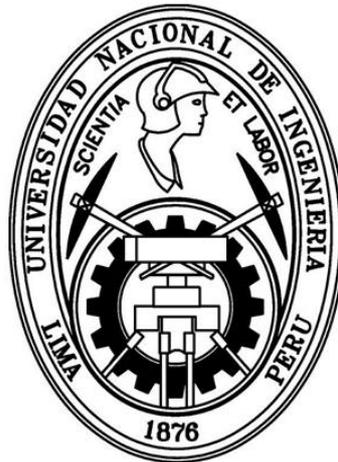


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETRÓLEO, GAS NATURAL Y
PETROQUÍMICA



METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE LA
INCERTIDUMBRE ASOCIADA A LOS MEDIDORES DE
FLUJO DE GAS NATURAL DE TIPOS: ULTRASÓNICO Y
POR PRESIÓN DIFERENCIAL

TESIS

PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO EN
CIENCIAS CON MENCIÓN EN INGENIERÍA DE PETRÓLEO Y
GAS NATURAL

ELABORADO POR
BEATRIZ JUANA ADANIYA HIGA

ASESOR
MSc. IVAN MIRANDA ZUZUNAGA

LIMA – PERU

2013

A MI ESPOSO Y MIS HIJOS, POR SU PACIENCIA Y COMPRENSIÓN,

**A MIS AMIGOS Y PROFESIONALES DEL CENTRO DE DESARROLLO
TECNOLÓGICO DEL GAS DE BUCARAMANGA, CDT – COLOMBIA Y DE
GRAÑA Y MONTERO PETROLERA - GMP, POR SU INVALORABLE
APOYO AL PROPORCIONARME INFORMACIÓN DE CAMPO, CORRIDAS
DE PRUEBA Y CONSEJO**

Y A TODOS MIS MAESTROS,

MI PROFUNDA GRATITUD.

RESUMEN

En el presente trabajo se desarrolla la metodología para la estimación de la incertidumbre asociada a dos tipos de medidores de flujo de gas natural, como son los de placas de orificio y los medidores ultrasónicos, utilizados por las empresas contratistas en los puntos de fiscalización. Como resultado de ello, las empresas petroleras podrán tener una guía para la estimación de las incertidumbres de las mediciones. La evaluación de las variaciones en el tiempo de los valores de incertidumbre podrá indicar la necesidad de mantenimiento correctivo o predictivo en dichos medidores. Para este estudio, se ha trabajado con información proporcionada por el Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas, Bucaramanga, Colombia.

Las actividades de inspección de los sistemas de medición forman la estructura básica para la identificación y cuantificación de las fuentes de incertidumbre. Así, todos los niveles de las empresas tienen responsabilidad sobre el programa de aseguramiento metrológico cuya implementación representa una inversión que minimiza pérdidas y el riesgo de deficiencias en la cantidad entregada de producto así como el impacto económico para ellas o para el Estado; la mejor manera de implementarlo es haciendo uso de lineamientos internacionales como los contenidos en la norma ISO 10012:2003, para el sistema de gestión de las mediciones.

ABSTRACT

The following paper elaborates on the methodology for the evaluation of the uncertainties associated with two types of natural gas flow meters used by contracting companies during inquiries: orifice plates and ultrasonic meters. This paper should aid petrol companies to have a guide to gauge the uncertainties of their measurements. The assessment of time variations in the uncertainty values will indicate the need for corrective or predictive maintenance in the aforementioned meters. This study has used information provided by the Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas, Bucaramanga, Colombia.

Inspection activities of measurement systems form the basic structure for the identification and quantification of the sources of uncertainty. Thus, all corporate levels of any company have a responsibility over the quality assurance of their meters. The implementation of such a controlling program represents an investment which minimizes loss and the risk of deficiency in the quantity of product delivered as well as the economic impact to the company or the Government. The best way to implement the program is to use international standards such as those contained in ISO 10012:2013 for the management of measurements.

ÍNDICE

	Pág.
Dedicatoria	II
Resumen	III
Abstract	IV
Índice	V
Lista de Figuras	X
Lista de Tablas	XIV
Introducción	1

CAPÍTULO I – PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1	Situación problemática	4
1.2.	Formulación del problema	4
1.3	Justificación de la investigación	5
1.4	Objetivos	7
	1.4.1 Objetivos Generales	7
	1.4.2 Objetivos Específicos	7
	1.4.3 Importancia	7
	1.4.4 Limitaciones de la investigación	8
	1.4.5 Alcance	9

CAPÍTULO II – MARCO TEÓRICO

2.1	Antecedentes de la investigación	10
	2.1.1 Conceptos básicos de metrología	13

2.1.1.1	Definiciones	13
2.1.2	Conceptos de medición de fluidos	56
2.1.3	Concepto de caudal	57
2.1.4	Propiedades de los fluidos	60
2.1.4.1	La Ecuación P-V-T	61
2.1.4.2	Densidad y volumen específico	62
2.1.4.3	Coefficiente de expansión térmica	62
2.1.4.4	Compresibilidad	63
2.1.4.5	Viscosidad	64
2.1.4.6	Solubilidad del aire en los líquidos	65
2.1.4.7	Humedad en los gases	66
2.1.5	Régimen de flujo	67
2.1.5.1	Ecuaciones de Continuidad – Ecuación de Bernoulli	67
2.1.5.2	Flujo ideal y Flujo real	68
2.1.5.3	Número de Reynolds	69
2.1.5.4	Flujo laminar y flujo turbulento	70
2.1.5.5	Asimetría del perfil de velocidades	73
2.1.5.6	Rotación y remolino (swirl)	74
2.1.5.7	Flujo en régimen estacionario y no estacionario	76
2.1.5.8	Flujo compresible e incompresible	77
2.1.5.9	Flujo rotacional e irrotacional	78
2.1.5.10	Flujo junto a las paredes y sus proximidades	78

2.1.5.11 Flujo interno y externo	79
2.1.5.12 Flujo crítico	80
2.1.5.13 Fuentes de perturbación del flujo	80
2.1.5.14 Cavitación	80
2.1.5.15 Pulsaciones y caudal no constante	81
2.1.5.16 Pérdida de carga en tuberías	82
2.1.5.17 Válvulas	83
2.1.5.18 Conexiones	83
2.1.5.19 Golpe de ariete	83
2.1.6 Tipos básicos de medición de caudal	84
2.1.6.1 Medición de la velocidad puntual	84
2.1.6.2 Medición de la velocidad media en tuberías	85
2.1.6.3 Medición del caudal volumétrico	85
2.1.6.4 Medición de volumen total	86
2.1.6.5 Medición de caudal másico	86
2.1.6.6 Medición de la masa total	87
2.1.7 Curvas de calibración	87
2.1.7.1 Medidores de caudal lineales y no lineales	87
2.1.7.2 Uso de la curva de desempeño del medidor	88
2.1.7.3 Coeficiente de descarga	89
2.1.7.4 Error de indicación del medidor	90
2.1.7.5 Factor del medidor	90
2.1.7.6 Factor K	91
2.1.8 Propiedades de los instrumentos de medición	91

2.1.8.1	Resolución	91
2.1.8.2	Repetibilidad y Reproducibilidad	92
2.1.8.3	Exactitud e incertidumbre	93
2.1.8.4	Instalación	95
2.1.8.5	Factores Económicos	96
2.1.8.6	Optimización técnico–económica	97
2.2	Descripción de medidores de flujo de gas natural	99
2.2.1	Perfil de Velocidad	100
2.2.2	Intervalos de operación	102
2.2.3	Categorías de los medidores de flujo	103
2.2.4	Criterios de selección	103
2.2.5	Medidores de caudal por presión diferencial para gas natural: placas de orificio	105
2.2.6	Medidores ultrasónicos	107
2.2.7	Patrones de calibración de medidores de flujo de gas	112
2.2.7.1	Patrones de calibración para medidores de volumen y caudal de gas	114
2.2.7.2	Intervalos de calibración	122
2.2.7.3	Determinación de intervalos de calibración de instrumentos de medición - Métodos	124
2.2.8	Identificación de factores de incertidumbre en la medición de gas natural	134
2.3	Marco Conceptual	138

2.3.1	Desarrollo de la metodología para la estimación de la incertidumbre	138
2.3.2	Hipótesis y variables	140
2.3.2.1	Hipótesis general	140
2.3.2.2	Identificación de variables	140
2.3.2.3	Medición de variables	141
2.3.2.4	Matriz de consistencia	142
CAPÍTULO III – RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN		143
3.1	Mediciones realizadas en un medidor de caudal por presión diferencial – Placa de Orificio	143
3.1.1	Características del sistema de medición	143
3.2	Mediciones realizadas en un medidor ultrasónico	160
3.2.1	Características del sistema de medición	160
CAPÍTULO IV – CONCLUSIONES		179
CAPÍTULO V – RECOMENDACIONES		181
CAPÍTULO VI – REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		186

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Fig. 2.1 Etapas dentro del Sistema de Gestión de las Mediciones	20
Fig. 2.2 Expresión del resultado de la medición	22
Fig. 2.3 Fuerza de corte de un fluido	64
Fig. 2.4 Flujo laminar	70
Fig. 2.5 Perfil de velocidades de un flujo laminar	71
Fig. 2.6 Flujo turbulento	72
Fig. 2.7 Perfil de velocidades de un flujo turbulento	72
Fig. 2.8 Perfiles de velocidad a 5 y a 20 D aguas abajo de una curva en una tubería	74
Fig. 2.9 Flujos helicoidales creados por dos curvas adyacentes en planos a 90°	75
Fig. 2.10 Curva característica de un medidor de caudal	88
Fig. 2.11 Curva de desempeño de un medidor de caudal	89
Fig. 2.12 Tipos de medidores de flujo	104
Fig. 2.13 Tomas de presión en medidores de caudal por presión Diferencial	107
Fig. 2.14 Medidor ultrasónico por efecto Doppler	108
Fig. 2.15. Medidor ultrasónico por tiempo de tránsito	109
Fig. 2.16. Modelos de medidor ultrasónico	112
Fig. 2.17 Trazabilidad para medidores que operan en forma dinámica	113
Fig. 2.18 Patrón Primario de tipo Pistón	115

Fig. 2.19 Sistema de control de calibración	116
Fig. 2.20 Patrón Primario de tipo Desplazamiento de Líquido	117
Fig. 2.21 Patrón Primario de tipo PVTt	117
Fig. 2.22 Patrón Primario de tipo Gravimétrico Dinámico	118
Fig. 2.23 Patrón Primario de tipo Gravimétrico Estático	119
Fig. 2.24 Comportamiento de flujo en las boquillas sónicas	120
Fig. 2.25 Banco de Boquillas – CDT de Gas	120
Fig. 2.26 Patrón tipo Cámara Húmeda	121
Fig. 2.27 Patrón tipo turbina	122
Fig. 2.28 Método de ajuste automático	126
Fig. 2.29 Uso de gráficos de control	127
Fig. 2.30 Tiempo de Uso Efectivo del Instrumento	128
Fig. 2.31 Revisión en Servicio o Prueba de Caja Negra	129
Fig. 2.32 Tiempo calendario con abordaje estadístico	130
Fig. 2.33 Factores que afectan las mediciones	135
Fig. 2.34 Factores de incertidumbre en la medición de Gas Natural	136
Fig. 3.1. Componentes básicos de un sistema de medición por placa de orificio	144
Fig. 3.2 Gráfico de Incertidumbre versus Temperatura	147
Fig. 3.3 Pantalla del software Q Plus Z – Mediciones en Placas de Orificio Determinación del Factor de Compresibilidad	148
Fig. 3.4 Pantalla del software Q Plus Z – Mediciones en Placas de Orificio Tasa de Flujo Volumétrico y Tasa de Flujo Másico	149

Fig. 3.5 Parámetros que afectan el valor del Coeficiente de Descarga	151
Fig. 3.6 Diagrama del porcentaje de incertidumbre versus razón de diámetros	152
Fig. 3.7 Análisis de la contribución de cada componente en la incertidumbre asociada a la energía	158
Fig. 3.8 Análisis de la contribución de cada componente en la incertidumbre asociada a la energía	159
Fig. 3.9 Parámetros que afectan el valor del Volumen a condiciones de fluido	165
Fig. 3.10 Parámetros que afectan el valor de la Presión del fluido	167
Fig. 3.11 Parámetros que afectan el valor del Factor de Compresibilidad	168
Fig. 3.12 Parámetros que afectan el valor de la Temperatura	169
Fig. 3.13 Parámetros que afectan el valor del Poder Calorífico	170
Fig. 3.14 Análisis de la contribución de cada componente en la incertidumbre asociada a la energía	173
Fig. 3.15 Análisis de la contribución de cada componente en la incertidumbre asociada al volumen de gas	174
Fig. 3.16 Análisis de la contribución de cada componente en la incertidumbre asociada al poder calorífico	175
Fig. 3.17 Análisis de la contribución de cada componente en la incertidumbre asociada a la presión estática	175

Fig. 3.18 Gráfico de la relación entre la energía del gas y su incertidumbre relativa	176
Fig. 3.19 Evolución del precio del gas natural	177

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1. Valores de t de Student según el número de grados de Libertad	55
Tabla 2.2 Viscosidad dinámica para diferentes fluidos	65
Tabla 2.3 Factores que intervienen al invertir en un medidor de caudal	99
Tabla 2.4 Cuadro comparativo de los métodos para la determinación de intervalos de recalibración	131
Tabla 2.5 Tabla para la toma de decisiones, Método de Shoemaker	132
Tabla 2.6 Intervalos para aumento o disminución de periodos de recalibración	133
Tabla 2.7 Tabla de frecuencias de calibración y verificación de sistemas de medición: placa de orificio y medidores ultrasónicos	134
Tabla 3.1. Medición de Caudal de gas en un medidor de Presión Diferencial	144
Tabla 3.1.A Elemento primario (Placa de orificio)	145
Tabla 3.1.B Elemento secundario (medidor de Presión estática)	146
Tabla 3.1.C Resultados de medición	146
Tabla 3.1.D Temperatura del fluido (elemento secundario)	146
Tabla 3.1.E Incertidumbres para mediciones de Temperatura	147
Tabla 3.1.F Elemento secundario (Diferencial de Presión)	147

Tabla 3.1.G Errores de medición del instrumento	148
TABLA 3.2 Resumen de incertidumbres para un medidor de flujo por presión diferencial	154
TABLA 3.3 Errores típicos para estimación de incertidumbre de un sistema de medición por presión diferencial	155
Tabla 3.4 Resultados de estimación de Incertidumbre	157
Tabla 3.5 Medición de Caudal de gas en un medidor ultrasónico	161
Tabla 3.5.A Elemento primario (Medidor Ultrasónico)	161
Tabla 3.5.B Elemento secundario (medidor de Presión Estática)	162
Tabla 3.5.C Ajuste del medidor de Presión Estática	162
Tabla 3.5.D Temperatura del fluido	163
Tabla 3.5.E Incertidumbre de medición de Temperatura	163
Tabla 3.5.F Composición del gas	164
Tabla 3.6 Parámetros considerados para la estimación de Incertidumbre	171
Tabla 3.7 Resultados de estimación de Incertidumbre	172
Tabla 3.8 Variación del poder calorífico con respecto a la Incertidumbre relativa	176
Tabla 3.9 Impacto económico de la variación en la medición de la Energía	178

METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE LA INCERTIDUMBRE ASOCIADA A LOS MEDIDORES DE FLUJO DE GAS NATURAL DE TIPOS ULTRASÓNICO Y POR PRESIÓN DIFERENCIAL

INTRODUCCIÓN

La medición de hidrocarburos se realiza utilizando técnicas antiguas y modernas las mismas que incluyen el uso de tecnologías de punta en las operaciones de supervisión y fiscalización de hidrocarburos de acuerdo las normas técnicas internacionales como, las normas API, ASTM y AGA, vigentes en la industria de los hidrocarburos. Estas técnicas son aplicadas en los equipos e instalaciones ubicadas en las plantas, patios de tanques y/o puntos de fiscalización y de transferencia de custodia.

Durante los procesos de auditoría en medición de volúmenes de hidrocarburos se evalúa el nivel de cumplimiento de las normas técnicas aplicables a las mediciones manuales y automáticas así como la verificación del estado de calibración de los instrumentos y equipos de medición. Específicamente se considera, de acuerdo a la hipótesis establecida, que todos los instrumentos medidores de flujo poseen una incertidumbre asociada cuya estimación permite demostrar la dependencia de la composición del fluido, de la temperatura, de la presión, de la masa específica, la viscosidad, compresibilidad, entre otros; así como, de la existencia de una fuerte dependencia del régimen de flujo y del tipo de instalación por lo que se considera necesario realizar la estimación de las incertidumbres asociadas a cada medición.

Por tanto, la presente tesis tiene el propósito de mostrar una metodología para la estimación de las incertidumbres, específicamente en las mediciones de flujo de gas natural cuando se utilizan dos tipos de medidores de diferentes niveles de exactitud. De acuerdo a ello, el capítulo 1 establece el planteamiento del problema que se presenta cuando se realizan mediciones de flujo de gas natural; esto implica identificar objetivos generales y específicos que conseguir en el desarrollo de la investigación relacionada a este tema y a establecer una hipótesis pertinente cuya comprobación permitirá establecer criterios de decisión en la medición de gas natural por parte de los operadores y contratistas.

El capítulo 2 desarrolla el marco teórico de la investigación en la que, después de la revisión de literatura referida a las mediciones y estimación de incertidumbres asociadas a ellas, se describe las principales definiciones, necesarias en el contexto de la Metrología y del Flujo de Fluidos. Se incluye el concepto de Medición y lo pone en el contexto de la medición de flujo de fluidos como el gas natural. Por otro lado, se ofrece una descripción de los principales medidores de flujo de gas natural centrándose en aquellos, medidores ultrasónicos y de placa de orificio, en los que se realizará la estimación de la incertidumbre, describiéndose los patrones utilizados en la calibración de los medidores de flujo de gas natural e identificándose los factores de incertidumbre en las mediciones de gas natural.

El capítulo 3 establece, como resultado de la investigación, la metodología para la estimación de la incertidumbre en medidores ultrasónicos y en medidores de

presión diferencial así como los modelos matemáticos involucrados en las estimaciones de incertidumbre por cada tipo de medidor.

Los capítulos 4 y 5 señalan las principales conclusiones a las que se llega luego de este análisis así como las recomendaciones que permitirá mejorar la calidad y confiabilidad de las mediciones.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Situación problemática

Actualmente, en las mediciones de flujo de gas natural no se reportan las incertidumbres por lo que los resultados no son comparables entre mediciones realizadas con el mismo instrumento, con patrones de referencia y otros instrumentos similares. Por tanto, en la medida que a cualquiera de los actores que actúa en el Punto de Fiscalización¹ (vendedor, comprador o Estado) le interesa una mejor precisión cualesquiera que sean las razones: incumplimiento de regulación, mejora en la determinación de regalías, del canon, y otras, es que debe realizarse esta estimación.

1.2 Formulación del problema

Estableciendo la necesidad de estimar las incertidumbres de las mediciones, la formulación del problema se concreta al encontrar las respuestas a las preguntas ¿Cómo se realizan estas estimaciones? ¿Qué metodología sería aplicable a la estimación de las incertidumbres en las mediciones de flujo de gas natural cuando se usa un medidor de presión diferencial o uno ultrasónico? Por tanto, para hallar las respuestas a estas preguntas, la investigación deberá llegar a establecer la metodología aplicable a la estimación de las incertidumbres en las mediciones de flujo de gas natural cuando se usa un medidor de presión diferencial o uno ultrasónico.

¹ Punto de Fiscalización: Lugar acordado por las partes, donde se realizarán las mediciones y determinaciones volumétricas, ajustes por temperatura, determinaciones de agua y sedimentos además de otras mediciones, a fin de establecer el volumen de Hidrocarburos Fiscalizados, de acuerdo a las respectivas normas API y ASTM.

1.3 Justificación de la investigación

Por la década del sesenta, en el país, de acuerdo a Nicanor Hurtado de Mendoza, la fiscalización del crudo producido en los campos se realizaba manualmente por personal de las compañías privadas y del Estado en las áreas de explotación del Noroeste y Selva Central en los patios de tanques (puntos iniciales) para ser transferidos posteriormente a las refinerías por vía terrestre o embarcados por vía marítima o fluvial. Las mediciones se realizaban bajo procedimientos propios de cada compañía basados en normas internacionalmente aceptadas y que podían diferir entre ellas. Eventualmente, personal de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) intervenía en la supervisión de verificación de inventarios. El gas natural, que en parte era utilizado en las operaciones propias de las compañías o era liberado a la atmósfera, no era fiscalizado.

Con el inicio de la explotación del petróleo en Selva Norte y bajo el contrato de recuperación secundaria en el Lote 10 (Noroeste), Occidental Petroleum implementó la medición automática del crudo utilizando medidores de desplazamiento positivo bajo la supervisión de Petroperú. La verificación de las mediciones en patio de tanques permitió comprobar que las mediciones realizadas utilizando medidores automáticos eran más precisas que las mediciones manuales. A partir de la privatización de Petroperú, las empresas contratistas empezaron a utilizar medidores de turbina por su menor peso y ocupar menor espacio. Posteriormente, se dio inicio a la utilización de medidores másicos por ser completamente automáticos además de que su

precisión no está afectada por las variaciones de la presión, temperatura, viscosidad y densidad.

En el caso del gas natural, dada la importancia de este hidrocarburo para la generación eléctrica y la industria petroquímica, algunas empresas contratistas utilizaban el integrador mecánico para el cálculo del volumen de gas y, a partir de un análisis de composición realizado en un laboratorio, el de su poder calorífico. Otras empresas, en cambio, dado su nivel de producción, utilizan equipos automáticos como los computadores de flujo y los cromatógrafos en línea ubicados en los puntos de fiscalización para la determinación del volumen y el poder calorífico del gas natural producido.

Por lo anteriormente expuesto, se concluye que, en la medida que el objeto de la medición y fiscalización de los hidrocarburos es determinar los volúmenes que serán comercializados, sujetos a regalías o retribución y transporte, el operador o contratista hace la medición usando instrumentos y equipos dispuestos para conocer los volúmenes que serán transferidos, en un periodo determinado, desde el punto de medición. Entonces, la estimación de las incertidumbres asociadas se justifica a través de la eliminación o reducción del error humano; la mejora en la precisión de las mediciones; la reducción de los costos; la mejora en el reporte y transmisión de los datos; y además, en el cumplimiento de las normas técnicas relacionadas a los instrumentos y equipos de medición utilizados.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivos Generales

- Establecer la importancia del reporte de las mediciones de flujo de fluidos como el petróleo o el gas natural, incluyendo la incertidumbre asociada a estas mediciones.
- Identificar las fuentes de incertidumbre que podrían estar afectando las mediciones de gas natural realizadas por las empresas contratistas en los puntos de fiscalización.

1.4.2 Objetivos Específicos

- En temas técnicos, obtener un ahorro al permitir el seguimiento de programas preventivos de mantenimiento de unidades y equipos, evitando gastos de mantenimiento correctivo.
- En temas de seguridad, ayudar a prevenir gastos por potencial ocurrencia de accidentes al detectarse situaciones de riesgo de manera oportuna.
- En temas de medio ambiente, prever los niveles de daño al medio ambiente y realizar acciones de remediación y mitigación a menores costos.

1.4.3 Importancia

Cada vez que se expresa el resultado de una medición es conveniente dar una indicación cuantitativa de la calidad de este resultado, de tal forma que los que lo utilizan puedan analizar su idoneidad. Esta indicación permite que las mediciones sean comparables con otros valores de referencia, con especificaciones, entre otros aspectos.

Se considera necesario que en las mediciones se proporcione un intervalo en torno al resultado de la medición en el que se espera encontrar la mayor parte de la distribución de valores que pueden considerarse como razonablemente atribuidos a la magnitud que se mide.

La estimación de la incertidumbre exige un buen conocimiento del método de medición y de sus factores de influencia así como la manera en que éstos influyen en el resultado de la medición

La identificación de las fuentes de incertidumbre de los equipos de medición de tipo placa de orificio y de tipo ultrasónico implica el conocimiento de los modos de funcionamiento de cada uno de estos equipos y las ecuaciones que describen su desempeño.

1.4.4 Limitaciones de la Investigación

Debido a compromisos de confidencialidad es difícil contar con la información necesaria recolectada de las empresas contratistas que operan en el país, por lo cual se procedió a solicitar información, a través de su Director Técnico, al Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas (CDT del Gas), institución relacionada con la Universidad Industrial de Santander de la ciudad de Bucaramanga, Colombia; entidad que gentilmente ha facilitado las corridas de prueba y autorizado la utilización de la información que ha permitido realizar y completar este estudio. Asimismo, las simulaciones presentadas en este documento se han efectuado utilizando un software de propiedad del CDT del Gas.

1.4.5 Alcance

Este estudio abarca únicamente mediciones realizadas en un medidor de placa de orificio y un medidor ultrasónico, para mediciones de gas natural, con el objeto de desarrollar una metodología de estimación de incertidumbres de las mediciones de volumen en ambos tipos de medidores.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes de la Investigación

El flujo de fluidos económicamente importantes (agua, gas natural, petróleo y derivados como la gasolina, diesel, etc.) ocurre a través de tuberías. Por tanto, la medición del caudal permite controlar procesos de producción de petróleo, gas natural y otros, así como procesos industriales; asimismo, representa una garantía de la calidad, confiabilidad y seguridad en la comercialización y de protección de los derechos del vendedor y del comprador, en los casos de medición fiscal y de transferencia de custodia.

Es conocido ya el concepto de que la fiscalización es la “caja registradora” en la industria de los hidrocarburos. Es decir, a través de la fiscalización de hidrocarburos se pueden conocer los volúmenes que serán comercializados, sujetos a regalías o retribución y transportados de un lugar a otro, es así que Perupetro S.A., empresa estatal de derecho privado del Sector Energía y Minas, convoca con cierta regularidad a empresas especializadas en los aspectos de medición de volúmenes de hidrocarburos, análisis de laboratorio y calibración de equipos con la finalidad de prestar apoyo a la Gerencia de Auditoría Interna de Perupetro S.A. en un examen especial a realizar a todas las empresas contratistas con la finalidad de dar cumplimiento a los Planes Anuales de Control, aprobados con Resoluciones de Contraloría General de la República.

Por tanto, con el transcurso de los años, cada vez ha cobrado mayor importancia la necesidad de asegurar la aplicación de las mejores prácticas para la determinación de las medidas de cantidad de los inventarios o durante las transacciones de la cadena de comercialización de las empresas petroleras. Este aseguramiento permite realizar un flujo de información confiable hacia los sistemas contables y de estrategias de negocio con total trazabilidad.

Para ello se requiere conocer a profundidad las características de flujo de los fluidos a medir así como aquellos medidores apropiados para esas características.

Hasta la década de los sesenta el gas natural producido en los campos no se fiscalizaba, parte de la producción era utilizada en las operaciones de los campos y el restante era liberado al aire.

A partir de la década del setenta, el gas natural comenzó a tener importancia para fines de desarrollo petroquímico y de energía eléctrica; por tanto, para el proceso de fiscalización, algunas contratistas utilizan el integrador mecánico para el cálculo del volumen de gas y un análisis cromatográfico de laboratorio para la determinación del poder calorífico de éste. Otras contratistas emplean, en los puntos de fiscalización, equipos totalmente automáticos para medir el flujo de gas y un cromatógrafo en línea para determinar el volumen y el poder calorífico, respectivamente.

El gas natural producido en los campos es medido en las baterías. Parte de la producción se utiliza como combustible para la generación de energía de los diferentes equipos de producción en el campo y el resto se transfiere a un gasoducto recolector (gas húmedo) cuyo destino son las plantas de absorción en donde se recupera los hidrocarburos como: propano, butano, hexano y gasolina natural. El gas seco resultante es utilizado como combustible en las plantas termoeléctricas.

Un contratista hace la medición en el punto de fiscalización establecido, utilizando instrumentación y equipamiento apropiados con el objeto de conocer los volúmenes a ser transferidos desde dicho punto. Por tanto, se presentan tres condiciones para tener un proceso correcto de compra –venta de petróleo o de gas natural: la medición, el muestreo y el análisis de estos hidrocarburos.

A pesar de que los operadores petroleros han hecho uso de tecnologías de medición cada vez más modernas en sus procesos de medición durante las operaciones de transferencia de custodia de petróleo y gas natural tratando de eliminar o reducir el error humano, a fin de obtener mayor precisión en las mediciones para reducir los costos y transmitir datos a control remoto en tiempo real, pocos esfuerzos se han realizado para la identificación de los factores que pueden afectar estas mediciones y mucho menos en la estimación de la incertidumbre de las mismas.

2.1.1 Conceptos básicos de metrología

Cada vez que se expresa el resultado de una medición es conveniente dar una indicación cuantitativa de la calidad de este resultado, de tal forma que los que lo utilizan puedan analizar su idoneidad. Esta indicación permite que las mediciones sean comparables con otros valores de referencia, con especificaciones, etc.

Se considera necesario que en las mediciones se proporcione un intervalo en torno al resultado de la medición en el que se espera encontrar la mayor parte de la distribución de valores que pueden considerarse como razonablemente atribuidos a la magnitud que se mide.

La estimación de la incertidumbre exige un buen conocimiento del método de medición y de sus factores de influencia así como la manera en que éstos influyen en el resultado de la medición

La identificación de las fuentes de incertidumbre de los equipos de medición de tipo placa de orificio y de tipo ultrasónico implica el conocimiento de los modos de funcionamiento de cada uno de estos equipos y las ecuaciones que describen su desempeño.

2.1.1.1 Definiciones

1) Medición (VIM 2.1). Es el conjunto de operaciones que tiene por finalidad determinar un valor de una magnitud, las mismas que pueden realizarse en forma automática.

En cualquier proceso de medición, mientras más mediciones se realicen más calidad y rigor metrológico tendrá el proceso de medición ofreciendo un resultado más confiable que facilitará tomar decisiones más certeras.

Desde el punto de vista técnico, un número mayor de mediciones aumentará los grados de libertad del proceso de medición y permitirá tener más información sobre el comportamiento del mensurando (error de indicación, corrección, valor convencionalmente verdadero, etc.), la influencia de efectos aleatorios y sistemáticos y la incidencia de magnitudes influyentes.

2) Principio de medición (VIM 2.3). Es la base científica de una medición, como por ejemplo, el efecto termoeléctrico aplicado a la medición de temperatura.

3) Método de medición (VIM 2.4). Secuencia lógica de operaciones, descritas de una forma genérica, utilizadas en la ejecución de las mediciones.

4) Mensurando (VIM 2.6). Magnitud particular sometida a medición La especificación de un mensurando puede requerir indicaciones relativas a magnitudes tales como el tiempo, la temperatura, la presión, etc. Por ejemplo: Presión de vapor del tolueno a 20 °C.

5) Magnitud de influencia (VIM 2.7). Magnitud que no es el mensurando pero que afecta el resultado de la medición. Por ejemplo, la temperatura del 50

% vol recuperado en la destilación de una muestra de Diesel 2, en el cálculo del Índice de Cetano de esa muestra.

6) Procedimiento de medición (VIM 2.5). Conjunto de operaciones, descritas de forma específica, utilizadas en la ejecución de las mediciones particulares según un método dado. Por ejemplo:

NTP: Norma Técnica Peruana

ASTM: American Standards Testing and Materials;

ISO: International Organization for Standardization;

EPA: Environmental Protection Agency

7) Instrumento de medición (VIM 4.1). Dispositivo destinado a ser usado para hacer mediciones, sólo o en conjunto con uno o varios dispositivos adicionales. El instrumento de medición puede tomar varias formas, entre ellas, como una medida materializada (Una pesa de 1 kg); un transductor de medición (Una termocupla) o un instrumento indicador (Un manómetro).

8) Medida materializada (VIM 4.2). Dispositivo destinado a reproducir o suministrar, de una manera permanente durante su utilización, uno o más valores conocidos de una magnitud dada.

9) Transductor de medición. Dispositivo que hace corresponder una magnitud de entrada en otra de salida según una ley determinada.

10) Instrumento indicador (VIM 4.6). Instrumento de medición que muestra una indicación. Las opciones son de tipo analógico o digital; de lectura continua o discontinua; proporciona un registro; totaliza una magnitud e integra 2 ó más magnitudes.

11) Clase de exactitud. Calificación de un instrumento de medición que satisface determinadas exigencias metrológicas destinada a conservar los errores dentro de límites especificados.

12) Estabilidad. Aptitud de un instrumento de medición para mantener constantes sus características metrológicas a lo largo del tiempo.

13) Calibración (VIM 6.11). Es el conjunto de operaciones que establecen, bajo condiciones especificadas, la relación entre los valores de una magnitud indicados por un instrumento de medición o un sistema de medición, o los valores representados por una medida materializada, o por un material de referencia y los valores correspondientes de esa magnitud realizados por patrones.

El resultado de una calibración permite atribuir a las indicaciones los valores correspondientes del mensurando o bien determinar las correcciones a aplicar en las indicaciones. En suma, la calibración de un equipo de medición nos permite estimar el valor convencionalmente verdadero de una medida materializada o de un material de referencia; los errores de indicación de un equipo de medición; otras propiedades metrológicas tales como los efectos de

las magnitudes de influencia; las correcciones, entre otras propiedades metrológicas.

Los resultados de una calibración pueden consignarse en un documento denominado, a veces, certificado de calibración o informe de calibración.

14) Verificación. Confirmación mediante la aportación de evidencia objetiva de que se han cumplido los requisitos especificados (**ISO 9000:2000, 3.8.4**). También, es la confirmación de un instrumento de medida realizada mediante un método de ensayo que cubre requisitos legales (**OIML Boletín XLII, N° 1, enero 2001**).

En metrología legal, la verificación de un equipo de medición es la determinación por medio de pruebas cualitativas y cuantitativas que el equipo de medición cumple con las especificaciones establecidas por las regulaciones legales correspondientes.

De forma general, cuando hablamos de verificación de un equipo de medición debemos entender que como resultado de un proceso de comparación con un patrón, de acuerdo a un procedimiento documentado, se determinó que las características metrológicas del equipo satisfacen las establecidas por una especificación.

En la verificación, un rasgo característico es la emisión de un certificado de verificación cuyo contenido puede limitarse a la aptitud o no del equipo de

medición para el uso como resultado de la evaluación de la conformidad con respecto a las especificaciones metrológicas.

Mientras que en la calibración, el certificado de calibración debe contemplar los resultados de la calibración (tablas, gráficos, correcciones, errores de indicación, etc.) y puede incluir una declaración de cumplimiento con especificaciones metrológicas conocidas (por ejemplo el error máximo permisible del equipo de medición).

Tanto la verificación como la calibración exigen una identificación del estado “verificado” o “calibrado” del equipo, el cual usualmente se representa en la práctica mediante el uso de una etiqueta situada en el propio equipo, siempre que esto sea posible. Los procedimientos de verificación y calibración normalmente son los mismos, desde el punto de vista técnico.

Existen normas de calibración y verificación de equipos de medición. En más de una oportunidad una norma de verificación ha sido utilizada como referencia para elaborar una instrucción de calibración en el entorno de un Sistema de Gestión de Calidad.

Como garantía técnica de lo apropiado para el propósito de las instrucciones de verificación y calibración a utilizar, se deben realizar los procesos pertinentes de confirmación o validación, según requiera el caso.

Los procesos de calibración y verificación deben tener bien definidos cuáles son los equipos de medición que necesitan más series de mediciones en dichos procesos.

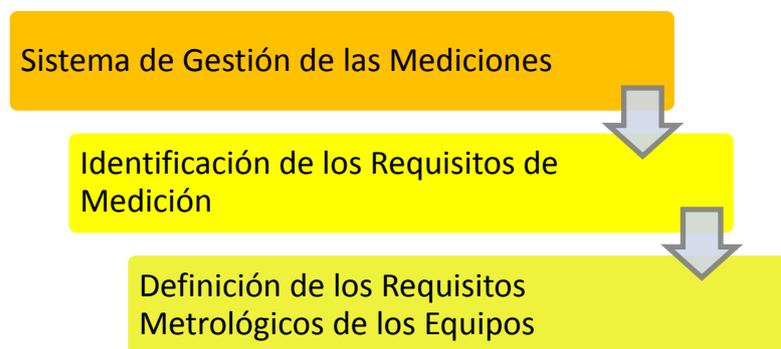
Los patrones de medición que se utilizan en la verificación deben satisfacer, de igual forma, los requisitos de trazabilidad establecidos para los patrones de medición utilizados en la calibración.

15) Criterios de conformidad con la especificación. Siempre que verifiquemos un equipo de medición es obligatorio que ofrezcamos un criterio de conformidad con una especificación y las reglas para el establecimiento del criterio de conformidad con una especificación están claramente establecidas por la ISO y la Cooperación Internacional para la Acreditación de Laboratorios (ILAC) y son internacionalmente aceptadas.

Debemos tener en cuenta que no es posible establecer el criterio de conformidad con una especificación sin evaluar la incertidumbre asociada al valor obtenido en el resultado de la medición, ya sea una calibración o una verificación. Para poder establecer los criterios de conformidad con una especificación es necesario considerar la incertidumbre de calibración asociada al resultado de la medición (error de indicación). Actualmente en la metrología legal, la verificación de un equipo considera la utilización de la incertidumbre de la medición de la misma forma que la calibración. La incertidumbre de la medición debe ser evaluada acorde a las reglas establecidas en la Guía para la Expresión de la Incertidumbre de las Mediciones.

16) La verificación y la norma ISO 10012: 2003. El sistema de gestión de las mediciones establece como premisa que la identificación de los requisitos de medición de un proceso permitirá definir los requisitos metrológicos de los equipos e instrumentos de medición.

Fig. 2.1 Etapas dentro del Sistema de Gestión de las Mediciones



Después de la calibración del equipo de medición, sus características metrológicas son comparadas con los requisitos metrológicos del uso previsto del equipo como parte de la confirmación metrológica del equipo. Por ejemplo, el error de indicación declarado en el certificado de calibración de un termómetro digital se compara con los requisitos de medición establecidos para la medición de la temperatura en una etapa de realización del producto. Esta comparación directa entre las características metrológicas del equipo de medición y los requisitos metrológicos del uso previsto del equipo se denomina verificación, parte indispensable de la confirmación metrológica en el entorno del denominado Sistema de Gestión de las Mediciones (Norma ISO 10012).

La confirmación metrológica, por lo general, incluye la calibración y/o verificación del equipo de medición; cualquier ajuste o reparación necesario; la re-calibración, dada a continuación; la comparación con los requisitos metrológicos del uso previsto del equipo; y, cualquier sellado o etiquetado requerido para identificar el estado de confirmado.

17) Resultado de una medición (VIM 3.1). Es el valor atribuido a un mensurando, obtenido por medición. Puede ser, la indicación de un instrumento (VIM 3.2); el resultado sin corregir (VIM 3.3) o el resultado corregido (VIM 3.13)

Una expresión completa del resultado de una medición incluye información sobre la incertidumbre de la medición.

El significado del término “Resultado de la Medición” puede abarcar la indicación de varios instrumentos cuando la medición es indirecta, para luego evaluar la relación funcional que determina el resultado de la medición; la media de un conjunto de indicaciones; el resultado sin corregir de una medición o el resultado corregido de una medición.

18) Factores que influyen en el resultado de la medición. Durante la realización de una medición intervienen una serie de factores que determinan su resultado:

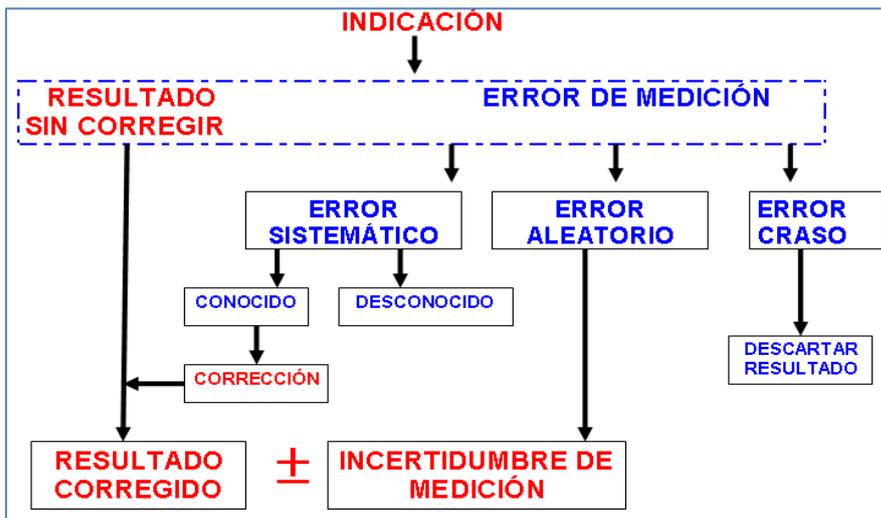
- El objeto de medición.
- El procedimiento de medición.
- El instrumento de medición.

- El ambiente de medición.
- El observador.
- El método de cálculo.

19) Suministro de la incertidumbre cuando se informa el resultado de la medición. El resultado de la medición está completo sólo cuando va acompañado de una declaración cuantitativa de la incertidumbre que permite evaluar la confiabilidad en ese resultado.

La incertidumbre de la medición debe ser calculada tomando como referencia la guía para la expresión de la incertidumbre en las mediciones.

Fig. 2.2 Expresión del resultado de la medición



Fuente: Curso Incertidumbre de la Medición.2005 - Guillermo Zevallos

20) Error. Por su carácter, los errores de análisis se dividen en errores sistemáticos; errores accidentales y, errores debidos al descuido.

20.1) Errores sistemáticos. Son errores del mismo signo, debidos a causas definidas que influyen en el resultado, aumentándolo o disminuyéndolo. Estos errores generalmente se pueden prever y eliminar o efectuar correcciones correspondientes.

20.2) Errores de método. Los errores de método constituyen la causa más grave de la alteración de los resultados en determinaciones cuantitativas y son difíciles de eliminar. Se deben a particularidades del método de análisis aplicado, por ejemplo:

- la reacción en la que se basa la determinación no es completamente cuantitativa;
- solubilidad parcial de un precipitado;
- co-precipitación de diversas impurezas;
- descomposición o volatilización parcial del precipitado durante la calcinación;
- carácter higroscópico del precipitado calcinado;
- reacciones secundarias que se producen simultáneamente con la reacción principal y alteran los resultados de las determinaciones volumétricas;
- propiedades del indicador utilizado en la titulación; etc.

20.3) Errores debido a los instrumentos y a los reactivos empleados. En esta categoría se incluyen:

- insuficiente precisión de la balanza;
- empleo de un juego de pesas o de recipientes para la medición precisa de volúmenes no calibrados;
- contaminación de la solución con productos de destrucción del vidrio o de

porcelana, de los que está hecho el recipiente que se usa en el análisis;

- presencia en los reactivos empleados del elemento que se determina o de las sustancias que interfieren en la determinación.

20.4) Errores de operación. Se deben al cumplimiento incorrecto o poco escrupuloso de operaciones analíticas. Incluyen:

- lavado insuficiente de los precipitados que conduce a un aumento continuo de los resultados, o, a veces, un lavado excesivo de los mismos que ocasiona pérdidas sistemáticas;
- calcinación insuficiente o excesivamente prolongada de los precipitados;
- traslado no cuantitativo de los precipitados del vaso al crisol;
- método incorrecto de vertido de la solución de las pipetas; etc.

20.5) Errores personales. Dependen de las particularidades individuales del propio analista, por ejemplo,

- incapacidad de apreciar con exactitud el momento de cambio del color en una titulación;
- elección coincidente con determinaciones precedentes y no de acuerdo a la observación real.

Los errores, debidos a los instrumentos y a los reactivos empleados, los de operación y personales se pueden tomar en cuenta y disminuir al mínimo.

20.6) Errores accidentales. Son los errores indeterminados por su valor y signo, que se cometen sin regularidad alguna. Pueden ocasionarlos: el cambio de temperatura, humedad del aire, pérdidas eventuales de la sustancia, etc.

Se cometen en toda medición. Se manifiestan en las pequeñas diferencias de los resultados de las determinaciones repetidas de cierto elemento en la muestra dada, efectuadas por un mismo método.

Estos errores no se pueden tener en cuenta ni eliminar introduciendo ciertas correcciones. Sin embargo, es posible disminuirlos apreciablemente, aumentando el número de determinaciones paralelas y su influencia puede ser tomada en cuenta teóricamente aplicando el análisis estadístico a los resultados de las determinaciones paralelas.

20.7) Errores debidos al descuido. Son errores graves que alteran sumamente el resultado del análisis. Incluyen:

- lectura inexacta de la escala de la balanza, al pesar, o de la escala de la bureta en la titulación;
- derrame de una parte de la solución o pérdida de una parte del precipitado durante la determinación; etc.

20.8) Por el método de expresión, los errores se dividen en absolutos y relativos. En la mayoría de los casos interesa más el error relativo de la determinación.

20.9) Error absoluto. Es la diferencia entre el resultado obtenido y el valor verdadero (o el más probable) de la magnitud que se determina, expresada en unidades absolutas.

20.10) Error relativo. Es la relación del error absoluto al valor verdadero de la magnitud que se determina. La mayoría de las veces se expresa en %, multiplicando la relación por 100.

Si el valor verdadero de la magnitud por determinar se desconoce, se toma la media aritmética de los resultados de las determinaciones efectuadas y se compara con este valor cada uno de los resultados. Las magnitudes obtenidas se denominan desviaciones del valor medio de los resultados individuales. Las desviaciones del valor medio se pueden expresar también en unidades absolutas o relativas, tomando como el 100 % la magnitud del valor medio correspondiente.

21) Influencia de los errores de mediciones individuales en el resultado del análisis. En determinaciones cuantitativas se deben efectuar varias mediciones individuales como la pesada y la determinación de la masa del precipitado obtenido (o del volumen de la solución de reactivo utilizado para la reacción en determinaciones volumétricas), etc. Al calcular el resultado del análisis, los errores de las mediciones individuales se suman de una manera o de otra y condicionan el error de todo el análisis. El modo de sumar los errores de las mediciones individuales depende de las operaciones matemáticas que se efectúan con las magnitudes correspondientes, al calcular los resultados del análisis.

22) Hallazgo de Errores. Un aspecto importante a considerar en la mejora de los ensayos químicos es la capacidad del analista de identificar dónde se producen los errores y cómo puede evaluarse su magnitud.

23) Datos alrededor del entorno. Un problema que se nos presenta es saber si hemos cometido algún tipo de error al obtener un resultado, una forma de saberlo es aplicando el procedimiento a **muestras repetidas o réplicas**. **Cuanto mayor sea el número de experimentos que se llevan a cabo, mayor certeza se tendrá que el resultado en el siguiente experimento se encontrará dentro del entorno de los anteriores.** La descripción estadística de certeza trae consigo un aumento en la confiabilidad del resultado promedio.

24) Medida de errores. Para obtener la medida estadística de la calidad de un experimento deben realizarse series distintas de análisis. Si la muestra se analiza una sola vez, el resultado será el valor medido, pero si realizamos una serie de mediciones a réplicas distintas, no es probable que todos los valores sean iguales.

24.1) Media aritmética (media o promedio) de los resultados individuales, se calcula **dividiendo la suma de todos los valores entre el número de valores obtenidos.**

$$\bar{X} = \frac{\sum_i X_i}{N} \quad (1)$$

donde,

\bar{X} representa la media aritmética

X_i representa el resultado numérico del i-ésimo valor y,

N es el número total de valores.

24.2) El **recorrido** (llamado también **rango** o **ámbito**) es la diferencia, en magnitud, entre el mayor y el menor de los valores observados en una serie.

$$\text{Recorrido} = w = X_{\text{superior}} - X_{\text{inferior}} \quad (2)$$

24.3) La medida de la **reproducibilidad** de una serie de medidas más utilizada (y con más significado estadístico) es la **desviación estándar**. La desviación estándar es la raíz cuadrada de la **varianza**.

24.4) Otra medida estadística del error es la **desviación estándar relativa**, que es la desviación estándar expresada como una fracción o porcentaje de la media.

$$\text{Desviación estándar relativa} = \frac{s}{\bar{X}} \quad (3)$$

$$\text{También, porcentaje de la desviación estándar relativa} = \frac{s}{\bar{X}} \times 100 \quad (4)$$

A este porcentaje de la desviación estándar relativa se le expresa, ocasionalmente, como **coeficiente de variación (CV)**. Este CV permite hacer comparaciones aún entre atributos que tienen diferente unidad de medida.

25) Medidas absolutas y relativas. La desviación estándar es un número, una medida absoluta. Sus unidades son las mismas que los valores medidos, como g/mL, entre otros. La desviación estándar relativa es un cociente entre la desviación estándar y el valor medio; por tanto, será un número sin unidades.

Los valores absolutos y relativos están relacionados por:

$$relativo = \frac{absoluto}{valormedio} \quad (5)$$

26) Precisión y Exactitud. La **exactitud** en el análisis es la aproximación del resultado obtenido al valor verdadero. La **precisión es su reproducibilidad** que se caracteriza por la dispersión de varias mediciones individuales efectuadas por el mismo método.

Su consideración en la Cláusula 5.1 de la Norma ISO/IEC 17025 obliga a conocer sus definiciones:

- De acuerdo a Dharam, es la aproximación al verdadero valor (Dharam, M: Total Quality Control in the Laboratories, 1982)
- Según Valcárcel, es el grado de concordancia entre el resultado y el verdadero valor o valor garantizado al máximo (Valcárcel, M: La Calidad en los Laboratorios Analíticos, 1992)
- De acuerdo a Garfield, es la cercanía de un resultado o la media aritmética de un grupo de resultados al valor verdadero, estimado o aceptado (Garfield, F.M.: Principles of Quality Assurance for Testing Laboratories, 1982)

Un análisis se considera **tanto más preciso** cuanto menos difieren entre sí los resultados de las determinaciones paralelas, es decir, **cuanto mayor es su reproducibilidad**.

Su consideración en la Cláusula 5.1 de la Norma ISO/IEC 17025 obliga a conocer sus definiciones:

- De acuerdo a Dharam, la precisión de un resultado es su reproducibilidad (Dharam, M: Total Quality Control in the Laboratories, 1982)
- De acuerdo a Garfield, es la conformidad o repetibilidad de un grupo de resultados replicados entre sí o el acuerdo entre observaciones repetidas, hechas bajo las mismas condiciones (Garfield, F.M.: Principles of Quality Assurance for Testing Laboratories, 1982)

Asimismo, la Cláusula 5.1 de la Norma ISO/IEC 17025 menciona el término **Fiabilidad**, lo que también nos obliga a conocer sus definiciones:

- De acuerdo a Dharam, es la capacidad de un método para mantener la exactitud y precisión en el futuro (Dharam, M: Total Quality Control in the Laboratories, 1982)
- Según Ishikawa, es el grado en que se puede confiar en los datos o resultados (Ishikawa, K: Introduction to Quality Control, 1989)

Cualquiera que sea el método de clasificación utilizado, asegurar la fiabilidad es una cuestión de controlar el trabajo de tomar muestras y medidas.

Como regla, toda determinación se efectúa por lo menos dos veces. Una medición se considera como satisfactoria sólo a condición de que haya buena reproducibilidad de los resultados de determinaciones individuales. Esto es válido solamente a condición de que los errores sean accidentales por lo que sus valores varían a ambos lados del valor de la magnitud que se mide, es decir, son menores o mayores que ésta.

La desviación estándar de una serie de mediciones es una medida cuantitativa de la dispersión. La desviación estándar es pequeña cuando la precisión del experimento es elevada. Sin embargo, la precisión de los datos no nos indica si el valor medio obtenido corresponde a la cantidad presente realmente en la muestra; es decir, no nos indica la exactitud de la medición.

27) Trazabilidad. La trazabilidad es un proceso donde la indicación de un equipo de medición (o el valor de una medida materializada) puede ser comparada, en una o más etapas, con un patrón nacional o internacional, para el mensurando en cuestión.

El vocabulario internacional de términos básicos y generales de metrología (VIM 1993) define a la trazabilidad como:

“propiedad del resultado de una medición o el valor de un patrón, por el cual puede ser relacionado con los patrones de referencia, usualmente patrones nacionales o internacionales, a través de una cadena continua de comparaciones, teniendo establecidas las incertidumbres.”

28) Necesidad de la Calibración y la Trazabilidad. La trazabilidad de los resultados de las mediciones es un requisito cuyo cumplimiento garantiza que los resultados sean fácilmente comparables, válidos y reproducibles, independientemente del lugar donde se hayan realizado las mediciones.

La trazabilidad de las mediciones se alcanza a través de la calibración o de los métodos alternativos ya señalados. Los patrones utilizados en dichas calibraciones derivan su trazabilidad ya sea directamente en un Instituto Nacional de Metrología como el INDECOPI o en un laboratorio de calibración que puede alcanzar la capacidad de medición requerida para dicha calibración.

Los patrones utilizados en las calibraciones obtienen su trazabilidad ya sea directamente a través de un Instituto Nacional de Metrología (INM) o de un laboratorio de calibración. Tanto el INM como el laboratorio de calibración tienen que cumplir con la capacidad de medición requerida para dicha calibración.

Resumiendo, la trazabilidad de los resultados de las mediciones se caracteriza a través de seis elementos esenciales:

- Una cadena ininterrumpida de comparaciones.
- La incertidumbre de la medición.
- La documentación.
- La competencia técnica.
- La referencia a las unidades del Sistema Internacional.
- La frecuencia de calibración.

29) Incertidumbre de Medición. La incertidumbre de la medición es un parámetro, asociado con el resultado de la medición, que caracteriza la dispersión de valores que pudieran ser razonablemente atribuidos a la magnitud a medir.

30) Cuantificación de la Incertidumbre. Independientemente de cuál sea el método para cuantificar la incertidumbre, todos ellos comprenden los siguientes pasos:

1. Definición de la magnitud por medir.
2. Identificación de las diferentes variables que puedan afectar el resultado de medición (variables de influencia), incluyendo las correcciones debidas a errores sistemáticos.
3. Determinación de la relación funcional que relaciona la magnitud por medir con las variables de influencia.
4. Cuantificación de la contribución a la incertidumbre de cada una de las variables de influencia. Esta cuantificación puede hacerse por métodos tipo A o métodos tipo B, como se explicará más adelante.
5. Combinación de las diferentes contribuciones a la incertidumbre con el fin de obtener la incertidumbre del resultado de medición. Al valor que resulta de esta combinación se le conoce como incertidumbre combinada.

31) Incertidumbre de la calibración. La incertidumbre de la calibración es la incertidumbre del resultado de las mediciones del proceso de calibración y está asociada con el error de indicación, la corrección, el valor convencionalmente verdadero y otras propiedades metrológicas que son

determinadas durante la calibración. Además, es un indicador del nivel de exactitud que alcanza el laboratorio de calibración.

La incertidumbre de calibración debe tomarse en cuenta, como una fuente de incertidumbre, cuando el modelo matemático de nuestro proceso de medición contempla el uso de las correcciones informadas en el certificado de calibración.

32) Fuentes de incertidumbre. Son consideradas como fuentes de incertidumbre, las siguientes:

- Muestreo;
- Condiciones de almacenamiento;
- Efectos de los instrumentos;
- Pureza de los reactivos;
- Estequiometría asumida;
- Condiciones ambientales;
- Manipulación de la muestra;
- Modelo de calibración seleccionado;
- Corrección por “blancos”;
- Variaciones del analista;
- Efectos aleatorios; etc.

33) Evaluación de incertidumbre de tipo A. El método de evaluación tipo A de la incertidumbre típica está basado en un análisis estadístico de una serie de mediciones. En este caso, la incertidumbre típica es la desviación

típica experimental de la medida que se deriva de un procedimiento promediado o de un análisis de regresión. Es decir, es el resultado de una serie de repeticiones de una misma medición.

34) Evaluación de tipo B. El método de evaluación tipo B comprende todas las demás maneras de estimar la incertidumbre. Cuando se estima una magnitud de entrada que no se obtuvo de observaciones repetidas la incertidumbre se evalúa mediante juicios y criterios científicos basados en toda la información disponible sobre la variabilidad de la magnitud de entrada.

Esta información puede incluir:

- Datos de mediciones anteriores
- Especificaciones de los fabricantes
- Datos obtenidos de los certificados de calibración
- Datos de referencia tomados de manuales
- Experiencia (o conocimiento) general, sobre las características, comportamiento y las propiedades de materiales e instrumentos

Caso A. La estimación x_i se toma de una especificación del fabricante, de un certificado de calibración, de un manual de instrucciones, etc. y su incertidumbre asignada se establece como un múltiplo particular de una desviación estándar.

La incertidumbre asociada $u(x_i)$ es el valor asignado dividido por el multiplicador.

Ejemplo:

Masa patrón de valor nominal 1 g con incertidumbre de 240 μg con $k = 2$, en el certificado de calibración.

La contribución asociada sería: $u(m) = 240/2 = 120 \mu\text{g}$.

Caso B. La incertidumbre asignada a x_i no viene dada como un múltiplo de una desviación estándar, sino que define un intervalo con un determinado nivel de confianza.

Considerando que se usó una distribución normal para su determinación se calcula la incertidumbre de x_i dividiendo la incertidumbre asignada por un factor apropiado para la distribución normal (1, 2 ó 3 según el nivel de confianza de 68,27; 95,45 ó 99,73 %).

Ejemplo:

En un certificado de calibración de una resistencia se observa que se declara el valor nominal de $10 \Omega \pm 129 \mu\Omega$ con un intervalo de confianza de 99,73 %. Por tanto, la contribución a la incertidumbre sería de $129/3$ ($\bar{x} = 3\sigma$).

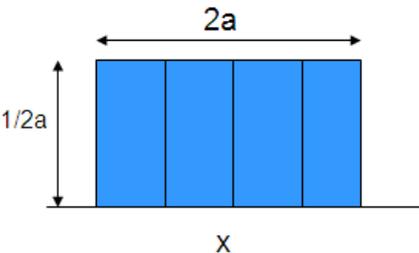
Caso C. Con la información disponible, es posible establecer que la probabilidad de que el valor caiga dentro de un intervalo $(-a, +a)$ es del 99,73 %. Si es posible suponer que la distribución de los posibles valores de x_i es aproximadamente normal, el mejor estimador es el punto medio del intervalo: $(-a, +a)/2$.

Como contribución a la incertidumbre se considera la semi-amplitud del intervalo dividido por 3; es decir:

$$u(x_i) = \frac{a}{3} \quad (6)$$

dato que, en una distribución normal con valor esperado \bar{x} y desviación estándar σ , el intervalo ($\bar{x} \pm 3\sigma$) comprende alrededor del 99,73 % de los valores de la distribución.

Caso D. En otros casos, sólo pueden estimarse límites (superior e inferior) y es posible establecer que la probabilidad de que el valor de x_i esté dentro del intervalo (-a, +a) es igual a 1 y la probabilidad de que caiga fuera de ese intervalo es prácticamente cero, y, además, el mejor estimador es el punto medio del intervalo (distribución rectangular).

Forma	Usar cuando:	Incertidumbre
	<ul style="list-style-type: none"> • Un certificado u otra especificación proporcione límites sin un nivel específico de confianza (ej., 15 m L \pm 0,05 m L). • Se haga un estimado en la forma de un intervalo máximo ($\geq a$) sin conocimiento de la forma de la distribución. 	$u(x) = \frac{a}{\sqrt{3}}$

Fuente: Curso Incertidumbre de las mediciones. Ricardo Pizarro/Eva Oré/Beatriz Adaniya. 2007

Si no existe un conocimiento específico acerca de los posibles valores de x_i dentro del intervalo, puede definirse que es igualmente probable que tome cualquier valor dentro del intervalo y el mejor estimador es el punto medio del intervalo $(a- + a-)/2$.

Como contribución a la incertidumbre se considera la semi-amplitud del intervalo dividido por $\sqrt{3}$, es decir,

$$u(x_i) = \frac{a}{\sqrt{3}} \quad (7)$$

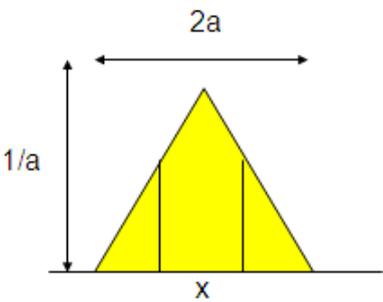
ya que, en una distribución rectangular con valor esperado \bar{x} y desviación estándar σ , el intervalo ($\bar{x} \pm 3\sigma$) comprende alrededor del 99,73 % de los valores de la distribución.

Caso E. Un caso particular respecto al caso anterior es cuando el mejor estimador no es el valor medio del intervalo, dado que los límites (superior e inferior) no son simétricos y, por lo tanto, la distribución de probabilidad no es uniforme en todo el intervalo.

En este caso, como contribución a la incertidumbre se considerará:

$$u(x_i) = \frac{a_+ - a_-}{2\sqrt{3}} \quad (8)$$

Caso F. Otra distribución muy habitual en ensayos químicos es la triangular:

Forma	Usar cuando:	Incertidumbre
	<ul style="list-style-type: none"> • La información disponible relacionada con x es menos limitada que para una distribución rectangular. Son más probables los valores cercanos a x que a los límites. • Se haga un estimado en la forma de un intervalo máximo ($\geq a$) descrito por una distribución simétrica. 	$u(x) = \frac{a}{\sqrt{6}}$

Fuente: Curso Incertidumbre de las mediciones. Ricardo Pizarro/Eva Oré/Beatriz Adaniya. 2007

Es importante no contar dos veces las componentes de la incertidumbre: si una componente de incertidumbre se ha estimado como de Tipo B, ésta debería incluirse como una componente en el cálculo de la incertidumbre expandida final, si su efecto no se hubiera considerado al estimar las contribuciones de Tipo A.

35) Propagación de incertidumbre. Las mediciones directas, que pueden ser reproducibles y no reproducibles, tienen asociada una incertidumbre.

Las mediciones indirectas tienen asociada una incertidumbre que se origina de la propagación de la incertidumbre de las mediciones directas de las que fueron derivadas.

36) Incertidumbre en medidas reproducibles. Cuando al realizar una serie de medidas de una misma magnitud se obtienen los mismos resultados, no se puede concluir que la incertidumbre sea cero; lo que sucede es que los errores quedan ocultos ya que son menores que la incertidumbre asociada al aparato de medición.

En este caso, puede establecerse un criterio simple y útil que indica que cuando las medidas son reproducibles, se asigna una incertidumbre igual a la mitad de la división más pequeña del instrumento, la cual se conoce como resolución. Esto generalmente se aplica cuando se trata de aparatos de medición tales como reglas, transportadores, balanzas, probetas, manómetros, termómetros, etc.

37) Incertidumbre en medidas no reproducibles. Cuando se hacen repeticiones de una medida y estas resultan diferentes, con valores x_1, x_2, \dots, x_N , surgen las preguntas relacionadas a cuál es el valor que se reporta y qué incertidumbre se asigna al valor reportado.

La respuesta a estas preguntas se obtiene a partir del estudio estadístico de las mediciones, el cual debe arrojar la tendencia central de las medidas (como la media) y su dispersión (como la desviación estándar y la varianza).

38) Propagación de la incertidumbre de la medición con adición o sustracción. Si y se define por $y = a + b$, y al medir a y b se han obtenido los siguientes resultados con sus incertidumbres: $a \pm \Delta a$; $b \pm \Delta b$. Entonces, la medida de y , que se obtiene como: $y = a + b$, debe tener una incertidumbre Δy heredada de las incertidumbres Δa y Δb .

La incertidumbre Δy establece un intervalo: $y_{\min} \leq y \leq y_{\max}$, con:

$$y_{\min} = y - \Delta y \quad (9)$$

$$y_{\max} = y + \Delta y \quad (10)$$

que contiene un conjunto de los valores que también podrían haberse obtenido como resultado de la medida de y .

38a) Propagación de la incertidumbre de la medición con adición. En este caso, el valor de y está dado por:

$$y = a + b \quad \text{luego,} \quad u_y = \sqrt{u_a^2 + u_b^2} \quad (11)$$

38b) Propagación de la incertidumbre de la medición con sustracción

Ahora, es razonable afirmar que el valor de **y** está dado por:

$$y = b - a \quad \text{luego,} \quad u_y = \sqrt{u_a^2 + u_b^2} \quad (12)$$

Se concluye pues que, cuando una magnitud **y** es la suma o la resta de otras dos magnitudes **a** y **b**, la incertidumbre del resultado **y** se calcula, para ambos casos, sumando las componentes de incertidumbre Δa y Δb .

39) Propagación de la Incertidumbre de la medición con multiplicación o división. Cuando la resultante **y** proviene de multiplicar o dividir varias fuentes (**a**, **b**, **c**) que corresponden a la misma magnitud o a diferentes magnitudes se concluye que la incertidumbre relativa del resultado de una medición **y** está dada por la misma expresión cuando la magnitud **y** es un producto o una división.

Esto es, la incertidumbre relativa de un producto o división es la suma de las incertidumbres relativas de los factores.

40) Reporte de la incertidumbre (Expresión). La incertidumbre calculada se reporta junto con el resultado para lo cual se recomienda que al calcular la

incertidumbre combinada, mientras se realizan los cálculos intermedios, tanto con el resultado y como con la incertidumbre Δy , se mantengan todas las cifras significativas de que disponga la calculadora o el computador. De esta manera no se perderá información.

Sólo al final, en el momento de reportar el resultado, se aplicará una convención de uso frecuente que recomienda que la incertidumbre se exprese hasta con dos cifras significativas. Una vez redondeada la incertidumbre, el resultado de medición debe tener las mismas posiciones decimales que su incertidumbre.

Resumiendo, los pasos o fases de la secuencia serán:

Paso 1: Especificar el mensurando

- Requiere una declaración clara e inequívoca de lo que está siendo modelado y una expresión cuantitativa que relaciona el valor del mensurando con los parámetros de que depende.
- Estos parámetros pueden ser otros mensurandos, cantidades que no se miden directamente.

Paso 2: Identificar las fuentes de las incertidumbres

- Identificar las fuentes de error existentes durante el proceso de medición.

Paso 3: Cuantificar los componentes de la incertidumbre

- Cuantificar las fuentes que cuentan con datos existentes (tipo B) expresándolas como desviaciones estándar
- Cuantificar fuentes que requieren análisis estadístico (tipo A) expresándolas como desviaciones estándar.

a) **Certificado de calibración.** Cuando se realicen correcciones la desviación típica asociada se calculará como el intervalo de incertidumbre expandida dada en el Certificado de Calibración (U_{cal}), dividido por el factor de cobertura asociado (k_{cal}). Si no se realizan correcciones, la contribución a la incertidumbre se calculará según se ha indicado anteriormente y se calculará así la incertidumbre U asociada a la determinación y al calcular el intervalo de incertidumbre se sumarán a $k.U$, todas las correcciones que no se hayan hecho o un límite máximo de esta suma.

b) **Deriva.** Cuando se le desconoce, se puede sustituir por la exactitud del instrumento de medida que viene dada por el fabricante. Se interpreta como la máxima variación de sus características de medida a lo largo del tiempo por todas las causas no especificadas de otra forma, o máximo error que podría cometer el equipo sin salir de la tolerancia establecida para su calidad metrológica. Por su carácter de límite la desviación estándar asociada se calculará como la exactitud dividida por $\sqrt{3}$.

$$u_D = \frac{\textit{Clase de exactitud}}{\sqrt{3}} \quad (13)$$

La deriva de un instrumento o medida materializada entre dos calibraciones se estima, para un valor dado, como la diferencia entre la corrección en la calibración n menos la corrección en la calibración n-1, en valor absoluto. La contribución se estimaría:

- C_n y C_{n-1} deben restarse algebraicamente (teniendo en cuenta su signo) antes de considerarse el valor absoluto de esta diferencia.
- Si las incertidumbres fueran dispares entre dichas calibraciones, para estimar un límite máximo de la deriva, podría ser conveniente considerar dichas incertidumbres y la contribución a la incertidumbre sería:

$$u_D = \frac{|C_n - C_{n-1}|_{\text{máx}}}{\sqrt{3}} \quad (14)$$

Donde:

C_n = corrección del certificado de calibración n

C_{n-1} = corrección del certificado de calibración n-1

U_n = incertidumbre expandida del certificado de calibración n

U_{n-1} = incertidumbre expandida del certificado de calibración n-1

c) **Temperatura.** En caso de que el fabricante la defina como una contribución a la incertidumbre se considerará como un límite máximo, salvo que se especifique de otra forma, y se dividirá por $\sqrt{3}$.

En muchos casos, el fabricante da un coeficiente máximo de variación de la sensibilidad con la temperatura. En este caso, el límite máximo se estimaría:

$$\text{Límite máximo} = CT \cdot \Delta T \cdot X \quad (15)$$

Siendo:

CT = coeficiente de variación con la temperatura expresado en tanto por uno, y en $^{\circ}\text{C}^{-1}$. Es el coeficiente de dilatación.

ΔT = máxima diferencia de temperatura entre la calibración del equipo y el momento en que se realiza la medida (o la máxima diferencia de temperatura durante la calibración para el equipo que se está calibrando en su caso).

X = valor medido por el instrumento de la magnitud de entrada.

d) Inestabilidad de la medida. Está dada por la inestabilidad de la fuente de la magnitud a medir y la propia del equipo de medida. Se manifiesta en una variación de la lectura del instrumento (sobre todo en equipos que llevan asociado un indicador eléctrico o electrónico).

Se recomienda se estime determinando los valores máximo y mínimo del intervalo de variación y considerando como valor medido el punto medio de este intervalo y como desviación estándar asociada, el semi-intervalo determinado dividido por $\sqrt{3}$.

Esta contribución:

- Se incluirá cuando no se hayan tomado una serie de medidas y por tanto, no se haya considerado contribución tipo A (debida a la misma causa).

- No se incluirá cuando se haya considerado como contribución a la incertidumbre la repetibilidad del equipo de medida o si se ha considerado deriva a corto plazo.
- Sustituirá a la estabilidad a corto plazo que pudiese indicar el fabricante.

$$u_I = \frac{\text{valor máximo} - \text{valor medio}}{\sqrt{3}} \quad \text{o}$$

$$u_I = \frac{\text{valor medio} - \text{valor mínimo}}{\sqrt{3}} \quad (16)$$

e) **Método de medida.** Puede considerarse como contribución a la incertidumbre directamente y estimar un límite máximo y dividir por $\sqrt{3}$ o calcular la corrección a realizar y su incertidumbre asociada.

$$u_M = \frac{\text{Límite máximo}}{\sqrt{3}} \quad (17)$$

f) **Estabilidad a corto plazo.** O, también, Repetibilidad del Instrumento de Medida. A veces lo facilita el fabricante. La desviación asociada se considera como el valor dado por el fabricante dividido por $\sqrt{3}$, si el fabricante indica que es un límite máximo, o directamente el dato de repetibilidad, si el fabricante indica que es una desviación típica (s).

Puede deberse al equipo de medida o a la fuente generadora. En general, salvo que se pueda considerar que la causa es distinta, no debe ser

considerada cuando se repitan medidas o se estime la variabilidad de éstas, pues la incluirían.

$$u_r = \frac{\text{Límite máximo}}{\sqrt{3}}$$

$$o \quad u_r = s \quad (18)$$

Puede estimarse a partir del certificado de calibración si en éste se estimó la repetibilidad, o a partir de pruebas específicas realizadas. En este caso, la contribución a la incertidumbre se estimará:

$$u_r = \frac{s}{\sqrt{n}}$$

Siendo:

s = desviación típica de la serie de medidas realizadas en la calibración del equipo.

n = número de medidas que se realizan en el ensayo (si se ha determinado a partir de un número suficiente de medidas.

(19)

g) **Criterio de medida.** Contribución que se introduce en función del criterio de medida que se utiliza. En equipos analógicos, si se da como valor la división más cercana el máximo error que se puede cometer debido a este criterio (podría incluir resolución y operador) sería ½ división. Si el criterio de medida da una división más cercana, o el punto medio entre éstas, si fuese más cercano, el máximo error sería ¼ de división.

$$u_{CM} = \frac{1/2 \text{ división}}{\sqrt{3}}$$

$$u_{CM} = \frac{1/4 \text{ división}}{\sqrt{3}} \quad (20)$$

En equipos digitales, el criterio de medida interviene cuando se produce algún tipo de inestabilidad, por tanto,

$$u_{CM} = \frac{\text{valor máximo} - \text{valor medio}}{\sqrt{3}} \quad \text{o}$$

$$u_{CM} = \frac{\text{valor medio} - \text{valor mínimo}}{\sqrt{3}} \quad (21)$$

Si en lugar del valor medio se toma el valor mínimo o el máximo, el criterio de medida debiera establecerse para cada método y equipo o como criterio general en un documento.

$$u_{CM} = \frac{\text{valor máximo} - \text{valor mínimo}}{\sqrt{3}} \quad (22)$$

El criterio de medida debiera establecerse para cada método y equipo o como criterio general en un documento.

h) **Operador.** Especialmente significativa en equipos analógicos, se aconseja hacer coincidir las lecturas con valores de la división de escala, cuando sea posible. Se puede estimar en (1/2) o (1/4) de la división de escala, o mediante un diseño para conocerla y estimarla como una contribución tipo A (s/\sqrt{n}). En equipos analógicos, no se incluirá cuando se

haya incluido como contribución el criterio de medida o cuando se haya incluido la de repetibilidad del equipo de medida o la de reproducibilidad. En equipos digitales, en general, no existe (salvo lo indicado para inestabilidad en criterio de medida).

i) **Resolución.** En los equipos digitales se considera como una unidad del dígito menos significativo. En equipos analógicos puede estar considerada, en general, en la del operador y criterio de medida, relacionada con su apreciación de la división de escala.

$$u_R = \frac{\text{Resolución}}{\sqrt{3}} \quad (23)$$

j) **Redondeo.** Siempre que se realiza un redondeo se introduce una contribución a la incertidumbre igual al máximo valor del redondeo que se puede hacer, en función del criterio que se haya definido, dividido por $\sqrt{3}$.

$$u_{RE} = \frac{\text{Límite máximo}}{\sqrt{3}} \quad (24)$$

Si es un redondeo del resultado final se debiera aumentar la incertidumbre, con $k = 2$, en el máximo error de redondeo admisible

k) **Representatividad de una muestra.** Cuando un ensayo se realiza sobre una muestra y el resultado obtenido sobre dicha muestra se utiliza para asignar un valor a un lote, o por ejemplo, cuando la muestra se subdivide o

manipula de alguna manera para el ensayo, se introduce una contribución a la incertidumbre debido a la falta de representatividad de dicha muestra.

Para estimar esta contribución, el ensayo deberá realizarse en un número significativo de muestras extraídas del lote y se calculará la dispersión de valores obtenidos. Otra alternativa es describir de forma matemática la manera en que se obtiene la muestra y aplicarle la ley de propagación de incertidumbres.

Como contribución se tendrá:

$$u_{FR} = S \quad (25)$$

l) **Contribución de la precisión.** Conocida la precisión de un método s_A , se tiene esta contribución como:

$$u_A = \frac{s_A}{\sqrt{n}} \quad (26)$$

Siendo n , el número de repeticiones del ensayo realizadas bajo condiciones de reproducibilidad.

Esta contribución disminuye conforme se realizan repeticiones de la medida.

Es un error común en los laboratorios, olvidar esta contribución o considerar que no existe porque se realiza una sola medida, cuando la realidad es que si no se hacen diferentes repeticiones del ensayo, se introduce íntegra la contribución.

m) **Contribución de la reproducibilidad.** Si ha sido calculada correctamente con un conjunto de repeticiones representativas (en un tiempo largo, con muchos operadores, todos los equipos posibles, variaciones de condiciones, etc.), e incluye el efecto conjunto de otras muchas contribuciones relacionadas: inestabilidad, repetibilidad, deriva, variaciones de magnitudes de influencia, operador o criterio de medida. No considera aquellas contribuciones que son fijas de partida (certificados de calibración de patrones/materiales de referencia certificados o de equipos) o que dependan de la falta de homogeneidad de la propia muestra.

Se estima como la desviación típica experimental (de reproducibilidad) de la serie de valores a partir de los cuales se calcula, si la media de las desviaciones es cero:

$$U_R = S_R \quad (27)$$

n) **Incertidumbre de Regresión.** En una regresión lineal:

$$L = L_0 + m \cdot C \quad (28)$$

Aparece una contribución a la incertidumbre debida a la aproximación que supone la recta. Dicha contribución viene dada por:

$$u(\text{FR}) = u(\text{C}) = \sqrt{\left(\frac{1}{m}\right)^2 \cdot u^2(L) + \left(-\frac{1}{m}\right)^2 \cdot u^2(L_0) + \left(-\frac{L-L_0}{m^2}\right)^2 \cdot u^2(m)} \quad (29)$$

Expresión que resulta de aplicar la ley de propagación de las incertidumbres a la ecuación de la recta.

Otra posible estimación de $u(C)$ es el error tipo en la estimación de L (desviación típica de los residuos), $S_{L,C}$, convertido a unidades de C al dividir por la pendiente de la recta:

$$u_{y,x} = S_{L,C} = \sqrt{\frac{\sum (C_{\text{obs}} - L_{\text{est}})^2}{n-2}} \Rightarrow u(C) = \frac{S_{L,C}}{m} \quad (30)$$

Siendo n = número de puntos de la recta.

o) **Otras Contribuciones**, que específicamente defina el fabricante del equipo de medida (humedad, ruido, no linealidad, etc.), la experiencia, las características del método, entre otras. Por ejemplo, cuando se mide la masa de una muestra de densidad ρ_M con una balanza que ha sido calibrada con unas masas de densidad ρ_P . A esta contribución se le denomina de Empuje, u_{EMP} , debida a la diferencia que se produce en la determinación de la masa por el diferente empuje del aire sobre la masa patrón y sobre la muestra:

$$u_{EMP} = \frac{\rho_A \cdot M \cdot \left(\frac{1}{\rho_M} - \frac{1}{\rho_P} \right)}{\sqrt{3}} \quad (31)$$

Otra contribución en medidas de masa es la debida a la excentricidad de la balanza o báscula. Se define el error de excentricidad, EXC , como la máxima

diferencia en valor absoluto de indicación de la balanza, para una masa dada, por el hecho de situar esta masa en distintos puntos del plato de la balanza o báscula. El valor de esta contribución será suponiendo distribución rectangular:

$$u_{\text{EXC}} = \frac{\text{máxima diferencia de indicación}}{\sqrt{3}} \quad (32)$$

Todas las contribuciones deberán tener las mismas unidades que la estimación de la magnitud de entrada con la que están relacionadas.

PASO 4: Calcular la incertidumbre combinada

Las formas derivan de la fórmula general para la determinación de la incertidumbre que se expresa como:

$$u_y = \sqrt{\sum_{i=1}^N \left[\frac{\partial f}{\partial x_i} \right]^2 u(x_i)^2} \quad (33)$$

Ejemplo, i) Cuando la resultante y proviene de combinar por adición o sustracción de varias fuentes (a, b, c) que corresponden a la misma magnitud

$$y = a + b - c \quad \Rightarrow \quad u_y = \sqrt{u_a^2 + u_b^2 + u_c^2} \quad (34)$$

ii) Cuando la resultante (y) proviene de multiplicar o dividir varias fuentes (a, b, c) que corresponden a la misma magnitud o a diferentes magnitudes.

$$y = \frac{a \cdot b}{c} \rightarrow u_y = y \sqrt{\frac{u_a^2}{a^2} + \frac{u_b^2}{b^2} + \frac{u_c^2}{c^2}} \quad (35)$$

iii) Cuando la resultante **y** proviene de elevar una fuente **a** en función a un exponente **n**

$$y = a^n \Rightarrow u_y = \frac{n \times y \times u_a}{a} \quad (36)$$

Si el exponente **n** es un número entero la incertidumbre puede determinarse aplicando el caso anterior.

PASO 5: Reportar la incertidumbre

Tomando como ejemplo el reporte de la concentración de Nitrógeno Total en una muestra, cuando la incertidumbre se expresa como una incertidumbre estándar combinada (una incertidumbre estándar simple) se recomienda utilizar:

Nitrógeno Total = 3,52 % w/w

Incertidumbre estándar = 0,07 % w/w *

* La incertidumbre estándar corresponde a una desviación estándar

No se recomienda el uso del símbolo \pm cuando se declara la incertidumbre estándar ya que este símbolo es comúnmente asociado a intervalos que corresponden con altos niveles de confianza.

Para reportar como Incertidumbre expandida, se multiplica la incertidumbre combinada (u_y) por un factor de cobertura (k)

$$U_y = 2 u_y \quad (37)$$

$k = 2$ para un factor de cobertura de 95%

Siempre que la base estadística se sustente con más de 6 grados de libertad (7 observaciones).

Tabla 2.1. Valores de t de Student según el número de grados de libertad

	Grados de libertad	t
Si se tiene menos de 6 grados de libertad el factor de cobertura k debería ser igual al valor de t Student's del 95%.	1	12,71
	2	4,30
	3	3,18
	4	2,78
	5	2,57
	6	2,45
	7	2,36

Fuente: Curso Incertidumbre de las mediciones. Ricardo Pizarro/Eva Oré/Beatriz Adaniya. 2007

Resumiendo,

$$U_k = \sqrt{u_{TR}^2 + u_{md}^2 + u_{mb}^2 + u_P^2 + u_t^2 + u_{ext}^2}$$

$$U_e = 2 \cdot \sqrt{u_{TR}^2 + u_{md}^2 + u_{mb}^2 + u_P^2 + u_t^2 + u_{ext}^2}$$

(38)

Cuando la incertidumbre se expresa como una incertidumbre expandida utilizando un factor de cobertura, se recomienda utilizar:

$$\text{Nitrógeno Total} = (3,52 \pm 0,14) \% \text{ w/w} *$$

* La incertidumbre reportada es una incertidumbre expandida calculada con un factor de cobertura $k = 2$ para un nivel de confianza de aproximadamente 95%.

2.1.2 Conceptos de medición de fluidos

Una de las variables más importantes en el control de procesos para la operación de una planta industrial es el caudal; asimismo, en las operaciones de compra y venta de hidrocarburos. La apropiada medición del caudal es un aspecto esencial en todas las fases en donde se manipula fluidos, los que incluyen, por ejemplo, la producción y el procesamiento de petróleo y gas natural además de la distribución de sus productos derivados. Una buena medición de caudal representa una garantía de calidad y confiabilidad, y desde el punto de vista comercial, está directamente ligada a los aspectos de compra, venta y transferencia de custodia de hidrocarburos.

La medición confiable del caudal de un fluido exige un conjunto de actividades que involucran, en primer lugar, la comprensión del proceso en el que se

realizará una medición así como el mismo proceso de medición, seguido de la selección del instrumento de medición, su instalación, operación, mantenimiento y la interpretación correcta de los resultados obtenidos.

Un sistema de medición de caudal debe considerarse en forma integral como un conjunto formado por el medidor y los tramos de tubería aguas arriba y aguas abajo del mismo. Este conjunto puede incluir adicionalmente otros accesorios como los acondicionadores de flujo, rectificadores del perfil de velocidades, disipadores de vórtices, filtros, tomas de presión etc.

Sin embargo, este sistema de medición no será capaz de realizar mediciones precisas del caudal del fluido sino se satisfacen las diversas condiciones relacionadas con factores que influyen directamente el proceso de medición, tales como la calibración del medidor, las características del fluido y de la instalación, los procedimientos de medición, los factores ambientales y los recursos humanos involucrados, entre otros.

2.1.3 Concepto de Caudal

La forma más comúnmente utilizada, aunque no la única, para el transporte de un fluido entre dos puntos dentro de un proceso industrial es a través de una tubería de sección circular. El perfil circular ofrece una resistencia estructural mayor así como provee una mayor sección transversal por unidad de superficie de pared.

En este trabajo, a menos que se especifique otra cosa, los términos **tubo y**

tubería se referirán a un conducto cerrado, de sección transversal circular y con un diámetro interno constante, que puede variar desde dimensiones sub-milimétricas hasta diámetros de varios metros.

Como se indicó anteriormente, en ocasiones puede encontrarse conductos cerrados con sección transversal no circular, o tuberías con sección circular, pero que no están completamente inundadas con el fluido (en el caso de la medición de líquidos). Cuando se calcula el número de Reynolds, en estas situaciones, se utiliza el concepto de radio hidráulico, el cual es la relación entre el área transversal del conducto y el perímetro mojado.

Tomando un punto o una sección transversal de referencia en una tubería, el caudal es la cantidad de fluido, expresada en masa o en volumen, que pasa por dicho punto o sección en una unidad de tiempo. Por tanto, el parámetro caudal puede ser expresado en unidades de volumen o de masa por unidad de tiempo (m^3/h o Kg/h)

También, el caudal volumétrico de un fluido Q (m^3/s) es igual al producto de la velocidad media del flujo V (m/s) por el área de la sección transversal de la tubería A (m^2).

$$Q = V \times A \quad (39)$$

Por otra parte, el caudal o flujo másico, F (Kg/s), es igual al producto del caudal volumétrico Q (m^3/s) por la densidad del fluido ρ (kg/m^3). En la práctica, a fin de conocer la densidad del fluido, se utiliza las mediciones de temperatura y de presión para inferir la densidad, conociendo la composición y propiedades

fisicoquímicas del fluido, dada la dificultad de realizar una medición directa de esta propiedad.

$$\mathbf{F = Q \times \rho} \quad (40)$$

A partir de los valores de caudal volumétrico o de flujo másico, se puede obtener su totalización mediante la integración a lo largo del tiempo de los caudales instantáneos medidos durante el proceso de medición.

Es posible realizar la medición de parámetros fundamentales como masa, tiempo, temperatura, y otros, con incertidumbres de medición bastante bajas, muchas veces inferiores a 0,1%. Por otra parte, se sabe que el caudal de un fluido, por ser una magnitud derivada que representa un fenómeno dinámico, normalmente no permite la medición con incertidumbres menores a 1%, con excepción de las mediciones que se realizan bajo condiciones de laboratorio.

En la medición de caudal se presentan otras dificultades que se relacionan con la gran variedad de fluidos que se manipulan, y con la necesidad de realizar mediciones en un rango amplio de caudales, presiones y temperaturas de operación.

Los rangos de caudal que se desee medir pueden variar desde valores grandes como el caudal de los ríos hasta cantidades muy pequeñas de gas utilizadas para la alimentación de cromatógrafos de gases. Los rangos de presión estática de proceso varían desde las condiciones de alto vacío hasta cientos de atmósferas. Los rangos de temperatura de proceso pueden variar desde condiciones criogénicas hasta temperaturas superiores, del nivel de los

plasmas.

En términos de trazabilidad, en la medición de caudal no es posible intercambiar muestras patrón de cantidades medidas, sino más bien de equipos de medición. Por otro lado, dado el gran número de modelos distintos de medidores y que se basan en más de 100 principios diferentes de operación, es probable encontrar un medidor de caudal que está siendo utilizado indebidamente en alguna aplicación para la cual es inapropiado.

2.1.4 Propiedades de los Fluidos

Se define como fluido a cualquier sustancia que fluya. Los fluidos, generalmente, se clasifican según sus estados más comunes en la naturaleza, es decir, líquidos y gases. Un líquido, a pesar de que fluye con relativa facilidad, se caracteriza por la dificultad de ser comprimido; en cambio un gas, debido al hecho de no poseer fronteras, hace que su volumen dependa del volumen del recipiente que lo contiene. De acuerdo con la literatura convencional, el fluido, tanto líquido como gas, es un medio continuo cuyo flujo es también continuo.

El movimiento de un fluido genera y es generado por fuerzas de corte presentes entre las capas del fluido. Cuando un fluido fluye dentro de una tubería, se considera la formación de una frontera entre el fluido y la pared de la tubería, de tal manera que se puede despreciar la relación entre el fluido adyacente y la pared. Por tanto, se establece una distribución de velocidades desde una velocidad del fluido igual a cero adyacente a la pared hasta la

velocidad de la corriente libre en el eje axial de la tubería.

2.1.4.1 La Ecuación P-V-T

La ecuación P-V-T establece la relación entre el volumen ocupado por un fluido gaseoso (V), con su temperatura (T) y la presión (P) que actúa sobre el gas.

Para un gas que se comporta idealmente; es válida la siguiente relación

$$\frac{PV}{T} = \text{constante} \quad (41)$$

En la práctica, la determinación de las propiedades presión-volumen-temperatura de un fluido gaseoso es complicada. En el caso de los gases reales se está realizando estudios en forma continua, principalmente en Europa y en Estados Unidos, a fin de desarrollar ecuaciones generales que permitan calcular las propiedades físicas de esos gases en sus aplicaciones prácticas.

Para los gases con comportamiento ideal, la ecuación puede extrapolarse para los gases reales introduciendo un factor Z denominado factor de compresibilidad, el mismo que representa un coeficiente de desvío de la ley de los gases ideales. Esta ecuación está dada por

$$PV = ZnRT \quad (42)$$

Donde, n es el número de moles del gas y R es la constante universal de los gases ($R = 8314,41 \text{ J/kmol K}$).

2.1.4.2 Densidad y volumen específico

La densidad de un fluido (ρ) es la relación entre su masa (m) y su volumen (V) ocupado, mientras que el volumen específico (V_s) es su recíproco. Es decir,

$$\rho = \frac{m}{V} = \frac{1}{V_s} \quad (43)$$

Así, la densidad del agua ($1\ 000\ \text{kg/m}^3$) equivale, aproximadamente, a mil veces la densidad del aire a presión atmosférica ($1,1\ \text{kg/m}^3$).

2.1.4.3 Coeficiente de expansión térmica

El coeficiente expansión térmica de un fluido (β), también conocido como coeficiente de expansión volumétrica, es el aumento diferencial en el volumen específico del fluido (o una disminución diferencial en la densidad) provocada por un aumento de 1°C en su temperatura. Es decir,

$$\beta = \frac{1}{V_s} \frac{dV_s}{dT} = -\frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{dT} \quad (44)$$

El coeficiente de expansión térmica del agua fría es del orden de $20 \times 10^{-5} / ^\circ\text{C}$ a $20^\circ\ \text{C}$ y, generalmente, ese valor se desprecia a menos que se requiera una mayor exactitud en la determinación de volumen. Este factor aumenta rápidamente con el aumento de la temperatura.

La expansión térmica de los aceites y de los líquidos combustibles es mucho

mayor que la del agua y menos dependiente de la temperatura. Esta no puede despreciarse cuando se exige un alto grado de exactitud en la medición. En el caso de los gases, la expansión térmica es mayor y debe tomarse en cuenta en la medición de caudal o volumen de gas.

2.1.4.4 Compresibilidad

La compresibilidad de un fluido (κ) es la disminución diferencial en su volumen específico (o el aumento diferencial en su densidad) ocasionados por un aumento unitario en la presión.

$$k = -\frac{1}{V_s} \frac{dV_s}{dP} = \frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{dP} \quad (45)$$

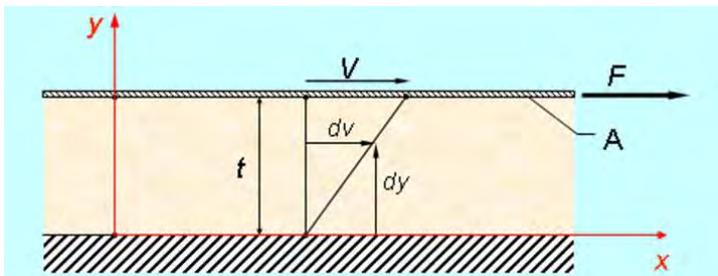
La compresibilidad del agua es aproximadamente 20 000 veces menor que la del aire a presión atmosférica y, en la mayoría de los casos, se puede despreciar. La compresibilidad de los líquidos derivados del petróleo varía de acuerdo con su composición, siendo los aceites viscosos ligeramente más compresibles que el agua y los combustibles ligeros, más de dos veces más compresibles que el agua.

En la medición comercial a gran escala de petróleo y de combustibles, la compresibilidad de estos debe tenerse en consideración cuando la presión de la línea alcanza niveles superiores a 2 bares. Los gases, por su parte, son altamente compresibles a bajas presiones y mucho menos compresibles a presiones elevadas.

2.1.4.5 Viscosidad

La viscosidad (μ) es la propiedad por la cual un fluido ofrece resistencia al corte o cizallamiento. La ley de Newton de la viscosidad establece que para una determinada velocidad de deformación angular de un fluido, la fuerza de corte es directamente proporcional a la viscosidad.

Fig. 2.3 Fuerza de corte de un fluido



Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

De acuerdo con el esquema,

$$\mu = \frac{F}{dV/dt} \quad (46)$$

donde: F es la fuerza de corte y (dV/dt) es la tasa de deformación angular.

La unidad de viscosidad en el Sistema internacional de Unidades (SI) es el Pascal x segundo (Pa.s), pero es común expresar la viscosidad en centiPoise (cP), dado que 1 cP equivale 1×10^{-3} Pa.s.

Usualmente, la viscosidad de un fluido se refiere como "viscosidad absoluta" o "viscosidad dinámica", para diferenciarla de la viscosidad cinemática (ν); la relación entre las dos viscosidades es dada por $\mu = \rho \cdot \nu$

La unidad de viscosidad cinemática en el SI es m^2/s y la unidad más común es el centiStoke (cSt), dado que 1 cSt equivale a $1 \times 10^{-8} m^2/s$.

La siguiente tabla presenta algunos datos prácticos de viscosidad para diferentes fluidos. Los valores suministrados son valores medios aproximados y válidos a temperatura ambiente.

Tabla 2.2 Viscosidad dinámica para diferentes fluidos

Sustancia	Viscosidad aproximada cPo
Aire	0,02
Agua	1
Aceite de motor	100
Grasa	1 000
Miel	100 000

Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

La viscosidad de un fluido puede medirse por medio de los conocidos viscosímetros de Ostwald, de tipo tubo en U, de flujo directo o inverso.

2.1.4.6 Solubilidad del aire en los líquidos

El aire es soluble en líquidos y su solubilidad es directamente proporcional a la presión absoluta. La solubilidad del aire en el agua es aproximadamente del 1% a una presión absoluta de 0,5 bar, 2% a 1 bar, 4% a 2 bar, y así sucesivamente. El aire es muy soluble en los hidrocarburos, los valores típicos a la presión absoluta de 1 bar son de 8% en aceites lubricantes, 12% en

kerosene y 16% en gasolina.

Debido a la solubilidad del aire, en caso de que la presión disminuya momentáneamente por debajo de la presión atmosférica en una instalación de medición de derivados del petróleo, el aire disuelto puede liberarse de la solución de manera que las burbujas de aire en el líquido pueden terminar ocasionando errores graves en la medición.

2.1.4.7 Humedad en los gases

Los gases pueden ser secos o húmedos. A una determinada temperatura, pueden incorporar una determinada cantidad máxima de vapor de agua. Este límite se incrementa en la medida que la temperatura se incrementa. Cuando un gas contiene la cantidad máxima posible de vapor de agua, se dice que el gas está saturado. Por otro lado, si no está totalmente saturado, su grado de saturación puede expresarse en términos de su humedad relativa.

La humedad de un gas altera su masa específica. Por ejemplo, en el caso de aire a 1 bar y 23°C, su masa específica en el estado seco, es aproximadamente 1% mayor que cuando el aire está saturado con vapor de agua.

Si se producen cambios bruscos en la humedad, se pueden producir errores en la medición del caudal. Particularmente, los errores pueden ocurrir fácilmente si un gas no saturado pasa a través de un medidor de gas tipo cámara húmeda (wet test meter) o debido a la condensación de parte del vapor de agua como

resultado del enfriamiento debido a una expansión súbita.

2.1.5 Régimen de Flujo

De acuerdo a la teoría, el flujo de un fluido puede clasificarse de muchas maneras tales como: flujo laminar, turbulento, ideal, real, compresible, crítico, homogéneo, viscoso o no viscoso, en régimen permanente, uniforme, isentrópico, rotacional, adiabático, isotérmico, o puede designarse por el nombre de los científicos que los estudiaron; por ejemplo, flujo de Couette, de Rayleigh y de Stokes.

Para la determinación del caudal, hay ecuaciones que relacionan a la viscosidad, densidad, compresibilidad, temperatura, presión, y a la energía en sus diferentes formas.

Existen, como mínimo, tres condiciones que deben considerarse:

- El cumplimiento de la ecuación de continuidad
- La aplicación de la ley de movimiento de Newton para cada partícula de fluido en cada instante, y
- En las paredes del tubo, la componente normal de la velocidad es igual a la velocidad del tubo. Para un fluido real, de acuerdo con el principio de la adherencia, la componente tangencial de la velocidad del fluido en la pared es cero, en relación a la pared de la tubería.

2.1.5.1 Ecuaciones de Continuidad – Ecuación de Bernoulli.

El principio de la ecuación de la continuidad establece que, para un flujo en

régimen permanente, el flujo másico de un fluido en cualquiera de las secciones transversales de la tubería es constante. Esto significa que la cantidad de materia que entra es igual a la que sale. Si el fluido que fluye es incompresible, el caudal volumétrico también se mantiene constante.

Este principio cobra importancia en el estudio del comportamiento de un medidor de caudal. Esto implica que cuando la sección transversal de una tubería disminuye, la velocidad media del flujo debe aumentar y viceversa.

Además, se cumple que la energía total en movimiento es la misma en toda la sección transversal a lo largo de la tubería. La ecuación de Bernoulli expresa este fenómeno en términos matemáticos.

Asumiendo que la tubería está en posición horizontal y que el fluido es incompresible, además de despreciar algunos factores como el efecto de la fricción en la transformación de la energía mecánica en calor y también el de la variación de la velocidad a lo largo de la tubería, la ecuación de Bernoulli se reduce a la siguiente expresión:

$$\frac{V^2}{2g} + \frac{P}{\rho g} = \text{Constante en todas las secciones transversales} \quad (47)$$

Esta ecuación puede utilizarse para obtener expresiones teóricas sobre el comportamiento de varios tipos de medidores de caudal.

2.1.5.2 Flujo ideal y Flujo real

Cuando no hay fricción entre las partículas móviles adyacentes, en un flujo; es decir, la viscosidad del fluido es cero, el flujo es llamado flujo ideal. En el flujo

ideal, las fuerzas internas en cualquier en cualquier sección son siempre perpendiculares a este. Dicho flujo obedece a un modelo idealizado, por lo tanto, nunca se consigue en la práctica. En el caso de los fluidos reales, estos son viscosos en mayor o menor grado unos respecto a los otros. De esta manera, podemos deducir que el flujo viscoso y el real son sinónimos.

2.1.5.3 Número de Reynolds

El comportamiento de flujo de un fluido a través de una tubería puede describirse mediante un parámetro adimensional denominado Número de Reynolds (Re). Este parámetro es de gran importancia en la medición de caudal de fluidos y está definido como:

$$Re = \frac{\rho VD}{\nu} \quad (48)$$

Donde, ρ es la densidad del fluido, ν es la viscosidad cinemática media del flujo, D es el diámetro interno de la tubería y V es la velocidad del fluido.

Si consideramos, en el numerador de la ecuación anterior, a ρ como la masa por unidad de volumen entonces el producto ρV representa la cantidad de movimiento por unidad de volumen y el producto ρVD es el momento de la cantidad de movimiento por unidad de volumen. El numerador representa, por tanto, una medida de la capacidad del fluido de producir fuerzas viscosas.

Por tanto, el número de Reynolds indica cual es el tipo de fuerzas que predomina en el flujo de un fluido. Cuando ρVD es relativamente grande, el Re también es grande y esto implica una predominancia de las fuerzas dinámicas.

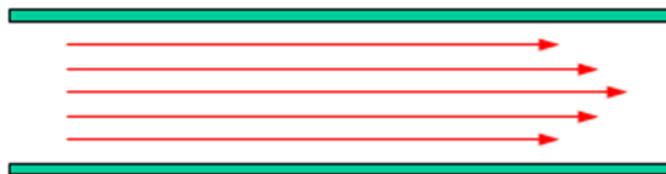
Sin embargo, cuando v es relativamente grande el número de Reynolds es menor y, de esta forma, las fuerzas viscosas prevalecen.

2.1.5.4 Flujo laminar y flujo turbulento

Un fluido puede fluir en una tubería básicamente bajo dos regímenes de flujo diferentes: flujo laminar o flujo turbulento.

El flujo laminar se denomina así porque todas las partículas del fluido se mueven en líneas rectas distintas, paralelas al eje de la tubería y de modo ordenado. Es decir, la acción se lleva a cabo como si las líneas del fluido se deslizaran relativamente entre sí.

Fig. 2.4 Flujo laminar.



Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

Notar que existirá una distribución de velocidades, las partículas más lentas se encontrarán próximas a las paredes de la tubería y las más veloces en el centro de la tubería.

Teóricamente en un régimen de flujo laminar, se asume que no se presentará cruce de líneas de corriente; sin embargo, en la realidad ocurre un cambio gradual entre los carriles. Este fenómeno se denomina flujo secundario, y es un asunto complejo, ignorado en situaciones prácticas, aunque algunas veces puede tener consecuencias importantes.

El régimen de flujo laminar, o flujo viscoso, es gobernado por la ley de Newton

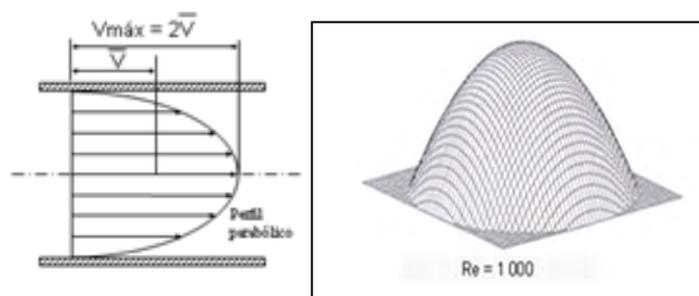
de la viscosidad. Puede considerarse como el régimen de flujo donde toda la turbulencia es amortiguada por la acción de la viscosidad y teóricamente ocurre cuando el número de Reynolds es inferior a 2 000.

El flujo en régimen laminar se caracteriza por un movimiento suave y continuo del fluido, con poca deformación. El régimen laminar es conseguido de varias maneras: en un fluido con baja densidad, un flujo de baja velocidad o a través de elementos de dimensiones pequeñas, o por medio de un fluido con alta viscosidad como, por ejemplo, aceites y lubricantes.

La variación de la velocidad de un fluido dentro de una tubería se puede observar a través de su perfil de velocidades de flujo. El perfil de velocidades es, probablemente, el parámetro más importante y menos conocido que influye en una medición de caudal.

En el caso del flujo laminar en una tubería circular, la velocidad adyacente a la pared es cero y aumenta hasta un valor máximo en el centro del tubo. El perfil de velocidades posee la forma de una parábola y la velocidad media es igual a la mitad de la velocidad máxima en el eje central.

Fig. 2.5 Perfil de velocidades de un flujo laminar.

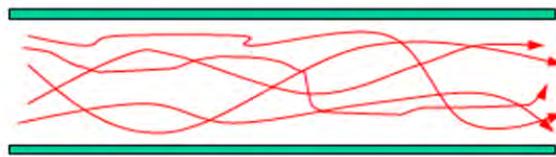


Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

Teóricamente, el régimen de flujo turbulento ocurre a número de Reynolds superiores a 2 000. Sin embargo, muchas veces tales regímenes pueden continuar o iniciarse a un número de Reynolds mucho más bajo que 2 000.

En este tipo de flujo no es posible distinguir líneas de corriente independientes, componiéndose el flujo de una “masa de remolinos”. Siendo así, las partículas del fluido no siguen la misma trayectoria.

Fig. 2.6 Flujo turbulento



Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

En un flujo turbulento, el perfil de velocidades aguas debajo de un tramo recto y largo de tubería es mucho más achatado que en régimen laminar, y la velocidad en el centro es aproximadamente 1,2 veces la velocidad media, dependiendo de la rugosidad de la tubería. Bajo estas condiciones, se dice que el perfil está completamente desarrollado o normal.

Fig. 2.7 Perfil de velocidades de un flujo turbulento



Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

En las aplicaciones industriales, los números de Reynolds en la tuberías son, generalmente, superiores a 2 000 y el flujo laminar difícilmente se produce a

menos que el fluido sea un líquido muy viscoso.

En conclusión, en general se asume que los regímenes de flujo serán siempre turbulentos a menos que se especifique la condición de flujo laminar.

2.1.5.5 Asimetría del perfil de velocidades

En las aplicaciones prácticas, las redes de tubería poseen cambios de dirección y de sección transversal. En estos casos, el perfil de velocidades puede distorsionarse completamente debido al paso del flujo a través de curvas, accesorios como codos, reducciones, válvulas e, incluso, medidores de caudal.

Esta distorsión del perfil de velocidades es crítica en la operación de los medidores de caudal que dependen de una simetría perfecta de flujo respecto a su eje central, como es el caso de los medidores por presión diferencial y los medidores de tipo turbina. Adicionalmente, un desvío en el perfil de velocidades de operación en relación al perfil utilizado en la calibración del medidor en laboratorio, podría ocasionar errores de medición de difícil detección y cuantificación.

La figura 2.8 muestra dos perfiles asimétricos típicos, medidos con un anemómetro láser a 5 y a 20 diámetros de tubería, aguas debajo de la misma curva en una tubería comercial de 75 mm (3") de diámetro.

Fig. 2.8 Perfiles de velocidad a 5 y a 20 D aguas abajo de una curva en una tubería.



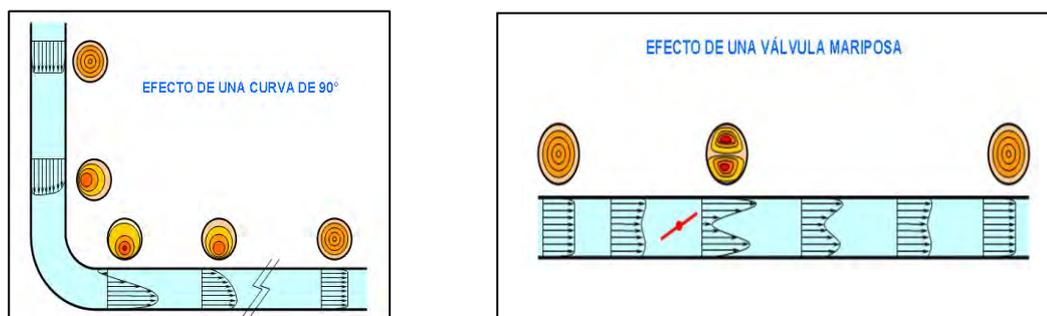
Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

Se ha verificado que aún después de 20 diámetros de tubería, el perfil de velocidades de flujo todavía se mantiene bastante asimétrico, situación que puede provocar errores de medición graves.

El porcentaje de simetría del perfil de velocidades del flujo depende del número de Reynolds, que toma en cuenta la velocidad del fluido y la rugosidad de la superficie interna de la tubería.

2.1.5.6 Rotación y remolino (swirl)

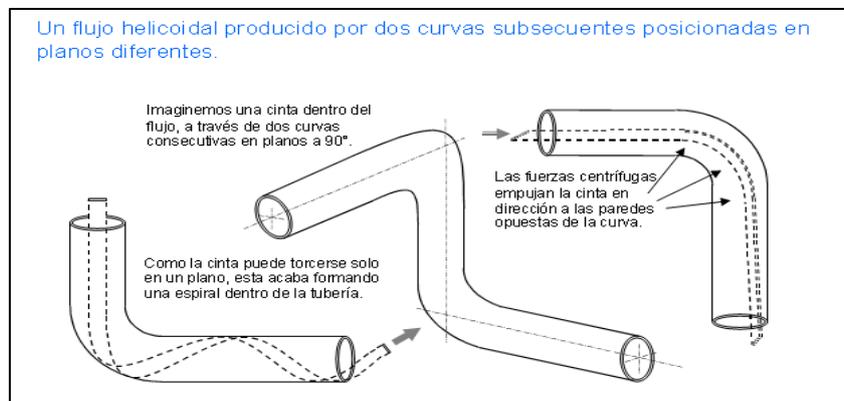
Las curvas así como los accesorios como codos válvulas, etc., también pueden producir una perturbación en el flujo conocida como rotación. Veamos gráficamente dos casos:



Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

Por otra parte, el tipo más crítico de perturbación para la mayoría de medidores de caudal es el flujo rotacional en tres dimensiones, o swirl (remolino), producido por dos curvas subsecuentes posicionadas en planos diferentes aguas arriba del medidor de caudal. Esta configuración hace que el flujo gire de forma helicoidal, haciendo que este efecto persista por largas distancias.

Fig. 2.9 Flujos helicoidales creados por dos curvas adyacentes en planos a 90°.



Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

En flujos a números de Reynolds elevados, este fenómeno disminuye a una tasa de aproximadamente 4% por diámetro recorrido y, a bajos números de Reynolds, aproximadamente disminuye a 2% por diámetro lo cual quiere decir que, para una tubería de 100 mm de diámetro, la intensidad de swirl disminuye solamente 4% (ó 2%) por cada 100 mm de tubería recta que el fluido recorre en el interior de la tubería.

Los efectos nocivos del swirl pueden, si fuera necesario, atenuarse instalando los llamados rectificadores o acondicionadores de flujo aguas arriba del medidor de caudal.

2.1.5.7 Flujo en régimen estacionario y no estacionario

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

En un flujo en régimen no estacionario o inestable, las condiciones varían en relación al tiempo y en cada sección de la tubería. Esta variación en el caudal puede ser lenta como resultado del accionamiento de una válvula de control proporcional o puede ser rápida como resultado del cierre repentino de una válvula de bloqueo que puede inclusive producir el golpe de ariete.

Un régimen de inestabilidad en el caudal ocurre también, por ejemplo, cuando se tiene un flujo de fluido entre dos recipientes y el equilibrio se consigue cuando las presiones o los niveles se igualan.

Este tipo de flujo también incluye los movimientos periódicos, tales como el movimiento de las olas del mar y otros tipos de oscilaciones de la naturaleza. La diferencia entre estos casos y el flujo medio de regímenes turbulentos es que los desvíos en relación a la medida de flujo en régimen no estacionario son muchos mayores, al igual que la escala de tiempo.

2.1.5.8 Flujo compresible e incompresible

En el flujo incompresible el fluido se mueve a lo largo de la tubería manteniendo su densidad constante. En la realidad, ningún fluido es verdaderamente incompresible puesto que hasta los líquidos varían su densidad cuando se someten a alta presión. En la práctica, para fluidos en movimientos con números de Mach menor de 0,3 el fluido puede considerarse incompresible. En flujos de líquidos es muy difícil alcanzar un número Mach igual a 0,3 debido a la gran presión requerida para inducir el flujo. Por eso, este tipo de flujo normalmente se considera incompresible.

Una diferencia esencial entre un fluido compresible y uno incompresible se encuentra en la velocidad del sonido. En un fluido incompresible, la velocidad de propagación de un gradiente de presión es prácticamente instantánea; por otro lado, en un fluido compresible la velocidad es finita. Un pequeño disturbio se propaga a la velocidad del sonido.

Cuando la velocidad de un fluido alcanza su velocidad del sonido, la variación de la densidad (o del volumen) es igual a la variación de la velocidad. Es decir, una gran variación de la velocidad en un flujo a alta velocidad, ocasiona una gran variación en la densidad el fluido. Los flujos de gases pueden fácilmente alcanzar velocidades elevadas, lo cual es característico de los flujos compresibles.

Para el flujo turbulento de un fluido incompresible, el efecto de la variación de la densidad en la expresión de la turbulencia es despreciable. Sin

embargo, este efecto debe ser considerado en el caso de la operación con flujos compresibles. El análisis de flujo turbulento de un fluido compresible requiere la correlación de los componentes de velocidad, densidad y presión.

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

2.1.5.9 Flujo rotacional e irrotacional

En el flujo rotacional, desde un punto de referencia fijo, cada partícula de fluido parece girar en torno a su propio eje. En el flujo irrotacional, cada pequeña partícula o elemento del fluido conserva su orientación original. Como un elemento del fluido puede girar en torno a su eje solamente con la aplicación de fuerzas viscosas, el flujo rotacional es posible solamente con un fluido real viscoso y el flujo irrotacional solamente puede obtenerse en un fluido ideal no viscoso.

2.1.5.10 Flujo junto a las paredes y sus proximidades

Para un fluido ideal, sin fricción, la velocidad del flujo adyacente a la pared es la misma. Sin embargo, en la realidad, la adhesión entre el fluido y la superficie de la pared tiende a hacer que la velocidad del fluido sea igual a la velocidad de la superficie del cuerpo. A partir de la pared, la velocidad aumenta con la distancia a una proporción que depende de la viscosidad del fluido. El

flujo en esta capa límite ocurre en régimen laminar.

Por otro lado, existe una zona de transición donde el límite es indefinido y más allá del cual el flujo es totalmente turbulento. Lejos de la superficie, los efectos de pared desaparecen y el flujo no se perturba más. La región entre la capa límite laminar y la perturbada se conoce como capa límite turbulenta. Los efectos de la viscosidad son más pronunciados cerca de la pared o del cuerpo sólido, y disminuye rápidamente con la distancia de la superficie límite.

2.1.5.11 Flujo interno y externo

Un flujo se puede clasificar como interno o externo. El flujo interno se refiere al fluido moviéndose dentro de una tubería o un ducto. El flujo externo se relaciona con el caudal de un fluido en torno a un objeto, por ejemplo, el aire en torno del ala de un avión.

El flujo interno se caracteriza de modo conveniente por la forma del ducto y sus variaciones por los efectos de fricción y por la transferencia de calor entre las paredes del ducto y las fuentes internas de energía.

El flujo externo se relaciona con las capas límite y con las estelas dejadas por el movimiento de los cuerpos en los fluidos, el conocimiento de estos fenómenos hace posible, por ejemplo, el diseño de medidores de caudal basados en la generación de vórtices por medio de perfiles insertados en el flujo.

2.1.5.12 Flujo crítico

Cuando un gas fluye a través de una boquilla o un orificio a una velocidad igual a la del sonido para las condiciones del fluido, el régimen de flujo a través de esta restricción se denomina flujo crítico o bloqueado. En este tipo de restricciones, el flujo crítico es independiente de las condiciones de presión y de temperatura aguas abajo. Es decir, es posible disminuir la presión aguas abajo de la boquilla sin que el caudal de gas aumente.

2.1.5.13 Fuentes de perturbación del flujo

La exactitud establecida para la medición de caudal se basa tomando como hipótesis que se tiene un caudal en régimen estacionario de un fluido newtoniano, homogéneo, en una sola fase y con un perfil de velocidades completamente desarrollado a lo largo de un tramo recto de tubería. Cualquier desvío de estas condiciones de referencia puede afectar la medición y el medidor ocasionando desde la generación de pequeños errores de medición hasta la destrucción total del elemento sensor de caudal. Los tipos de perturbación que pueden ocurrir en un flujo se detallan en los numerales siguientes.

2.1.5.14 Cavitación

Es posible vaporizar un líquido mediante dos procesos distintos: aumentando su temperatura y manteniendo la presión constante o disminuyendo la presión y manteniendo la temperatura constante.

Por definición, la cavitación es la ebullición de un líquido causada por una disminución de la presión estática por debajo de la presión de vapor del fluido y

depende de la combinación de condiciones de temperatura y presión estáticas. Existe formación y luego implosión de cavidades de vapor; este colapso de las burbujas de vapor es el responsable del ruido característico asociado a la cavitación. Los gases disueltos en las burbujas de gas en los líquidos proporcionan los núcleos para la cavitación y están presentes en el proceso de deflagración.

La cavitación puede ocurrir en un sistema por diferentes causas como cuando la presión se reduce demasiado; por fricción; por la separación del flujo; por la restricción que ofrece una válvula, un obstáculo o un elemento de caudal que trabaja por presión diferencial inclusive en un sistema con una tubería bien diseñada; por apertura repentina de una válvula de control o de alivio; cuando se presenta una caída fuerte y brusca de la presión después del elemento primario aproximándola a la presión de vapor del líquido en la línea o durante la medición de caudal de líquidos mediante una presión diferencial elevada.

Cuando la cavitación es intensa ocasiona daños en las bombas y elementos de la tubería, restringe el caudal, inutiliza el elemento primario, produce vibraciones en las estructuras y genera niveles de ruido elevados.

2.1.5.15 Pulsaciones y caudal no constante

El medidor de caudal basado en la medición de presión diferencial es un equipo de medición para operación en régimen estacionario. Debido a la relación de la raíz cuadrada de la presión diferencial y el caudal, la medición de la presión diferencial fluctuante no permite obtener el caudal verdadero del

fluido, debido a que la raíz cuadrada de la integral de la presión diferencial no es igual a la integral de la raíz cuadrada de la presión, excepto cuando la presión diferencial es constante. El error es mayor para ondas de perfil rectangular que para ondas sinusoidales. Algunas fuentes de pulsaciones en un flujo pueden ser la presencia de bombas, compresores, válvulas, etc.

Para caudales pulsantes de líquidos, la solución usual es la instalación de una cámara pulmón parcialmente llena con gas o vapor entre la fuente de pulsación y el medidor de presión diferencial. Para caudales de gas o vapor, los efectos debidos a las pulsaciones pueden atenuarse con el uso de elementos primarios que provoquen presiones diferenciales bajas; es decir, con una relación beta elevada y también mediante procesos con presión estática elevada.

2.1.5.16 Pérdida de carga en tuberías

El flujo de un fluido en una tubería recta de sección transversal circular sufre una caída de presión a lo largo de la línea, esta caída de presión puede ser determinada por las ecuaciones de Darcy-Fanning o de Darcy-Weisbach. Existen varios parámetros de la tubería que influyen en la pérdida de carga del flujo: el material a partir del cual se fabrica el tubo, el método de fabricación, el diámetro, el acabado superficial y la edad de la tubería.

El uso de intercambiadores de calor, válvulas, filtros, curvas, codos, tes, expansores, reductores, y otros, dentro del proceso provoca caídas adicionales de presión denominadas pérdidas de carga singulares.

2.1.5.17 Válvulas

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

2.1.5.18 Conexiones

Las principales conexiones de una tubería son las uniones, las tes, los codos, las reducciones y las expansiones. Normalmente, la caída de presión provocada por estas conexiones es determinada por longitud equivalente de tubería recta que ocasionaría la misma caída de presión, bajo las mismas condiciones de flujo.

Para la medición de caudal, el principal efecto de la presencia de conexiones en la línea es la perturbación causada por estas en el perfil de velocidades del flujo aguas arriba del medidor.

2.1.5.19 Golpe de ariete

El golpe de ariete es un fenómeno que se genera y se propaga en la tubería provocada por la variación brusca de una sección o por la apertura o cierre rápido de una válvula. Cuando el caudal de un fluido se interrumpe de forma

brusca ocurre un aumento repentino de la presión en sentido contrario a la del flujo original.

Los efectos elásticos del fluido y de las paredes de las tuberías atenúan las condiciones originales de la perturbación amortiguando la presión a lo largo de las líneas. Las partes más afectadas son las que se encuentran más próximas a la válvula o de la fuente del golpe.

Estas partes se comprimen y las paredes adyacentes se expanden por el aumento de la presión debido al cierre de la válvula.

El golpe de ariete es bastante perjudicial porque puede acabar destruyendo el medidor de caudal.

2.1.6 Tipos básicos de medición de caudal

El término “medición de caudal” puede referirse a cualquiera de los seis tipos de medición más comunes que se encuentra en los procesos. A continuación, una breve descripción de éstos.

2.1.6.1 Medición de la velocidad puntual

Existen diferentes clases de instrumentos para la medición de la velocidad puntual de un fluido determinado. Estos medidores son llamados anemómetros cuando se usan para medir la velocidad del aire; corrientómetros, si se emplean en agua y medidores de inserción, si se utilizan dentro de tuberías y ductos.

2.1.6.2 Medición de la velocidad media en tuberías.

La velocidad media de una tubería \bar{V} está relacionada con el flujo volumétrico, Q_v , y el área de su sección transversal, a través de la siguiente expresión,

$$\bar{V} = \frac{Q_v}{A} \quad (49)$$

Donde, \bar{V} puede determinarse de tres maneras diferentes:

- 1) midiendo Q_v y A y despejando \bar{V} de la ecuación anterior,
- 2) midiendo \bar{V} en varios puntos de una sección transversal determinada y obteniendo una media ponderada apropiada, o
- 3) midiendo la velocidad en un punto situado a $\frac{3}{4}$ de distancia entre el eje y la pared de la tubería debido a que, en flujos completamente desarrollados, la velocidad del fluido en ese punto representa aproximadamente la velocidad media del flujo. Este método es el de menor precisión de los tres métodos descritos.

2.1.6.3 Medición del caudal volumétrico

El caudal volumétrico Q_v , se define como el flujo de un determinado volumen de fluido que fluye durante un intervalo de tiempo, es decir.

$$Q_v = \frac{V}{t} \quad (50)$$

Los medidores de caudal volumétrico han sido diseñados para indicar directamente el valor de Q_v .

2.1.6.4 Medición de volumen total

Algunos medidores se diseñan para indicar directamente el volumen total V de fluido que pasa a través del medidor. Son denominados medidores volumétricos o totalizadores, a fin de distinguirlos de otros tipos de medidores de caudal.

Puede obtenerse el valor del volumen total V de fluido que pasa a través del medidor de caudal mediante una integración de su señal a lo largo de un intervalo de tiempo determinado; también, derivando su señal de salida con relación al tiempo. Sin embargo, estas operaciones producen, generalmente, una disminución de la exactitud de la medición.

2.1.6.5 Medición de caudal másico

El caudal másico de un fluido Q_M , representa el flujo de una determinada masa de fluido durante un intervalo de tiempo, es decir,

$$Q_M = \frac{m}{t} \quad (51)$$

Algunos medidores de caudal, denominados medidores másicos o medidores másicos verdaderos, son diseñados para indicar directamente el caudal másico del fluido.

Generalmente el parámetro Q_M se determina realizando varias medidas simultáneas de Q_V y ρ , y aplicando la siguiente relación:

$$Q_m = \rho * Q_v \quad (52)$$

2.1.6.6 Medición de la masa total

En la actualidad se encuentran disponibles medidores capaces de medir directamente la masa total m del flujo de un fluido durante un determinado intervalo de tiempo. Para determinar m es necesario medir Q_M e integrar las mediciones en un tiempo determinado, o también, medir el volumen total de fluido V y la masa específica ρ y utilizar la ecuación $m = \rho * V$.

2.1.7 Curvas de calibración.

Una curva de calibración (o curva característica o curva de desempeño) es un gráfico que muestra la forma en que varía el desempeño de un medidor con el caudal, con la velocidad, o con el número de Reynolds.

Esta curva se obtiene, generalmente, mediante una calibración; esto es, realizando una serie de pruebas a lo largo del rango de operación del medidor y comparando las lecturas mostradas por el instrumento (volumen, masa o velocidad) versus los valores obtenidos utilizando un medidor de una clase de exactitud mayor.

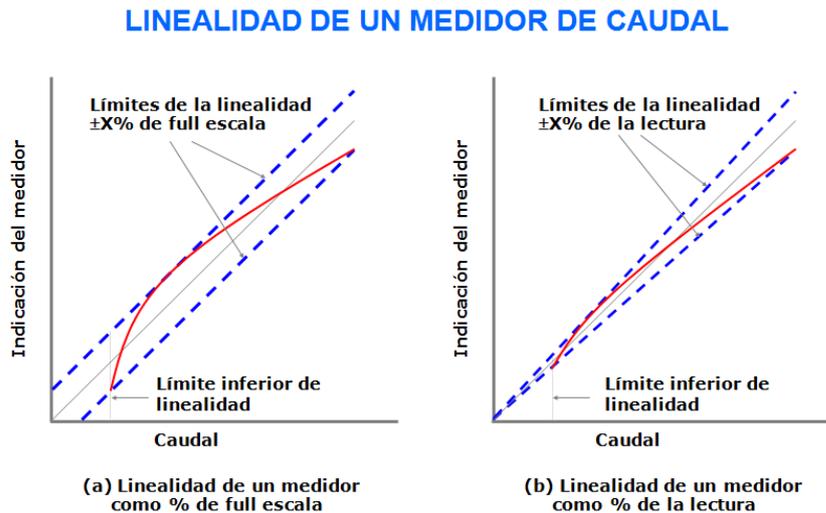
2.1.7.1 Medidores de caudal lineales y no lineales

Los resultados de una calibración pueden representarse en un gráfico que relacione la indicación del medidor Y con el caudal convencionalmente verdadero, Q .

Si la representación forma una línea más o menos recta pasando por el origen, el medidor se considera lineal. Muchos medidores no lineales poseen

características donde Q es proporcional al cuadrado de Y . A esta clase de medidores, donde Y es el valor de la presión diferencial medida, pertenecen los medidores de caudal tipo Venturi, placas de orificio, boquillas y tubos de Pitot.

Fig. 2.10 Curva característica de un medidor de caudal



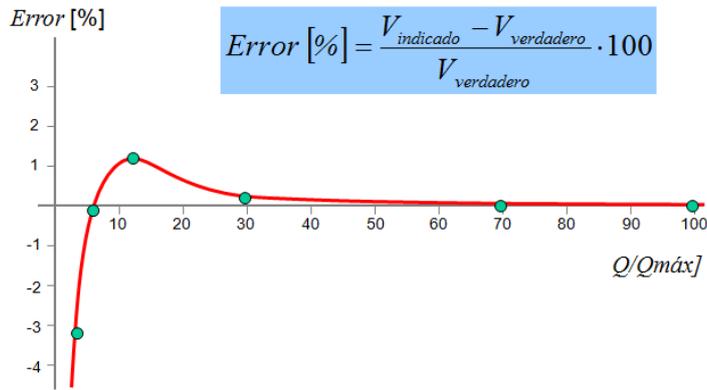
Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

2.1.7.2 Uso de la curva de desempeño del medidor

En la práctica, un gráfico, para ser útil, debe mostrar claramente cualquier pequeño desvío del comportamiento ideal del medidor.

Por tanto, es práctica común graficar algún tipo de índice de desempeño del medidor versus el caudal. Cuanto más se aproxima el gráfico resultante a una línea horizontal recta, el desempeño del medidor se acercará más al ideal. Este tipo de gráficos nos permite determinar el error de indicación del medidor y realizar la calibración correspondiente.

Fig. 2.11 Curva de desempeño de un medidor de caudal.



Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

2.1.7.3 Coeficiente de descarga

El coeficiente de descarga, C, se define para mediciones de caudal como:

$$C = \frac{Q_t}{Q_i} \tag{53}$$

Para medidores de velocidad como

$$C = \frac{V_t}{V_i} \tag{54}$$

Donde: Q_t = caudal convencionalmente verdadero

V_t = velocidad convencionalmente verdadera.

Q_i = caudal indicado por el medidor, calculado a partir de la lectura en el medidor

V_i = velocidad indicada por el medido, calculado a partir de la lectura en el medidor.

Estos valores se obtienen a partir de medidores con una clase de exactitud mayor, normalmente utilizados en la calibración de otros medidores.

El coeficiente de descarga (generalmente, menor que la unidad) es ampliamente aplicado en el caso de medidores por presión diferencial. Normalmente, el coeficiente de descarga se grafica en relación al número de Reynolds calculado para la garganta del medidor, Re_d , aunque en lo posible debiera utilizarse el número de Reynolds basado en el diámetro de la tubería, Re_D

2.1.7.4 Error de indicación del medidor

El término error del medidor, ε , es utilizado en conjunto con medidores volumétricos cuya indicación se da directamente en unidades de volumen, principalmente medidores de desplazamiento. El error se define como.

$$\varepsilon = \frac{V_i - V_t}{V_t} \quad \text{o} \quad \varepsilon = \frac{V_i - V_t}{V_t} \times 100\% \quad (55)$$

Donde: V_t = volumen convencionalmente verdadero

V_i = volumen indicado.

Generalmente, el error se expresa en términos porcentuales respecto al valor convencionalmente verdadero.

2.1.7.5 Factor del medidor

El factor del medidor, F , es un término aplicado principalmente a medidores utilizados para medir un volumen total especialmente con medidores de tipo turbina y de desplazamiento positivo. La definición aceptada para el factor del medidor es,

$$F = \frac{V_t}{V_i} \quad (56)$$

Este factor es el vapor por el cual el volumen indicado por el medidor debería multiplicarse a fin de obtener el “volumen verdadero”.

2.1.7.6 Factor K

El factor K permite evaluar el desempeño de medidores como de tipo turbinas, por ejemplo, cuya señal de salida se da en forma de una serie de pulsos eléctricos. El número de pulsos total, n, es proporcional al volumen total de flujo que ha pasado, por tanto, la frecuencia de pulsos, dn/dt, es proporcional al caudal del fluido.

El factor K de un medidor se define como $K = \frac{n}{V_t}$ (57)

Las curvas características de medidores de tipo turbina se representan generalmente en un gráfico del factor K en función del caudal.

El recíproco del factor K, es un parámetro de gran importancia dado que cuando el medidor va a utilizarse, el número de pulsos medidos (n) debe multiplicarse por el factor 1/K para obtener el volumen de fluido que pasó por el medidor.

2.1.8 Propiedades de los instrumentos de medición

2.1.8.1 Resolución

Debido a un acuerdo internacional la palabra “resolución” se utiliza para

describir la menor diferencia entre indicadores que puede alcanzar a percibirse en un instrumento o dispositivo indicador. Por ejemplo, la resolución de un cronómetro digital electrónico con lectura en milisegundos es una centena de veces mayor que la de un cronómetro manual con graduación en décimas de segundo. Para dispositivos indicadores digitales, es la variación en la indicación cuando el dígito menor significativo varía en una unidad.

En el caso de instrumentos o indicadores de tipo analógico, la resolución es diferente de la misma división de escala asociándose a la posibilidad que tiene el observador de hacer subdivisiones entre dos marcas de la escala.

La resolución indica cuántas cifras decimales somos capaces de leer; sin embargo, no indica respecto a cuántas de estas cifras decimales son de confiar.

2.1.8.2 Repetibilidad y Reproducibilidad

La repetibilidad de un instrumento de medición es una indicación de su capacidad para entregar el mismo resultado cuando se utiliza para medir la misma cantidad varias veces, en forma sucesiva. Un valor numérico de la repetibilidad también puede obtenerse experimentalmente instalando medidores idénticos lado a lado y comparando sus lecturas innumerables veces de forma sucesiva. La repetibilidad se confunde frecuentemente con la exactitud que es, bajo ningún punto de vista, el mismo concepto.

Si un instrumento posee una baja repetibilidad tendrá por consiguiente una baja

exactitud. Por otro lado, el hecho de que un medidor presente alta repetibilidad no significa necesariamente que presente también una alta exactitud (aunque es posible que la tenga) dado que puede estar presentando el mismo valor incorrecto pero repetitivamente.

Un término relacionado con la repetibilidad es la reproducibilidad. Esta refleja la capacidad que posee un instrumento de entregar el mismo resultado cuando se utiliza para medir la misma magnitud en instantes diferentes y bajo condiciones distintas. Este factor toma importancia en la evaluación de la susceptibilidad de un determinado medidor a las condiciones de instalación.

2.1.8.3 Exactitud e incertidumbre

Si consideramos que la repetibilidad es la capacidad de un instrumento de “contar siempre la misma historia”, la exactitud sería la medida de su capacidad de “decir la verdad”.

En general, la alta repetibilidad de un medidor depende de un buen diseño y de una cuidadosa fabricación, mientras que una buena exactitud depende además de una calibración cuidadosa contra un patrón. Por esto, cuando se requiere mantener continuamente una alta exactitud en un medidor, éste debe recalibrarse periódicamente.

El hecho de que existan dos maneras de expresar la exactitud genera confusión. Algunos fabricantes la consideran como un porcentaje del total de escala, otros como un porcentaje de la lectura. La diferencia es muy

significativa cuando el medidor está trabajando al inicio de su escala. Por ejemplo, a $1/5$ del valor máximo de escala, una exactitud de 1% del total de escala es equivalente a una exactitud de 5% en la lectura. A menos que se especifique lo contrario, la exactitud debe expresarse y entenderse siempre en términos de porcentaje de la lectura.

El obtener una buena repetibilidad en un medidor es costoso y aún más caro es obtener una alta exactitud. Así, es innecesario instalar un medidor de excelente repetibilidad cuando puede usarse uno más barato; igual sería el caso de instalar un medidor de alta exactitud y cuidadosamente calibrado cuando un instrumento más simple y con buena repetibilidad sería suficiente, por ejemplo, cuando la finalidad del medidor es solamente estimar y/o controlar el caudal que pasa a través de una tubería.

Por otro lado, un medidor con alta exactitud es recomendable en los casos en que se compra, vende o pagan impuestos de acuerdo con la indicación de un instrumento, es decir, en la medición fiscal. La mejor manera de asegurar una buena exactitud es adquiriendo un medidor de buena repetibilidad en conjunto con un equipo de calibración dedicado.

Es importante resaltar que la palabra exactitud es una palabra cualitativa y no debería utilizarse para cuantificar un determinado parámetro porque esta posee varios significados.

Como se mencionó anteriormente, el término internacionalmente aceptado para

expresar la exactitud o inexactitud de una medición es el término incertidumbre. Ese término tiene un significado preciso y debería utilizarse asociado a los resultados de todas las mediciones de caudal.

La incertidumbre de una medición se considera como la mitad del rango de valores dentro del cual se espera que se encuentre el valor verdadero de la medición.

2.1.8.4 Instalación

Muchos de los problemas encontrados en los medidores de caudal pueden atribuirse a la instalación inadecuada de los mismos.

Algunos de los casos más comunes incluyen:

- Placas de orificio instaladas invertidas.
- Instalación inadecuada del medidor en una posición cuyo perfil de velocidades le es desfavorable.
- Presencia de un fluido indeseable (gas o líquido) en líneas conectadas a los transmisores de presión.
- Fugas en las líneas de transmisión de presión.
- Daños mecánicos ocasionados por la localización del medidor en una posición vulnerable.
- Instalación del medidor en un ambiente hostil o en una posición de difícil acceso.
- Orientación incorrecta del medidor.

- Instalación del medidor, de la instrumentación secundaria o de los puntos de transmisión de señal en un área con campo electromagnético elevado.
- Instalación del medidor en un nivel inferior al piso, sometido a riesgo de inmersión.
- Someter el medidor a vibraciones mecánicas.
- Ausencia de accesorios adicionales de carácter esencial para obtener mediciones confiables.

2.1.8.5 Factores Económicos

La mayoría de las decisiones sobre cualquier asunto tienden a basarse en la búsqueda de relaciones óptimas de costo/beneficio, el hecho de seleccionar un medidor de caudal no es una excepción a esta regla.

El comprador potencial de un medidor de caudal generalmente tiene que escoger a partir de un gran número de medidores ofrecidos por una gran variedad de fabricantes. Por tanto, es necesario recordar que medidores del mismo tipo y de una misma especificación ofrecidos por fabricantes diferentes, no necesariamente irán a funcionar igual bien en todas sus aplicaciones. Dos medidores de tipo turbina, aparentemente idénticos, pueden trabajar igualmente bien en medición de caudal de agua pero podrían comportarse de forma bastante diferente si estuviera presente un pequeño porcentaje de aire en el agua. Uno de ellos podría presentar un error de medición pequeño (por ejemplo, 1 %) mientras que el otro podría presentar un error mayor (por ejemplo, 10%)

2.1.8.6 Optimización técnico–económica

Un usuario de medidores de caudal es normalmente conservador a la hora de seleccionar un sistema de medición debido a las posibles consecuencias originadas de una mala selección: la pérdida de la señal de medición, los perjuicios al proceso, la generación de condiciones de riesgo y hasta la parada de una planta.

Por tanto, se busca siempre equipos confiables y que posean una historia favorable de utilización en aquellos procesos en particular. Esto ha favorecido la utilización intensa de sistemas de medición de caudal por placa de orificio con transmisor de presión.

En estos tiempos, con el avance en el desarrollo de nuevas tecnologías de medición y sus aplicaciones, en la evaluación de los medidores se pone en consideración, además, factores como el precio, desempeño, mantenimiento y confiabilidad del medidor de caudal.

El potencial usuario requiere evaluar las características de rango de operación, exactitud, repetibilidad y sensibilidad a las variables ambientales y del proceso, además del balance de los mismos contra los costos de adquisición y de mantenimiento. Los costos de instalación no deben obviarse, en la medida en que pueden ser significativos en determinadas aplicaciones.

Una relación de características deseables en un medidor debe incluir:

- Bajo costo de adquisición.

- Adecuado a la medición de líquidos, gases y fluidos multifásicos.
- Un rango de medición amplio.
- Un rango de temperaturas de operación amplio.
- Un rango de presiones de operación amplio.
- Insensibilidad al perfil de flujo, efectos rotacionales, viscosidad y otras propiedades físicas del fluido.
- Materiales de construcción resistentes a la corrosión y a la degradación.
- Pérdida de carga fija pequeña.
- Disponibilidad en todas las dimensiones.
- Seguro en ambientes de riesgo y áreas clasificadas.
- Inmunidad a las vibraciones.
- Respuesta rápida a las alteraciones de flujo.
- Inmunidad a efectos de flujo pulsante.
- Buena exactitud.
- Calibración fácilmente verificable.
- Facilidad de mantenimiento.

Esta relación representa una lista de chequeo que tiene la finalidad de ayudar al usuario en la selección de un medidor de caudal con base en un compromiso técnico–económico razonable.

Se debe tomar en cuenta que el parámetro económico al invertir en un medidor de caudal no debe restringirse únicamente al precio de compra. Otros factores necesitan consideración, tales como los presentados a continuación.

Tabla 2.3 Factores que intervienen al invertir en un medidor de caudal

Negativos	Positivos
<ul style="list-style-type: none">• Depreciación.• Costo de mantenimiento.• Necesidad de recalibración.• Necesidad de alimentación.• Pérdida de carga a través del medidor.	<ul style="list-style-type: none">• Mayores eficiencias de operación.• Seguridad.• Exactitud.• Atención a requerimientos.• Reducción de costos de proceso.

Es complicado tratar de ponderar y valorizar cada uno de los factores anteriores, pero existe la probabilidad de que la contribución del costo inicial del medidor sea uno de los menores de la lista.

En conclusión, la confiabilidad del medidor y su facilidad de mantenimiento será uno de los criterios más importantes a conseguir, siempre y cuando la exactitud del sistema de medición sea la adecuada para la finalidad requerida.

2.2 Descripción de Medidores de Flujo de Gas Natural

Generalmente los principios de medición se basan en fórmulas empíricas y en resultados de pruebas y ensayos. Por lo tanto, cuando se habla de la aplicación de los medidores de caudal debe considerarse las limitaciones de las condiciones de ensayo.

Por ejemplo, cuando la temperatura del fluido varía, su masa específica también se modifica, lo que afecta la exactitud de la medición de caudal a menos que se haga una compensación.

En relación a la utilización de medidores de caudal, deben considerarse diversos parámetros, además de las condiciones de proceso, intervalo de operación y exactitud, la medición de caudal exige observar, entre otros factores:

- a) El tipo de fluido y si este es limpio o sucio
- b) El perfil de velocidades de flujo
- c) Las dimensiones de la tubería
- d) Las exigencias de tramos rectos para uso del medidor
- e) La posibilidad de utilizar un rectificador/acondicionador
- f) La pérdida de carga admisible

El tipo de fluido puede limitar el tipo de medidor a utilizar; así por ejemplo, un medidor de tipo placa de orificio no debería utilizarse con fluidos sucios o abrasivos. Por otro lado, los medidores magnéticos pueden usarse en la medición de fluidos sucios, corrosivos y abrasivos.

La medición de caudal de fluidos contaminados es un problema complicado.

2.2.1 Perfil de Velocidad

Un aspecto a considerar se relaciona con los perfiles de velocidad, los mismos que afectan el desempeño de diversos medidores de caudal.

El perfil de velocidades del flujo en el interior de un tubo depende:

- a) De las fuerzas de inercia o de cantidad de movimiento del fluido, responsable por el movimiento del fluido a través de la tubería.

- b) De las fuerza viscosas del flujo que hacen que el fluido se mueva más lentamente al pasar cerca de las paredes del tubo.
- c) De las curvas en la tubería, válvulas, rugosidad de las paredes internas de la tubería que afectan el perfil del flujo.

Normalmente, el desempeño de los medidores se basa en las condiciones ideales de flujo. Sin embargo, el desempeño del medidor real puede ser afectado por:

- a) Variaciones en el diámetro interno de la tubería
- b) Desalineamiento entre los tramos rectos aguas arriba y aguas abajo
- c) Protuberancias de los empaques
- d) Presencia de válvulas y purgas en el tubo de medición
- e) Deposición gradual de sólidos en las superficies del tubo y del medidor

Muchos de los tipos de medidores de caudal requieren un perfil de velocidades plenamente desarrollado a su entrada. O sea, exigen tramos rectos de tubería aguas arriba y aguas abajo del medidor.

Algunos medidores que exigen tramos rectos, son los siguientes:

- Turbina
- Placas de orificio, venturis y toberas
- Ultrasónicos
- Vórtice
- Magnéticos
- Tubos de Pitot

En función de su principio de operación, los medidores de caudal pueden imponer una mayor o menor pérdida de carga al flujo, algunos medidores de pérdida de carga baja:

- Ultrasónicos, magnéticos, tubos de Pitot

Los medidores de pérdida de carga media son:

- Turbinas, desplazamiento positivo, vórtices, venturis

Los de alta pérdida de carga son:

- Coriolis, placas de orificio, boquillas sónicas

2.2.2 Intervalos de operación

Cada tipo de medidor de caudal tiene su aplicación limitada a un intervalo usual de operación; por ejemplo, para caudales bajos se usan: diafragmas, rotámetros, másico-térmicos, cámaras húmedas y boquillas sónicas.

Los medidores utilizados para caudales medios son: turbinas, de desplazamiento positivo, coriolis, vórtices, venturis, toberas y térmicos.

Para caudales altos se usan: Turbinas, placas de orificio, venturis, ultrasónicos, electromagnéticos, Pitot, canales Parshall y vertederos.

En general, los medidores son escogidos en base a factores como: costo, tamaño, fluido que mide y su estado, rango del medidor y la exactitud deseada.

2.2.3 Categorías de los medidores de flujo

Los medidores de flujo se clasifican en 4 categorías:

- a) Medidores de flujo con partes móviles lubricadas: desplazamiento positivo, turbinas y de área variable.
- b) Medidores con partes móviles no lubricadas: vórtex, presión diferencial, target, térmicos.
- c) Medidores de flujo con obstrucción: coriolis, magnético, ultrasónico.
- d) Medidores con sensores colocados externamente: medidores ultrasónicos y medición de flujo por vertedero.

También pueden clasificarse de acuerdo a:

- a) Volumen: desplazamiento positivo (mide volumen directamente).
- b) Velocidad: magnéticos, turbina y medidores ultrasónicos, donde el flujo es determinado por la multiplicación de la velocidad por el área a través de la cual fluye el fluido.
- c) Inferencial: presión diferencial, target y medición del área variable, donde el flujo es inferido por algunas propiedades físicas y experimentan la corrección del flujo.
- d) Masa: coriolis, mide masa directamente.

2.2.4 Criterios de selección

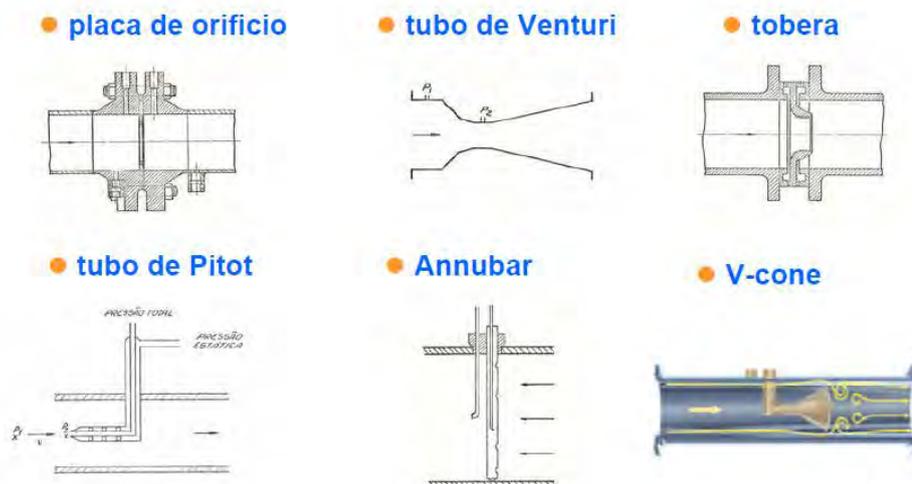
El usuario necesita evaluar las características de rango de operación, exactitud, repetibilidad y sensibilidad a las variaciones ambientales y del proceso, y al balance de los mismos contra los costos de adquisición y de mantenimiento.

Los costos de instalación pueden ser significativos en determinadas aplicaciones.

Otros criterios a considerar son los siguientes:

- Exigencias de la medición (transferencia de custodia, medición fiscal, etc.)
- Condiciones externas de la tubería (humedad, temperatura, vibraciones, ambiente marino, etc.)
- Condiciones internas de la tubería (régimen de flujo, efecto rotacional, rugosidad de la tubería, etc.)
- Propiedades del fluido (suciedad, multifásico, oleoso, agua, gas)
- Accesorios e instalación
- Factores económicos (optimización costo/beneficio)

Fig. 2.12 Tipos de medidores de flujo



Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

2.2.5 Medidores de caudal por presión diferencial para gas natural: placas de orificio

Es uno de los principios de medición más comunes para gas natural. La placa de orificio está definida como un plato delgado con un orificio maquinado, concéntrico con el tubo en donde va a ser instalado. Una de sus ventajas es que no tiene partes móviles expuestas al desgaste y no requieren calibración en laboratorio pues el coeficiente de descarga puede calcularse mediante relaciones empíricas.

Un medidor de caudal por presión diferencial consiste básicamente de un elemento primario (placa, tobera, Venturi, etc.) y de un medidor de presión diferencial.

El elemento primario es el conjunto constituido por la placa de orificio, el portaplaca con su toma de presión diferencial asociada, el tubo de medición y el acondicionador de flujo (si se usa).

El elemento secundario es el conjunto constituido por elementos de toma de datos (sensores de presión y temperatura), el computador de flujo (en algunos textos lo consideran elemento terciario). Sigue los estándares ANSI/API 2530 (Reporte AGA 3) e ISO 5167:2003.

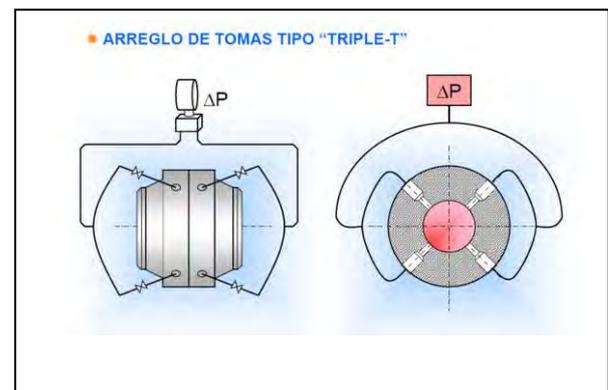
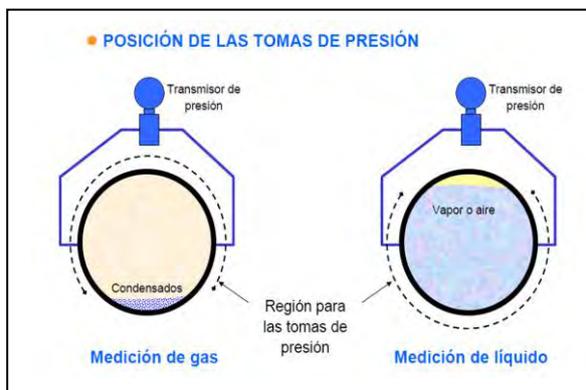
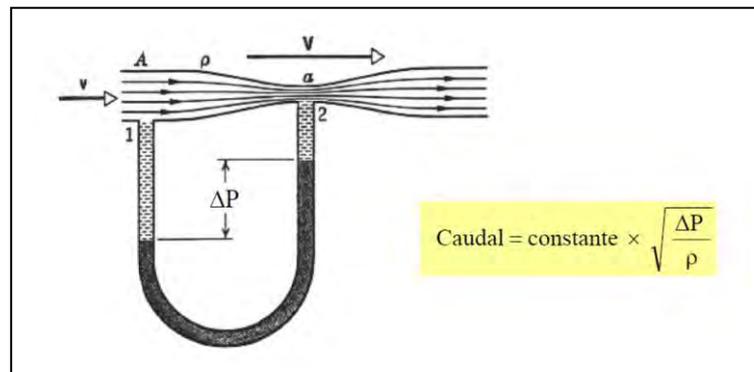
Ventajas

Las ventajas de la utilización de placas de orificio son:

- Ausencia de partes móviles

- Normalizados (ISO 5167, AGA 3, etc.)
- Fabricación relativamente fácil
- Menor costo
- Disponibles en una amplia gama de diámetros
- Robustos
- Gran número de experimentaciones
- Confiable
- Desventajas
- Pérdida de carga permanente relativamente elevada
- Intervalo de operación típico de 4:1 ó 8:1 (Split-range)
- Las tomas y las líneas de presión pueden taponarse
- Requieren tramos rectos aguas arriba y aguas abajo
- Depende de la operación integrada del sistema de medición
- La incertidumbre de medición es normalmente del orden de 1,0%

Fig. 2.13 Tomas de presión en medidores de caudal por presión diferencial



Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

2.2.6 Medidores Ultrasónicos

Son dispositivos de medición que utilizan una señal acústica para determinar la velocidad de un fluido en un conducto. El elemento primario es uno o más pares de transductores ubicados a la largo de la pared de la tubería. Las caras de cada par de transductores tienen una geometría definida respecto a los otros. Los pulsos acústicos ultrasónicos emitidos por un transductor son recibidos por el otro y viceversa.

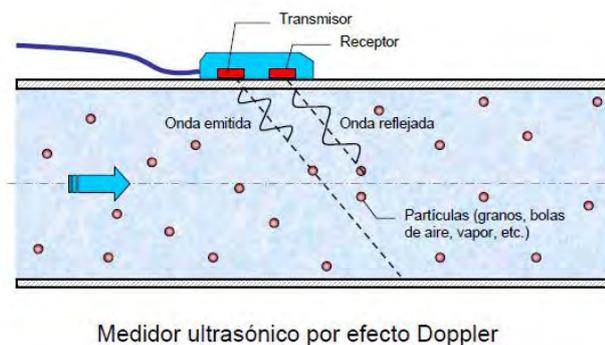
Utilizan ondas sonoras de frecuencias mayores a 18 kHz. Las ondas ultrasónicas pueden atravesar sin dificultad las paredes metálicas de los tubos

y recipientes. Por lo tanto, el sistema de medición podría instalarse externamente al fluido (no invasivo). Se utiliza el Reporte AGA 9.

Los medidores ultrasónicos de tipo Doppler son utilizados para fluidos con algún tipo de particulado incorporado en el fluido, y que (por hipótesis) viaje a la misma velocidad del flujo.

Es un medidor versátil y por lo tanto, de baja exactitud.

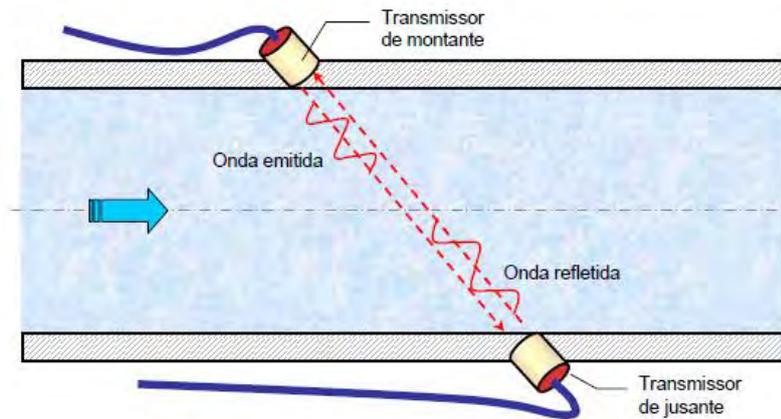
Fig. 2.14 Medidor ultrasónico por efecto Doppler



Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

Los medidores ultrasónicos de tiempo de tránsito usan el principio de la diferencia de tiempo de tránsito entre los pulsos ultrasónicos emitidos a favor y contra el flujo por uno o más pares de transductores. Son medidores de exactitud mayor y, por consiguiente, más caros.

Fig. 2.15. Medidor ultrasónico por tiempo de tránsito



Medidor ultrasónico por tiempo de tránsito

■ **DESARROLLO MATEMÁTICO**

Tiempo de tránsito de aguas arriba para aguas abajo:

$$t_{mj} = \frac{L}{C + V_m \cos \theta}$$

Tempo de tránsito de aguas abajo para aguas arriba:

$$t_{jm} = \frac{L}{C - V_m \cos \theta}$$

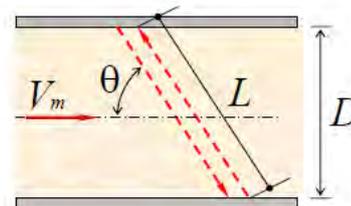
Velocidad media del flujo:

$$V_m = \frac{L}{2 \cos \theta} \cdot \frac{t_{jm} - t_{mj}}{t_{jm} \cdot t_{mj}}$$

Caudal volumétrico a las condiciones de operación:

$$Q = V_m \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4}$$

$$Q = K \cdot \frac{t_{jm} - t_{mj}}{t_{jm} \cdot t_{mj}}$$



Donde:

L = distancia entre los transductores

C = velocidad del sonido en el medio

V_m = velocidad media del flujo

θ = ángulo de la trayectoria en relación al eje

D = diámetro interno de la tubería

K = constante específica del medidor (exclusivamente geométrica)

Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

El buen desempeño de un medidor ultrasónico depende de su capacidad para determinar la velocidad media del flujo; de las condiciones del área abierta del medidor (régimen laminar o turbulento sin alteración con el caudal) y, de las características del sistema de tratamiento de las señales.

Principio de operación

- Uno (o más) pares de transductores
- Transmitancia de señal en 100 y 200 kHz
- Medición de la Diferencia del Tránsito del Tiempo
- Cada par de transductores genera diversas muestras/segundo
- Determinación de la velocidad del gas
- Cálculo del volumen a partir de la velocidad.

Modos de Calibración

Debe realizarse las siguientes actividades:

- Inspección mecánica para verificación de las dimensiones geométricas del medidor (L, D, Θ)
- Llenado del medidor con un fluido cuya velocidad del sonido (c) es conocida (por ejemplo, N_2) y cálculo del tiempo de tránsito del pulso ultrasónico. Proceso conocido como “dry calibration”.
- Calibración contra un patrón de caudal

Mantenimiento

No existen partes móviles que exijan lubricación. Por tanto, en aplicaciones con fluidos limpios, el mantenimiento se realiza básicamente sobre el sistema de generación de señales.

En aplicaciones con fluidos sucios, es necesaria la limpieza del tubo y, especialmente, del área junto a los transmisores.

La sustitución de partes (transductores, acondicionadores, etc.) puede exigir una re-calibración del medidor.

Ventajas

- Exactitud. Buena exactitud de medición con sistemas multi-trayectoria
- Relación máx/min: Normalmente 50:1
- Soporta trabajar con gas húmedo
- No invasivo
- Bajo mantenimiento
- Relativa tolerancia a las fallas
- Capacidad de diagnóstico
- No posee partes móviles en contacto con el fluido
- No provoca pérdida de carga
- Amplio intervalo de operación de caudal, presión y temperatura
- Una tasa elevada de generación de pulsos minimiza errores debido a efectos de pulsaciones y de fluctuaciones de flujo
- Principio aplicable a cualquier diámetro de tubería
- Instalación simple
- Permite la medición bidireccional

Desventajas

- Costo inicial elevado.
- Calibración en laboratorio, a las mismas condiciones de operación con el tubo de medición.

- Costo de calibración elevado (pocas instalaciones a nivel mundial que realizan este trabajo).
- Sensibilidad al perfil de velocidades (perfil de velocidades completamente desarrollado, sin perturbaciones; la instalación en el campo debe reproducir rigurosamente las condiciones de la calibración para obtener los mismos resultados en las mediciones).
- Alimentación (alto consumo de potencia eléctrica).
- El perfil de velocidades debe estar completamente desarrollado para la determinación exacta de la velocidad media, especialmente para medidores de una sola trayectoria o por efecto Doppler
- Tecnología excesivamente dependiente de la electrónica

Fig. 2.16. Modelos de medidor ultrasónico

■ **MODELOS**



Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

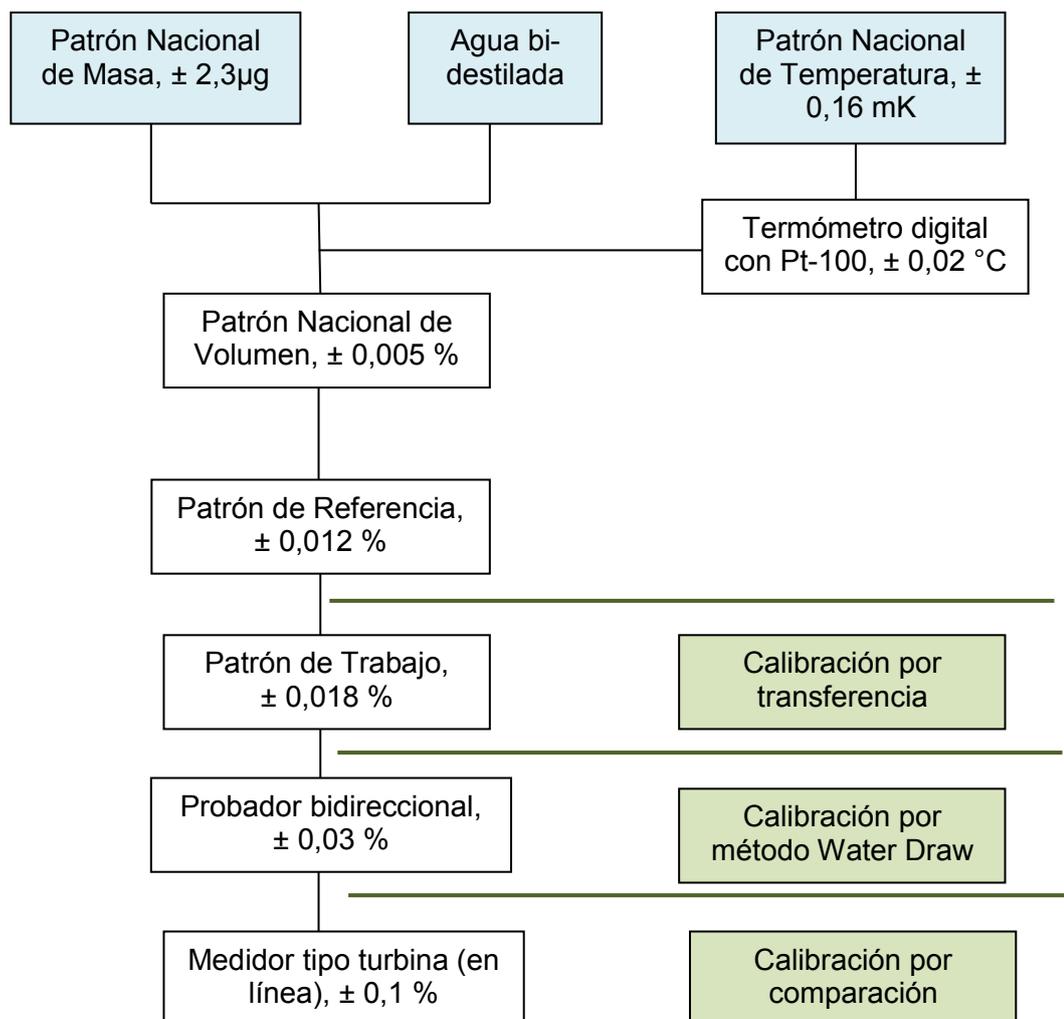


2.2.7 Patrones de calibración de medidores de flujo de gas

Como es conocido, el volumen es una magnitud derivada que, dependiendo de la necesidad, puede ser obtenido a partir de los patrones de la magnitud de Masa o de la magnitud Longitud.

Asimismo, la calibración se realiza entre patrones de iguales características operativas pero de distintas características metrológicas (transferencia volumétrica). Por otro lado, los patrones instalados en campo son calibrados utilizando patrones calibrados en laboratorio.

Fig. 2.17 Trazabilidad para medidores que operan en forma dinámica



2.2.7.1 Patrones de calibración para medidores de volumen y caudal de gas

Los patrones de calibración se dividen en patrones primarios y patrones secundarios.

Patrones primarios

- De presión constante
 - Patrón tipo Pistón
 - Patrón tipo Campana
 - Patrón tipo Desplazamiento de Líquido
- De volumen constante
 - PVTt
 - Gravimétrico dinámico
 - Gravimétrico estático

Patrones secundarios

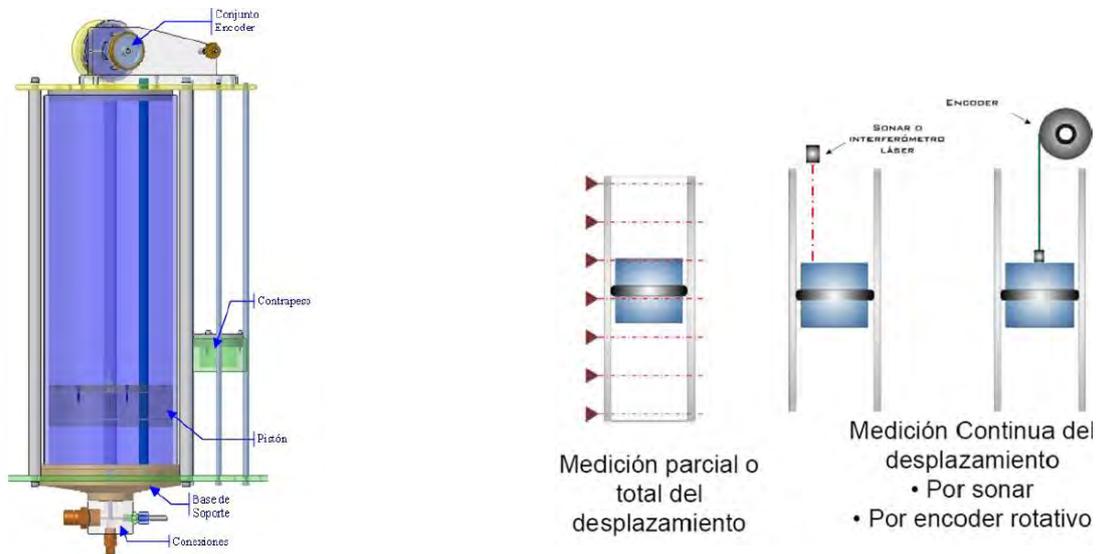
- Patrón tipo Boquillas Sónicas
- Patrón tipo Cámara Húmeda
- Patrón tipo Turbina de Referencia
- Patrón tipo Rotativo de Referencia

a) Patrón Primario de tipo Pistón

Es un patrón que puede adquirirse o fabricarse en el mismo laboratorio. Opera como patrón de caudal volumétrico y másico de gas o como patrón de volumen, dependiendo si las variables medidas o estimadas son la densidad o el tiempo. El principio de operación se basa en la medición del volumen de gas acumulado o entregado a condiciones medidas de presión y temperatura.

El patrón opera a las condiciones de presión y temperatura ambiente, y su incertidumbre expandida está en el rango de 0,05 – 0,45 %.

Fig. 2.18 Patrón Primario de tipo Pistón



Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

b) Patrón Primario tipo Campana Gasométrica “Bell Prover”

Estos patrones son utilizados en laboratorios de calibración como referencia nacional. Trabajan a presión constante y cercana a la presión atmosférica; asimismo, en forma ascendente o descendente. Son aplicables para caudales desde 0,002 hasta 1 250 m³/h. El rango de su incertidumbre expandida es de ± 0,06 hasta ± 0,03 %.

Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

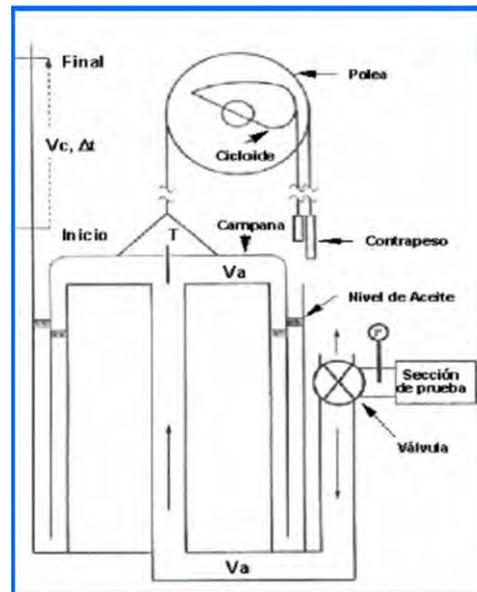
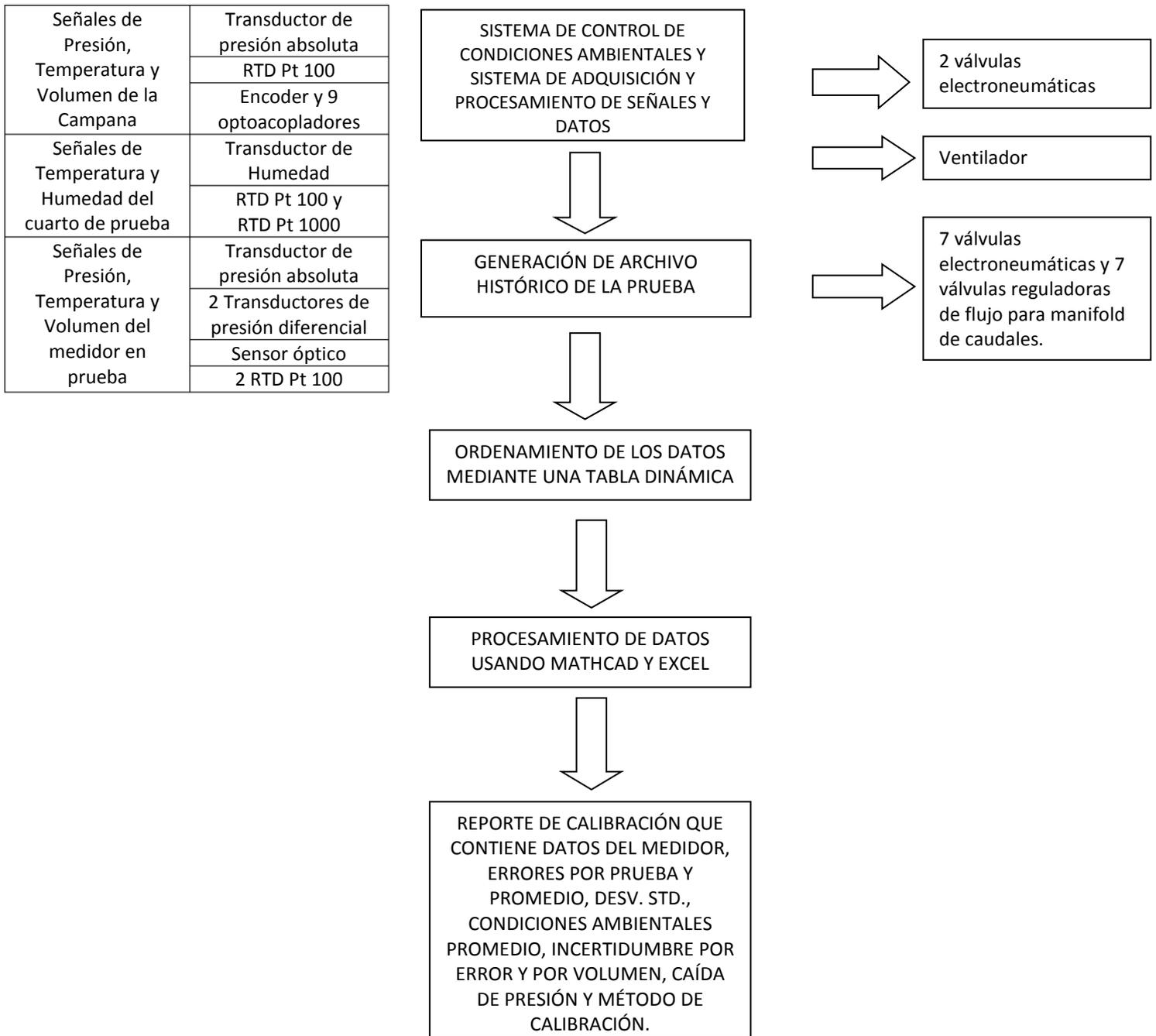


Fig. 2.19 Sistema de control de calibración



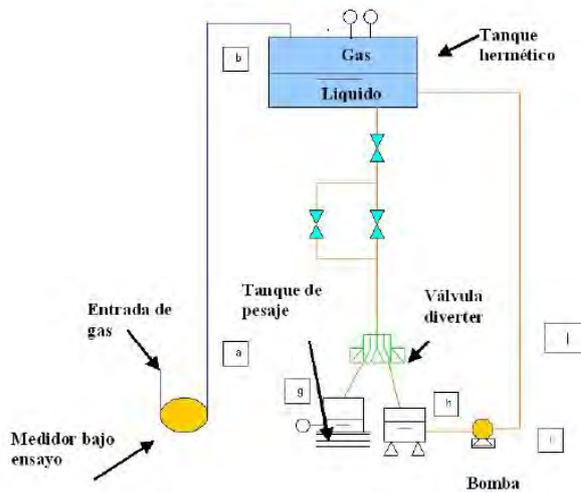
Fuente: Curso Medición de Fluidos. Bogotá. 2008

c) Patrón Primario tipo Desplazamiento de Líquido

Es utilizado en laboratorios de calibración, trabaja a presión constante y cercana a la presión atmosférica, con una masa de líquido equivalente al

volumen del gas. Maneja caudales desde 0,0006 hasta 24 m³/h. Su rango de incertidumbre expandida va desde ± 0,13 hasta ± 0,4 %.

Fig. 2.20 Patrón Primario de tipo Desplazamiento de Líquido

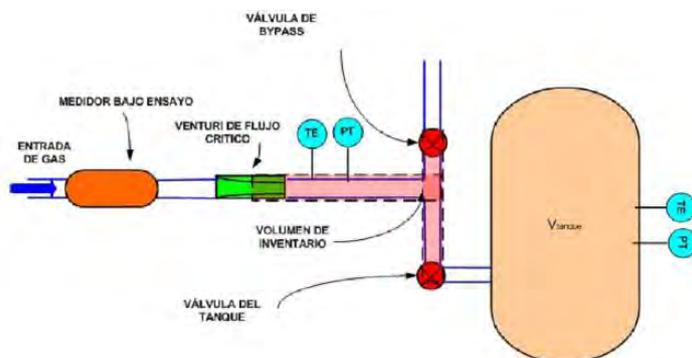


Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

d) Patrón Primario tipo PVTt

Este patrón trabaja a volumen constante y es utilizado en laboratorios de calibración como referencia nacional. El venturi para flujo crítico aísla al medidor bajo ensayo de las variaciones de presión en la tubería aguas abajo y en el tanque. El alcance de la calibración comprende desde 0,06 hasta 4 620 m³/h. Su rango de incertidumbre expandida va desde ± 0,02 a 0,15 %.

Fig. 2.21 Patrón Primario de tipo PVTt

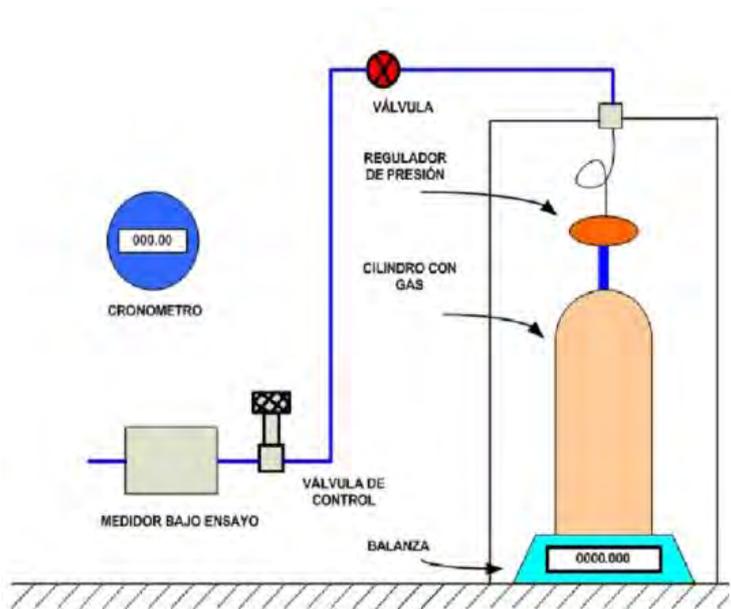


Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

e) **Patrón Primario tipo Gravimétrico Dinámico**

Este patrón trabaja a volumen constante y es utilizado también en laboratorios de calibración como referencia nacional. El venturi para flujo crítico aísla al medidor bajo ensayo de las variaciones de presión en la tubería aguas abajo y en el tanque. El alcance de la calibración comprende desde 0,06 hasta 4 620 m³/h. Su rango de incertidumbre expandida va desde $\pm 0,15$ a 0,4 %.

Fig. 2.22 Patrón Primario de tipo Gravimétrico Dinámico



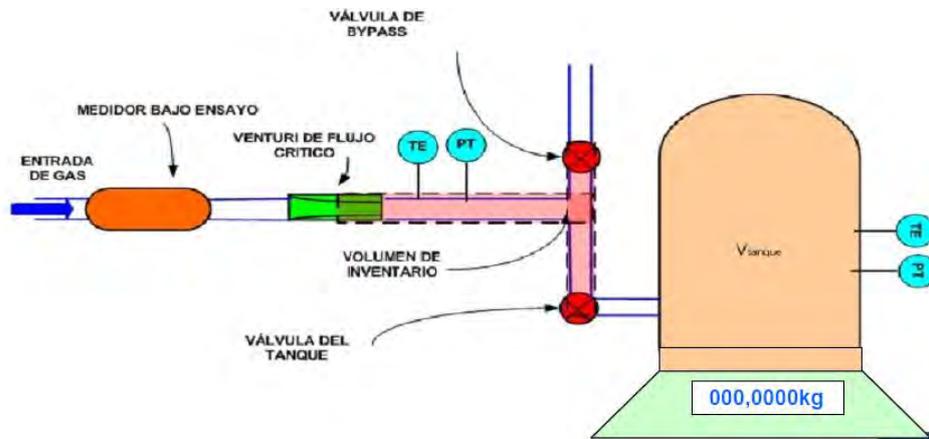
Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

f) **Patrón Primario tipo Gravimétrico Estático**

Este patrón es el más ampliamente utilizado en la calibración de medidores de flujo de gas, en los laboratorios de más alta calidad. El método es similar al PVTt en equipos y operación; sin embargo, la determinación de las masas inicial y final, se realiza colocando el recipiente de almacenamiento sobre una balanza, en lugar de calcular la densidad con la presión, temperatura, volumen del gas mediante el uso de una ecuación de estado para el gas.

Este método tiene como desventajas que requiere de un largo periodo de tiempo para la obtención de cada caudal de gas y el hecho de que no puede ser fácilmente automatizado; sin embargo, es utilizado debido a sus bajos niveles de incertidumbre.

Fig. 2.23 Patrón Primario de tipo Gravimétrico Estático



Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

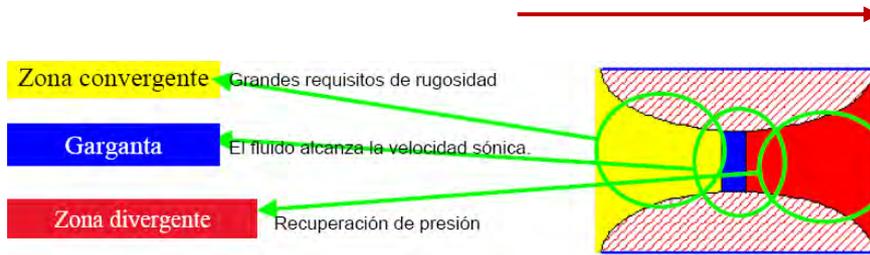
g) Patrón secundario tipo Boquillas Sónicas

Las boquillas sónicas tienen gran estabilidad a largo plazo, son de fácil operación. Tienen gran nivel de recuperación de presión y bajos niveles de incertidumbre expandida, en el rango de $\pm 0,08$ hasta $\pm 0,3$ %.

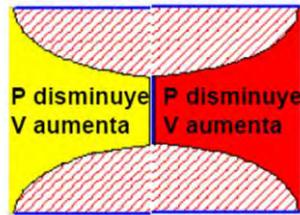
Fig. 2.24 Comportamiento de flujo en las boquillas sónicas

Perfil de la boquilla

Dirección del flujo



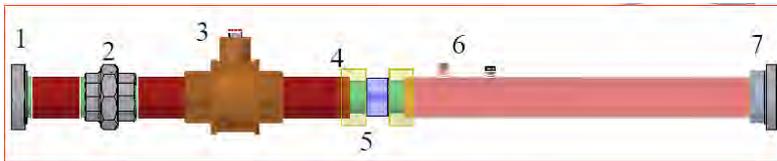
El comportamiento del flujo a través de boquillas se modela matemáticamente sobre la base de un flujo isoentrópico y unidimensional, gracias a las cortas distancias recorridas y a la poca transferencia de calor.



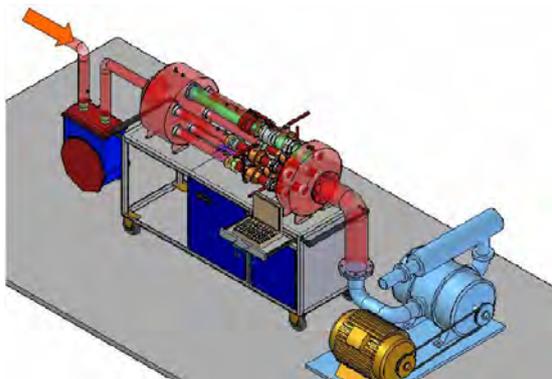
Subsónico Supersónico

Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

Fig. 2.25 Banco de Boquillas – CDT de Gas



- | | |
|-------------------------------|-----------------------------------|
| 1. Acople (tubería-plenum) | 5. Boquilla |
| 2. Junta universal | 6. Tomas de presión y temperatura |
| 3. Válvula | 7. Acoples (tubería-plenum) |
| 4. Acoples (boquilla-tubería) | |



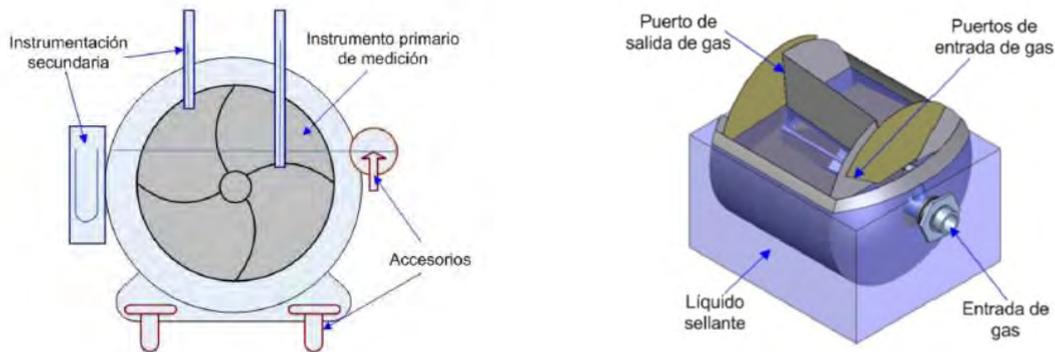
Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

h) Patrón tipo Cámara Húmeda

Es utilizado en laboratorios de calibración y ensayos como patrón secundario en la calibración de medidores en distribuidoras de gas y en ensayos de gasodomésticos.

Este patrón trabaja a baja presión, como máximo 100 mbar. Asimismo, a una relación $Q_{\text{mín}}/Q_{\text{máx}}$ de 1/100. Maneja caudales desde 0,002 hasta 25 m³/h.

Fig. 2.26 Patrón tipo Cámara Húmeda



Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

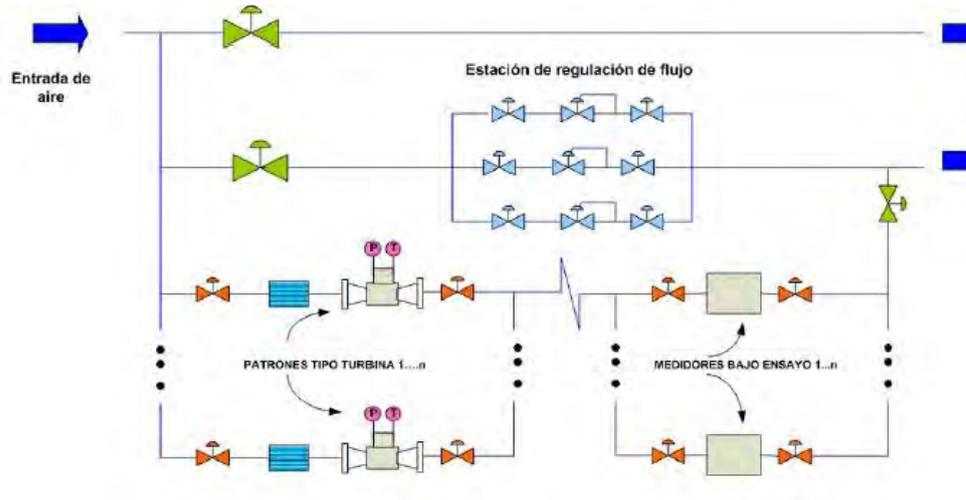
i) Patrón tipo turbina

Este patrón puede configurarse en alta y baja presión. La generación del flujo puede realizarse mediante sopladores o por derivación de un gasoducto.

Es el patrón de calibración utilizado para medidores ultrasónicos. Su alcance de medición comprende el rango desde 200 hasta 16 000 m³/h.

Tiene niveles de incertidumbre expandida en el rango de $\pm 0,12$ hasta $\pm 0,3$ %.

Fig. 2.27 Patrón tipo turbina



Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

j) Patrón tipo Rotativo

En estos sistemas se opera bajo condiciones similares a los bancos con patrones tipo turbina, utilizando medidores de desplazamiento positivo tipo Roots en paralelo para obtener el alcance de caudal e incertidumbre requerida.

Su confiabilidad, relación máximo-mínimo, exactitud a largo plazo, facilidad en la instalación, mantenimiento y ensayo han hecho que este medidor sea muy utilizado como patrón secundario o de referencia, e incluso en bancos portátiles tipo prover, con los cuales se puede realizar calibración en campo a medidores tipo turbina, diafragma y otros rotativos.

2.2.7.2 Intervalos de calibración.

El tiempo, las características constructivas, las condiciones de uso y almacenamiento representan factores que pueden afectar la exactitud de los instrumentos de medición. Así, la determinación del intervalo entre

calibraciones sucesivas de un medidor y de los instrumentos asociados al sistema de medición, proporciona la confiabilidad de operación requerido para un sistema de medición dado.

Determinar la frecuencia de calibración de un sistema de medición implica asegurarse que la confirmación metrológica sea considerada confiable para lo cual debe someterse a una revisión sistemática del sistema.

El intervalo de calibración puede ampliarse cuando el registro histórico demuestra que es posible sin que exista una alteración en la exactitud del instrumento. Por otro lado, puede reducirse en función que se identifique en el registro histórico de las calibraciones anteriores, la tendencia de ocurrencia de una no conformidad debida al instrumento.

Los factores de mayor influencia en la determinación de la frecuencia de calibración son:

- El tipo de instrumento y su principio de operación
- Las recomendaciones del fabricante
- La severidad de las condiciones de uso
- Condiciones ambientales de operación (temperatura, vibraciones, humedad, etc.)
- El punto de operación en relación al rango nominal de operación
- La posibilidad de desgaste y de deriva
- El registro histórico de uso y mantenimiento
- La comparación con la periodicidad utilizada en equipos similares

- La exactitud y confiabilidad esperada de la medición
- La disponibilidad y calidad de los servicios de calibración
- La frecuencia de las calibraciones anteriores
- Los datos de tendencia obtenidos a partir de calibraciones anteriores
- El costo involucrado
- Las exigencias normativas de organismos reguladores o normativos

Por lo anterior, deben establecerse directrices para la definición de los intervalos de calibración y reevaluar sistemáticamente los intervalos, ajustándolos en base a los resultados obtenidos y la experiencia acumulada.

2.2.7.3 Determinación de intervalos de calibración de instrumentos de medición - Métodos

Para determinar los intervalos de calibración de los instrumentos de medición puede seguirse cualquiera de los siguientes métodos:

1. Definición común de intervalos de calibración sin el uso de una técnica o guía, como la calibración anual del instrumento y las recomendaciones basadas en la experiencia.

2. La calibración anual ha sido relacionada al periodo mínimo de garantía proporcionado por los fabricantes a la gran mayoría de elementos; por otro lado, esta es recomendada sólo si se tiene plena confianza en que el instrumento conserva sus características metrológicas durante ese periodo. Sin embargo, pone en riesgo los resultados de las mediciones en donde se requiere que la calibración del instrumento se realice en un tiempo menor,

además de malgastar recursos económicos cuando es posible realizar la calibración en un intervalo de tiempo mayor.

3. Las recomendaciones basadas en la experiencia implican la participación de expertos en los diferentes procesos; sin embargo, estas deben ser únicamente aceptadas para la definición del primer intervalo o periodo de calibración y cuando ha habido aciertos comprobados.
4. Mediante exigencias legales, lo cual implica la obligación de garantizar el cumplimiento de medidas que garanticen la confiabilidad de instrumentos, que de alguna manera ponen en riesgo la vida, el honor y los bienes de la comunidad.
5. Mediante métodos normalizados, como el documento internacional OIML D10-ILAC G24. Guidelines for the determination of calibration intervals of measuring instruments.

Por tanto, se debe seleccionar primero el periodo inicial y luego, elegir uno de los siguientes métodos:

- a) Método de ajuste automático
- b) Uso de gráficos de control
- c) Determinación del tiempo efectivo de uso
- d) Revisión en servicio o prueba de caja negra
- e) Uso de aproximaciones estadísticas.

A falta de un procedimiento general, cada empresa suele definir sus propios criterios.

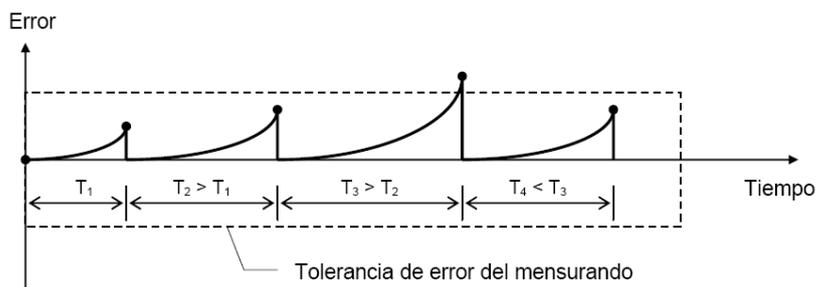
A fin de seleccionar el intervalo inicial de calibración, deben considerarse los siguientes factores:

- a) La recomendación del fabricante del instrumento,
- b) La condición de operación y la severidad de uso esperada
- c) Las influencias de las condiciones ambientales
- d) La exactitud y la confiabilidad esperada de la medición

a) Método de ajuste automático

De acuerdo a este método, cada vez que se calibra un instrumento de acuerdo a su rutina de calibración, el intervalo subsiguiente se extiende en caso se verifique que se encuentra dentro de la tolerancia o se reduce en caso de que se compruebe que se encuentra fuera de la tolerancia.

Fig. 2.28 Método de ajuste automático

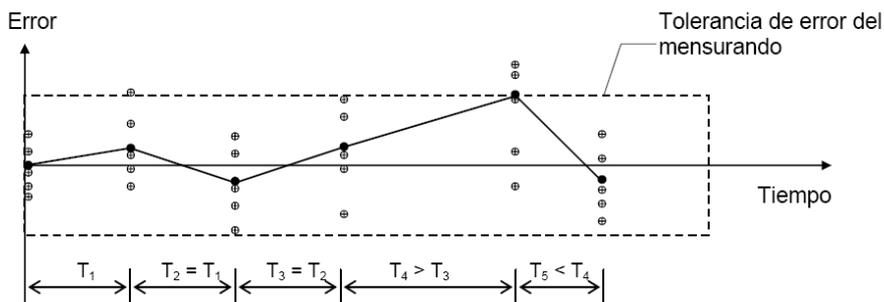


Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

b) Uso de gráficos de control

Este método monitorea la tendencia central y la dispersión a partir de un gráfico de control de procesos. Más específicamente, se escogen puntos de calibración y los resultados se grafican en función del tiempo, a partir del cual se calculan tanto la dispersión como la deriva de los resultados.

Fig. 2.29 Uso de gráficos de control



Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

La ventaja principal de este método es que los intervalos son confiables y permiten verificar la validez de los dos límites de error especificados, indicando la mayoría de las veces las causas de las variaciones. Sin embargo, de manera similar al caso anterior, es difícil de mantener una carga de trabajo de calibraciones balanceada.

En la práctica, es de difícil aplicación en el caso de instrumentos más complejos y puede virtualmente utilizarse sólo cuando se tuviera disponible un procesamiento automático de datos.

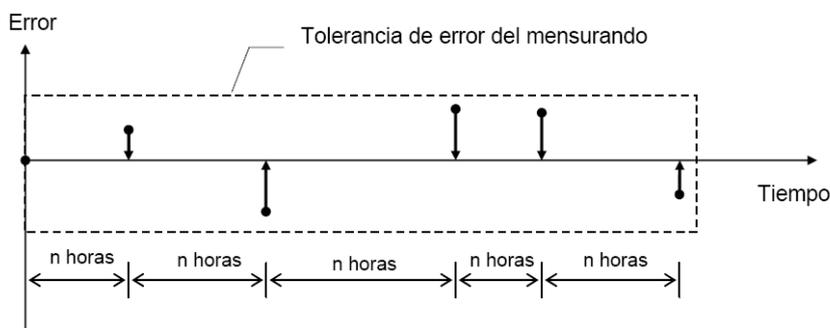
Se requiere un conocimiento considerable de la ley de variabilidad del instrumento, o de instrumentos similares.

c) Tiempo de uso efectivo del instrumento

En este método, el intervalo de calibración se expresa en horas de uso, en vez de un intervalo fijo en meses o años.

El instrumento debe ser enviado para una calibración cuando el número de horas de uso alcanza un determinado valor fijo.

Fig. 2.30 Tiempo de Uso Efectivo del Instrumento



Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

Teóricamente, una ventaja importante de este método es que el número de calibraciones realizadas y, por lo tanto, los costos de calibración, varían directamente con el tiempo que el instrumento permanece en uso.

Además de esto, existirá una verificación automática sobre el tiempo de uso del instrumento.

Por otro lado, el costo de instalar controladores de tiempo de operación puede ser alto. De manera que, no debe usarse cuando se sabe que el instrumento

sufre de deriva, que se degrada aun cuando no está en uso, cuando es manipulado o cuando es sometido a muchos ciclos de encendido-apagado.

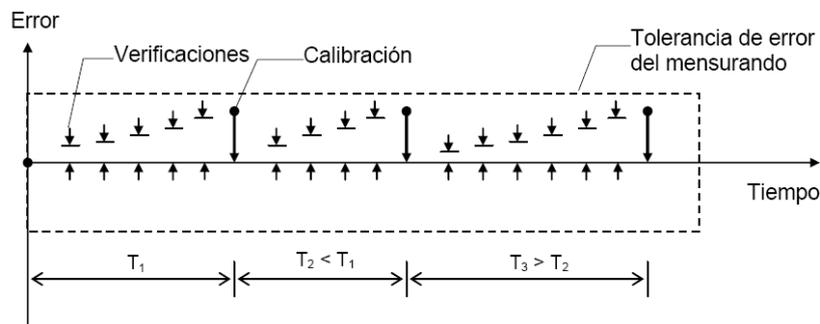
La dificultad de programar las calibraciones, ya que no se tiene conocimiento del dato para el cual el intervalo de calibración terminará efectivamente.

d) Revisión en servicio o prueba de caja negra

Es particularmente indicado para instrumentos o sistemas de medición complejos.

En este caso, los parámetros críticos son verificados con frecuencia (una vez al día o con una frecuencia mayor) mediante un patrón o calibrador portátil especialmente construido para verificar los parámetros seleccionados.

Fig. 2.31 Revisión en Servicio o Prueba de Caja Negra



Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

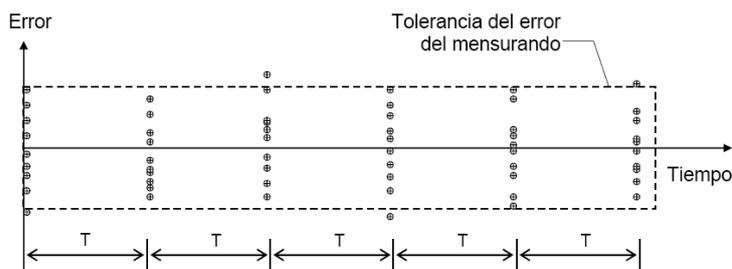
La gran ventaja de este método, además de su alta confiabilidad, es que proporciona una disponibilidad máxima al usuario del instrumento. El método es particularmente indicado para instrumentos que operan apartados geográficamente del laboratorio de calibración.

Las dificultades se encuentran en la definición de los parámetros críticos para el proceso y, en función de estos, en el diseño del calibrador.

e) Tiempo calendario con abordaje estadístico

Cuando existe un gran número de instrumentos o grupos de instrumentos a ser calibrados, los intervalos de calibración pueden revisarse con el apoyo de métodos estadísticos que definirán intervalos de calibración según determinados niveles de confianza pre-establecidos.

Fig. 2.32 Tiempo calendario con abordaje estadístico



Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

La gran ventaja de este método es que los instrumentos son agrupados facilitando su manejo. Pero, para esto, es necesario el conocimiento de herramientas estadísticas para implementar el análisis correcto de los resultados de las calibraciones realizadas sobre los instrumentos.

Tabla 2.4 Cuadro comparativo de los métodos para la determinación de intervalos de recalibración

Métodos	Escalera	Carta de Control	Tiempo de Uso	Caja Negra	Tiempo calendario
Confiabilidad	medio	alto	medio	alto	medio
Esfuerzo de aplicación	bajo	alto	medio	bajo	alto
Balance carga-trabajo	medio	medio	malo	medio	malo
Aplicabilidad con respecto a instrumentos particulares	medio	bajo	alto	alto	bajo
Disponibilidad de los instrumentos	medio	medio	medio	alto	medio

Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

f) Método de Schumacher

En este método los instrumentos se clasifican conforme las condiciones en que se encuentran, teniendo en consideración la hoja de vida en la cual se registran las condiciones de las revalidaciones (Godfrey, 1984).

En estas hojas de vida, se utilizan las siguientes siglas:

A (Avería): designa un problema que puede perjudicar uno o más parámetros del instrumento.

C (Conforme): designa conformidad comprobada durante la revalidación.

F (Fuera de tolerancia – No Conforme): el instrumento funciona bien pero está fuera de la tolerancia especificada.

La falta de tolerancia en registros anteriores puede llevar a clasificaciones **A** o **F**. La secuencia de **C** en la hoja de vida indica la permanencia de la conformidad por lo que la calibración no es necesaria pudiendo aumentarse el ciclo de calibración.

Por otro lado, la secuencia de **A** indica la existencia de problemas por lo que debe investigarse la causa del problema y reducirse el ciclo, simultáneamente. En caso de aparecer casos intermedios como la secuencia **ACF**, esto permitirá la toma de decisiones respecto a la duración de los ciclos.

Los siguientes ejemplos ilustran la toma de decisiones en base a la condición del equipo en ciclos anteriores:

Tabla 2.5 Tabla para la toma de decisiones, Método de Shoemaker

Ciclos anteriores	Condición en la recepción		
	A	F	C
CCC	P	D	E
NCC	P	D	E
ACC	P	D	P
CN	M	M	P
CA	M	M	P
NC	P	M	P
NN	M	M	P
NA	M	M	P
AC	P	D	P
AN	M	M	P
AA	M	M	P

Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

Donde:

E (Aumentar): indica que la duración debe aumentarse.

D (Disminuir): indica que la duración debe disminuirse.

M (Máxima reducción): indica la reducción de ciclos hasta la duración mínima.

P (Permanece): indica que permanece el mismo ciclo.

N (Nuevo): indica un nuevo ciclo.

Veamos el siguiente ejemplo de aplicación del método de Schumacher: Se tiene un instrumento, el cual es calibrado con una periodicidad de 175 días y verificando que en los ciclos anteriores y en la calibración actual el instrumento muestra que está conforme (CCC), entonces de acuerdo a la Tabla anterior el intervalo puede aumentarse. Así, el método sugiere un aumento de 28 días de acuerdo a la Tabla que se muestra a continuación, por tanto, el intervalo de calibración bajo las actuales circunstancias pasa a ser de 203 días.

De acuerdo a este método, según la Tabla 2.6, el intervalo podrá disminuirse hasta un límite de 28 días; si se alcanzara la máxima reducción, es recomendable retirar de uso este instrumento.

Tabla 2.6 Intervalos para aumento o disminución de periodos de recalibración

Intervalo actual (días)	Aumentar para (días)	Reducir para (días)	Máxima reducción (días)
35	49	28	28
70	91	63	42
105	126	98	63
140	168	126	91
175	203	161	112
210	245	189	140
245	280	224	161
280	315	252	175
315	343	287	182
350	364	315	189

Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

Zabala (2012) establece que las frecuencias recomendadas de calibración y verificación de las placas de orificio y medidores ultrasónicos son las siguientes:

Tabla 2.7 Tabla de frecuencias de calibración y verificación de sistemas de medición: placa de orificio y medidores ultrasónicos

ELEMENTO	CONTROLES PERIODICOS		CALIBRACIÓN A PRESIÓN CON GAS	LUEGO DE REPARACIONES O CAMBIO DE PIEZAS FUNDAMENTALES
	FRECUENCIA DE VERIFICACIÓN	PÁRRAFO DE REFERENCIA		
PLACAS DE ORIFICIO	2 a 6 meses	Ver 7.3 y 8.2.3		Verificación con valores anteriores
ULTRASÓNICOS	Mensual por software	Ver 8.3	Cada 3 años	Calibración con caudal a presión operativa
CONTROLES PERIÓDICOS Y CALIBRACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS ASOCIADOS CON LOS DIFERENTES SISTEMAS				
INSTRUMENTOS ASOCIADOS	CONTROLES PERIÓDICOS		FRECUENCIA DE CALIBRACIONES	
	FRECUENCIA DE CALIBRACIÓN	PÁRRAFO DE REFERENCIA	CALIBRACIÓN CON INSTRUMENTOS PATRONES	CALIBRACIÓN
COMPUTADORES ELECTRÓNICOS	Mensual (Para corrección de caudal)	Ver 7.2	ANUAL	CADA 3 AÑOS
TRANSMISORES DE PRESIÓN	Trimestral	Ver 8.6.5	ANUAL	
TRANSMISORES DE TEMPERATURA	Trimestral	Ver 8.6.5	ANUAL	

Fuente: Zabala, Mario. Curso de Metrología del Gas Natural. Agosto 2012

2.2.8 Identificación de Factores de Incertidumbre en la Medición de Gas Natural

A fin de identificar las fuentes de error existentes durante el proceso de medición, puede elaborarse un diagrama de causa efecto que permita visualizar todas las interrelaciones entre los parámetros involucrados durante el proceso de medición. La figura muestra un ejemplo de los factores que pueden

causar un efecto sobre la variable medida y, por lo tanto, determinar una incertidumbre.

Fig. 2.33 Factores que afectan las mediciones



Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. 2004

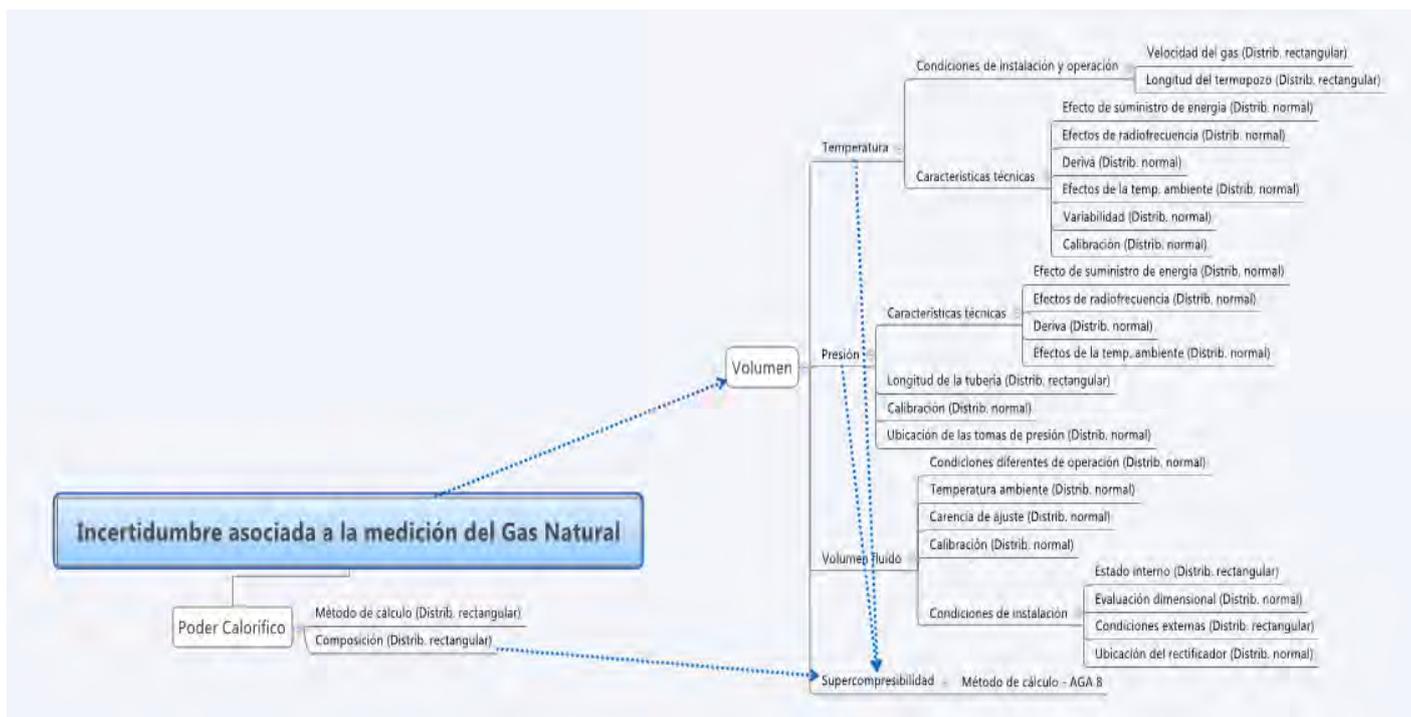
La facturación del gas natural se realiza usualmente en función de la cantidad de energía que representa un determinado volumen de gas, por tanto, se cumple la siguiente relación:

$$\text{Energía} = \text{Poder Calorífico Superior} * \text{Volumen} \quad (58)$$

De tal forma, que se encuentra fuentes de error tanto en la determinación del poder calorífico superior así como en el volumen del gas. En el primer caso, las fuentes de error están asociadas a la determinación de la composición del gas y, en el segundo caso, además de la composición del gas, en la presión

estática, la temperatura y el volumen a condiciones de flujo. Estas fuentes de error contribuyen a la incertidumbre asociada a la cuantificación de la energía del gas.

Fig. 2.34 Factores de incertidumbre en la medición de Gas Natural



Fuente: Elaboración propia.

Las consecuencias de mayor importancia de una elevada incertidumbre se asocian al incumplimiento de la regulación nacional o de las condiciones contractuales, además de las probables pérdidas por una calidad inapropiada de medición y, en el caso de redes de distribución, al probable desbalance en el sistema. El artículo 284 del capítulo V referido a la medición de los hidrocarburos fiscalizados en el Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Decreto Supremo N° 032-2004-EM), si bien establece algunos aspectos sobre los equipos y procedimientos para la

fiscalización del gas natural; sin embargo, no profundiza sobre la calidad de la medición.

Así, sobre los equipos se establece que en los Puntos de Fiscalización para Gas Natural se deberá incluir equipos modernos para efectuar la medición continua del flujo de Gas Natural empleando prácticas aceptadas y utilizadas en la industria de Hidrocarburos; además podrá instalarse sistemas de medición continua de la calidad del Gas Natural o una compensación automática por variación de la gravedad específica del Gas Natural u otro procedimiento adecuado. En relación al Procedimiento, la norma establece en el literal (b), que el factor de integración de las cartas de registro de los volúmenes de gas entregados deberá ser revisado cada seis (6) meses como mínimo, sobre la base de la determinación de la gravedad específica promedio de los últimos seis (6) meses. Por otro lado, en el literal (d) se indica que el primer día útil, cada tres (3) meses, las Partes calibrarán los equipos de medición en presencia de sus representantes. Si resultara necesario deberán disponer las acciones necesarias para reajustar los equipos; además, si realizada alguna prueba, algún equipo de medición mostrara una inexactitud de tres por ciento (3%) o más, los registros serán corregidos proporcionalmente a dicha inexactitud, por un período que sea exactamente conocido y aceptado de mutuo acuerdo entre las Partes.

Como se puede apreciar del párrafo anterior, no hay mayor detalle sobre la calidad de las mediciones, aspecto que se considera de una importancia mayor a la contemplada por la norma.

La necesidad de realizar una buena medición nos lleva a inspeccionar el sistema de medición a fin de realizar un diagnóstico sobre el estado del sistema y obtener evidencias con la documentación requerida que nos permita realizar la identificación, la cuantificación de las fuentes de incertidumbre y la correspondiente estimación de ella. Si la incertidumbre estimada es mayor a la esperada, debe realizarse un análisis de sensibilidad cuyo resultado permitirá tomar la decisión de optimizar el sistema de medición; en caso contrario, si es menor, permitirá realizar un adecuado seguimiento de los contratos y la determinación de desbalances, en caso estos existan.

2.3 Marco Conceptual

2.3.1 Desarrollo de la Metodología para la Estimación de la Incertidumbre

La estimación de la incertidumbre obedece a la necesidad de hacer una buena medición; es decir, una medición confiable. Para ello, es necesario describir el sistema de medición, realizar su correspondiente inspección e identificar y cuantificar las fuentes de incertidumbre para luego estimarlas.

La descripción del sistema de medición incluye los valores promedios y las variaciones de la presión de operación, la temperatura del fluido, el valor de la presión atmosférica, la temperatura ambiente y el caudal de gas a condiciones de flujo.

La inspección del sistema de medición obedece a la necesidad de evaluar el estado de los medidores; incluirá la evaluación de los parámetros de diseño, configuración y operación así como del estado metrológico de los elementos primario, secundario y terciario, que constituyen el sistema. La evaluación de

los elementos comprenderá el análisis de sus características técnicas, el desempeño metrológico y las condiciones de instalación y operación del medidor.

Una vez culminado el proceso de inspección, establecemos la relación funcional para determinar la energía contenida en el gas natural:

$$E_{\text{gas}} = \frac{(PC_S)}{Z_b} * (V_{\text{flujo}}) * \left(\frac{P_f}{P_b}\right) * \left(\frac{T_b}{T_f}\right) * \left(\frac{Z_b}{Z_f}\right) \quad (59)$$

Simplificando,

$$E_{\text{gas}} = (PC_S) * (V_{\text{flujo}}) * \left(\frac{P_f}{P_b}\right) * \left(\frac{T_b}{T_f}\right) * \left(\frac{1}{Z_f}\right) \quad (60)$$

Donde,

E_{gas} = Energía contenida en el gas natural

PC_S = Poder calorífico superior ideal del gas natural

V_{flujo} = Volumen a condiciones de flujo

P_f = Presión estática del fluido

T_f = Temperatura del fluido

Z_f = Factor de compresibilidad del fluido

P_b = Presión base que corresponde a 14,65 psia

T_b = Temperatura base que corresponde a 60°F

2.3.2 Hipótesis y Variables

2.3.2.1 Hipótesis General

Todos los instrumentos medidores de flujo de gases poseen una incertidumbre asociada cuya estimación permite demostrar la dependencia de la composición del fluido, de la temperatura, de la presión, de la masa específica, la viscosidad, compresibilidad, entre otros, así como de la existencia de una fuerte dependencia del régimen de flujo y del tipo de instalación.

2.3.2.2 Identificación de variables

En los procesos de medición de gas natural es necesario controlar las magnitudes variables como la temperatura, la presión, el caudal, el flujo másico o el volumétrico.

En sus inicios, las mediciones se realizaban bajo un control manual de estas variables utilizando instrumentos simples como manómetros, termómetros, válvulas manuales, entre otros. Sin embargo, el desarrollo de la metrología y la complejidad de los procesos han exigido que el control de estas variables se realice buscando métodos o técnicas que aseguren una mayor precisión; por tanto, los procesos se han ido automatizando gradualmente mediante el uso de instrumentos de medición y control, lo que ha permitido la optimización de las operaciones, la disminución de los costos y el aumento de los beneficios.

Con el uso de estos instrumentos, se ha fortalecido las funciones de supervisión en las operaciones de fiscalización y transferencia de custodia.

De acuerdo a Zabala², en estas operaciones, las variables (temperatura, presión, caudal, flujos) deben mantenerse, generalmente en un valor fijo determinado; en un valor variable con el tiempo de acuerdo con una relación predeterminada, o bien manteniendo una relación determinada con otra variable.

2.3.2.3 Medición de variables

En el caso de mediciones utilizando placas de orificio y medidores ultrasónicos, la medición de las variables se realiza a través de dispositivos secundarios como son, los transmisores de presión estática, de presión diferencial, de temperatura, de densidad; y, de elementos terciarios, los que incluyen registradores, totalizadores, indicadores, correctores, computadores de caudal y elementos de comunicación, principalmente.

² Mario Zabala. Curso Mediciones en Gas Natural.

2.3.2.4 Matriz de consistencia

	Descripción
TÍTULO	Metodología para la estimación de la incertidumbre asociada a los medidores de flujo de gas natural de tipos ultrasónico y por presión diferencial
PROBLEMA GENERAL	En las mediciones de flujo de gas natural no se reportan las incertidumbres por lo que los resultados no son comparables entre mediciones realizadas con el mismo instrumento, con patrones de referencia y otros instrumentos similares.
PROBLEMA ESPECÍFICO	¿Cómo se realizan las estimaciones de incertidumbre en los medidores de presión diferencial y en los medidores ultrasónicos? ¿Qué metodología sería aplicable a la estimación de las incertidumbres en las mediciones de flujo de gas natural cuando se usa un medidor de presión diferencial o uno ultrasónico?
OBJETIVOS GENERALES	<ul style="list-style-type: none"> • Establecer la importancia del reporte de las mediciones de flujo de fluidos como el petróleo o el gas natural, incluyendo la incertidumbre asociada a estas mediciones. • Identificar las fuentes de incertidumbre que podrían estar afectando las mediciones de gas natural realizadas por las empresas contratistas en los puntos de fiscalización.
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	<ul style="list-style-type: none"> • En temas técnicos, obtener un ahorro al permitir el seguimiento de programas preventivos de mantenimiento de unidades y equipos, evitando gastos de mantenimiento correctivo. • En temas de seguridad, ayudar a prevenir gastos por potencial ocurrencia de accidentes al detectarse situaciones de riesgo de manera oportuna. • En temas de medio ambiente, prever los niveles de daño al medio ambiente y realizar acciones de remediación y mitigación a menores costos.
HIPÓTESIS GENERAL	Todos los instrumentos medidores de flujo de gases poseen una incertidumbre asociada cuya estimación permite demostrar la dependencia de la composición del fluido, de la temperatura, de la presión, de la masa específica, la viscosidad, compresibilidad, entre otros, así como de la existencia de una fuerte dependencia del régimen de flujo y del tipo de instalación.
VARIABLES DEPENDIENTES E INDEPENDIENTES DE LA HIPÓTESIS	En los procesos de medición de gas natural es necesario controlar las magnitudes variables como la temperatura, la presión, el caudal, el flujo másico o el volumétrico.
¿COMO SE MEDIRÁN LAS VARIABLES?	En el caso de mediciones utilizando placas de orificio y medidores ultrasónicos, la medición de las variables se realiza a través de dispositivos secundarios como son, los transmisores de presión estática, de presión diferencial, de temperatura, de densidad; y, de elementos terciarios, los que incluyen registradores, totalizadores, indicadores, correctores, computadores de caudal y elementos de comunicación, principalmente.

CAPÍTULO III – RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN

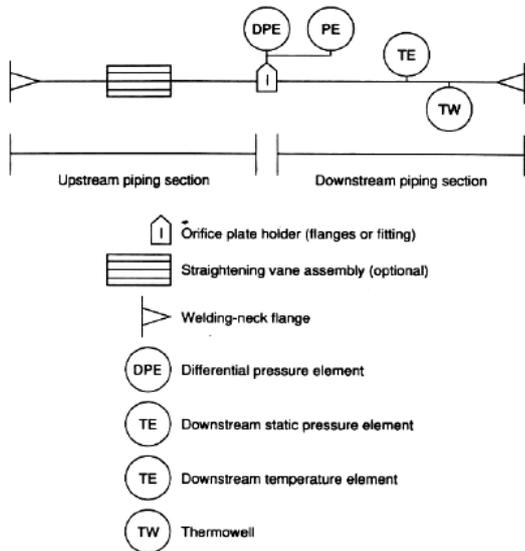
3.1 Mediciones realizadas en un medidor de caudal por presión diferencial

3.1.1 Características del sistema de medición

El sistema básico de medición por placa de orificio está constituido por el elemento primario, que consta de:

- Una placa de orificio delgada, plana, con el orificio concéntrico y de borde recto y afilado que se enfrenta contra la corriente de flujo.
- Un conjunto de bridas o válvula porta-placa, que posiciona la placa en forma concéntrica y perpendicular a la corriente de flujo, equipado con tomas de presión para la medición del diferencial de presión.
- Un tramo recto de tubería de medición, que puede incorporar un rectificador de flujo y un pozo termométrico.
- Dispositivos secundarios (transmisores de presión estática, de presión diferencial, de temperatura, de densidad).
- Elementos terciarios (registradores, totalizadores, indicadores, correctores, computadores de caudal y elementos de comunicación, etc.)

Fig. 3.1. Componentes básicos de un sistema de medición por placa de orificio



Fuente: Curso Medición y Regulación de Gas Natural.

CDT. 2004



Condiciones de Instalación y Operación

Todos los datos experimentales que a continuación se detallan en el presente trabajo han sido realizados y remitidos por el Laboratorio del Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas de Bucaramanga – Colombia.

Tabla 3.1. Medición de Caudal de gas en un medidor de Presión Diferencial

Parámetro	Valor promedio	Variación (desviación estándar de la muestra de datos)
Presión de operación, psi	338.3	1.8
Presión diferencial operación, pulg. de H ₂ O	106.9	32.9
Temperatura del fluido, °F	58	3.2
Presión atmosférica, psia	13.072	Valor fijado
Caudal del gas a condiciones de flujo, MCF	1244.3	220.4

Tabla 3.1.A Elemento primario (Placa de orificio)

Tipo	Placa de orificio
Diámetro a Temperatura de referencia, d_0 pulgadas	4.832859 ± 0.004370066
Diámetro a Temperatura de referencia, D_0 pulgadas	7.973322 ± 0.004015736
Material	304 SS

Periodos de mantenimiento e inspección:

Mantenimiento: Anual

Inspección: Semestral

Desempeño metrológico

- Evidencias de mantenimiento y calibración (certificados, programa, etc.)
 - ✓ Certificado de calibración original
 - ✓ Reporte de contrastación de calibración
- Condiciones de calibración respecto a las operativas
 - ✓ Resultado de calibración: evidencia de existencia de errores dentro de los límites operativos.
- Calibración del elemento primario completo (o sólo del medidor)
 - ✓ Calibración del conjunto sensor/ indicador/ transmisor

Se cuenta con acondicionador o rectificador de flujo, tipo haz de 19 tubos.

De acuerdo con las condiciones de operación, el medidor opera aproximadamente al 68% del alcance de medición, lo que permite confirmar su operación dentro del alcance adecuado según las buenas prácticas metrológicas establecidas en el reporte API RP-552 (20% - 90% del spam).

Tabla 3.1.B Elemento secundario (medidor de Presión estática)

Tipo	Transmisor de presión estática Rosemount Modelo: 1151 GP8S22M1B1
Localización de la toma de presión	Toma aguas arriba de la placa
Línea manométrica	Material del tubing: 316 SST Diámetro exterior: 1/2"
Alcance de medición	0 psig a 500 psig
Clase	Error@ F.S.: 1,38% FS ±0,15% FS
Efecto de radio frecuencia	0,1% de URL
Efecto de temperatura ambiente	+/- (0.05% URL + 0.125% span) por ΔT 50°F
Estabilidad del transmisor	+/- 0.125% URL/60 meses

Frecuencia de calibración: Anual / verificación trimestral

Incertidumbre de medición (k=2), 0.021 psig

Tabla 3.1.C Resultados de medición

Parámetro	Valor promedio	Variación
Presión de operación, psi	338,3	1,8
Diferencial de presión, pulgadas de agua	106,9	32,9
Temperatura del gas natural, °F	58	3,2

Tabla 3.1.D Temperatura del fluido (elemento secundario)

Tipo	Rosemount sensor: RTD PT100 385 3 wire Transductor: 644HAE5J6
Salida, mA	4-20 mA
Localización del termopozo	Tramo recto aguas arriba de la placa
Alcance de medición, °F	-32 °F a 212 °F
Efecto de temperatura ambiente	0.0054°F por cambio de cada 1.8°F, respecto a la temperatura de calibración
Efecto de radiofrecuencia	Sin efecto sobre su desempeño
Estabilidad	0.03% de span

Error máximo de linealidad: 1.04 °F ± 0.13 °F

Tabla 3.1.E Incertidumbres para mediciones de Temperatura

TEMPERATURA INDICADA INSTRUMENTO	CORRECCION A LA INDICACION	ERROR	INCERTIDUMBRE
°F	°F	°F	°F
60,94	-1,04	1,04	0,13
80,46	-0,56	0,56	0,12
99,74	0,10	-0,10	0,35

Variación de la densidad durante el tiempo de cálculo del volumen

Periodo de cálculo de volumen en minutos: muestreo cada 1 segundo

Fig. 3.2 Gráfico de Incertidumbre versus Temperatura

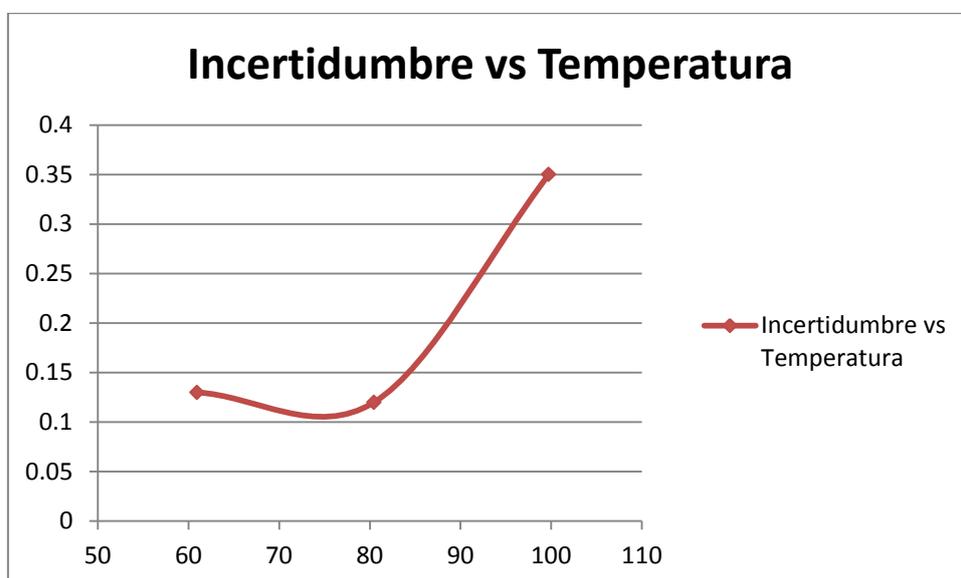


Tabla 3.1.F Elemento secundario (Diferencial de Presión)

Tipo	Rosemount 1151DP5S22M1B1
Salida, mA	4-20 mA
Alcance de medición, pulgadas de agua	0 – 200 pulg.H ₂ O
Exactitud	+/- 0.075% de span
Efecto de temperatura ambiente	+/- (0.025% de URL + 0.125% de span) para ΔT de 50°F
Estabilidad	+/- (0.125% de URL / 5 años) para ΔT de 50°F

% error máximo de linealidad (certificados de calibración): incluido en la exactitud

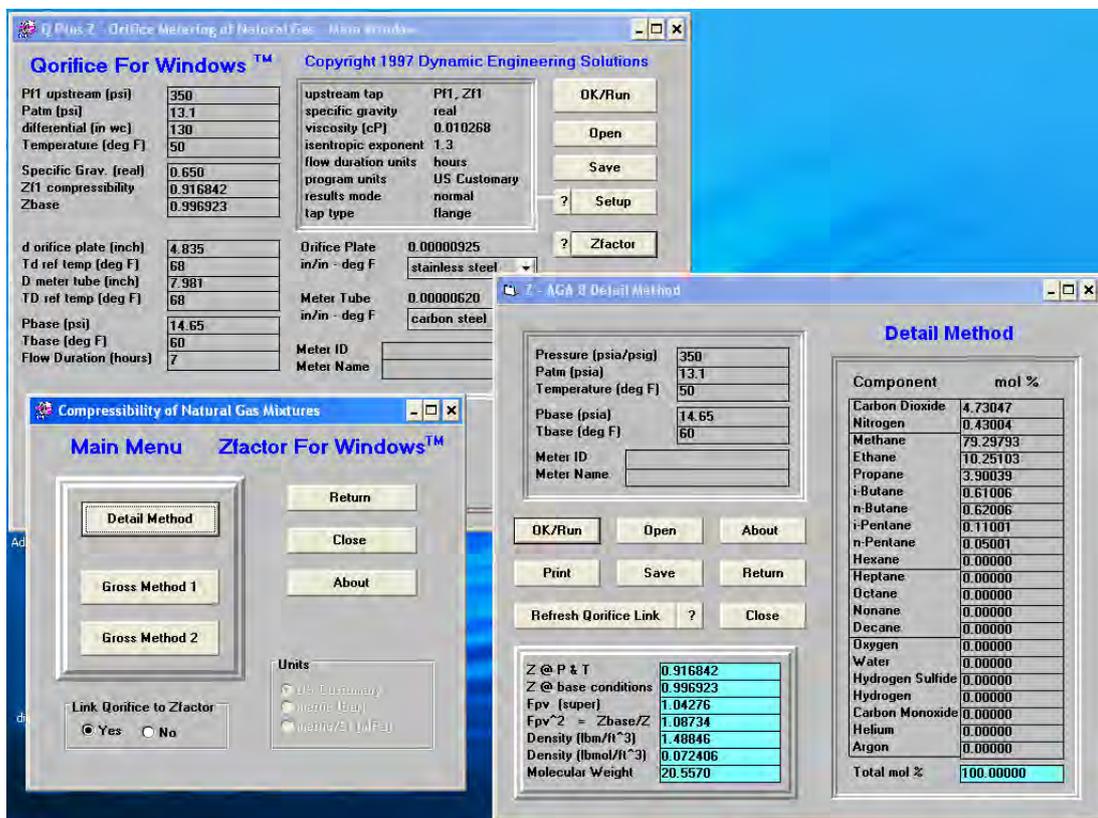
% error máximo respecto del alcance máximo:

Tabla 3.1.G Errores de medición del instrumento

Antes de ajuste			
Instrumento ascendente	Instrumento descendente	Indicación promedio del instrumento	Error de medición
Pulg. de agua	Pulg. de agua	Pulg. de agua	Pulg. de agua
0.05	0.05	0.05	0.05
51.38	50.58	50.98	0.64
101.67	101.85	101.76	1.56
152.27	151.24	151.76	1.45
202.50	202.34	202.42	2.09
Análisis de resultados			
Máximo Error de Indicación (%)		1.88	
Máximo Error de Linealidad (pulg. de agua)		2.12	
Máximo Error de Histéresis (pulg. de agua)		1.03	
Máximo Error, % FS (Toda la escala)		1.06	

Incertidumbre de la medición, 1.06 pulgadas de agua

Fig. 3.3 Pantalla del software Q Plus Z – Mediciones en Placas de Orificio
Determinación del Factor de Compresibilidad



Elemento terciario: Multivariable meter

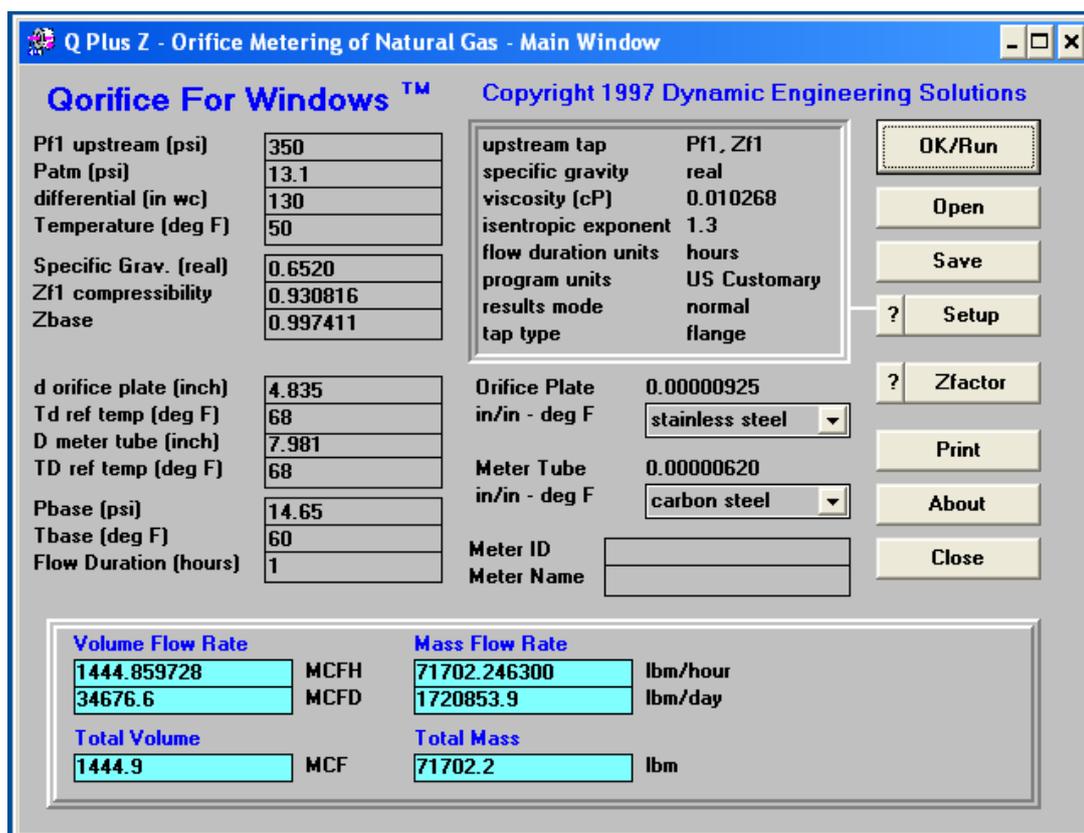
Tipo	MultiVariable Mass Flow Transmitter 3095
Algoritmo de cálculo – configuración	AGA: Reporte N° 3

Configuración de parámetros: Conforme

Exactitud del algoritmo de cálculo: simulación de variables

Error máximo: 0.30%

Fig. 3.4 Pantalla del software Q Plus Z – Mediciones en Placas de Orificio
Tasa de Flujo Volumétrico y Tasa de Flujo Másico



3.1.2 Estimación de la incertidumbre del medidor de caudal por presión diferencial

Relación funcional (Modelo matemático)

$$Q_m = \frac{C_d}{\sqrt{1 - \beta^4}} \varepsilon \frac{\pi}{4} d_T^2 \sqrt{2 \Delta p \rho_1} \quad (61)$$

Donde:

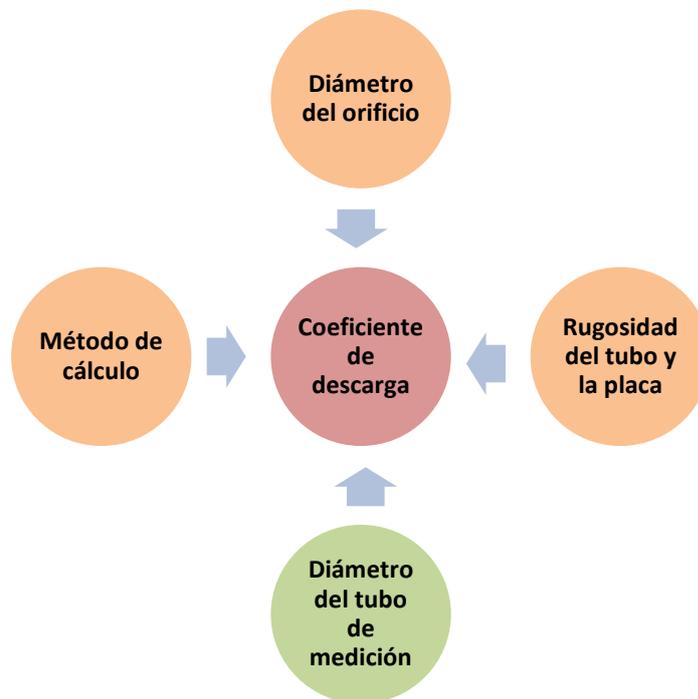
$$\begin{aligned} C_d = & 0.5961 + 0.0261\beta^2 - 0.216\beta^8 + 0.000521 \left(\frac{10^6 \beta}{Re_D} \right) \\ & + (0.0188 + 0.0063A) \beta^{3.5} \left(\frac{10^6}{Re_D} \right)^{0.3} \\ & + (0.043 + 0.080e^{-10L_1} - 0.123e^{-7L_1}) (1 - 0.11A) \frac{\beta^4}{1 - \beta^4} \\ & - 0.031 (M_2' - 0.8M_2'^{1.1}) \beta^{1.3} \end{aligned} \quad (62)$$

$$y, \quad \varepsilon = 1 - (0.351 + 0.256\beta^4 + 0.93\beta^8) \left[1 - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{1/\kappa} \right] \quad (63)$$

Trabajando con los parámetros principales, se identifican las fuentes de incertidumbre de cada uno de ellos.

a) Coeficiente de descarga, C_d

Fig. 3.5 Parámetros que afectan el valor del Coeficiente de Descarga



Incertidumbre del método de cálculo, $u = 0.5 \%$; $U = 0.005$ ($k = 2$)

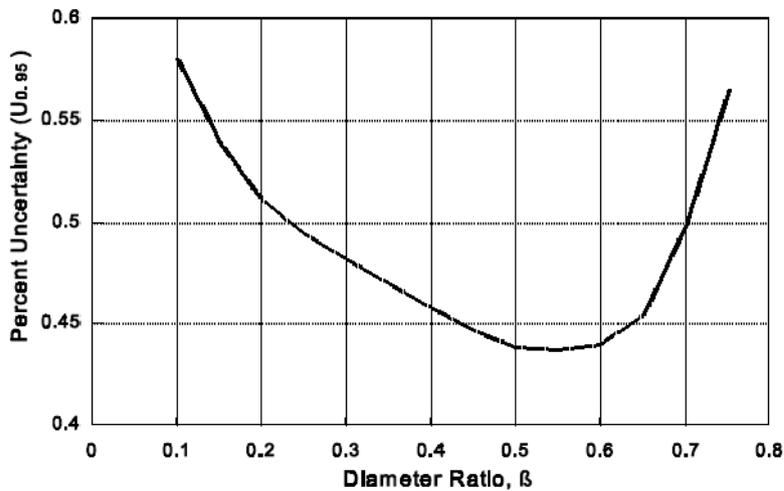
Los diámetros del tubo y del orificio se relacionan a través de la razón β , a partir de la cual se puede determinar el valor del porcentaje de incertidumbre.

En este caso,
$$\beta = \frac{d_0}{D_0} = \frac{4.832859}{7.973322} = 0.6061 \quad (64)$$

De la Fig.3.6, el porcentaje de incertidumbre es de 0.445%; por tanto, la incertidumbre es igual a, $U = 0.00445$.

La incertidumbre combinada para el Coeficiente de descarga es $U = 0.021$ ($k = 2$)

Fig. 3.6 Diagrama del porcentaje de incertidumbre versus razón de diámetros



b) Coeficiente de expansión, ϵ

El valor del coeficiente de expansión se determina experimentalmente por lo que su uso implica una contribución a la incertidumbre en el cálculo del flujo másico o volumétrico. La norma ISO 5175 establece que un valor de incertidumbre relativa (expresada en porcentaje) es igual a $4\Delta p/\rho_1$, respecto del valor del coeficiente de expansión.

c) Diámetro del orificio, d_T

$$d_T = d_0 (1 + \alpha_d (T - T_0)) \quad (65)$$

- A partir de los resultados obtenidos en el certificado de verificación dimensional de la placa, la incertidumbre expandida reportada es de 0.0025 pulgadas ($k = 2$)

- Los coeficientes de expansión térmica (α_d y α_D) de la placa y tubería respectivamente, se obtienen a partir de la norma ISO 5168-2005. Un valor típico de incertidumbre estándar para α_d es de $0.78 \times 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$.

d) Diámetro del tubo, D_T

$$D_T = D_0 (1 + \alpha_D (T - T_0)) \quad (66)$$

- A partir de los resultados obtenidos en el certificado de verificación dimensional del tubo, la incertidumbre expandida reportada es de 0.02 pulgadas ($k = 2$)
- Los coeficientes de expansión térmica (α_d y α_D) de la placa y tubería respectivamente, se obtienen a partir de la norma ISO 5168-2005. Un valor típico de incertidumbre estándar para α_D es de $0.68 \times 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$.

e) **Densidad del gas, ρ_1** . Es función de la variación de la presión y de la variación de la temperatura del fluido.

f) **Presión diferencial, Δp** . Es función de las características técnicas, el desempeño metrológico y las condiciones de instalación y operación.

TABLA 3.2 Resumen de incertidumbres para un medidor de flujo por presión diferencial

Dispositivo/propiedad	Incertidumbre, U (k = 2)
Medidor de Presión Estática	0.021 psig
Medidor del Diferencial de Presión	1.06 pulg. H ₂ O
Coefficiente de descarga	0.021
Diámetro de orificio	0.0025 pulg
Coefficiente de expansión térmica de la placa	$0.78 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$
Diámetro del tubo	0.02 pulg
Coefficiente de expansión térmica de la tubería	$0.68 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$

A continuación se presenta un ejemplo de estimación de la incertidumbre para el flujo de gas natural tomando en cuenta que para cada variable, las incertidumbres consideradas en la lista representan errores típicos tomados al azar; se considera un medidor de 4 pulgadas con un β de 0.5 y presión estática igual al diferencial de presión e igual a 250 psi.

TABLA 3.3 Errores típicos para estimación de incertidumbre de un sistema de medición por presión diferencial

		Incertidumbre, U95 (%)			Coeficiente de sensibilidad, S	(U95 S) ²	
C _d	Coeficiente de descarga		0.44		1	0.1936	
ε	Factor de expansión		0.03		1	0.0009	
d	Diámetro de orificio		0.05		$2/(1-\beta)^4$	0.0114	
D	Diámetro de tubería		0.25		$-2\beta^4/(1-\beta^4)$	0.0110	
ΔP	Presión diferencial	(0.25)	0.50	(0.1)	0.5	0.0625	0.01
P	Presión estática	(0.25)	0.50	(0.1)	0.5	0.0625	0.01
Z	Factor de compresibilidad (AGA 8)		0.1		-0.5	0.0025	
T	Temperatura de flujo	(0.7 °C)	0.25		-0.5	0.0156	=
G	Densidad relativa		0.60		0.5	0.0900	
Suma de cuadrados						0.4500	0.339
Raíz cuadrada de la suma de cuadrados						0.6708	0.58

De los resultados de la tabla, la incertidumbre de la medición del flujo de gas natural con el 95 % de confianza es de 0.6708 %, U = 0.0067.

La tabla 3.3 muestra un cálculo tomado por Zabala (2012) del AGA 3, que parte considerando que se está trabajando con instrumentos con una incertidumbre de ± 0.25% que es que el AGA permite y lo que es habitual en las mediciones hechas con los registradores de gráfico circular. Se han colocado los distintos factores que intervienen en la incertidumbre. Haciendo el traslado de los valores de incertidumbre y considerando ± 0.25% para la presión estática y

para la temperatura $0,7^{\circ}\text{C}$ (podría obtenerse una mejor precisión). Estos valores se han colocado entre paréntesis en la primera columna.

En la segunda columna se ha colocado 0.50 dado que se tiene 0,25% del valor máximo de la escala, del span o de la amplitud del rango, y se supone que normalmente se está midiendo alrededor de la mitad de la escala, por lo cual lo lleva a una incertidumbre de 0,50%; luego se aplica un coeficiente de sensibilidad. Por otro lado, se sabe por teoría de errores que si un factor está elevado al cuadrado, el error en el cálculo total es el doble del error en sí. Asimismo, si está afectado por la raíz cuadrada, es la mitad del error; esto lo hacemos aplicable a las incertidumbres. Por tanto, este 0.25 convertido en 0.50 se multiplica por 0.5 y luego, se eleva al cuadrado dado que el error más probable, en el que se puede suponer que está en el 95% de las mediciones, es la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de los errores. En la cuarta columna, se muestra los cuadrados de cada error individual, se suman todos y se extrae la raíz cuadrada. Si se observa detenidamente esta columna, el factor que más pesa es el coeficiente de descarga por lo que es el más crítico entre los errores que se pueda estar cometiendo en la medición

Con el resultado de esta operación típica que hace AGA, se encuentra un error del 0,67% teniendo en cuenta los parámetros del tramo de la medición, la determinación de los distintos coeficientes que intervienen y los errores admisibles en los instrumentos de medición. Este sería el error que se podría alcanzar en las mejores condiciones de operación con el mejor instrumental disponible. Si a eso se le agregan los errores cometidos en la graficación y en

la integración de gráficos de acuerdo al método tradicional, es posible llegar a agregar un 1% a este error y se tendría errores con gráfico circular del orden de $\pm 1.7\%$, y esta sería la incertidumbre de la medición.

En la tercera y sexta columnas se muestran valores de error que se pueden obtener con instrumentos modernos como computadores de flujo, cambiando los coeficientes respectivos se puede pasar de 0,67 a 0,58%. Esta reducción se logra porque los computadores de flujo eliminan la graficación y todos los errores inherentes gruesos que hay en ese aspecto; sin embargo, se observa que el error no baja mucho porque el error grueso es inherente al tipo de medición. Presentando un ejemplo de estimación de incertidumbre para un medidor de presión diferencial; a partir de la data ya mencionada, los resultados de estimación de incertidumbre se observan en la siguiente tabla:

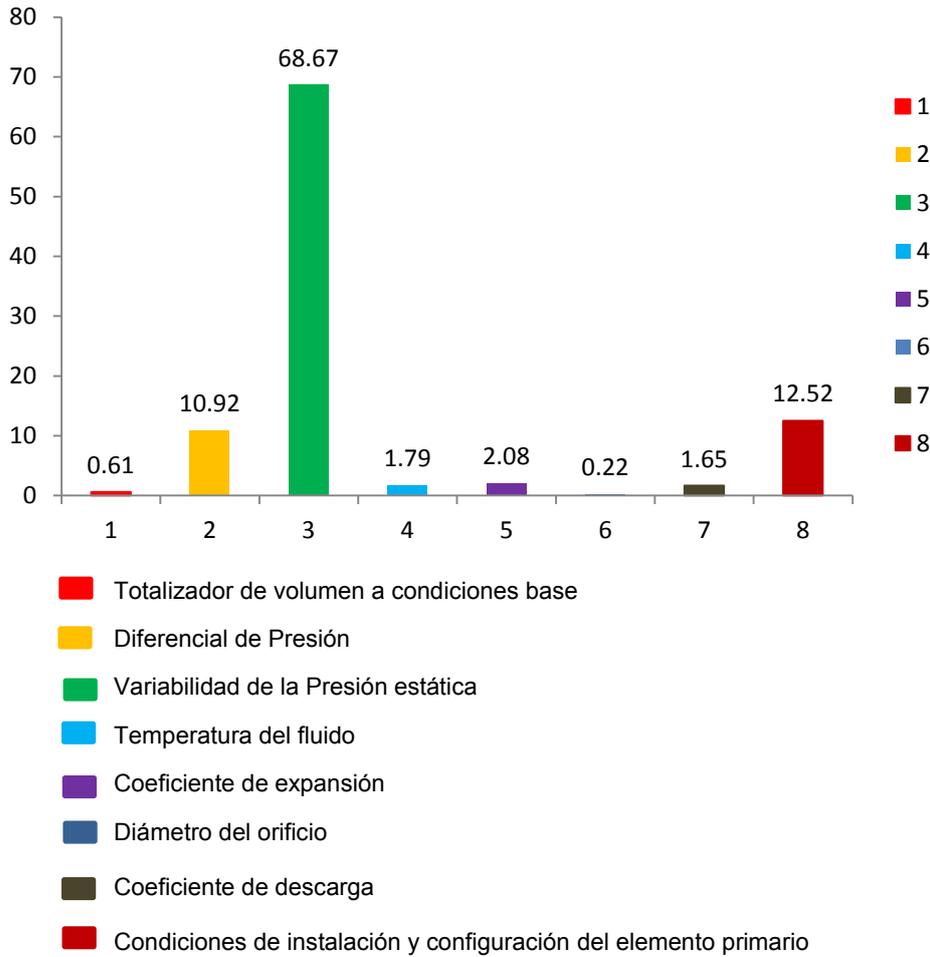
Tabla 3.4 Resultados de estimación de Incertidumbre

	Valor	Contribución, %
Suma total de contribuciones, $u_i(y)^2$	3.797E+10	100.00
Descripción	Valor	Unidad
Incertidumbre combinada	0.088	Lb/s
Grados de libertad efectivos	99.00	-
Factor de cobertura	1.984	-
Resultado de la medición	4.442	Lb/s
Incertidumbre total	0.176	Lb/s
Incertidumbre relativa	3.804	%

Fig. 3.7 Análisis de la contribución de cada componente en la incertidumbre asociada a la energía

Ausencia de condensados.

U = 3.8 % (k = 2)

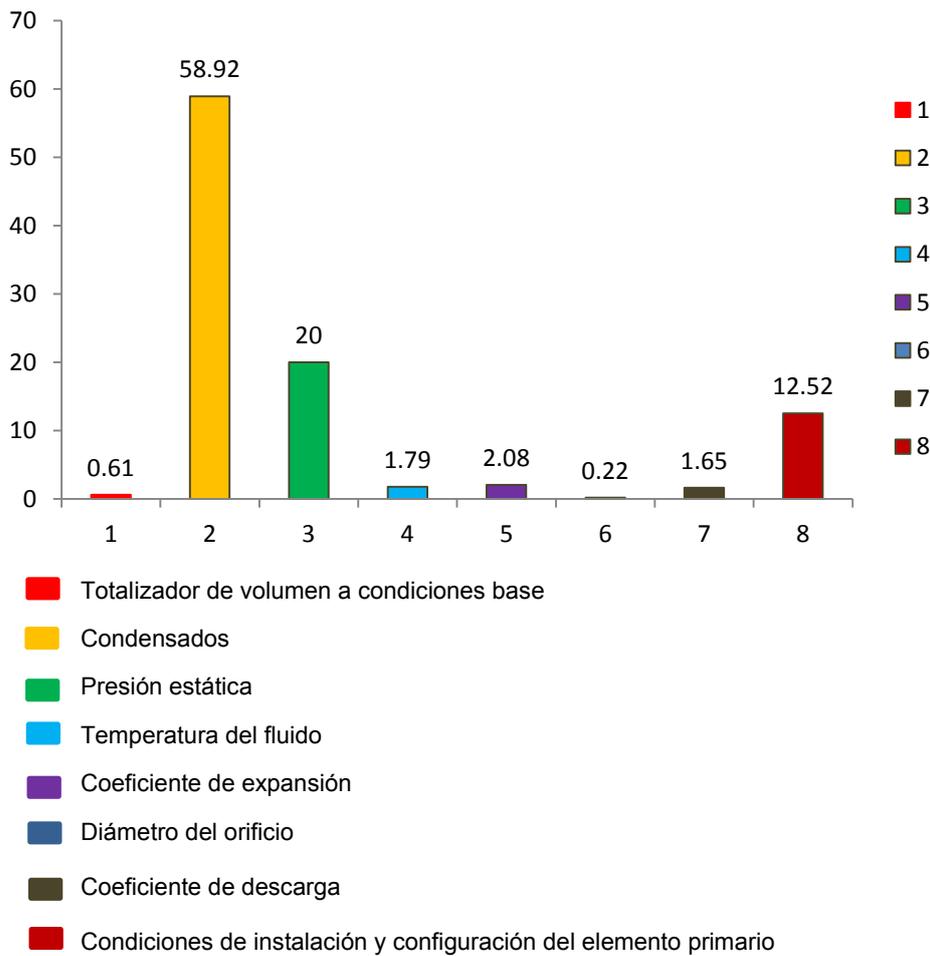


Gravedad específica	0.00%
Compresibilidad a condiciones de base	0.00%
Compresibilidad a condiciones de flujo	0.00%
Factor de velocidad de aproximación	0.00%

Fig. 3.8 Análisis de la contribución de cada componente en la incertidumbre asociada a la energía

Si presencia de condensados en el diferencial: 0.2 pulg de agua

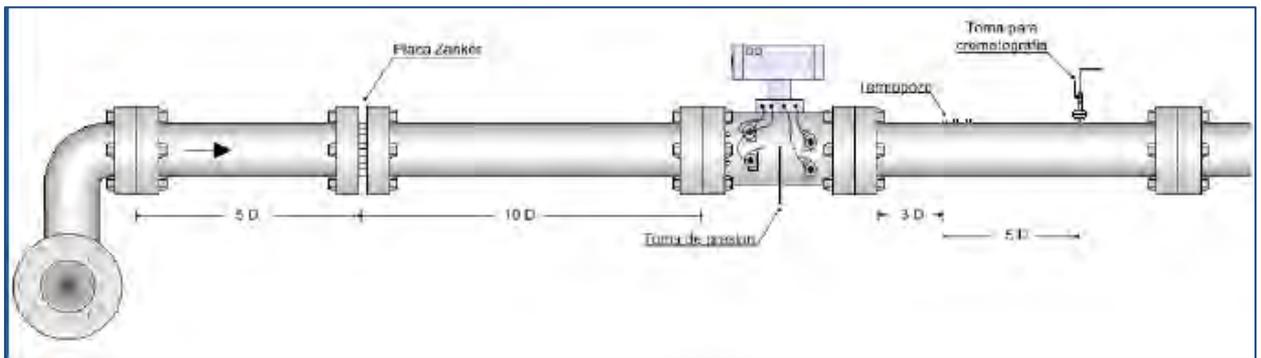
U = 5.6 % (k = 2)



Gravedad específica	0.00%
Compresibilidad a condiciones de base	0.00%
Compresibilidad a condiciones de flujo	0.00%
Factor de velocidad de aproximación	0.00%

3.2 Mediciones realizadas en un medidor ultrasónico

3.2.1 Características del sistema de medición



Para todos los tamaños de medidores se aplican los siguientes requisitos:

Repetibilidad:	$\pm 0.2 \%$ para $q_t \leq q_i \leq q_{max}$ $\pm 0.4 \%$ para $q_{min} \leq q_i \leq q_{max}$
Resolución:	0.001 m/seg
Intervalo de velocidad de muestreo:	≤ 1 segundo.
Error máximo pico a pico:	0.7 % para $q_t \leq q_i \leq q_{max}$
Lectura de flujo cero:	< 12 mm/seg para cada camino acústico

La norma hace referencia al error máximo en UM clasificados como de gran capacidad, que abarca los diámetros a partir de 12", inclusive, y los de baja capacidad, que son los menores de 12"

Para cada grupo se determina un error máximo, y son los valores que se indican:

UM de baja capacidad "12< Φ

Error máximo:	$\pm 1.0 \%$ para $q_t \leq q_i \leq q_{max}$ $\pm 1.4 \%$ para $q_{min} \leq q_i < q_t$
---------------	---

UM de gran capacidad "12≥Φ

Error máximo: $\pm 0.7 \%$ para $q_t \leq q_i \leq q_{\max}$

$\pm 1.4 \%$ para $q_{\min} \leq q_i < q_t$

La norma establece con claridad explícita que tanto los medidores ultrasónicos calibrados como los no calibrados deben cumplir con los límites de error indicados.

Tabla 3.5 Medición de Caudal de gas en un medidor ultrasónico

	Valor promedio	Variación
Presión de operación, psig	349.572	1.291
Temperatura del fluido, °F	55.502	7.816
Presión atmosférica, psia	13.126	Valor fijo
Caudal del gas a condiciones de flujo, PCH	30649.637	

Tabla 3.5.A Elemento primario (Medidor Ultrasónico)

Tipo	Ultrasónico (tiempo de tránsito)
Diámetro nominal, pulgadas	8
Nº de transductores	8
Nº de trayectorias	4
Alcance de la medición, PCH (pies cúbicos por hora)	3450 a 114200 PCH

Desempeño metrológico

Se evalúa:

- Evidencias de calibración (certificados, programa, etc)
- Condiciones de calibración respecto a las operativas
- Calibración del elemento primario completo (o sólo del medidor)

Tabla 3.5.B Elemento secundario (medidor de Presión Estática)

Tipo	Conjunto transductor - transmisor
Salida, mA	4-20 mA
Localización de la toma de presión	Cuerpo del medidor
Línea manométrica	Tubing de acero inoxidable de ½ pulg. OD
Alcance de medición	0 psig a 1000 psig
Efecto de radio frecuencia	0,07% de URL
Efecto de temperatura ambiente	+/- (0.05% URL + 0.125% span) por ΔT 50°F
Efecto del transmisor	+/- 0.125% URL/60 meses

De acuerdo con las condiciones de operación, el transductor opera aproximadamente al 34.96% del alcance de medición, lo que permite confirmar su operación dentro del alcance adecuado según las buenas prácticas metrológicas establecidas en el reporte API RP-552 (20% - 90% del span).

Tabla 3.5.C Ajuste del medidor de Presión Estática

Antes de ajuste					
Indicación Promedio del Patrón	Instrumento Ascendente	Instrumento Desc	Indicación promedio Instrumento	Error de medición	U Error de Indicación*
[psi]	[psi]	[psi]	[psi]	[psi]	[psi]
3,50	0,18	0,86	0,52	-2,98	0,8
150,05	148,94	149,12	149,03	-1,02	0,8
300,08	301,19	301,37	301,28	1,20	0,8
450,11	453,25	453,43	453,34	3,23	0,8
590,12	595,23	595,23	595,23	5,11	0,8
Análisis de resultados					
Máximo Error Indicación (%)				0,87	
Máximo Error de Linealidad (psi)				5,11	
Máximo Error Histéresis (psi)				0,68	
Máximo Error %FS**				0,85	

Tabla 3.5.D Temperatura del fluido

Tipo	
Salida, mA	4-20 mA
Localización del termopozo	Tramo recto aguas abajo del medidor
Alcance de medición, °F	0 °F a 150 °F
Efecto de temperatura ambiente	0.0054°F por cambio de cada 1.8°F, respecto a la temperatura de calibración
Efecto de radiofrecuencia	Sin efecto sobre su desempeño
Estabilidad	0.03% de span

Tabla 3.5.E Incertidumbre de medición de Temperatura

Indicación Instrumento	Error de indicación	Incertidumbre (U)*
[°F]	[°F]	[°F]
43,75	-1,15	0,13
53,79	-1,10	0,13
63,52	-1,38	0,15

Error máximo de linealidad: $-1.38 \text{ °F} \pm 0.15 \text{ °F}$

Elemento terciario

Tipo	RTU Fisher Controls Inc. ROC 809
Algoritmo de cálculo - configuración	Nº AGA 9

La tabla siguiente muestra los resultados del análisis de composición de la muestra de gas natural en el computador de flujo a las condiciones de operación.

La configuración de los parámetros se realizó en conformidad.

En el gas de referencia, la incertidumbre de la composición del metano, U = 0.5% (k = 2) relativo a la concentración.

La incertidumbre de los demás componentes, en el gas de referencia fue de U = 1.0% (k = 2) relativo a la concentración.

Las condiciones de muestreo se cumplieron satisfactoriamente de acuerdo con API 14.1, U = 0

Tabla 3.5.F Composición del gas

PARÁMETRO		Valores encontrados	Valores de Referencia	Referencia utilizada
Presión atmosférica		13,126 psia	13,07 psia	Medida In-situ
Presión base		14,65 psia	14,65 psia	RUT
Base Temperatura		60 °F	60 °F	RUT
K-factor		43,2 Puls/ft ³	43,2 Puls/ft ³	Informe del fabricante
Meter factor correction		1,00	*	Informe del medidor
Composición de Gas (Porcentaje Molar)	Metano	92,06	Promedio correspondiente al mes inmediatamente anterior	Practica operativa de TDO
	Etano	4,14		
	Propano	1,33		
	i-Butano	0,18		
	n-Butano	0,17		
	i-Pentano	0,03		
	n-Pentano	0,02		
	n-Hexano	0,01		
	Nitrógeno	1,24		
	Dióxido de Carbono	0,82		
Periodo de muestreo variables P y T		1 s	1 s	API 21.1
Periodo de Cálculo de Caudal (Calc speed)		1 s	Máximo 5 s	API 21.1
Método para el cálculo del factor compresibilidad		AGA 8 – Gross 2	AGA 8 – Detallado	RUT

La exactitud del algoritmo de cálculo se determinó por simulación de variables.

El Error Combinado máximo para la medición, Ec máx., es del 1.95 %

3.2.2 Estimación de la incertidumbre del medidor ultrasónico

Se considera, para las fuentes de incertidumbre identificadas, los resultados obtenidos en un medidor ultrasónico en el procedimiento experimental realizado en el Laboratorio del Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas, Bucaramanga.

Relación funcional (Modelo matemático)

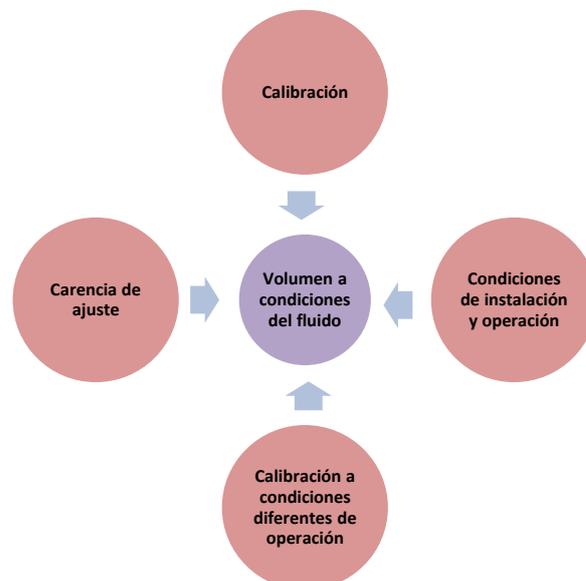
$$E_{\text{gas}} = (PC_S) * (V_{\text{flujo}}) * \left(\frac{P_f}{P_b}\right) * \left(\frac{T_b}{T_f}\right) * \left(\frac{1}{Z_f}\right) \quad (67)$$

Trabajando con los parámetros principales, se identifican las fuentes de incertidumbre de cada uno de ellos.

a) Volumen a condiciones de flujo

$$E_{\text{gas}} = (PC_S) * (V_{\text{flujo}}) * \left(\frac{P_f}{P_b}\right) * \left(\frac{T_b}{T_f}\right) * \left(\frac{1}{Z_f}\right)$$

Fig. 3.9 Parámetros que afectan el valor del Volumen a condiciones de fluido



Para una presión de calibración de 210 ± 0.05 psia y temperatura igual a 20 ± 1 °C, la incertidumbre $U = 0.3 \%$, $U = 0.003$ ($k = 2$); asimismo, la incertidumbre asociada a la carencia de ajuste, considerando una distribución rectangular es igual a $U = 0.05\%$, $U = 0.0005$ ($k = 2$).

La incertidumbre asociada al efecto por diferencia entre condiciones de calibración y operación se obtiene a partir de los resultados experimentales de entidades reconocidas (W.Freund, K. Zanker, D. Goodson, J. Hall, A. Jamieson, "Operation of Ultrasonic Flow Meters at Conditions Different than their Calibration", 2002); por tanto, $U = 0.24\%$, $U = 0.0024$ ($k = 2$).

La incertidumbre asociada a las condiciones de instalación y operación toman en cuenta el estado interno del tubo, el cual puede determinar una disminución del área (considerando un espesor de suciedad de 0.5 mm), la variación en el tiempo de tránsito y la variación del perfil de velocidades por superficies rugosas. De acuerdo a Lansing (J. Lansing, "Dirty vs Clean Ultrasonic Gas Flow Meter Performance", 2002), la incertidumbre es igual a $U = 0.3\%$, $U = 0.003$ ($k = 2$).

Respecto de las condiciones de instalación, ésta se toma en cuenta en caso exista un elemento generador de swirl como un par de codos de 90° en planos distintos, lo cual no se presenta en este caso.

Por tanto, aplicando la expresión

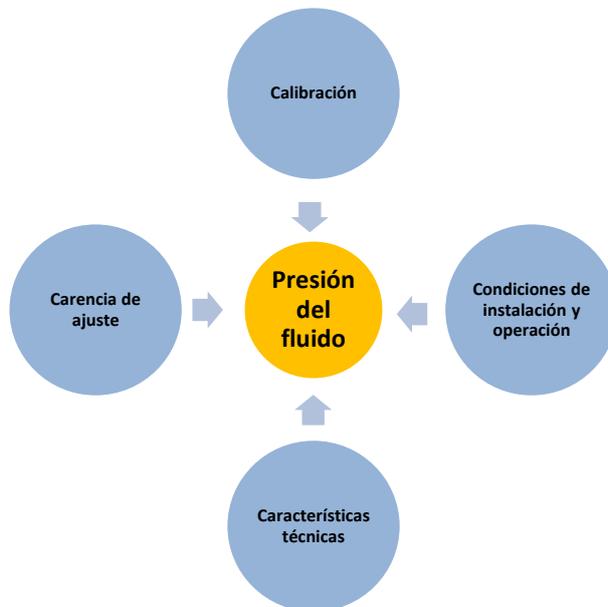
$$\mu_i = \sqrt{(\mu_{iX})^2} \quad (68)$$

la incertidumbre para la medición de volumen es $U = 0.0049$

b) Presión Estática

$$E_{\text{gas}} = (PC_S) * (V_{\text{flujo}}) * \left(\frac{P_f}{P_b}\right) * \left(\frac{T_b}{T_f}\right) * \left(\frac{1}{Z_f}\right)$$

Fig. 3.10 Parámetros que afectan el valor de la Presión del fluido



La incertidumbre de la calibración tiene el valor de 0.3 psig ($k = 2$) y la carencia de ajuste, considerando una distribución rectangular, tiene una incertidumbre de 0.74 psig.

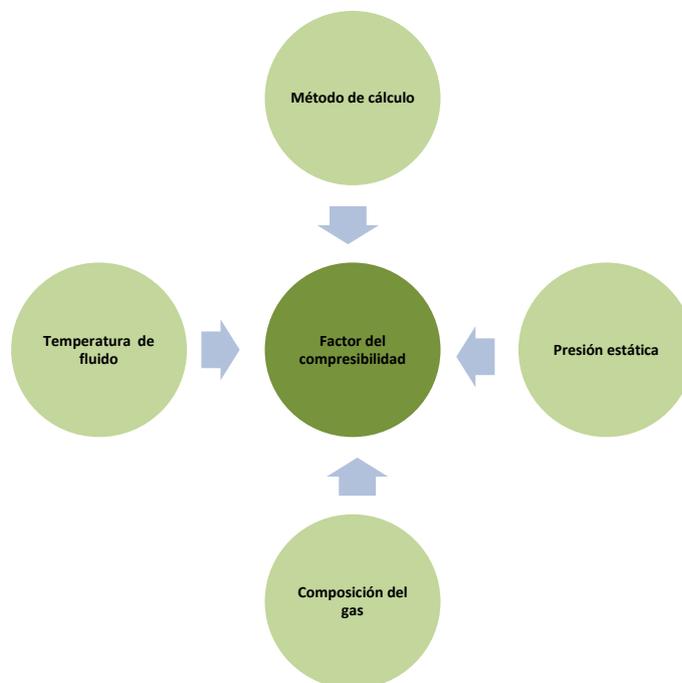
Considerando una distribución triangular para la presión de operación y la temperatura del fluido; una distribución normal tanto para el efecto de la temperatura ambiente como para la estabilidad de la medida; una distribución

rectangular para el efecto de diferencia entre la temperatura del fluido y la temperatura del termopozo, la incertidumbre asociada es de 0.1 °F.

c) Factor de compresibilidad

$$E_{\text{gas}} = (PC_S) * (V_{\text{flujo}}) * \left(\frac{P_f}{P_b}\right) * \left(\frac{T_b}{T_f}\right) * \left(\frac{1}{Z_f}\right)$$

Fig. 3.11 Parámetros que afectan el valor del Factor de Compresibilidad



De acuerdo a Fuentes y Fabián (2008), la incertidumbre del método de cálculo es $U = 0.1 \%$; $U = 0.001$ ($k = 2$) y la incertidumbre para la medida de la presión del fluido, considerando una distribución rectangular, es $U = 0.74$ psig.

Para cada gas el factor Z varía en función de la presión y temperatura de trabajo. La norma actual para la determinación de Z es la AGA 8, que reemplaza a la anterior NX-19.

De acuerdo a Zabala (2012), la incertidumbre del factor de supercompresibilidad, para los valores habituales de presión y temperatura del gas es:

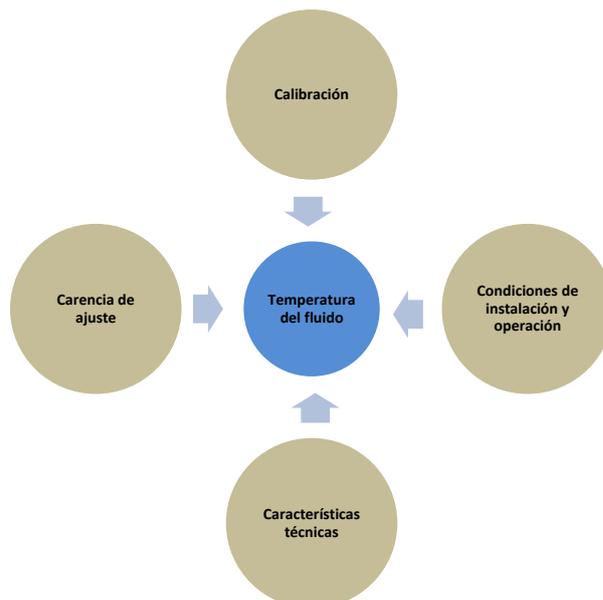
Según NX-19: $\Delta Z \leq 0.1\%$ $U = 0.001$ ($k = 2$)

Según AGA 8: $\Delta Z \leq 0.05\%$ $U = 0.0005$ ($k = 2$)

d) Temperatura

$$E_{\text{gas}} = (PC_S) * (V_{\text{flujo}}) * \left(\frac{P_f}{P_b}\right) * \left(\frac{T_b}{T_f}\right) * \left(\frac{1}{Z_f}\right)$$

Fig. 3.12 Parámetros que afectan el valor de la Temperatura



La incertidumbre de la calibración tiene el valor de 0.46 °F ($k = 2$) y la carencia de ajuste, considerando una distribución rectangular, tiene una incertidumbre de 1.47 °F.

Considerando una distribución normal para la temperatura de operación y una distribución triangular para la temperatura del fluido; una distribución rectangular para el efecto de diferencia entre la temperatura del fluido y la temperatura del termopozo, la incertidumbre asociada es de 0.1 °F.

e) Poder Calorífico Superior Ideal

Según Fuentes y Fabián (2012), la incertidumbre del método de cálculo es $U = 0.1 \%$; $U = 0.001$ ($k = 2$).

Fig. 3.13 Parámetros que afectan el valor del Poder Calorífico



Finalmente, aplicando:

$$\mu_i = \sqrt{(\mu_{ix})^2} \quad (68)$$

$$u_E = \sqrt{\sum (C_{si} * u_i)^2} \quad (69)$$

$$u_E = \sqrt{(C_{Pf} * u_{Pf})^2 + (C_{Tf} * u_{Tf})^2 + (C_{Zf} * u_{Zf})^2 + (C_{PC} * u_{PD})^2} \quad (70)$$

Se obtiene la incertidumbre combinada que al multiplicarse por el valor del factor de cobertura nos proporciona la incertidumbre expandida.

De manera similar al caso de la medición por presión diferencial, se presenta un ejemplo de estimación de incertidumbre para un medidor ultrasónico; consideremos los siguientes parámetros típicos obtenidos en una medición:

Tabla 3.6 Parámetros considerados para la estimación de Incertidumbre

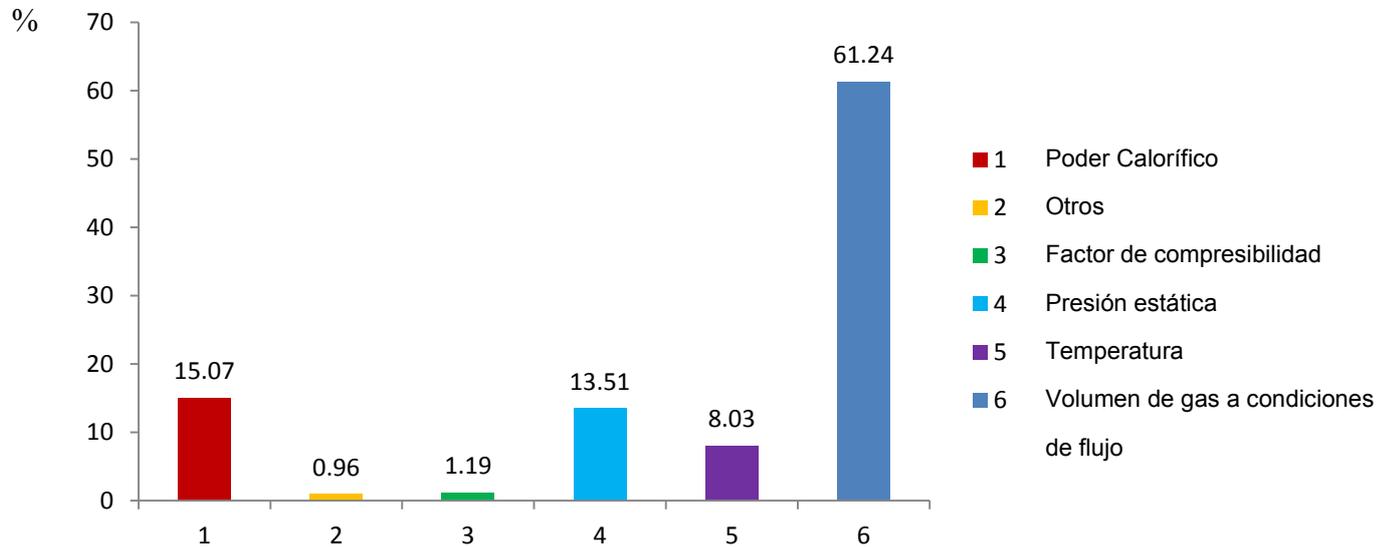
Parámetro	Valor promedio	Variación
Presión de operación	400.0 psig	0.6 psi
Temperatura del fluido	68.0 °F	1.0 °F
Presión atmosférica	14.04 psia	0.05 psi
Temperatura ambiente	91.4 °F	1.0 °F
Caudal de gas a condiciones de flujo	425 MPCD	1 MPCD

Tabla 3.7 Resultados de estimación de Incertidumbre

	Valor	Contribución, %
Suma total de contribuciones, $u_i(y)^2$	1.37315E+15	100.00
Descripción	Valor	Unidad
Incertidumbre combinada	37.056	MMBTUD
Grados de libertad efectivos	111.000	-
Factor de cobertura	1.982	-
Resultado de la medición	6287.425	MMBTUD
Incertidumbre total	72.162	MMBTUD
Incertidumbre relativa	1.148	%

La figura 3.14 muestra las contribuciones de cada componente de incertidumbre establecidas por CDT de Gas (2008); de acuerdo a ella se observa que el componente que más contribuye es el volumen a condiciones de flujo; por tanto, la medición del flujo de gas debe ser realizada tomando en cuenta todos los parámetros asociados y los factores que pueden afectar la precisión de la medición.

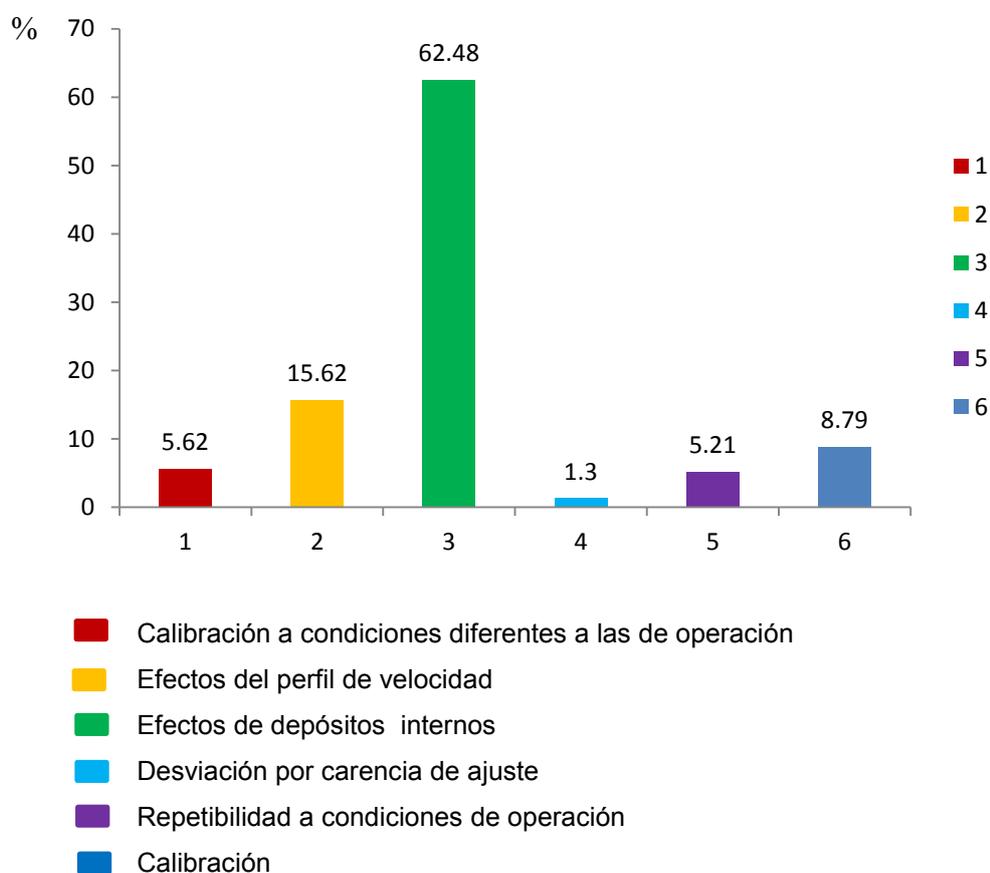
Fig. 3.14 Análisis de la contribución de cada componente en la incertidumbre asociada a la energía



Por tanto, se presenta gráficamente la contribución de cada componente en la incertidumbre asociada a la energía del gas observándose que los componentes que afectarían en mayor grado la medición serían el volumen del gas, el poder calorífico y la presión estática.

En relación al volumen de gas, los depósitos internos en la tubería producen un efecto mayor en relación al perfil de velocidad, por lo que debe programarse el servicio de limpieza de las tuberías de acuerdo a las características del gas natural.

Fig. 3.15 Análisis de la contribución de cada componente en la incertidumbre asociada al volumen de gas



Asimismo, la figura 3.16 muestra la contribución de cada componente en la incertidumbre asociada al poder calorífico. El análisis de composición determinará la cantidad de metano presente, por tanto el cromatógrafo de gases debe asegurado un servicio programado de mantenimiento preventivo; asimismo, el gas patrón utilizado debe encontrarse dentro de su periodo de vigencia a fin de asegurar la precisión de la determinación del poder calorífico.

La fig. 3.17 muestra la contribución de cada componente en la incertidumbre asociada a la presión estática

Fig. 3.16 Análisis de la contribución de cada componente en la incertidumbre asociada al poder calorífico

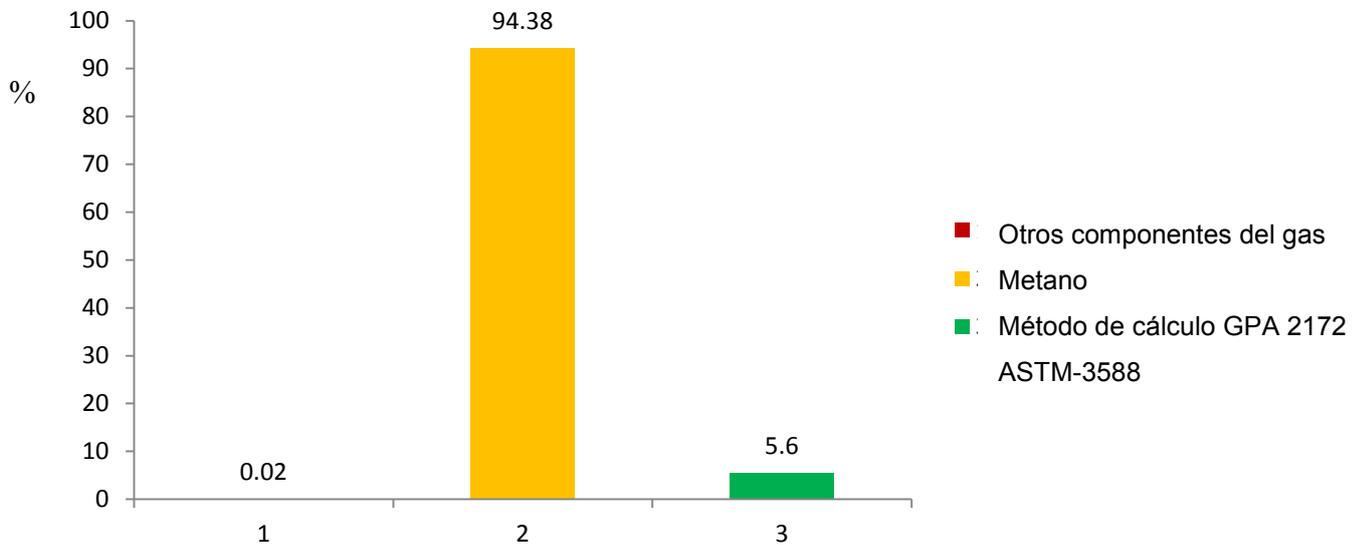
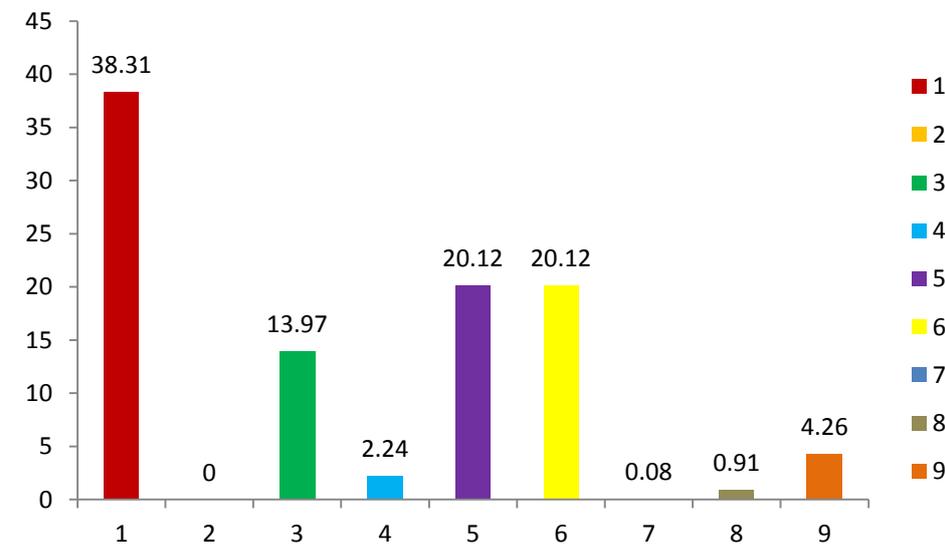


Fig. 3.17. Análisis de la contribución de cada componente en la incertidumbre asociada a la presión estática



- Variación de la presión del fluido
- Longitud y trazado de línea
- Efectos de suministro de energía
- Efectos de temperatura ambiente
- Efectos de Radio Frecuencia
- Estabilidad del transmisor
- Presión atmosférica
- Carencia de ajuste
- Calibración

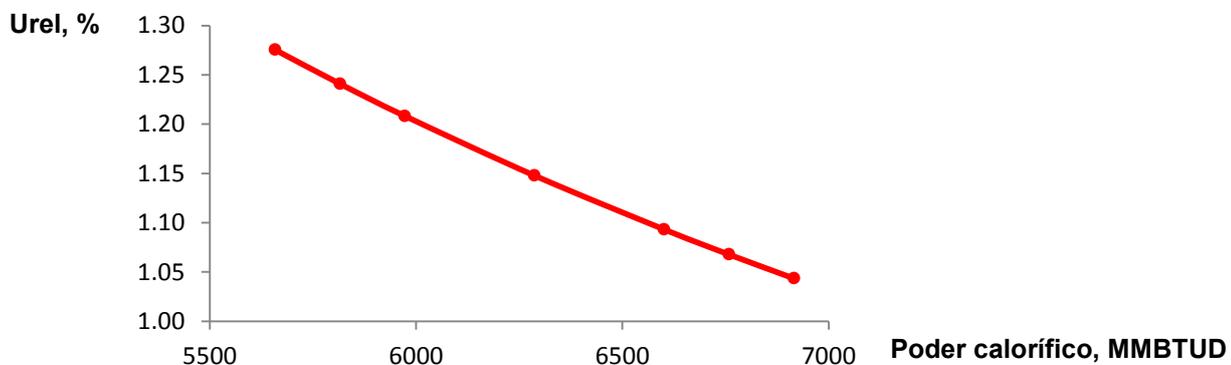
Por otro lado, si consideramos constante la incertidumbre en la estimación del poder calorífico e igual $U = 72.162$ MMBTUD, el aumento gradual del poder calorífico medido hará que la incertidumbre relativa disminuya; asimismo, la disminución en la estimación del poder calorífico dará lugar a un aumento en la incertidumbre relativa, lo cual se observa en la figura 3.18.

Tabla 3.8 Variación del poder calorífico con respecto a la Incertidumbre relativa

Δ Energía	Energía, MMBTUD	U relat, %
10.0%	6916	1.04
7.5%	6759	1.07
5.0%	6602	1.09
0.0%	6287	1.15
-5.0%	5973	1.21
-7.5%	5816	1.24
-10.0%	5659	1.28

Fuente: Elaboración propia

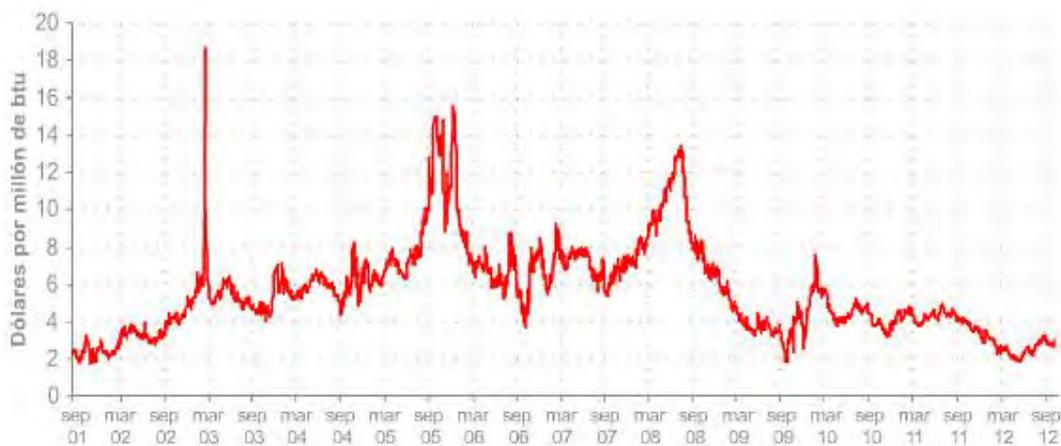
Fig. 3.18 Gráfico de la relación entre la energía del gas y su incertidumbre relativa



Fuente: Elaboración propia

Para ver cómo influye el concepto de incertidumbre en las mediciones es útil realizar un análisis del impacto económico sobre las transacciones del gas natural. Como es de conocimiento público, el Henry Hub es el marcador del precio del gas natural en Estados Unidos y el principal gas de referencia internacional. El precio del Henry Hub registró durante el mes de septiembre de 2012 un ligero aumento del 0,11%, manteniéndose en los 2,84 dólares por millón de Btu*, y quedando los precios en un nivel muy cercano al máximo del año que se alcanzó en julio, por tanto consideraremos este valor para efectos del análisis.

Fig. 3.19 Evolución del precio del gas natural



Fuente: http://www.repsol.com/es_es/corporacion/conocer-repsol/contexto-energetico/evolucion-precios-inventarios/precios/henry-hub/

Tabla 3.9 Impacto económico de la variación en la medición de la energía

Δ Energía	Energía, MMBTUD	Impacto económico del GN, \$/diario	Impacto económico del GN, \$/mensual	Impacto económico del GN, \$/anual
10.0%	6,916	19,642	589,257	7,071,090
7.5%	6,759	19,196	575,865	6,910,383
5.0%	6,602	18,749	562,473	6,749,676
0.0%	6,287	17,856	535,689	6,428,263
-5.0%	5,973	16,963	508,904	6,106,850
-7.5%	5,816	16,517	495,512	5,946,144
-10.0%	5,659	16,071	482,120	5,785,437

Fuente: Elaboración propia

Para efectos de cálculo, se ha considerado el mes de 30 días y el año de 360 días.

Considerando el valor de la energía igual a 6287 MMBTUD (tomado como referencia), y de acuerdo a la tabla 3.9 se observa que a medida que la estimación de la energía disminuye, el impacto económico será mayor.

CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES

1. La medición de caudal másico o de caudal volumétrico podría presentar altos valores de incertidumbre si ha habido falta de buenas prácticas metrológicas o falta de atención a las condiciones de instalación.

2. El análisis de sensibilidad es una herramienta útil para identificar las fuentes que causan un mayor impacto en la incertidumbre por lo que debe ser aplicado dentro de los planes de mejora; esto puede observarse en la figura 3.8 donde en la medición utilizando una placa de orificio, la variabilidad de la presión estática, las condiciones de instalación y configuración del elemento primario son los componentes de mayor contribución a la incertidumbre de energía cuando no hay presencia de condensados en la medición por presión diferencial; pero si lo hubiera, los componentes son debido a la presencia de condensados, la presión estática y las condiciones de flujo e instalación y configuración del elemento primario. Mientras que la figura 3.14, muestra que el volumen, la presión estática y el poder calorífico son los componentes de mayor contribución a la incertidumbre de energía en mediciones con medidores ultrasónicos.

3. La tabla 3.9 muestra claramente que si hubiera valores menores de energía calculada para un flujo medido ya sea por el sistema de presión diferencial o mediante un medidor ultrasónico, el impacto económico sería mayor mientras mayor sea la diferencia con respecto al valor convencionalmente aceptado como verdadero.

4. Las actividades de inspección de los sistemas de medición forman la estructura básica para la identificación y cuantificación de las fuentes de incertidumbre por lo que constituyen una contribución importante de las actividades de inspección de los sistemas de medición de gases como la medición del gas natural.

5. La implementación de un programa de aseguramiento metrológico es una inversión que minimiza pérdidas y el riesgo de deficiencias en la cantidad entregada de producto al precio acordado entre vendedor y comprador; la mejor manera de implementarlo es haciendo uso de lineamientos internacionales como los contenidos en la norma ISO 10012:2003.

6. Todos los niveles de las empresas tienen responsabilidad sobre el programa de aseguramiento metrológico.

CAPÍTULO V

RECOMENDACIONES

Muchos años atrás, el concepto de metrología se circunscribía a la verificación, ajuste y calibración del dispositivo o instrumento de medición; actualmente, debe tenerse conocimiento y control sobre el instrumento o dispositivo de medición, sobre el factor humano, sobre las condiciones del ambiente, la trazabilidad y otros.

El concepto de aseguramiento metrológico ha sido recogido en la norma ISO 10012:2003, que establece que un sistema de gestión de las mediciones asegurará que tanto el equipo como los procesos de medición son apropiados para su uso previsto en tanto se alcancen los objetivos de la calidad de los productos y se gestionen los riesgos de obtener resultados de medición incorrectos. Así, el aseguramiento metrológico es la parte de la gestión de la medición que se orienta a proporcionar confianza en que se cumplen los requisitos de las mediciones. Este aseguramiento involucra todos los niveles de decisión y de acción de las organizaciones que ejercen influencia sobre la mejora del sistema de gestión de las mediciones.

Dado que el aseguramiento metrológico incluye actividades que se programan para garantizar que los equipos e instrumentos de medición, calibración, inspección y ensayo tengan las características apropiadas para su uso; además, de que se tienen los procedimientos necesarios para garantizar la precisión en las actividades de la organización; que el operador de un dispositivo de medición tenga el conocimiento y la habilidad requerida para

realizar mediciones o que las gestiones y que se conozcan y controlen los errores de las mediciones, se recomienda que:

1. Las empresas implementen un sistema de aseguramiento metrológico que, como parte integrante clave de la gestión de las mediciones, tiene el propósito de garantizar la entrega de la cantidad justa y precio justo en las actividades de comercialización de crudo y gas natural. Asimismo, asegurarse de realizar la confirmación metrológica de los dispositivos de medición, verificar los procesos de medición y estimar las incertidumbres en todas las mediciones sobre las que se calcula el pago de las regalías o servicios de acuerdo a los contratos suscritos con Perupetro.
2. Las empresas deben implementar un programa de aseguramiento metrológico utilizando como guía los lineamientos expresados en la norma ISO 10012 vigente, comprometiendo a todos los niveles de las empresas que comercializan crudo y gas natural en el seguimiento de este programa con responsabilidad.
3. Las empresas deben asegurar que se dispone de los recursos necesarios para establecer y mantener la función metrológica, la misma que debe establecerse, documentarse y mantenerse en un sistema de gestión de las mediciones.
4. La responsabilidad de la Alta Dirección de las empresas debe enfocarse en el cliente, de manera que los requisitos de medición del cliente se convierten en requisitos metrológicos; es decir, debe enfocarse y

asegurarse en cumplir los requisitos metrológicos del cliente. Asimismo, debe implementar un programa de aseguramiento metrológico que contemple como objetivo que, en cualquier momento sea posible demostrar el cumplimiento de los requisitos especificados por el cliente.

5. Las empresas deben definir y establecer, a través de su Alta Dirección, los objetivos de calidad en función de los cuales el programa de aseguramiento metrológico velará por su cumplimiento, mantención y mejoramiento.
6. La Alta Dirección de las empresas debe asegurar que se efectúe las revisiones del sistema a través de un programa planificado a intervalos regulares y con los recursos adecuados para luego implementar las propuestas de mejora resultantes.
7. La Alta Dirección debe definir y documentar las responsabilidades del personal asignado al sistema de aseguramiento metrológico; asimismo, debe asegurar que el programa esté a cargo de personal apto y competente en metrología.
8. El sistema de gestión de las mediciones debe tener los procedimientos debidamente identificados, individual o colectivamente, documentados y validados. En caso de que en los procesos de medición se utilice software, éste debe estar documentado, identificado, validado, probado y controlado. Todos los registros deben mantenerse actualizados.

9. Los equipos de medición que se utilicen dentro del sistema deben estar debidamente identificados y operados dentro de un ambiente adecuado, disponibles y con calibración vigente. Igualmente, las condiciones ambientales deben estar documentadas, debiéndose realizar un seguimiento y registros de ellas, haciéndose las correcciones pertinentes en caso de estar fuera de los parámetros establecidos.
10. La Alta Dirección debe asegurar que se han definido y documentado los requisitos para los productos entregados y servicios prestados por proveedores externos, los mismos que deben ser evaluados y seleccionados.
11. El análisis y mejora del sistema de gestión de las mediciones se realice a través de auditorías de seguimiento para el control de las no conformidades y la propuesta de mejora mediante acciones correctivas y preventivas.
12. El Estado, a través de Perupetro, en la medida que a cualquiera de los actores que actúa en el Punto de Fiscalización o en transferencia de custodia (vendedor, comprador o Estado) le interesa una mejor precisión cualesquiera que sean las razones: incumplimiento de regulación, mejora en la determinación de regalías, del canon, y otras, es que debe asegurarse que el reporte de las mediciones incluyan la incertidumbre estimada. Por tanto, se sugiere que el Estado a través de la Dirección General de Hidrocarburos, DGH, emita un Reglamento de Mediciones o

Lineamientos de Medición que establezca la obligatoriedad del sistema de medición, la mejora del sistema hasta ciertos niveles de incertidumbre y auditorías de medición en puntos operativos y puntos de fiscalización.

13. El Estado debe promover la realización de una auditoría de mediciones para establecer la línea base con la cual establecería el Reglamento de Mediciones o los Lineamientos de Medición, en virtud de la importancia para el país de obtener el pago que le corresponde por la explotación de sus recursos.

CAPÍTULO VI

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ADANIYA, BEATRIZ, RICARDO PIZARRO Y EVA ORÉ. Curso Incertidumbre de las mediciones. 2007
2. BUITRAGO, FABIO ALONSO. Aseguramiento Metrológico: Ventajas de su Aplicación en la Industria. Corporación CDT de Gas. 2008
3. CÁCERES GRAZIANI, LUIS F. El Gas Natural. Carec. 2000
4. DAJES CASTRO, JOSÉ. Guía para la expresión de la incertidumbre de la medición. Servicio Nacional de Metrología. 2001
5. Decreto Supremo N° 032-2004.EM. Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.
6. FUENTES O., JOSÉ AUGUSTO Y EMERSON FABIÁN TAVERA. Incertidumbre en la Medición Aplicada a los Fluidos – Gas. Corporación CDT de Gas. 2008a
7. FUENTES O., JOSÉ AUGUSTO. Incertidumbre en la Medición Aplicada a los Fluidos – Vapor. Corporación CDT de Gas. 2008b
8. GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION. Engineering Data Book. Vol. 1. 1998.
9. HURTADO DE MENDOZA BELTRÁN, NICANOR. Curso Medición y Fiscalización de Hidrocarburos. CAREC. 2000
10. Memorias Curso Taller sobre Incertidumbre de la Medición de Ensayos. Indecopi. 2012
11. Memorias 5ta. Jornada Técnica Internacional de Medición de Fluidos. Bogotá. 2008

12. Memorias Curso Taller sobre Incertidumbre de la Medición de Ensayos. Indecopi. Lima. 2005
13. Memorias Curso Metrología para la calibración de medidores de gas y líquidos. Lima. 2005
14. Memorias Curso Medición y Regulación de Gas Natural. CDT. Lima. 2004
15. ROJAS GONZALO Y JULIO GONZÁLES. Curso de Fiscalización y Control de la Producción de Gas Natural. 2006
16. YOUNGER, A.H. Natural Gas Processing Principles and Technology. The University of Calgary. 1992
17. ZABALA, MARIO. Curso de Metrología del Gas Natural. Agosto 2012.
18. ZEVALLOS, GUILLERMO. Curso Incertidumbre de la Medición. 2005