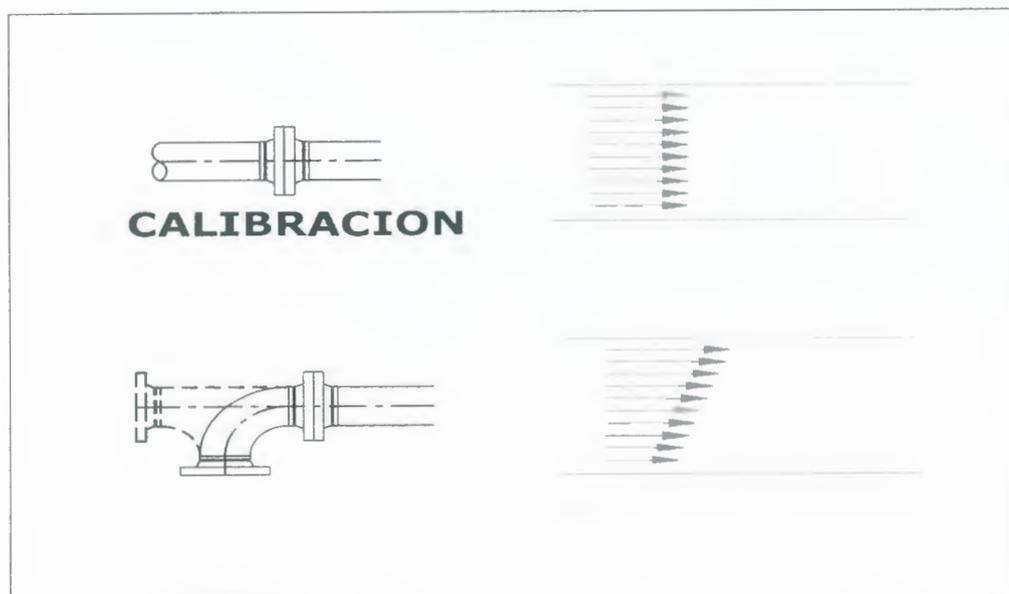


Figura 3.1.5 Bajo nivel de perturbaciones en la línea.

Fuente: Innovative Gas Metering Solutions.

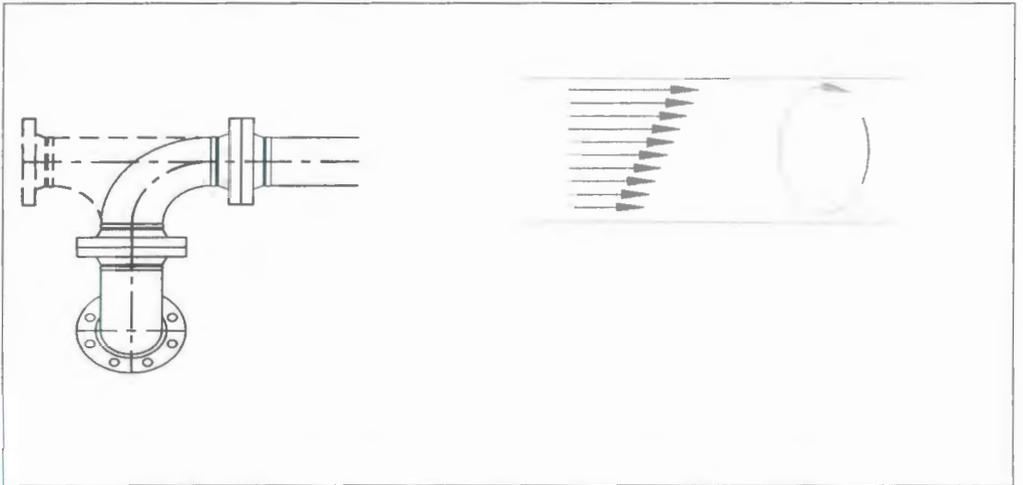


Figura 3.1.6 Bajo nivel de perturbaciones en la línea.

Fuente: Innovative Gas Metering Solutions.

La mayoría de los medidores de turbina disponibles en la actualidad puede ser montada tanto en posición vertical u horizontal sin comprometer el desempeño del medidor o la esperanza de vida. Consideraciones especiales pueden ser necesarias para una lubricación adecuada cuando el montaje de la unidad está en una orientación vertical.

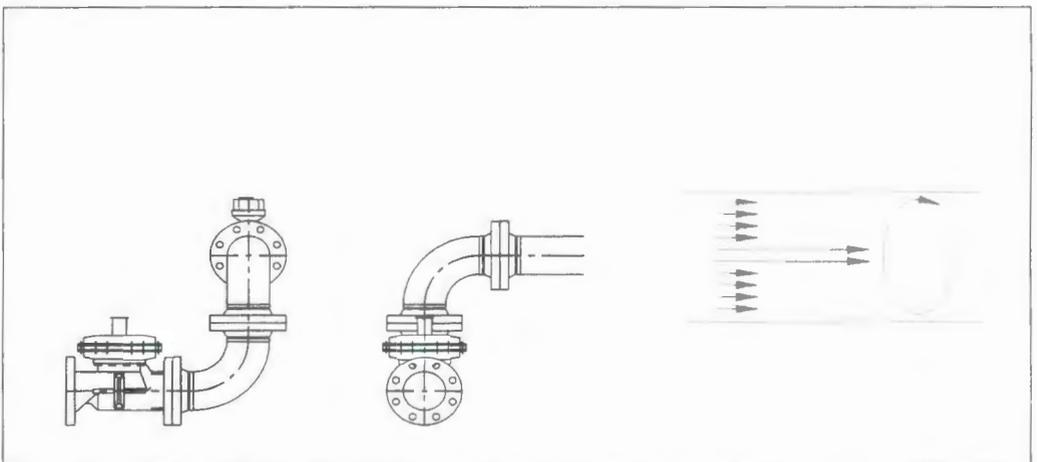


Figura 3.1.7 Alto nivel de perturbaciones en la línea.

Fuente: Innovative Gas Metering Solutions.

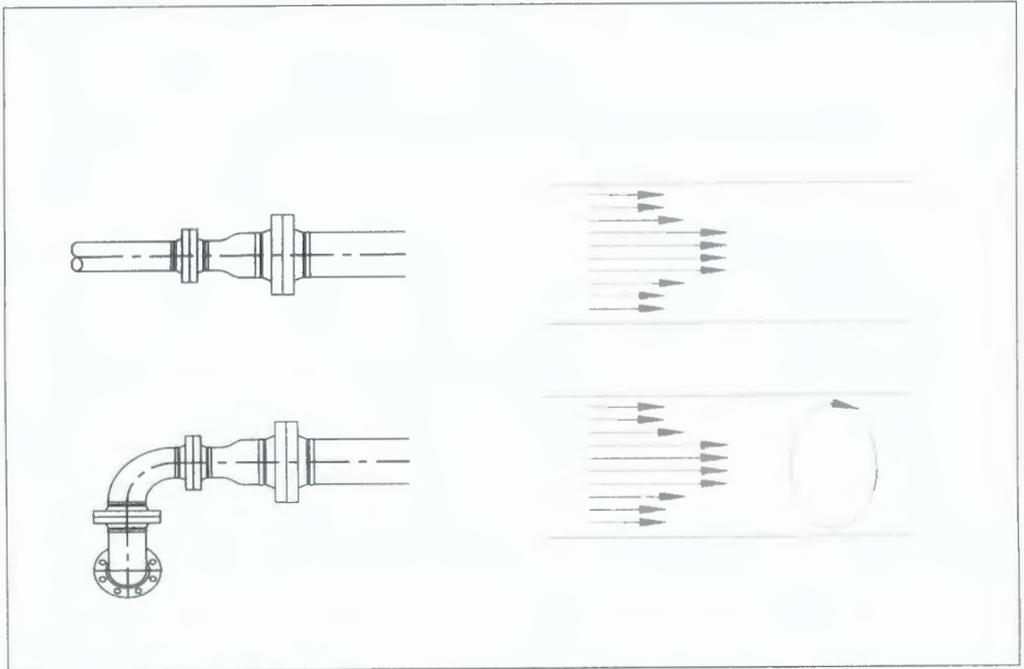


Figura 3.1.8 Alto nivel de perturbaciones en la línea.

Fuente: Innovative Gas Metering Solutions.

Una instalación propensa a operar a velocidades de flujo mayores que los medidores de capacidad nominal puede utilizar un limitador de flujo sónico orificio o tobera Venturi instalado aguas abajo. El propósito de estos dispositivos es proporcionar una restricción en la línea que limita el flujo de volumen total de aproximadamente 120% de la calificación de modelos en la lista.

Los medidores de turbina de hoy son predominantemente unidireccionales y bi-direccionales por el diseño. Una válvula especial se requiere para asegurar que los daños atribuidos a revertir del flujo no se recomiendan a las turbinas no para flujo bidireccional.

Con una instalación adecuada, paletas alisadoras o haces de tubos están diseñados para eliminar los dos remolinos negativos y positivos antes de entrar a la entrada del medidor de turbina. Estas condiciones se arremolinan, son una resultante de las válvulas, accesorios, codos, Tee y la regulación en cuenta aguas arriba de la turbina. La localización y diseño de este dispositivo es crítica, y debe ser determinado como por AGA Informe No. 7 recomendaciones.

1 - Válvula de bloqueo.

2 – Filtro.

3 – Línea aguas arriba (> 10)

4 - Medidor de turbina.

5 – Línea aguas abajo (> 5)

6 - Válvula bypass

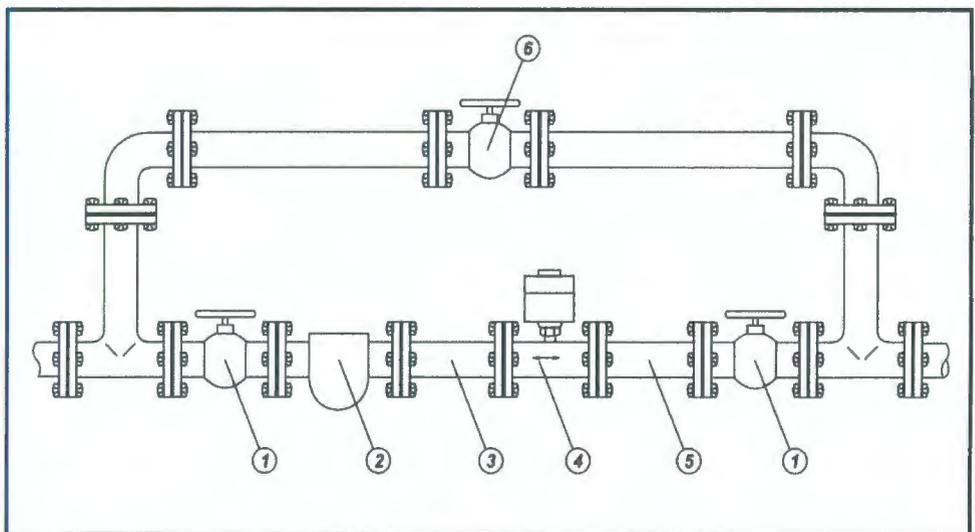


Figura 3.1.9 Diseño de una instalación típica de un medidor.  
Fuente: In control. (6)

### 3.2 Mantenimiento. (2)

Como con la mayoría de los dispositivos mecánicos cojinetes del medidor de turbina requieren lubricación; con la excepción de rodamientos de cerámica o sellos utilizados en aplicaciones especiales.

Los tres métodos más comunes de la lubricación de la turbina son la alimentación por gravedad, presión de la bomba y engrasadores automáticos. La técnica más simple, la alimentación por gravedad, no requiere ningún equipo como el aceite recomendado es alimentado a la válvula de lubricación externa directamente de la botella. La alimentación de presión requiere el uso de una pistola de bomba capaz de contener la presión de línea completa.

Este método a menudo se prefiere, como la pistola empuja el aceite nuevo en los cojinetes giratorios como el aceite usado, contaminado por la fuerza o lavado hacia el exterior.

El tercer método utilizado en un dispositivo de lubricación automático. Este método dispensa un volumen preestablecido de aceite lubricante en una turbina basado en incrementos de tiempo o el volumen medido. Aunque costoso, este método se ha convertido en popular para lugares remotos donde la mano de obra y el tiempo es un lujo.

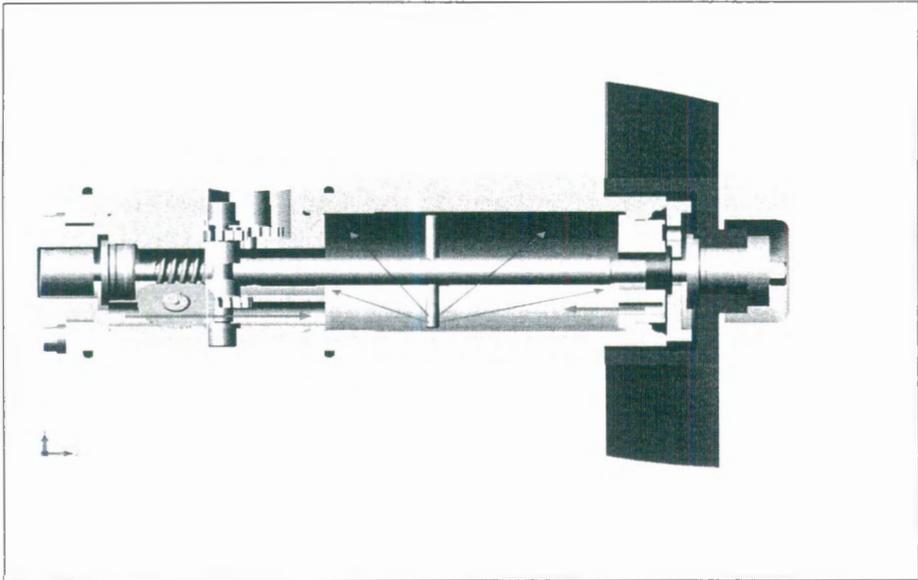


Figura 3.2.1 Sistema de lubricación de un medidor tipo turbina.

Fuente: Innovative Gas Metering Solutions.

Al llevar a cabo una prueba de giro que el técnico puede determinar si los niveles excesivos de fricción mecánica se actúa sobre la turbina. Los altos niveles de fricción puede resultar una unión en la mecánica, el registro o la pérdida de un fallo catastrófico en condiciones severas.

La prueba de giro proporciona una herramienta útil en el establecimiento de dos programas de lubricación, así como las frecuencias de los módulos de remoción.

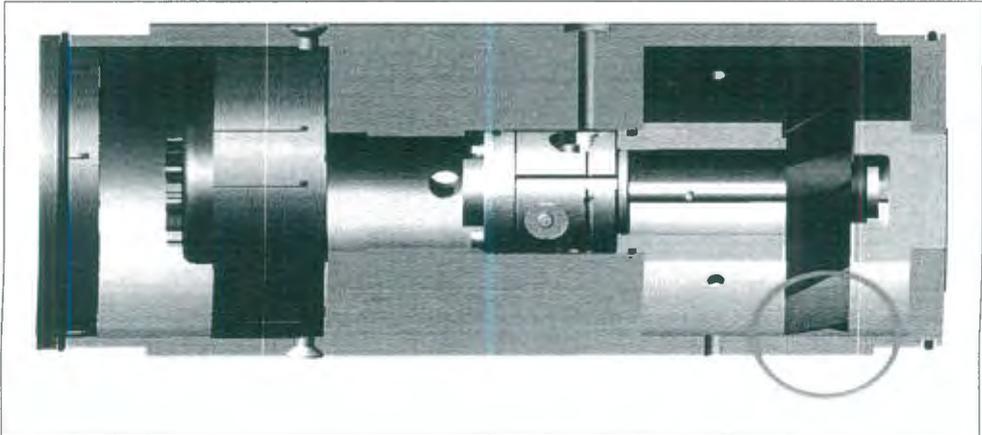


Figura 3.2.2 No acumulación de suciedad en canal de flujo.

Fuente: Innovative Gas Metering Solutions.

Aunque una parte crítica del mantenimiento de rutina de la turbina, es importante no sustituir la prueba de giro para otros procedimientos pertinentes, tales como la inspección visual y verificación de la recalibración. El operador debe tener en cuenta que es posible para una turbina para lograr una prueba de giro aceptable mientras que siendo groseramente fuera de la calibración.

Por ejemplo, la instalación de los engranajes de distribución incorrectas en un medidor puede afectar la exactitud y rendimiento por varios puntos porcentuales, sin embargo, este medidor le puede pasar una prueba de giro. Aunque es raro, es factible que en un rotor falte uno o más hojas también podrían pasar a este procedimiento. La prueba de giro debe ser considerada solamente una parte integral de un programa de mantenimiento del medidor de turbina

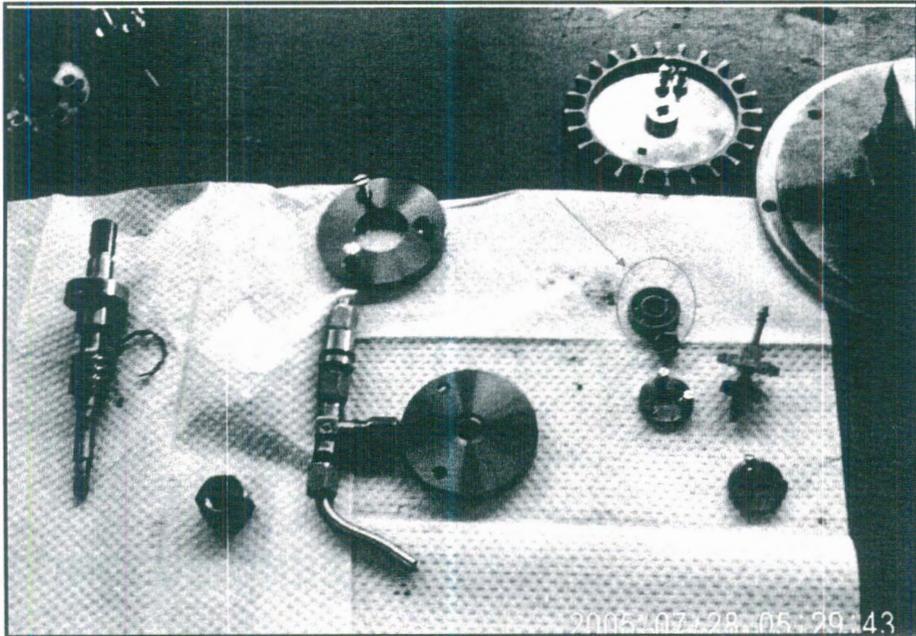


Figura 3.2.3 limpieza y mantenimiento de las partes del medidor.

Fuente: Innovative Gas Metering Solutions.

# CAPÍTULO 4

## 4. CONCLUSIONES

- Los contadores de turbina se introdujeron en el mercado de gas natural de más de 50 años.
- El medidor de turbina de hoy ofrece una forma fiable y repetible de medición de gas.
- Unas amplias variedades de lecturas tanto mecánicas y eléctricas, junto con baja caída de presión y buena rangeabilidad, hacen de esta forma de medición muy popular.

- Como con la mayoría de los dispositivos de medición diferencial, se debe tener cuidado para crear una configuración de tubería indicativa de un perfil de flujo uniforme.
- El tamaño adecuado, los procedimientos de instalación y mantenimiento son críticos para mantener el rendimiento deseado y la longevidad de estos dispositivos.
- Las operaciones de transferencia de custodia de gas natural en el ámbito del comercio internacional se incrementan día a día.
- Existen diversas tecnologías de medición que pueden ser empleadas satisfactoriamente como patrones secundarios en los trabajos de calibraciones de medidores de caudal de gas natural.
- Los medidores que funcionan con gas natural pueden ser calibrados con otro fluido respetando las leyes de semejanza.

# CAPITULO 5

## 5. RECOMENDACIONES

- Todos los componentes que afectan el flujo de gas se debe evitar directamente aguas arriba del medidor de turbina.
- Los contadores de turbina son instrumentos de medición precisos y deben manejarse con cuidado durante el transporte, almacenamiento y operación.
- Cuando se instala el medidor de turbina, por favor observe la dirección del flujo se indica con una flecha en la caja del medidor.
- Los medidores de turbina tienen que ser manejados con cuidado y protegerse contra las caídas, la influencia directa de humedad y corrosión.
- El gas a medir debe estar limpio, seco y libre de impurezas sólidas.

- Se recomienda que la instalación de tuberías aguas arriba debe estar equipado con un filtro.
- Antes de la puesta en marcha de nuevas instalaciones, se recomienda instalar un tamiz de cono temporal.
- Antes de la instalación de la tubería aguas arriba y aguas abajo las bridas deben estar alineadas correctamente.
- Las juntas de brida se van a instalar a fin de no perturbar el flujo de gas.
- La tubería debe ser ejecutada con el fin de evitar tensiones innecesarias que actúan sobre el medidor. Cuando se usa al aire libre, el medidor debe estar protegido contra la influencia directa del tiempo.
- Cuando se inicia el flujo de gas a través de la instalación, las válvulas deben abrirse lentamente para asegurar un aumento gradual de la presión.
- La elección de su material de construcción del medidor de flujo debe ser guiado teniendo en cuenta la resistencia química a la corrosión del material utilizado en relación con el producto que debe medirse.

## BIBLIOGRAFIA

### 1. GAS AND LIQUID MEASUREMENT.

Petroleum Extension Service.

### 2. FUNDAMENTALS OF GAS TURBINE METERS

Class 1170

John A. Gorham

Sensus Metering Systems

805 Liberty Boulevard

DuBois, PA 15801

### 3. RMG MESSTECHNIK GMBH

Operating Instructions for Turbine Meters

### 4. ANALISIS Y UTILIZACION DE REPORTES AGA APLICABLES A LA MEDICION DE GAS NATURAL

KAZUTO KAWAKITA

IPT Instituto de pesquisas tecnológicas

Laboratorio de vazao

[Kawakita@ipt.br](mailto:Kawakita@ipt.br)

5. COMMON S.A.

[www.common.pl](http://www.common.pl)

6. INCONTROL

Intelligent control

7. CALIBRACIÓN DE MEDIDORES DE FLUJO DE GAS NATURAL.

Roberto Arias Romero, División flujo y volumen.

8. AMERICAN METER COMPANY.

9. IMETER INNOVATIVE GAS METERING SOLUTIONS.

10. MEDICIÓN DEL GAS NATURAL. José Aldemar Muñoz Hernández.